

**CEPE (UNECE)**  
**Aplicación de la Clasificación Marco de las  
Naciones Unidas para Recursos (CMNU)**  
**respecto a Recursos de energía geotérmica**  
Estudios de casos seleccionados



UNITED NATIONS

COMISION ECONÓMICA DE LAS NACIONES UNIDAS PARA EUROPA (CEPE)

**Elaborado por el Grupo de expertos en clasificación de  
recursos de UNECE**

**ENERGY SERIES No. 51**



NACIONES UNIDAS  
NUEVA YORK Y GINEBRA, 2017

## NOTA

Las designaciones empleadas y la presentación del material en esta publicación no implican la expresión de opinión alguna por parte de la Secretaría de las Naciones Unidas sobre la condición jurídica de ningún país, territorio, ciudad o área, o de sus autoridades, o bien en lo relacionado a la demarcación de sus fronteras o límites.

La mención de cualquier firma, proceso con licencia o productos comerciales no implica ningún respaldo de las Naciones Unidas.

La traducción fué realizada en el marco de la Cooperación Alemana, Proyecto Identificación de Yacimientos Geotérmicos en Centroamérica, implemetado por el Instituto Federal de Geociencias y Recursos Naturales de Alemania BGR. Agradecemos el apoyo del Ing. Paul Moya miembro de IGA. Documento de referencia original (idioma inglés): ECE/ENERGY/110; PUBLICACIÓN DE LAS NACIONES UNIDAS; ISBN 978-92-1-11 ISBN 978-92-1-117136-5 7136-5, eISBN 978-92-1-362719-8, ISSN 1014-7225.

Traducción apoyada por:



Se permite el uso y la distribución del documento  
sin cambiar el texto y al referir a la fuente,  
respetando los derechos reservados del documento original.  
El uso comercial no está permitido.

## Prólogo

Durante el último siglo, distintos sectores de la energía y de materias primas, así como países, adoptaron una variedad de enfoques para clasificar y administrar recursos. Sin embargo, en los últimos años han surgido nuevos retos para la producción, distribución y utilización de energía y materias primas que demandan enfoques innovadores para obtener un sistema integrado en la gestión de recursos. La Agenda 2030 para el desarrollo sostenible define un camino claro para abordar dichos retos de una manera holística.

La Clasificación Marco de las Naciones Unidas para los Recursos (CMNU) fue elaborada bajo los auspicios de la Comisión Económica de las Naciones Unidas para Europa por una comunidad dedicada de expertos procedentes de distintos campos, pero con el objetivo común de desarrollar un esquema aplicable internacionalmente para la clasificación, con la elaboración de informes y gestión de la energía y los recursos minerales. Aunque inicialmente se preparó para los sectores de minerales y de petróleo, el alcance de la CMNU se ha ampliado recientemente para incluir la energía renovable. La creciente conciencia y el interés en los recursos de energía renovable, inclusive los recursos de energía geotérmica han resaltado la necesidad de normalizar la manera en que se clasifica y se informa del potencial de las energías renovables.

Para facilitar la comunicación mundial mejorada en el sector geotérmico, el grupo de expertos en clasificación de recursos de la CEPE, en el marco de un memorando de entendimiento entre la Comisión Económica de las Naciones Unidas para Europa y la Asociación Internacional de Geotermia (IGA), preparó especificaciones para aplicar la CMNU a los recursos de energía geotérmica. Las especificaciones se emitieron en el mes septiembre de 2016.

Aquí se presentan 14 estudios de casos de Australia, Alemania, Hungría, Islandia, Italia, los Países Bajos, Nueva Zelandia, Filipinas y la Federación de Rusia en aras de facilitar una mejor comprensión de las especificaciones y la aplicación uniforme de la CMNU a los recursos geotérmicos. Estos ejemplos de aplicación ilustran la clasificación de una gama de distintos escenarios de recursos geotérmicos de una manera congruente con otros recursos energéticos. Además, el enfoque proporciona indicadores valiosos respecto al valor de la CMNU como herramienta para apoyar el logro de los objetivos de desarrollo sostenible.

Los recursos de energía geotérmica, así como los de otros sectores de energía y de minerales, encontrarán que este grupo de estudios de casos es una referencia de utilidad en sus esfuerzos por aplicar un sistema integrado de gestión de recursos aplicable a nivel mundial. Felicito a todos los participantes en la elaboración, revisión y verificación de estos estudios de casos y agradezco por su apoyo, especialmente a la Asociación Internacional de Geotermia (IGA).



Olga Algayerova  
Secretaria Ejecutiva  
Comisión Económica de las Naciones Unidas para Europa



## Reconocimientos

La elaboración de estos estudios de casos estuvo a cargo de un subgrupo (Grupo de trabajo) de voluntarios expertos dirigidos por Gioia Falcone (Jefa) con Miklos Antics, Roy Baria, Larry Bayrante, Paolo Conti, Malcolm Grant, Robert Hogarth, Egill Juliusson, Harmen Mijnlieff, Annamária Nádor, Greg Ussher y Kate Young como integrantes, al igual que Graeme Beardsmore y Horst Rueter en calidad de observadores.

La Asociación Internacional de Geotermia ha dado su apoyo de forma activa en este trabajo, mediante el Comité de recursos y reservas de IGA, presidido por Graeme Beardsmore. La CEPE e IGA mantienen un memorando de entendimiento a fin de preparar especificaciones y directrices para la aplicación de la CMNU a la energía geotérmica.

Se facilitaron las reuniones cara a cara con el grupo de trabajo por medio de talleres periódicos, esto fue posible con el apoyo del Programa de asistencia para la gestión en el sector energético del Banco Mundial, por sus siglas en inglés ESMAP, del Departamento de Energía de Estados Unidos (siglas en inglés DOE) y del Consejo de Recursos Geotérmicos (GRC), con la organización logística de la empresa de servicios de IGA. Se agradece al grupo de trabajo en clasificación de energía renovable del grupo de expertos en clasificación de recursos de la CEPE, especialmente a su presidente, Frank Denelle, por el apoyo y la orientación proporcionados en la elaboración y revisión de los estudios de casos.

## Índice

Prólogo .....	iii
Roconocimientos .....	iv
Índice .....	v
Introducción.....	1
<b>Estudio de caso 1: Ngatamariki .....</b>	<b>2</b>
Resumen del proyecto .....	2
Proyecto Ngatamariki.....	3
Cuantificación .....	3
Tipo de producto .....	3
Punto de referencia.....	3
Recursos de energía geotérmica .....	3
Clasificación CMNU-2009 .....	4
Clasificación y subclasificación de categoría E.....	4
Clasificación y subclasificación de categoría F.....	5
Clasificación y subclasificación de categoría G.....	6
Recursos de energía geotérmica CMNU-2009.....	5
Referencias.....	5
<b>Estudio de caso 2: Habanero.....</b>	<b>6</b>
Resumen del proyecto .....	6
Proyecto Habanero.....	7
Cuantificación .....	8
Producto de energía geotérmica .....	8
Punto de referencia.....	8
Recursos de energía geotérmica .....	8
Clasificación CMNU-2009 .....	8
Categoría E .....	8
Categoría F .....	9
Categoría G .....	9
Recursos de energía geotérmica CMNU-2009.....	9
Referencias.....	9
Figura 1 - I Micro-sismicidad inducida en Habanero .....	7

<b>Estudio de caso 3: Insheim .....</b>	<b>10</b>
Resumen del proyecto .....	10
Proyecto Insheim.....	11
Cuantificación .....	12
Electricidad .....	12
Calor.....	13
Tipo de producto .....	13
Punto de referencia.....	13
Recursos de energía geotérmica .....	13
Electricidad .....	13
Electricidad adicional posible para flujo de 85 L/s .....	13
Calor.....	13
Clasificación CMNU-2009 .....	14
Clasificación y subclasificación de categoría E.....	14
Clasificación y subclasificación de categoría F.....	14
Clasificación y subclasificación de categoría G.....	14
Clasificación y subclasificación de categoría E.....	15
Clasificación y subclasificación de categoría F.....	15
Clasificación y subclasificación de categoría G.....	16
Clasificación y subclasificación de categoría E.....	17
Clasificación y subclasificación de categoría F.....	17
Clasificación y subclasificación de categoría G.....	17
Referencias.....	18
<b>Estudio de caso 4: Proyecto geotérmico Rotliegend-3 .....</b>	<b>19</b>
Resumen del proyecto .....	19
Cuantificación .....	19
Punto de referencia.....	21
Recursos de energía geotérmica .....	22
Clasificación CMNU-2009 .....	22
Clasificación y subclasificación de categoría E.....	22
Clasificación y subclasificación de categoría F.....	23
Clasificación y subclasificación de categoría G.....	23
Clasificación y cuantificación CMNU-2009 .....	24
Declinación de responsabilidad .....	24
Referencias.....	24
Figura 1 - Entrada para el cálculo indicativo de potencia geotérmica del proyecto .....	20
Figura 2 - Resultados de cálculos probabilísticos .....	21
<b>Estudio de caso 5: Reservorio holandés Rotliegend - a nivel nacional.....</b>	<b>25</b>

Resumen del proyecto .....	25
Clasificación de recursos geotérmicos de proyectos geotérmicos Rotliegend.....	27
Proyectos de producción.....	27
Proyectos de exploración .....	29
Estimación de recursos en reservorio Rotliegend .....	30
Estimación de recursos en reservorio Rotliegend .....	30
Declinación de responsabilidad .....	31
Referencias.....	31
Figura 1 - Mapa de datos para la evaluación del acuífero Rotliegend.....	26
Tabla 1 - Listado de estimaciones de recursos por proyecto en función de la potencia instalada y las estimaciones de hora de carga Clase: E1.2; F1.1; G1, 2, 3 .....	28
Tabla 2 - Clasificación CMNU-2009 de la estimación de recursos en Rotliegend.....	30
Tabla 3 - Estimación idónea del potencial de recursos geotérmicos holandeses Rotliegend .....	31
<b>Estudio de caso 6: Calefacción urbana (DH) de Hódmezővásárhely.....</b>	<b>33</b>
Resumen del proyecto .....	33
Cuantificación.....	34
Tipo de producto .....	35
Punto de referencia.....	35
Vida del proyecto.....	35
Recursos geotérmicos .....	35
Clasificación CMNU-2009.....	35
Clasificación y subclasificación de categoría E del presente proyecto.....	36
Clasificación y subclasificación de categoría F del presente proyecto.....	36
Clasificación de categoría G del presente proyecto .....	36
Clasificación y cuantificación CMNU-2009 del presente proyecto .....	37
Clasificación y subclasificación de categoría E de los proyectos potenciales futuros ..	37
Clasificación y subclasificación de categoría F de los proyectos potenciales futuros...	37
Clasificación de categoría G de los proyectos potenciales futuros.....	38
Clasificación y cuantificación CMNU-2009 de los proyectos potenciales futuros .....	38
Referencias.....	38
Figura 1 - Distribución de usos en Hódmezővásárhely	
Producción anual total de todo el sistema en cascada (2009): 1,605,407 m <sup>3</sup> .....	34
Apéndice 1 - Supuestos de evaluación volumétrica de Monte Carlo.....	40
Estimación de áreas de recarga en pozos de producción.....	40
Figura 1 - Proyecto Hódmezővásárhely – pozos productores .....	40
Tabla 1 - Valores de entrada para Monte Carlo .....	40
<b>Estudio de caso 7: Alto Peak .....</b>	<b>41</b>



Resumen del proyecto .....	41
Proyecto Alto Peak .....	42
Cuantificación .....	42
Tipo de producto .....	42
Punto de referencia .....	43
Recursos de energía geotérmica .....	43
Clasificación CMNU-2009 .....	43
Clasificación de categoría E.....	43
Clasificación y subclasificación de categoría F.....	43
Clasificación de categoría G.....	44
Clasificación y cuantificación CMNU-2009 .....	45
Declinación de responsabilidad .....	45
Referencias.....	45
<b>Estudio de caso 8: Baslay-Dauin .....</b>	<b>46</b>
Resumen del proyecto .....	46
Proyecto Baslay-Dauin Proyecto.....	46
Cuantificación .....	47
Tipo de producto .....	47
Punto de referencia.....	47
Recursos de energía geotérmica .....	47
Clasificación CMNU-2009 .....	48
Clasificación y subclasificación de categoría E.....	48
Clasificación y subclasificación de categoría F.....	48
Clasificación de categoría G.....	49
Clasificación y cuantificación CMNU-2009 .....	49
Declinación de responsabilidad .....	50
Referencias.....	50
<b>Estudio de caso 9: Sistema Canavese GeODH .....</b>	<b>51</b>
Resumen del proyecto .....	51
Contexto local e hidrogeológico .....	51
Descripción de la planta Canavese .....	52
Cuantificación .....	52
Tipo de producto .....	53
Punto de referencia.....	53
Clasificación CMNU-2009 .....	55
Clasificación y subclasificación de categoría E.....	55
Clasificación y subclasificación de categoría F.....	55
Clasificación de categoría G .....	55

Clasificación y cuantificación CMNU-2009 .....	56
Referencia.....	56
Figura 1 - Puntos de referencia para la evaluación de proyectos GSHP en modo calefacción .....	53
Figura 2 - Esquema simplificado y flujos de energía de la planta Canavese .....	54
Tabla 1 - Capacidades nominales y eficiencias de la planta generadora de calor "Canavese" .....	54
Tabla 2 - Cantidades de energía durante la vida del proyecto (20 años) y puntos de evaluación .....	54
<b>Estudio de caso 10: Sistema de bombas verticales caloríficas acopladas en el sitio</b> .....	<b>57</b>
Resumen del proyecto .....	57
Edificio de referencia y carga térmica.....	57
Yacimiento geotérmico.....	57
Intercambiadores de Calor acoplados al sitio (Intercambiadores de Calor de perforación vertical) .....	58
Generadores de calor: GCHP y unidad de respaldo.....	58
Cuantificación .....	59
Tipo de producto .....	59
Punto de referencia.....	59
Clasificación CMNU-2009 .....	60
Clasificación y subclasificación de categoría E.....	60
Clasificación y subclasificación de categoría F.....	60
Clasificación y subclasificación de categoría G.....	61
Clasificación y cuantificación CMNU-2009 .....	61
Referencias.....	63
Tabla 1 - Cargas mensuales de calefacción y de refrigeración para el edificio.....	57
Tabla 2 - Propiedades geotérmicas y características térmicas y geométricas de perforaciones verticales (BHEs).....	58
Tabla 3 - Rendimientos nominales de GCHP en condiciones de calificación.....	58
Tabla 4 - Rendimientos nominales de AHP en condiciones de calificación .....	59
Tabla 5 - Cantidades de energía durante la vida del proyecto (20 años) y puntos de evaluación correspondientes.....	60
Tabla 6 - Principales índices de rendimiento y datos de la operación GSHP (20 años) .....	62
Figura 1(a) and 1(b) - Puntos de evaluación para la evaluación de proyectos GSHP en modo calefacción y refrigeración.....	61
Figura 1(a) - Modo de calefacción .....	62
Figura 1(b) - Modo de refrigeración.....	62

<b>Estudio de caso 11: Potencial de GSHP en agrupamiento, Renania del Norte-Westfalia</b>	<b>64</b>
.....	
Potencial de GSHP, Renania del Norte-Westfalia, Alemania. Resumen del proyecto .....	64
Cuantificación .....	65
Tipo de producto .....	66
Punto de referencia .....	66
Clasificación y cuantificación CMNU-2009 .....	66
Clasificación de categoría E .....	67
Clasificación y subclasificación de categoría F .....	67
Clasificación de categoría G .....	67
Referencia .....	68
Figura 1 - Puntos de referencia para la evaluación de proyectos GSHP en modo calefacción	
.....	66
<b>Estudio de caso 12: Campo geotérmico Pauzhetsky</b> .....	<b>69</b>
Resumen del proyecto .....	69
Cuantificación .....	70
Electricidad .....	70
Calor .....	71
Tipo de producto .....	71
Punto de referencia .....	71
Recursos de energía geotérmica .....	71
Electricidad para planta de energía de un <i>single-flash</i> .....	71
Posible electricidad para planta de energía binaria .....	71
Calor .....	71
Clasificación CMNU-2009 .....	72
Clasificación y subclasificación de categoría E .....	72
Clasificación y subclasificación de categoría F .....	73
Clasificación y subclasificación de categoría G .....	73
Clasificación y subclasificación de categoría E .....	74
Clasificación y subclasificación de categoría F .....	74
Clasificación y subclasificación de categoría G .....	74
Clasificación y subclasificación de categoría E .....	75
Clasificación y subclasificación de categoría F .....	75
Clasificación y subclasificación de categoría G .....	76
Referencias .....	76

<b>Estudio de caso 13: Campo geotérmico Krafla .....</b>	<b>77</b>
Resumen del proyecto .....	77
Cuantificación .....	78
Tipo de producto .....	80
Punto de referencia.....	80
Clasificación CMNU-2009 .....	80
Clasificación y subclasificación de categoría E.....	80
Clasificación y subclasificación de categoría F.....	80
Clasificación y subclasificación de categoría G.....	80
Recursos de energía geotérmica CMNU-2009.....	81
Referencias.....	81
<b>Estudio de caso 14: Campo Geotérmico Krafla – Ampliación de potencia de 50 MW</b> <b>.....</b>	<b>82</b>
Resumen del proyecto .....	82
Cuantificación .....	83
Tipo de producto .....	85
Punto de referencia.....	85
Clasificación CMNU-2009 .....	85
Clasificación y subclasificación de categoría E.....	85
Clasificación y subclasificación de categoría F.....	85
Clasificación y subclasificación de categoría G.....	85
Recursos de energía geotérmica CMNU-2009.....	86
Referencias.....	87



## Introducción

La mejor manera de comprender la aplicabilidad de la CMNU-2009<sup>1</sup> a los recursos de energía geotérmica mediante las especificaciones para la aplicación de la Clasificación Marco de las Naciones Unidas para la energía fósil y los recursos y reservorios minerales 2009 (CMNU-2009) y las especificaciones de fuentes renovables es para realmente probar la clasificación de estudios de casos geotérmicos.

Con este fin, el presente documento contiene ejemplos de aplicaciones simplificadas, con el objetivo de presentar distintas situaciones posibles, por ejemplo, proyectos maduros versus nuevos, a nivel de país en comparación con perspectiva de operador, sistemas geotérmicos profundos versus bombas de calor o caloríficas subterráneas, clasificación de proyectos individuales versus agrupamiento o agregación, así como la lógica para la clasificación de los recursos de energía geotérmica relacionados de acuerdo con la CMNU-2009.

Los ejemplos de aplicación se centran en la clasificación de las cantidades estimadas, más que en su cuantificación, a fin de complementar la CMNU-2009 como marco de clasificación. Cuando corresponde, se hace referencia a la literatura externa, donde el lector puede encontrar más información de antecedentes sobre las cantidades que se reportan.

Los ejemplos de aplicación no representan ejemplos de elaboración de informes o divulgaciones formales. La CMNU-2009 constituye un sistema voluntario y no impone ninguna regla con respecto a qué categorías de recursos debieran divulgarse. A menos que sea obligatorio o restringido por un gobierno u otro organismo regulador, la divulgación de las cantidades de recursos con la CMNU-2009 queda enteramente a discreción del que brinda el reporte. Lo mismo sigue siendo válido con respecto a la aplicación de la CMNU-2009 a los recursos de energía geotérmica, independientemente de las categorías y subcategorías particulares presentadas aquí en el ejemplo de aplicación.

Dado que actualmente no se ofrece ni se impone una plantilla de presentación de informes como parte de la CMNU-2009, los ejemplos de la aplicación presentados aquí siguen un formato genérico elaborado únicamente para efecto de una presentación congruente al público dentro del presente documento y no se pretende convertir el formato en una plantilla obligatoria.

Los ejemplos de aplicación se ofrecen como guía y no constituyen reglas de aplicación de la CMNU-2009 a los recursos de energía geotérmica.

---

<sup>1</sup> La Clasificación Marco de las Naciones Unidas para los Recursos (CMNU) cambió su nombre en el mes abril de 2017. Previo a esto, la CMNU se conoció como la Clasificación Marco de las Naciones Unidas para la energía fósil y los recursos y reservas minerales 2009 (CMNU-2009). CMNU-2009 se utiliza en toda esta publicación.



## Estudio de caso 1: Ngatamariki

Localización del proyecto Ngatamariki, Nueva Zelanda

Fecha de datos: 2011

Fecha de evaluación: mayo de 2015

Método de cuantificación: simulación

Tipo de estimación (determinista/probabilística): determinista

### Resumen del proyecto

Se exploró Ngatamariki en Nueva Zelanda por primera vez en la década de los años ochenta, luego se dejó inactivo ese lugar hasta que se realizaron nuevas prospecciones geofísicas y geoquímicas en el año 2004, asimismo la perforación de exploración se reanudó en el año 2008. El campo está ubicado en la zona volcánica Taupo de la Isla Norte de Nueva Zelanda. La evaluación de recursos y el compromiso con la explotación se basaron en un modelo de simulación que utiliza datos del estado natural y una prueba de interferencia, pero no un historial de producción. Se describen el campo y su exploración en publicaciones posteriores de Boseley et al. (2010 a, b) y de Grant & Bixley (2011).

Hay un flujo ascendente de agua a una temperatura de aproximadamente 285°C, que carga una reserva o embalse líquido de agua clorada neutra con buena permeabilidad. Hay un flujo ascendente limitado desde la parte superior de la reserva en la parte norte-central del campo, que se descarga en un acuífero de agua subterránea altamente permeable. Una característica crítica del campo, que probablemente impacte en el manejo del yacimiento, es la comunicación entre yacimiento de alta temperatura de profundidad y el acuífero menos profundo. La geoquímica muestra que el fluido geotérmico se eleva desde el yacimiento con alta temperatura hacia el acuífero donde se mezcla con agua subterránea fría y luego fluye hacia el norte, alimentando la actividad de la superficie.

Este modelo conceptual, con la reserva profunda interconectada y acuíferos poco profundos, constituyó la base de la simulación. La simulación utilizó una formulación de porosidad simple. El modelo tiene una recarga a alta temperatura de profundidad y salidas (que se representan en el modelo como pozos) en los manantiales. Las temperaturas del embalse en todos los pozos fueron ajustadas. Se realizó una prueba de interferencia entre los pozos profundos mediante la descarga de tres pozos durante períodos variables y el monitoreo de la presión en el pozo NM2. Se utilizó el modelo para simular los efectos de producción e inyección durante 50 años. Se utilizó el campo presión-temperatura como insumo para calcular el hundimiento. Como no hay un historial de producción para proporcionar la calibración, el modelo no se restringe completamente y los resultados simulados podrían ser significativamente erróneos. Sin embargo, el modelo ha resaltado los procesos físicos significativos que podrían controlar el comportamiento del yacimiento a largo plazo. Se identificó la posibilidad de un flujo significativo de fluidos fríos para los acuíferos fríos poco profundos respecto la reserva profunda que limita las posibles opciones de explotación, igualmente los planes de manejo hacen énfasis en el mantenimiento de la presión como algo importante.

Los pronósticos mostraron que el proyecto podría sustentar una explotación neta de 82 MW<sub>e</sub>. Estos resultados luego se utilizaron en una solicitud de permisos de recursos de apoyo, (derechos de asignación ambiental de Nueva Zelanda respecto a recursos), al igual que la decisión del promotor de proceder. La explotación propuesta exigió la perforación de algunos pozos adicionales, algunos de los cuales se perforaron con un diámetro amplio, para aprovechar la buena permeabilidad. Habría un grupo central de pozos de producción, con pozos de inyección en los márgenes del campo norte y sur.

La evaluación se realizó a partir del momento de la concesión de los permisos de recursos y la aprobación financiera interna. En el momento, el promotor había asegurado

el acceso al terreno, había perforado y probado algunos pozos de producción y un pozo de inyección, todo esto con buenos resultados. Hubo planes para un diseño de campo de vapor y una planta de energía.

Esta evaluación se realiza solo en base a la información a disposición del público y se reporta en las cuatro referencias a continuación.

## Proyecto Ngatamariki

Se ha definido el área de campo Ngatamariki con un reciente estudio Magnetotelúrico (MT) de resistividad. A fines del año 2009, estuvo disponible la siguiente información: 6 pozos perforados, de los cuales 4 fueron productivos. Uno de esos cuatro productores fue designado para inyección. Hubo pruebas de aceptación en todos los pozos y pruebas de producción de los productores, más una prueba de interferencia. Hubo una simulación de yacimiento utilizando esta información. Se produjo una coincidencia respecto al (P&T) del estado inicial y la prueba de interferencia. No existe historial de producción y, por consiguiente, no se puede cotejar.

## Cuantificación

La simulación fue un componente de la solicitud de permiso y se tuvo como modelo una explotación de 82 MW<sub>e</sub> netos, durante un período de 50 años, sin embargo, se definió el proyecto para una explotación de 35 años. Una estimación de densidad de potencia resulta en 86 MW<sub>e</sub> durante 30 años y se utiliza para confirmar G1.

La estimación de cuantificación se deriva de la simulación del yacimiento o embalse, más la densidad de potencia. Se trata de una evaluación determinista, con un único plan de explotación probado. Se presentó solo un escenario de simulación. La simulación proporciona la estimación idónea (G1+G2). Luego se utilizó la densidad de potencia como segunda estimación. Se trazaron círculos de 500 m alrededor de los pozos productivos NM2, NM3, NM5 y NM7, pero no se incluyó NM6 que tiene que utilizarse para inyección. El contorno alrededor de estos círculos abarca 4.3 km<sup>2</sup>. Con una temperatura del yacimiento de 275°C y buena permeabilidad, se logra una densidad de potencia de 20 MW<sub>e</sub>/km<sup>2</sup> en campos análogos, proporcionando una capacidad de 86 MW<sub>e</sub> durante 30 años, o bien 82 MW<sub>e</sub> durante 31.5 años.

Los supuestos económicos son para una planta o central eléctrica de diseño geotérmico estándar existente, que suministra energía a la red nacional de Nueva Zelanda. El promotor representa a un generador y minorista de electricidad con acceso al mercado.

## Tipo de producto

El producto generado es la electricidad.

## Punto de referencia

El punto de referencia se encuentra en subestación eléctrica de distribución, donde la energía se exporta a la red nacional. Ya se ha restado el uso de la energía interna.

## Recursos de energía geotérmica

Recursos de energía geotérmica:

Estimación baja:	80 PJ
Estimación idónea:	89 PJ

## Clasificación CMNU-2009

### Clasificación y subclasificación de categoría E

<i>Categoría</i>	<i>Definición de CMNU-2009</i>	<i>Razonamiento para clasificación</i>
<b>E1</b>	Se ha confirmado que la extracción y la venta son económicamente viables	Las pruebas de pozo y la simulación han demostrado la posibilidad de una descarga sostenida, asimismo los niveles de flujo son rentables.
<i>Subcategoría</i>	<i>Definición de CMNU-2009</i>	El proyecto cuenta con los permisos de recursos y la aprobación financiera final en el año 2011.
<b>E1.1</b>	Son rentables la extracción y venta en base a las condiciones actuales del mercado y los supuestos realistas de las condiciones futuras del mercado.	Se emitieron los permisos por 35 años, por lo que se define el proyecto para ese período. La clasificación de E1.1 se aplica a la energía que se producirá solo durante ese período.
<i>Categoría</i>	<i>Definición de CMNU-2009</i>	<i>Razonamiento para clasificación</i>
<b>E3</b>	No se espera que la extracción y la venta sean económicamente viables en el futuro previsible, o bien la evaluación es demasiado prematura para determinar la viabilidad económica.	La simulación mostró que la producción podría mantenerse durante 50 años. Sin embargo, la explotación propuesta es solo por 35 años. El período extra de 15 años comprendería un proyecto separado y aquí se pondría.

### Clasificación y subclasificación de categoría F

<i>Categoría</i>	<i>Definición de CMNU-2009</i>	<i>Razonamiento para clasificación</i>
<b>F1</b>	Se ha confirmado la factibilidad de la extracción mediante un proyecto de explotación o una operación minera definida.	Están completos los planes de exploración, prueba de pozos, simulación y explotación.
<i>Subcategoría</i>	<i>Definición de CMNU-2009</i>	
<b>F1.3</b>	Se han completado estudios suficientemente detallados para demostrar la factibilidad de la extracción mediante la ejecución de un proyecto de explotación o de una operación minera definida.	
<b>F2</b>	La factibilidad de extracción por un proyecto de explotación o una operación minera definida queda sujeta a evaluación adicional.	Hay estudios preliminares, como la simulación, que indican la factibilidad de continuar la producción después de los 35 años, asimismo aquí quedaría un proyecto para evaluar este recurso.

## Clasificación y subclasificación de categoría G

<b>Categoría</b>	<b>Definición de CMNU-2009</b>	<b>Razonamiento para clasificación</b>
<b>G1 *</b>	Cantidades relacionadas con un yacimiento conocido que puede estimarse con un alto nivel de confianza.	La combinación del método de densidad de potencia y de simulación brinda una gran confianza en la estimación.
<b>G2 *</b>	Cantidades relacionadas con un yacimiento conocido que puede estimarse con un nivel moderado de confianza.	Los pozos se probaron y se completó una simulación basada en el estado natural y la información de interferencia. No existe historial de producción, en consecuencia, no hay coincidencia con ese historial. Por la falta de historia, la confianza es moderada.

\* Tenga en cuenta que la clasificación como G1 y G2 se basó en una evaluación de información de dominio público solamente, se necesitaría una clasificación final, incluso la provisión de estimación G3, para proporcionar una indicación del rango completo de incertidumbre en la estimación.

## Recursos de energía geotérmica CMNU-2009

<b>Clasificación</b>	<b>Cantidad de energía</b>	<b>Información complementaria</b>
<b>Clase CMNU-2009</b>	Unidades de energía de uso	
<b>E1.1; F1.3; G1</b>	80PJ *(2 500# MW <sub>e</sub> año)	82 MW <sub>e</sub> durante 31.5 años;
<b>E1.1; F1.3; G2</b>	9PJ *(300* MW <sub>e</sub> año)	82 MW <sub>e</sub> durante 3.5 años; incremental o progresiva a G1, con G1+G2 que representa la estimación idónea.

\* Redondeado a una cifra significativa.

# Redondeado a dos cifras significativas.

## Referencias

Boseley, C., Cumming, W., Urzúa-Monsalve, L., Powell, T., & Grant, M., 2010a "A resource conceptual model for the Ngatamariki geothermal field based on recent exploration well drilling and 3D MT resistivity imaging", World Geothermal Congress

Boseley, C., Grant, M. A., Burnell, J. & Ricketts, B. 2010b. Ngatamariki Project Update. Transactions, Geothermal Resources Council, v34, pp. 177-182

Grant, M.A., & Bixley, P.F., 2011 "Geothermal Reservoir Engineering, 2<sup>d</sup> Edition" Academic Press, New York.

<http://www.voxy.co.nz/national/ngatamariki-consents-granted-ew-and-taupo-dc/5/48346>

## Estudio de caso 2: Habanero

Ubicación del proyecto Innamincka, Australia Meridional, Australia

Fecha de datos: 30 de junio de 2014

Fecha de evaluación: noviembre 2016

Método de cuantificación: simulación termodinámica

Tipo de estimación (determinista/probabilística): escenarios determinísticos

### Resumen del proyecto

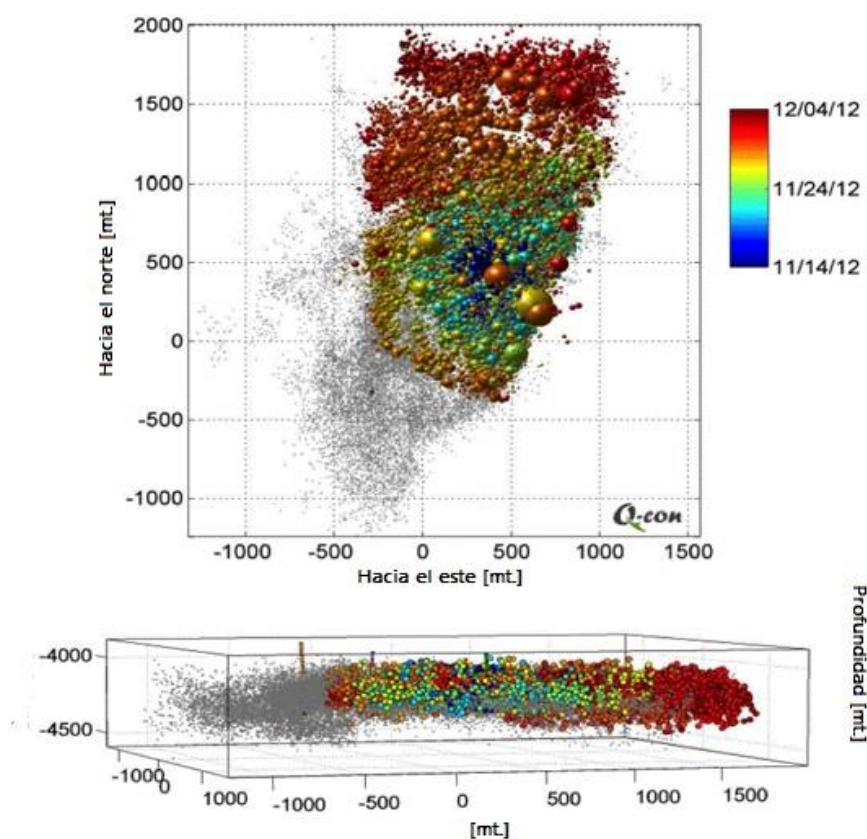
Habanero es un recurso del Sistema Geotérmico Mejorado (por sus siglas en inglés EGS) ubicado en granito caliente cerca de la ciudad de Innamincka en el noreste de Australia Meridional. Se identificó por primera vez la fuente de energía geotérmica potencial con un pozo de exploración de petróleo que encontró granito caliente a una profundidad de 3,748 m. El análisis de los datos de gravedad regionales mostró que el batolito de granito se extiende en aproximadamente 1,000 km<sup>2</sup>. La empresa Geodynamics Limited adquirió licencias de exploración geotérmica que cubren 991 km<sup>2</sup> de la anomalía gravimétrica y las mismas se han convertido posteriormente en licencias o permisos de retención geotérmica. La empresa ha perforado cuatro pozos geotérmicos de tamaño completo en el granito de Habanero, a 10 km al sur de Innamincka. Además, se han perforado otros dos pozos de exploración de gran tamaño en el granito de Jolokia, a 10 km al oeste de Habanero, así como en Savina, a 10 km al suroeste de Jolokia. Los seis pozos profundos han mostrado señales de haber encontrado fallas preexistentes dentro del granito.

Los cuatro pozos en Habanero han mostrado varias indicaciones de fracturamiento o fallas dentro del granito. Sin embargo, la gran mayoría del flujo de fluidos ya sea dentro o fuera del granito, se produce en una sección corta de fracturación intensa ahora conocida como la falla Habanero. Se ha penetrado esta estructura con los cuatro pozos de Habanero y se interpreta como una falla, que se sumerge aproximadamente a 10° al oeste-suroeste.

Se han realizado estimulaciones de la falla Habanero en tres pozos (Habanero 1, 3 y 4), al inyectar grandes volúmenes de agua a presión para inducir el cizallamiento de la falla. Después de la última estimulación de Habanero 4, el enjambre de eventos microsísmicos, que se cree indica el grado de estimulación de la falla, se extiende a más de 4 km<sup>2</sup> (Figura 1).

Se han realizado dos pruebas de producción y de inyección en la trayectoria circular cerrada en Habanero; la primera entre Habanero 1 y Habanero 3 y la segunda entre Habanero 1 y Habanero 4. En ambos casos, la proporción de circulación se ha visto restringida por la poca capacidad de inyección de Habanero 1, que quedó seriamente dañado por las pérdidas de lodo en la falla durante la perforación. Aun así, la prueba Habanero 1 al 4 de trayectoria circular cerrada logró una velocidad de circulación de 19 kg/s y una temperatura de producción de 215°C, con una proporción y temperatura que crecieron constantemente cuando finalizó la prueba.

Figura 1  
**Micro-sismicidad inducida en Habanero \***



\* Parte superior: vista del plano de las ubicaciones del hipocentro con sismicidad a partir de la estimulación en Habanero 4. Cada evento se muestra con un globo, a escala respecto a la magnitud del evento. La codificación de colores denota el tiempo del suceso según la leyenda. Se indica la actividad sísmica anterior con los puntos grises.

Ubicaciones del hipocentro inferior en vista lateral desde ESE. Los eventos se muestran en la medida que, puntos con codificación de colores, indican el tiempo del suceso.

A pesar de la sismicidad inducida durante la estimulación, ambas pruebas de trayectoria circular cerrada han exhibido poca o ninguna sismicidad durante las operaciones de la trayectoria cerrada. Se realizaron pruebas de trazado durante ambas pruebas de trayectoria circular cerrada y los resultados se utilizaron para calibrar un modelo de simulación termodinámica para la planificación de la explotación de campo. Se ha encontrado una escalamiento de estibina de los Intercambiadores de Calor, esto se ha manejado mediante la limpieza (*flushing*) periódica del equipo con solución de soda cáustica caliente. Se emprendieron las pruebas de corrosión como parte de la trayectoria circular de Habanero 1 al 4 y se han utilizado las mismas para seleccionar los materiales adecuados para los pozos y el equipo de superficie.

## Proyecto Habanero

A la luz del éxito técnico de la prueba Habanero 1 al 4 de la trayectoria cerrada, Geodynamics investigó la factibilidad de un proyecto EGS a pequeña escala que suministra calor a un consumidor local cerca de Innamincka. Los únicos clientes potenciales actualmente en la región son los productores de gas que requieren cantidades significativas de calor para el procesamiento de gas.

Se ha estudiado a fondo un proyecto geotérmico de seis pozos, que comprende tres inyectoros y tres productores perforados a una distancia de 1,200 m y se ha preparado un borrador del plan de explotación de campo. Basado en las pruebas de capacidad de inyección y productividad realizadas en los pozos no dañados en Habanero, se espera que



cada pozo pueda inyectar o producir entre 25 y 45 kg/s de salmuera con diferenciales de bomba aceptables de menos de 100 bares (bar = 100 kPa). La simulación termodinámica de Habanero ha demostrado que, incluso con pozos espaciados a distancia de 1,200 m, las temperaturas de producción disminuirán casi 30°C durante la vida del proyecto planificado a 15 años. Aun así, se espera que la temperatura de producción promedio sea alrededor de 214°C. La temperatura de reinyección se ha establecido en 80°C para evitar cualquier incrustación de sílice.

## Cuantificación

Se ha preparado la estimación de recursos utilizando un enfoque basado en escenarios vinculados a los resultados del modelo termodinámico. Se han considerado tres escenarios basados en ritmos de producción y de inyección de 25, 35 y 45 kg/s con factores de capacidad del 94%, 96% y 98%, respectivamente. Se considera que los tres escenarios representan estimaciones bajas, idóneas y las más altas de los recursos de energía geotérmica recuperables con el proyecto de explotación de seis pozos.

## Producto de energía geotérmica

Calor para uso en el procesamiento de gases.

## Punto de referencia

Se supone que existe una pérdida de calor insignificante entre los caezales de los pozos o fuentes de producción y el consumidor, por lo que el punto de referencia es la entrada a la planta de gas del consumidor.

## Recursos de energía geotérmica

Recursos de energía geotérmica:

- Estimación baja: 19 PJ<sub>th</sub> (610 MW/año)
- Estimación idónea: 28 PJ<sub>th</sub> (880 MW/año)
- Estimación alta: 36 PJ<sub>th</sub> (1,150 MW/año)

## Clasificación CMNU-2009

### Categoría E

Ha habido una exploración activa de gas en los sedimentos arriba y alrededor de Habanero. Hay una creciente demanda de gas de varias plantas nuevas de LNG, por lo que un programa de exploración exitoso podría conducir a la construcción de una nueva planta para tratamiento del gas. La planta de gas probablemente requiera calor para procesar el gas. Geodynamics ha perforado con éxito seis pozos geotérmicos profundos de tamaño grande y ha construido y manejado una planta eléctrica piloto, lo que demuestra su capacidad para gestionar riesgos de construcción, impactos ambientales y temas de carácter social. Sin embargo, actualmente se considera que no hay perspectivas razonables para la extracción rentable y la venta de calor en el futuro previsible. En consecuencia, el proyecto se clasifica como E3.3.

## Categoría F

Se ha preparado un plan de explotación de campo para Habanero y ya existe toda la tecnología necesaria para esta explotación. Sin embargo, el plan propone que los últimos 100 metros de cada pozo se perforen con tubería de carrete. La perforación con tubería de carrete no es nueva, pero hacer uso de la misma en granito a dichas profundidades, temperaturas y presiones no se han intentado anteriormente. Por lo tanto, estos recursos de energía geotérmica se deben categorizar como F2 hasta que se haya demostrado la perforación con tubería de carrete.

Recientemente, Geodynamics abandonó todos los pozos de Habanero y señaló su intención de retirarse del negocio de la energía geotérmica. Como no hay planes actuales para desarrollar o adquirir datos adicionales por el momento, se considera que el proyecto está en la subcategoría F2.3.

## Categoría G

Se han perforado cuatro pozos en Habanero, todos los cuales se han encontrado con la falla Habanero. Se ha estimulado con éxito la falla desde tres pozos y se realizaron dos pruebas de producción e inyección en la trayectoria circular cerrada. Por lo tanto, la fuente de energía geotérmica de Habanero puede considerarse "conocida" y deben reportarse todos los recursos de energía geotérmica en las categorías G1, G2 y G3.

## Recursos de energía geotérmica\* CMNU-2009

<i>Clasificación</i>	<i>Cantidad de energía</i>	<i>Información complementaria</i>
<b>E3.3; F2.3; G1</b>	19 PJ <sub>th</sub> (610 MW/año)	Estimación baja de recursos de energía geotérmica
<b>E3.3; F2.3; G2</b>	9 PJ <sub>th</sub> (270 MW/año)	Incremento entre las estimaciones bajas y las idóneas
<b>E3.3; F2.3; G3</b>	8 PJ <sub>th</sub> (270 MW/año)	Incremento entre las estimaciones altas y las idóneas.

\* Las cantidades de energía están sujetas a redondeo.

## Referencias

Geodynamics Limited, 2014; "Habanero Geothermal Project Field Development". Sitio web, [www.geodynamics.com.au](http://www.geodynamics.com.au).

Hogarth, R. & Bour, D., 2015; "Flow Performance of the Habanero EGS Closed Loop". Proceedings, World Geothermal Congress 2015.

McMahon, A. & Baisch, S., 2015; "Seismicity Associated with the Stimulation of the Enhanced Geothermal System at Habanero, Australia". Proceedings, World Geothermal Congress 2015.

## Estudio de caso 3: Insheim

Ubicación del proyecto Insheim, Alemania

Fecha de datos: 2015

Fecha de evaluación: enero 2016

Método de cuantificación: extrapolación del historial de producción

Tipo de estimación (determinista/probabilística): escenarios determinísticos

### Resumen del proyecto

El proyecto geotérmico Insheim se encuentra en el borde occidental del Valle Superior del Rin, en Alemania. Al momento de informar o reportar, la planta es una de las cuatro que realmente producen energía geotérmica en el Valle Superior del Rin.

Insheim surgió de un entendimiento al que se llegó en el proyecto de investigación denominado Sistema Geotérmico Mejora de Europa (siglas en inglés EGS) en Soultz-sous-Forêts (Francia; Garnish et al., 1994; Baria et al., 1995) del comportamiento geomecánico de grandes fallas naturales profundas. El proyecto explota fallas naturalmente permeables con el relativamente pequeño requerimiento de estimulación hidráulica. Hay un pozo de producción y uno de inyección a profundidades de aproximadamente 3,800 metros. Hay un flujo del fluido subsuperficial que impacta de norte a sur las fallas normales en la formación Buntsandstein y en la roca de basamento granítica. Es un sistema circular cerrado que no requiere agua de relleno y no descarga ningún producto dañino en la atmósfera.

La información geológica en Insheim se obtuvo principalmente de varios pozos de sondeo y de estudios en reflexiones sísmicas efectuados por la industria petrolera en el pasado, así como conocimientos geológicos generales adicionales.

Durante la fase de establecimiento y prueba de la explotación, quedó claro que el pozo de inyección no era lo suficientemente permeable. La estimulación hidráulica mejoró la situación, pero no lo suficiente. Como consecuencia, se desvió el pozo a partir de los 2,500 m de profundidad del pozo de inyección y ahora la inyección se divide a lo largo de ambas terminaciones. Esto mejoró enormemente la inyectabilidad y se lograron velocidades de circulación de hasta 85 L/s que ahora son sostenibles con cargas de bomba aceptables.

El proyecto Insheim ha estado generando energía de manera continua desde el año 2012. El plan de negocios requería un aumento gradual en el caudal de 65 L/s en el primer año a 75 L/s en el segundo año y 85 L/s del tercer año en adelante (Baumgartner et al., 2013). Sin embargo, las aprobaciones regulatorias actualmente restringen los ritmos de circulación a 65 L/s como precaución contra una sismicidad inducida. Existe una expectativa razonable de que el límite podría elevarse a los 85 L/s planificados en el futuro. La planta está diseñada y construida para sostener 85 L/s.

En el área de Insheim, existía cierta preocupación pública acerca de la aceptación de la sismicidad inducida y la posibilidad de escalamiento radioactivo. El aspecto de sismicidad fue abordado mediante la instalación de un sistema de monitoreo sísmico permanente y el establecimiento de un esquema de aceptación y reacción, mutuamente acordado por todas las partes interesadas. Como parte de esta condición, el flujo de circulación se restringe a ~65 L/s. Con respecto a la posibilidad de escalamiento de material radiactivo, se utilizan técnicas para reducir el escalamiento al mantener cualquier material radiactivo en solución mediante el uso de inhibidores, controlando las presiones de circulación y el pH. Se manejará cualquier posible sustancia radiactiva de acuerdo con las regulaciones apropiadas.

La construcción de un sistema de calefacción urbana que hace uso del calor no utilizado por la planta eléctrica se encuentra en la fase de planificación al momento de la presentación de informe. Se consideró un intercambiador en la planta eléctrica, pero aún no se ha construido un sistema de distribución.

## Proyecto Insheim

La planta de energía geotérmica binaria de Insheim ha funcionado de forma continua desde el año 2012 y le quedan aproximadamente 26 años de producción de su vida nominal de 30 años. Insheim mantiene un pozo de producción y un pozo de inyección, ambos a unos 3,800 m de profundidad. La temperatura del cabezal del pozo es de aproximadamente 165 °C. El fluido de trabajo es isopentano. Se utiliza una bomba de pozo vertical para la producción. La capacidad instalada nominal de la potencia del generador binario de la planta es de 4.8 MW<sub>e</sub> y ha funcionado un promedio de 8,000 h/año en los últimos cuatro años. La potencia operativa interna (es decir, la carga parásita) se suministra desde la red externa, con producto eléctrico bruto disponible para la venta según las leyes de tarifas de alimentación de Alemania.

En el momento de la presentación de informes, los requisitos reglamentarios limitan el ritmo de circulación a 65 L/s como medida de precaución para evitar la sismicidad inducida. Antes de que se impusiera esta restricción, el sistema demostró flujos sostenibles de 85 L/s. Existe una expectativa razonable de que el límite regulatorio aumentará a 85 L/s en algún momento en el futuro.

La modelización numérica ha brindado la confianza en que la circulación del fluido entre los pozos de inyección y de producción se realiza a través de un circuito profundo y caliente a lo largo de la falla normal subvertical y no se espera un descenso apreciable de la temperatura durante los 26 años restantes de la vida del proyecto. De manera similar, no se espera una disminución apreciable en la velocidad de flujo de lo actual que es 65 L/s, pero existe un riesgo de que el flujo máximo de 85 L/s disminuya con el tiempo.

Al momento de elaborar informes, se encuentra en la fase de planificación un sistema de distribución para vender el calor del líquido no utilizado por la planta de energía a un mercado de calefacción local de 600-800 hogares para atender la demanda estacional. Un estudio de la factibilidad de un sistema de calefacción urbana demostró que es financieramente atractivo (Heck et al., 2009). Ya están instalados los intercambiadores. El sistema representará un uso en cascada del recurso de energía geotérmica, se toma el fluido geotérmico no utilizado por la planta eléctrica y se reduce aún más su temperatura sin reducir la producción de energía eléctrica. Se pronostica que el sistema de calefacción de la localidad utilizará un promedio del 31% de los 76,500 MW/hr<sub>th</sub> de calor que anualmente no utiliza la planta, la cual funciona a su capacidad de 85 L/s (Heck et al., 2009). El total de la demanda anual de calor se pronostica en 23,700 MW/hr<sub>th</sub>. Sin embargo, la demanda se concentra en invierno, cuando la demanda máxima podría alcanzar el 96% de la potencia máxima de calefacción geotérmica. Con un flujo menor de 65 L/s, podría utilizarse hasta el 41% del calor disponible.

Los parámetros relevantes del proyecto son los siguientes:

- Temperatura del cabezal del pozo o fuente: 165°C
- Temperatura de salida de la planta eléctrica 70°C
- Caudal máximo: 85 L/s
- Caudal regulado actual: 65 L/s
- Potencia térmica máxima suministrada a la planta eléctrica: 34 MW<sub>th</sub>
- La potencia térmica regulada actual suministrada a la planta eléctrica: 26 MW<sub>th</sub>
- Potencia eléctrica máxima en el punto de referencia: 4.8 MW<sub>e</sub>

- Potencia eléctrica regulada actual en el punto de referencia: 3.7 MW<sub>e</sub>
- Promedio de horas anuales de producción de electricidad del 2012 al 2015: 8,000 hr
- Temperatura de entrada para calefacción de la localidad: 70°C
- Temperatura de salida de la calefacción de la localidad: 45°C
- Flujo de entrada para calefacción urbana: 65 L/s
- Factor de utilización previsto: 41%
- Vida restante del proyecto: 26 años.

## Cuantificación

### Electricidad

La energía recuperable, adicional y potencial se calcula y clasifica por separado. Existe incertidumbre en cuanto a si 85 L/s pueden mantenerse durante la vida de la planta. Los cálculos suponen una posible reducción del 10% en caudal máximo como una estimación del lado bajo.

Todos los supuestos se resumen a continuación:

- Temperatura de entrada / salida de la planta eléctrica: 165°C / 70°C
- Horas de funcionamiento (bajo / medio / alto): 7,600 / 8,000 / 8,400 horas por año
- Se supuso la eficiencia de conversión de calor a electricidad: 14.2%

La vida restante es de 26 años. La planta de Insheim tiene una potencia de salida bruta máxima de 4.8 MW<sub>e</sub>. La energía para hacer funcionar el equipo de la planta, y particularmente la bomba de pozo vertical, proviene de la red eléctrica, por lo que se exporta toda la potencia bruta de la planta. La producción bruta máxima se basa en un caudal de 85 L/s. Actualmente, la producción está limitada por regulaciones a 65 L/s. Existe una expectativa razonable de que la regulación se elevará a 85 L/s en algún momento en el futuro.

La cuantificación de la energía eléctrica para la vida restante del proyecto se basa en la extrapolación del historial de generación observado en los primeros cuatro años de funcionamiento. La expectativa promedio es que la producción continuará a 65 L/s y un promedio de 8,000 horas por año, (91% de disponibilidad) para el resto del proyecto. Existe un riesgo a la baja de que la disponibilidad de la planta disminuya con el tiempo por motivos operacionales, lo que provocará una disminución de la producción. La estimación del lado bajo del pozo se basa en una reducción promedio a disponibilidad del 87% (7,600 horas por año) partiendo del caso promedio histórico durante la vida restante de la planta. Existe un potencial de crecimiento para aumentar la disponibilidad promedio de la planta a lo largo del tiempo en la medida que la administración de la planta se vuelve más eficiente. El potencial de crecimiento se basa en lograr el 96% de disponibilidad (8,400 horas por año).

Existe una expectativa razonable de que se modificarán las regulaciones en un futuro previsible para permitir que la tasa de producción aumente a 85 L/s durante el resto del proyecto, con todos los demás parámetros:

- Caudal: 65 L/s
- Caudales futuros posibles (bajos / medios / altos): 76.5 / 85 / 85 L/s.

## Calor

La cuantificación del calor recuperable se basa en la demanda de calor calculada en la modelización para el sistema de calefacción de la localidad. Se espera que la demanda promedio sea de 23,700 MW/hr<sub>th</sub> por año (Heck et al., 2009). Las estimaciones con tendencias positivas o negativas en cuanto al crecimiento se basan en una incertidumbre de  $\pm 10\%$  de la media esperada.

- Temperatura de entrada / salida del sistema del sistema de calefacción:  
70°C / 45°C
- Demanda de calor anual (baja / media / alta): 21,300 / 23,700 / 26,100 MW/hr<sub>th</sub>
- Vida útil restante: 26 años.

## Tipo de producto

Hay dos productos de energía: electricidad y calor.

## Punto de referencia

El punto de referencia para la electricidad es la subestación eléctrica, donde se exporta la potencia bruta a la red eléctrica nacional. Los requerimientos de energía interna se compran en la red eléctrica.

El punto de referencia para el calor es el punto de medición para el sistema de distribución de calor.

## Recursos de energía geotérmica

### Electricidad

Electricidad:

- Estimación baja: 2.63 PJ<sub>e</sub> (3.7 MW<sub>e</sub> x 7,600 hrs x 26 años)
- Estimación idónea: 2.77 PJ<sub>e</sub> (3.7 MW<sub>e</sub> x 8,000 hrs x 26 años)
- Estimación alta 2.91 PJ<sub>e</sub> (3.7 MW<sub>e</sub> x 8,400 hrs x 26 años)

### Electricidad adicional posible para flujo de 85 L/s

Electricidad adicional para flujo de 85 L/s

- Estimación baja: 0.43 PJ<sub>e</sub> (0.6 MW<sub>e</sub> x 7,600 hrs x 26 años)
- Estimación idónea: 0.82 PJ<sub>e</sub> (1.1 MW<sub>e</sub> x 8,000 hrs x 26 años)
- Estimación alta 0.86 PJ<sub>e</sub> (1.1 MW<sub>e</sub> x 8,400 hrs x 26 años)

### Calor

Calor:

- Estimación baja: 1.99 PJ<sub>th</sub> (21,300 MW/hr<sub>th</sub> x 26 años)
- Estimación idónea: 2.22 PJ<sub>th</sub> (23,700 MW/hr<sub>th</sub> x 26 años)
- Estimación alta: 2.44 PJ<sub>th</sub> (26,100 MW/hr<sub>th</sub> x 26 años)



## Clasificación CMNU-2009

<i>Clasificación</i>	<i>Cantidad de energía</i>	<i>Información complementaria</i>
<b>Clase CMNU-2009</b>	<b>Mercancía: Electricidad</b>	La planta de Insheim ha generado electricidad de forma continua desde el año 2012. Vida útil restante esperada: 26 años.
<b>E1.1; F1.1; G1</b>	2.63 PJ <sub>e</sub>	Estimación conservadora basada en una reducción del 5% en la disponibilidad.
<b>E1.1; F1.1; G2</b>	0.14 PJ <sub>e</sub>	Energía incremental basada en el rendimiento continuado a las tasas actuales y la disponibilidad para la vida restante del proyecto.
<b>E1.1; F1.1; G3</b>	0.14 PJ <sub>e</sub>	Energía incremental basada en un aumento del 5% en la disponibilidad.

### Clasificación y subclasificación de categoría E

<i>Categoría</i>	<i>Definición de CMNU-2009</i>	<i>Razonamiento para clasificación</i>
<b>E1</b>	Son rentables la extracción y venta en base a las condiciones actuales del mercado y los supuestos realistas de las condiciones futuras del mercado.	Actualmente, la planta produce comercialmente a través de un régimen de tarifas de todo el mercado alemán garantizado durante la vida útil de la planta.
<i>Subcategoría</i>	<i>Definición de CMNU-2009</i>	
<b>E1.1</b>	Son rentables la extracción y venta en base a las condiciones actuales del mercado y los supuestos realistas de las condiciones futuras del mercado.	

### Clasificación y subclasificación de categoría F

<i>Categoría</i>	<i>Definición de CMNU-2009</i>	<i>Razonamiento para clasificación</i>
<b>F1</b>	Se ha confirmado la factibilidad de la extracción mediante un proyecto de explotación o una operación minera definida.	La energía se extrae con éxito y se convierte en electricidad a la tasa comercial requerida.
<i>Subcategoría</i>	<i>Definición de CMNU-2009</i>	
<b>F1.1</b>	Actualmente se realiza la extracción.	

### Clasificación y subclasificación de categoría G

<i>Categoría</i>	<i>Definición de CMNU-2009</i>	<i>Razonamiento para clasificación</i>
<b>G1</b>	Cantidades relacionadas con un yacimiento conocido que puede estimarse con un alto nivel de confianza.	Se han perforado dos pozos en Insheim. Se ha estimulado el pozo de inyección. Se realizaron pruebas de producción y de inyección. Actualmente el sistema está

<b>G2</b>	Cantidades relacionadas con un yacimiento conocido que puede estimarse con un nivel moderado de confianza.	produciendo. Por lo tanto, la fuente de energía geotérmica de Insheim puede considerarse "conocida" y todos los recursos se clasifican como G1, G2 y G3.
<b>G3</b>	Cantidades relacionadas con un yacimiento conocido que puede estimarse con un nivel bajo de confianza.	Si bien la modelización presenta alto nivel de confianza de que la temperatura y el flujo se mantendrán durante la vida de la planta, existe incertidumbre en la disponibilidad de la planta. Puede disminuir debido a requisitos de mantenimiento mayores de lo esperado, o aumentar debido a las eficiencias logradas.

<i>Clasificación</i>	<i>Cantidad de energía</i>	<i>Información complementaria</i>
<b>Clase CMNU-2009</b>	<b>Mercancía: Electricidad</b>	La planta de Insheim podría generar electricidad adicional si los reguladores permiten que el caudal aumente a 85 l/s.
<b>E2; F1.3; G1</b>	0.43 PJ <sub>e</sub>	Estimación conservadora basada en una reducción del 5% en la disponibilidad y una reducción del 10% en el flujo.
<b>E2; F1.3; G2</b>	0.39 PJ <sub>e</sub>	Incremento de energía basada en el rendimiento continuado a las tasas actuales y la disponibilidad para la vida restante del proyecto.
<b>E2; F1.3; G3</b>	0.04 PJ <sub>e</sub>	Incremento de energía basada en un aumento del 5% en la disponibilidad.

### Clasificación y subclasificación de categoría E

<i>Categoría</i>	<i>Definición de CMNU-2009</i>	<i>Razonamiento para clasificación</i>
<b>E2</b>	Se espera que la extracción y la venta sean económicamente viables en el futuro previsible.	Existe una probabilidad razonable de que los reguladores eleven el límite de flujo de 65 l/s a 85 l/s en el futuro previsible.

### Clasificación y subclasificación de categoría F

<i>Categoría</i>	<i>Definición de CMNU-2009</i>	<i>Razonamiento para clasificación</i>
<b>F1</b>	Se ha confirmado la factibilidad de la extracción mediante un proyecto de explotación o una operación minera definida.	Se ha diseñado la planta para acomodar un flujo de 85 L/s. Se puede recuperar y convertir la energía extra al emplear la planta existente.
<b>Subcategoría</b>	<b>Definición de CMNU-2009</b>	
<b>F1.3</b>	Se han completado estudios suficientemente detallados para demostrar la factibilidad de la extracción mediante la ejecución de un proyecto de explotación o de una operación minera definida.	

## Clasificación y subclasificación de categoría G

<i>Categoría</i>	<i>Definición de CMNU-2009</i>	<i>Razonamiento para clasificación</i>
<b>G1</b>	Cantidades relacionadas con un yacimiento conocido que puede estimarse con un alto nivel de confianza.	Se han perforado dos pozos en Insheim. Se ha estimulado el pozo de inyección. Se realizaron pruebas de producción y de inyección. Actualmente el sistema está produciendo. Por lo tanto, la fuente de energía geotérmica de Insheim puede considerarse "conocida" y todos los recursos se clasifican como G1, G2 y G3.  Si bien la modelización presentó un alto nivel de confianza de que se mantendrá la temperatura durante la vida de la planta, el flujo máximo podría disminuir hasta en un 10% desde 85 L/s. Además, hay incertidumbre en la disponibilidad de la planta. Puede disminuir debido a requisitos de mantenimiento mayores de lo esperado, o bien aumentar debido a la eficiencia lograda.
<b>G2</b>	Cantidades relacionadas con un yacimiento conocido que puede estimarse con un nivel moderado de confianza.	
<b>G3</b>	Cantidades relacionadas con un yacimiento conocido que puede estimarse con un nivel bajo de confianza.	

<i>Clasificación</i>	<i>Cantidad de energía</i>	<i>Información complementaria</i>
<b>Clase CMNU-2009</b>	<b>Mercancía: Calor</b>	La construcción de una red de calefacción local en Insheim se encuentra actualmente en la fase de planificación. Ya hay un intercambiador en funcionamiento y el trabajo continúa en una red de distribución para abastecer aproximadamente de 600 a 800 hogares.
<b>E1.1; F1.3; G1</b>	1.99 PJ <sub>th</sub>	Estimación conservadora basada en la demanda de calor 10% menor a la prevista durante los 26 años de vida del proyecto.
<b>E1.1; F1.3; G2</b>	0.23 PJ <sub>th</sub>	Incremento de energía basada en la demanda pronosticada para la vida de proyecto de 26 años.
<b>E1.1; F1.3; G3</b>	0.22 PJ <sub>th</sub>	Incremento de energía basada en 10% de la demanda de calor más alta de lo previsto durante la vida del proyecto de 26 años.

## Clasificación y subclasificación de categoría E

<b>Categoría</b>	<b>Definición de CMNU-2009</b>	<b>Razonamiento para clasificación</b>
<b>E1</b>	Son rentables la extracción y venta con base en las condiciones actuales del mercado y los supuestos realistas de las condiciones futuras del mercado. Existen expectativas razonables de que se obtendrán todas las aprobaciones/los contratos dentro de un marco de tiempo razonable.	Se entiende bien el mercado local de calor y el mismo proporciona una base comercial firme para desarrollar el sistema de calefacción de la localidad. Existen expectativas razonables de que se obtendrán todas las aprobaciones/los contratos dentro de un marco de tiempo razonable.
<b>Subcategoría</b>	<b>Definición de CMNU-2009</b>	
<b>E1.1</b>	Son rentables la extracción y venta con base en las condiciones actuales del mercado y los supuestos realistas de las condiciones futuras del mercado.	

## Clasificación y subclasificación de categoría F

<b>Categoría</b>	<b>Definición de CMNU-2009</b>	<b>Razonamiento para clasificación</b>
<b>F1</b>	Se ha confirmado la factibilidad de la extracción mediante un proyecto de explotación o una operación minera definida.	Se encuentra actualmente en fase de planificación una red de calefacción local en Insheim. Ya se ha demostrado la tecnología en proyectos análogos dentro del graben del Rin o Rhine Graben.
<b>Subcategoría</b>	<b>Definición de CMNU-2009</b>	
<b>F1.3</b>	Se han completado estudios suficientemente detallados para demostrar la factibilidad de la extracción mediante la ejecución de un proyecto de explotación.	

## Clasificación y subclasificación de categoría G

<b>Categoría</b>	<b>Definición de CMNU-2009</b>	<b>Razonamiento para clasificación</b>
<b>G1</b>	Cantidades relacionadas con un yacimiento conocido que puede estimarse con un alto nivel de confianza.	La planta de energía en Insheim actualmente no usa calor, el cual se podría utilizar para satisfacer la demanda de calefacción de Insheim. Un aumento en el flujo a 85 L/s proporcionaría aún más excedente de calor. La incertidumbre se relaciona con la demanda prevista.
<b>G2</b>	Cantidades relacionadas con un yacimiento conocido que puede estimarse con un nivel moderado de confianza.	
<b>G3</b>	Cantidades relacionadas con un yacimiento conocido que puede	

	estimarse con un nivel bajo de confianza.	
--	---	--

## Referencias

Garnish, J., Baria, R., Baumgärtner, J., Gérard, A., (1994). The European Hot Dry Rock Programme 1994-1995, *GRC Trans.*

Baria R, Garnish J, Baumgartner J, Gerard A, Jung R, (1995). Recent development in the European HDR research programme at Soultz-Sous-Forêt (France). Proceeding of the World Geothermal Congress, Florence, Italy, International Geothermal Association, Vol. 4, 2631-2637, ISBN 0-473-03123-X.

Baumgärtner, J., Teza, D. and Wahl, G. (2013). Gewinnung geothermischer Energie durch Entwicklung und Zirkulation eines Störungssystems im Kristallin und deren mikroseismische Überwachung am Beispiel des Geothermieprojektes Insheim (Extraction of geothermal energy through the development and circulation of controlled systems in the crystalline basement and their microseismic monitoring, using the example of the geothermal Project Insheim). Final report to Bestec GmbH. Accedido en línea el 4 de febrero de 2016: [http://edok01.tib.uni-hannover.de/edoks/e01fb14/777426781.pdf\\_](http://edok01.tib.uni-hannover.de/edoks/e01fb14/777426781.pdf_).

Baumgärtner, J. and Lerch, C. (2013): Geothermal 2.0: The Insheim Geothermal Power Plant. The second generation of geothermal power plants in the Upper Rhine Graben. Third European Geothermal Review. Geothermal Energy for Power Production. Junio 24-26, 2013, Mainz, Germany.

Baumgärtner, J., Hettkamp, T., Teza, D., Kölbl, T., Mergner, H., Schlagermann, P. and Lerch, C. (2013): Betriebserfahrungen mit den Geothermiekraftwerken Landau, Insheim und Bruchsal. bbr Fachmagazin für Brunnen- und Leitungsbau.

Gérard, A., Baumgärtner, J., Baria, R., 1997. An attempt towards a conceptual model derived from 1993-1996 hydraulic operations at Soultz. En: *Proceedings of NEDO International Geothermal Symposium*, Sendai, 2, p. 329-341.

Heck, P., Anton, T., Oßwald, D., Müller, J. and Speicher, M. (2009). Entwicklung der Gemeinden Insheim und Rohrbach zu „Geowärmedörfern“ (Development of Local Insheim and Rohrbach to "Geothermal Energy villages"). Institute for Applied Material Flow Management Research Report. Accedido en línea el 4 de febrero de 2016: 00ea [http://www.wald-rlp.de/index.php?eID=tx\\_nawsecuredl&u=0&g=0&t=1454652674&hash=bed002693004cf203761dfc53e7679858a461768&file=fileadmin/website/fawfseiten/projekte/downloads/Insheim.pdf](http://www.wald-rlp.de/index.php?eID=tx_nawsecuredl&u=0&g=0&t=1454652674&hash=bed002693004cf203761dfc53e7679858a461768&file=fileadmin/website/fawfseiten/projekte/downloads/Insheim.pdf)  
[http://www.wald-rlp.de/index.php?eID=tx\\_nawsecuredl&u=0&g=0&t=1454652674&hash=bed002693004cf203761dfc53e7679858a461768&file=fileadmin/website/fawfseiten/projekte/downloads/Insheim.pdf](http://www.wald-rlp.de/index.php?eID=tx_nawsecuredl&u=0&g=0&t=1454652674&hash=bed002693004cf203761dfc53e7679858a461768&file=fileadmin/website/fawfseiten/projekte/downloads/Insheim.pdf)

Enlace web: <http://www.geothermie-insheim.de>

## Estudio de caso 4: Proyecto geotérmico Rotliegend-3

Ubicación del proyecto: Países Bajos

Fecha de datos: 2010

Fecha de evaluación: mayo de 2015

Método de cuantificación: cálculo estocástico basado en la incertidumbre de los parámetros del yacimiento y una configuración doblete (doublet)/dúplex estándar

Tipo de estimación (determinista/probabilística): probabilístico

### Resumen del proyecto

En 2010 se inició el proyecto de exploración geotérmica Rotliegend-3. El proyecto tiene como objetivo proporcionar la carga base de calor a los invernaderos a fin de reemplazar el aporte de calor significativo de los sistemas de calor de gas y de alimentación. Con base en el mapeo o cartografía del potencial geotérmico regional [2], se eligió esta área para una evaluación adicional. La última evaluación comprendió una evaluación subsuperficial detallada de un subconjunto seleccionado del conjunto de datos del subsuelo público holandés. Este conjunto de datos comprendía cinco pozos controlados, un conjunto de datos sísmicos tridimensionales (3D) y un conjunto de datos sísmicos bidimensionales (2D).

Con base en un ajuste anticipado para la configuración del pozo a la orden y la diferencia de presión durante los intervalos de producción y de inyección, se calculó una estimación energía geotérmica indicativa (MW) en términos de P90, P50 y P10 utilizando DoubletCalc [1]. En los Países Bajos, el período de licencia de producción por defecto comprende 35 años. Las horas de carga anticipadas del doblete son 7,000 horas al año. Los cálculos preliminares proponen que después de 55 años el avance térmico dará como resultado un rendimiento no rentable y existe una confianza razonable de que se ampliará la licencia de producción para cumplir con la vida técnica del sistema.

En la fecha del estado de la evaluación, la licencia de exploración estaba lista, existía un alto grado de confianza de que todas las licencias para perforar el pozo de exploración estarían en vigencia en el futuro previsible, asimismo si había éxito, se otorgaría la licencia de producción. El cierre financiero espera la concesión de la subvención de la tarifa de entrada [3] y la subvención del fondo de garantía [4].

### Cuantificación

La estimación de la cuantificación se deriva de un cálculo de energía geotérmica indicativo estandarizado que utiliza el programa de software DoubletCalc, que es un requisito previo para ingresar en los planes de apoyo financiero del gobierno. Esta es una evaluación estocástica basada en la incertidumbre de los parámetros geológicos: espesor bruto, neto a bruto, permeabilidad, profundidad y salinidad de las aguas de formación (Figura 1). El diseño técnico y de instalación y los parámetros operativos se refieren a las prácticas estándar en los Países Bajos.

Figura 1  
**Entrada para el cálculo indicativo de potencia geotérmica del proyecto**

number of simulation runs (-) 5000 Calculate! Open Scenario Save Scenario Exit Program

file: c:\users\mijnlieffhfiga\_resource\_classification\liga\_rotliegend\_application\_example2.xml

### Geotechnical input

#### A) Aquifer properties

Property	min	median	max	Property	value
aquifer permeability (mD)	175	310	600	aquifer kh/kv ratio (-)	1
aquifer net to gross (-)	0.98	0.99	1.00	surface temperature (°C)	10
aquifer gross thickness (m)	85	95	115	geothermal gradient (°C/m)	0.031
aquifer top at producer (m TVD)	1665.0	1850	2035.0	[ mid aquifer temperature producer (°C) ]	0
aquifer top at injector (m TVD)	1638.0	1820	2002.0	[ initial aquifer pressure at producer (bar) ]	0.0
aquifer water salinity (ppm)	120000	180000	200000	[ initial aquifer pressure at injector (bar) ]	0.0

#### B) Doublet and pump properties

Property	value
exit temperature heat exchanger (°C)	35
distance wells at aquifer level (m)	1460
pump system efficiency (-)	0.60
production pump depth (m)	500
pump pressure difference (bar)	65

#### C) Well properties

calculation length subdivision (m) 50

Producer					Injector				
outer diameter producer (inch)					outer diameter injector (inch)				
8.5					8.5				
skin producer (-)					skin injector (-)				
0					0				
penetration angle producer (deg)					penetration angle injector (deg)				
40					40				
skin due to penetration angle p (-)					skin due to penetration angle i (-)				
-0.52					-0.52				
Segment	pipe segment sections p (m AH)	pipe segment depth p (m TVD)	pipe inner diameter p (inch)	pipe roughness p (milli-inch)	Segment	pipe segment sections i (m AH)	pipe segment depth i (m TVD)	pipe inner diameter i (inch)	pipe roughness i (milli-inch)
1	500	500	5	1.2	1	50	50	5	1.2
2	1054	1054	12.375	1.2	2	1054	1054	12.375	1.2
3	1930	1850	8.625	1.2	3	1930	1820	8.625	1.2
4					4				
5					5				
6					6				
7					7				
8					8				

[ ] optional



Figura 2  
Resultados de cálculos probabilísticos\*

Property	min	median	max
aquifer permeability (mD)	175.0	310.0	600.0
aquifer net to gross (-)	0.98	0.99	1.0
aquifer gross thickness (m)	85.0	95.0	115.0
aquifer top at producer (m TVD)	1665.0	1850.0	2035.0
aquifer top at injector (m TVD)	1638.0	1820.0	2002.0
aquifer water salinity (ppm)	120000.0	180000.0	200000.0

Property	value
number of simulation runs (-)	5000.0
aquifer kh/kv ratio (-)	1.0
surface temperature (°C)	10.0
geothermal gradient (°C/m)	0.031
mid aquifer temperature producer (°C)	0.0
initial aquifer pressure at producer (bar)	0.0
initial aquifer pressure at injector (bar)	0.0
exit temperature heat exchanger (°C)	35.0
distance wells at aquifer level (m)	1460.0
pump system efficiency (-)	0.6
production pump depth (m)	500.0
pump pressure difference (bar)	65.0
outer diameter producer (inch)	8.5
skin producer (-)	0.0
skin due to penetration angle p (-)	-0.52
pipe segment sections p (m AH)	500.0,1054.0,1930.0
pipe segment depth p (m TVD)	500.0,1054.0,1850.0
pipe inner diameter p (inch)	5.0,12.38,8.62
pipe roughness p (milli-inch)	1.2,1.2,1.2
outer diameter injector (inch)	8.5
skin injector (-)	0.0
skin due to penetration angle i (-)	-0.52
pipe segment sections i (m AH)	50.0,1054.0,1930.0
pipe segment depth i (m TVD)	50.0,1054.0,1820.0
pipe inner diameter i (inch)	5.0,12.38,8.62
pipe roughness i (milli-inch)	1.2,1.2,1.2

Monte Carlo cases (stochastic inputs)	P90	P50	P10
aquifer kH net (Dm)	22.26	30.17	45.26
mass flow (kg/s)	58.01	73.05	94.15
pump volume flow (m³/h)	188.0	237.6	306.5
required pump power (kW)	565.8	715.1	922.4
geothermal power (MW)	6.38	8.34	10.95
COP (kW/kW)	10.6	11.6	12.7

base case (median value inputs)	value
aquifer kH net (Dm)	29.16
mass flow (kg/s)	70.65
pump volume flow (m³/h)	228.7
required pump power (kW)	688.1
geothermal power (MW)	7.97
COP (kW/kW)	11.6

aquifer pressure at producer (bar)	181.0	192.75	204.76
aquifer pressure at injector (bar)	178.5	189.6	200.59
pressure difference at producer (bar)	18.88	21.9	23.67
pressure difference at injector (bar)	29.43	34.12	36.86
aquifer temperature at producer * (°C)	65.68	68.85	72.02
temperature at heat exchanger (°C)	64.79	67.9	70.99

aquifer pressure at producer (bar)	193.2
aquifer pressure at injector (bar)	189.96
pressure difference at producer (bar)	22.14
pressure difference at injector (bar)	34.61
aquifer temperature at producer * (°C)	68.82
temperature at heat exchanger (°C)	67.83
pressure at heat exchanger (bar)	24.73

\* @ mid aquifer depth

\* Los supuestos económicos son para climatización de invernaderos. Se garantiza la entrega de calor porque el operador del proyecto es el usuario del calor entregado.

El producto/mercancía producida es calor.

## Punto de referencia

El punto de referencia está en el bucle secundario del intercambiador, donde se mide el calor producido de acuerdo con las especificaciones detalladas en los documentos de tarifas de entrada. Ya se ha restado el uso de la energía interna.



## Recursos de energía geotérmica

Recursos de energía geotérmica:

- Estimación baja (P90): 8.3 PJ<sub>th</sub> (330 MW/año); 6 MW<sub>th</sub> por 55 años, con carga de 7,000 hrs/año
- Estimación idónea (P50): 11.1 PJ<sub>th</sub> (440 MW/año); 8 MW<sub>th</sub> por 55 años, con carga de 7,000 hrs/año
- Estimación alta (P10): 15.2 PJ<sub>th</sub> (605 MW/año); 11 MW<sub>th</sub> por 55 años, con carga de 7,000 hrs/año

## Clasificación CMNU-2009

### Clasificación y subclasificación de categoría E

<i>Categoría</i>	<i>Definición de CMNU-2009</i>	<i>Razonamiento para clasificación</i>
<b>E2</b>	Se espera que la extracción y la venta sean económicamente viables en el futuro previsible.	<i>Economía</i> La evaluación económica de las estimaciones indicativas de la potencia geotérmica demostró que es rentable la estimación de energía geotérmica P90.
<i>Subcategoría</i>	<i>Definición de CMNU-2009</i>	
	No aplica	<p><i>Financiamiento</i></p> <p>Se ha presentado la solicitud de los planes de gobierno para "tarifa de entrada" y "fondo de garantía" y se espera que se otorguen. Se establecen los préstamos con la condición de una respuesta positiva en los planes de apoyo financiero del gobierno. Se otorgan préstamos por provincia o departamento territorial.</p> <p><i>Licencias o permisos</i></p> <p>Está lista la licencia de exploración exigida. La evaluación técnica de la actividad de perforación aún no ha sido auditada por la autoridad minera. Si la prueba del pozo de exploración proporciona confianza en el desarrollo económico, la concesión de una licencia de producción se considera segura.</p> <p><i>Temas sociales</i></p> <p>No se prevén actividades adversas por parte del público en general en el estancamiento o la terminación de la concesión de licencias necesarias, ya que la energía geotérmica para invernaderos se considera amigable con el medio ambiente y la opción preferida para transferir energía verde en la climatización de invernaderos y la seguridad operacional con el público.</p>

## Clasificación y subclasificación de categoría F

<b>Categoría</b>	<b>Definición de CMNU-2009</b>	<b>Razonamiento para clasificación</b>
<b>F3</b>	La factibilidad de la extracción por parte de un proyecto de explotación o una operación minera definida no puede evaluarse debido a datos técnicos limitados.	<p><i>Estudios de geociencias</i></p> <p>Se utilizaron estudios detallados del subsuelo utilizando datos de pozos apropiados y estudios sísmicos 2D y 3D con el fin de evaluar adecuadamente el potencial geotérmico. Los informes dieron como resultado una evaluación del potencial geotérmico y constituyen la base del diseño del pozo y del plan de perforación. Se ha presentado el informe del plan de perforación a la autoridad pertinente.</p> <p><i>Estudios técnicos</i></p> <p>Se informa el diseño preliminar del pozo. Además, se reportó el diseño de instalación preliminar en la superficie. Se incorporaron los informes o reportes para la evaluación económica. Se anticipa que todos los problemas técnicos identificados se podrán solucionar con las prácticas estándar de la industria.</p>
<b>Subcategoría</b>	<b>Definición de CMNU-2009</b>	
<b>F3.1</b>	Cuando los estudios geológicos específicos del sitio y las actividades de exploración hayan identificado el potencial de un yacimiento individual con suficiente confianza como para justificar la perforación o prueba diseñada para confirmar la existencia de ese yacimiento de forma, calidad y cantidad tales que pueda evaluarse la factibilidad de extracción;	

## Clasificación y subclasificación de categoría G

<b>Categoría</b>	<b>Definición de CMNU-2009</b>	<b>Razonamiento para clasificación</b>
<b>G4</b>	Cantidades estimadas relacionadas con un yacimiento potencial, basadas principalmente en evidencia indirecta.	<p>El proyecto geotérmico se considera un proyecto de exploración porque:</p> <p>No se han perforado pozos en la licencia de exploración.</p> <p>El pozo controlado más cercano está a unos 20 km de distancia. Este pozo brinda confianza apreciable en la presencia del acuífero, pero no así en su capacidad de entregabilidad, ya que la "longitud de correlación" de las propiedades relevantes del yacimiento es significativamente menor.</p>
<b>Subcategoría</b>	<b>Definición de CMNU-2009</b>	
<b>G4.1</b>	Estimación baja de las cantidades:	
<b>G4.2</b>	Incremento de la cantidad o progresiva a G4.1 tal que G4.1+G4.2 equivale a la estimación idónea de las cantidades;	
<b>G4.3</b>	Incremento de la cantidad a G4.1+G4.2 tal que G4.1+G4.2+G4.3 equivale a una estimación alta de las cantidades.	

## Clasificación y cuantificación CMNU-2009

<i>Clasificación</i>	<i>Cantidad de energía</i>	<i>Información complementaria</i>
<b>Clase CMNU-2009</b>	Unidades de energía utilizadas: Petajulios (PJ) = (x10 <sup>15</sup> J)	
<b>E2; F3.1; G4.1</b>	8.3 PJ	Es la estimación P90.
<b>E2; F3.1; G4.2</b>	2.8 PJ	Incremento entre las estimaciones idóneas y baja. La estimación P50 a P90 (de 11.1 a 8.3PJ). Como tal, la G4.2 es incrementa a G4.1.
<b>E2; F3.1; G4.3</b>	4.2 PJ	Incremento entre las estimaciones altas y las idóneas. La estimación P50 a P90 (11.1 a 8.3PJ).

## Declinación de responsabilidad

El estudio de caso presentado con hechos y cifras se basa en general en el proyecto Koekoekspolder de los Países Bajos. Los datos y la información están disponibles en el dominio público a través del sitio web de RVO<sup>2</sup>.<sup>[5]</sup>

## Referencias

[1] DoubletCalc, <http://nlog.nl/nl/geothermalEnergy/tools.html>

[2] ThermoGis, [www.thermoGis.nl](http://www.thermoGis.nl)

[3] Application documents Guarantee fund: [www.RVO.nl](http://www.RVO.nl)

[4] Feed in Tariff information, [www.rvo.nl/](http://www.rvo.nl/)

[5] S. Henares, M. R. Bloemsma, M. E. Donselaar, H. F. Mijnlief, A.E. Redjosentono, H. G. Veldkamp, G. J. Weltje. 2014, The role of detrital anhydrite in diagenesis of Aeolian sandstones (Upper Rotliegend, The Netherlands), Implications for reservoir-quality.

<sup>2</sup> <http://www.rvo.nl/subsidies-regelingen/projecten/eerste-aardwarmtecluster-koekoekspolder>

## Estudio de caso 5: Reservorio Holandés Rotliegend - a nivel nacional

Ubicación del proyecto: Holanda

Fecha de datos: 2014

Fecha de evaluación: mayo de 2015

Método de cuantificación: cálculo estocástico basado en la incertidumbre de los parámetros del yacimiento y la configuración doblete/dúplex estándar

Tipo de estimación (determinista/probabilística): probabilístico

### Resumen del proyecto

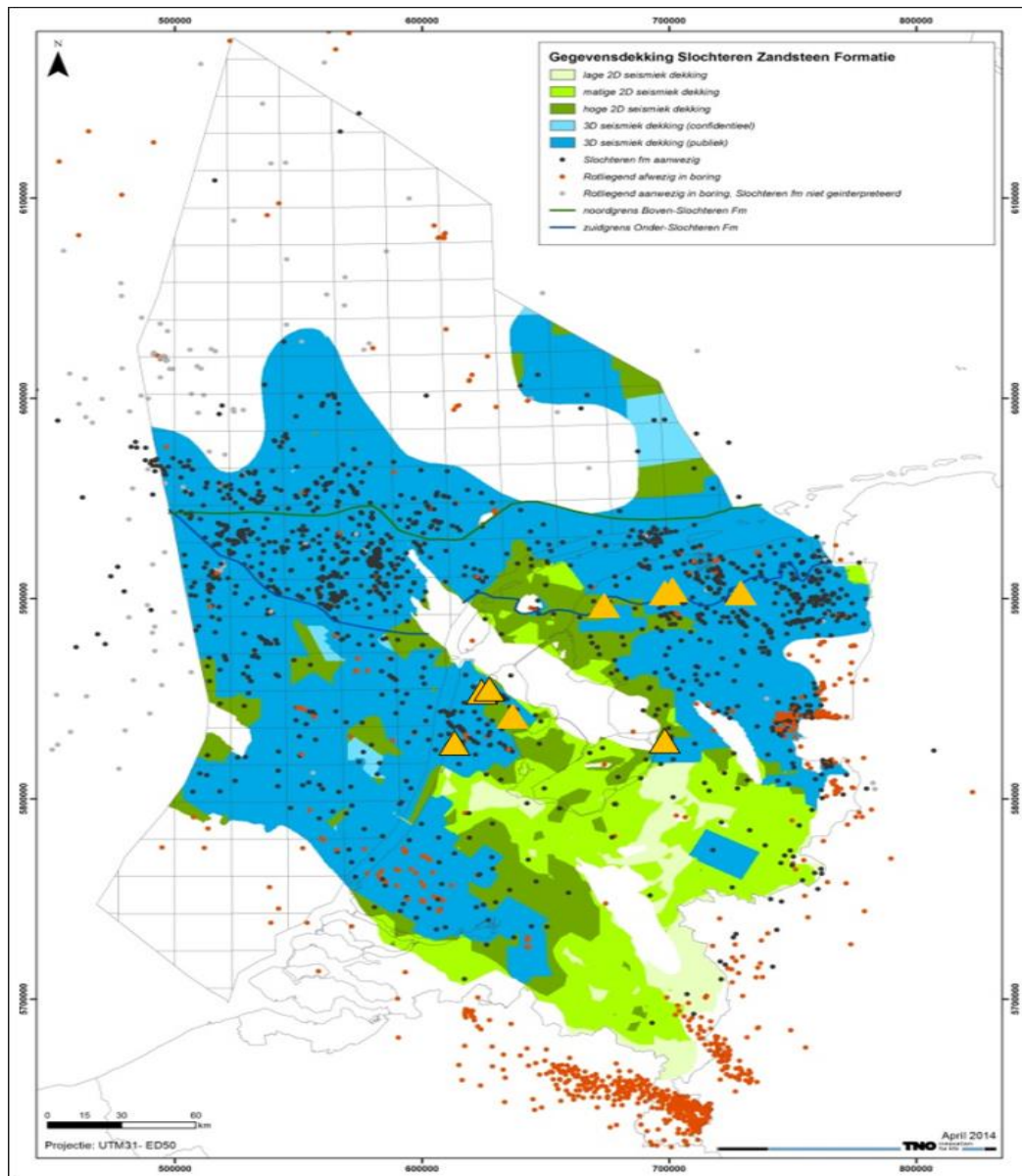
El terreno pérmico representado en Rotliegendes comprende un reservorio de gas muy conocido y prolífico en los Países Bajos. Para la exploración y producción de gas, en el reservorio Rotliegend se ha perforado más de mil veces. Se conoce relativamente bien el alcance y la calidad del acuífero/yacimiento. En la última década, especialmente los propietarios de invernaderos holandeses mostraron interés en pasarse a la geotermia en lugar de climatizar sus invernaderos con gas natural. Se ha cartografiado el reservorio geotérmico de Rotliegend utilizando el pozo de dominio público y datos sísmicos (van Wees et al. 2012, ThermoGIS). La figura 1 indica la disponibilidad de datos para la evaluación del yacimiento. Dentro del reservorio geotérmico de Rotliegend, se realizan y planifican varios proyectos geotérmicos (Figura 1).

En la actualidad, están en vigencia poco menos de setenta licencias geotérmicas (MEA 2015). Dentro de tres de estas licencias, el yacimiento Rotliegend se perforó con éxito resultando en cuatro dobletes geotérmicos que producen. Aproximadamente seis de estos setenta permisos todavía están en la fase de exploración y se dirigen a Rotliegend. Expiraron y se retiraron once permisos de exploración dirigidos a Rotliegend.

Para todos los permisos de exploración aplicados y otorgados, el gobierno de los Países Bajos mantiene una o más estimaciones de potencia indicativa del proyecto propuesto para ser ejecutado en el permiso. Para los sistemas geotérmicos en la fase de producción, el gobierno holandés recibe datos de producción. El operador geotérmico también debe presentar su plan de producción incluso el perfil de producción futuro y/o la estimación de la potencia instalada más las horas de carga completa anticipadas por año durante la vida del proyecto. En general, las licencias o los permisos de producción se conceden por 35 años, a menos que los modelos demuestren que el frente frío pasa primero más allá del límite del permiso. Cuando las operaciones proceden satisfactoriamente desde un punto de vista operativo y de salud, seguridad y ambiente (HSE), se supone que no habrá obstrucciones para la prórroga del término de la licencia.

Los diversos proyectos definidos se pueden clasificar de acuerdo con la CMNU-2009 y las estimaciones de potencia indicativa se recalculan respecto a la energía producida dentro de la vida del proyecto.

Figura 1  
**Mapa de datos para la evaluación del acuífero Rotliegend\***



\* Las áreas coloreadas presentan el contorno de la presencia del acuífero Rotliegend. Cuando el color es azul, hay sísmica tridimensional (3D) pública disponible, sísmica 3D celeste aún confidencial, sísmica bidimensional (2D) de alta densidad verde oscura, líneas sísmicas 2D de baja densidad verde claro o generalmente clásico. El pozo de puntos negros que demostró la presencia del acuífero Rotliegend; pozo de puntos rojos que demostró la ausencia del acuífero Rotliegend (razón no divulgada: no sedimentada, fallada, erosionada). Pozo de puntos verdes que demostró la presencia del estrato Rotliegend, pero no se encontraron acuíferos. Los triángulos color naranja indican la ubicación de los dobles dirigidos a Rotliegend. Con el contorno negro lo realizado/operacional, no se delinear los dobles con planos avanzados.

## Clasificación de recursos geotérmicos de proyectos geotérmicos de Rotliegend

### Proyectos de producción

Actualmente, cuatro sistemas geotérmicos producen desde el acuífero Rotliegend. Todos los sistemas están en la fase operativa, lo que significa que todos los permisos para producir o para pruebas prolongadas están vigentes, con la creencia en un 100% de la posibilidad de adquirir el permiso de producción oficial. Esto corresponde a la definición E1 y la explicación de apoyo *“La extracción y venta son rentables en base a las condiciones actuales del mercado y los supuestos realistas de las condiciones futuras del mercado. Se han confirmado todas las aprobaciones/contratos necesarios o existen expectativas razonables de que se obtendrán todas esas aprobaciones/contratos dentro de un marco de tiempo razonable. La viabilidad económica no se ve afectada por las condiciones adversas del mercado a corto plazo, siempre que las proyecciones a más largo plazo sigan siendo positivas”*.

Además, la definición de categoría E1.1 hace hincapié en las condiciones actuales y futuras del mercado (*la extracción y venta son rentables con base en las condiciones actuales del mercado y los supuestos realistas de las condiciones futuras del mercado*) a diferencia de E1.2 donde la economía del proyecto depende de subsidios gubernamentales o destinados y/u otras consideraciones (*la extracción y venta no son rentables en base a las condiciones actuales del mercado y los supuestos realistas de las condiciones futuras del mercado, pero se hace viable a través de subsidios gubernamentales y otras consideraciones*).

En la sección I.2. Tratamiento de apoyo a las políticas del documento Especificaciones de la CMNU-2009 respecto a los recursos de energía geotérmica, se reconoce que:

- Existe a nivel mundial una variedad de mecanismos de apoyo a las políticas, instrumentos reguladores e incentivos financieros, por ejemplo, tarifas de entrada de corriente, primas, subvenciones, créditos fiscales, etc. para reflejar el valor que los compradores o el estado otorgan a la energía renovable, o bien a la energía geotérmica específicamente;
- Algunos subsidios a la energía podrán estar disponibles con cada proyecto individual, mientras que otros podrán estar disponibles para todos los proyectos de energía renovable/geotérmica en el mercado;
- Los subsidios energéticos generalmente se eliminan gradualmente al pasar el tiempo, o bien cuando las fuentes elegibles de energía renovable alcanzan cierta parte de la producción total de energía.

La economía propia de los proyectos considerados y que producen se ve reforzada con el apoyo del Plan Holandés de Energía Sostenible (SDE+), que consiste en un plan general de tarifas de entrada para la explotación de proyectos de energía sostenible. Aunque se puede considerar que el plan cumple las mismas condiciones para todos los transportadores o portadores de energía, se equipara el efecto de distintas medidas de apoyo (impuestos/política/medio ambiente costos de protección evasivos) para los portadores de energía no sostenible y por lo tanto quizás se considere parte de las condiciones del mercado que conducen a la clasificación de E1.1. Sin embargo, debe interpretarse en el sentido estricto la definición presentada en la sección I2. Por lo tanto, se clasifica el proyecto como E1.2 en el eje E; "Actualmente se realiza la extracción", por lo que los proyectos se clasifican como F1.1 en el eje F.

Tabla 1

**Listado de estimaciones de recursos por proyecto en función de la potencia instalada y las estimaciones de hora de carga Clase: E1.2; F1.1; G1, 2, 3**

Proyecto	Estimación de potencia (MW)			Horas carga / estimación anual			Duración del proyecto (año)	Estimación de energía durante la vida del proyecto (PJ)			
	Baja	Idónea	Alta	Baja	Idónea	Alta		P90	P50	P10	
<b>I</b>	3	5	7	7 800	8 160	8 700	35	4	5	6	
<b>II</b>	8	10	14	7 200	7 800	8 640	35	9	10	12	
<b>III</b>	7	9	11	6 600	7 200	7 920	35	7	8	9	
<b>IV</b>	7	9	10	7 800	8 160	8 640	35	7	8	9	
<b>Total</b>	Suma estocástica de la futura producción de energía de los cuatro proyectos								30	32	35

Las estimaciones de los recursos clasificados de la CMNU-2009 para los sistemas geotérmicos productores "agregados" son los siguientes:

Clase de CMNU-2009	Nivel de confianza	Estimación de recursos (PJ)
<b>E1.2; F1.1; G1</b>	Nivel de confianza alto	30
<b>E1.2; F1.1; G2</b>	Confianza media	2
<b>E1.2; F1.1; G3</b>	Confianza baja	3

Los sistemas geotérmicos actualmente operativos (Tabla 1) mantienen una vida operativa más larga que el período del permiso de producción otorgado. Los recursos que se consideran técnicamente recuperables después de la fecha de vencimiento del permiso más allá del marco del período de "futuro previsible" que se establece en cinco años (sección I.1, documento Especificaciones de la CMNU-2009 respecto a recursos de energía geotérmica) debieran en el sentido estricto, clasificarse como E3 en el eje E. Sin embargo, los estudios han indicado que es muy probable que desde un punto de vista técnico la producción pueda comenzar más allá del vencimiento del permiso actual y con respecto a la política de larga duración de la explotación eficiente de los recursos sostenibles en la prórroga del permiso holandés y también puede desviarse de la estricta definición del período de cinco años y considerar el futuro previsible en la medida que se da la terminación de la vida técnica de los proyectos. Por lo tanto, en sentido extenso, una clasificación E2 sería más adecuada también con referencia al E3.2 de los proyectos de exploración actualmente inmaduros descritos más adelante en el estudio del ejemplo de aplicación. El evaluador actual prefiere la clasificación E2

Actualmente se realiza la producción, por lo tanto, la clasificación F1.1 también puede asignarse a esta categoría.

Proyecto	Estimación de potencia (MW)			Horas carga / estimación anual			Duración del proyecto (año)	Estimación de energía durante la vida del proyecto (PJ)		
	Baja	Idónea	Alta	Baja	Idónea	Alta		P90	P50	P10
<b>I</b>	3	5	7	7 800	8 160	8 700	10	1.2	1.5	1.8
<b>II</b>	8	10	14	7 200	7 800	8 640	20	5	6	7
<b>III</b>	7	9	11	6 600	7 200	7 920	15	3.1	3.5	4



<b>IV</b>	7	9	10	7 800	8 160	8 640	5	1.0	1.2	1.3
<b>Total</b>	Suma estocástica de la futura producción de energía de los cuatro proyectos							11	12	13

Las estimaciones de los recursos clasificados de la CMNU-2009 para los sistemas geotérmicos productores "agregados" son los siguientes:

<i>Clase de CMNU-2009</i>	<i>Nivel de confianza</i>	<i>Estimación de recursos (PJ)</i>
<b>E2; F1.1; G1</b>	Nivel de confianza alto	11
<b>E2; F1.1; G2</b>	Confianza media	1
<b>E2; F1.1; G3</b>	Confianza baja	1

## Proyectos de exploración

Hay seis permisos de exploración con evaluaciones específicas de sitio relativamente avanzadas en las estimaciones de recursos. Por lo tanto, estos proyectos se clasifican como F3.1: "cuando los estudios geológicos específicos del sitio y las actividades de exploración hayan identificado el potencial de un yacimiento individual con suficiente confianza como para justificar la perforación o prueba diseñada para confirmar la existencia de ese yacimiento de forma, calidad y cantidad tales que pueda evaluarse la factibilidad de extracción";

Se han asegurado los permisos y subvenciones al clasificar los proyectos como E2, "Se espera que la extracción y la venta sean económicamente viables en el futuro previsible". La mayoría de los proyectos aguardan la optimización definitiva del trabajo subsuperficial, la evaluación de riesgos y algunas decisiones de cierre financieras definitivas para perforar el primer pozo exploratorio. Las estimaciones de recursos por proyecto se calculan estocásticamente a partir del rango de estimación de potencia de las evaluaciones específicas del sitio y el rango de estimación de horas carga anuales. Posteriormente, las estimaciones de los recursos de estos seis proyectos de exploración se suman de manera estocástica y estos proyectos funcionan de forma independiente entre sí, lo que da como resultado la estimación de recursos agregados de esta clase.

<i>Proyecto</i>	<i>Estimación de potencia (MW)</i>			<i>Horas carga / estimación anual</i>			<i>Duración del proyecto (año)</i>	<i>Estimación de energía durante la vida del proyecto (PJ)</i>		
	<i>Baja</i>	<i>Idónea</i>	<i>Alta</i>	<i>Baja</i>	<i>Idónea</i>	<i>Alta</i>		<i>P90</i>	<i>P50</i>	<i>P10</i>
<b>V</b>	15	21	28	7 500	8 400	8 700	35	18	22	26
<b>VI</b>	6	8	10	7 500	8 400	8 700	40	8	9	10
<b>VII</b>	6	12	17	7 500	8 400	8 700	45	12	16	20
<b>VIII</b>	13	20	30	7 500	8 400	8 700	35	17	22	27
<b>IX</b>	7	13	28	7 500	8 400	8 700	50	16	23	34
<b>X</b>	10	15	29	7 500	8 400	8 700	45	18	23	32
<b>Total</b>	Suma estocástica de la futura producción de energía de los cuatro proyectos							104	116	129

Las estimaciones de los recursos clasificados de la CMNU-2009 para los sistemas geotérmicos productores "agregados" son los siguientes:



<i>Clase de CMNU-2009</i>	<i>Nivel de confianza</i>	<i>Estimación de recursos (PJ)</i>
<b>E2; F3.1; G4.1</b>	Nivel de confianza alto	104
<b>E2; F3.1; G4.2</b>	Confianza media	12
<b>E2; F3.1; G4.3</b>	Confianza baja	13

### Estimación de recursos en el reservorio Rotliegend

Se han realizado estimaciones de los recursos racionales en el reservorio utilizando la estimación del potencial geotérmico Rotliegend de Kramer et al. 2012. Estiman un calor establecido para el yacimiento Rotliegend de 409,000 PJ. La estimación potencial de calor recuperable es del orden de 111,000 PJ. La definición de proyectos teóricos y la aplicación de restricciones económicas y de flujo generales al mapa de calor recuperable potencial da como resultado una estimación de calor recuperable de unos 27,000 PJ.

No se vislumbra el desarrollo de los proyectos teóricos en el futuro previsible, por lo que se aplica una clasificación E3. La evaluación económica general de la estimación del calor recuperable conduce a una clasificación E3.2 ya que *"no puede determinarse la viabilidad económica de la extracción debido a información insuficiente"*. Las cifras de calor recuperable forman parte de la estimación del potencial de calor recuperable. Por lo tanto, el resto del potencial de calor recuperable puede considerarse "todavía no rentable" y clasificarse como E3.3.

Las cifras de recursos arriba de Kramer et al. 2012, pertenecen a proyectos teóricos de exploración de dobletes geotérmicos basados en la cartografía regional del yacimiento Rotliegend (ThermoGis). Dichos proyectos teóricos se clasifican como F3 en el eje F (*"vencimientos de estudios y compromisos"*). La cantidad de datos básicos de los mapas del yacimiento tiene el carácter de estudio geológico local, así que en la clasificación, puede clasificarse más específicamente como F3.2, *"cuando los estudios geológicos locales y las actividades de exploración indican el potencial de uno o más yacimientos en una parte específica de una provincia geológica, pero se requiere más adquisición y/o evaluación de datos para obtener la suficiente confianza como para justificar la perforación o prueba diseñada para confirmar la existencia de un yacimiento de forma, calidad y cantidad tales que pueda evaluarse la factibilidad de extracción"*.

Las estimaciones se consideran como estimaciones idóneas de futuros proyectos de exploración teórica. La CMNU-2009 establece que "la categoría G4, cuando se utiliza sola, reflejará la estimación idónea y equivale a G4.1+G4.2". La tabla 2 muestra la clasificación CMNU-2009 de las estimaciones de los recursos mencionadas.

Tabla 2

#### Clasificación CMNU-2009 de la estimación de recursos en el reservorio Rotliegend

<i>Clasificación</i>	<i>Estimación (PJ)</i>
<b>E3.2; F3.2; G4 (G4.1+G4.2)</b>	27 000
<b>E3.3; F3.2; G4 (G4.1+G4.2)</b>	84 000

### Estimación de recursos en el reservorio Rotliegend

Para efectos de informes de cartera o nacionales, generalmente, se desea obtener una sola estimación idónea del recurso. Podrán agregarse las cifras de los sistemas geotérmicos que producen, con la condición de que se mencionen las distintas categorías (CMNU-2009 Parte II, sección IV). Para agregar las estimaciones de los recursos de los proyectos de exploración, debe jugarse adecuadamente con las cifras. Para los proyectos de exploración (E2; F3.1; G4), se considera bajo el riesgo de no resultar en un proyecto económicamente viable. Se considera realista una Posibilidad de Descubrimiento (siglas en

inglés POD) del 80%. Se cree que la posibilidad de descubrimiento (POD) de la estimación de calor recuperable basado en el reservorio (E3.2; F3.2; G4) sea significativamente menor. Con Rotliegend como el reservorio meta, hay una pista con el número relativamente alto de permisos de exploración que se vencieron o se retiraron. La POD se estima en un 50% para esta clase de recursos. El calor potencial recuperable restante (E3.3; F3.2; G4) manifiesta muy pocas posibilidades de descubrimiento. Se cree que una POD del 10% es realista. La tabla 3 proporciona el resultado del agrupamiento de los recursos geotérmicos descritos anteriormente.

Tabla 3

**Estimación idónea del potencial de recursos geotérmicos de reservorio holandés Rotliegend**

<i>Clase de CMNU-2009</i>	<i>Estimación de recursos (PJ)</i>	<i>POD (%)</i>	<i>Estimación de recursos arriesgados (PJ)</i>
<b>E1.1; F1.1; G1+G2</b>	32	-	32
<b>E2; F1.1; G1+G2</b>	12	-	12
<b>E2; F3.1; G4 (G4.1+G4.2)</b>	116	80	93
<b>E3.2; F3.2; G4 (G4.1+G4.2)</b>	27 000	50	13 500
<b>E3.3; F3.2; G4 (G4.1+G4.2)</b>	84 000	10	8 400
Total de recursos arriesgados			22 037

## Declinación de responsabilidad

Todas las cifras presentadas no son las cifras de operador porque residen en el dominio confidencial. Las cifras proporcionadas son estimaciones aproximadas basadas en datos de producción y datos geológicos regionales, así como cifras operativas promedio. Por lo tanto, la probabilidad de descubrimiento y los volúmenes arriesgados no son más que una suposición aproximada. No deben utilizarse los valores para la elaboración de informes ya que sólo se presentan como ilustración de una cartera o de la elaboración de informes de recursos nacionales, como se describe en la Parte II de la CMNU-2009 sección IV, elaboración de informes de recursos nacionales.

## Referencias

ThermoGis: [http://www.thermogis.nl/thermogis\\_en.html](http://www.thermogis.nl/thermogis_en.html)

Kramers, L., van Wees, J.-D., Pluymaekers, M.P.D., Kronimus, A. & Boxem, T., 2012, Direct heat resource assessment and subsurface information systems for geothermal aquifers; the Dutch perspective. Netherlands Journal of Geosciences — Geologie en Mijnbouw, 91 – 4, pp 637 – 649.

Marco de las Naciones Unidas para la energía fósil y los recursos y reservas minerales 2009 (CMNU-2009) (UNFC-2009) [http://www.unece.org/energy/se/unfc\\_2009.html](http://www.unece.org/energy/se/unfc_2009.html)

MEA 2015, NATURAL RESOURCES AND GEOTHERMAL ENERGY IN THE NETHERLANDS. 2014 Annual review. An overview of exploration, production and underground storage.

([http://www.nlog.nl/resources/Jaarverslag2014/ENGLISH%20Natural%20Resources%202014%20final\\_v1.pdf](http://www.nlog.nl/resources/Jaarverslag2014/ENGLISH%20Natural%20Resources%202014%20final_v1.pdf))

van Wees J.-D., Kronimus A., van Putten M., Pluymaekers M.P.D., Mijnlief H., van Hooff P., Obdam A. & Kramers L., 2012, Geothermal aquifer performance assessment for direct heat production – Methodology and application to Rotliegend aquifers. *Netherlands Journal of Geosciences — Geologie en Mijnbouw*. 91 – 4, 651 – 665.

# Estudio de caso 6: Calefacción urbana de Hódmezővásárhely

Ubicación del proyecto Hódmezővásárhely, Hungría

Fecha de datos: 2012

Fecha de evaluación: enero 2016

Método de cuantificación: evaluación del calor volumétrico

Tipo de estimación: probabilístico

## Resumen del proyecto

Hódmezővásárhely es una ciudad de tamaño mediano con 47,668 habitantes situada en la parte sudeste de la Cuenca de Panonia, Hungría, en Europa Central. El potencial geotérmico de la cuenca de Panonia sobresale en Europa, ya que se basa en una distintiva anomalía geotérmica positiva, con una densidad de flujo de calor de 50 a 130 mW/m<sup>2</sup> con un valor medio de 90 a 100 mW/m<sup>2</sup> y un gradiente geotérmico de aproximadamente 45°C/km (Dövényi y Horváth, 1988). El mayor flujo de calor se relaciona a la formación del Mioceno temprano/medio de la cuenca cuando la litosfera se extendió y adelgazó, por lo tanto, la corteza tiene "solo" de 22 a 26 km de espesor, asimismo la astenósfera caliente se acercó a la superficie (Horváth y Royden, 1981).

Durante el hundimiento térmico de la cuenca, se formó una gran depresión, ocupada por un enorme lago denominado Pannon, que gradualmente se llenó con sedimentos transportados por ríos, que se originan en los elevados cinturones montañosos de los Alpes y de los Cárpatos (Bérczi y Phillips, 1985). Magyar et al., 1999).

Estos sedimentos porosos estratificados de varios miles de metros de espesor (la secuencia "Panónica" del Mioceno-Plioceno Superior), tienen baja conductividad térmica y se componen de yacimientos sucesivamente arcillosos y arenosos. Dentro de esta sucesión de llenado de cuenca, los principales acuíferos arenosos portadores de agua termal se encuentran en un intervalo de profundidad de 800 a 2,000 m en las partes interiores de la cuenca donde la temperatura oscila entre 60 y 90°C. Este acuífero geotérmico ampliado regionalmente se utiliza ampliamente para fines de calor directo, así como para la balneología en muchas partes de la cuenca de Panonia, especialmente en su parte sureste de Hungría, donde también se encuentra Hódmezővásárhely.

En Hódmezővásárhely, una empresa propiedad de la municipalidad ha hecho funcionar un sistema en cascada de 10 pozos (8 de producción y 2 de reinyección) durante más de 20 años (Ádok, 2012). En 1954, se perforó el primer pozo para fines de calefacción medicinal y urbana. Los pozos de carácter multi-uso suministran agua para calefacción urbana, suministro de agua caliente casera o doméstica y también se utilizan con fines balneológicos (Figura 1). Debido a la composición química del agua, 3 pozos califican como agua medicinal. El sistema actual consiste en dos bucles geotérmicos separados. El agua termal de alta temperatura de 80 a 90 °C se dirige primero a intercambiadores de calor de las plantas de calefacción urbana. El agua de salida es enfriada aproximadamente a 50°C y se dirige parcialmente al segundo bucle, la cual es la tubería de suministro de agua caliente doméstica, parcialmente reinyectada a una temperatura de 35°C. Parte del agua utilizada para el suministro de agua caliente casera también se usa con fines balneológicos (mezclados con agua fría). El sistema proporciona calefacción a 2,725 viviendas y 130 consumidores públicos, como son el ayuntamiento, hospitales, museos, escuelas, centros comerciales, etc. Se desarrolló en varias etapas (1967, 1984, 1994-1998, 2007), en parte cofinanciado con el Programa Operativo de Energía y Medio Ambiente del Fondo Europeo de Desarrollo Regional, pero principalmente desarrollado partiendo de los recursos de la Municipalidad.

La temperatura de salida de 6 pozos de producción utilizados para calefacción urbana y suministro de agua caliente doméstica varía entre 65 y 90°C, con una profundidad promedio de los pozos entre 1,800 y 2,400 m. Los pozos aprovechan los acuíferos con alta conductividad hidráulica ( $1.15-5.8 \times 10^{-5}$  m/s) así como la porosidad efectiva (0.13-0.16) (Szanyi y Kovács, 2010), por lo que pueden producir agua termal hasta 30 L/s. Sin embargo, durante el uso, la máxima tasa de producción es 20 L/s. En decir, los otros 2 pozos de producción, técnicamente también parte del sistema en cascada, se utilizan para el suministro de agua doméstica y para propósitos balneológicos. Los 2 pozos utilizan acuíferos poco profundos con temperaturas más bajas y no se consideran en este estudio.

El uso intensivo de los pozos completados en los acuíferos arenosos de Panonia Superior en los años 1970 y 1980 disminuyó continuamente las cabezas hidráulicas, siendo la razón para iniciar la reinyección. En 1998 y 2007, se perforaron los 2 pozos de reinyección. Sin embargo, solo se reinyecta aproximadamente el 50% de la cantidad total de agua producida para calefacción (Ádok, 2012). La inyectabilidad se degrada principalmente debido a la obstrucción de gargantas de poro. Se necesita el mantenimiento del pozo con la limpieza por compresión cada 2 años, ya que el agua inyectada se filtra utilizando un sistema de filtro de microfibras. La temperatura de reinyección promedio es de 35°C, lo que sustenta buena eficiencia térmica, en comparación con 80-90°C de temperatura de la producción. Hasta el momento no se ha producido un descenso detectable de la temperatura en el acuífero a una distancia de 300 m del pozo de inyección, por la alta capacidad calorífica de la matriz de la roca (Szanyi y Kovács, 2010).

Figura 1

**Distribución de usos en Hódmezővásárhely**

**Producción anual total de todo el sistema en cascada (2009): 1,605,407 m<sup>3</sup>**



Desde la expansión del sistema geotérmico (1993), el consumo de gas de los centros de calefacción cayó de forma dramática, de 4.6 millones de m<sup>3</sup> a 0.5 millones de m<sup>3</sup>. En 2011, la participación de la energía geotérmica en la calefacción total fue de alrededor del 86%, mientras que el gas representó el 14%.

El uso creciente de la energía geotérmica tiene un efecto muy positivo en la calidad del aire, se calcula un ahorro anual de 4.5 millones de m<sup>3</sup> de gas, lo que equivale a 4,680 t. de emisión de CO<sub>2</sub>.

**Cuantificación**

Hay dos tipos de métodos de cuantificación presentados (ver más detalles en la sección de clasificación CMNU-2009): un pronóstico de producción simple para el proyecto actualmente en marcha y un método volumétrico que emplea la simulación Monte Carlo, esto es con el fin de estimar el potencial completo (futuro aún no explotado) del reservorio, con base en un proyecto conceptual o teórico.

La cuantificación de la estimación de recursos se realizó al aplicar el método volumétrico que emplea la simulación Monte Carlo para obtener los parámetros del reservorio o yacimiento (área, espesor, temperatura, porosidad) y el factor de recuperación. Los supuestos sobre el volumen del yacimiento se basan en los datos de los pozos y las áreas de recarga acumulada de los pozos individuales derivados de la modelización hidrodinámica. Los datos de temperatura se refieren a las profundidades producidas, calculados a partir de las temperaturas de salida. Las cantidades relacionadas con niveles de confianza alto, medio y bajo se basan en los percentiles 90, 50 y 10 de la distribución de probabilidad acumulativa resultante, respectivamente. Para detalles, ver el Apéndice 1.

## Tipo de producto

Calor (energía para calentar).

## Punto de referencia

El punto de referencia es donde ingresa el fluido al intercambiador de calor. Debido a la estrecha distancia entre los pozos y la planta y las modernas técnicas de aislamiento, existe una pérdida de calor insignificante entre el cabezal del pozo y el intercambiador de calor (la caída de temperatura medida es de 0,1°C/km a lo largo de las tuberías).

## Vida del proyecto

El proyecto Hódmezővásárhely actual lleva en funcionamiento cerca de 20 años, con un número cada vez mayor de pozos y su vida útil prevista es de otros 25 años al inicio de la evaluación. Aquí se asume la misma vida para el proyecto teórico.

## Recursos geotérmicos

Potencial de recursos geotérmicos del proyecto Hódmezővásárhely actual:

- Estimación idónea: 5 PJ

Potencial de recursos geotérmicos del reservorio mayor Hódmezővásárhely (el proyecto teórico):

- Estimación baja: 93 PJ
- Estimación idónea: 210 PJ
- Estimación alta: 366 PJ

## Clasificación CMNU-2009

El historial de producción del proyecto actual de calefacción de la localidad de Hódmezővásárhely muestra que desde el año 1994 se producen anualmente un aproximado de 0.2 PJ, según lo informado por el operador, en dependencia de la demanda de calor. Por otro lado, la cantidad pronosticada de recursos disponibles estimada para todo el volumen del yacimiento del sitio (93PJ - P90, 210 PJ - P50, 366 PJ - P10), comprende algunos órdenes de magnitud mayor, lo que se debe a las excelentes propiedades del yacimiento y especialmente a la gran velocidad de recarga. Por lo tanto, es obvio que el presente proyecto de calefacción urbana recupera sólo una pequeña fracción del calor potencialmente extraíble que podría utilizarse en el futuro por otro proyecto(s), ya sea paralelo o en serie con el presente proyecto. Así que hay dos formas de representar la clasificación CMNU-2009 en esta área: (a) clasificar el proyecto en marcha de explotación maduro y actual y pronosticar su historial de producción, que recupere sólo una pequeña

proporción del calor disponible; y (b) clasificar los proyectos potenciales futuros que podrán utilizar los recursos disponibles. Ambos escenarios se presentan a continuación:

### Clasificación y subclasificación de categoría E del presente proyecto

<i>Categoría</i>	<i>Definición de CMNU-2009</i>	<i>Razonamiento para clasificación</i>
<b>E1</b>	Se ha confirmado que la extracción y la venta son económicamente viables	
<b>E1.1</b>	Son rentables la extracción y venta con base en las condiciones actuales del mercado y los supuestos realistas de las condiciones futuras del mercado.	<ul style="list-style-type: none"> <li>El proyecto ha estado funcionando durante 20 años, con toda la experiencia acumulada, se prevé que el mismo dure al menos otros 25 años. El precio total del calor geotérmico (4.0 florines húngaros (HUF)/MJ) es aproximadamente 2/3 del precio del gas importado (5.58 HUF/MJ) (datos del año 2012, 300 HUF = 1 euro), por lo tanto, el proyecto es rentable con las condiciones actuales del mercado y suministra a un mercado de calor existente y sustancial</li> <li>Hay efectos muy positivos y cuantificados en la reducción del consumo de gas y la disminución de las emisiones de CO<sub>2</sub>.</li> </ul>

### Clasificación y subclasificación de categoría F del presente proyecto

<i>Categoría</i>	<i>Definición de CMNU-2009</i>	<i>Razonamiento para clasificación</i>
<b>F1</b>	Se ha confirmado la factibilidad de la extracción mediante un proyecto de explotación o una operación minera definida.	
<b>F1.1</b>	Actualmente se realiza la extracción.	El proyecto en expansión gradual ha estado operando desde 1954. Todos los permisos de producción disponibles y asegurados a largo plazo.

### Clasificación de la categoría G del presente proyecto

<i>Categoría</i>	<i>Definición de CMNU-2009</i>	<i>Razonamiento para clasificación</i>
<b>G1</b>	Cantidades relacionadas con un yacimiento conocido que puede estimarse con un alto nivel de confianza.	Basados en un pronóstico de producción, se puede prever la extracción de energía térmica de 5PJ, con un nivel moderado de confianza durante los próximos 25 años (25 x 0.2 PJ).

<i>Categoría</i>	<i>Definición de CMNU-2009</i>	<i>Razonamiento para clasificación</i>
<b>G2</b>	Cantidades relacionadas con un yacimiento conocido que puede estimarse con un nivel moderado de confianza.	
<b>G3</b>	Cantidades relacionadas con un yacimiento conocido que puede estimarse con un nivel de confianza bajo.	

## Clasificación y cuantificación de la CMNU-2009 del presente proyecto

<i>Clasificación</i>	<i>Cantidad de energía</i>	<i>Información complementaria</i>
<b>E1.1; F1.1; G1+G2</b>	5 PJ	Pronóstico del historial de producción

## Clasificación y subclasificación de categoría E de los proyectos potenciales futuros

<i>Categoría</i>	<i>Definición de CMNU-2009</i>	<i>Razonamiento para clasificación</i>
<b>E3</b>	No se espera que la extracción y la venta sean económicamente viables en el futuro previsible *, o bien la evaluación es demasiado prematura para determinar la viabilidad económica.	Basados en las experiencias de proyectos actuales y las condiciones del mercado, se espera que un proyecto o proyectos semejantes sean económicamente viables en los próximos 5 a 10 años para explotar los recursos todavía disponibles.

\* Tenga en cuenta que, como el "futuro previsible" se ha definido dentro de un máximo de cinco años en el contexto geotérmico, la expectativa de que el proyecto teórico sea económicamente viable en los próximos 5 a 10 años apunta al uso de la categoría E3.

## Clasificación y subclasificación de categoría F de los proyectos potenciales futuros

<i>Categoría</i>	<i>Definición de CMNU-2009</i>	<i>Razonamiento para clasificación</i>
<b>F2</b>	La factibilidad de extracción por un proyecto de explotación o una operación minera definida queda sujeta a evaluación adicional.	Por el momento, no hay disponibilidad de planes de explotación concretos y los proyectos futuros necesitan nuevas inversiones de capital y permisos, que actualmente no se han iniciado.



## Clasificación de categoría G de proyectos potenciales futuros

<b>Categoría</b>	<b>Definición de CMNU-2009</b>	<b>Razonamiento para clasificación</b>
<b>G1</b>	Cantidades relacionadas con un yacimiento conocido que puede estimarse con un alto nivel de confianza.	Una evaluación volumétrica de Monte Carlo indicó la probabilidad del 90% de 93 PJ (estimación baja) de energía geotérmica recuperable. Por lo tanto, G1 comprende 93-5 PJ = 88 PJ (los 5 PJ se asignan al proyecto actualmente en marcha, ver arriba).
<b>G2</b>	Cantidades relacionadas con un yacimiento conocido que puede estimarse con un nivel moderado de confianza.	Una evaluación volumétrica de Monte Carlo indicó una probabilidad del 50% de 210 PJ, una estimación idónea de energía geotérmica recuperable. Por lo tanto, G2 comprende 210-5-88=117 PJ
<b>G3</b>	Cantidades relacionadas con un yacimiento conocido que puede estimarse con un nivel de baja confianza.	Una evaluación volumétrica de Monte Carlo indicó la probabilidad del 10% de 366 PJ, una estimación alta de energía geotérmica recuperable. Por lo tanto, G3 comprende 366-5-88-117=156 PJ

## Clasificación y cuantificación CMNU-2009 de los proyectos potenciales futuros

<b>Clasificación: Clase CMNU-2009</b>	<b>Cantidad de energía</b>	<b>Información complementaria</b>
<b>E3; F2; G1</b>	88 PJ	La probabilidad de 90% de 93PJ, estimación baja de energía geotérmica recuperable menos la producción total prevista (5PJ) del proyecto actual
<b>E3; F2; G2</b>	117 PJ	La probabilidad del 50% de 210 PJ, estimación idónea de energía geotérmica recuperable, menos la producción total prevista del proyecto actual, por lo tanto, G2 comprende 210-5-88 = 117 PJ
<b>E3; F2; G3</b>	156 PJ	La probabilidad del 10% de 366 PJ, estimación alta de energía geotérmica recuperable menos la producción total prevista del proyecto actual, por lo tanto, G3 comprende 366-5-88-117=156 PJ

## Referencias

Ádok, J. (2012): Geotermikus fűtési rendszerek- egy működő rendszer tapasztalatai – presentación en el taller nacional de Geo-DH (Promueve sistemas geotérmicos de calefacción en Europa), 3 de diciembre de 2012, Budapest.

Bérczi, I., Phillips, R.L. (1985): Processes and depositional environments within deltaic-lacustrine sediments, Pannonian Basin, Southeast Hungary – *Geophysical Transactions*, 31, 55-74.

Dövényi, P., Horváth, F. (1988): A review of temperature, thermal conductivity and heat flow data from the Pannonian Basin, in: Royden, L.H., Horváth, F. (Eds): The Pannonian Basin a Study in Basin Evolution. – *American Association of Petroleum Geologist memoirs*, Tulsa, Oklahoma, 45, 195-233.

Horváth, F., Royden, L.H. (1981): Mechanism for formation of the intra-Carpathian basins: A review. – *Earth Evolutionary Sciences*, 1, 307-316.

Magyar, I., Geary, D.H., Müller, P. (1999): Paleogeographic evolution of the Late Miocene Lake Pannon in Central Europe. – *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology*, 147, 151-167.

Szanyi, J., Kovács, B. (2010): Utilization of geothermal systems in South-East Hungary – *Geothermics* 39, 357-364.

Zilahi-Sebess L., Merényi, L., Paszera, Gy., Tóth, Gy., Boda, E., Budai, T.: Nyersanyag készletek, A hazai ásványi nyersanyag-potenciál, 5. Geotermikus energia, (Háttér tanulmány), Nemzeti Energiastratégia, Készletgazdálkodási és hasznosítási cselekvési terv, Manuscript, (2012), 84 p.

## Apéndice 1 - Supuestos en la evaluación volumétrica de Monte Carlo

### Estimación de áreas de recarga en pozos de producción

El acuífero extraído (el reservorio de arenisca del Mioceno superior) se extiende regionalmente en toda la cuenca, que es utilizada por muchos otros usuarios. Por lo tanto, fue necesario determinar el "área de impacto" del proyecto, es decir, el área de recarga de los pozos en producción pertenecientes al proyecto Hódmezővásárhely. Los pozos de producción están muy cerca (a unos cientos de metros uno del otro) (Figura 1). Los resultados de los modelos hidrodinámicos anteriores en condiciones geológicas semejantes en un sitio cercano mostraron que el área de recarga de un pozo se puede determinar de la siguiente manera:  $R = 0.8 \times Q$  (Eq1) (Zilahi-Sebess et al. 2012); donde R es el radio del área de recarga alrededor de un pozo dado y Q es el rendimiento del pozo. En el presente estudio, se consideraron los 4 pozos de producción principales con alta temperatura de 80 a 90°C y un rendimiento de 750 a 1,500 L/min (se excluyeron los otros pozos con temperatura más baja o de poco rendimiento dentro del área de impacto de los principales pozos productores).

La Figura 1 muestra las áreas de recarga de pozos individuales (líneas negras) (el rango de radio de 600 a 1,200 m en dependencia del rendimiento). La línea roja muestra el área acumulada de las 4 áreas individuales que comprende 14.2 km<sup>2</sup> en total.

Figura 1

#### Proyecto Hódmezővásárhely - pozos productores

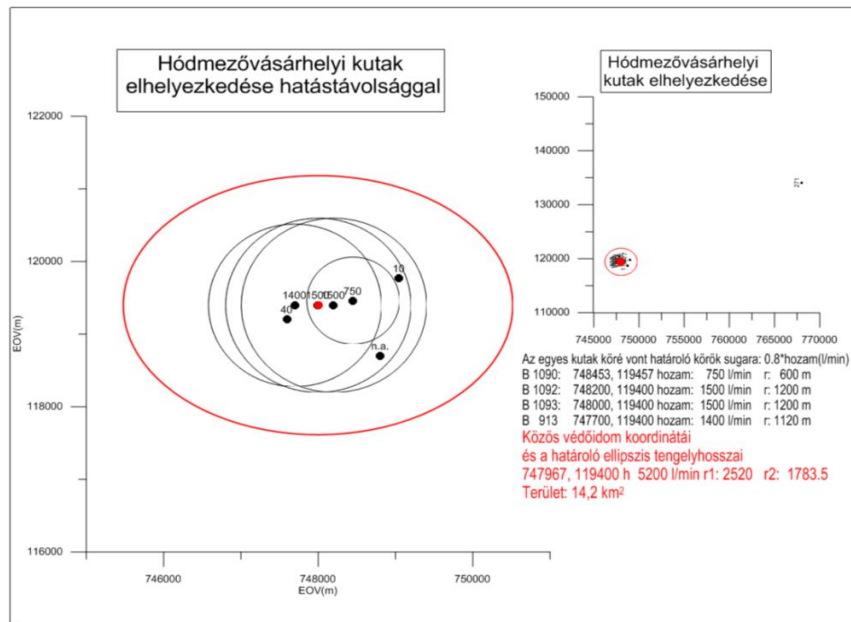


Tabla 1

#### Valores de entrada para Monte Carlo

Área del reservorio (km <sup>2</sup> )		Espesor del reservorio (m)		Temperatura del reservorio (°C)		Porosidad (%)		Factor de recuperación	
min	max	min	max	min	max	min	max	min	max
12.5	15.5	600	900	58	108	6	18	0.10	0.20

## Estudio de caso 7: Alto Peak

Ubicación del proyecto Leyte, Filipinas

Fecha de datos: diciembre de 2014

Fecha de evaluación: septiembre de 2015

Método de cuantificación: evaluación volumétrica de calor almacenado

Tipo de estimación: probabilístico

### Resumen del proyecto

El proyecto geotérmico Alto Peak en Leyte, Filipinas, ubicado en el lado sureste del campo geotérmico Gran Tongonan. El área del proyecto está dentro del contrato de servicios geotérmicos (por sus siglas en inglés GRESC) 2009-10-001, un bloque de concesión incluye el área total 504 km<sup>2</sup> adjudicado en 2009 por el Departamento de Energía de Filipinas a la empresa Energy Development Corporation (EDC), una empresa geotérmica totalmente privatizada. Alto Peak forma parte de lo que se conocía en la década de los años 90 como el proyecto geotérmico Leyte-A, que tenía como objetivo generar 640 MW<sub>e</sub> adicionales de energía eléctrica al utilizar los recursos geotérmicos en Leyte.

Los resultados alentadores de los primeros estudios de exploraciones de superficie llevaron a la decisión de financiar un programa de exploración con 3 pozos profundos. Del año 1991 a 1992, se perforaron tres pozos, AP-1D, AP-2D y AP-3D para probar el modelo de exploración, caracterizar y cuantificar el tamaño del recurso geotérmico.

Los datos subsuperficiales de los pozos AP-1D y AP-2D indicaron alta temperatura de los recursos (>350°C) y alta permeabilidad, con un área de recursos relacionados de aproximadamente 2 km<sup>2</sup>. Los estudios de inclusión petrológica y de fluidos indicaron que el sistema geotérmico de Alto Peak es viejo, está disminuyendo, pero se rejuvenece mediante la inyección de calor y fluidos a partir de intrusiones magmáticas recientes (Reyes et al., 1993). La química de fluidos de descarga también indicó una reserva con líquidos predominantes a temperaturas de aproximadamente 350 y 400°C.

Luego se recomendó un programa de perforación con delineación de 4 pozos para definir el alcance de las temperaturas productivas, confirmar los recursos adicionales aparte del recurso probado, explorar más a fondo y probar el área de inyección probable al noroeste del proyecto. Se realizaron más estudios científicos, incluso estudios geológicos detallados y mediciones de resistividad de la superficie, con el fin de respaldar la perforación de pozos de producción delineados, adicionales y profundos.

El estudio de factibilidad del proyecto en 1993 basado en los últimos cinco pozos perforados mostró que la propuesta de exploración para obtener 80 MW<sub>e</sub> de energía eléctrica, es tanto técnica como económicamente factible en Alto-Peak. Por lo tanto, la perforación para exploración comenzó en el año 1994 y se completó en 1995.

En 1997, se revisó el proyecto Alto Peak a fin de determinar la idoneidad del recurso para la explotación de energía. La revisión indicó que el sistema no es comercial y utiliza las tecnologías existentes para tratar los fluidos ácidos y las características de escamas minerales encontradas durante las pruebas de descarga (PNOC-EDC, 1997). Además, la revisión señaló que los límites del recurso no se han delineado completamente y aunque el análisis de Monte Carlo utilizando el método de cálculo de reservas de calor almacenado indicó aproximadamente 80 MW<sub>e</sub> de reserva, existe un alto grado de incertidumbre sobre el potencial de desarrollo del proyecto, que se cree, que es inmaduro para permitir el desarrollo y explotación comercial. Como resultado, el proyecto Alto Peak se archivó en 1997 y sólo se realizaron monitoreos físicos periódicos y estudios de obstrucción de los pozos.

## Proyecto Alto Peak

En 2014, la empresa EDC revisó el proyecto Alto Peak, como parte de la evaluación general de las áreas de proyecto con crecimiento potencial al sureste de Tongonan, Leyte, que incluía el pico Mt. Janagdan, Áreas del proyecto Lobi-Anonang, Mahagnao y Bato-Lunas. La revisión de Alto Peak se basó en el resultado de los estudios geológicos y geoquímicos de campo realizados desde el mes de junio a septiembre de 2014. Los estudios geológicos abarcaron la cartografía o mapeo litológico, cartografía estructural e interpretaciones tectónicas. Los estudios geoquímicos consistieron en el re-muestreo de las manifestaciones térmicas, la revisión y reinterpretación de los datos de descarga de fluidos y de gases y los isótopos estables. Como parte de la revisión, también se realizó la revisión de los datos físicos del subsuelo. Hasta la fecha, se han perforado nueve de producción (dos cementados) y uno de inyección dentro del área del proyecto. Además, se realizó una estimación de recursos de energía geotérmica basada en los datos del año 1993 y 1997 y 2014 para volver a evaluar el área como un proyecto de crecimiento.

## Cuantificación

La cuantificación de la energía del proyecto se basa en el Método volumétrico que emplea la simulación de Monte Carlo. Los supuestos utilizados sobre el volumen del yacimiento se basaron en la evaluación de recursos realizada en el año 1993 y 1997 con las modificaciones que se consideraron apropiadas en base a los datos de referencia del pozo.

El nivel de confianza en las estimaciones se basa en una simulación de Monte Carlo de una evaluación volumétrica del calor. Las cantidades relacionadas con el nivel de confianza alto, medio y bajo del área se basan en el percentil 90, 50 y 10 de la distribución de probabilidad acumulativa resultante, respectivamente. Las variables de entrada aparecen en la siguiente tabla.

<i><b>Variables de entrada</b></i>	<i><b>Unidades</b></i>	<i><b>Más probable</b></i>	<i><b>Min</b></i>	<i><b>Max</b></i>	<i><b>Mediana</b></i>	<i><b>SD</b></i>	<i><b>Distribución de probabilidad</b></i>
Área	km <sup>2</sup>		0.3287	3.553			triangular
Espesor	m	1 700	1 300	1 950			triangular
Temperatura	°C	260	220	345			triangular
Factor de recuperación					0.06	0.02	=f (porosidad)
Factor de carga		0.92	0.8	1.0			triangular
Temperatura de descarte	°C	180					Valor individual

## Tipo de producto

El tipo de producto es la electricidad.

## Punto de referencia

El punto de referencia se encuentra en la subestación eléctrica, donde se exporta la energía a la red nacional en Las Filipinas. Ya se ha restado el consumo interno de energía o la carga parásita.

## Recursos de energía geotérmica

Recursos de energía geotérmica:

- Estimación baja (P90): 5 PJ (150 MW<sub>e</sub> año); 6 MW<sub>e</sub> por 25 años
- Estimación idónea (P50): 15 PJ (475 MW<sub>e</sub> año); 19 MW<sub>e</sub> por 25 años
- Estimación alta (P10): 34 PJ (1.075 MW<sub>e</sub> año); 43 MW<sub>e</sub> por 25 años

## Clasificación CMNU-2009

### Clasificación de categoría E

<i>Categoría</i>	<i>Definición de CMNU-2009</i>	<i>Explicación de apoyo</i>	<i>Razonamiento para clasificación</i>
<b>E2</b>	Se espera que la extracción y la venta sean económicamente viables en el futuro previsible.	No se ha confirmado todavía que la extracción y la venta sean rentables, pero en base a supuestos realistas de las condiciones futuras del mercado, existen perspectivas razonables de extracción y venta rentables en el futuro previsible.	Aún no confirmado el calor disponible para la explotación y conversión a electricidad como producto comercialmente viable, con base en supuestos realistas de las condiciones futuras en el mercado local. Sin embargo, se espera que el proyecto sea comercialmente viable en el futuro previsible debido a la introducción de incentivos reglamentarios, por ejemplo, la iniciativa FIT para tecnologías emergentes.

### Clasificación y subclasificación de categoría F

<i>Categoría</i>	<i>Definición de CMNU-2009</i>	<i>Explicación de apoyo</i>	<i>Razonamiento para clasificación</i>
<b>F2</b>	La factibilidad de extracción por un proyecto de explotación o una operación minera definida queda sujeta a evaluación adicional.	Los estudios preliminares demuestran la existencia de un proyecto de forma, calidad y cantidad tales que pueda evaluarse la factibilidad de la extracción por un proyecto de explotación u operación minera definida, al menos en	Se ha confirmado la existencia de un recurso geotérmico por el resultado y la evaluación de 9 pozos de producción y 1 pozo de inyección. Sin embargo, se necesitan estudios adicionales, por ejemplo, magnetotélrica (MT) y gravedad, para refinar el límite del recurso. Hay

		términos generales. Es posible que se requiera una mayor adquisición de datos y/o estudios para confirmar la factibilidad de la extracción.	investigaciones actuales sobre aleaciones resistentes a la corrosión (CRA), inhibidores de incrustaciones y mejora en la sostenibilidad del pozo, con el fin de demostrar la aplicación comercial de los materiales/recursos necesarios.
<b>Subcategoría</b>	<b>Definición de CMNU-2009</b>		
<b>F2.2</b>	Las actividades del proyecto están suspendidas y/o la justificación de la explotación comercial puede quedar sujeta a demora significativa.	Las actividades del proyecto están suspendidas por razones no relacionadas al potencial de recurso energético del proyecto o conocimientos sobre el potencial físico y geoquímico del recurso; la construcción de instalaciones piloto para generación de energía eléctrica podrá quedar sujeta a demoras significativas.	La explotación propuesta está suspendida debido a la preocupación sobre la utilización de fluidos ácidos a altas temperaturas que se espera afecten la viabilidad comercial del proyecto. Se requieren pruebas de materiales del cabezal del pozo, muros de revestimiento y material relacionado para demostrar la viabilidad metalúrgica y la sostenibilidad de las operaciones

### Clasificación de categoría G

<b>Categoría</b>	<b>Definición de CMNU-2009</b>	<b>Razonamiento para clasificación</b>
<b>G1</b>	Cantidades relacionadas con un yacimiento conocido que puede estimarse con un alto nivel de confianza.	Una simulación volumétrica de Monte Carlo indicó que hay un 90% de probabilidad de que se podrán producir 6 MW <sub>e</sub> durante 25 años (5PJ).
<b>G2</b>	Cantidades relacionadas con un yacimiento conocido que puede estimarse con un nivel moderado de confianza.	Una simulación volumétrica de Monte Carlo indicó que hay un 50% de probabilidad de que se podrán producir 19 MW <sub>e</sub> durante 25 años (15 PJ). Esto equivale a la estimación idónea, es decir, G1 + G2, siendo G2 adicional a G1. Por lo tanto, G2 equivale a 15-5=10 PJ.
<b>G3</b>	Cantidades relacionadas con un yacimiento conocido que puede estimarse con un nivel bajo de confianza.	Una simulación volumétrica de Monte Carlo indicó que hay un 10% de probabilidad de que se podrán producir 43 MW <sub>e</sub> durante 25 años (34 PJ). Esto equivale a la estimación alta, es decir, G1 + G2 + G3, con G3 siendo adicional a G1 + G2. Por lo tanto, G3 equivale a 34-15=19 PJ.

## Clasificación y cuantificación CMNU-2009

<b>Clasificación</b>	<b>Cantidad de energía</b>	<b>Información complementaria</b>
<b>Clase CMNU-2009</b>	Unidades de energía utilizadas: Petajulios o Petajoules (PJ)= ( $\times 10^{15}$ J)	
<b>E2; F2.2; G1</b>	5 PJ *	Estimación baja del recurso de energía geotérmica; corresponde a la estimación P90.
<b>E2; F2.2; G2</b>	10 PJ *	Incremental entre las estimaciones idónea y baja; la estimación de P50 a P90 (15-5 PJ), siendo G2 adicional a G1
<b>E2; F2.2; G3</b>	19 PJ *	Adicional entre las estimaciones altas y las idóneas; la estimación de P10 a P50 (34-15 PJ), siendo G3 adicional a G1+G2.

\* Las cantidades de energía quedan sujetas a redondeo

## Declinación de responsabilidad

Los ejemplos de aplicación aparecen sólo con el fin de ilustrar la aplicabilidad de la CMNU-2009 a los proyectos de energía geotérmica "real". El ejemplo de aplicación, con hechos y cifras, se basa en el proyecto Alto Peak en las Filipinas. Los datos y la información están disponibles en el dominio público y en los artículos mencionados. Las cifras de recursos se basan generalmente en dicha información disponible.

## Referencias

Bustamante, C.C., 1993. Reservoir simulation of the Alto Peak geothermal field, Leyte, Philippines. UNU Report No. 5, UNU Geothermal Training Programme, Iceland, 29 p.

Philippine National Oil Company – Energy Development Corporation (PNOC-EDC), 1997. Alto Peak Geothermal Field Resource Assessment Review Report (final), prepared by Mesquite Group, Inc., Harding Lawson Associates, and Dames and Moore.

Reyes, A.G., W.G. Giggenbach, J.R.M. Salera, N.D. Salonga and M.C. Vergara, 1993. Petrology and geochemistry of Alto Peak, a vapor-cored hydrothermal system, Leyte Province, Philippines. *Geothermics*, Vol. 22, Issues 5-6, Special Issue, Geothermal Systems of the Philippines, 379-519.



## Estudio de caso 8: Baslay-Dauin

Ubicación del proyecto Baslay-Dauin, Negros Oriental, Visayas, Filipinas

Fecha de datos: agosto de 2014

Fecha de evaluación: agosto de 2015

Método de cuantificación: evaluación volumétrica de calor

Tipo de estimación: probabilístico

### Resumen del proyecto

El proyecto geotérmico Baslay-Dauin está ubicado en el extremo sur de la isla de Negros, Filipinas, y abarca un área de 46 km<sup>2</sup> del campo geotérmico Southern Negros.

Las actividades de exploración geotérmica superficial se emprenden dentro del proyecto geotérmico Baslay-Dauin de 1973 a 1979 para investigar su potencial geotérmico. Se completó la perforación de dos pozos de exploración, DN-1 y DN-2 en el año 1982 y 1983, respectivamente. DN-1 encontró una temperatura de 240°C y fluidos casi neutros con un contenido máximo de cloruro de 3,300 mg/kg, pero descargó una gran cantidad de azufre elemental, lo que sugiere un posible recurso ácido debajo del área perforada en el DN-1. Como resultado de la primera perforación, se perforó el segundo pozo DN-2 a 4 km al suroeste de DN-1, con el fin de probar la presencia de un recurso explotable dentro de la anomalía de baja resistividad de Nagpantaw (Harper y Arevalo, 1982).

Los dos pozos de exploración, DN-1 y DN-2 confirmaron la presencia de una fuente de energía geotérmica dentro del área del proyecto. Los datos de pozo de DN-1 y DN-2 sugieren que DN-1 se perforó más cerca de la fuente de calor y se interpretó el área de flujo ascendente, mientras que DN-2 se encuentra dentro de la periferia del área de flujo de salida. Sin embargo, el desarrollo del área del proyecto fue relegado a menor prioridad por parte de la empresa Energy Development Corporation (EDC) y el desarrollo se centró en otros proyectos geotérmicos de alto potencial en el país (Bayrante et al., 1982).

### Proyecto Baslay-Dauin

Entre el mes de agosto de 2013 y abril de 2014, EDC realizó campañas geológicas, geoquímicas y geofísicas (3G) dentro del proyecto Baslay-Dauin, con el fin de reevaluar el potencial de desarrollo de Baslay-Dauin como posible área para el crecimiento del campo geotérmico y establecer su relación hidrológica con el adyacente campo geotérmico de Southern Negros (SNGPF). El proyecto fue incluido por el Departamento de Energía (DOE) de Filipinas en el cronograma del sector geotérmico, con esto se prevé una capacidad adicional de 1,495 MW<sub>e</sub> para la red durante un período de planificación 2011-2030 (DOE, 2011). Con el resultado de la evaluación de recursos del proyecto en el año 2014, se infiere un recurso separado de SNGPF.

El potencial de energía del recurso geotérmico Baslay-Dauin se estimó en función del tamaño del recurso definido con la prospección Magnetotelúrica (MT) complementada con la evaluación geológica actualizada y el resultado de los dos pozos de exploración perforados en el proyecto.

## Cuantificación

La cuantificación de la energía del proyecto se basa en el Método volumétrico que emplea la simulación de Monte Carlo. Los supuestos utilizados sobre el volumen del yacimiento se basan en el resultado de estudios MT realizados en el año 2013 y los datos de superficie adicionales de las interpretaciones de geología y de geoquímica. Los supuestos sobre la temperatura del yacimiento se basan en el pozo DN-1.

El nivel de confianza en las estimaciones se basa en una simulación de Monte Carlo de una evaluación volumétrica del calor. Las cantidades relacionadas con un nivel de confianza alto, medio y bajo se basan en el percentil 90, 50 y 10 de la distribución de probabilidad acumulativa resultante, respectivamente. Las variables de entrada aparecen en la siguiente tabla.

<i>Variables de entrada</i>	<i>Unidades</i>	<i>Más probable</i>	<i>Min</i>	<i>Max</i>	<i>Mediana</i>	<i>SD</i>	<i>Distribución de probabilidad</i>
Área	km <sup>2</sup>	4.43	3.58	7.63			triangular
Espesor	m	1 800	1 400	2 400			triangular
Temperatura	°C	250	220	270			triangular
Factor de recuperación					0.06	0.02	=f (porosidad)
Factor de carga		0.92	0.8	1.0			triangular
Temperatura de descarte	°C	180					Valor individual

## Tipo de producto

El tipo de producto es la electricidad.

## Punto de referencia

El punto de referencia se encuentra en la subestación eléctrica, donde se exporta la energía a la red nacional en las Filipinas. Ya se ha restado el consumo interno de energía o la carga parásita.

## Recursos de energía geotérmica

Recursos de energía geotérmica:

- Estimación baja (P90): 16 PJ (500 MW<sub>e</sub> año); 20 MW<sub>e</sub> por 25 años
- Estimación idónea (P50): 28 PJ (875 MW<sub>e</sub> año); 35 MW<sub>e</sub> por 25 años
- Estimación alta (P10): 43 PJ (1.400 MW<sub>e</sub> año); 55 MW<sub>e</sub> por 25 años

## Clasificación CMNU-2009

### Clasificación y subclasificación de categoría E

<i>Categoría</i>	<i>Definición de CMNU-2009</i>	<i>Razonamiento para clasificación</i>
<b>E3</b>	No se espera que la extracción y la venta sean económicamente viables en el futuro previsible, o bien la evaluación es demasiado prematura para determinar la viabilidad económica.	La evaluación de la viabilidad económica del proyecto dependerá del resultado de un estudio en ciencias geológicas y modelización de la superficie, esto servirá como base para la formulación del programa de exploración y de perforaciones específicas.
<i>Subcategoría</i>	<i>Definición de CMNU-2009</i>	
<b>E3.2</b>	La viabilidad económica de la extracción aún no se puede determinar debido a información insuficiente, por ejemplo, durante la fase de exploración.	Estudio en ciencias geológicas y modelización adicional (estaciones MT adicionales) para posiblemente mejorar la calidad de los datos. Se utilizarán los datos MT para producir un modelo geofísico rectificado que servirá como entrada en las estimaciones de calor almacenado y las estimaciones volumétricas revisadas del calor almacenado.

### Clasificación y subclasificación de categoría F

<i>Categoría</i>	<i>Definición de CMNU-2009</i>	<i>Razonamiento para clasificación</i>
<b>F2</b>	La factibilidad de extracción por un proyecto de explotación o una operación minera definida queda sujeta a evaluación adicional.	Se ha confirmado la existencia de un recurso geotérmico con el resultado de los pozos profundos de exploración, la evaluación de los recursos existentes y el cálculo del calor almacenado indicaron la presencia de un recurso comercialmente productivo. Sin embargo, se necesitan estudios MT adicionales para refinar o rectificar el modelo y el límite del recurso. Se requieren perforaciones de exploración y pruebas adicionales para evaluar más a fondo la descarga del pozo y las características del recurso.
<i>Subcategoría</i>	<i>Definición de CMNU-2009</i>	
<b>F2.2</b>	Las actividades del proyecto están suspendidas y/o la justificación de la explotación comercial	La explotación propuesta está suspendida y pendiente de resultados de más estudios MT, evaluación de recursos y estimación del calor almacenado. Además, se necesitan más resultados de exploración y perforación con

	puede quedar sujeta a demora significativa.	delineación para justificar la explotación comercial. El proyecto es parte del Programa de Energía de Las Filipinas y se espera que sea revisado por la nueva administración en el año 2016.
--	---	--

### Clasificación de categoría G

<i>Categoría</i>	<i>Definición de CMNU-2009</i>	<i>Razonamiento para clasificación</i>
<b>G1</b>	Cantidades relacionadas con un yacimiento conocido que puede estimarse con un alto nivel de confianza.	Una simulación volumétrica de Monte Carlo indicó que hay un 90% de probabilidad de que se produzcan 20 MW <sub>e</sub> en el área durante 25 años (16 PJ).
<b>G2</b>	Cantidades relacionadas con un yacimiento conocido que puede estimarse con un nivel moderado de confianza.	Una simulación volumétrica de Monte Carlo indicó que hay un 50% de probabilidad de que se produzcan 35 MW <sub>e</sub> durante 25 años (28 PJ). Esto equivale a la estimación idónea, es decir, G1 + G2, siendo G2 adicional a G1. Por lo tanto, G2 equivale a 28-16=12 PJ.
<b>G3</b>	Cantidades relacionadas con un yacimiento conocido que puede estimarse con un nivel bajo de confianza.	Una simulación volumétrica de Monte Carlo indicó que hay un 10% de probabilidad de que se produzcan 55 MW <sub>e</sub> durante 25 años (43 PJ). Esto equivale a la estimación alta, es decir, G1+G2+G3, con G3 siendo adicional a G1+G2. Por lo tanto, G3 equivale a 43-28=15 PJ.

### Clasificación y cuantificación CMNU-2009

<i>Clasificación</i>	<i>Cantidad de energía</i>	<i>Información complementaria</i>
<b>Clase CMNU-2009</b>	Unidades de energía utilizadas: Petajulios (PJ) =(x10 <sup>15</sup> J)	
<b>E3; F2.2; G1</b>	16 PJ *	Estimación baja del recurso de energía geotérmica; corresponde a la estimación P90.
<b>E3; F2.2; G2</b>	12 PJ *	Incremento entre las estimaciones idónea y baja; la estimación de P50 a P90 (28-16 PJ), siendo G2 adicional a G1
<b>E3; F2.2; G3</b>	15 PJ *	Incremento entre las estimaciones altas e idóneas; la estimación P10-P50 (43-28 PJ), siendo G3 adicional a G1+G2.

\* Las cantidades de energía están sujetas a redondeo.

## Declinación de responsabilidad

Los ejemplos de aplicación aparecen sólo con el fin de ilustrar la aplicabilidad del marco de clasificación CMNU-2009 a proyectos de energía geotérmica "reales". El ejemplo de aplicación, con hechos y cifras, se basa en el proyecto Baslay Dauin en Las Filipinas. Los datos y la información están disponibles en el dominio público y en los artículos a los que se hace referencia. Las cifras de recursos se basan generalmente en dicha información disponible.

## Referencias

Bayrante *et al.*, 1997. A review of the origin of sulphur in DN-1 discharge and its implication for future development, Dauin geothermal prospect, Central Philippines. *GRC Trans.* Vol. 21, p. 603-608.

Bayrante *et al.*, 1997. Development potential of the Dauin geothermal prospect, Negros Oriental, Philippines. *GRC Trans.* Vol. 21, p. 609-615.

Department of Energy, Philippines, 2011. Renewable Energy Plans and Programs (2011-2030), 67 p.

Harper, R. T. and E. M. Arevalo, 1982. A geoscientific evaluation of the Baslay-Dauin prospect, Negros Oriental, Philippines. *Proc. Pacific Geothermal Conference and New Zealand Geothermal Congress.*

## Estudio de caso 9: Sistema Canavese GeoDH

Ubicación del proyecto Milán, Italia

Fecha de datos: 2010

Fecha de evaluación: diciembre de 2015

Método de cuantificación: simulación

Tipo de estimación (determinista/probabilística): escenario determinista

### Resumen del proyecto

El proyecto se refiere a la integración de una unidad de bomba de agua caliente y subterránea (GWHP) dentro del sistema de calefacción de la localidad de "Canavese", en Milán, Italia. A la luz de su experiencia en cogeneración, redes de calefacción urbana (DH) y aplicaciones de bombas de agua caliente, la entidad A2A S.p.A (ex AEM) decidió explotar la importante disponibilidad de aguas subterráneas en el área de Milán con fines energéticos. La empresa comenzó un plan de explotación para integrar GWHP dentro de una de las plantas de generación DH ya existentes, una de ellas es "Canavese".

Este documento ilustra el proyecto de acuerdo con las especificaciones geotérmicas de la CMNU-2009.

### Contexto local e hidrogeológico

Milán es la segunda ciudad italiana más poblada, se caracteriza por un área metropolitana policéntrica, conocida como "Gran Milán", de más de 5 millones de personas en 2,945 km<sup>2</sup> (1,651 personas/km<sup>2</sup>). Milán constituye el principal centro industrial, comercial y financiero de Italia; la demanda total de energía primaria para la calefacción de edificios es de aproximadamente 10<sup>6</sup> tep por año [1].

La ciudad se encuentra en el norte de Italia, en el centro de la llanura aluvial más grande del país, el valle Po, en un área muy favorable para la explotación de aguas subterráneas. El contexto hidrológico se caracteriza por numerosos ríos, junto con una red relevante de canales artificiales y manantiales naturales. Geológicamente, la capa de acuífero superficial (hasta una profundidad de 30 a 50 m, está compuesta de grava y arena gruesa que constituye un primer acuífero no confinado. Luego, una fina capa de arcilla y un segundo estrato de arena gruesa/media, grava y arcilla constituyen un segundo acuífero semiconfinado hasta una profundidad de 100 a 150 m). El agua subterránea se mueve desde el norte y noroeste (área de recarga) hacia el sur, rumbo al río Po. La recarga del acuífero es principalmente proporcionada por precipitaciones locales y alpinas (880 - 1,300 y 1,000 - 2,200 mm/año, respectivamente) junto con la infiltración de aguas superficiales de ríos y canales.

Históricamente, el área de Milán se caracteriza por un importante bombeo de aguas subterráneas para usos residenciales e industriales. Durante los años 70, funcionaban varios miles de pozos en el área, con una producción máxima de agua de más de mil millones de metros cúbicos al año. Desde los años 80, se ha reducido significativamente la extracción de agua subterránea, debido al traslado de actividad industrial fuera del área urbana. En consecuencia, ha aumentado el nivel del agua, lo que resulta en inundaciones frecuentes a niveles de sótano. Hoy en día, cientos de pozos funcionan para bajar el nivel freático alrededor de los edificios, se descarga el fluido en los canales de superficie sin ninguna utilización. Sin embargo, el nivel del agua permanece a pocos metros de profundidad en muchas partes de la ciudad, con el riesgo de inundación.

El uso energético de las aguas subterráneas aumenta continuamente en la zona de Milán, también gracias a una acción de promoción de la administración pública de la

localidad. A pesar de algunos problemas pendientes con la autorización de instalación y la regulación operativa, se han instalado muchas GWHP en el área urbana, lo que demuestra la favorabilidad y la viabilidad de esta tecnología en el contexto local.

## Descripción de la planta Canavese

La planta Canavese de generación de calor representa la primera experiencia italiana de bomba de agua caliente (por sus siglas en inglés HP) de agua subterránea acoplada a un gran sistema de calefacción urbana. El aparato existente anteriormente consiste en una planta de cogeneración compuesta de tres motores de gas natural con un total de 15.1 MW<sub>el</sub> instalados. El total de la potencia térmica recuperada por los gases de escape y el enfriamiento o intercooling es de aproximadamente 13.2 MW<sub>th</sub>. Se instala una capacidad total de 45.0 MW<sub>th</sub> de calderas con fines de maximación/respaldo.

Se instalará una bomba de agua caliente de 15 MW<sub>th</sub> en el sistema de generación descrito anteriormente con el fin de explotar la abundante disponibilidad de agua subterránea en el área (ver sección anterior) con beneficios importantes en términos de ahorro de energía primaria y reducción del consumo de combustibles fósiles y las emisiones de gases.

El agua subterránea representa la fuente térmica fría: se extrae del acuífero más superficial por medio de seis pozos (a una profundidad de 25 a 30 metros) y a una temperatura de 15°C. La caída del caudal nominal y de temperatura en el evaporador representan aproximadamente 1,100 m<sup>3</sup>/h y 7°C, respectivamente. El sistema de eliminación comprende tres pozos de inyección junto con la descarga superficial en el cercano río Lambro. La energía de bombeo requerida por el circuito acoplado a tierra es aproximadamente el 15% de la entrada de energía al compresor de bomba térmica o calorífica (HP). La temperatura de suministro nominal a la red de calefacción urbana (por sus siglas en inglés DH) equivale a 90°C con una caída de temperatura de casi 25°C en el condensador. La energía térmica producida por la HP, la recuperación de calor de los motores de gas y de las calderas de respaldo pueden entregarse directamente a la red de calefacción urbana o puede acumularse en tanques de almacenamiento (3,000 m<sup>3</sup>).

La tecnología HP se basa en la experiencia específica adquirida con las calefacciones urbanas (DHs) de Suecia. En las condiciones de fuentes térmicas descritas anteriormente, la unidad HP puede entregar 15 MW<sub>th</sub> con un Coeficiente de rendimiento (COP) nominal de 3. El esquema conceptual y los datos nominales del diseño de las plantas de DH Canavese, se resumen en la figura 2 y la tabla 1, respectivamente.

## Cuantificación

Ambos, el diseño de equipos y la cuantificación de los flujos de energía durante la vida operativa esperada (20 años) se han realizado a través de un algoritmo de optimización de programación enteros lineales mixtos (MILP) encaminados a evaluar el mejor diseño del sistema y la gestión relacionada. La función-objetivo empleada corresponde al valor actual neto (VAN) al final de la vida del sistema. Es el resultado de la diferencia acumulada entre los ingresos por ventas de energía eléctrica y térmica y los gastos de instalación y los costos de operación y mantenimiento. Se pueden encontrar más detalles sobre el procedimiento de optimización en [1].

La precisión del modelo de simulación se relaciona con tres factores principales: (a) la predicción de la evolución de carga térmica durante la vida del proyecto (20 años); (b) la desviación real entre la eficiencia nominal y operativa de los generadores de calor (incluido HP); y (c) las "horas de carga completa equivalentes" de los generadores de calor (incluido HP). Se pueden encontrar más detalles sobre los supuestos de simulación en [1].

## Tipo de producto

Este proyecto produce dos productos de energía: la salida de electricidad de los motores de CHP y el calor suministrado a la red de DH. Sin embargo, la generación de electricidad no se deriva de una fuente de energía geotérmica en este caso. Por eso, la producción eléctrica no califica como producto de energía geotérmica, aunque tiene un impacto en la evaluación económica del proyecto.

En este proyecto, existe un producto *híbrido* de energía geotérmica correspondiente al *calor* suministrado a la red DH (punto D en las figuras 1 y 2). Está dada por la combinación de la energía térmica suministrada por los motores de gas y las calderas de respaldo, junto con la salida térmica de la unidad GSHP (punto B en las figuras 1 y 2).

La energía acumulada intercambiada en el evaporador HP (punto A en las figuras 1 y 2) corresponde a la energía extraída de la fuente de energía geotérmica real.

## Punto de referencia

De acuerdo con la definición en la sección A de las especificaciones geotérmicas, los recursos de energía geotérmica son las cantidades acumuladas de productos de energía geotérmica que se extraerán de la fuente de energía geotérmica. Por lo tanto, para excluir el componente de generación de electricidad (que no se deriva de una fuente de energía geotérmica en este caso) debe seleccionarse el punto A como el punto de referencia para reportar el verdadero producto de energía geotérmica y los recursos de energía geotérmica.

Por otro lado, se reconoce que el punto B podrá ser más significativo en términos de lo que realmente ofrece el sistema general de GSHP, aunque ambos el producto y el recurso en esa ubicación tendrían que considerarse como "híbridos" (es decir, solo parcialmente geotérmico).

Según las figuras 1 y 2, la evaluación del balance energético global del proyecto se basa en cuatro puntos de evaluación, con el fin de distinguir la energía intercambiada con la fuente de tierra (punto A), la salida térmica de la unidad de bomba de agua caliente (punto B), la energía impulsada (punto C) y el total de calor suministrado a la red DH (punto D). Otras cantidades significativas de energía y los puntos correspondientes de evaluaciones aparecen en la figura 2. Los puntos B y D se refieren a las cantidades de energía híbrida dadas por la combinación de distintas formas de energía, de las cuales solo una es geotérmica.

En la evaluación, se elige el punto A como punto de referencia para informar y clasificar los recursos de energía geotérmica de acuerdo con la CMNU-2009. Para mayor claridad, todas las cantidades principales de energía se resumen en la figura 2 y la tabla 2.

Figura 1

### Puntos de referencia para la evaluación de proyectos GSHP en modo calefacción

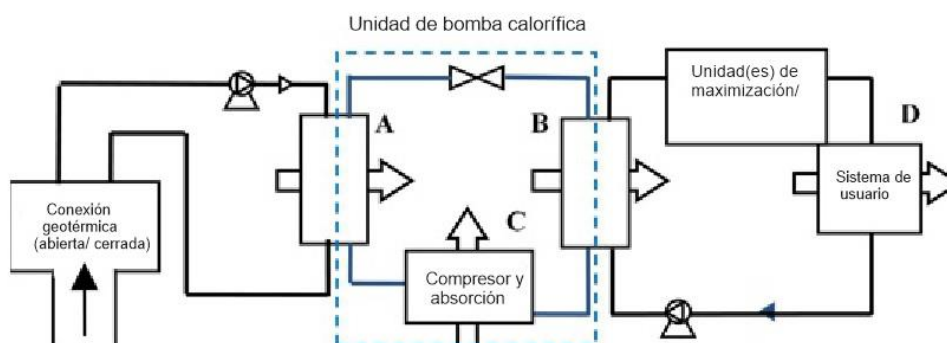
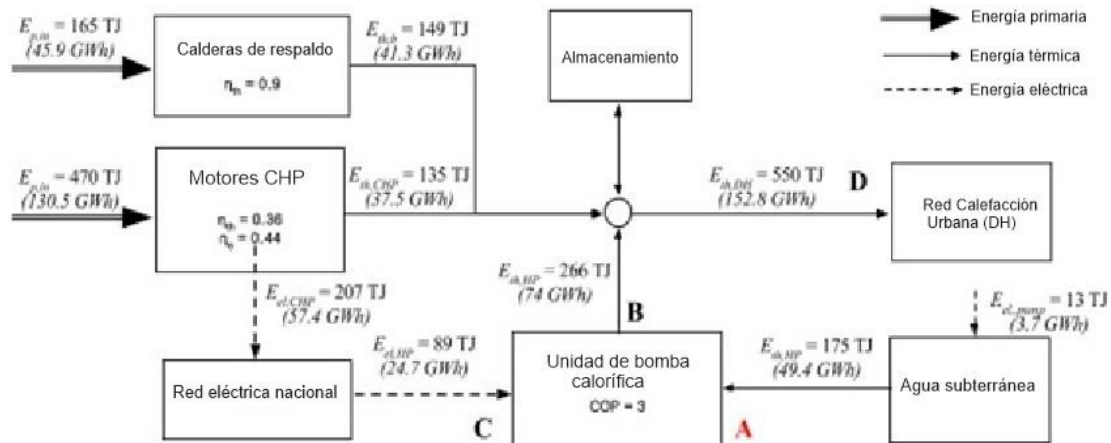




Figura 2

**Esquema simplificado y flujos de energía de la planta "Canavese"**\*



\* .. Las cantidades que aparecen se basan en un año de referencia en operaciones. Las letras A, B, C y D indican los cuatro puntos de evaluación para el análisis GSHP ilustrado en la figura 1. El punto de referencia para la evaluación de los recursos de energía geotérmica se resalta en rojo (punto A).

Tabla 1

**Capacidades nominales y eficiencias de la planta generadora de calor "Canavese"**

<b>Generador de calor</b>	<b>Capacidad eléctrica</b>	<b>Eficiencia eléctrica</b>	<b>Capacidad térmica</b>	<b>Eficiencia térmica / COP</b>
Motores de gas	15.1 MW <sub>el</sub>	0,44	13.2 MW <sub>th</sub>	0.36
Bomba de agua caliente *			15.0 MW <sub>th</sub>	3
Calderas			45.0 MW <sub>th</sub>	0.9
Total	15.1 MW <sub>el</sub>		73.2 MW <sub>th</sub>	

\* Temperatura de entrega de la red DH: 90°C.

Tabla 2

**Cantidades de energía durante la vida del proyecto (20 años) y puntos de evaluación**

<b>Estimación</b>	<b>Punto A*</b>	<b>Punto B*</b>	<b>Punto C*</b>	<b>Punto D*</b>
Estimación baja	-	-	-	-
Estimación idónea	3.5 PJ	5.3 PJ	1.8 PJ	11 PJ
Estimación alta	-	-	-	-

\* Para la ubicación del punto de referencia, vea las figuras 1 y 2.

## Clasificación CMNU-2009

### Clasificación y subclasificación de categoría E

<i>Categoría</i>	<i>Definición de CMNU-2009</i>	<i>Razonamiento para clasificación</i>
<b>E1</b>	Se ha confirmado que la extracción y la venta son económicamente viables	Las pruebas de pozos, la experiencia previa y los resultados de simulación han demostrado la factibilidad y la viabilidad del proyecto, se considera también el marco regulatorio y la aceptabilidad social en el área de Milán. Se han confirmado todas las aprobaciones necesarias por parte de las autoridades competentes.
<i>Subcategoría</i>	<i>Definición de CMNU-2009</i>	
<b>E1.1</b>	Son rentables la extracción y venta en base a las condiciones actuales del mercado y los supuestos realistas de las condiciones futuras del mercado.	

### Clasificación y subclasificación de categoría F

<i>Categoría</i>	<i>Definición de CMNU-2009</i>	<i>Razonamiento para clasificación</i>
<b>F1</b>	Se ha confirmado la factibilidad de la extracción mediante un proyecto de explotación o una operación minera definida.	El proyecto se refiere a la instalación de una bomba de agua caliente subterránea en una planta operativa de generación de calor de una red de calefacción urbana DH.  La experticia de A2A en el diseño y la gestión de la DH, los resultados de simulación, el uso de las tecnologías establecidas y las condiciones favorables de la fuente, el subsuelo, conducen a la confirmación de la factibilidad del proyecto.
<i>Subcategoría</i>	<i>Definición de CMNU-2009</i>	
<b>F1.3</b>	Se han completado estudios suficientemente detallados para demostrar la factibilidad de la extracción mediante la ejecución de un proyecto de explotación o de una operación minera definida.	

### Clasificación de categoría G

<i>Categoría</i>	<i>Definición de CMNU-2009</i>	<i>Razonamiento para clasificación</i>
<b>G1*</b>	Cantidades relacionadas con un yacimiento conocido que puede estimarse con un alto nivel de confianza.	El nivel de incertidumbre de las cantidades de energía reportadas no se relaciona con la caracterización de la fuente del subsuelo, ya que las condiciones hidrogeológicas del área ya se evaluaron mediante el funcionamiento de pozos vecinos durante décadas. La precisión de la simulación se relaciona con los supuestos sobre la eficiencia de los generadores de calor, la predicción de la carga térmica y la evolución de los precios de la energía a lo largo de la vida del sistema.
<b>G2*</b>	Cantidades relacionadas con un yacimiento conocido que puede estimarse con un nivel moderado de confianza.	

Tenga en cuenta que la clasificación como G1+G2 se basó en los resultados publicados en [1], obtenidos a partir de la aplicación de un algoritmo de optimización con el VAN del proyecto, como la función objetivo, al igual que se asume un solo escenario de carga. Se requeriría una clasificación final, que incluya la provisión de una estimación G1 y G3, para proporcionar una indicación del rango completo de incertidumbre en la estimación.

## Clasificación y cuantificación CMNU-2009

<i>Clasificación</i>	<i>Cantidad de energía</i>	<i>Información complementaria</i>
<b>Clase CMNU-2009</b>		Las cantidades de energía se refieren solamente a la unidad HP de agua subterránea. Otros flujos significativos de energía aparecen en la fig. 2.
<b>E1.1; F1.3; G1+G2</b>	Punto de referencia A *: 3.5 PJ	Capacidad de calentamiento nominal de la unidad HP: 15 MW <sub>th</sub> . COP Nominal: 3. Vida supuesta del proyecto: 20 años. Los aparatos acoplados al sitio suministran casi el 50% del total de la producción calorífica de la planta de generación global.

\* Para explicaciones sobre los puntos de referencia, el lector puede consultar las figuras 1 y 2.

## Referencia

[1] Sparacino M, Camussi M, Colombo M, Carella R, Sommaruga C, "The world's largest geothermal district heating using groundwater under construction in Milan (ITALY): AEM unified heat pump project", Proceedings of EGC 2007, Unterhaching, Germany, 30 May – 1 June 2007.

## Estudio de caso 10: Sistema de bombas verticales caloríficas acopladas en el sitio

Ubicación del proyecto: Italia

Fecha de datos: 2013

Fecha de evaluación: mayo de 2015

Método de cuantificación: simulación

Tipo de estimación (determinista/probabilística): determinista

### Resumen del proyecto

El proyecto se refiere a la instalación de un sistema de bombas de agua caliente verticales y acopladas en el sitio (V-GCHP) en un edificio de oficinas ubicado en Pisa, Italia. Se proporcionan servicios de calefacción y de refrigeración. El sistema global de bomba de agua caliente de fuente geotérmica (GSHP) consta de 10 perforaciones verticales (BHEs), una unidad GCHP y una bomba de agua caliente acoplada en aire (AHP) como generador de maximación/respaldo. Las unidades de fan coil se utilizan como la unidad terminal de calor.

El presente documento ilustra la clasificación del proyecto de acuerdo con las especificaciones geotérmicas CMNU-2009.

### Edificio de referencia y carga térmica

La carga térmica del usuario final muestra el perfil típico de los edificios de oficinas ubicados en un clima mediterráneo, con demandas tanto de calefacción como de refrigeración. Se evaluó el perfil de carga durante un año meteorológico normal (siglas en inglés TMY) [1] a través de un simulador dinámico de energía de edificio comercial. Los datos principales sobre la carga térmica del edificio aparecen en la Tabla 1.

Tabla 1

#### Cargas mensuales de calefacción y de refrigeración para el edificio

<i>Parámetro</i>	<i>Valor</i>
Demanda de calefacción anual <sup>a</sup> – MWh	68 (245 MJ)
Demanda de refrigeración anual <sup>b</sup> – MWh	80 (288 MJ)
Carga máxima de calefacción - kW	40
Carga máxima de refrigeración – kW	60

<sup>a</sup> Temperatura de entrega del ciclo del usuario final del edificio: 45°C.

<sup>b</sup> Temperatura de entrega del ciclo del usuario final del edificio: 7°C.

### Yacimiento geotérmico

Se investigó la fuente geotérmica a través de una prueba de respuesta térmica (TRT), siguiendo el procedimiento descrito en las normas técnicas actuales [2]. Se supuso que la capacidad volumétrica geotérmica era equivalente a  $2.25 \times 10^6 \text{ J}/(\text{m}^3\text{K})$ . Son insignificantes los efectos del agua subterránea. La conductividad térmica y la difusividad efectivas resultantes de TRT aparecen en la tabla 2.

## Intercambiadores de calor acoplados al sitio (intercambiadores de calor de perforación vertical)

El campo BHE está formado de 10 perforaciones verticales (de trayectoria circular) con una disposición normal de matriz 3x3-plus-1 y una configuración de doble "tubo en U". La resistencia térmica de perforación vertical [3],  $R_{bv}$ , se evaluó utilizando una simulación de 2D-FEM. Las características geométricas y térmicas de los pozos se resumen en la Tabla 2.

Tabla 2

### Propiedades geotérmicas y características térmicas y geométricas de perforaciones verticales (BHEs)

Parámetro	Valor
<i>Fuente geotérmica</i>	
Conductividad geotérmica - W/(m·K)	1.8
Difusividad geotérmica - mm <sup>2</sup> /s	0.8
<b>Intercambiadores de Calor acoplados al sitio</b>	
Profundidad BHE – m	100
Diámetro BHE - cm	15
Configuración BHE	U doble
No. de BHEs	10
Espaciamiento entre perforaciones [m].	10
Diámetro de la tubería BHE (exterior - interior) [cm]	4 – 3.4
U espaciado de espiga de barreno [cm]	9.5
Resistencia térmica BHE [m·K/W]	0.06

## Generadores de calor: GCHP y unidad de respaldo

En este proyecto, una HP agua-agua impulsada eléctricamente con unidades de control de capacidad variables se considera el generador principal de calefacción y refrigeración. Datos nominales de rendimiento aparecen en la tabla 3. El coeficiente de rendimiento (COP) y la relación de eficiencia energética (EER) representan la potencia térmica de utilidad dividida por la potencia de entrada en modo calefacción y refrigeración, respectivamente.

Tabla 3

### Rendimientos nominales de GCHP en condiciones de calificación [4]

<b>Unidad acoplada al sitio</b>			
Capacidad de calefacción	Capacidad de refrigeración	COP	EER
39.2 kW	58.2 kW	3.9	4

La unidad de respaldo/maximación de calefacción y refrigeración consta de una unidad de bomba calorífica reversible de aire/agua impulsada eléctricamente con control de capacidad variable. Datos nominales de rendimiento aparecen en la tabla 4.

Tabla 4

**Rendimientos nominales de AHP en condiciones de calificación [4]**

<i>Unidad acoplada en aire</i>			
Capacidad de calefacción	Capacidad de refrigeración	COP	EER
11.8 kW	17.5 kW	2.6	2.7

Se supone que la unidad de aire funciona durante los meses benignos cuando la relación de capacidad de la GHP sería menor que la velocidad mínima permisible del compresor (es decir, fuera del rango de control). En consecuencia, la unidad HP fuente de aire funciona durante los meses en que la temperatura exterior es lo suficientemente alta como para evitar problemas de congelación.

## Cuantificación

Tanto el diseño de equipos como la cuantificación de los flujos de energía durante la vida operativa (20 años) se han realizado con un modelo interno basado en las normas técnicas actuales y la literatura científica. Se pueden encontrar mayores detalles sobre el procedimiento de simulación en [3].

La precisión del modelo de simulación se relaciona principalmente con la predicción de carga térmica durante la vida del proyecto (20 años). Además, no se consideraron efectos de envejecimiento en la evaluación del rendimiento de equipos.

## Tipo de producto

En este proyecto, existe un producto *híbrido* de energía geotérmica correspondiente al calor suministrado al sistema del usuario final (punto D en la figura 1 (a)). Además, se debe considerar también el calor eliminado durante la temporada de enfriamiento (punto D en la figura 1 (b)), ya que tiene un impacto relevante en el proceso de transferencia de calor con la fuente del subsuelo (punto A en las figuras 1 (a) y 1 (b)), en consecuencia, en las evaluaciones técnicas y económicas del proyecto.

El aporte de la unidad GSHP al producto final de energía debe evaluarse en el punto B, tanto en modo de calefacción como de refrigeración. Sin embargo, tanto el producto como el recurso en esa ubicación tendrían que considerarse como "híbridos" (es decir, solo parcialmente geotérmicos). Finalmente, el intercambio de energía con la fuente de energía geotérmica corresponde a la transferencia de calor en el intercambiador de calor acoplado al sitio (punto A en las figuras 1 (a) y 1 (b)).

## Punto de referencia

Según las figuras 1a y 1b, la evaluación del balance energético global del proyecto se basa en cuatro puntos de evaluación, con el fin de distinguir la energía intercambiada con la fuente geotérmica (punto A), la salida térmica de la unidad de bomba de agua caliente (punto B), la energía impulsada (punto C) y el calor total suministrado al sistema del usuario final (punto D). Los puntos B y D se refieren a las cantidades de energía *híbrida* dadas por la combinación de diferentes formas de energía, de las cuales solo una es geotérmica.

A pesar del efecto ventajoso de la operación verano en términos de viabilidad y sostenibilidad del proyecto, la energía real extraída de la fuente de energía geotérmica corresponde solo a la energía acumulada intercambiada en el evaporador de HP durante el período de calentamiento (punto A en la figura 1 (a)).

En esta evaluación, se elige el punto A como *punto de referencia* para reportar y clasificar los recursos de energía geotérmica de acuerdo con la CMNU-2009. Para mayor claridad, todas las cantidades principales de energía se resumen en las figuras 1 (a) y 1 (b), la tabla 5 y la tabla 6.

Tabla 5

**Cantidades de energía durante la vida del proyecto (20 años) y puntos de evaluación correspondientes**

<i>Estimación</i>	<i>Punto A*</i>	<i>Punto B*</i>	<i>Punto C*</i>	<i>Punto D*</i>
Estimación baja	-	-	-	-
Estimación idónea				
<i>modo de calefacción</i>	3.2 TJ	4.0 TJ	0.8 TJ	4.9 TJ
<i>modo de refrigeración</i>	5.3 TJ	4.5 TJ	0.8 TJ	5.8 TJ
Estimación alta	-	-	-	-

\* Para la ubicación del punto de referencia, ver figuras 1 (a) y 1 (b).

## Clasificación CMNU-2009

### Clasificación y subclasificación de categoría E

<i>Categoría</i>	<i>Definición de CMNU-2009</i>	<i>Razonamiento para clasificación</i>
<b>E1</b>	Se ha confirmado que la extracción y la venta son económicamente viables.	El proyecto espera el inicio de la implementación. Se ha confirmado el financiamiento y existen expectativas razonables de que se obtendrán todas las aprobaciones necesarias dentro de un plazo razonable.
<i>Subcategoría</i>	<i>Definición de CMNU-2009</i>	
<b>E1.1</b>	Son rentables la extracción y venta en base a las condiciones actuales del mercado y los supuestos realistas de las condiciones futuras del mercado.	

### Clasificación y subclasificación de categoría F

<i>Categoría</i>	<i>Definición de CMNU-2009</i>	<i>Razonamiento para clasificación</i>
<b>F1</b>	Se ha confirmado la factibilidad de la extracción mediante un proyecto de explotación o una operación minera definida.	El proyecto confía en tecnologías probadas. La presencia de proyectos semejantes cercanos apoya la factibilidad del Proyecto.
<i>Subcategoría</i>	<i>Definición de CMNU-2009</i>	
<b>F1.3</b>	Se han completado estudios suficientemente detallados para demostrar la factibilidad de la extracción mediante la ejecución de	

	un proyecto de explotación o de una operación minera definida.	
--	--	--

## Clasificación y subclasificación de categoría G

<b>Categoría</b>	<b>Definición de CMNU-2009</b>	<b>Razonamiento para clasificación</b>
<b>G1 *</b>	Cantidades relacionadas con un yacimiento conocido que puede estimarse con un alto nivel de confianza.	El nivel de incertidumbre de las cantidades de energía reportadas no está relacionado con la caracterización de la fuente del subsuelo, dado que ya se ha evaluado las condiciones geológicas con investigaciones previas y TRT. La precisión de la simulación se relaciona a la predicción de la carga térmica, evaluación del rendimiento de equipos y la evolución de los precios de la energía durante la vida del sistema.
<b>G2 *</b>	Cantidades relacionadas con un yacimiento conocido que puede estimarse con un nivel moderado de confianza.	

\* Tenga en cuenta que la clasificación como G1+G2 se obtuvo de la aplicación de un solo escenario de carga basado en TMY local [1] y perfiles de ganancias estándar, por ejemplo, personas, dispositivos eléctricos, etc. de edificios de oficinas. Se necesitaría una clasificación final, que incluya la provisión de una estimación G1 y G3, a fin de proporcionar una indicación del rango completo de incertidumbre en la estimación.

## Clasificación y cuantificación CMNU-2009

<b>Clasificación</b>	<b>Cantidad de energía</b>	<b>Información complementaria</b>
<b>Clase CMNU-2009</b>		Las cantidades de energía se refieren a la unidad HP acoplada al sitio. Las figuras 1 (a) y 1 (b) muestran un esquema simplificado de flujos de energía significativos.
<b>E1.1; F1.3; G1+G2</b>	Punto de referencia A *: 3.2 TJ <i>(Modo de calefacción)</i>	Vida supuesta del proyecto: 20 años. El aparato acoplado al sitio proporciona casi el 83% y el 77% del total de la carga de calefacción y refrigeración, respectivamente. COP promedio de la unidad de HP acoplada al sitio: 4; EER promedio de la unidad de HP acoplada al sitio: 5;

\* Los puntos de referencia aparecen en las figuras 1 (a) y 1 (b).

Figuras 1(a) y 1(b)

### Puntos de evaluación para la evaluación de proyectos GSHP en modo calefacción y refrigeración



Figura 1 (a) - Modo de calefacción

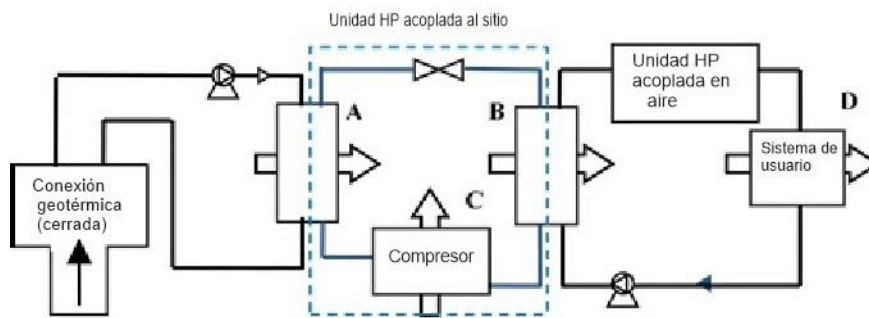


Figura 1 (b) - Modo de refrigeración

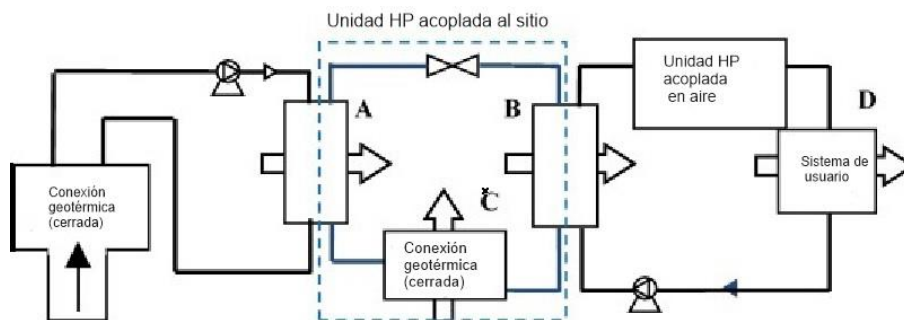


Tabla 6

**Principales índices de rendimiento y datos de la operación GSHP (20 años)**

<b>Parámetro</b>	<b>Valor</b>
Consumo global de energía primaria	7.2 TJ (2 000 MWh)
Energía suministrada por GSHP en modo calefacción (Punto B)	4.0 TJ (1 115 MWh)
Energía eliminada por GSHP en modo refrigeración (Punto B)	4.5 TJ (1 240 MWh)
Fracción de la carga de calefacción entregada por el sistema GSHP	0.83
Fracción de la carga de refrigeración entregada por el sistema GSHP	0.77
<COP> del sistema GSHP (aux. incluido) *	4.26
<EER> del sistema GSHP (aux. incluido) *	3.62
<COP> del sistema ASHP	2.71
<EER> del sistema ASHP	3.16
Energía extraída de la fuente geotérmica en modo calefacción (Punto A)	3.2 TJ (896 MWh)
Energía entregada a la fuente geotérmica en modo refrigeración o enfriamiento (Punto A)	5.3 TJ (1 485 MWh)

\* En general, <COP> y <EER> también comprenden la energía de bombeo requerida en la trayectoria circular acoplado al sitio

## Referencias

- [1] CTI. Typical Meteorological Year. Milan (IT): Italian Committee of Thermotechnics (CTI); 2012
- [2] ASHRAE. Geothermal energy, in ASHRAE Handbook - HVAC Applications. Atlanta (GA): American Society of Heating, Refrigerating and Air-Conditioning Engineers (ASHRAE); 2011. -34,4.
- [3] Grassi W, Conti P, Schito E, Testi D. On sustainable and efficient design of ground-source heat pump systems. Journal of Physics: Conference Series 655 (1), 012003; 2015.
- [4] UNI. UNI EN 14511-2. Air conditioners, liquid chilling packages and heat pumps with electrically driven compressors for space heating and cooling. part 2: test conditions. Milan, 2013.

## Estudio de caso 11: Potencial de GSHP en agrupamiento, Renania del Norte-Westfalia

Estado localización: Renania del Norte-Westfalia (NRW), Alemania

Fecha de datos: 2015

Fecha de evaluación: enero 2016

Método de cuantificación: estudio de potencial oficial de LANUV, NRW, Alemania

Tipo de estimación (determinista/probabilística): determinístico incremental

### Potencial de GSHP, Renania del Norte-Westfalia, Alemania, resumen del proyecto<sup>3</sup>

En 2015, la agencia estatal para la naturaleza, medio ambiente y protección del consumidor de Renania del Norte-Westfalia (NRW) presentó un estudio de potencial agregado para el uso de los sistemas de bomba de agua caliente para una fuente geotérmica (por sus siglas en inglés GSHP). El estudio evalúa el potencial del sistema de GSHP con una profundidad máxima de perforación de 100 m.

Además del potencial geológico, la demanda real influye en los límites técnicos del uso de dicho potencial. El estudio agrega el potencial de 3.6 millones de parcelas de tierra y compara el calor extraíble y la demanda individual de un edificio existente en ese territorio. La evaluación se realiza en 3 pasos:

- (i) Calcular el potencial de energía geotérmica de la parcela de terreno, que es extraíble mediante una disposición de GSHP óptimo. La potencia eléctrica para hacer funcionar la bomba de agua caliente se agrega luego al potencial calculado, utilizando un coeficiente de rendimiento (COP) promedio de 3.8.
- (ii) Calcular la demanda de calor de los edificios en esa parcela (el sumidero de calor), en dependencia del tamaño, el número de pisos, el tipo de uso del edificio, etc.
- (iii) Definir como 'potencial' de la parcela de tierra que es el menor de los dos valores anteriores. Para parcelas sin edificio, el potencial es cero, ya que no hay mercado.

Para calcular el calor extraíble, el área (m<sup>2</sup>), las características del subsuelo, las condiciones climáticas locales y las posibles restricciones legales o reglamentarias se consideran en el estudio. Para los cálculos de extracción, se supone un diseño de perforación estandarizado, que se adapta a la dimensión de la parcela de tierra considerada, donde se reemplaza la parcela por un cuadrado equivalente con la misma área en m<sup>2</sup>. Se excluye del cálculo el área cubierta por un edificio o edificios.

Como primer paso del agrupamiento, se investigaron todas las parcelas de terreno en NRW para decidir si un sistema de GSHP sería factible en esa parcela, asimismo solo se tomaron en cuenta las parcelas que contenían un sumidero de calor, por ejemplo, un edificio. Se excluyeron las parcelas de tierra utilizadas para infraestructura de tráfico, partes

---

<sup>3</sup> Potenzialstudie Erneuerbare Energien NRW  
Teil 4 - Geothermie  
LANUV-Fachbericht 40  
Landesamt für Natur, Umwelt und Verbraucherschutz Nordrhein-Westfalen.

con edificios no calentados, como almacenes, y aquellas en áreas con restricciones regulatorias, como áreas de suministro de agua.

En un segundo paso, se determinó el potencial geotérmico teórico para las "unidades propiedad de la red" restantes, teniendo en cuenta las restricciones en áreas hidrogeológicas críticas y otras áreas restringidas, como aquellas con minería cercana a la superficie.

Se calculó el potencial teórico utilizable en base a la temperatura subsuperficial y los mapas de conductividad disponibles en el Servicio Geológico de NRW. Se utilizaron valores estándar para el intercambiador de calor en perforación vertical de doble tubo en U, diámetros, material de relleno y fluidos de trabajo, con una profundidad de perforación de 100 m (40 m en algunas áreas restringidas).

Finalmente, se cuantificó la demanda de calor (es decir, el mercado de calor disponible) para cada propiedad utilizando las condiciones climáticas locales y características de edificios de referencia. En el estudio se utilizaron las siguientes categorías del edificio:

- edificio sin calefacción (demanda de calor cero)
- edificio para vivienda (demanda de calor normal)
  - demanda de calor 150 kWh/m<sup>2</sup>a + agua caliente 15 kWh/m<sup>2</sup>a, horas de uso: 2,100 h/a.
- edificios comerciales con una demanda de calor superior a la media
  - demanda de calor 300 kWh/m<sup>2</sup>a
- edificios comerciales con una demanda de calor inferior a la media
  - demanda de calor 75 kWh/m<sup>2</sup>a.

Se proporcionan más detalles sobre la estimación de la demanda de calor en [1].

La evaluación se realiza únicamente en base a la información públicamente disponible y se informa en la referencia a continuación.

## Cuantificación

Los resultados de los 3.6 millones de parcelas de tierra se agregaron o agruparon en tres niveles, se hacen cuantificaciones a nivel de ciudad, región y estado, respectivamente. Se estimó el potencial adicional de demanda de calor de nuevo edificio futuro en función de los escenarios de desarrollo entregados desde las ciudades. Para simplificar, aquí se supone que las estimaciones relacionadas con edificios antiguos y nuevos está sujeta a la misma clasificación E-F-G, lo que permite su agregación (véase la sección K, "Agrupamiento de cantidades", en CMNU-2009).

Los resultados del agrupamiento indican:

- Demanda total de calor de edificios existentes: 975 PJ/año (271.1 TWh/a).
- Fracción de la carga térmica total a entregar mediante GSHP: 533 PJ/año (153.7 TWh/a) - esto significa que GSHP podrá satisfacer el 56.7% de toda la demanda de calefacción en NRW.
- Se estima que la demanda de calor adicional para los nuevos edificios se elevará dentro de la duración del proyecto: 1.5 PJ/año (426 GWh/a).

Se utilizan los valores 153.7 TWh/año 426 GWh/a en la cuantificación de productos.

La vida estadística de los sistemas de calefacción en NRW comprende 35 años, lo que también se asume en el estudio (donde también se supone que *hay perspectivas*

razonables para la extracción y venta rentables en el futuro previsible desde las instalaciones en edificios antiguos y nuevos). Por lo tanto, el producto final de energía a entregar por parte GSHPs es 19.4 EJ, basado solo en edificios existentes. Si también se tiene en cuenta la demanda de calor de los edificios nuevos (53.7 PJ), se estima que el calor total suministrable es de casi 19.5 EJ. Se toman estos valores como las estimaciones idóneas para fines de clasificación.

## Tipo de producto

En el Proyecto, el producto de energía geotérmica corresponde al calor suministrado a los edificios (punto D en la fig. 1). Tanto el producto como el recurso en ese lugar tendrían que considerarse como "híbridos", ya que están dados por la combinación de distintas formas de energía, de las cuales solo una es geotérmica (punto A en la fig. 1). Todas las cantidades reportadas resultan del agrupamiento de la energía intercambiada en cada proyecto individual.

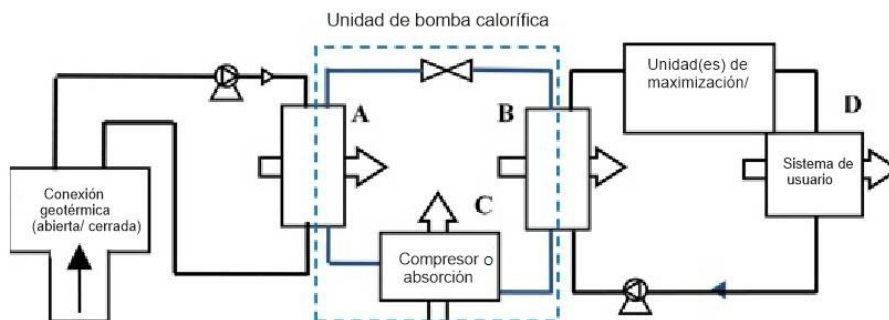
## Punto de referencia

Según la figura 1, la evaluación del balance energético global de un sistema GSHP debe basarse en cuatro puntos de evaluación, con el fin de distinguir la energía intercambiada con la fuente del subsuelo (punto A), la salida térmica de la unidad de bomba de agua caliente (punto B), la energía impulsada (punto C) y el calor total suministrado al sistema del usuario final (punto D). Los puntos B y D se refieren a cantidades de energía *híbrida* dadas por la combinación de la energía proveniente por la fuente del subsuelo (punto A), la entrada de energía en el compresor (se consideran bombas de agua caliente de accionamiento eléctrico), al igual que el aporte de generadores de maximización/respaldo.

En la evaluación, el punto D se elige el *punto de referencia* para reportar y clasificar los recursos de energía geotérmica de acuerdo con la CMNU-2009.

Figura 1

### Puntos de referencia para la evaluación de proyectos GSHP en modo calefacción



## Clasificación y cuantificación CMNU-2009

Clasificación	Cantidad de energía	Información complementaria
<b>Clase CMNU-2009</b>	<b>Mercancía: Calor</b>	
<b>E2; F1.3; G1 *+ G2 *</b>	19.4 EJ + 53.7 PJ	Carga térmica del usuario final que puede satisfacerse desde GSHP en función de la capacidad de las parcelas individuales y edificios

		existentes. Comprende energía eléctrica para hacer funcionar las bombas caloríficas. COP promedio: 3.8. En la estimación se incluye también la demanda de incremento de calor de los edificios nuevos. Se toma como estimación idónea la suma de las cantidades relacionadas con edificios existentes y nuevos.
--	--	---

\* Tenga en cuenta que la clasificación como G1+G2 se basa en una evaluación simplificada de la información de dominio público; se necesitaría una clasificación final, incluso la provisión de estimaciones G1 y G3 separadas, para proporcionar una indicación del rango completo de incertidumbre en la estimación.

### Clasificación de categoría E

<b>Categoría</b>	<b>Definición de CMNU-2009</b>	<b>Razonamiento para clasificación</b>
<b>E2 *</b>	Se espera que la extracción y la venta sean económicamente viables en el futuro previsible.	El estudio de LANUV se basa en datos reales obtenidos de miles de agujeros perforados y otra información, como los datos oficiales del catastro de NRW. Se perforan miles de pozos nuevos cada año. Por lo tanto, existen perspectivas razonables para una implementación exitosa en el futuro previsible.

\* Tenga en cuenta que una evaluación más exhaustiva debiera evaluar la probabilidad de que todos los edificios se construyan en el futuro previsible, es decir, dentro de los 5 años posteriores a la fecha de la evaluación. Si no hay perspectivas razonables de que este sea el caso, todas o parte de las cantidades estimadas debieran clasificarse como E3 en lugar de E2.

### Clasificación y subclasificación de categoría F

<b>Categoría</b>	<b>Definición de CMNU-2009</b>	<b>Razonamiento para clasificación</b>
<b>F1</b>	Se ha confirmado la factibilidad de la extracción mediante un proyecto de explotación o una operación minera definida.	El estudio de potencial NRW se considera un estudio suficientemente detallado. Ya se han realizado más de 40 000 instalaciones de poca profundidad en NRW, con un conocimiento profundo del potencial en la superficie cercana. Además, la tecnología de extracción está bien establecida.
<b>Subcategoría</b>	<b>Definición de CMNU-2009</b>	
<b>F1.3</b>	Se han completado estudios suficientemente detallados para demostrar la factibilidad de la extracción mediante la ejecución de un proyecto de explotación o de una operación minera definida.	

### Clasificación de categoría G

<b>Categoría</b>	<b>Definición de CMNU-2009</b>	<b>Razonamiento para clasificación</b>
<b>G1</b>	Cantidades relacionadas con un yacimiento conocido que puede	Ya se han perforado miles de pozos en NRW, por lo tanto, la

	estimarse con un alto nivel de confianza.	fuelle de energía geotérmica puede considerarse "conocida".
<b>G2</b>	Cantidades relacionadas con un yacimiento conocido que puede estimarse con un nivel moderado de confianza.	Los resultados de los estudios se consideran como las estimaciones idóneas, por lo tanto, se clasifican como G1+G2.

## Referencia

[1] [http://www.lanuv.nrw.de/uploads/tx\\_commercedownloads/30040d.pdf](http://www.lanuv.nrw.de/uploads/tx_commercedownloads/30040d.pdf)

## Estudio de caso 12: Campo geotérmico Pauzhetsky

Ubicación: Pauzhetka, Kamchatka, Federación Rusa

Fecha de datos: 2016

Fecha de evaluación: marzo de 2016

Método de cuantificación: extrapolación del historial de producción, modelización iTOUGH2

Tipo de estimación (determinista/probabilística): escenarios determinísticos

### Resumen del proyecto

La evolución del proyecto o campo geotérmico Pauzhetsky ubicado en la península de Kamchatka en el Lejano Oriente de Rusia comenzó en el año 1960. En 1966, se puso en funcionamiento una planta eléctrica de 5 MW<sub>e</sub>, que se reemplazó en 2006 con una nueva unidad de 6 MW<sub>e</sub>. Los primeros estudios ingenieriles de yacimientos del campo (Piip, 1965; Sugrobov, 1970) revelaron un yacimiento con predominio de líquidos en capas de tobas a temperaturas de 170 a 190°C, con descargas de aguas termales a 31 kg/s. Los primeros 10 años de explotación a una de masa total de 160 a 190 kg/s mostraron una disminución gradual de la temperatura y una dilución de cloruro en los fluidos producidos por los pozos ubicados cerca del área de descarga natural. En consecuencia, se perforaron nuevos pozos de exploración y desarrollo, asimismo la explotación gradualmente se alejó del área de descarga natural hasta que se alcanzaron temperaturas del fluido de 200 a 220°C. Se perforaron los pozos de producción en una zona central de flujo ascendente ubicada de 1.5 a 2.0 km al sureste del antiguo campo de producción. La caída de las temperaturas y las entalpías continuaba, mientras que el total de caudal de masa alcanzó entre 220 y 260 kg/s entre 1975 y 2006. La modelización inversa iTOUGH2 (2008) ayuda a verificar el modelo hidrogeológico conceptual del sistema, a fin de identificar parámetros claves y obtener estimaciones de parámetros más confiables y predicciones posteriores. Se utilizaron los códigos de modelización directa TOUGH2 y inversa iTOUGH2 para calibrar el modelo del campo geotérmico Pauzhetsky, basado en datos de explotación de estado natural, de 1960 a 2006. Identificamos y estimamos los parámetros claves del modelo, es decir, la porosidad de la fracturación del yacimiento geotérmico, el flujo ascendente natural inicial, la porosidad de la capa base y las permeabilidades de las ventanas hidráulicas en la capa superior del modelo (Kiryukhin et al., 2008).

Los balances calculados de calor y de masa ayudaron a identificar las fuentes de las reservas geotérmicas en el campo. El mayor aporte proviene de los fluidos almacenados en el yacimiento, seguidos por la recarga de agua meteórica, el flujo ascendente en la capa base y las aguas de inyección. Las predicciones del modelo para el período 2007-2032 muestran la posibilidad de mantener la producción de vapor a una tasa promedio del orden de 30 kg/s (el caudal total de aproximadamente 290 kg/s), siempre que se pongan en funcionamiento cinco pozos de reemplazo adicionales, al igual que se mejoren las líneas de transmisión de vapor desde los pozos 122 y 131 para permitir una reducción en las presiones de boca de pozo. Esta tasa de producción de vapor sería suficiente para apoyar una generación de electricidad promedio de 7MW<sub>e</sub> en la planta de energía Pauzhetsky (Kiryukhin et al, 2008, 2014). En vista de lo anterior, la distribución de las reservas de vapor en explotación (a una presión de separación de 2.9 bares) para el campo geotérmico Pauzhetka fue aprobada por el protocolo de la Agencia Federal para el uso del subsuelo (ROSNEDRA) número 1606, el 6 de mayo de 2008, categoría A+B+C1 25.4 kg/s, inclusive la categoría A+B 14.1 kg/s (56%), categoría C1 11.3 kg/s (44%).

El modelo calibrado fue utilizado para estimar el comportamiento general del yacimiento en escenarios de producción futuros (Kiryukhin et al, 2014). La afluencia de agua meteórica es característica del campo de Pauzhetka, la cual representa el 30% del



total del fluido extraído y que se observa no solo en áreas anteriores de descarga térmica, sino principalmente el 75% en el área de pozos abandonados en el río P. Pauzhetka, donde no se observó descarga natural antes del comienzo de la extracción. De esto se desprende que algunos (pobremente cementados) pozos abandonados puedan conducir aguas meteóricas al yacimiento, así se enfría la zona productiva y se ejerce un efecto negativo en los parámetros de extracción. Los modelos de la operación del campo mostraron que el total de la productividad de vapor podría mejorarse en un 23.2% al aislar las zonas de infiltración artificial, de modo que la salida de potencia disponible de la estación requeriría menos pozos adicionales.

Con las turbinas empleadas en la planta de Pauzhetka que consumen 4.03 kg/s de vapor por 1 MW de energía eléctrica, como aprobado de GKZ para el área central del campo geotérmico Pauzhetka, las reservas de explotación son suficientes para producir 6.3 MW de energía eléctrica. Notamos que es posible emplear tecnologías más efectivas de utilización de medios para la transmisión del calor, por ejemplo, las de la planta de energía East Mesa que produce 37 MW de energía eléctrica. Aquí se utiliza un ciclo de doble ebullición con medio de transmisión o portador de 1,070 kg/s y una entalpía de 689 kJ/kg (los datos corresponden a la planta eléctrica de East Mesa en 2006); se utiliza el portador para derivar 59.8 kg/s vapor primero en presión de separación de 3.14 bares para el primer ciclo, el agua separada (1,010.2 kg/s) luego se utiliza para obtener 56.89 kg/s más de vapor a una presión de 1.15 bares para el segundo ciclo. Se deduce que el consumo de vapor específico por 1 MW de energía eléctrica es igual a 1.62 kg/s a una presión de 3.14 bares más 1.54 kg/s a una presión de 1.15 bares (una turbina Modular 25 Mitsubishi). Con esta tecnología, el campo geotérmico Pauzhetka tendría la capacidad de producir 11.2 MW desde los pozos productores en funcionamiento.

Los parámetros relevantes del proyecto son los siguientes:

- Caudal de dos fases de extracción: 288 kg/s
- Tasa de vapor a una presión de separación promedio de 2.9 bares (se ha confirmado la producción sostenible para los próximos 17 años con los resultados de la simulación): 25.4 kg/s
- Tasa de conversión para turbinas actuales: 4.03 kg/s de vapor por 1 MW<sub>e</sub>
- Salida anual de la planta de energía de una sola separación: 4.2 MW<sub>e</sub> (2 x 6 MW<sub>e</sub> capacidad instalada)
- Conversión potencial para la planta de energía binaria a 1.15 bares de presión de separación: 11.2 MW<sub>e</sub>
- Aumento potencial de la producción de vapor en un 23.2% mediante el aislamiento de las zonas de infiltración artificial
- Eliminación el agua de la planta de energía existente: 252.6 kg/s a 132 °C (2008)
- Vida restante del proyecto: 17 años
- Cantidad total de energía disponible: 2.25 PJ (4.2 MW<sub>e</sub> x 17 años).

## Cuantificación

### Electricidad

La cuantificación del vapor recuperable para la capacidad de la planta de energía de 6 MW<sub>e</sub> existente durante los próximos 17 años se basó en los pozos de producción existentes (56%) y se proyectaron otros cinco pozos de producción (44%). Con la

minimización de la afluencia de agua fría en el yacimiento de producción, podrá haber un rendimiento de un 23% más de producción de electricidad.

En el caso de cambiar la tecnología de una separación a tecnología binaria, es posible un aumento del 87% en la producción de electricidad.

## Calor

La cuantificación del calor recuperable se basa en el valor mínimo de dos: (1) Potencial de demanda de calor para el asentamiento Ozernovsky con el sistema de calefacción urbana, es decir, 15.0 MW<sub>th</sub> (o bien 0.27 PJ) anualmente (con temperatura de entrada/salida del sistema de calefacción en: 110°C/45°C). El valor anterior se estimó al utilizar el sistema de calefacción geotérmica urbana del asentamiento Paratunsky funcionando como analógico; (2) agua rechazada después de la planta de energía eléctrica, que se define con la razón de masa de 252.6 kg/s a 132 °C (2008).

La vida restante es de 17 años.

## Tipo de producto

Hay dos productos de energía: electricidad y calor.

## Punto de referencia

El punto de referencia para la electricidad es la subestación eléctrica, donde la potencia bruta se exporta a la planta pesquería y el asentamiento de Ozeranaya.

El punto de referencia para la posible exportación de calor se refiere al punto de medición del sistema de distribución de calor en el asentamiento de Ozeranaya.

## Recursos de energía geotérmica

### Electricidad para planta de energía de un single-flash

Electricidad para planta de energía de una separación

- Estimación baja: 1.82 PJ<sub>e</sub> (3.4 MW<sub>e</sub> x 17 años)
- Estimación idónea: 3.21 PJ<sub>e</sub> (6.0 MW<sub>e</sub> x 17 años)
- Estimación alta: 3.94 PJ<sub>e</sub> (7.4 MW<sub>e</sub> x 17 años)

### Posible electricidad para planta de energía binaria

Posible electricidad para la planta de energía binaria

- Estimación baja: 3.40 PJ<sub>e</sub> (6.3 MW<sub>e</sub> x 17 años)
- Estimación idónea: 5.99 PJ<sub>e</sub> (11.2 MW<sub>e</sub> x 17 años)
- Estimación alta: 7.37 PJ<sub>e</sub> (13.8 MW<sub>e</sub> x 17 años)

### Calor:

- Estimación baja: 20.7 PJ<sub>th</sub> (38.6 MW<sub>th</sub> x 17 años)
- Estimación idónea: 36.9 PJ<sub>th</sub> (68.7 MW<sub>th</sub> x 17 años)
- Estimación alta: 45.4 PJ<sub>th</sub> (84.8 MW<sub>th</sub> x 17 años)

## Clasificación CMNU-2009

<i>Clasificación</i>	<i>Cantidad de energía</i>	<i>Información complementaria</i>
<b>Clase CMNU-2009</b>	<b>Mercancía: Electricidad</b>	La planta Pauzhetsky ha generado electricidad continuamente desde 1966. Vida útil restante esperada: 17 años.
<b>E1.1; F1.1; G1</b>	1.82 PJ <sub>e</sub>	Estimación conservadora basada en una reducción del 44% en la disponibilidad debido al descenso en los pozos de producción.
<b>E1.1; F1.1; G2</b>	1.39 PJ <sub>e</sub>	Se perforará utilizando un incremento de energía basada en la producción continua desde los pozos de producción existentes y en el caso de cinco pozos de reemplazo adicionales.
<b>E1.1; F1.1; G3</b>	0.73 PJ <sub>e</sub>	Se perforará utilizando un incremento de energía basada en la producción continua desde pozos de producción existentes, en el caso de cinco pozos de reemplazo adicionales y en caso de aislar la zona de agua fría de infiltración artificial.

### Clasificación y subclasificación de categoría E

<i>Categoría</i>	<i>Definición de CMNU-2009</i>	<i>Razonamiento para clasificación</i>
<b>E1</b>	Son rentables la extracción y venta en base a las condiciones actuales del mercado y los supuestos realistas de las condiciones futuras del mercado.	Actualmente, la planta de energía produce comercialmente para la planta de procesamiento de pescado y el asentamiento de Ozernaya mediante un plan de mercado garantizado para la vida útil de la planta.
<i>Subcategoría</i>	<i>Definición de CMNU-2009</i>	
<b>E1.1</b>	Son rentables la extracción y venta en base a las condiciones actuales del mercado y los supuestos realistas de las condiciones futuras del mercado.	

### Clasificación y subclasificación de categoría F

<i>Categoría</i>	<i>Definición de CMNU-2009</i>	<i>Razonamiento para clasificación</i>
<b>F1</b>	Se ha confirmado la factibilidad de la extracción mediante un proyecto de explotación o una operación minera definida.	La energía se extrae con éxito y se convierte en electricidad a la tarifa comercial requerida.

<i>Subcategoría</i>	<i>Definición de CMNU-2009</i>
<b>F1.1</b>	Actualmente se realiza la extracción.

### Clasificación y subclasificación de categoría G

<i>Categoría</i>	<i>Definición de CMNU-2009</i>	<i>Razonamiento para clasificación</i>
<b>G1</b>	Cantidades relacionadas con un yacimiento conocido que puede estimarse con un alto nivel de confianza.	<p>Actualmente el sistema está produciendo. Los pozos de producción mantienen un total de caudal de masa de 220 a 260 kg/s desde el año 1975. Se utilizaron los códigos de modelado inverso iTOUGH2 y directa TOUGH2 para calibrar el modelo del campo geotérmico Puzhetsky, basado en datos de explotación de estado natural, de 1960 a 2006.</p> <p>Por lo tanto, la fuente de energía geotérmica Puzhetsky puede considerarse "conocida" y todos los recursos se clasifican como G1, G2 y G3.</p> <p>Si bien el modelado ha dado un alto nivel de confianza de que el 56% de la tasa de producción de vapor se mantendrá desde los pozos de producción existentes durante la vida de la planta (G1), hay incertidumbre en la disponibilidad del resto 44% de producción de vapor, lo que requiere perforación de cinco pozos de reemplazo adicionales (G2).</p> <p>La afluencia de agua meteórica desde algunos (pobrementemente cementados) pozos abandonados, puede conducir aguas meteóricas al yacimiento, se enfría la zona productiva y se ejerce un efecto negativo en los parámetros de extracción. El modelado del funcionamiento del campo mostró que la productividad total de vapor podría mejorarse en un 23.2% con el aislamiento de las zonas de infiltración artificial (G3).</p>
<b>G2</b>	Cantidades relacionadas con un yacimiento conocido que puede estimarse con un nivel de confianza moderada.	
<b>G3</b>	Cantidades relacionadas con un yacimiento conocido que puede estimarse con un nivel bajo de confianza.	

<i>Clasificación</i>	<i>Cantidad de energía</i>	<i>Información complementaria</i>
<b>Clase CMNU-2009</b>	<b>Mercancía: Electricidad</b>	La planta de Puzhetsky podría generar electricidad adicional, si se implementara el cambio de tecnología pasando de una separación a tecnología binaria.
<b>E2; F1.3; G1</b>	3.40 PJ <sub>e</sub>	Estimación conservadora basada en una reducción del 44% en la disponibilidad debido al descenso en los pozos de producción existentes.

<b>E2; F1.3; G2</b>	2.59 PJ <sub>e</sub>	Se perforará utilizando un incremento de energía basada en la producción continua desde los pozos de producción existentes y en el caso de cinco pozos de reemplazo adicionales.
<b>E2; F1.3; G3</b>	1.38 PJ <sub>e</sub>	Se perforará utilizando un incremento de energía basada en la producción continua desde pozos de producción existentes, en el caso de cinco pozos de reemplazo adicionales y en caso de aislar la zona de agua fría de infiltración artificial.

### Clasificación y subclasificación de categoría E

<i>Categoría</i>	<i>Definición de CMNU-2009</i>	<i>Razonamiento para clasificación</i>
<b>E2</b>	Se espera que la extracción y la venta sean económicamente viables en el futuro previsible.	Existe una probabilidad razonable de que se implemente el cambio de tecnología pasando de una separación a tecnología binaria en un futuro previsible.

### Clasificación y subclasificación de categoría F

<i>Categoría</i>	<i>Definición de CMNU-2009</i>	<i>Razonamiento para clasificación</i>
<b>F1</b>	Se ha confirmado la factibilidad de la extracción mediante un proyecto de explotación o una operación minera definida.	Con la tecnología binaria, el campo geotérmico de Puzhetka podría producir 11.2 MW de los pozos productores activos y pozos de reemplazo adicionales durante los próximos 17 años de vida operativa.
<i>Subcategoría</i>	<i>Definición de CMNU-2009</i>	
<b>F1.3</b>	Se han completado estudios suficientemente detallados para demostrar la factibilidad de la extracción mediante la ejecución de un proyecto de explotación o de una operación minera definida.	

### Clasificación y subclasificación de categoría G

<i>Categoría</i>	<i>Definición de CMNU-2009</i>	<i>Razonamiento para clasificación</i>
<b>G1</b>	Cantidades relacionadas con un yacimiento conocido que puede estimarse con un alto nivel de confianza.	Actualmente el sistema está produciendo. Los pozos de producción mantienen un total de caudal de masa de 220 a 260 kg/s desde el año 1975. Se utilizaron los códigos de modelado inverso iTOUGH2 y directo TOUGH2 para calibrar el modelo del campo geotérmico Puzhetskyy, basado en datos de explotación de estado natural, de 1960 a 2006.
<b>G2</b>	Cantidades relacionadas con un yacimiento conocido que puede estimarse con un nivel moderado de confianza.	

<b>G3</b>	Cantidades relacionadas con un yacimiento conocido que puede estimarse con un nivel bajo de confianza.	<p>Por lo tanto, la fuente de energía geotérmica Pauzhetsky puede considerarse "conocida" y todos los recursos se clasifican como G1, G2 y G3.</p> <p>Si bien la modelización ha dado un alto nivel de confianza de que el 56% de la tasa de producción de vapor se mantendrá desde los pozos de producción existentes durante la vida de la planta (G1), hay incertidumbre en la disponibilidad del resto 44% de producción de vapor, lo que requiere perforación de cinco pozos de reemplazo adicionales (G2).</p> <p>La afluencia de agua meteórica desde algunos (pobremente cementados) pozos abandonados, puede conducir aguas meteóricas al yacimiento, se enfría la zona productiva y se ejerce un efecto negativo en los parámetros de extracción. La modelización del funcionamiento del campo mostró que la productividad total de vapor podría mejorarse en un 23.2% con el aislamiento de las zonas de infiltración artificial (G3).</p>
-----------	--	---

<i>Clasificación</i>	<i>Cantidad de energía</i>	<i>Información complementaria</i>
<b>Clase CMNU-2009</b>	<b>Mercancía: Calor</b>	La construcción de una red de calefacción urbana en el asentamiento de Ozernovsky (2,000 personas) y la planta de pesquería se encuentra actualmente en la fase de planificación.
<b>E2; F1.3; G1</b>	8.03 PJ <sub>ht</sub>	La tasa de masa de agua mínima no utilizada después de la electricidad PP, que se define durante el resto de la vida del proyecto (17 años), se traduce a 136.4 kg/s a 132°C (G1), siendo más que la demanda de calor de la red de calefacción urbana, que es 15 MW <sub>ht</sub> anualmente.

### Clasificación y subclasificación de categoría E

<i>Categoría</i>	<i>Definición de CMNU-2009</i>	<i>Razonamiento para clasificación</i>
<b>E2</b>	Se espera que la extracción y la venta sean económicamente viables en el futuro previsible.	Existe una probabilidad razonable de que se implementen la construcción de una red de calefacción urbana en el asentamiento de Ozernaya (2,000 personas) y de la planta de pesquería en el futuro previsible.

### Clasificación y subclasificación de categoría F

<i>Categoría</i>	<i>Definición de CMNU-2009</i>	<i>Razonamiento para clasificación</i>
<b>F1</b>	Se confirmó la factibilidad de la extracción mediante un proyecto de explotación o una operación minera definida.	En el asentamiento de Ozernovsky, se encuentra actualmente en la fase de planificación una red de calefacción urbana. Ya se ha demostrado la tecnología en

<i>Subcategoría</i>	<i>Definición de CMNU-2009</i>	
<b>F1.3</b>	Se completaron estudios suficientemente detallados para demostrar la factibilidad de la extracción mediante la ejecución de un proyecto de explotación.	proyectos análogos dentro de la fosa Paratunsky Graben.

### Clasificación y subclasificación de categoría G

<i>Categoría</i>	<i>Definición de CMNU-2009</i>	<i>Razonamiento para clasificación</i>
<b>G1</b>	Cantidades relacionadas con un yacimiento conocido que puede estimarse con un alto nivel de confianza.	La tasa de masa de agua mínima no utilizada después de la electricidad PP, que se define durante el resto de la vida útil del proyecto (17 años) comprende 136.4 kg/s a 132 °C (G1)
<b>G2</b>	Cantidades relacionadas con un yacimiento conocido que puede estimarse con un nivel moderado de confianza.	
<b>G3</b>	Cantidades relacionadas con un yacimiento conocido que puede estimarse con un nivel bajo de confianza.	

### Referencias

Kiryukhin A.V., Asaulova N.P., Finsterle S. Inverse modelling and forecasting for the exploitation of the Pauzhetsky geothermal field, Kamchatka, Russia, *Geothermics*, V. 37, p. 540-562, 2008.

A.V.Кирюхин, Н.П. Асаулова, Ю.Ф. Манухин, Т.В. Рычкова, В.М. Сугробов ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ЧИСЛЕННОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ДЛЯ ОЦЕНКИ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ЗАПАСОВ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПАРОВИДРОТЕРМ (на примере Паужетского геотермального месторождения) // *Вулканология и сейсмология*, №1, 2010, с.56-76.

A.V. Kiryukhin, N.P. Asaulova, Yu.F. Manukhin, T.V. Rychkova, V.M. Sugrobov, Using Numerical Modelling for Assessing the Recoverable Reserves of a Geothermal Steam Field: The Pauzhetka Geothermal Field. 2010, published in *Vulkanologiya i Seismologiya*, 2010, Vol. 4, No. 1, pp. 56–71.

A.V. Кирюхин, Н.П. Асаулова, О.Б. Вереина, А.Ю. Поляков ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ ИНФИЛЬТРАЦИИ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ВЫСОКОТЕМПЕРАТУРНЫХ ГЕОТЕРМАЛЬНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ (ПАУЖЕТСКОГО И МУТНОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЙ, КАМЧАТКА, РОССИЯ) // «*Вулканология и сейсмология*», 2014, №3, с.24-36.

A.V. Kiryukhin, N.P. Asaulova, O.B. Vereina, A.Yu. Polyakov Estimating the Influence of Filtering during the Operation of the Pauzhetka and Mutnovskii High\_Temperature Geothermal Fields, Kamchatka, Russia// *Journal of Volcanology and Seismology*, 2014, Vol. 8, No. 3, pp. 156–167.

## Estudio de caso 13: Campo geotérmico Krafla

Ubicación del proyecto Krafla, Islandia

Fecha de datos: 2016

Fecha de evaluación: septiembre de 2016

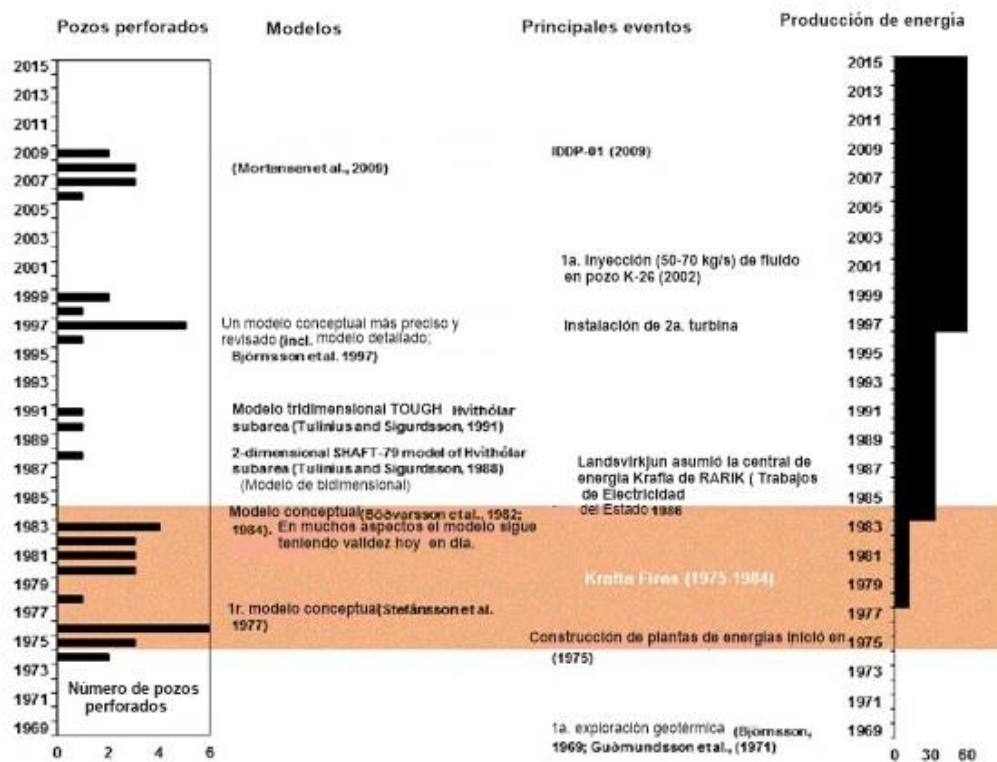
Método de cuantificación: simulación

Tipo de estimación (determinista/probabilística): determinista

### Resumen del proyecto

La región de Krafla en el noreste de Islandia, ubicada en la norte del dorsal mesoatlántica, se conoce desde hace mucho tiempo por su actividad volcánica y geotérmica. En el año 1969, se realizó primer estudio de investigación geotérmica del área. Se produjeron mapas aeromagnéticos y se estimó que el sistema geotérmico estaba a 200-300°C. Durante el año 1971 y 1972, se realizó un levantamiento de resistividad y posteriormente se perforaron los dos primeros pozos de exploración en el año 1974. Ese mismo año se tomó la decisión de construir una planta de energía de 60 MW y se comenzó la construcción en 1975. Al mismo tiempo, de 1975 a 1984, comenzó el episodio volcánico Krafla (los incendios de Krafla).

La exploración en marcha del reservorio Krafla reveló un sistema insólitamente complejo. El modelo conceptual para el reservorio o yacimiento se divide en varios compartimentos que difieren en gran medida en términos de temperatura, entalpía, química de fluidos y permeabilidad. Esta complejidad, junto con los incendios de Krafla y los problemas relacionados al mercado, causaron una demora considerable en la finalización del proyecto. La planta de energía comenzó la producción de 7 MW en el año 1978 y aumentó hasta 30 MW en 1984. Finalmente, la segunda turbina comenzó a funcionar en el año 1999, así llegó la capacidad total de producción hasta 60 MW (Weisenberger et al., 2015).





Reseña histórica de la central geotérmica de Krafla en el sistema geotérmico Krafla (Weisenberger et al., 2015).

En 2016, la planta de energía de Krafla es administrada por Landsvirkjun (Empresa Nacional de Energía de Islandia) y mantiene una capacidad de 60 MW<sub>e</sub>(netos) con mantenimiento de vapor de los trabajos de reacondicionamiento y perforación ocasional de pozos de reemplazo. El proyecto presentado aquí se basa en el supuesto de un funcionamiento continuo durante los próximos 30 años, así como el suministro continuo de vapor proveniente de los pozos de reemplazo. Se ha perforado un total de 42 pozos en el campo en ese momento, aunque la planta se maneja solo con la mitad de esos pozos. Se ha abandonado algunos de los pozos que no se utilizan, mientras que otros han revelado parte del recurso no explotado y potencialmente favorable, que podría utilizarse para la planta de energía actual.

No se espera que problemas con los permisos o regulatorios limiten el funcionamiento continuado en el área. Así para efecto del ejemplo, se simplifica que la duración del proyecto se determina por el tiempo estimado de depreciación de la planta de energía. Landsvirkjun investigó algunas opciones para ampliar la planta de energía, agregar unidades de boca de pozo y ciclos finales de producción de energía (bottoming cycles) pero ninguna de estas opciones se está considerando en el proyecto que aquí se reporta.

Se estableció un modelo de simulación del yacimiento con TOUGH2, a fin de investigar escenarios de producción viables en 30 años y predecir en qué punto el descenso de la productividad del yacimiento podría necesitar más operaciones de mantenimiento del vapor. Este modelo de yacimiento se basó en el modelo conceptual revisado de Weisenberger et. al. (2015) junto con el historial de producción registrado en las últimas cuatro décadas. Se creó el modelo con una resolución de cuadrícula relativamente baja, ya que se suponía que era un modelo preliminar para estimar la capacidad de producción de las zonas periféricas del área actualmente utilizada.

En un esfuerzo por cuantificar la incertidumbre en las predicciones basadas en el modelo de simulación, se realizó un experimento para producir versiones optimistas y pesimistas del modelo sin mayor compromiso en el ajuste a los datos disponibles (Berhet et al., 2016a). Cada una de las tres versiones del modelo: pesimista, caso base y optimista, se utilizaron para simular la producción del yacimiento a lo largo de toda la duración del proyecto. En los escenarios de simulación, se realizó una prueba automática antes de agregar cada pozo de reemplazo, a fin de investigar si la inversión proporcionase un reembolso suficiente como para justificar la perforación del pozo. Si la prueba revelara que no debe perforarse el pozo de reemplazo, entonces se abandonaría toda la perforación de pozos de reemplazo y se permitiría que la producción de la planta de energía disminuyera hasta el final de la vida del proyecto.<sup>4</sup>

Esta evaluación se realizó en gran medida con información a disponibilidad del público, pero con supuestos sobre factores económicos que no estaban disponibles en el momento del estudio.

## Cuantificación

---

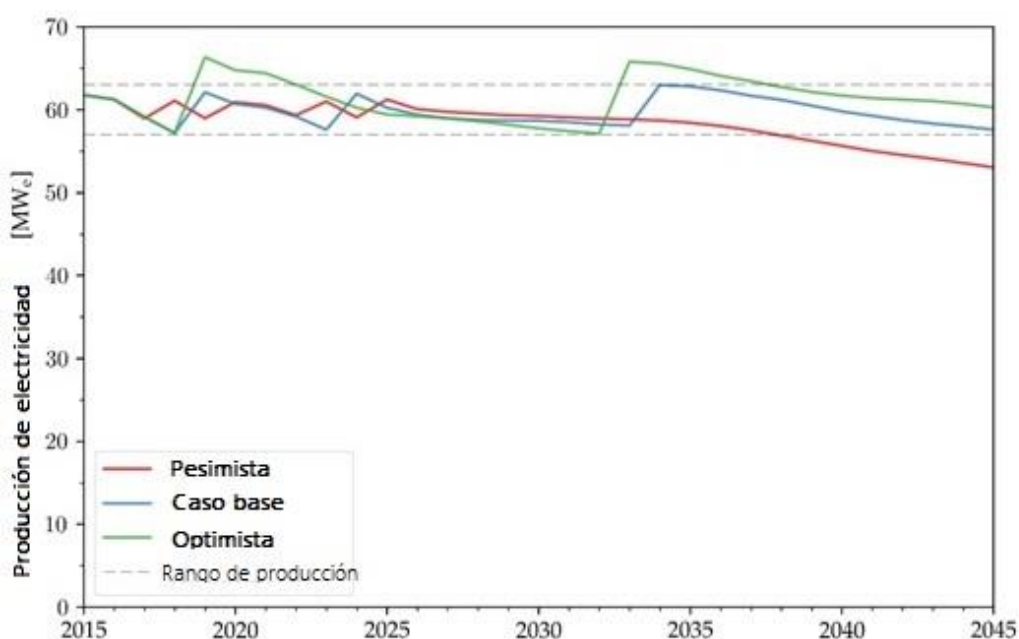
<sup>4</sup> En el ejemplo simple, creado específicamente para el proyecto CMNU, se asumió que cada pozo cuesta 7.5 m. de \$, esto incluye el costo asociado, por ejemplo, pozos fallidos y recolección de vapor; el precio de la energía se fijó en 43 \$/MWh con una tasa de descuento del 10% anual. Técnicamente, la decisión de perforar un pozo de reemplazo también estaría influenciada por otros elementos como el costo de operación y mantenimiento, costo de oportunidad de no utilizar totalmente la inversión en pozos y la capacidad de la planta de energía, posible variabilidad del precio de la energía, productividad del pozo, etc. sin embargo, no hubo consideración sobre esto en el ejemplo de estudio de caso.

Las ejecuciones de pronósticos (Porvaldsson et al., 2016) mostraron que para la utilización actual en Krafla (la planta generadora de energía de 60 MW<sub>e</sub>(net), capacidad máxima de producción de 63 MW<sub>e</sub>(net)) se continuarían perforando pozos de reemplazo para:

- 10 años del caso pesimista,
- 19 años del caso base,
- 18 años del caso optimista.

La energía acumulada producida durante la vida del proyecto para cada uno de estos escenarios equivale a:

- 55.1 PJ para el caso pesimista,
- 56.5 PJ para el caso base,
- 57.5 PJ para el caso optimista.



Escenarios de producción futura para la utilización del campo geotérmico de Krafla (Porvaldsson et al., 2016).

La estimación de cuantificación se deriva de un modelo de simulación de yacimiento, como se describe en el resumen del proyecto. Esta es una evaluación determinista, con tres planes de exploración probados por separado, cada uno correspondiente a supuestos dados sobre parámetros claves inciertos en el modelo. El método de simulación tiene en cuenta la interacción entre las propiedades inciertas del yacimiento y las limitaciones económicas en la perforación de los pozos de reemplazo. Esto es lo que conduce a la variabilidad en la producción total de energía a lo largo de la vida del proyecto, que en este caso es relativamente baja, dentro del 2.5% de la estimación del caso base.<sup>5</sup>

Los supuestos económicos en el modelo son para el funcionamiento de una central geotérmica de doble separación que suministra energía a la red nacional de Islandia. El promotor es un generador y mayorista de electricidad con acceso al mercado a través de la red.

<sup>5</sup> Tenga en cuenta que la incertidumbre en los parámetros del yacimiento también conduce a una considerable variabilidad en la rentabilidad futura del proyecto. Sin embargo, la variabilidad no se reporta como parte de la CMNU.

## Tipo de producto

El producto generado es la electricidad.

## Punto de referencia

El punto de referencia está en la subestación eléctrica, donde se exporta la energía a la red nacional. Ya se ha restado el uso de la energía interna.

## Clasificación CMNU-2009

### Clasificación y subclasificación de categoría E

<i>Categoría</i>	<i>Definición de CMNU-2009</i>	<i>Razonamiento para clasificación</i>
<b>E1</b>	Se ha confirmado que la extracción y la venta son económicamente viables	El proyecto inició desde el año 1978 y el mismo ha producido a la capacidad actual de 60 MW desde 1999.  En el momento de la evaluación, no se prevén barreras para la extracción continuada.
<i>Subcategoría</i>	<i>Definición de CMNU-2009</i>	
<b>E1.1</b>	Son rentables la extracción y venta con base en las condiciones actuales del mercado y los supuestos realistas de las condiciones futuras del mercado.	

### Clasificación y subclasificación de categoría F

<i>Categoría</i>	<i>Definición de CMNU-2009</i>	<i>Razonamiento para clasificación</i>
<b>F1</b>	Se ha confirmado la factibilidad de la extracción mediante un proyecto de explotación o una operación minera definida.	El proyecto ya está en marcha y vende energía a la red nacional islandesa.
<i>Subcategoría</i>	<i>Definición de CMNU-2009</i>	
<b>F1.1</b>	Actualmente se realiza la extracción.	

### Clasificación y subclasificación de categoría G

<i>Categoría</i>	<i>Definición de CMNU-2009</i>	<i>Razonamiento para clasificación</i>
<b>G1</b>	Cantidades relacionadas con un yacimiento conocido que puede estimarse con un alto nivel de confianza.	La cuantificación se basó en un modelo de simulación de yacimiento TOUGH2, donde se incluyeron parámetros que se ajustan a los datos disponibles, pero que conducen a estimaciones de baja capacidad de recuperación cuando faltan datos.
<b>G2</b>	Cantidades relacionadas con un yacimiento conocido que	La cuantificación se basó en un modelo de simulación de yacimiento TOUGH2 que se

	puede estimarse con un nivel moderado de confianza.	llenó con parámetros que se ajustan a los datos disponibles, pero que conducen a estimaciones de capacidad moderada de recuperación cuando faltan datos.
<b>G3</b>	Cantidades relacionadas con un yacimiento conocido que puede estimarse con un nivel de baja confianza.	La cuantificación se basó en un modelo de simulación de yacimiento TOUGH2, donde se incluyeron parámetros que se ajustan a los datos disponibles, pero que conducen a estimaciones de alta capacidad de recuperación cuando faltan datos.

## Recursos de energía geotérmica CMNU-2009

<b>Clasificación: Clase CMNU- 2009</b>	<b>Cantidad de energía</b>	<b>Información complementaria</b>
<b>E1.1; F1.1; G1</b>	55.1 PJ	Modelo de yacimiento pesimista: 60 MW <sub>e</sub> , hasta detener la perforación de pozos de reemplazo en el año 10
<b>E1.1; F1.1; G2</b>	1.4 PJ	Modelo de yacimiento de caso base - 60 MW <sub>e</sub> , hasta detener la perforación de pozos de reemplazo en el año 19
<b>E1.1; F1.1; G3</b>	1.0 PJ	Modelo de yacimiento optimista: 60 MW <sub>e</sub> , hasta detener la perforación de pozos de recuperación en el año 18

## Referencias

Jean-Claude Berthet, Valdís Guðmundsdóttir, Gunnar Þorgilsson, Andri Arnaldsson, 2016a, "Simulation of the Krafla geothermal system - Resource assessment of shallow peripheral zones", Vatnaskil 16.02, ISOR-2016/011. Available at [http://gogn.lv.is/files/2016/simulation\\_of\\_krafla\\_geothermal\\_system.pdf](http://gogn.lv.is/files/2016/simulation_of_krafla_geothermal_system.pdf)

Lárus Þorvaldsson, Jean-Claude Berthet, Andri Arnaldsson, 2016b, "Energy extraction in 60 MW<sub>e</sub> and 110 MW<sub>e</sub> Krafla scenarios", Vatnaskil Memo No. 16.14. Available at [http://gogn.lv.is/files/2016/krafla\\_UNFC\\_memo.pdf](http://gogn.lv.is/files/2016/krafla_UNFC_memo.pdf)

Tobias Björn Weisenberger, Guðni Axelsson, Andri Arnaldsson, Anett Blischke, Finnbogi Óskarsson, Halldór Ármannsson, Hanna Blanck, Helga Margrét Helgadóttir, Jean-Claude C. Berthet, Knútur Árnason, Kristján Ágústsson, Sigríður Sif Gylfadóttir and Valdís Guðmundsdóttir, 2015, "Revision of the Conceptual Model of the Krafla Geothermal System", ÍSOR-2015/012, Vatnaskil 15.03, LV-2015-040. Disponible en <http://www.landsvirkjun.is/Media/2015-040.pdf>.

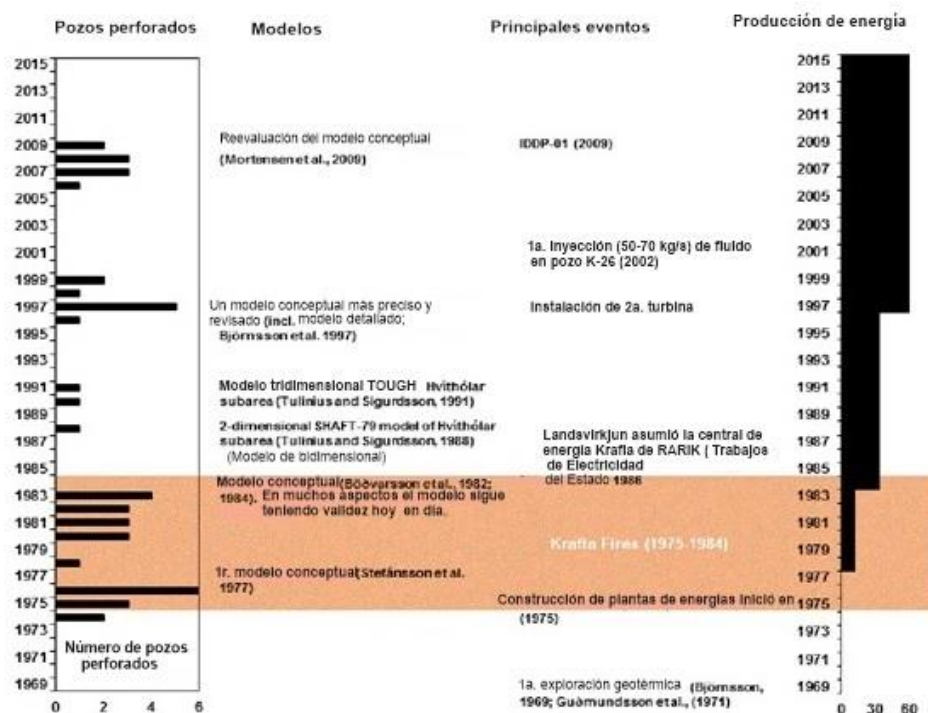
# Estudio de caso 14: Campo Geotérmico Krafla - Ampliación de potencia de 50 MW

Ubicación del proyecto Krafla, Islandia  
 Fecha de datos: 2016  
 Fecha de evaluación: septiembre de 2016  
 Método de cuantificación: simulación  
 Tipo de estimación (determinista/probabilística): determinista

## Resumen del proyecto

La región de Krafla en el noreste de Islandia, ubicada en el norte de la dorsal mesoatlántica, se conoce desde hace mucho tiempo por su actividad volcánica y geotérmica. En el año 1969, se realizó primer estudio de investigación geotérmica del área. Se produjeron mapas aeromagnéticos y se estimó que el sistema geotérmico estaba a 200-300°C. Durante el año 1971 y 1972, se realizó un levantamiento de resistividad y posteriormente se perforaron los dos primeros pozos de exploración en el año 1974. Ese mismo año se tomó la decisión de construir una planta de energía de 60 MW y se comenzó la construcción en 1975. Al mismo tiempo, de 1975 a 1984, comenzó el episodio volcánico Krafla (los incendios de Krafla).

La exploración en marcha del reservorio Krafla reveló un sistema insólitamente complejo. El modelo conceptual para el reservorio o yacimiento se divide en varios compartimentos que difieren en gran medida en términos de temperatura, entalpía, química de fluidos y permeabilidad. Esta complejidad, junto con los incendios de Krafla y los problemas relacionados al mercado, causaron una demora considerable en la finalización del proyecto. La planta de energía comenzó la producción de 7 MW en el año 1978 y aumentó hasta 30 MW en 1984. Finalmente, la segunda turbina comenzó a funcionar en el año 1999, así llegó la capacidad total de producción hasta 60 MW (Weisenberger et al., 2015).



Reseña histórica de la central geotérmica de Krafla en el sistema geotérmico Krafla (Weisenberger et al., 2015).

En 2016, la planta de energía de Krafla es administrada por Landsvirkjun (Empresa Nacional de Energía de Islandia) y tiene una capacidad de 60 MW<sub>e</sub>(netos) con mantenimiento de vapor de los trabajos de reacondicionamiento y perforación ocasional de pozos de reemplazo. El proyecto presentado aquí se basa en planes para ampliar la capacidad de generación de energía eléctrica en 50 MW. Se supone que la nueva central o planta eléctrica funcionaría junto a la actual central eléctrica de 60 MW durante los próximos 30 años, con un suministro continuado de vapor proveniente de los pozos de reemplazo. Se ha perforado un total de 42 pozos para la planta actual, aunque la planta se maneja solo con la mitad de esos pozos. Se ha abandonado algunos de los pozos que no se utilizan, mientras que otros han revelado parte del recurso no explotado y potencialmente favorable.

No se espera problemas con los permisos que aún no se han abordado, pero se espera que los mismos no afecten sustancialmente la viabilidad del proyecto. Son favorables los precios de mercado y la demanda de electricidad en Islandia para la expansión propuesta, aunque existe cierta incertidumbre sobre si será necesario actualizar la red eléctrica nacional para llevar la energía al mercado. Por lo tanto, para efecto del ejemplo, se simplificó que el tiempo de vida del proyecto se determinara por el tiempo estimado de depreciación de la nueva central eléctrica. Se considera que la planta eléctrica para el proyecto presentado aquí es de una separación con enfriamiento por evaporación.

Se ha configurado un modelo de simulación de yacimiento TOUGH2 para investigar posibles escenarios de producción de 30 años y predecir en qué punto la disminución en la productividad del yacimiento podría necesitar más operaciones de mantenimiento del vapor. Este modelo de yacimiento se basó en el modelo conceptual revisado de Weisenberger et. al. (2015) junto con el historial de producción registrado en las últimas cuatro décadas. Se creó el modelo con una resolución de cuadrícula relativamente baja, ya que se suponía que era un modelo preliminar para estimar la capacidad de producción de las zonas periféricas del área actualmente utilizada.

En un esfuerzo por cuantificar la incertidumbre en las predicciones, se realizó un experimento para producir versiones optimistas y pesimistas del modelo sin mayor compromiso en el ajuste a los datos disponibles (Berhet et al., 2016a). Cada una de las tres versiones del modelo: pesimista, caso base y optimista, se utilizaron para simular la producción del yacimiento a lo largo de toda la duración del proyecto. En los escenarios de simulación, se realizó una prueba automática antes de agregar cada pozo de reemplazo, a fin de investigar si la inversión proporcionase un reembolso suficiente como para justificar la perforación del pozo. Si la prueba revelara que no debe perforarse el pozo de reemplazo, entonces se abandonaría toda la perforación de pozos de reemplazo y se permitiría que la producción de la planta de energía disminuyera hasta el final de la vida del proyecto.<sup>6</sup>

Esta evaluación se realizó en gran medida con información a disponibilidad del público, pero con supuestos sobre factores económicos que no estaban disponibles en el momento del estudio.

## Cuantificación

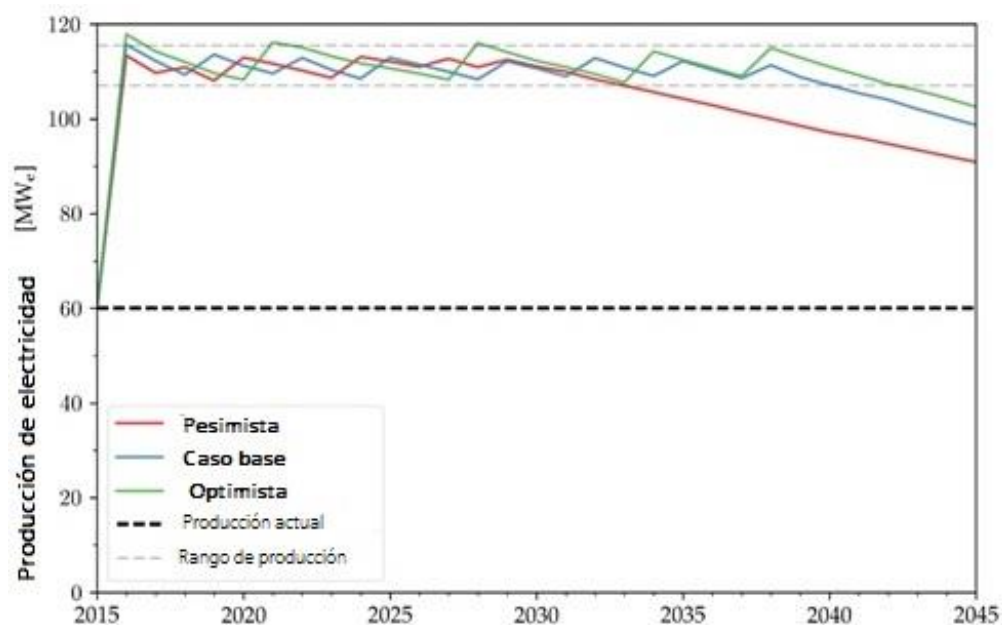
<sup>6</sup> En el ejemplo simple, creado específicamente para el proyecto CMNU, se asumió que cada pozo cuesta 7.5 m. de \$, esto incluye el costo asociado, por ejemplo, pozos fallidos y recolección de vapor; el precio de la energía se fijó en 43 \$/MWh con una tasa de descuento del 10% anual. Técnicamente, la decisión de perforar un pozo de reemplazo también estaría influenciada por otros elementos como el costo de operación y mantenimiento, costo de oportunidad de no utilizar totalmente la inversión en pozos y la capacidad de la planta de energía, posible variabilidad del precio de la energía, productividad del pozo, etc.; sin embargo, no hubo consideración sobre esto en el ejemplo de estudio de caso.

Las ejecuciones de pronósticos (Porvaldsson et al., 2016) mostraron que para la utilización ampliada en Krafla (el total de generación de energía 110 MW<sub>e</sub> (netos), capacidad de producción máxima de 115,5 MW<sub>e</sub> (netos)) se continuarían perforando pozos de reemplazo para:

- 14 años del caso pesimista,
- 23 años del caso base,
- 23 años del caso optimista.

Se calcula la energía acumulada producida a partir de la ampliación de 50 MW al restar la producción estimada de la planta actual de 60 MW de la energía total producida durante la vida del proyecto, como se informó en el estudio de caso 13. Esto conduce a:

- 44.9 (100.0-55.1) PJ para el caso pesimista,
- 46.9 (103.4-56.5) PJ para el caso base,
- 47.5 (105.0-57.5) PJ para el caso optimista.



Escenarios de producción futura para la utilización ampliada del campo geotérmico de Krafla (Porvaldsson et al., 2016).

La estimación de cuantificación se deriva de un modelo de simulación de yacimiento, como se describe en el resumen del proyecto. Esta es una evaluación determinista, con tres planes de exploración probados por separado, cada uno correspondiente a supuestos dados sobre parámetros claves e inciertos en el modelo. El método de simulación tiene en cuenta la interacción entre las propiedades inciertas del yacimiento y las limitaciones económicas en la perforación de los pozos de reemplazo. Esto es lo que conduce a la variabilidad en la producción total de energía a lo largo de la vida del proyecto, en cuyo caso se encuentra dentro del 4.5% de la estimación del caso base.<sup>7</sup>

Los supuestos económicos en el modelo corresponden al funcionamiento de una nueva planta de energía geotérmica de una separación de 50 MW. Se suministrará

<sup>7</sup> Tenga en cuenta que la incertidumbre en los parámetros del yacimiento también conduce a una considerable variabilidad en la rentabilidad futura del proyecto. Sin embargo, la variabilidad no se reporta como parte de la CMNU.



electricidad a la red nacional de Islandia. El promotor es un generador y mayorista de electricidad con acceso al mercado a través de la red.

## Tipo de producto

El producto generado es la electricidad.

## Punto de referencia

El punto de referencia está en la subestación eléctrica, donde se exporta la energía a la red nacional. Ya se ha restado el uso de la energía interna.

## Clasificación CMNU-2009

### Clasificación y subclasificación de categoría E

<i>Categoría</i>	<i>Definición de CMNU-2009</i>	<i>Razonamiento para clasificación</i>
<b>E2</b>	Se espera que la extracción y la venta sean económicamente viables en el futuro previsible.	Se ha realizado la extracción en el área de Krafla desde el año 1978. La exploración y el mantenimiento continuado del campo indicaron que el recurso sería lo suficientemente grande para sustentar la capacidad de producción ampliada.  Todavía existe cierta incertidumbre con respecto a las cuestiones de permisos, el acceso al mercado y precio de la electricidad. Sin embargo, es realista por el momento suponer que se resolverán dichos asuntos de manera que se podrá realizar la extracción rentable.

### Clasificación y subclasificación de categoría F

<i>Categoría</i>	<i>Definición de CMNU-2009</i>	<i>Razonamiento para clasificación</i>
<b>F2</b>	La factibilidad de extracción por un proyecto de explotación o una operación minera definida queda sujeta a evaluación adicional.	Los datos recopilados de la utilización actual del campo sustentan un modelo de yacimiento que indica un recurso favorable.  Sin embargo, se necesitan estudios económicos más detallados para determinar si la planta eléctrica debe construirse con la configuración asumida del proyecto. Se realizan estudios en el momento.
<i>Subcategoría</i>	<i>Definición de CMNU-2009</i>	
<b>F2.1</b>	Las actividades del proyecto están en marcha para justificar la explotación en el futuro venidero.	



## Clasificación y subclasificación de categoría G

<b>Categoría</b>	<b>Definición de CMNU-2009</b>	<b>Razonamiento para clasificación</b>
<b>G1</b>	Cantidades relacionadas con un yacimiento conocido que puede estimarse con un alto nivel de confianza.	La cuantificación se basó en un modelo de simulación de yacimiento TOUGH2 que se llenó con parámetros que se ajustan a los datos disponibles, pero que conducen a estimaciones de baja capacidad de recuperación cuando faltan datos.
<b>G2</b>	Cantidades relacionadas con un yacimiento conocido que puede estimarse con un nivel moderado de confianza.	La cuantificación se basó en un modelo de simulación de yacimiento TOUGH2 que se llenó con parámetros que se ajustan a los datos disponibles, pero que conducen a estimaciones de capacidad moderada de recuperación cuando faltan datos.
<b>G3</b>	Cantidades relacionadas con un yacimiento conocido que puede estimarse con un nivel bajo de confianza.	La cuantificación se basó en un modelo de simulación de yacimiento TOUGH2 que se llenó con parámetros que se ajustan a los datos disponibles, pero que conducen a estimaciones de alta capacidad de recuperación cuando faltan datos.

## Recursos de energía geotérmica CMNU-2009

<b>Clasificación: Clase CMNU- 2009</b>	<b>Cantidad de energía</b>	<b>Información complementaria</b>
<b>E2; F2.1; G1</b>	44.9 PJ	Modelo pesimista del yacimiento: ampliación de 50 MW <sub>e</sub> hasta detener la perforación de pozos de reemplazo en el año 14
<b>E2; F2.1; G2</b>	2.0 PJ	Modelo de yacimiento de caso base - 50 MW <sub>e</sub> hasta detener la perforación de pozos de reemplazo en el año 23
<b>E2; F2.1; G3</b>	0.6 PJ	Modelo de yacimiento optimista: 60 MW <sub>e</sub> hasta detener la perforación de pozos de recuperación en el año 23

## Referencias

Jean-Claude Berthet, Valdís Guðmundsdóttir, Gunnar Þorgilsson, Andri Arnaldsson, 2016, "Simulation of the Krafla geothermal system - Resource assessment of shallow peripheral zones", Vatnaskil 16.02, ÍSOR-2016/011. Available at [http://gogn.lv.is/files/2016/simulation\\_of\\_krafla\\_geothermal\\_system.pdf](http://gogn.lv.is/files/2016/simulation_of_krafla_geothermal_system.pdf)

Lárus Þorvaldsson, Jean-Claude Berthet, Andri Arnaldsson, 2016, "Energy extraction in 60 MW<sub>e</sub> and 110 MW<sub>e</sub> Krafla scenarios", Vatnaskil Memo No. 16.14. Disponible en [http://gogn.lv.is/files/2016/krafla\\_UNFC\\_memo.pdf](http://gogn.lv.is/files/2016/krafla_UNFC_memo.pdf)

Tobias Björn Weisenberger, Guðni Axelsson, Andri Arnaldsson, Anett Blischke, Finnbogi Óskarsson, Halldór Ármannsson, Hanna Blanck, Helga Margrét Helgadóttir, Jean-Claude C. Berthet, Knútur Árnason, Kristján Ágústsson, Sigríður Sif Gylfadóttir and Valdís Guðmundsdóttir, 2015, "Revision of the Conceptual Model of the Krafla Geothermal System", ÍSOR-2015/012, Vatnaskil 15.03, LV-2015-040. Disponible en <http://www.landsvirkjun.is/Media/2015-040.pdf>.

# Aplicación de la Clasificación Marco de las Naciones Unidas para Recursos (CMNU) respecto a Recursos de energía geotérmica

## Estudios de casos seleccionados

Esta publicación consiste en un conjunto de 14 estudios de casos sobre las aplicaciones de la Clasificación Marco de las Naciones Unidas para Recursos (CMNU) a la energía geotérmica de Australia, Alemania, Hungría, Islandia, Italia, Países Bajos, Nueva Zelanda, Filipinas y la Federación de Rusia.

La CMNU, elaborada por el grupo de expertos en clasificación de recursos de la Comisión Económica de las Naciones Unidas para Europa (CEPE), se aplica a todos los recursos energéticos y minerales a nivel mundial. Esto comprende recursos de energía renovable, recursos antropogénicos y proyectos de inyección para el almacenamiento geológico de dióxido de carbono.

La CMNU puede aplicarse a la energía geotérmica mediante dos conjuntos de especificaciones para la aplicación de la CMNU a los recursos de energía renovable y los recursos de energía geotérmica explotados en el año 2016.

Los estudios de casos se presentan en este documento con el fin de ilustrar la aplicación de las especificaciones de energía geotérmica para el uso uniforme de la CMNU en contextos distintos.

Los ejemplos de aplicación desde distintos países brindan una gama de escenarios en la clasificación de recursos geotérmicos de manera congruente con la clasificación de otros recursos energéticos.