



SUBSECRETARIA DE ENERGÍAS RENOVABLES
Y EFICIENCIA ENERGÉTICA

ENERGÍA
GEOTÉRMICA

Estado del Arte de la Tecnología de generación de
energía eléctrica a partir de la geotermia.

SEPTIEMBRE 2019

VALIDACIÓN

	Nombre	Cargo	Dirección
Preparado	Mariano GONZALEZ	Analista de Tecnología	DERyT#MHA
Revisado	Gastón SIROIT	Director Recursos y Tecnología	DERyT#MHA
Aprobado	Maximiliano MORRONE	Director Nacional de Promoción de Energías Renovables y Eficiencia Energética	DNPERyEE#MHA

EX-2019-100784249- -APN-DGDOMEN#MHA

Contenido

ÍNDICE DE TABLAS	3
ÍNDICE DE FIGURAS	3
INTRODUCCIÓN	4
RECURSO GEOTÉRMICO	6
CLASIFICACIÓN DEL RECURSO	8
¿CÓMO SE GENERA ENERGÍA ELÉCTRICA A PARTIR DE LA ENERGÍA GEOTÉRMICA?	9
PLANTAS DE VAPOR SECO (DIRECT DRY STEAM)	9
PLANTAS FLASH	10
PLANTAS BINARIAS	11
CICLOS COMBINADOS O PLANTAS HÍBRIDAS	12
SISTEMAS GEOTÉRMICOS MEJORADOS (EGS, Enhanced geothermal systems)	12
COSTOS	13
GEOTERMIA A NIVEL MUNDIAL	17
GEOTERMIA EN ARGENTINA	21
DISPONIBILIDAD DEL RECURSO	21
MARCO JURÍDICO	24
CENTRAL ELÉCTRICA GEOTÉRMICA EN COPAHUE	25
PROYECTO DE CENTRAL GEOTÉRMICA EN COPAHUE DE 30 MW	27
PLAN GEOTÉRMICO NACIONAL	28
FOTOS COPAHUE	29
DOCUMENTACIÓN DE INTERÉS ADICIONAL	31
Referencias	32

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Comparación de costos nivelados de la electricidad.....	13
Tabla 2. Participación de la capacidad instalada de generación de energía eléctrica por tecnología.....	18
Tabla 3. Sitios con recurso geotérmico bajo estudio en la República Argentina	21

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. (a) Tecnología dry steam (vapor seco) (b) Tecnología Flash (c) Tecnología Binaria...	4
Figura 2. The Geysers, California, Estados Unidos	5
Figura 3. Hellisheidi Geothermal Power Plant.....	5
Figura 4. Representación esquemática de un sistema geotérmico ideal.....	6
Figura 5. Placas tectónicas y actividad geológica global	7
Figura 6. Diferentes clasificaciones de recurso geotérmico según su temperatura	8
Figura 7. Esquema de planta de vapor seco	10
Figura 8. Esquema de planta flash.....	11
Figura 9. Esquema de planta binaria	11
Figura 10. Esquema de planta híbrida	12
Figura 11. Esquema de un Sistema Geotérmico Mejorado (EGS)	13
Figura 12. LCOE global de tecnologías de generación de energía renovables a gran escala 2010-2018	14
Figura 13. Perfil de incertidumbre y de erogaciones típicos para un proyecto geotérmico...15	15
Figura 14. LCOE de planta geotérmicas por tecnología y capacidad con pronóstico 2007 – 2021	15
Figura 15. Costo de instalación total de plantas geotérmicas por tecnología y capacidad con pronóstico 2007 – 2021	16
Figura 16. Factor de Capacidad de plantas geotérmicas por tecnología y capacidad con pronóstico 2007 – 2021	17
Figura 17. Estimación del consumo final de energía mundial 2017.....	17
Figura 18. Evolución de la geotermia entre los años 2000-2018	18
Figura 19. Top 10 de países con mayor capacidad instalada de geotermia.....	19
Figura 20. Evolución de la capacidad instalada de geotermia para generación de energía eléctrica de Kenia y Turquía. Serie 2000-2017	19
Figura 21. Evolución de la capacidad instalada de geotermia para generación de energía eléctrica de Islandia, Indonesia y Nueva Zelanda. Serie 2000-2017	20
Figura 22. Evolución de la capacidad instalada de geotermia para generación de energía eléctrica mundial. Serie 2000-2017	20

INTRODUCCIÓN

Según la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA, 2019) la energía geotérmica es el calor que se desprende por desde el núcleo de la tierra. El agua y/o el vapor transportan la energía geotérmica a la superficie terrestre. Dependiendo de sus características, la energía geotérmica puede ser usada ya sea para calentar o ser aprovechado para generar energía eléctrica limpia. Para el caso de la generación de energía eléctrica, es necesario disponer de recursos de alta o media entalpía, los cuales normalmente se encuentran localizados en regiones donde las placas tectónicas están activas.

La principal ventaja de esta tecnología es que es que a pesar de ser una energía de fuente renovable no depende de las condiciones climáticas y posee altos factores de capacidad; es por eso que la geotermia es capaz de proveer energía eléctrica de base, así como también ofrecer servicios auxiliares de flexibilidad en el corto y largo plazo en algunos casos.

Existen diferentes tecnologías para aprovecha la geotermia con diferentes niveles de madurez. Las tecnologías para usos directos tal como calentamiento urbano, bombas de calor geotérmicas, invernaderos entre otras aplicaciones ampliamente usadas pueden considerarse maduras. La tecnología utilizada para la generación de energía eléctrica a partir de reservorios hidrotermales con alta permeabilidad también es madura y rentable, dado que se explota desde 1913. En la Figura 1 se grafican las tres tecnologías que más se utilizan para explotar el recurso geotérmico (U.S. Department of Energy, 2019). Con las plantas que utilizan tecnología *dry steam* (vapor seco) y *flash* se alcanzan temperaturas de más de 180°C. Los campos de temperatura media son cada vez más utilizados para desarrollar plantas binarias. Adicionalmente, nuevas tecnologías están siendo desarrolladas, como los Sistemas Geotérmicos Mejorados (EGS, *Enhanced Geothermal Systems*).

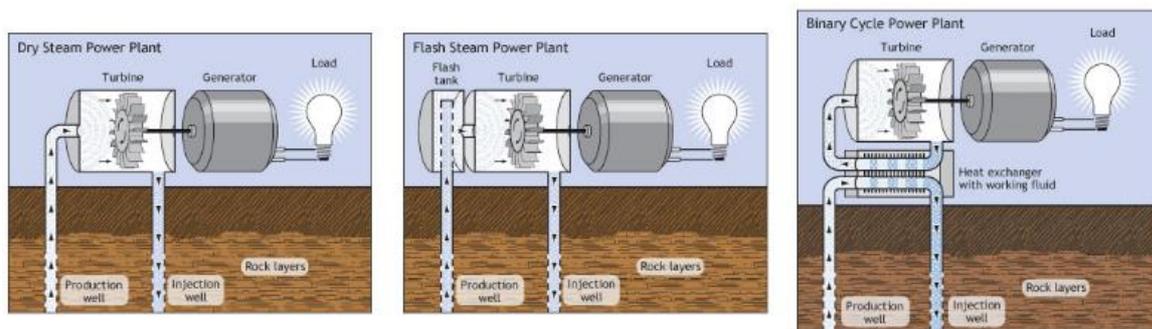


Figura 1. (a) Tecnología *dry steam* (vapor seco). (b) Tecnología *Flash*. (c) Tecnología Binaria. Fuente: U.S Department of Energy



Figura 2. *The Geysers, California, Estados Unidos.* Fuente: [Power Technology](#)



Figura 3. *Hellisheidi Geothermal Power Plant.* Fuente: [Power Technology](#)

RECURSO GEOTÉRMICO

Del Catálogo de Manifestaciones Termales de la República Argentina – Volumen I y II (Pesce & Miranda, 2000) obtenido del repositorio de Servicio Geológico Minero Argentino (SEGEMAR) se resaltan los siguientes conceptos:

Los sistemas geotérmicos pueden ser descriptos esquemáticamente en la Figura 4 como la convección de agua en la parte superior de la corteza terrestre, la cual, en un espacio confinado, transfiere calor desde una fuente de calor a la superficie. La fuente de calor, el reservorio, el área de recarga y las vías de conexión por las cuales el agua superficial ingresa en el reservorio (que en la mayoría de los casos emerge nuevamente a la superficie), constituyen las partes fundamentales de un sistema hidrotermal. La existencia de un sello, integrado por unidades o estructuras geológicas que actúan de cubierta impermeable, cierra el sistema favoreciendo la concentración de calor.

Los recursos geotérmicos se encuentran generalmente confinados en áreas de la corteza terrestre donde el flujo de calor, más alto que en las áreas vecinas, calienta el agua contenida en rocas permeables en profundidad (reservorios). Los recursos con el mayor potencial se encuentran principalmente concentrados en los límites entre placas, donde la actividad geotérmica tal como manantiales calientes, fumarolas, geysers, etc., es frecuente. Los volcanes activos también constituyen un tipo de actividad geotérmica, pero con características particulares. También existen sistemas geotérmicos en regiones no afectadas por fenómenos volcánicos recientes, ya sea con flujo de calor elevado o normal. La circulación profunda de fluidos a través de fallas o estratos plegados, adelgazamiento de la corteza o calor residual de cuerpos ígneos intruidos en la corteza pueden ser fenómenos que generen campos geotérmicos.

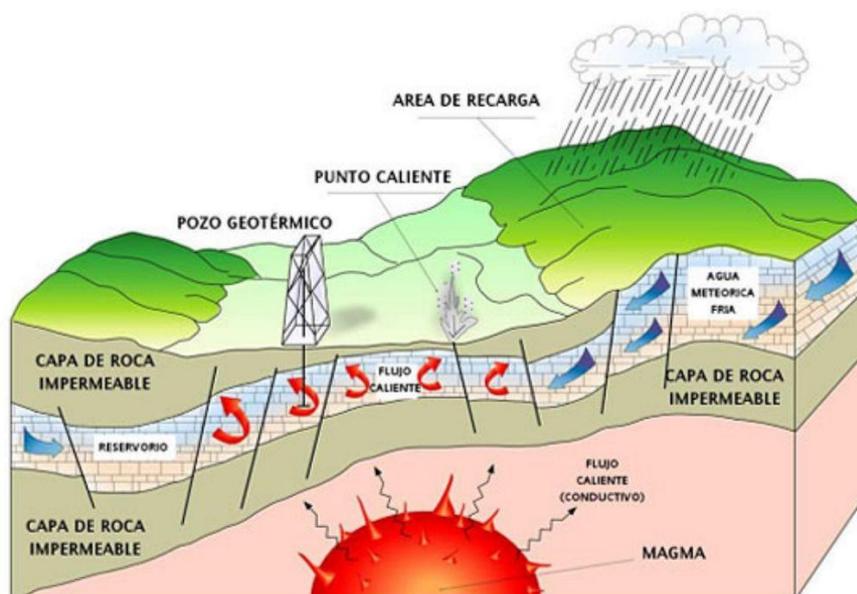


Figura 4. Representación esquemática de un sistema geotérmico ideal. Fuente: Geothermal Communities

Las zonas activas constituyen sectores propicios donde la convección magmática permite la concentración de flujo de calor, aumentando el **gradiente geotérmico** a valores sensiblemente

mayores que los normales, entendiéndose como gradiente geotérmico al aumento de la temperatura en la corteza terrestre en función de la profundidad, el cual normalmente es de 33°C por kilómetro. Sin embargo, existen regiones donde el valor de dicho gradiente es varias veces superior al normal. Las temperaturas originadas varían entre los 150° y 350°C a profundidad muy variable, posibilitando la producción de fluidos de alta temperatura. Estas regiones se relacionan con los sistemas geotérmicos de alta temperatura y, aunque sólo se limitan a ciertos sectores de la corteza, su interés radica en la posibilidad de producir energía eléctrica.

En las regiones donde la corteza terrestre tiene un comportamiento relativamente estable, como el que ofrecen las plataformas continentales, existen áreas que presentan concentración de calor con flujos que tienen gradientes del orden de los 30°C a los 50°C por kilómetro de profundidad. Si en estas regiones existen estructuras favorables y se pueden realizar perforaciones apropiadas, es posible obtener fluidos con temperaturas del orden de los 50°C a 100°C a profundidades relativamente someras. Estas corresponden a los sistemas geotérmicos de baja temperatura, ampliamente distribuidos y en una gran variedad de ambientes geológicos; sus aplicaciones están vinculadas a un uso directo del calor en múltiples emprendimientos económicos.

La energía geotérmica virtualmente puede ser provista en cualquier lado. De todos modos, la mayoría de los sistemas geotérmicos de alta y media temperatura, los cuales son los mejores para la generación de energía eléctrica, se encuentran localizados en las cercanías de la actividad volcánica, como por ejemplo a lo largo de los bordes de las placas tectónicas (zonas de subducción, como la mayoría del "Anillo de Fuego" del Pacífico), dorsales mediooceánicas (como Islandia o las Azores), rifts oceánicos (como el Rift de Africa Oriental) o hot spots (como Hawaii). En la Figura 5 pueden identificarse cada una de estas zonas alrededor del mundo (IRENA, 2017)

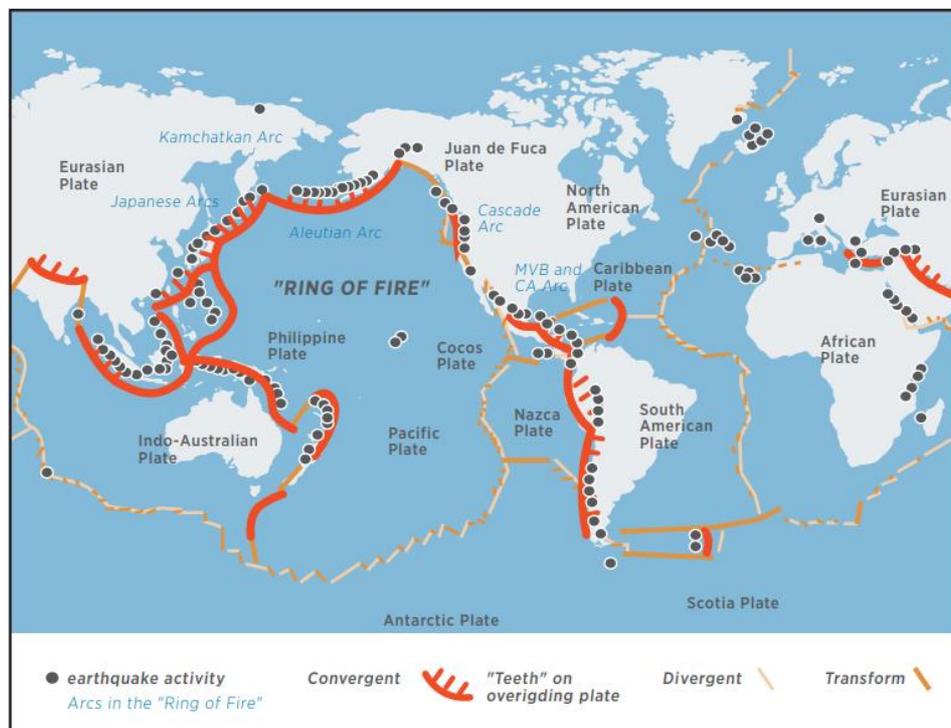


Figura 5. Placas tectónicas y actividad geológica global. Fuente: IRENA

CLASIFICACIÓN DEL RECURSO

Según el trabajo *“Classification of geothermal Resources – an engineering approach”* realizado por K.C. Lee en Instituto de Geotermia de la Universidad de Auckland, un recurso energético geotérmico se mide con diferentes variables: potencia terrestre, calor terrestre, reserva geotérmica, campo geotérmico, área geotérmica, acuífero geotérmico, sistema geotérmico, fuente geotérmica, sistemas hidrotermales, etc.

Los recursos geotérmicos han sido clasificados recursos de baja, media y alta entalpía según sus temperaturas de reservorio como se muestra en la Figura 6. Los rangos de temperatura utilizados son arbitrarios y no poseen un consenso para definirlos. La temperatura es utilizada como el parámetro de clasificación porque es considerada como uno de los parámetros más simples. De todos modos, la temperatura utilizada es el promedio de temperatura de reservorio medida durante la exploración o medida por geotermómetros u otros medios.

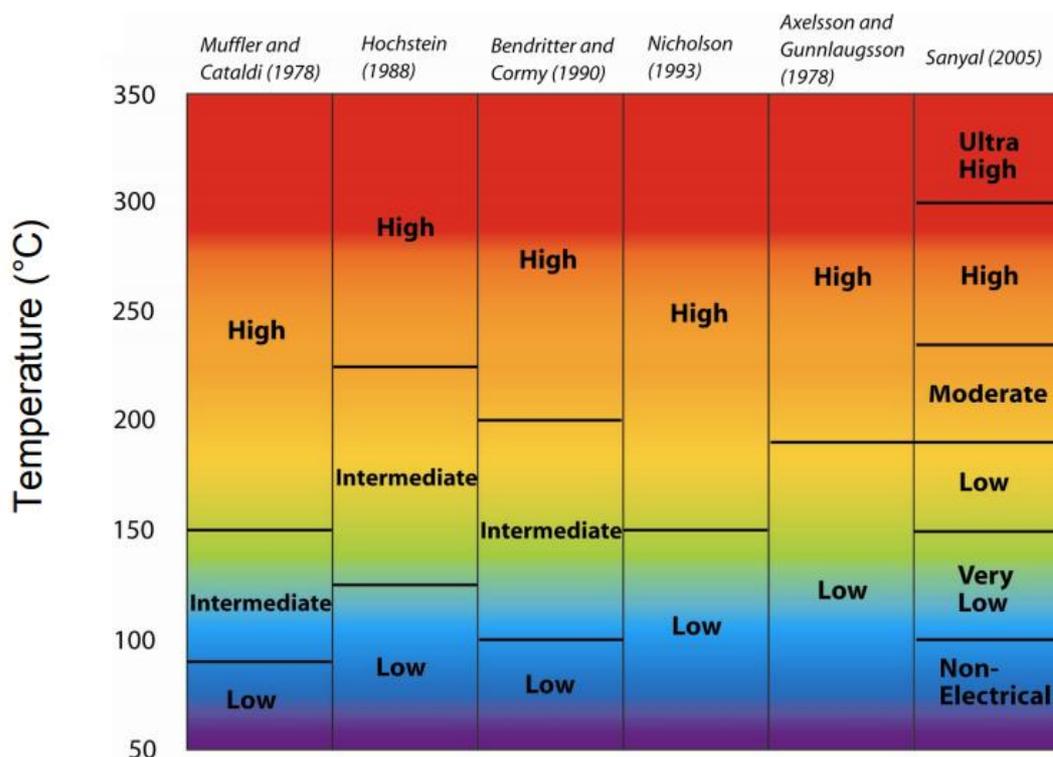


Figura 6. Diferentes clasificaciones de recurso geotérmico según su temperatura. Fuente: U.S: Geological Survey

Armstead (1983) clasificó a la superficie terrestre en áreas térmicas y no térmicas. Las áreas térmicas son aquellas con gradientes geotérmicos mayores a 40°C por kilómetro de profundidad. Armstead también realizó una distinción entre áreas térmicas y campos térmicos. Los campos térmicos son áreas termales con una permeabilidad bajo la superficie la cual permite la contención de un fluido que puede transportar calor profundamente arraigado a la superficie. Los campos geotérmicos son clasificados en campos semitérmicos produciendo agua caliente por encima de los 100°C a la superficie, campos húmedos hipertérmicos que producen agua caliente y vapor en la superficie y campos secos hipertérmicos que producen vapor seco saturado o vapor sobrecalentado en la superficie.

La temperatura es un parámetro de clasificación aceptable sólo por simplicidad y por ser una medida de cuantificación del recurso. De todos modos, no es bueno clasificar teniendo en cuenta sólo la temperatura como parámetro. A modo de ejemplo, dos recursos geotérmicos pueden encontrarse a 200°C pero uno es agua saturada y el otro vapor saturado. En este caso, ambos serían clasificados como recursos de entalpía intermedia según Hochstein mientras que de alta entalpía según otros, pero la entalpía específica del vapor saturado es tres veces mayor que el agua saturada. De hecho, el vapor es cinco veces “mejor” que el agua para realizar trabajo, esto significa que el vapor puede generar cinco veces mayor potencia que el agua por unidad de masa. (Lee, 1996)

¿CÓMO SE GENERA ENERGÍA ELÉCTRICA A PARTIR DE LA ENERGÍA GEOTÉRMICA?

Según el IGA “*Geothermal Quick guide*” Brochure realizado por la International Geothermal Association (IGA, 2018), las tecnologías utilizadas en las plantas de generación de electricidad a partir de geotermia permiten utilizar directamente las altas temperaturas del vapor, las mezclas de vapor-agua utilizando la tecnología flash o el agua geotermal con temperaturas intermedias (70 – 250°C)¹ utilizando la tecnología binaria.

Por lo tanto, si bien existen diferentes tecnologías dependiendo del recurso geotérmico, el principio básico de funcionamiento se basa en la conducción del fluido geotermal directamente a la planta de generación donde el vapor es utilizado para accionar las turbinas. Una vez que el fluido geotérmico fue utilizado, el mismo es reinyectado en el campo para ayudar a mantener la presión del reservorio. Las plantas geotérmicas cumplen con los mayores estándares de aire limpio. Las cantidades de gases como el dióxido de carbono que podrían ser emitidas por las plantas geotérmicas no son creadas durante el proceso de generación sino que son indicios constitutivos de todos los sistemas geotérmicos. Durante la explotación industrial de un campo geotérmico, los fluidos geotermiales profundos son transportados hacia las plantas de generación. Allí, las emisiones naturales son concentradas en las plantas, las cuales facilitan la disposición.

A continuación, se describen las tecnologías utilizadas en la actualidad para la explotación de sistemas geotérmicos con el objetivo de generar energía eléctrica según el Geothermal Power Technology Brief realizado por IRENA (IRENA, 2017)

PLANTAS DE VAPOR SECO (*DIRECT DRY STEAM*)

En este caso, el dispositivo de conversión es una turbina de vapor diseñada para ser utilizada directamente con baja presión y alto volumen de fluido extraído directamente del campo geotermal. Las plantas de vapor seco directo comúnmente utilizan turbinas condensadoras. El condensado es reinyectado (ciclo cerrado) o evaporado en torres de enfriamiento húmedo. Este tipo de plantas de generación geotérmicas utilizan vapor a 150°C o mayores, y, generalmente, el vapor que entra en la

¹ En el texto original el intervalo es de 70 – 170°C. Se indica que el límite superior es 250°C ya que por investigaciones realizadas por esta Subsecretaría se estaría pudiendo trabajar con esas temperaturas.

turbina debe de seco con un nivel de 99,995% para evitar escamado o erosión en la turbina o en los componentes de la cañería. El tamaño de este tipo de plantas abarca desde los 8 MW a los 140 MW.

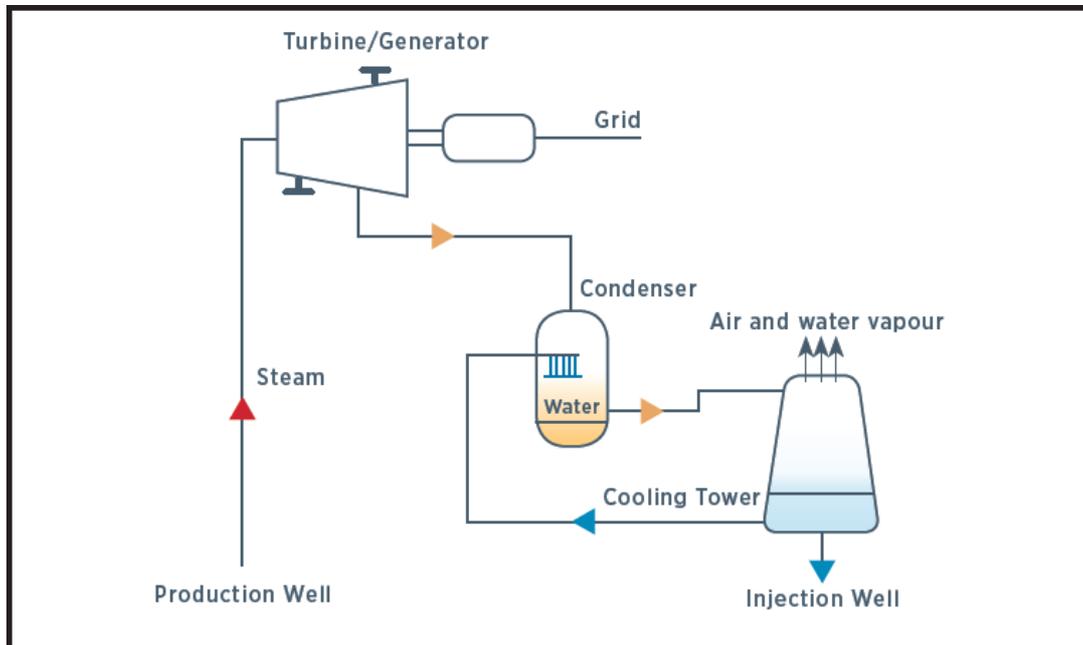


Figura 7. Esquema de planta de vapor seco. Fuente: IRENA

PLANTAS FLASH

Este tipo de plantas son muy similares a las plantas de vapor seco; aunque el vapor es obtenido de un proceso de separación denominado flasheo. El vapor obtenido es direccionado a las turbinas, y el condensado resultante es enviado para reinjectarlo al reservorio o continuar el flasheo a menor presión. La temperatura del fluido cae si la presión disminuye, por lo que las plantas flash trabajan mejor cuando las temperaturas son mayores a 180°C. Las plantas flash varían en su tamaño dependiendo del clima, ellas son simple- (0,2 – 80 MW), doble- (2 – 110 MW) o triple-flash (60 – 150 MW).

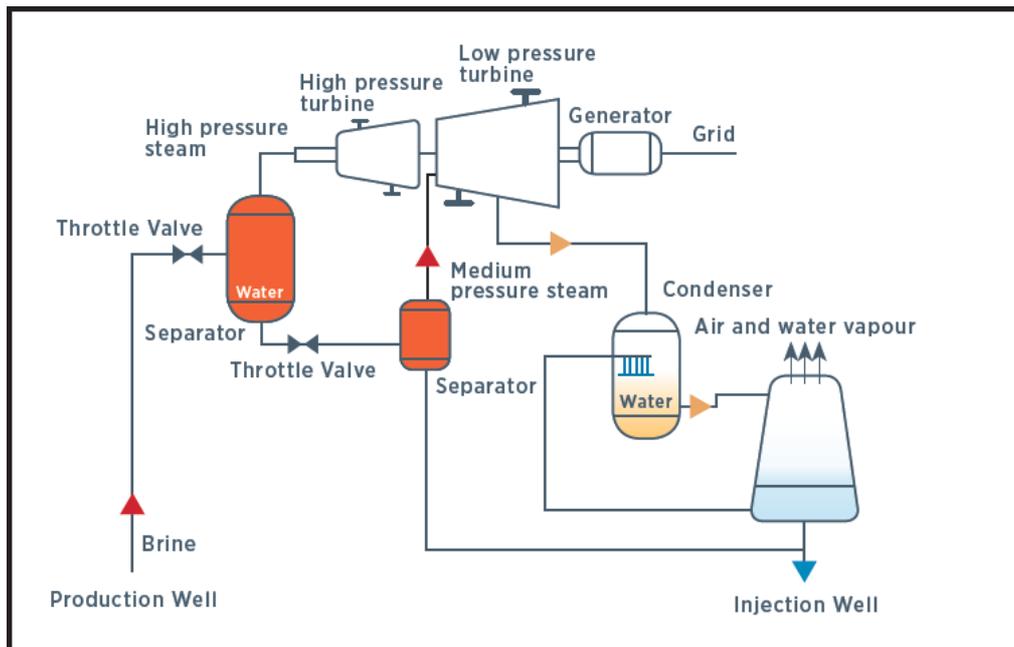


Figura 8. Esquema de planta flash. Fuente: IRENA

PLANTAS BINARIAS

Estas plantas son normalmente aplicadas en los campos geotérmicos de baja o media entalpía donde el recurso es utilizado, por medio de intercambiadores de calor, para calentar un fluido de procesos en un circuito cerrado. El fluido de proceso puede ser una mezcla de amoníaco/agua para los ciclos Kalina o de hidrocarburos para los ciclos Rankine orgánicos (ORC). Dichos fluidos poseen puntos de ebullición y condensación que encuadran mejor con la temperatura del recurso geotérmico. Típicamente, las plantas binarias trabajan con temperaturas entre 100°C y 250°C. Aunque es posible trabajar con temperaturas inferiores a los 100°C, la eficiencia de la generación eléctrica disminuye. El tamaño de las plantas binarias varía entre 1 MW a 50 MW.

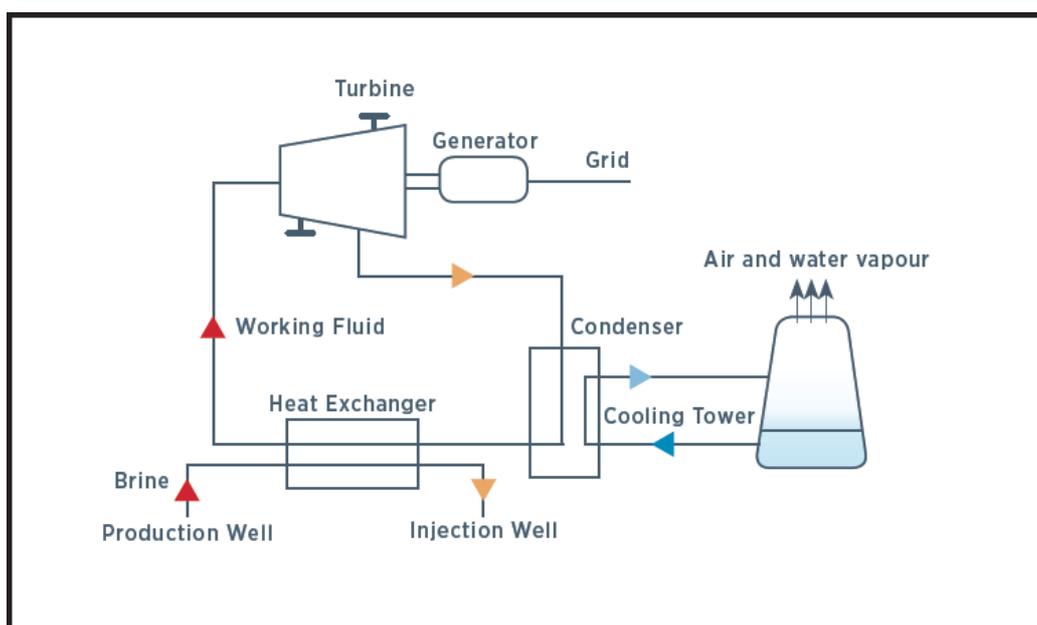


Figura 9. Esquema de planta binaria. Fuente: IRENA

CICLOS COMBINADOS O PLANTAS HÍBRIDAS

Algunas de las plantas geotérmicas utilizan un ciclo combinado el cual adiciona un ciclo Rankine tradicional para producir energía eléctrica que de otra manera se convertiría en una pérdida de calor de parte del ciclo binario. Con dos ciclos es posible alcanzar una alta eficiencia eléctrica. El tamaño típico de las plantas de ciclo combinado varía desde algunos MW hasta 10 MW. Las plantas de generación geotérmicas híbridas funcionan de la misma manera que una planta geotérmica pero combinan diferentes fuentes de calor en el proceso. Ese calor es adherido al ciclo geotérmico, incrementando la temperatura y la generación de energía.

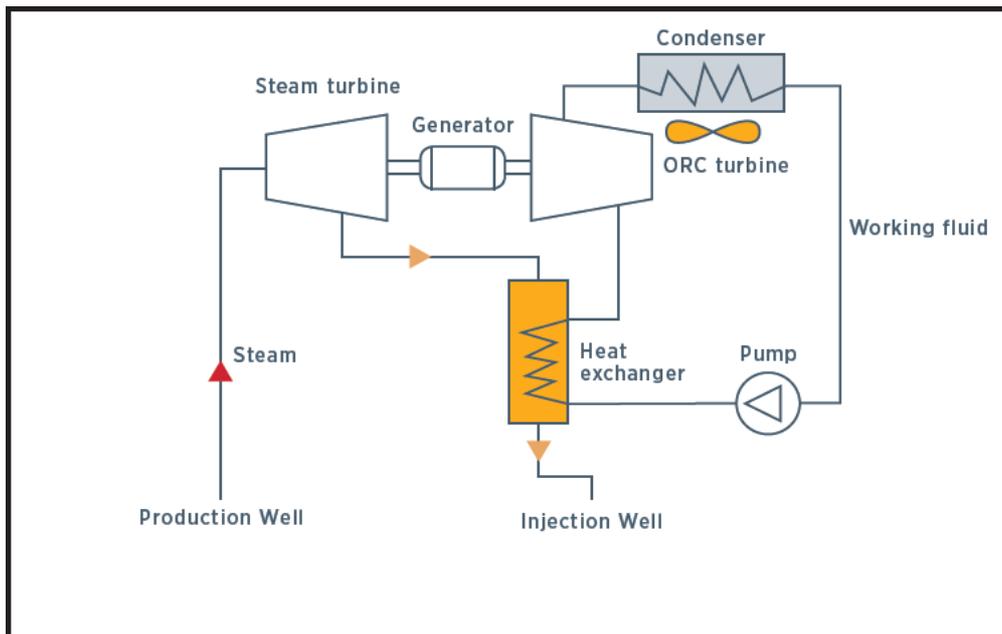


Figura 10. Esquema de planta híbrida. Fuente: IRENA

SISTEMAS GEOTÉRMICOS MEJORADOS (EGS, *Enhanced geothermal systems*)

Según la Oficina de Tecnologías Geotérmicas del Departamento de Energía de Estados Unidos (Geothermal Technologies Office, 2016), un sistema geotérmico natural, conocido también como un sistema hidrotérmico, es definido por tres elementos clave: el calor, el fluido y la profundidad de permeabilidad. Un Sistema Geotérmico Mejorado (EGS, *Enhanced Geothermal System*) es un reservorio artificial creado por el ser humano en lugares donde existen fuentes de calor cuyas rocas poseen insuficiente o poca permeabilidad o fluido saturado. En un EGS, el fluido es inyectado bajo la superficie en condiciones controladas, reabriendo fracturas preexistentes y de este modo, creando permeabilidad. El incremento de la permeabilidad permite al fluido circular a través de la ahora nueva roca fracturada y transportar el calor hacia la superficie, donde la energía eléctrica puede ser generada.

Los pasos para la creación y operación de un reservorio EGS son:

1. Identificar y caracterizar el sitio
2. Crear el reservorio
3. Operar la planta de generación y mantener el reservorio

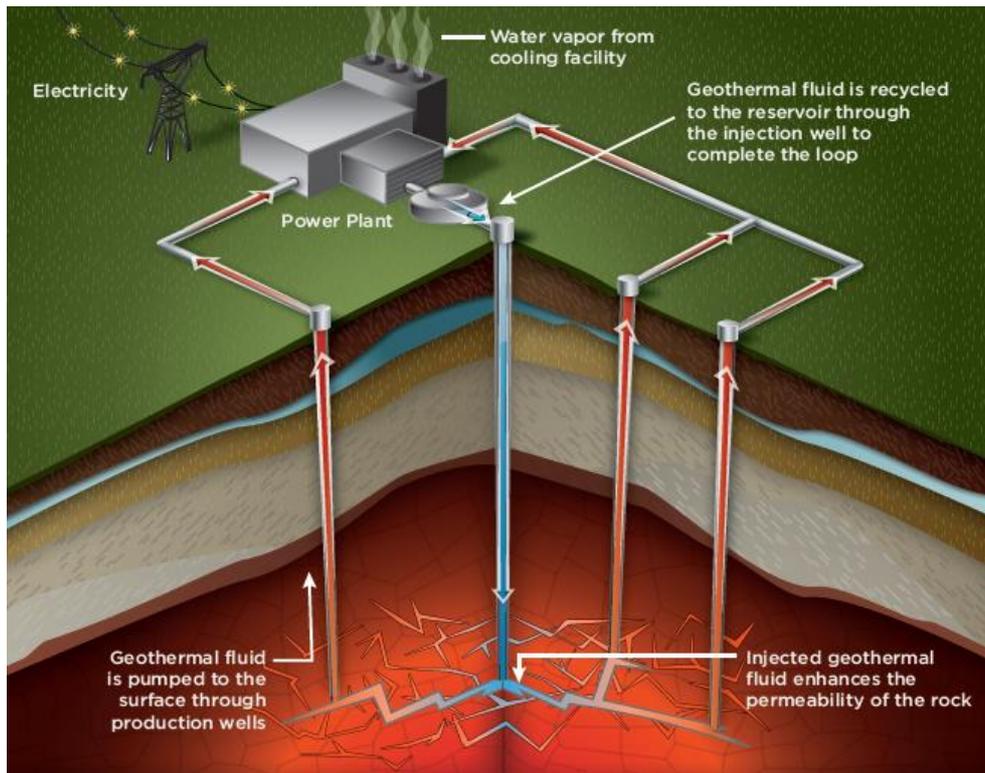


Figura 11. Esquema de un Sistema Geotérmico Mejorado (EGS). Fuente: U.S. Department of Energy

COSTOS

Como en la mayoría de las tecnologías, los costos de inversión (CAPEX, *Capital Expenditures*) en un proyecto de generación de energía eléctrica varían dependiendo de la capacidad instalada, su factor de capacidad y la tecnología que se utilice. Las plantas geotérmicas no escapan a estos parámetros.

La Tabla 1 muestra que en el período 2017-2018 la geotermia junto con la energía eólica fueron las tecnologías que menos han podido disminuir el costo nivelado de la electricidad (LCOE, *Levelized Cost of Electricity*) (IRENA, 2019). Esto podría interpretarse como que la tecnología ha alcanzado un estado maduro o que aún no se ha dado un salto tecnológico considerable para reducir los costos o mejorar la producción de manera considerable.

	LCOE global	Costos de Electricidad: percentiles 5to a 95to	Cambio en LCOE 2017-2018
	USD/kWh	USD/kWh	
Bioenergías	0,062	0,048 - 0,243	-14%
Geotermia	0,072	0,060 - 0,143	-1%
Hidro	0,047	0,030 - 0,136	-11%
Solar Fotovoltaica	0,085	0,058 - 0,219	-13%
Solar Concentrada	0,185	0,109 - 0,272	-26%
Eólica offshore	0,127	0,102 - 0,198	-1%
Eólica onshore	0,056	0,044 - 0,100	-13%

Tabla 1. Comparación de costos nivelados de la electricidad. Fuente: IRENA

De todos modos, como es posible visualizar en la Figura 12, el LCOE de las plantas geotérmicas se mantiene competitivo² respecto tanto de las otras tecnologías renovables como a los combustibles fósiles (IRENA, 2019). Además, vale tener en cuenta que para el cálculo del LCOE se contabilizan todos los desembolsos que deben de realizarse en actividad como la exploración, perforación y extracción del recurso previo al montaje de la planta generadora. Esto significa, que alrededor del 50% de los costos asociados le pertenecen a inversiones previas como se indica en la Figura 13 (IRENA, 2017). Además, es importante resaltar, que durante los trabajos de exploración existe la posibilidad de perforar en un pozo seco, perdiendo así las erogaciones realizadas en esa operación.

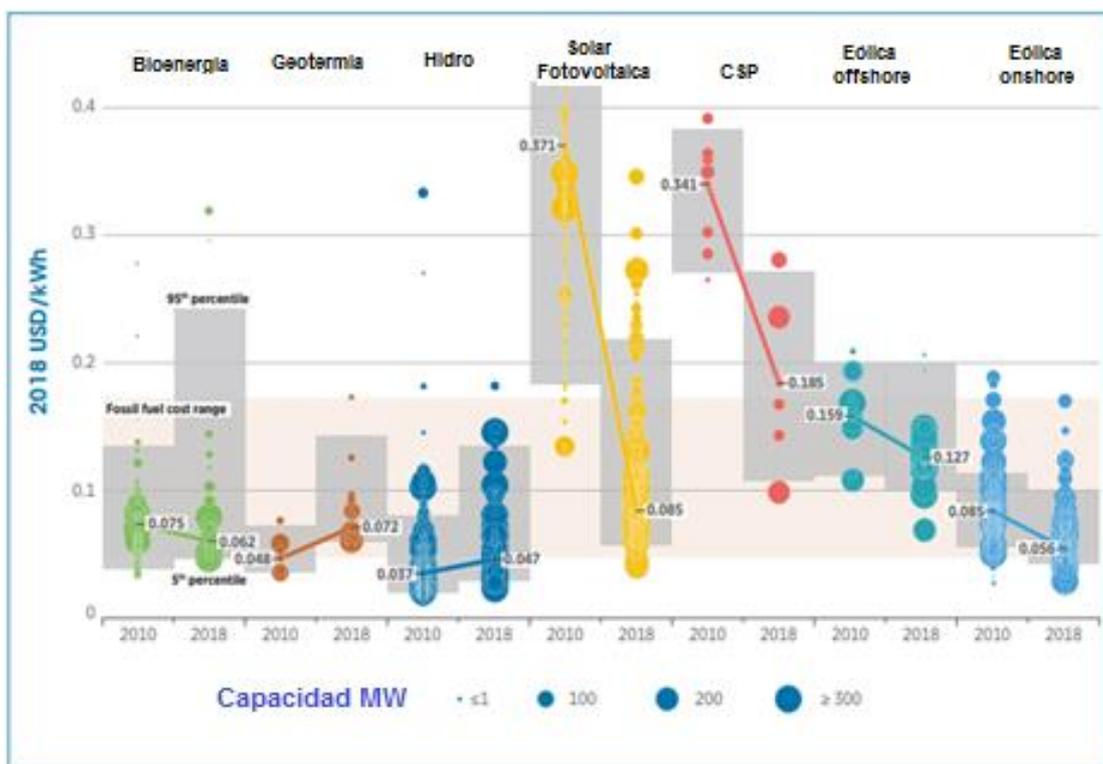


Figura 12. LCOE global de tecnologías de generación de energía renovables a gran escala 2010-2018. Fuente: IRENA

² La Subsecretaría de Energías Renovables y Eficiencia Energética se permite aclarar que esta tabla utiliza contratos vigentes con precios muy variables y dispersos, por lo que para un análisis exhaustivo de competitividad se deberán realizar estudios detallados.

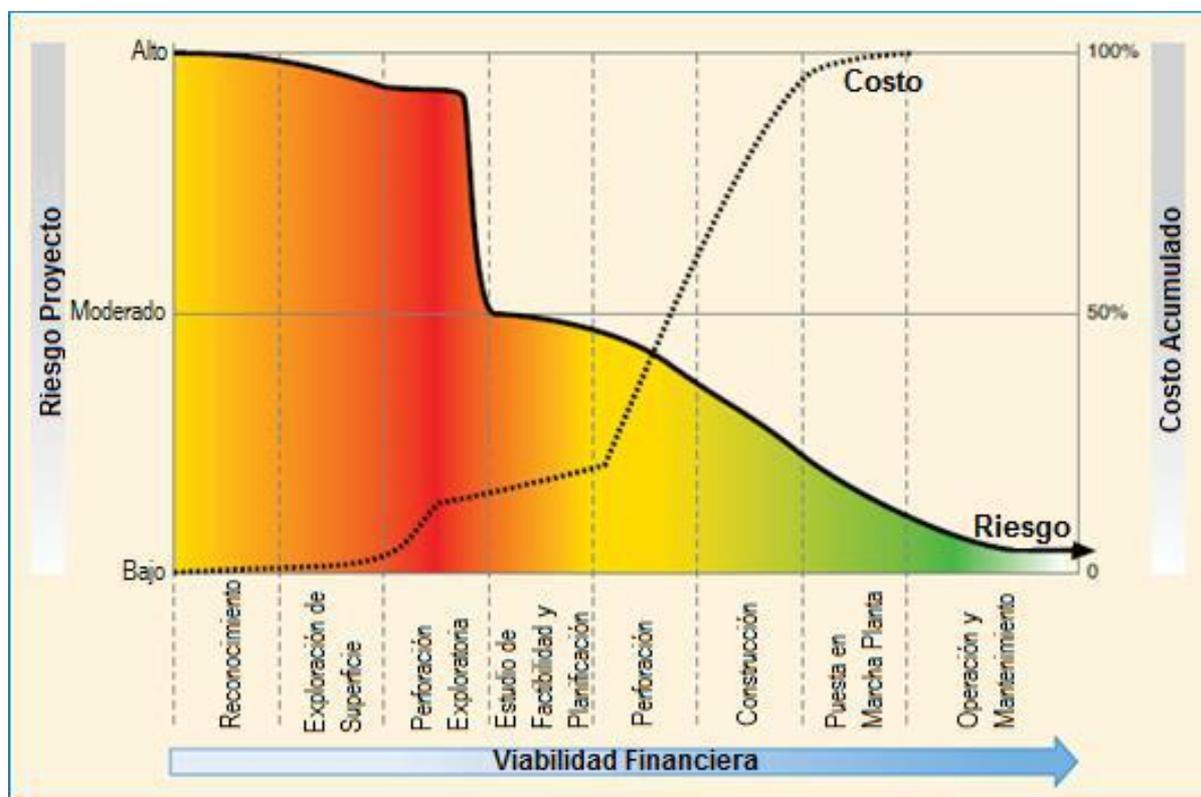


Figura 13. Perfil de incertidumbre y de erogaciones típicas para un proyecto geotérmico. Fuente: IRENA

Por otro lado, esta distribución de los costos depende directamente de la tecnología y el tipo de yacimiento geotérmico que se disponga. En la Figura 14 se distinguen los LCOE de cada tecnología asociada al tamaño de la planta (IRENA, 2019).

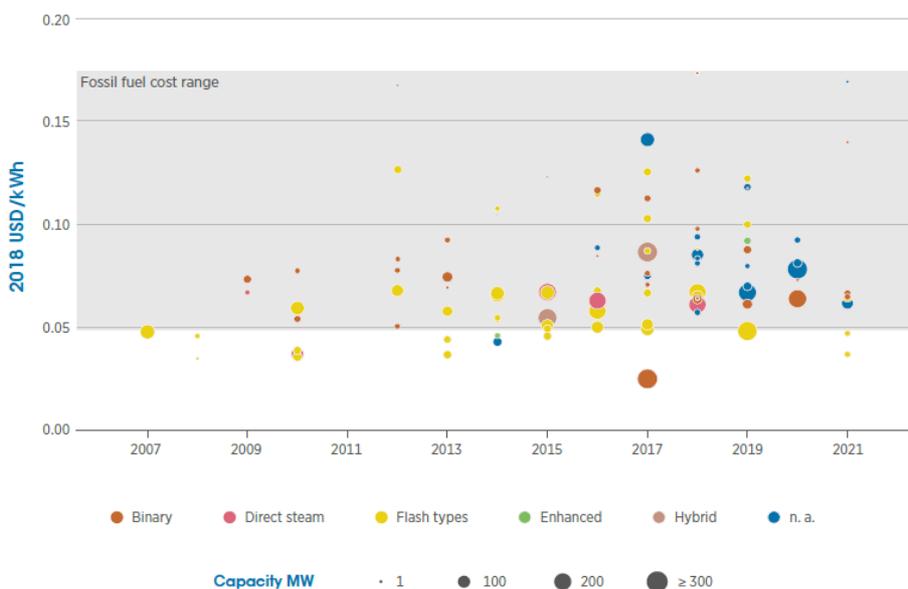


Figura 14. LCOE de planta geotérmicas por tecnología y capacidad con pronóstico 2007 – 2021. Fuente: IRENA

Parte de esta tendencia en el aumento y dispersión del LCOE tiene su correlato en la serie histórica del CAPEX de la Figura 15, ya que el comportamiento de esta variable impacta directamente en el cálculo del LCOE, pudiéndose inferir que los costos de operación y mantenimiento (OPEX) no tienen

un peso relevante en este tipo de tecnologías. Dado que el mercado de la geotermia es relativamente pequeño, se producen leves variaciones en los costos año a año. Los costos de instalación de plantas geotérmicas varían típicamente entre los USD 2.000 y USD 5.000/kW. En promedio, los costos de las plantas binarias son mayores que las plantas flash (IRENA, 2019).

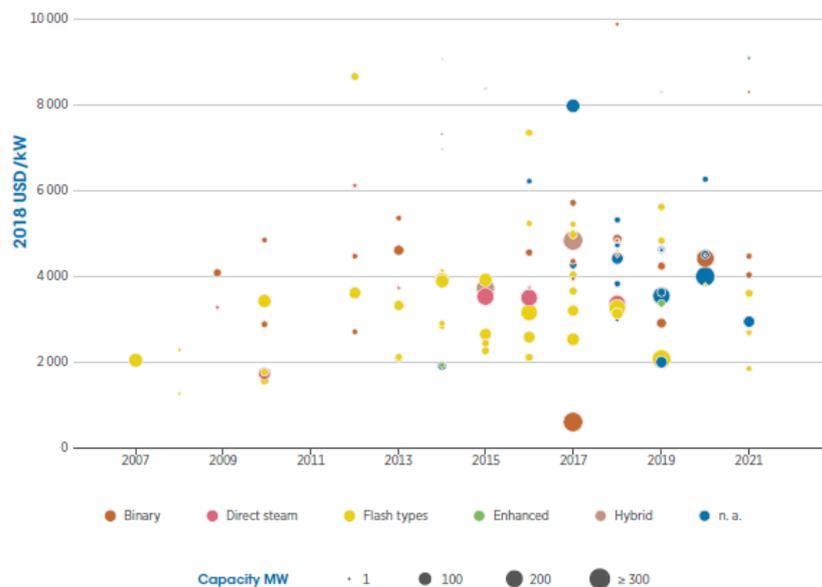


Figura 15. Costo de instalación total de plantas geotérmicas por tecnología y capacidad con pronóstico 2007 – 2021. Fuente: IRENA

A pesar de ello, según pronósticos realizados por la Comisión Europea (CE) se estima que para el año 2050 el CAPEX de los proyectos de geotermia disminuirán alrededor de un 25% (IRENA, 2017), por lo que el futuro para esta tecnología es prometedor, a pesar de no contar con caídas estrepitosas en los precios como en el caso de las tecnologías solares.

Por su parte, los Factores de Capacidad para plantas geotérmicas se mueven típicamente entre el 80-90%, pero para mantener esos valores durante toda la vida útil del proyecto es necesario contar con un buen rendimiento de la planta y con inversiones constantes para mantener los niveles de producción (IRENA, 2019)



Figura 16. Factor de Capacidad de plantas geotérmicas por tecnología y capacidad con pronóstico 2007 – 2021. Fuente: IRENA

GEOTERMIA A NIVEL MUNDIAL

La información respecto al aporte de la geotermia en el sector energético a nivel mundial aún presenta problemas al momento de cuantificarlo, principalmente en lo que se refiere al aporte térmico que este recurso. Por otro lado, podría decirse que en 2018 la generación eléctrica a partir de la explotación del recurso geotérmico fue de 89,3 TWh (REN21, 2019). De todos modos, el aporte a la matriz energética mundial es muy pequeña a pesar de los altos FC que alcanza esta tecnología. Las energías eólica, solar, biomasa, marítimas y geotérmicas representan el 2% del consumo de energía mundial (REN21, 2019)(Figura 17). Por otro lado, la geotermia posee sólo el 0,54% de la capacidad instalada de potencia eléctrica renovable en el mundo (Tabla 2). Si no se contabiliza a la energía hidroeléctrica como energía renovable, este porcentaje aumenta a 1,12%.

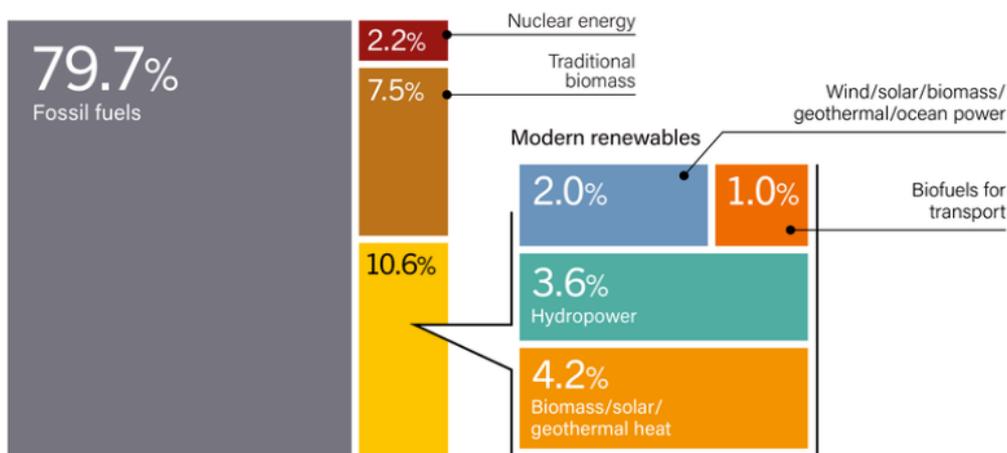


Figura 17. Estimación del consumo final de energía mundial 2017. Fuente: REN21

CAPACIDAD INSTALADA [MW]	Tecnología	2018	%
	HIDROELÉCTRICA	1.295.317	52,30%
	MARINA	529	0,02%
	EÓLICA	563.659	22,76%
	SOLAR	486.085	19,63%
	BIOENERGÍAS	117.828	4,76%
	GEOTÉRMICA	13.277	0,54%
	TOTAL	2.476.696	100%

Tabla 2. Participación de la capacidad instalada de generación de energía eléctrica por tecnología. Fuente: IRENA

Entre los años 2000 y 2018, la capacidad instalada de la geotermia tuvo un incremento del 61%, promediando anualmente un incremento del 3%, destacándose el año 2015 con el aumento más grande de 6% como se muestra en la Figura 18 según los datos de IRENA (IRENA, 2019)

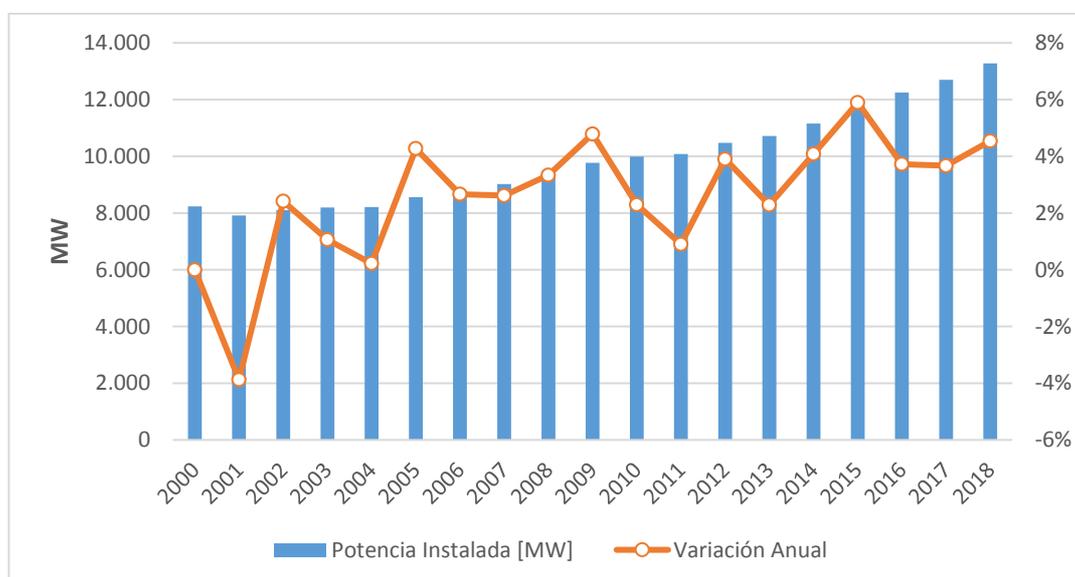


Figura 18. Evolución de la geotermia entre los años 2000-2018. Elaboración propia a partir de datos de IRENA

En rasgos generales, el país que más experiencia posee en generación de energía eléctrica a partir de energía geotérmica es Estados Unidos, aunque en 2018 el mayor incremento lo ha realizado Turquía con un aumento 219 MW, alcanzando un total de 1,3 GW, siendo el país que más rápido creció, dado que logró instalar más de 1 GW en tan solo 6 años (REN21, 2019). También se destacan en los últimos años el incremento de capacidad instalada de Kenia, mientras que países como Islandia, Indonesia y Nueva Zelanda son países que han realizado un crecimiento indiscutible en los últimos 15 años aunque de manera progresiva (IRENA, 2019). En las Figuras 19, 20, 21 y 22 se reflejan las tendencias aquí mencionadas.

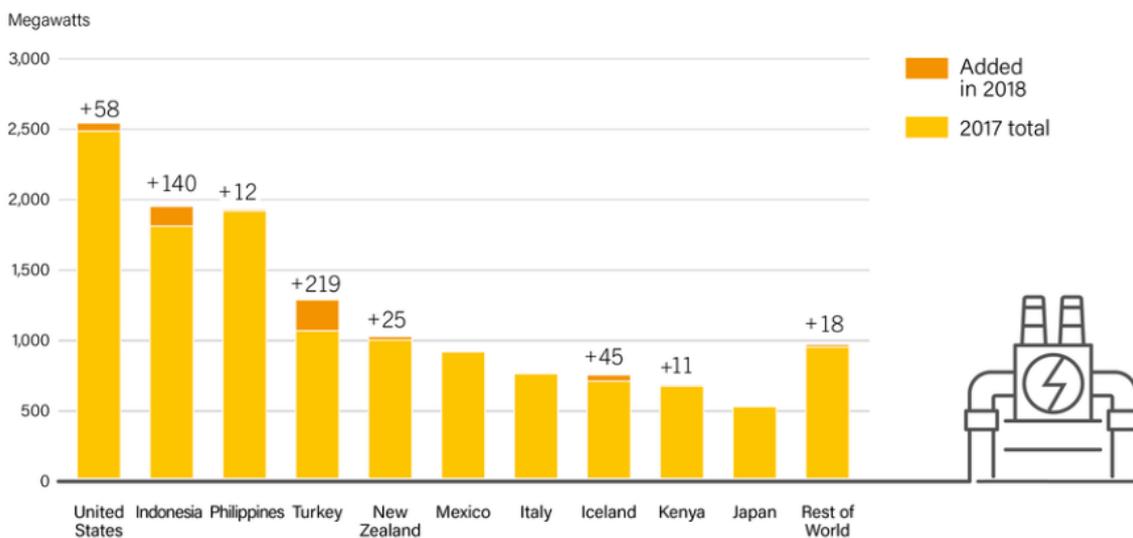


Figura 19. Top 10 de países con mayor capacidad instalada de geotermia. Fuente: REN21

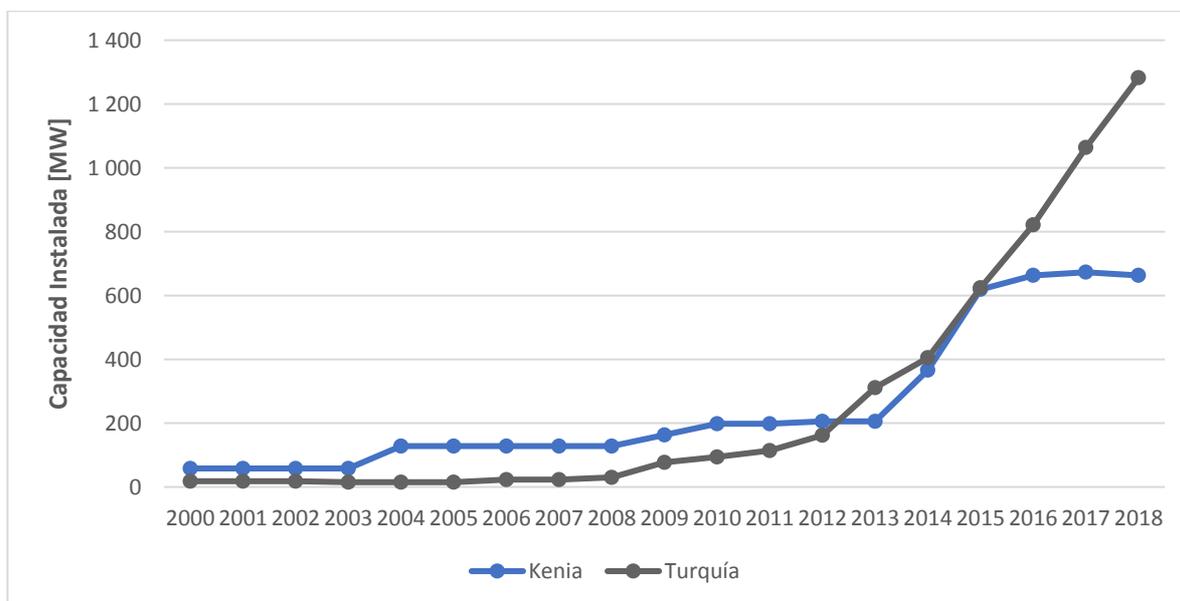


Figura 20. Evolución de la capacidad instalada de geotermia para generación de energía eléctrica de Kenia y Turquía. Serie 2000-2017. Elaboración propia a partir de datos de IRENA

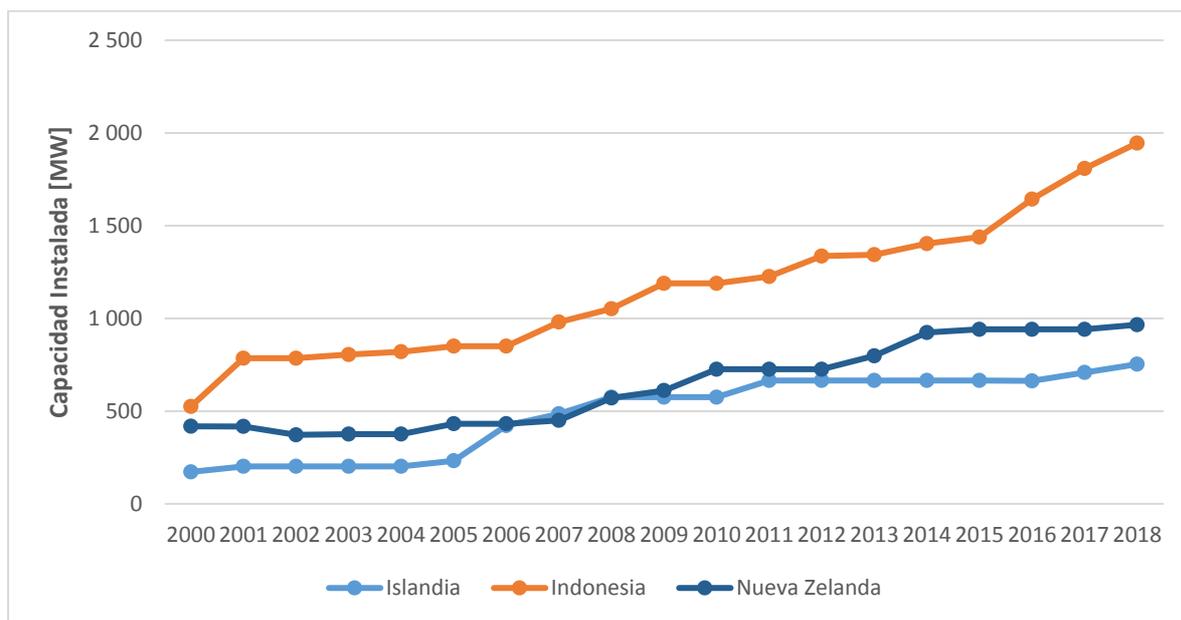


Figura 21. Evolución de la capacidad instalada de geotermia para generación de energía eléctrica de Islandia, Indonesia y Nueva Zelanda. Serie 2000-2017. Elaboración propia a partir de datos de IRENA

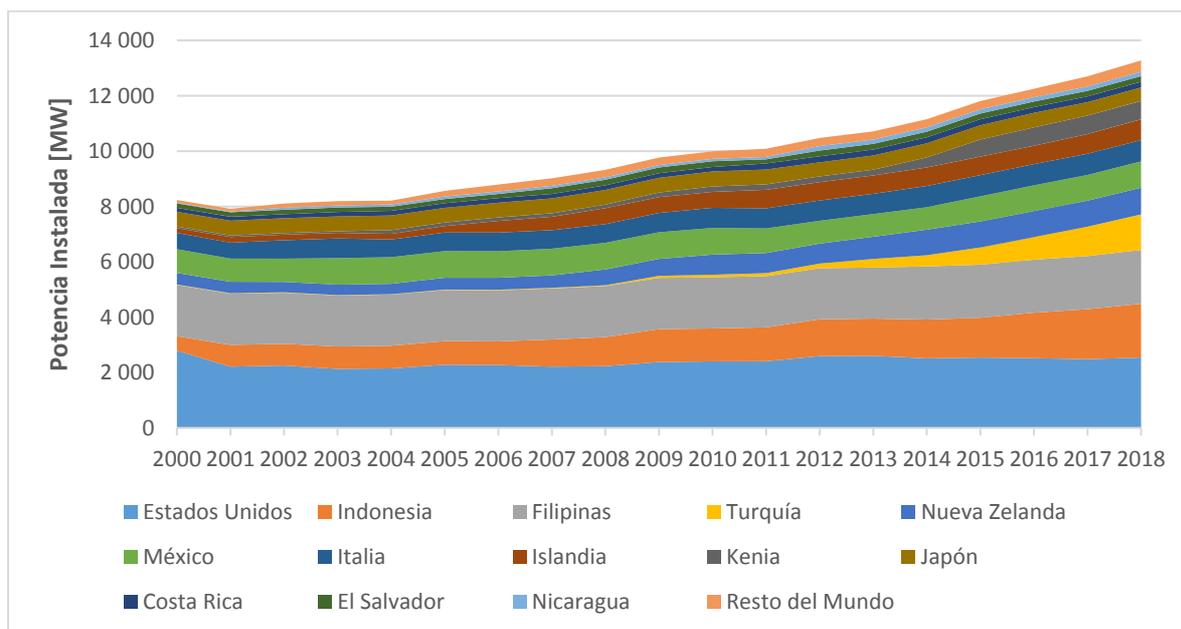


Figura 22. Evolución de la capacidad instalada de geotermia para generación de energía eléctrica mundial. Serie 2000-2017. Elaboración propia a partir de datos de IRENA

GEOTERMIA EN ARGENTINA

A partir del año 2017, la Subsecretaría de Energías Renovables y Eficiencia Energética (SSERyEE) ha retomado la agenda del desarrollo de la generación de energía eléctrica a partir de energía geotérmica, por lo que mediante la interacción en conjunto con el Servicio Geológico Minero Argentino (SEGEMAR), la Agencia de Inversiones (ADI-NQN), Secretarías de Minería y/o Energía Provinciales y Organismos Internacionales, se pudo recopilar la información necesaria para este apartado.

DISPONIBILIDAD DEL RECURSO

Si bien en la Argentina existen más de 300 puntos de interés geotérmico, actualmente se están estudiando 18 prospectos. Entre los más representativos se encuentran:

Proyecto Siglas	Proyecto	Provincia
COP	COPAHUE-CAVIAHUE	NEUQUÉN
DOM	DOMUYO	NEUQUÉN
DSP	LOS DESPOBLADOS VALLE DEL CURA	SAN JUAN
SOC	VOLCAN SOCOMPA	SALTA
ROS	ROSARIO DE LA FRONTERA	SALTA
TOC	TOCOMAR-POMPEYA-ANTUCO	SALTA
TZG	VOLCAN TUZGLE	JUJUY
CCB	CALDERA CERRO BLANCO	CATAMARCA
LLU	VOLCÁN LLULLAILLACO	SALTA
PET	VOLCÁN PETEROA	MENDOZA
TUC	CUENCA SE DE TUCUMAN/SGO. DEL ESTERO	TUCUMAN/SGO. DEL ESTERO
RIN	SALAR DE RINCON	SALTA
VDC	VALLE DEL CURA-ZANCARON-GOLLETE-BAÑITOS	SAN JUAN
MAU	COMPLEJO VOLCANICO EL MAULE	MENDOZA
BAH	CUENCA COLORADO/P. LURO/BAHÍA BCA	BUENOS AIRES
SAL	VOLCAN OJOS DEL SALADO	JUJUY
VIL	VILAMA-QUEÑUAL-COYAHUAIMA	CATAMARCA
CAC	CALDERA AGUAS CALIENTES – INCACHULE	SALTA

Tabla 3. Sitios con recurso geotérmico bajo estudio en la República Argentina

CAMPO TERMAL COPAHUE-CAVIAHUE (Fuente SEGEMAR)

El Campo Geotérmico Copahue-Caviahue se encuentra ubicado en el sector homónimo a 37° 50' de latitud Sur y 71° 05' de longitud Oeste, distante a 1.170 km en dirección Oeste-Suroeste de la capital Argentina, Buenos Aires y a 360 km de Neuquén en dirección Noroeste, capital de la provincia del mismo nombre.

En el Campo Geotérmico se encuentran cinco manifestaciones geotérmicas de importancia, ocupando un área de aproximadamente 1,2 km². Cuatro de dichas manifestaciones se encuentran en territorio argentino cuyas denominaciones son: Termas de Copahue, Las Maquinas, Las Maquinitas y Anfiteatro, mientras que la restante se encuentra en territorio chileno y se denomina Chanco-Có. Todas se ubican al Noreste del volcán Copahue y se caracterizan por las depresiones y alteraciones ácidas de sus suelos. En orden de importancia se ubican: Termas de Copahue, Las Maquinas, Las Maquinitas, Anfiteatro y Chanco-Có. En todas ellas predominan las fumarolas de vapor, mientras que sólo en las más importantes se visualiza la surgencia de agua caliente, lagunas de barros sulfurosos, etc. Además de las manifestaciones descritas, se encuentra la laguna del cráter del volcán Copahue, cuyas aguas alcanzan un grado de acidez de pH 1,2 debido a la presencia de los aniones cloruro y de ácido clorhídrico. Los estudios sobre las perforaciones exploratorias realizadas permiten demostrar que hasta los 1.500 m de profundidad, el Campo Geotérmico Copahue-Caviahue es de vapor dominante. Los análisis isotópicos del vapor han arrojado como conclusión que el origen del mismo es del tipo aluvional, es decir que el agua de deshielo que se infiltra en los terrenos y circula en el subsuelo es semi-entrampada en la zona del reservorio donde se le transfieren las altas temperaturas que surgen de la cámara magmática, generándose un sobre calentamiento. Cuando se libera, producto de una perforación, se pone en contacto esa zona de alta temperatura y presión con la presión atmosférica, logrando una despresurización controlada que da origen al vapor.

CAMPO TERMAL DOMUYO

Esta área se encuentra ubicada en el noroeste de la provincia del Neuquén.

Los estudios de carácter geológico regional efectuados permitieron delimitar la anomalía térmica y valorar en forma integral el episodio eruptivo. El campo una superficie aproximada de 4.700 km², comprendida entre los paralelos de 36°30' y 37°00' de latitud sur, el meridiano de 70°00' y el límite internacional con Chile.

Como resultado de relevamientos geológicos, geoquímicos, isotópicos, gravimétricos, geoeléctricos, estudios de flujos calóricos y sísmicos se seleccionó un área de 40 km² en el sector del Cerro Domo y sus inmediaciones. Se considera que este es el lugar más promisorio para llevar a cabo futuros estudios tendientes a la fase de desarrollo, incluyendo también la perforación de pozos de exploración. El sector seleccionado donde se cree que se encuentra el reservorio geotérmico está rodeado por el arroyo Manchana Covunco al Norte, el arroyo Covunco al Sur, Cerro Domo al Este y el río Varvarco al Oeste.

El presente resumen reúne las conclusiones de los trabajos geotérmicos realizados, que junto con el modelo geotérmico preliminar propuesto y las recomendaciones y objetivos de la etapa siguiente, constituyen la síntesis del estudio de prefactibilidad geotérmica del área del Cerro Domuyo.

Sus caracteres geológicos, las anomalías térmicas a 1 m de profundidad y las anomalías geoquímicas de Hg y CO₂ en suelo, permitieron concluir que se trata de un sector de intersección y concentración de zonas de fracturación de diversas direcciones, siendo esta estructura la que controla las manifestaciones de agua termal, vapor y gas que se ubican en las cercanías.

De acuerdo a los estudios gravimétricos, el sector se ubica al Oeste de una zona de transición de la anomalía de Bouguer, que muestra una caída hacia el Este, y se infiere también la existencia de estructuras secundarias de caídas.

Con la termometría geoquímica se calcula un rango de temperaturas de 214° C - 223° C, esperándose la existencia de fluidos clorurados y mezcla agua-vapor.

Los estudios hidrológicos permiten ubicar al sector dentro de la cuenca de drenaje de los arroyos Manchana Covunco y Covunco, que tienen sus orígenes en los glaciares formados en las alturas del Cerro Domuyo. El suministro de agua superficial, estable a través de todo el año, es una condición favorable para el transporte del flujo calórico desde las fuentes térmicas subterráneas.

CAMPO TERMAL TUZGLE-TOCOMAR

El campo geotérmico Tuzgle-Tocomar (23° 55' latitud Sur y 66° 05' longitud Oeste), está ubicado en el plateau de la Puna Central (altiplano salteño-jujeño) dentro del departamento de Susques, a aproximadamente 270 km al este del frente principal de la Zona Volcánica Central. Las investigaciones en la actualidad transitan la etapa final de prefactibilidad, en la que ha sido estudiada en detalle un área de aproximadamente 900 km². Es el prospecto geotérmico más estudiado del Noroeste Argentino. Entre 1978 y 1995 se realizó una secuencia de estudios que abarcaron desde el reconocimiento hasta la delimitación del área en donde se deberían realizar los pozos exploratorios profundos.

El Complejo Volcánico Tuzgle-Tocomar está emplazado en la parte central de una depresión tectónica elongada N-S, delimitada por fallas normales y separada hacia el sur de la depresión Tocomar-Olapato por un horst (ONO-ESE) de rocas del Paleozoico inferior (Mon, 1987). Los productos volcánicos descansan sobre un complejo basamento de gran espesor constituido por:

- a) Una secuencia clástica y volcánica del Terciario superior (Formación Trinchera y Formación Pastos Chicos (Schwab, 1973). La Formación Trinchera está integrada por ignimbritas dacíticas riolíticas con moderada compactación y aglutinación, con intercalaciones de rocas clásticas. La Formación Pastos Chicos es una secuencia predominantemente clástica, fina, integrada por arcilitas, areniscas de grano fino y niveles ignimbríticos intercalados.
- b) Rocas sedimentarias (areniscas, arcillas y margas) del Cretácico superior correspondientes a las Formaciones Pírgüa y Lecho pertenecen al Grupo Salta (Schwab, 1973).

- c) Lutitas y areniscas marinas del ordovícico correspondientes a una unidad volcánica-metamórfica (Faja Eruptiva) que se compone de rocas volcánicas mesosilíceas con facies graníticas asociadas y otra sedimentaria (Sedimentitas ordovícicas) que están integradas por secuencias clásticas de cuarcitas, areniscas, lutitas y arcillitas. Estas unidades están intercaladas con rocas volcánicas dacíticas y lutitas y pizarras del Precámbrico tardío-Cámbrico superior de la Formación Puncoviscana (Coira y Paris, 1981).

CAMPO TERMAL VALLE DEL CURA

En esta área, se efectuó una primera fase de estudios de prefactibilidad. Sobre la base de anomalías químicas e isotópicas se conjeturo la probable existencia, a profundidades accesibles por perforación, de fluidos de tipo agua-vapor con temperaturas superiores a los 200°C y en niveles de circulación y almacenamiento secundarios, temperaturas de 130° - 150° C.

La anomalía geotérmica comprobada, pero aun no delimitada, se vincula con la presencia de cuerpos subvolcánicos relacionados con el volcán Tórtolas.

La exploración, caracterización y explotación de estos yacimientos hidrotermales activos están regulados por el Código de Minería de la Nación y son de importancia estratégica para el país, ante la posibilidad de apalancar el crecimiento económico y social de localidades alejadas de las redes nacionales eléctricas. Asimismo su ubicación en ambientes geológicos con posibilidades mineras se constituye también en un factor para su viabilidad económica y desarrollo industrial.

MARCO JURÍDICO

La geotermia es considerada una actividad minera. La primera ley de minería argentina es de 1887 entró cuando entró en vigencia el Código de Minería, con carácter de ley nacional. El marco legal vigente incluye entre otras, a las siguientes leyes vigentes de 1995 y 1993:

- Ley de Protección ambiental (Nº 24.585) de 1995
- Ley de Actualización Minera (Nº 24.498) de 1995
- Acuerdo Federal minero (Ley 24.228) de 1993
- Ley de Reordenamiento Minero (Nº 24.224) de 1993
- Ley de Financiamiento del IVA (Nº 24.402) de 1993
- Ley de Financiamiento Minero (Nº 24.196) de 1993

Vale resaltar también, que en el Artículo 124 de la Constitución de la Nación Argentina, se establece que:

Las provincias podrán crear regiones para el desarrollo económico- social y establecer órganos con facultades para el cumplimiento de sus fines y podrán también celebrar convenios internacionales en tanto no sean incompatibles con la política exterior de la Nación y no afecten las facultades delegadas al Gobierno Federal o el crédito público de la Nación; con conocimiento del Congreso Nacional. La ciudad de Buenos Aires tendrá el régimen que se establezca a tal efecto.

Corresponde a las provincias el dominio originario de los recursos naturales existentes en su territorio.

CENTRAL ELÉCTRICA GEOTÉRMICA EN COPAHUE

En 1973 Neuquén comenzó con los primeros estudios de exploración en la zona del volcán Copahue donde se efectuaron estudios de geología regional, geoquímica, pozos de gradiente y gravimetría. Dos años más tarde, en 1975, se inició la perforación del COP I, el primer pozo exploratorio profundo. No fue hasta 1981 que el COP I fue reacondicionado y profundizado hasta 1.414 metros, produciendo vapor seco saturado con caudales del orden de las 10/15 TN/hora. En los años subsiguientes se continuó con las tareas de exploración en la zona de manera que en 1985 se pudo perforar el segundo pozo profundo, el COP II, que al igual que el primero produjo vapor seco.

El 5 de abril de 1988, y mediante un acuerdo financiero con la Secretaría de Energía de la Nación, utilizando el vapor del pozo COP I se construyó y puso en marcha una Central Piloto de generación de energía eléctrica, la cual contaba con una potencia de 670 kW nominales, entregando la energía generada a la línea de 13,2 kV Caviahue-Copahue de 10 km de extensión y que es subsidiaria de la línea de 33 kv Caviahue-Loncopue, de 50 km de largo que se une al sistema interconectado provincial de 132 kilovoltios, transformándose en la primera planta de generación de energía a partir de energía geotérmica en Sudamérica. Fue inaugurada por el presidente Raúl Alfonsín y se mantuvo en funcionamiento hasta el año 1997. Dicha central operaba mediante un ciclo binario utilizando isopentano como fluido de trabajo intermedio. La planta era portátil y fácilmente desmontable. Actualmente está emplazada sobre la boca del pozo productor de vapor ubicado a dos kilómetros de Copahue, cuya perforación se realizó en el año 1976 y que fue reperforado en 1981.

El reservorio hidrotermal se encuentra comprendido entre los 850 y los 1.000 metros generando un fluido geotérmico a 6,7 tn/hora de vapor saturado.

La central, ubicada a 2.000 m.s.n.m. presentaba el siguiente esquema básico de funcionamiento: el vapor geotérmico que sale a 6,7 ton/hora y 171°C, entra al evaporador y vaporiza el isopentano que a su vez hace funcionar a la turbina del generador a 3.000 rpm y entrega 670 kW. El isopentano continúa hasta el condensador donde es enfriado para reiniciar el ciclo. La central se encuentra fuera de servicio por mantenimiento desde el año 1998.

Por otro lado, entre los años 1987 y 1991, en el marco de un Convenio de Cooperación Internacional firmado con JICA (Japan International Cooperation Agency), se realizó un Estudio de Factibilidad Técnico Económico del campo geotérmico de Copahue, que incluyó la perforación de un tercer pozo

exploratorio, el COP III, la evaluación del potencial del campo y el anteproyecto de construcción de una central de 30 MW a ciclo de condensación.

Entre las principales ventajas competitivas de este proyecto se destaca:

- La calidad del recurso es óptima. Se trata de un yacimiento de vapor dominante, es decir sin presencia de agua, lo que evita el costoso proceso de separación.
- Bajos costos de perforación de pozos productivos por tratarse de un yacimiento de baja profundidad y por disponer de logística e infraestructura cercana.
- Neuquén dispone de una plataforma logística, desarrollada por su experiencia petrolera, lo que permite a las empresas disponer de todos los servicios y de personal calificado.
- Población cercana: Caviahue, con accesos asfaltados y servicios.
- La necesidad de dar cumplimiento a la meta de participación de las fuentes renovables en la matriz de consumo de energía eléctrica, hace prever un tratamiento diferencial de los precios de venta de la energía proveniente de dichas fuentes.
- Costos competitivos del proyecto, gracias a la alta bondad del recurso existente.

HITOS DEL PROYECTO DE COPAHUE

1985: Perforación del Pozo COP II

1987: Firma del Contrato de Cooperación con Japan International Cooperation Agency (JICA) para Copahue.

1988: Puesta en marcha de la planta piloto de generación geotérmica de Copahue, primera en Sudamérica (670KW).

1988: Creación del Centro Regional de Energía Geotérmica del Neuquén (CREGEN) con el objetivo de descubrir nuevos campos geotérmicos en otras provincias a partir de los recursos donados por JICA y los recursos humanos formados por Neuquén.

1990/1991: Perforación del Pozo COP III a cargo de JICA.

1992: Finalización del estudio de factibilidad para la instalación de una planta de 30 MW en Copahue (EPEN-JIPA).

1997: Cierre Planta Piloto.

1998: Perforación del Pozo COP IV con el objetivo de desarrollar calefacción urbana.

2008: Creación de la Agencia de Desarrollo de Inversiones del Neuquén (ADI-NQN S.E.P)- Decreto 957/08. Aprobación del Programa de las FER's. (Fuentes de Energías Renovables)

2009: Sanción de la Ley provincial 2.596 de promoción de las FER's.

2008/2009: La Autoridad Minera en Primera Instancia (AMPI) otorga a ADI-NQN la titularidad de las minas Las Mellizas de Copahue y María Victoria y Maitena en Domuyo.

2009: Operación de cierre del COP I.

2009-2010: Llamado a Concurso de Inversores para la construcción, puesta en marcha y operación por concesión de la planta de 30MW en Copahue. (PGC)

2011: Adjudicación del concurso a la firma canadiense/australiana Geothermal One

2013: Recisión del Contrato con Geothermal One debido a la coyuntura que socio-ambiental de la zona y político-económica de la Argentina.

2014: Se busca financiación ya que se cayó el proyecto

PROYECTO DE CENTRAL GEOTÉRMICA EN COPAHUE DE 30 MW

A partir del éxito del Programa RenovAr que tuvo lugar en Argentina desde el año 2016, el desarrollo de las energías renovables fue exponencial en el país. A pesar de ello, no todas las tecnologías de generación de energía renovable fueron seleccionadas para participar, entre ellas, figuraba la geotermia. Es así, que se planea incluir a esta tecnología en las próximas Rondas del Programa RenovAr desde la SSERyEE.

En primera instancia se está evaluando realizar la licitar una nueva central en Copahue con las siguientes condiciones:

- Potencia:** 30 MW (Con opción de pronta entrega)
- Transmisión:** Construcción Línea 132 KV a cargo del oferente. (24 MU\$D)
- Tecnología:** Abierta con recomendación hacia el vapor seco o el ciclo binario
- Plazo Construcción:** 60 meses
- Inversión estimada:** 145.000.000 MU\$D (133MU\$D + 12MU\$D)
- EIA:** PPA sujeto a aprobación del EIA final para la planta y la obtención de licencia social
- Plazo Concesión:** 20 años

Si bien se evaluaron diferentes potencias a licitar, se concluyó que la potencia de 30 MW con opción de pronta entrega de 10 MW dado que presenta las ventajas de ser un proyecto con un alcance completo para optimizar el potencial del yacimiento, con posibilidad de lograr un flujo de fondos a partir del tercer año, desarrollarlo con plantas modulares, existencia de una mayor disponibilidad de tecnologías, posibilidad de adaptar las simulaciones de producción con valores reales y de trabajar con un solo oferente para toda la concesión. Por su parte, un proyecto de estas características requiere una inversión más elevada respecto a proyectos de menores potencias, además de que resulta imprescindible la construcción de la línea de 132 kV.

Actualmente, se está trabajando junto a consultores del Banco Interamericano de Desarrollo (BID) en la evaluación de la aceptación del proyecto por parte de las comunidades aledañas al proyecto.

PLAN GEOTÉRMICO NACIONAL

El Plan Geotérmico Nacional consiste en promover el desarrollo de proyectos a partir de energía geotérmica para que alcancen la factibilidad técnica y económica. El mismo se centra bajo la concepción de cinco pilares, a saber:

1. **EVALUACIÓN DEL POTENCIAL:** Se centra en la confirmación del potencial geotérmico, identificar todos los sitios geotérmicos, validar los criterios técnicos y ordenar los sitios en orden de relevancia.
2. **FOMENTAR LAS SINERGIAS:** Conexión y disponibilidad de la red eléctrica teniendo en cuenta a los consumidores de energía eléctrica de la zona.
3. **CONSENSO GLOBAL:** Se basa en el consenso entre las provincias, la Secretaría de Energía Nacional y obtención de las licencias sociales y ambientales de modo de convenir el desarrollo de los proyectos de manera armónica.
4. **FINANCIAMIENTO:** Obtención de financiamiento que contemple el riesgo asociable al proyecto, exploración global y campaña de perforación.
5. **LICITACIÓN:** Definir las concesiones, la estructura de los contratos de abastecimiento (PPA), llamado a licitaciones y planes a largo plazo.

FOTOS COPAHUE

Todas las imágenes aquí publicadas fueron tomadas por personal de la Subsecretaría de Energías Renovables y Eficiencia Energética







DOCUMENTACIÓN DE INTERÉS ADICIONAL

- Gehringer, M., Loksha, V. *Manual de geotermia: cómo planificar y financiar la generación de electricidad* (2012). Grupo del Banco Mundial. Estados Unidos
- International Geothermal Association. *Best practices guide for geothermal exploration* (2014). Bochum University of Applied Sciences. Alemania

Referencias

- Geothermal Technologies Office. (mayo de 2016). *What is an Enhanced Geothermal System (EGS)?* Recuperado el 23 de agosto de 2019, de U.S. Department of Energy: <https://www.energy.gov/sites/prod/files/2016/05/f31/EGS%20Fact%20Sheet%20May%202016.pdf>
- IGA. (2018). *Geothermal Quick Guide*. Recuperado el 20 de 08 de 2019, de International Geothermal Association Web site: <https://www.geothermal-energy.org/explore/what-is-geothermal/>
- IRENA. (2017). *Geothermal Power: Technology Brief*. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency.
- IRENA. (2017). *Geothermal Power: Technology Brief, International Renewable Energy Agency*. Abu Dhabi: IRENA.
- IRENA. (2019). *Global Trends*. Recuperado el 23 de agosto de 2019, de International Renewable Energy Agency: <https://www.irena.org/Statistics/View-Data-by-Topic/Costs/Global-Trends>
- IRENA. (- de - de 2019). *IRENA*. Obtenido de RENEWABLE POWER GENERATION COST IN 2018: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/May/IRENA_Renewable-Power-Generations-Costs-in-2018.pdf
- IRENA. (15 de agosto de 2019). *IRENA*. Obtenido de IRENA: <https://www.irena.org/geothermal>
- Lee, K. C. (1996). *CLASSIFICATION OF GEOTHERMAL RESOURCES - AN ENGINEERING APPROACH*. The University of Auckland, Geothermal Institute. Auckland, Nueva Zelanda: -. Obtenido de <https://pangea.stanford.edu/ERE/pdf/IGAstandard/SGW/1996/Lee.pdf>
- Pesce, A. H., & Miranda, F. (2000). *Catálogo de Manifestaciones Termales de la República Argentina. Volumen II - Región Noreste, Centro y Sur*. Buenos Aires: -. Obtenido de <http://repositorio.segemar.gov.ar/handle/308849217/2517>
- REN21. (2019). *Global Overview*. Recuperado el 23 de agosto de 2019, de Renewables 2019 Global Status Report: https://www.ren21.net/gsr-2019/chapters/chapter_01/chapter_01/
- REN21. (2019). *Market and Industry Trends*. Recuperado el 23 de agosto de 2019, de Renewables 2019 Global Status Report: https://www.ren21.net/gsr-2019/chapters/chapter_03/chapter_03/#sub_2
- U.S. Department of Energy. (15 de agosto de 2019). *U.S. Department of Energy*. Obtenido de Office of Energy Efficiency & Renewable Energy: <https://www.energy.gov/eere/geothermal/electricity-generation>