

Una nueva serie sobre la innovación de energía

La Energía Geotérmica

► **Sandro Bruni**

Contenido

- 4 Proyectos geotérmicos: de la exploración a la explotación
- 6 Tecnología utilizada
- 8 Proyectos destacados y estudios de factibilidad en América Latina y el Caribe
- 10 Destacados

Geotermia: una fuente sostenible de energía

Durante los últimos 30 años, la geotermia se ha convertido en una fuente clave de producción de energía eléctrica gracias a sus costos competitivos y confiabilidad técnica además de su capacidad de ofrecer potencia firme con altos factores de carga. No solo se trata de una tecnología limpia, renovable y de bajo impacto ambiental, sino también de una alternativa viable que favorece la diversificación de la matriz energética con una producción de energía constante e independiente de las fluctuaciones de los costos de los combustibles y de las variaciones meteorológicas [1](#).

Más de cien años de experiencia

En su sentido más amplio, la energía geotérmica es aquella contenida en forma de calor dentro de la tierra. Actualmente se considera que este calor —liberado por



Larderello.

Fuente: [Fabio Sartori](#)

el decaimiento radiogénico de elementos radiactivos— es el motor de los procesos geológicos a escala regional, entre ellos el movimiento de placas, las erupcio-

nes volcánicas y los temblores de tierra. Aunque esta energía es prácticamente inagotable, su distribución en el planeta es desigual y por lo general se encuentra



Centro de Innovación Energética

o bien concentrada en profundidades extremas, o disipada hacia el exterior con intensidades que no permiten su aprovechamiento. Por ello, cuando se habla de energía geotérmica en sentido estricto, se hace referencia únicamente a aquella porción de calor que, encontrándose en la zona más superficial del planeta, puede ser utilizada directa o indirectamente por los seres humanos con propósitos de salud y descanso, calefacción de ambientes y en los procesos industriales o de generación eléctrica.

El primer aprovechamiento industrial de esta energía se le debe atribuir a Francesco Giacomo Larderello quien, en 1818, tuvo la idea de sustituir el vapor utilizado en las calderas de evaporación de la planta química del área de Pomarance (Gran Ducado de Toscana, zona de Volterra) por

el vapor que salía naturalmente del suelo del “Valle del Diablo”, ubicado en las cercanías. Cuando se comenzó a alimentar con este vapor las calderas de evaporación utilizadas por la industria química, la producción de ácido bórico (compuesto químico indispensable para la producción de jabones y productos de belleza) pasó de 2,5 toneladas/año a 50 en 1818, y llegó a 125 en 1829. Tal innovación permitió a la planta química del lugar mantener el monopolio de la producción de boratos en Europa durante todo el siglo XIX. En 1846, el pueblo construido alrededor de esta planta fue bautizado con el nombre de Larderello, en honor a su homónimo industrial.

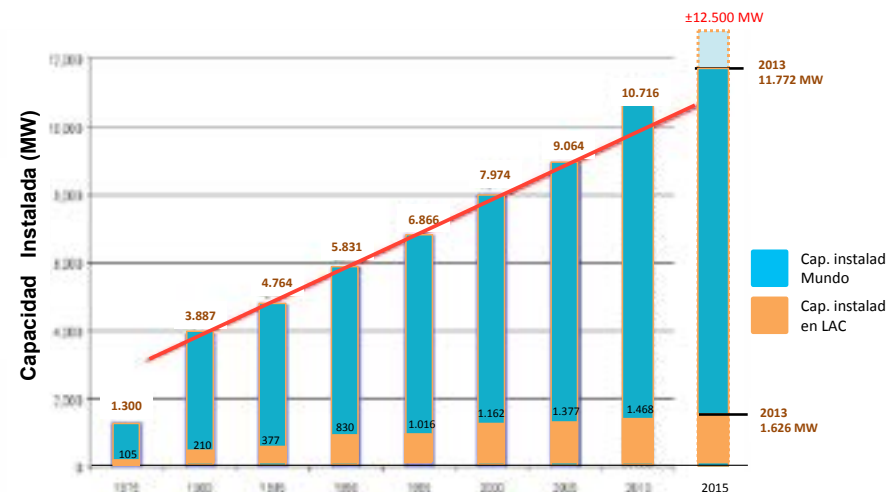
A comienzos del siglo XX, en Larderello el interés principal se centró en diversificar el uso del vapor ya fuera como fuente de alimentación de calderas o

Monte Rotondo.

Fuente: [Enel Green Power SpA](#)



Gráfico 1. Capacidad mundial versus capacidad instalada en ALC



Fuentes: Véanse las notas 3 y 4.

como fuerza mecánica. El 4 julio de 1904, bajo la dirección del [Príncipe Ginori Conti](#), se transformó por primera vez la energía termodinámica contenida en el vapor en energía eléctrica, empleando para ello una turbina conectada a un generador de tensión que rotaba al interior de un campo magnético. Desde entonces [Larderello](#) se convirtió en el primer productor mundial de energía geotérmica, que también se conoce en algunos países como geotermoeléctrica.

En 1913 se inauguró allí la primera planta geotérmica a escala comercial (250 kW); en 1950 Larderello ya producía alrededor de 2 TWh/año de energía eléc-

trica. Durante los siguientes tres lustros se pusieron en marcha las primeras plantas piloto en Nueva Zelanda ([Wairakey en 1958](#)), Estados Unidos ([The Geysers en 1960](#)), Japón ([Matsukawa en 1966](#)) y Rusia ([Pauzhetsky en 1967](#)). En los años setenta, México (1973), El Salvador (1975), Islandia (1978) y Filipinas (1979) incorporaron a su matriz energética las primeras centrales geotermoeléctricas. En los últimos treinta años, el uso de la energía geotérmica creció constantemente y se consolidó como tecnología confiable y competitiva en 24 países. Para finales de 2013, la capacidad instalada total ascendía a 11.772 MW [?](#).

La geotermia en América Latina y el Caribe

En la región, la primera planta geotérmica entró en operación en 1973 (Cerro Prieto, México). Actualmente la capacidad instalada asciende a cerca de 1.626MW en cinco países: México (1.017MW) 3, Guatemala (48MW), El Salvador (204MW), Nicaragua (149MW) y Costa Rica (207MW) 4. Con excepción de una pequeña instalación de 15MW en la isla francesa de Guadalupe 5 y un piloto de demostración en Argentina (Copahue, Argentina; 670 kW; 1988–1996 6), no hay otras plantas en operación en Sudamérica y/o en el Caribe.

Sistemas geotérmicos: ollas de presión

En el 99% de la masa de la tierra predominan las temperaturas superiores a los 1000° C y solo en un 0,1% las temperaturas son menores de 100° C 7. En la parte más superficial de la corteza terrestre generalmente se presentan temperaturas, flujos de calor y gradientes térmicos (±25° C/km) que no se prestan para el aprovechamiento de la energía geotérmica.

Sin embargo, en la superficie terrestre existen algunos lugares cuyas condiciones geológicas permiten que el calor contenido al interior de la tierra se acumule en el subsuelo a bajas profundidades (1–3km).

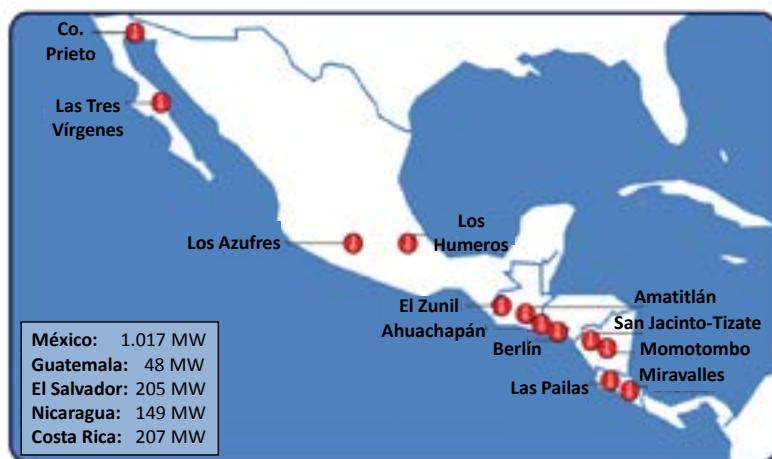
Estos lugares —llamados sistemas o campos geotérmicos— generalmente marcan los bordes de las placas tectónicas y se caracterizan por la presencia de megaestructuras volcánicas como conos y/o calderas, una intensa actividad sísmica y numerosas manifestaciones termales. Es precisamente por ello que México 8, los países centroamericanos 9, las Antillas Menores 10 y los países andinos de Sudamérica 11 —con sus numerosos volcanes y manifestaciones termales— son zonas privilegiadas para el desarrollo de la geotermia.

En lo que concierne a las condiciones geológicas, para que se desarrolle un sistema geotérmico de interés comercial se necesita: (i) una gran cantidad de calor almacenado en profundidades accesibles

con las actuales técnicas de perforación; (ii) niveles porosos (reservorios) donde se almacene un vector o transportador (fluido geotérmico) que permita extraer el calor desde las profundidades hasta la superficie; y (iii) niveles impermeables más superficiales (capasello) que impidan la migración de los fluidos geotérmicos contenidos dentro del reservorio hacia la superficie.

Para efectos ilustrativos, un campo geotérmico puede ser comparado con una olla de presión donde existe una fuente de calor (fuego) que suministra energía a un reservorio (el agua dentro de la olla), el cual se mantiene allí debido a la presencia de un capasello (tapa a presión) (gráfico 3).

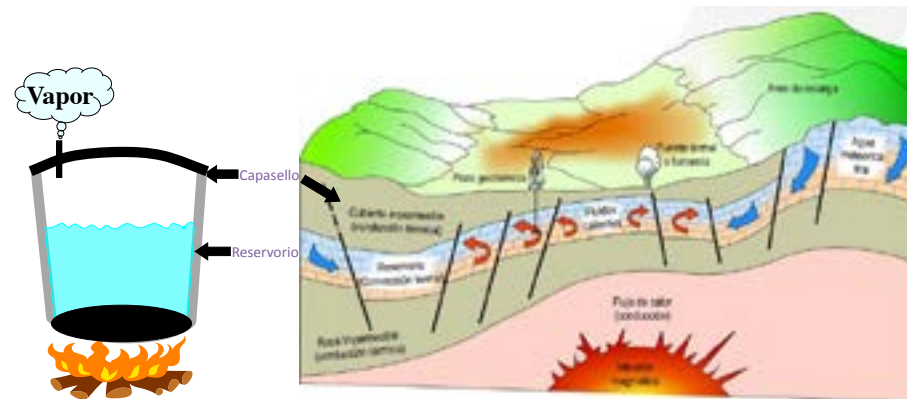
Gráfico 2. América Central: instalaciones geotérmicas reportadas en la región



Fuentes: Véanse las notas 3 y 4.

Nota: En varias secciones del texto se proporcionan más detalles sobre estas plantas.

Gráfico 3. Comparación entre una olla de presión y un modelo de un campo geotérmico



Fuente: El modelo del campo geotérmico proviene de Dickson y Fanelli (2004).

Proyectos geotérmicos: de la exploración a la explotación

Esquemáticamente, un proyecto geotérmico se puede dividir en cuatro fases principales (gráfico 4):

Exploración superficial. La primera fase consiste en identificar y caracterizar el posible sistema en términos de temperatura, tipología de fluidos y ubicación espacial. En esta fase —que puede durar entre uno y dos años, y cuyo objetivo específico es evaluar si se presentan las condiciones para que exista un sistema geotérmico de alta temperatura— se realizan las actividades de exploración geológica, geoquímica y geofísica. Así pues, mientras que cada una de las geociencias contribuye a definir aspectos técnicos específicos, es la integración de los resultados lo que permite construir un **modelo geotérmico preliminar**, cuyo propósito es identificar la zona de interés geotérmico prioritario donde perforar los pozos exploratorios profundos. El costo de las actividades de exploración superficial generalmente es reducido y pocas veces excede los US\$1–1,5 millones. Si en esta fase se consideran también los costos asociados a los permisos exigidos (de concesión, ambientales, de arriendo de terrenos) y a los posibles estudios de mercado, la inversión total puede ascender a US\$2,5–3 millones ¹².

Gráfico 4. Esquema de las fases de un proyecto geotérmico



Fuente: Véanse el texto y las notas 12–15. Archivos fotográficos: ¹ personal, ² Enel Green Power Spa, ³ ENEL, ⁴ Fabio Sartori.

Exploración profunda. Una vez identificado el recurso se procede a la segunda fase, a saber, la perforación de los pozos exploratorios profundos. Esta etapa dura por lo general entre dos y tres años, y es indispensable para comprobar la presencia de un sistema geotérmico de interés comercial. Inicialmente se procede con la

perforación de uno o dos pozos de diámetro reducido para comprobar la presencia de la supuesta anomalía térmica (pozos de gradiente profundo). Se prosigue posteriormente con la perforación de dos a cuatro pozos de diámetro comercial y se realiza una primera evaluación del recurso. Aunque el costo de la exploración pro-

funda depende del número y profundidad de los pozos perforados, así como de las condiciones logísticas específicas del lugar que se quiere explorar, por norma se considera un presupuesto de US\$1,5–3 millones para cada pozo de diámetro reducido y de US\$2,5–3,5 millones para cada kilómetro perforado de los pozos de

diámetro comercial. Suponiendo que en la fase de exploración profunda se perforan dos pozos de diámetro reducido y cuatro pozos de diámetro comercial (2000 m de profundidad), se deberá planear una inversión del orden de US\$23–34 millones. Cabe notar que la perforación de los pozos exploratorios es la actividad que conlleva mayor riesgo de inversión, pues allí el operador puede incurrir en gastos elevados sin tener la certeza de que sí hallará suficientes recursos —en cantidad y/o calidad— que hagan económicamente viable el proyecto.

Ingeniería y construcción. Durante la fase de ingeniería y construcción —cuya duración es variable dependiendo del ta-

maño de la central a construir— se procede de la siguiente manera: (i) se definen las estrategias de producción/reinyección y se sugieren las mejores soluciones técnicas a adoptar (ingeniería de sistema); (ii) se completa la perforación de los pozos necesarios para la operación de la planta; (iii) se implementa el sistema de recolección y acarreo de los fluidos geotérmicos; y (iv) se construye la central geotermoeléctrica. En particular, durante la fase de perforación de los pozos, el continuo y correcto análisis de los datos de geo-ciencia y física de reservorio es una actividad clave que permite dimensionar correctamente la planta (en MWe) sin arriesgar la sobre explotación del recurso ¹³. En lo que concierne a los cos-

tos, estos pueden variar en función del tamaño y la tipología de planta, del número de pozos a perforar, de la logística y del lugar donde se esté desarrollando el proyecto. Por ejemplo en Estados Unidos, donde existen productores/construtores de turbinas y una industria de perforación competitiva y madura, los costos de una central geotérmica pueden oscilar entre ¹⁴ US\$3,7 y ¹⁵ US\$4,5 millones por MW instalado. En los países donde existen complejidades logísticas (como por ejemplo cuando los proyectos deben realizarse en zonas de cordillera), o donde la geotermia todavía no es una industria madura (ausencia de productores de turbinas o de compañías de perforación), los costos serán definitivamente más altos y en algunos casos podrían llegar a duplicarse.

Operación de la planta. La cuarta y última fase consiste en la operación de la planta y “cultivación” del campo geotérmico. Aquí los fluidos geotérmicos, emitidos espontáneamente por los pozos productores, son enviados a la planta para la producción de energía eléctrica, y luego se reinyectan nuevamente en el reservorio. La práctica de reinyección de los fluidos, desarrollada por primera vez en Larderello a mediados de los años setenta, ha sido aplicada con gran éxito en numerosos sistemas geotérmicos en los últimos 15 a 20 años. Se trata

de una buena práctica que ha permitido no solo manejar correctamente el campo salvaguardando la sostenibilidad, el recurso y las inversiones, sino además controlar y reducir los impactos ambientales en superficie, protegiendo así el medio ambiente ¹⁴ ¹⁵. Por otro lado, durante la operación de la planta, un campo geotérmico es “cultivado” a través la perforación de nuevos pozos. Estos tienen el objetivo de mitigar el declino (estimado en un 3% anual) en la producción de los fluidos geotérmicos causado por la disminución de presión en el reservorio y por los procesos de incrustación de los pozos que reducen el diámetro efectivo para la extracción de los fluidos.

A partir de lo visto anteriormente es posible concluir que (1) la actividad de perforación de los pozos en conjunto con un riguroso/correcto análisis de los datos de geociencia y de física de reservorio son los criterios de éxito para el desarrollo de un proyecto geotérmico; (2) la reinyección de los fluidos debe ser considerada no solo una obligación ambiental sino también un derecho de los desarrolladores. Los fluidos reinyectados no son residuos industriales (no han sufrido transformaciones químicas) sino el medio de salvaguardia del recurso.



Proyecto Cerro Pabellón.

Fuente: ¹³ [Enel Green Power SpA](#)

Tecnología utilizada

La producción de energía eléctrica se obtiene transformando la energía termodinámica de los fluidos en energía eléctrica utilizando **turbinas a contrapresión**, durante la fase de evaluación del recurso, o las plantas a **vapor-directo**, **flash** o **binaria** en función de las características (tipología, composición, temperatura y presión) del recurso¹⁶ durante la fase de explotación del campo.

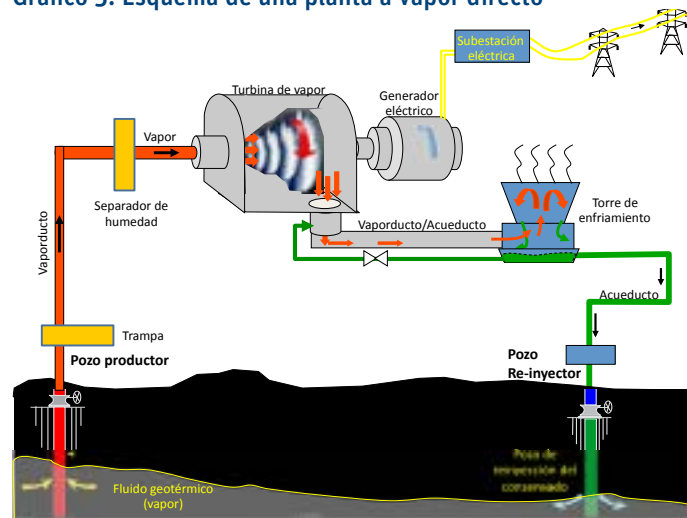
Turbinas a contrapresión ¹⁷

Cuando: durante la primera fase de evaluación del potencial un campo geotérmico

Descripción: las turbinas a contrapresión (5 y 6 MW) son soluciones flexibles, poco costosas, fáciles y rápidas de instalar y se emplean como unidades de prueba temporal tal como se hizo en San Jacinto Tizate en Nicaragua (2x5MW) antes de la construcción de la actual planta de 72 MW¹⁸.

Como la descarga se hace directamente a la atmósfera, es necesario evaluar correctamente la composición química de los fluidos geotérmicos para evitar el riesgo de contaminar el medio ambiente. Además, en el caso que el recurso geotérmico se encuentre ubicado en zonas alejadas o logísticamente complejas, muchas veces el uso de esta tecnología es económicamente no viable por los costos asociados a la construcción de las infra-estructuras de conexión a la red de transmisión/distribución.

Gráfico 5. Esquema de una planta a vapor directo



Fuente: Véase el texto y las notas 16 y 19.

Plantas a vapor directo ¹⁹

Cuando: Reservoirio vapor-dominante

Descripción: son las centrales geotérmicas conceptualmente más sencillas: el vapor producido por los pozos es inyectado directamente en turbina ²⁰. Allí, aprovechando el salto entálpico entre las condiciones de entrada y salida, la energía termodinámica del vapor se transforma en energía eléctrica. A la salida de la turbina, el vapor se condensa en las torres de enfriamiento para ser reinyectado en profundidad y mantener la sostenibilidad del sistema.

La mayor ventaja es que se puede aprovechar plenamente el salto entálpico del fluido geotérmico

Cuadro 1. Megavatios instalados para cada tecnología, número de plantas y tamaño promedio

Tipo	Número de plantas en el mundo	Megavatios instalados en el mundo	Tamaño promedio de las plantas instaladas en el mundo	Megavatios instalados en ALC
Vapor directo	62	2.878	46,5 MW	—
Binaria	236	1.178	5 MW	76
Flash	202	6.513	32 MW	1.285
Contrapresión	25	145	5,8 MW	90

Fuente: ²¹ Véase la nota 16. Datos actualizados a 2010.

desde las condiciones del reservorio hasta las condiciones de salida a la turbina. Cabe notar, sin embargo, que el vapor geotérmico es generalmente agresivo y puede generar problemas de corrosión e incrustación que aumentan los costos de mantenimiento ²¹. Los costos de instalación son del orden de los 1,8–2,2M US\$ por MW. Ejemplo de estas plantas se encuentran instaladas en los campos geotérmicos de Larderello y The Geysers.

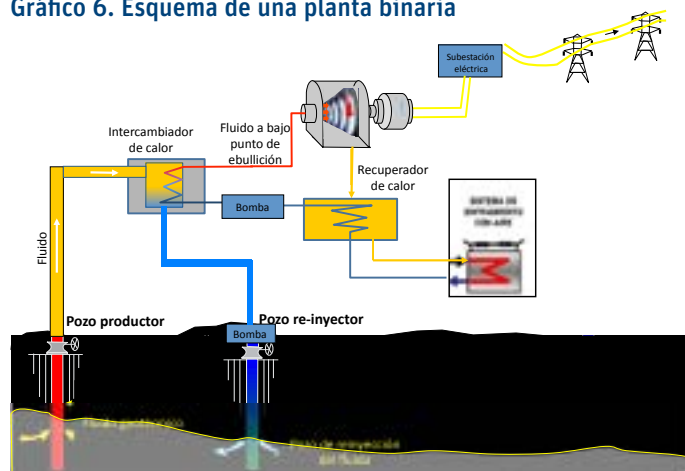
Plantas binarias ²²

Cuando: reservorio líquido-dominante con temperaturas menores de 160° C

Descripción: Están conformadas por un intercambiador de calor que transfiere la energía térmica del fluido geotérmico (en el estado líquido) a un líquido orgánico de baja

temperatura de ebullición (isobutano o isopentano) para que se evapore. De allí, el vapor del líquido secundario se envía a la turbina donde ocurre la transformación de la energía térmica en energía eléctrica, para luego ser recuperado completamente y condensado de modo que fluya nuevamente al intercambiador de calor. Así se completan el ciclo termodinámico. El fluido geotérmico que sale del intercambiador se envía a los pozos para su reinyección total [23](#). La mayor ventaja de esta tecnología es que puede producir energía eléctrica utilizando fluidos geotérmicos de baja entalpía (temperaturas menores de 160°). Su mayor desventaja es que el rendimiento térmico (o eficiencia) es limitado: primero porque las temperaturas de trabajo del ciclo termodinámico son más bajas (100–160° C); segundo porque los consumos internos son elevados debido al sistema de condensación del líquido secundario; y tercero porque no todo el calor/energía del fluido geotérmico pue-

Gráfico 6. Esquema de una planta binaria



Fuente: Véanse el texto y las notas 16, 22 y 23.

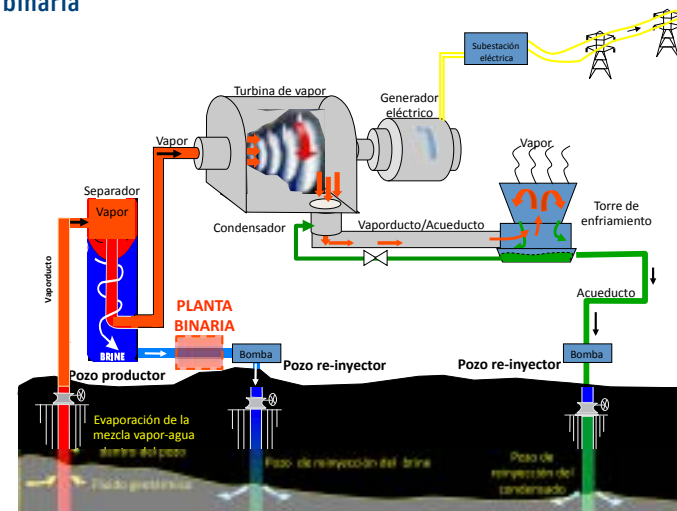
de ser aprovechado/trasferido con eficacia al fluido secundario. Los costos de instalación de una planta binaria son del orden de US\$2,5–3 millones por MW instalado. Ejemplos en la región se encuentran en México (Los Azufres 3.3 MW, 1993); Guatemala (Zunil 24 MW, 1999; Amatitlán 24 MW, 2007); El Salvador (Berlín 9 MW, 2007); Nicaragua (Momotombo 7 MW, 2002), y Costa Rica (Miravalles 18.5 MW, 2004).

Plantas a flash [24](#)

Reservorio: liquido-dominante con temperaturas mayores de 160° C

Descripción: son las centrales geotérmicas más comunes y representan alrededor el 60% del total de la capacidad instalada. En términos simples, allí la rápida extracción de los fluidos del reservorio genera una descompresión adiabática del sistema que conduce a la formación del vapor (flash). Por esto, los fluidos geotérmicos producidos por los pozos se compondrán de una parte de vapor (20–30% en volumen del fluido total extraído), mientras que la energía/calor contenida en la fase líquida (70–80% en volumen) se devuelve al sistema a través de la reinyección. Para aumentar la eficiencia y la producción de energía eléctrica de un sistema geotérmico liquido-dominante con temperaturas superiores a 160/180° C, es posible acoplar una planta a flash con un sistema binario (gráfico 7). Con esta solución, es posible utilizar ambas fases (líquida y vapor) para producir energía eléctrica. Los costos de instalación de una planta a flash son del orden de US\$2–2,4 millones por MW instalado. Ejemplos en la región se encuentran en México (Co Prieto, Los Azufres, Los Humeros), El Salvador (Auhachapán y Berlín), Nicaragua (Momotombo, San Jacinto-Tizate) y Costa Rica (Miravalles y Las Pailas).

Gráfico 7. Esquema de una planta a flash acoplada a una planta binaria



Fuente: Véanse el texto y la nota 16.

de ser aprovechado/trasferido con eficacia al fluido secundario. Los costos de instalación de una planta binaria son del orden de US\$2,5–3 millones por MW instalado. Ejemplos en la región se encuentran en México (Los Azufres 3.3 MW, 1993); Guatemala (Zunil 24 MW, 1999; Amatitlán 24 MW, 2007); El Salvador (Berlín 9 MW, 2007); Nicaragua (Momotombo 7 MW, 2002), y Costa Rica (Miravalles 18.5 MW, 2004).

Proyectos destacados y estudios de factibilidad en América Latina y el Caribe

Cerritos Colorados (México)

► [La Comisión Federal de Electricidad](#) está realizando una evaluación económica y ambiental de las operaciones del proyecto Cerritos Colorados, ubicado a unos 5 km al oeste de la ciudad Guadalajara, en el estado de Jalisco. El proyecto cuenta con un potencial comprobado de 75 MW [► 26](#) y una resolución de impacto ambiental favorable para la construcción de una planta de 25MW [► 27](#).

Cerro Pabellón (Chile)

Ubicado el norte de Chile (Región II) a 160 km al noroeste de la ciudad de Calama, el proyecto geotérmico Cerro Pabellón fue desarrollado por Geotérmica del Norte. Esta concluyó exitosamente la exploración superficial (geología, geoquímica, geofísica más un pozo de diámetro reducido en 2007–2008) y profunda (cuatro pozos de diámetro comercial en 2009–2011 [► 28](#), y confirmó la presencia de un reservorio geotérmico de interés comercial [► 29](#). El proyecto cuenta con los permisos ambientales para la construcción de una central de 50 MW [► 30](#) y la correspondiente línea de transmisión (220 kV) [► 31](#).

Laguna Colorada (Bolivia)

Ubicado en el altiplano de Bolivia en el departamento de Potosí, [► Laguna Colorada](#) es el proyecto geotérmico más avanzado de ese país. Después de las etapas de exploración superficial y profunda (cinco pozos de diámetro comercial) en las décadas de los años ochenta y noventa [► 32](#), en marzo de 2008 se presentaron los estudios en los que se estableció su factibilidad, técnica, económica y ambiental [► 33](#). De acuerdo con lo reportado por BNamericas, el gobierno de Bolivia firmó un acuerdo con la Agencia de Cooperación Internacional de Japón (JICA) para financiar una central que deberá entrar en operación a partir de 2019.

► Las Pailas (Costa Rica)

► [El Instituto Costarricense de Electricidad](#) está preparando un Programa de Geotermia en la región de Guanacaste con un paquete de tres proyectos individuales: Las Pailas 2 y Borinquen 1 y 2. Estos suman en total 165 MW de nueva capacidad instalada. La evaluación técnica y económica para la segunda planta de 55 MW en Las Pailas —ubicada en las faldas del Volcán Rincón de la Vieja en el campo geotérmico de Las Pailas— presenta resultados favorables. Con esta nueva

Gráfico 8. Proyectos geotérmicos destacados en América Latina



instalación, la capacidad instalada total en el país podría ascender a 260 MW (Miravales 165 MW; Las Pailas 95MW).

Tolhuaca (Chile)

Ubicado en el centro sur de Chile (entre las regiones VIII y IX), el proyecto geotérmico Tolhuaca fue desarrollado entre 2008 y 2012 por la compañía Geoglobal Energy LLC, la cual ha concluido exitosamente la exploración superficial y profunda (geolo-

gía, geoquímica, geofísica, dos pozos de diámetro reducido y dos comerciales). Los resultados indican la presencia de un reservorio geotérmico con temperaturas de interés comercial [► 34](#). El proyecto cuenta también con una resolución de calificación ambiental para la construcción de una central de 70 MW [► 35](#). Actualmente, el proyecto se encuentra en proceso de aprobación por parte del operador geotérmico Mighty River Power [► 36](#).

Estudios de factibilidad

En **Honduras**, en los años setenta y ochenta el gobierno llevó a cabo labores de exploración superficial por intermedio de la [Empresa Nacional de Energía Eléctrica \(ENEE\)](#) con el apoyo de organizaciones internacionales —y en particular de [Los Alamos National Laboratories](#)—, ENEE perforó tres pozos de diámetro reducido en el campo geotérmico de los Platanares

a mediados de los años ochenta. Allí se detectó la presencia de un reservorio en profundidad de alta entalpía (T 220° C) [37](#). Actualmente [Ormat Technologies, Inc.](#) está trabajando en el desarrollo del campo geotérmico [38](#).

En **Colombia**, [ISAGEN](#) terminó con éxito los estudios de prefactibilidad del campo geotérmico del Macizo Volcánico del Ruiz

y se está preparando para la fase de exploración profunda, que se espera tenga lugar en la segunda mitad de 2014. Para la realización de esta actividad, ISAGEN contó con un importante soporte económico del [BID](#) [39](#) y del [Fondo Mundial de Medioambiente](#) [40](#).

En **Ecuador**, en 2008 el [Ministerio de Electricidad y Energía Renovable](#) auspició los estudios de pre factibilidad para cuatro de los principales campos geotérmicos nacionales (Chacana, Chachimbiro, Chalpatán y Binacional Tufiño) [41](#). Estos estudios, que actualmente están en curso, permitirán definir si y donde se realiza la exploración profunda [42](#).

En **Perú**, la entrada en vigor de la [Ley Orgánica de Recursos Geotérmicos](#) ha abierto el sector a las inversiones del sector privado. Actualmente existen va-

rias concesiones de exploración, lo cual ha garantizado la presencia de operadores geotérmicos de calibre internacional como [Alterra Power Corp.](#), [Enel Green Power SpA](#), [Energy Development Corporation](#), [Hot Rock](#); todos ellos se encuentran realizando estudios de prefactibilidad.

En la **región del Caribe**, especialmente en las Antillas Menores, las islas de Dominica, Granada, St. Lucia, y St. Vicente y las Granadinas albergan recursos geotérmicos con un potencial significativo [43](#). En Dominica [44](#) se están realizando estudios de factibilidad, mientras que en las otras islas se están conduciendo estudios de pre-factibilidad. La excepción es la isla francesa de Guadalupe, donde desde 1996 opera una planta geotérmica de 15 MW que satisface aproximadamente el 8% de su demanda energética total.



Prueba de producción Cerro Pabellón.

Fuente: [Enel Green Power SpA](#)

A partir de lo visto anteriormente es posible concluir que América Latina y el Caribe han dado unos primeros pasos importantes en materia de geotermia, y que existen nuevos e interesantes prospectos en el corto y mediano plazo. Sin embargo, si se quiere que la geotermia sea una nueva realidad industrial en la región, es necesario continuar con el apoyo económico-financiero y regulatorio del sector público y del sector privado, tal y como sucede actualmente en México [45](#), Chile [46](#), Bolivia, Colombia [47](#) y Costa Rica [48](#).

Destacados

- La geotermia se ha convertido en una fuente clave de producción de energía eléctrica gracias a sus costos competitivos y confiabilidad técnica.
- Un sistema geotérmico de interés comercial exige: (i) una gran cantidad de calor en profundidades accesibles con las actuales técnicas de perforación; (ii) reservorios donde se almacene el fluido geotérmico (vector) que permita extraer el calor hasta la superficie; y (iii) niveles impermeables más superficiales (capasellos) que impidan la migración de los fluidos geotérmicos contenidos dentro del reservorio hacia la superficie
- La exploración superficial consiste en identificar y caracterizar el posible sistema en términos de temperatura, tipología de fluidos y ubicación espacial. Aquí el objetivo específico es evaluar si se presentan las condiciones para que exista un sistema geotérmico de alta temperatura.
- La exploración profunda es indispensable tanto para comprobar la presencia de un sistema geotérmico de interés comercial como para realizar los primeros estimados del recurso presente en el reservorio.
- La perforación de los pozos exploratorios es la actividad de mayor riesgo de inversión, pues allí el operador puede incurrir en gastos elevados sin saber si hallará suficientes recursos—en cantidad y/o calidad—que hagan económicamente viable el proyecto
- La actividad de perforación de los pozos en conjunto con un riguroso/correcto análisis de los datos de geociencia y de física de reservorio son los criterios de éxito para el desarrollo de un proyecto geotérmico
- La reinyección es parte integrante del ciclo geotérmico. Los fluidos reinyectados no son residuos industriales sino el medio de salvaguardia del recurso.
- En las centrales geotérmicas, la producción de energía eléctrica se obtiene transformando la energía termodinámica de los fluidos en energía eléctrica. En función de la tipología de los fluidos almacenado en el reservorio se podrán instalar plantas a vapor directo, plantas a flash o plantas binarias.
- Si se quiere que la geotermia sea una nueva realidad industrial en la región, es necesario continuar con el apoyo económico-financiero y regulatorio del sector público y del sector privado tal y como sucede actualmente en México, Chile, Bolivia, Colombia y Costa Rica.

Información adicional sobre la energía geotérmica



Inglés



Español

Es la tercera edición de la nueva serie dedicada a ofrecer información concisa sobre la innovación energética. La serie está publicada por el [Centro de Innovación Energética \(EIC\)](#), que forma una parte integral de la división del IDB, Departamento de Infraestructuras y el Medio Ambiente.

Nos gustaría agradecer a [Natacha Marzolf](#), [Pilar Rodríguez](#), [Enrique Rodríguez](#), [Juan Paredes](#), [Lio Ceppatelli](#), y [Luciano Gonzalez](#) por su contribución a la integridad técnica y a Veronica R. Prado por la ayuda durante toda la fase de edición.

Damos las gracias a [Alejandro Melandri](#), Jefe de la División de Energía del IDB; [Ramon Espinasa](#), Jefe del Equipo EIC y Tomas Sebastian Serebrisky, Asesor Principal del Sector Económico del IDB por su compromiso y apoyo con el EIC y con esta nueva serie.

Esta serie está coordinada por [Annette Hester](#), con la ayuda de [Veronica R. Prado](#) y [Federica Bizzocchi](#).

Las opiniones expresadas en esta publicación son las de los autores y no reflejan necesariamente las opiniones del Banco Inter-

americano de Desarrollo, su Junta de Directores o los países que representan.

El uso comercial no autorizado de los documentos del banco está prohibido y es punible bajo las políticas del Banco y/o las leyes aplicables.

Copyright © 2014 Banco Interamericano de Desarrollo. Todos los derechos reservados, puede ser libremente reproducido para cualquier propósito no comercial.



Centro de Innovación Energética