



ORGANIZACION LATINOAMERICANA  
DE ENERGIA



BANCO INTERAMERICANO  
DE DESARROLLO

## **GUIA DE INFORMACION PARA PLANIFICADORES**



**Quito, Ecuador  
Mayo de 1994**



ORGANIZACION LATINOAMERICANA  
DE ENERGIA



BANCO INTERAMERICANO  
DE DESARROLLO

## **GUIA DE INFORMACION PARA PLANIFICADORES**



**Quito, Ecuador  
Mayo de 1994**

Preparada bajo el Convenio No Reembolsable BID/OLADE ATN-SF-3603-RE.

#### BID

Banco Interamericano de Desarrollo (BID)  
Av. Amazonas 477 y Roca,  
Edificio Banco de los Andes, 9no. Piso.  
Teléfonos: 550-011 / 562-141, Casilla 741A,  
Facsimile: 593-2-564660, Quito - Ecuador.

#### OLADE

Organización Latinoamericana de Energía (OLADE)  
Edificio Olade, Av. Occidental, Sector San Carlos  
Casilla: 17-11-6413, Quito-Ecuador, Teléfonos: 538-280 / 539-676  
Facsimile: 593-2-539684, Télex: 2-2728 OLADE ED

ISBN 9978-70-050-1  
OLADE 010GE/94

## PRESENTACION

*Basado en los objetivos de: a) promover acciones para el aprovechamiento y defensa de los recursos naturales de los Países Miembros y de la Región en conjunto, y b) fomentar una política para la racional explotación, transformación y comercialización de los recursos energéticos, OLADE, ante la crisis del petróleo en la década de los años setenta, inició en 1978 un programa de actividades encaminado a fomentar la investigación y el aprovechamiento de la geotermia como un recurso alternativo de las fuentes convencionales de energía.*

*Para alcanzar tal fin, una de las primeras acciones de la Organización fue integrar una metodología para la exploración y explotación geotérmica, adaptable a las condiciones y características de los países de América Latina y el Caribe.*

*Contando con la colaboración de diversas instituciones y expertos tanto de la Región como de fuera de la misma, OLADE elaboró en 1978 la "Metodología de Exploración Geotérmica para las Fases de Reconocimiento y Prefactibilidad", en 1979 la "Metodología de la Exploración Geotérmica para la Fase de Factibilidad", y en 1980 la "Metodología de Exploración y Explotación Geotérmica para las Fases de Desarrollo y Explotación". Posteriormente, esta última, una vez revisada, complementada y actualizada, dio lugar a la "Metodología de la Explotación Geotérmica" que la Organización editó el año 1986.*

*La disponibilidad de tales metodologías, permitió a los países de la Región orientar la investigación de sus recursos geotérmicos con una herramienta útil y de fácil aplicación. Haití, Ecuador, Perú, República Dominicana, Grenada, Guatemala, Jamaica, Colombia y Panamá, entre otros países, realizaron con el apoyo de OLADE y sus metodologías, reconocimientos en sus territorios. Nicaragua, Panamá, Ecuador-Colombia, Haití y Guatemala, también con la intervención de la misma Organización, desarrollaron estudios de prefactibilidad en algunas zonas termales en las que observaron condiciones favorables para llegar a constituirse en campos geotérmicos.*

*La aplicación de las metodologías coadyuvó a incrementar el conocimiento de los países de la Región sobre sus recursos geotérmicos, al grado que para fines de la década de los años ochenta 20 de los 26 países miembros de OLADE contaban ya con estudios de reconocimiento, 17 habían ejecutado estudios de prefactibilidad, 8 tenían estudios de factibilidad y 4 se encontraban generando electricidad mediante la explotación de algunos de sus campos geotérmicos. Sin embargo, el rápido desarrollo tecnológico de la geotermia mostró la necesidad de actualizar las metodologías.*



*Tomando en cuenta que en diversos foros de carácter internacional la comunidad geotérmica advirtió la necesidad de revisar, modernizar e incluso complementar los documentos de OLADE, esta Organización y el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) decidieron mediante el Convenio de Cooperación Técnica ATN/SF-3603-RE, revisar las guías existentes y elaborar seis nuevas para la exploración y explotación geotérmica. Tales guías, atendiendo los requerimientos de los grupos técnicos de la Región, serían para: Estudios de Reconocimiento, Estudios de Prefactibilidad, Exploración de Factibilidad, Evaluación del Potencial Energético (con base en la información recopilada en las fases de reconocimiento y prefactibilidad), Operación y Mantenimiento de Campos y Plantas Geotérmicas, y Preparación de Proyectos de Inversión en Plantas Geotérmicas.*

*La elaboración de los nuevos documentos sobre geotermia, se llevó a cabo mediante la intervención de 7 consultores internacionales y 8 expertos de la Región, con amplia experiencia en geovulcanología, geoquímica, geofísica, perforación, ingeniería de yacimientos, operación y mantenimiento de campos y plantas geotérmicas, e ingeniería y diseño de plantas.*

*El esfuerzo de OLADE y el BID por contribuir en el desarrollo energético de América Latina y del Caribe, se presenta en este documento que contiene la Guía de Información para Planificadores, con el objetivo de poner a la disposición de los países de la Región un instrumento que les permita conocer aspectos particulares de la geotermia relacionados con la ejecución de proyectos geotermoeléctricos, que podrían serles de utilidad en la planificación energética nacional.*

*OLADE y el BID manifiestan su reconocimiento a la labor del Ing. Mauro Cozzini, quien tuvo la responsabilidad de la elaboración del presente documento. Asimismo, agradecen a los señores Dr. Marcelo Lippmann, Dr. Jesús Rivera, Dr. Paolo Liguori e Ing. Antonio Razo sus aportaciones a la guía.*

# INDICE

Página

|           |                                                      |           |
|-----------|------------------------------------------------------|-----------|
| <b>1.</b> | <b>INTRODUCCION</b>                                  | <b>1</b>  |
| <b>2.</b> | <b>EL RECURSO GEOTERMICO</b>                         | <b>2</b>  |
| 2.1       | Yacimientos Geotérmicos                              | 2         |
| 2.2       | Usos Potenciales                                     | 4         |
| 2.3       | Etapas de Ejecución de un Proyecto Geotérmico        | 5         |
| 2.3.1     | Etapa I: Estudio de Reconocimiento                   | 5         |
| 2.3.2     | Etapa II: Estudio de Prefactibilidad                 | 7         |
| 2.3.3     | Etapa III: Estudio de Factibilidad                   | 7         |
| 2.3.4     | Etapa IV: Desarrollo del Proyecto                    | 9         |
| 2.3.5     | Etapa V: Operación y Mantenimiento                   | 10        |
| 2.4       | Papel de la Energía Geotermoeléctrica                | 10        |
| 2.4.1     | Aspectos Técnicos                                    | 10        |
| 2.4.2     | Aspectos Económicos                                  | 11        |
| <b>3.</b> | <b>CARACTERISTICAS Y COSTOS TIPICOS DEL CAMPO</b>    | <b>12</b> |
| 3.1       | Potencial y Productividad                            | 12        |
| 3.1.1     | Energía Almacenada y Potencial Explotable            | 12        |
| 3.1.2     | Métodos de Evaluación                                | 12        |
| 3.1.3     | Categorización del Potencial                         | 13        |
| 3.1.4     | Productividad                                        | 14        |
| 3.1.5     | Aspectos Económicos                                  | 14        |
| 3.2       | Características de los Fluidos Producidos            | 14        |
| 3.3       | Transporte y Desecho de Fluidos                      | 15        |
| 3.4       | Aspectos Ambientales                                 | 16        |
| 3.5       | Inversiones Típicas                                  | 17        |
| 3.6       | Gastos Típicos de Operación y Mantenimiento          | 18        |
| <b>4.</b> | <b>CARACTERISTICAS Y COSTOS TIPICOS DE LA PLANTA</b> | <b>19</b> |
| 4.1       | Ciclos de Conversión Energética                      | 19        |
| 4.2       | Tecnología de los Equipos                            | 20        |
| 4.3       | Utilización Marginal del Calor                       | 22        |
| 4.4       | Inversiones y Gastos Típicos                         | 22        |

|           |                                                |           |
|-----------|------------------------------------------------|-----------|
| <b>5.</b> | <b>CRITERIOS DE EVALUACION ECONOMICA .....</b> | <b>23</b> |
| 5.1       | Evaluación Económica y Financiera .....        | 23        |
| 5.2       | Identificación de los Beneficios .....         | 23        |
| 5.3       | Costos Típicos de Plantas Alternativas .....   | 24        |
| 5.4       | Comparación Económica .....                    | 25        |
| <b>6.</b> | <b>REFERENCIAS .....</b>                       | <b>27</b> |

## ILUSTRACIONES

|              |                                                        |   |
|--------------|--------------------------------------------------------|---|
| Figura No. 1 | Etapas en la Ejecución de un Proyecto Geotérmico ..... | 6 |
|--------------|--------------------------------------------------------|---|

## TABLAS

|             |                                                                                    |    |
|-------------|------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Tabla No. 1 | Capacidad Instalada y Generación Geotermoeléctrica<br>en el Mundo en 1990 .....    | 1  |
| Tabla No. 2 | Costos Típicos de Unidades Geotermoeléctricas a Vapor .....                        | 22 |
| Tabla No. 3 | Características Típicas de Plantas Térmicas Alternativas .....                     | 24 |
| Tabla No. 4 | Comparación Económica entre Plantas<br>Geotermoeléctricas y Termoeeléctricas ..... | 25 |

# INTRODUCCION

Un recurso geotérmico está constituido por un almacenamiento de energía en el subsuelo, bajo la forma de calor, con una cantidad y concentración suficientes para justificar su explotación, en particular en la generación de electricidad, con importantes retornos económicos.

La utilización de la energía geotérmica para la generación eléctrica empezó en Italia a principios de este siglo, y se desarrolló en otros países especialmente a partir de los años sesenta. Para 1990 la capacidad instalada en el mundo era casi de 6,000 MWe, y la generación mayor de 28,205 GWh/año (Tabla No. 1). Actualmente, por lo que se refiere al área latinoamericana, se puede señalar que existe un estudio para el incremento de la capacidad instalada en Nicaragua y proyectos en la fase de construcción en México, El Salvador, Costa Rica y Guatemala.

El calor geotérmico también puede ser utilizado directamente en sistemas de calefacción y/o procesos industriales. Existen importantes ejemplos de usos directos del calor en varios países, incluso utilizando recursos con temperaturas relativamente bajas.

**Tabla No. 1**

Capacidad Instalada y Generación  
Geotermoeléctrica en el Mundo en 1990

| País            | Capacidad Instalada<br>en 1990<br>(MW) | Generación<br>GWh/año | Geotermoeléctrica<br>% del Total<br>en el País |
|-----------------|----------------------------------------|-----------------------|------------------------------------------------|
| Estados Unidos  | 2,777                                  | 8,000                 | 0.3                                            |
| Filipinas       | 894                                    | 6,730                 | 23.7                                           |
| México          | 720                                    | 4,660                 | 4.4                                            |
| Italia          | 545                                    | 3,150                 | 1.6                                            |
| Nueva Zelandia  | 293                                    | 2,000                 | 6.9                                            |
| Japón           | 215                                    | 1,360                 | 0.2                                            |
| Indonesia       | 142                                    | 750                   | ?                                              |
| El Salvador     | 95                                     | 370                   | 17.1                                           |
| Nicaragua       | 70                                     | 410                   | 37.0                                           |
| Kenia           | 45                                     | 350                   | 13.0                                           |
| Islandia        | 45                                     | 260                   | 5.8                                            |
| China           | 21                                     | 50                    | <0.1                                           |
| Turquía         | 20                                     | 70                    | <0.1                                           |
| Unión Soviética | 11                                     | 25                    | <0.1                                           |
| Francia         | 4                                      | 20                    | <0.1                                           |
| Portugal        | 3                                      | ?                     | ?                                              |
| Taiwan          | 3                                      | ?                     | ?                                              |
| Grecia          | 2                                      | 0                     | ?                                              |
| Argentina       | 0.6                                    | ?                     | ?                                              |
| Tailandia       | 0.3                                    | 0                     | ?                                              |

(Modificada de Gutiérrez, L., 1991)



El empresario o la empresa eléctrica que intente la explotación de este recurso, debe evaluar antes que nada la importancia económica del mismo y comprender los problemas que involucra el desarrollo de un proyecto geotérmico, desde la exploración hasta su realización final.

La presente guía está dirigida especialmente a los responsables de la evaluación económica y la planificación estratégica y operativa de las empresas interesadas en la generación eléctrica, con el fin de darles a conocer los aspectos particulares de la geotermia, relacionados con:

- la naturaleza minera de este recurso energético, sus modalidades y la importancia de sus aplicaciones;
- las etapas del desarrollo del proyecto, necesarias para minimizar los riesgos y maximizar los resultados, que condicionan la planificación, el financiamiento y la realización final del proyecto;
- los aspectos técnicos relativos al recurso y la problemática de los equipos, que condicionan los resultados técnicos y económicos del proyecto;
- los aspectos relativos al impacto ambiental; y
- los elementos relativos a costos, beneficios y retornos económicos de un proyecto geotérmico.

## **2. EL RECURSO GEOTERMICO**

### **2.1 Yacimientos Geotérmicos**

La formación de un sistema geotérmico de alta temperatura potencialmente explotable para fines de generación eléctrica, está condicionada en general por la existencia de:

- una fuente de calor importante, representada por una cámara magmática (activa o en fase de enfriamiento) relativamente somera (unos kilómetros de profundidad); razón por la cual la distribución geográfica de los recursos de alta temperatura ( $>200^{\circ}\text{C}$ ) se limita esencialmente a zonas de volcanismo reciente;
- conductos (zonas fracturadas) de circulación profunda de fluidos, que permitan el transporte del calor endógeno hacia niveles superiores relativamente profundos;
- un volumen de roca relativamente porosa y permeable, a una profundidad económicamente accesible mediante pozos, que permita el almacenamiento de fluidos calientes en una cantidad comercialmente importante (yacimiento); y
- una roca esencialmente impermeable (capa sello) que sobreyace el yacimiento y que lo confina; aunque se conocen sistemas geotérmicos donde el yacimiento no es totalmente confinado.

La surgencia de fluidos que se han calentado a gran profundidad y su circulación a nivel del yacimiento, es parte del proceso que origina un sistema geotérmico; proceso que se desarrolla durante largos períodos de tiempo, del orden de miles de años, y continúa en la actualidad.

La naturaleza de un campo geotérmico es esencialmente dinámica, con una continua circulación e intercambio de masa (fluido) y calor. En su estado natural, sin el disturbio de la explotación, rige un sustancial equilibrio entre la recarga del sistema (de masa y energía) y la correspondiente descarga, que se evidencia en particular en las manifestaciones termales (fumarolas, manantiales calientes, etc.) que normalmente caracterizan las áreas geotérmicas. Su carácter dinámico es lo que diferencia un campo geotérmico de otros recursos energéticos como el petróleo, el carbón y los minerales radioactivos.

El yacimiento geotérmico es entonces la parte explotable de un sistema de circulación más amplio, y está constituido por una roca saturada de fluido caliente. La temperatura de un yacimiento geotérmico de alta entalpía corresponde normalmente a un rango entre 200°C y 350°C. Temperaturas más bajas no excluyen una explotación comercial del recurso, pero requieren en general de tecnologías particulares de conversión energética (plantas de ciclo binario, ver sección 4.1) o una utilización directa del calor.

Con base en la naturaleza del fluido almacenado, se distinguen dos tipos de yacimientos geotérmicos, esto es:

- *yacimientos de agua dominante*, donde el fluido es esencialmente agua presurizada en estado líquido, con eventuales zonas localizadas de ebullición y/o pequeñas cantidades de vapor; y
- *yacimientos de vapor dominante*, donde el fluido es esencialmente vapor, con agua líquida eventualmente presente en el yacimiento como fase inmóvil.

El fluido geotérmico es el medio que permite el transporte de la energía hasta la superficie, a través de pozos profundos de extracción. El interés comercial de la explotación de un recurso geotérmico, depende de la posibilidad de llevar a cabo este proceso de extracción a un costo económicamente atractivo.

Un almacenamiento de calor puede existir también en rocas secas calientes, y éste representa otro tipo de recurso geotérmico potencialmente de interés. Sin embargo, la tecnología para su explotación, basada en la circulación artificial de fluidos con un esquema de “inyección de agua fría - calentamiento en las rocas - recuperación del agua caliente”, está todavía en un estado experimental. Este tipo de recurso por lo tanto no se considera en esta guía.

Cabe finalmente subrayar que en principio un campo geotérmico no se puede considerar un recurso típicamente renovable; su formación ha necesitado tiempos geológicos y su explotación intensa a un nivel que exceda netamente la recarga natural del sistema hidrotermal y que afecte la energía almacenada en el yacimiento, llevará a un deterioro de sus características termodinámicas, hasta provocar una reducción en la capacidad de producción y eventualmente el abandono definitivo de la explotación por razones técnicas (presiones insuficientes) y/o económicas (costos excesivos en la producción del vapor). Una vez que detenida la explotación del sistema hidrotermal, el yacimiento geotérmico se podrá recargar lentamente en forma natural y podría alcanzar nuevamente condiciones favorables para su explotación, sin embargo, este proceso de recarga podría tomar varias décadas.



## **2.2 Usos Potenciales**

El interés en un recurso geotérmico estriba en la energía térmica contenida en la roca y el fluido del subsuelo que se pueda explotar, principalmente a través de su transformación en energía eléctrica y tal vez, en cantidades marginales, en usos directos o mediante la extracción de minerales, en forma asociada al proyecto principal.

A continuación se señalan los aspectos más rentables de un proyecto geotérmico, sin profundizar en la problemática técnica y económica de los usos directos del calor, los marginales y los asociados.

### **a. Conversión en Energía Eléctrica**

Con base en la importancia del mercado de la energía eléctrica, confirmada por las obras realizadas en el mundo, en este documento se consideran sólo los proyectos geotérmicos dedicados principalmente a la generación de electricidad.

En varios países la transformación del calor geotérmico en energía eléctrica, tiene la gran ventaja de que existe la demanda suficiente para aprovechar de inmediato el recurso y permitir la construcción de una central de electricidad cerca del mismo, enviando la energía a los centros de consumo a través de un sistema de transmisión.

Los elementos necesarios para el éxito de estos proyectos geotermoeléctricos, son:

- la localización del recurso a profundidades técnica y económicamente accesibles (<3,000 m);
- entalpía alta o media del fluido (temperatura del yacimiento > de 180°C);
- potencial adecuado para alimentar unidades de suficiente capacidad para el sistema eléctrico, esto es, en principio superior a los 15 MWe;
- bajo contenido de gases incondensables; y
- características corrosivas e incrustantes del fluido compatibles con el proceso de producción eléctrica.

### **b. Uso Directo del Calor**

Pueden existir posibilidades de usos directos del calor geotérmico para: calefacción de edificios o invernaderos en zonas climáticas frías; alimentación de unidades refrigeradoras del tipo de absorción para plantas frigoríficas industriales o para producción de aire acondicionado en centros urbanos; secado de productos agrícolas, pesqueros o mineros; procesos industriales en productos que utilizan calor; y para la calefacción de piscinas y balnearios curativos.

Cabe hacer notar que el costo de transporte y distribución del calor es elevado y difícilmente se encuentran usuarios cerca de un campo geotérmico potencial. Además, en América Latina sólo en regiones reducidas existen condiciones climáticas frías favorables para grandes proyectos de calefacción urbana y, por lo tanto, estos usos son en general modestos con respecto a la

cantidad total de energía producible en un buen campo geotérmico y no justifican proyectos de exploración minera para su utilización directa.

Los vínculos técnicos para el aprovechamiento directo del calor son menos restrictivos, y en particular son aceptables fluidos de baja entalpía ( $< 120^{\circ}\text{C}$ ) que a veces son descargados en el proceso de producción eléctrica. Esta condición permite identificar pequeños proyectos de usos directos de interés marginal, asociados a la producción de energía eléctrica.

### **c. Extracción de Minerales**

La extracción de minerales y compuestos químicos ha sido de interés histórico en Larderello para la producción de boro, pero actualmente es casi inexistente. En México se efectuaron estudios para el aprovechamiento de sales de potasio y litio, sin embargo, esto no se ha llegado a concretar.

## **2.3 Etapas de Ejecución de un Proyecto Geotérmico**

El desarrollo de un proyecto geotérmico generalmente es estimulado por la expectativa de los beneficios ligados con el éxito final, pero se tiene que proceder con prudencia, tanto para la parte minera como para la parte correspondiente a la selección de equipos, a fin de minimizar los elevados riesgos de un fracaso minero parcial o total y para planificar racionalmente las actividades.

La prudencia aconseja un desarrollo por etapas, caracterizadas por un continuo progreso en la adquisición de datos y experiencias, los cuales permiten reducir los riesgos en las etapas subsiguientes que involucren un aumento exponencial de las inversiones.

Al término de cada etapa del proyecto es necesario llevar a cabo una evaluación de los conocimientos y de los riesgos, con el fin de juzgar la conveniencia técnico-económica sobre la continuación del mismo, la planificación de la siguiente etapa y el financiamiento de las obras planificadas.

No es posible efectuar una planificación inicial de todo el proyecto. La incertidumbre acerca del éxito final crea dificultades a los planificadores del sistema eléctrico, quienes tienen que garantizar con gran antelación la fecha de incorporación de las centrales eléctricas en el sistema. Esta planificación sólo es posible al término del Estudio de Factibilidad.

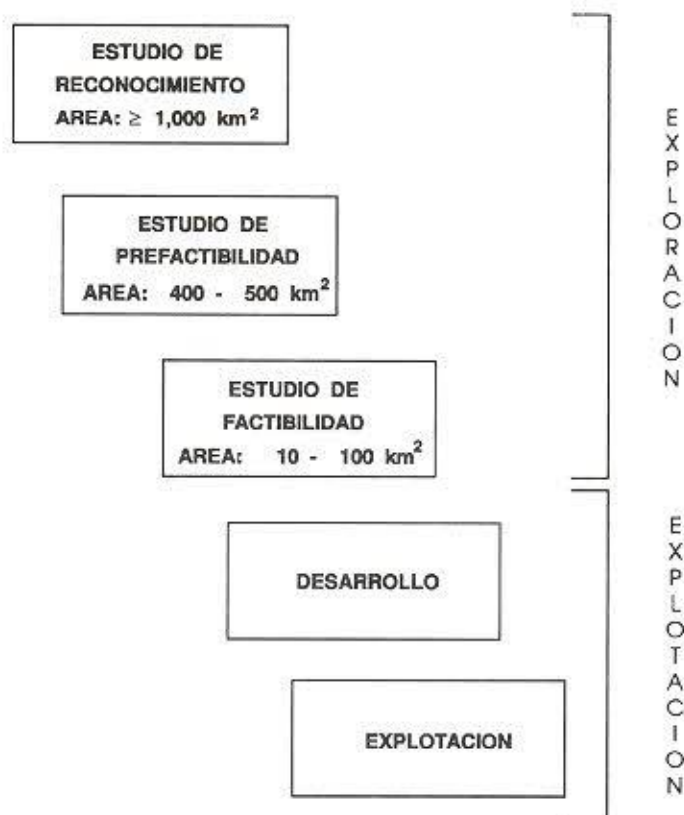
La ejecución de un proyecto geotérmico se puede dividir en cinco etapas, de las cuales las tres primeras: 1) estudio de reconocimiento, 2) estudio de prefactibilidad y 3) estudio de factibilidad, se refieren a la parte propiamente exploratoria del proyecto; y las otras dos: 4) desarrollo y 5) explotación, a la preparación del campo para el aprovechamiento del fluido geotérmico, a la producción sistemática del fluido, a su utilización industrial y a resolver los problemas de gestión del campo (Figura No. 1).

El tiempo total de ejecución de un proyecto tipo, hasta la terminación de la primera planta, es de aproximadamente 7 años.



Figura No. 1

## ETAPAS EN LA EJECUCION DE UN PROYECTO GEOTERMICO



La metodología y los objetivos de cada una de las etapas, así como los aspectos más significativos de decisión relativa y de planificación, se describen a continuación.

### 2.3.1 Etapa I: Estudio de Reconocimiento

Corresponde a la primera parte de la exploración minera, cuyo fin es identificar las áreas donde existen los mayores indicios del recurso geotérmico. Los objetivos y la metodología del estudio están descritos en la Guía para Estudios de Reconocimiento y Prefactibilidad Geotérmicos (OLADE/BID, 1994).

Los estudios son a nivel regional y/o de áreas específicas, e incluyen: geología, hidrogeología, geoquímica y geofísica, y la identificación de la demanda de energía que pudiese ser satisfecha en base al posible recurso geotérmico.

Los resultados deben identificar y clasificar las áreas de interés geotérmico, estableciendo las prioridades y el nivel de probabilidad de éxito para una exploración más detallada. Deben ser enfocados los aspectos ambientales y la eventual utilización técnico-económica del posible recurso.

Tomando en cuenta la probabilidad de éxito, se definirá un plan para la siguiente etapa de prefactibilidad y la estimación de su costo.

El tiempo necesario para el estudio de reconocimiento es de aproximadamente un año y el nivel de inversiones es relativamente moderado, alrededor de US\$ 500 mil dólares.

### **2.3.2 Etapa II: Estudio de Prefactibilidad**

La exploración iniciada con el reconocimiento, continúa con estudios geocientíficos de mayor detalle concentrados en el área identificada como la más prometedora, o en dos o más áreas alternativas, y eventualmente con la perforación de pozos de gradiente o de propósito múltiple. Su objetivo es estimar con mayor detalle la existencia del yacimiento geotérmico, circunscribir el área en la que se podría encontrar, determinar tentativamente las características y el posible potencial del recurso y, finalmente, planificar las sucesivas perforaciones exploratorias profundas previstas para la etapa de factibilidad. Detalles sobre los objetivos y la metodología a seguir en una investigación de este tipo, están descritos en la Guía para Estudios de Reconocimiento y Prefactibilidad Geotérmicos (OLADE/BID, 1994).

La prefactibilidad incluye estudios geológicos y vulcanológicos para la definición del modelo geológico preliminar del sistema geotérmico; geoquímicos, con análisis químicos e isotópicos de los fluidos (aguas y gases) calientes y fríos aflorantes en la superficie y la geotermometría de los mismos, para la definición de un modelo de flujo y una interpretación de las posibles temperaturas en el subsuelo; hidrogeológicos para la definición del modelo del sistema de circulación del agua subterránea; y geofísicos para precisar la posición del posible yacimiento. La integración de toda esta información permitirá elaborar un modelo geotérmico preliminar del área de interés.

En la fase final del estudio de prefactibilidad, antes de la perforación exploratoria profunda de factibilidad, en algunos casos será aconsejable la ejecución de pozos someros de gradiente para ampliar la información del subsuelo y disminuir el riesgo económico de una exploración profunda. La perforación de pozos de gradiente a veces proporciona información adicional que refuerza o rectifica la hipótesis de la presencia de una anomalía geotérmica de importancia en el subsuelo.

En otros casos, para obtener información que permita confirmar o modificar el modelo conceptual preliminar del sistema geotérmico, se podrá tomar la decisión de perforar pozos exploratorios a mayor profundidad, de diámetro reducido, que tienen la ventaja de determinar las condiciones reales del subsuelo a mayor profundidad que la de los pozos de gradiente.

El tiempo necesario para el estudio, sin incluir perforaciones, es de aproximadamente un año y el nivel de inversiones es, en condiciones normales, de aproximadamente US\$ 1 millón de dólares.

### **2.3.3 Etapa III: Estudio de Factibilidad**

Esta etapa incluye la perforación exploratoria profunda de 3 a 6 pozos, para disponer de 3 ó 4 pozos productores y por lo menos un pozo de inyección. Esta etapa es fundamental porque



los resultados y la información que se obtienen con la perforación, deben aportar alguna certidumbre con respecto a la existencia del recurso, y en base a ésta enfocar el proyecto de explotación. Los objetivos y las metodologías del estudio están descritos en la Guía para Estudios de Factibilidad Geotérmica (OLADE/BID, 1994).

El tiempo necesario para el estudio es de aproximadamente dos años y el nivel de inversión se incrementa bastante dado el número de pozos profundos a perforarse (US\$ 10 a 15 millones de dólares).

Las actividades correspondientes a esta etapa se pueden dividir en las siguientes partes: ingeniería del campo, ingeniería de la planta y factibilidad económica.

#### **a. Ingeniería del Campo**

Se ocupa de la ejecución de las perforaciones exploratorias, de la recolección e interpretación de los datos obtenidos, de las actividades y estudios relativos al yacimiento, de la planificación del desarrollo del campo y del manejo de los fluidos. Incluye: perforación y terminación de los pozos; estudios geológicos, geoquímicos y geofísicos de superficie y de pozo; mediciones estáticas y dinámicas en los pozos; pruebas de producción; refinamiento del modelo conceptual del campo con la integración de los datos recolectados y evaluados; preparación del modelo matemático del yacimiento y simulación de su estado natural; estudio de la química de los fluidos y eventual ejecución de pruebas de incrustación y corrosión; evaluación del recurso y formulación de la estrategia de producción/inyección mediante modelos matemáticos.

Los resultados deben incluir: la definición del potencial probado, probable y posible del yacimiento; la definición de la productividad o inyectividad típicas de los pozos en las condiciones iniciales de explotación y la previsión de su evolución durante la explotación; la determinación de las características energéticas, químicas y físicas de los fluidos; la planificación de los pozos a perforarse para la implementación del proyecto y la definición del esquema de conducción y desecho de los fluidos; y la estimación de los costos probables de inversión para el desarrollo del campo y el mantenimiento de la producción, con énfasis en el riesgo de variación de estos costos.

#### **b. Ingeniería de la Planta**

Consiste en la elaboración del proyecto de los equipos de transformación de la energía geotérmica en energía eléctrica, e involucra: el estudio y optimización del proceso de transformación basado en la productividad del campo, en las características de los fluidos geotérmicos y en la estrategia de producción/inyección; y el diseño de los equipos basado en tecnologías constructivas modernas y en el respeto de los objetivos económicos y de las consideraciones ambientales del proyecto.

El proyecto debe ser definido en estrecha colaboración con los expertos de planificación del sistema eléctrico, en particular en lo que se refiere a:

- la elección de la potencia, que tiene que ser coherente tanto con el potencial probado del campo como con la planificación general del desarrollo del sistema de generación;



- la fecha de terminación del proyecto, que debe permitir la ejecución ordenada de las obras, con mínimos intereses durante la construcción, pero garantizar también la puesta en servicio dentro de los plazos fijados por las exigencias del sistema eléctrico; y
- los parámetros económicos a adoptar para la optimización de los equipos, que deben ser coherentes con el valor de la energía eléctrica.

Los resultados deben incluir: la elección del tipo de proceso de producción de energía eléctrica (vapor con simple o doble flasheo, ciclo binario) y de las modalidades de separación del vapor, con selección de los parámetros del proceso y optimización técnico-económica del conjunto campo-planta; la estrategia de implementación de unidades, iniciando eventualmente con la instalación inmediata de unidades de boca pozo a descarga libre (3 a 5 MW) y un desarrollo por etapas con grupos modulares de potencia reducida (15 a 30 MW), o la instalación rápida de unidades de gran potencia (30 a 55 MW); la selección de la potencia, de la flexibilidad de operación y de las características de los equipos principales y de los sistemas auxiliares; la localización de la planta y el arreglo del sistema de acarreo y de los equipos de la planta; y la mitigación del impacto ambiental.

### **c. Factibilidad Económica**

Su propósito es justificar las grandes inversiones en la ejecución del proyecto frente a los beneficios de la generación eléctrica. La factibilidad económica puede ser examinada solamente en caso de que se haya demostrado su factibilidad técnica y posiblemente elaborado el diseño básico, es decir, cuando se haya:

- individualizado el tipo y tecnología de la utilización del recurso;
- comprobado la capacidad del campo para alimentar la planta;
- realizado el diseño básico del sistema de extracción del fluido y de la planta de utilización; y
- demostrado la compatibilidad ambiental del proyecto.

No es aceptable que permanezcan riesgos de incumplimientos técnicos graves, y sólo pueden permanecer las incertidumbres sobre el monto total de los costos y los beneficios del proyecto, que deben estar contenidos dentro de márgenes de variación donde todavía se mantiene una rentabilidad aceptable.

### **2.3.4 Etapa IV: Desarrollo del Proyecto**

La construcción del proyecto debe seguir las estrategias y los criterios técnicos y económicos definidos en el estudio de factibilidad. Los objetivos y las metodologías de esta etapa están descritos en la Guía para el Desarrollo de Proyectos Geotérmicos (OLADE/BID, 1994).

Generalmente el desarrollo es llevado a cabo por fases, siguiendo las estrategias recomendadas en el estudio de factibilidad, realizando:

- la perforación de pozos de producción y de inyección, y la eventual instalación inmediata de unidades de boca pozo a descarga libre (de 3 a 5 MW), y
- el desarrollo del campo por etapas, con grupos modulares de potencia reducida (de 15 a 30 MW) o unidades de gran potencia ( $\geq 55$  MW).

El tiempo necesario para la perforación de pozos y la construcción de la planta es aproximadamente de tres años. El nivel de inversión es muy grande y depende del número de pozos profundos a perforarse y de la potencia de la planta (aproximadamente de 2,000 US\$/kW, es decir, alrededor de US\$ 100 millones de dólares para una planta de 50 MW).

Durante la perforación de los pozos y la construcción de las obras, se deben recolectar los nuevos datos disponibles y actualizar continuamente los estudios de ingeniería de yacimientos y el proyecto. Los eventuales incrementos sucesivos o modificaciones de las obras, deben ser justificados por medio de estudios de factibilidad específicos.

### **2.3.5 Etapa V: Operación y Mantenimiento**

La operación y el mantenimiento del sistema campo-planta deben permitir la máxima eficiencia de los equipos y la continuidad de la producción de energía; ver la Guía para Operación y Mantenimiento de Campos y Plantas Geotérmicas (OLADE/BID, 1994).

La evolución del yacimiento y la producción de los pozos deben ser monitoreadas continuamente para poder detectar variaciones significativas y actualizar y calibrar el modelo matemático del campo. La correcta aplicación del modelo es un instrumento indispensable para interpretar los cambios y problemas observados en el comportamiento del yacimiento, con el fin de predecir su evolución futura y tomar una decisión sobre los programas de perforación de reposición y, eventualmente, sobre una ampliación de la capacidad instalada.

## **2.4 Papel de la Energía Geotermoeléctrica**

### **2.4.1 Aspectos Técnicos**

La energía eléctrica de origen geotérmico se conecta en la red eléctrica local, que por lo general está interconectada a las principales redes nacionales de distribución y a veces con las redes de los países vecinos, que forman grandes mercados de energía eléctrica.

La planificación del desarrollo de un sistema geotérmico dado, debe formar parte del plan de expansión de la generación del sistema eléctrico que debe cubrir la demanda que normalmente acompaña el desarrollo económico del país. La generación geotérmica debe resultar técnicamente compatible y coordinada con la generación de otras centrales del sistema, para alimentar al mismo con confiabilidad y bajo costo.

Para lograr este objetivo, la programación de las actividades de desarrollo del campo y de construcción de las plantas debe evitar riesgos técnicos y prever controles en la ejecución, para eliminar atrasos, lo cual solamente es posible después del estudio de factibilidad.



La generación típica de una planta geotérmica es continua, es decir, sin modular la carga o parar la unidad, por lo que su operación es de base. Esto es una consecuencia de la conveniencia de no modificar frecuentemente el régimen de producción de los pozos (operación en condiciones estacionarias) y del costo elevado del sistema campo-planta, que es rentable solamente con una utilización alta y continua de la planta.

Sin embargo, también pueden existir situaciones específicas que difieran de la precedente, tales como:

- Pequeños sistemas aislados donde la potencia geotérmica puede tener un papel global, siendo la generación de base, modulante y de pico. En este caso, el proyecto y la operación del sistema campo-planta deben ser cuidadosamente optimizados.
- El exceso de generación durante la estación de lluvias, cuando la disponibilidad temporal de energía hidráulica satisface la demanda y la planta geotérmica puede disminuir su generación.
- El exceso de capacidad de los equipos de la planta por efecto del agotamiento parcial del yacimiento. Donde la reducción de la generación en períodos de mayor disponibilidad de energía de otras centrales, puede permitir una recuperación de la capacidad del yacimiento, a utilizarse en períodos críticos para el sistema de generación.

#### **2.4.2 Aspectos Económicos**

De acuerdo a lo anterior, el proyecto de una planta geotermoeléctrica tiene que integrarse al sistema de generación eléctrica del país y ser económicamente competitivo con centrales no geotérmicas, de manera de poder sustituirlas en el plan de expansión a largo plazo en el sistema de generación.

En consecuencia, el beneficio de la generación geotérmica está representado por el ahorro de los costos, esto es, por los "costos evitados" por la no necesidad de construcción y operación de otras plantas alternativas.

Una planta geotérmica substituye en general a una planta alimentada con combustible fósiles, que requiere inversiones inferiores pero incluye entre los gravámenes variables el costo del combustible. En la sección 5 se suministrarán los valores significativos de comparación, y en ellos se podrá observar que el beneficio generado por la inversión en el campo geotérmico, que representa cerca del 50% del total en un proyecto geotermoeléctrico, es la eliminación del costo del combustible utilizado en la planta termoeléctrica.

La importancia económica de este beneficio está respaldada por el costo del combustible cotizado en moneda extranjera (siendo importado o exportable) y por el riesgo que éste tiene a las crisis de disponibilidad y a los incrementos de precio que superen la inflación. Este aspecto debe estimular sobre todo las inversiones para las etapas iniciales, cuando el éxito del proyecto no está probado por el estudio de factibilidad.

La justificación económica del proyecto debe demostrar que su incorporación en el plan de expansión constituye la solución de costo mínimo para satisfacer la demanda de energía del



sistema eléctrico. En caso de que el proyecto constituya sólo una parte de un programa más amplio destinado a cubrir una demanda determinada, debe demostrarse que el programa global representa la solución óptima.

La demostración de la ventaja de una planta geotermoeléctrica económica, deberá incluir un análisis que compare los valores monetarios de los beneficios con los de los costos del proyecto y que calcule los parámetros econométricos más significativos. Deberá, además, incluir análisis de sensibilidad y probabilísticos oportunos, para evaluar los efectos de posibles resultados y costos distintos a los previstos y esperados.

Un parámetro de comparación económica muy significativo, es el costo promedio de generación de las plantas alternativas, definido como la razón entre los costos totales actualizados y la energía total actualizada, denominado Costo Marginal de Largo Plazo (CMLP).

### **3. CARACTERÍSTICAS Y COSTOS TÍPICOS DEL CAMPO**

#### **3.1 Potencial y Productividad**

##### **3.1.1 Energía Almacenada y Potencial Explotable**

La cantidad de *energía térmica almacenada* en un yacimiento geotérmico es una función de su volumen, de su temperatura y del estado termodinámico del fluido contenido en las rocas.

El potencial explotable es inferior a la energía total del yacimiento y se obtiene introduciendo el concepto de “factor de recuperación”, que representa la fracción de la energía total almacenada que puede ser recuperada/explotada efectivamente, quedando disponible en la superficie para su conversión en energía eléctrica.

En efecto, la mayor parte de la energía almacenada en el yacimiento está contenida en la roca misma, más que en el fluido. La recuperación de esta energía no puede, entonces, ser total, estando limitada por la posibilidad de explotación del fluido almacenado en el mismo yacimiento, del que se drena de zonas aledañas como resultado de la explotación del sistema y por la capacidad de la roca en transferir su calor al fluido.

El valor del factor de recuperación involucra límites tanto físico-técnicos (la cantidad de energía técnicamente extraíble) como económicos (la cantidad de energía extraíble dentro de un costo límite determinado).

La aplicación de factores apropiados de conversión energética de la energía disponible en la superficie (que dependen del tipo de ciclo adoptado), lleva finalmente a la definición del *potencial del campo* en términos de *capacidad eléctrica instalable*.

##### **3.1.2 Métodos de Evaluación**

La determinación del potencial de un campo con base en el conocimiento de sus características geométricas (volumen), físicas (presión y temperatura) e hidráulicas (almacenaje y permeabilidad),

y en la evaluación de un valor razonable del factor de recuperación, representa una de las principales tareas de la ingeniería de yacimientos, en particular en las etapas iniciales del proyecto geotérmico.

En la evaluación del potencial se distinguen básicamente dos enfoques diferentes, manifestados por los:

- *métodos volumétricos*, con los cuales se estiman las cantidades de calor y de fluido almacenados en el yacimiento, que a través de la aplicación de un valor empírico de recuperación suministra un valor del potencial explotable; y los
- *métodos de simulación*, basados en la aplicación de modelos matemáticos para el análisis del comportamiento termo-fluidodinámico del yacimiento bajo explotación. La simulación permite estudiar la futura evolución del yacimiento, en particular de su presión y de la entalpía de los fluidos producidos, y determinar la posibilidad de mantener la extracción requerida durante un cierto período de tiempo (de 15 a 30 años).

Con la simulación el factor de recuperación no es definido "a priori", sino que es esencialmente el resultado de la simulación misma. En este sentido, este enfoque es más preciso que el método volumétrico, aunque también tiene sus limitaciones, en particular en las condiciones iniciales de un campo, por tenerse un conocimiento todavía incompleto del yacimiento. Los datos de entrada incompletos llevan a un grado de incertidumbre en los resultados de la simulación, y para evitar el riesgo de una sobrestimación se tienen que adoptar hipótesis prudenciales-conservadoras para los parámetros del yacimiento todavía desconocidos, y eventualmente aplicar un factor reductivo a la capacidad simulada.

### 3.1.3 Categorización del Potencial

En cada etapa de un proyecto geotérmico cabe subrayar la diferencia importante entre:

- *Potencial probado*, que representa la capacidad energética disponible con seguridad en el yacimiento, basada en factores tecnológicos y económicos y en los conocimientos de la parte del recurso ya comprobada por pozos profundos, que garantiza la producción del vapor necesario a lo largo de la vida útil de la planta. El fracaso del riesgo minero debe ser absolutamente marginal, quedando únicamente una posible incertidumbre sobre el nivel de costo de la explotación.
- *Potencial probable/posible*, que representa la probable/ posible capacidad energética disponible en el futuro, correspondiente a la totalidad del recurso siempre y cuando se tomen en cuenta factores tecnológicos y económicos. Se estima con base a hipótesis sobre la extensión y la naturaleza del campo todavía no confirmadas por la exploración directa.

Es evidente que antes de iniciar la etapa de *factibilidad* de un proyecto se tendrán únicamente estimaciones sobre un potencial posible, y sólo el éxito de las perforaciones profundas de la etapa de factibilidad permitirán definir un *potencial probado*, que puede ser substancialmente inferior al potencial real del recurso. Sin embargo, para evitar riesgos de sobreequipamiento, sólo se podrá decidir en esta etapa la instalación de una capacidad no superior al potencial probado. Durante la etapa de desarrollo y operación del campo, la evolución del potencial



probable/posible a probado contribuirá en forma sustancial en la definición de los planes de ampliación a futuro de la capacidad instalada.

#### **3.1.4 Productividad**

La *productividad* del recurso se define como el nivel de eficiencia, en particular en términos económicos, que se puede alcanzar en la extracción de energía. El factor fundamental en este sentido es la productividad promedio de los pozos productores, o más bien el costo promedio de perforación por MW(e) producido; en efecto, es evidente que una alta productividad de vapor de los pozos conlleva una disminución de los costos unitarios para el suministro de vapor a la planta y, por ende, a un aumento en el interés del proyecto.

La productividad de los pozos es esencialmente una función de la naturaleza del yacimiento, en particular de su permeabilidad y temperatura. El costo de producción es afectado por otros factores, tales como la profundidad de los pozos, la necesidad de pozos inyectoros, etc.

En general, la productividad de los pozos no permanece constante, siendo afectada negativamente por la evolución de las características termodinámicas del yacimiento (en particular por la disminución de la presión); por lo tanto, hay que tomar en cuenta la progresiva disminución de productividad de los mismos a lo largo de la vida del proyecto, a ser compensada con la perforación de pozos adicionales (pozos de reposición).

La productividad de los pozos en forma individual y del campo en su conjunto, así como su evolución con el tiempo, dependen también del esquema de explotación del recurso (localización y densidad de pozos, caudales y espaciamiento entre pozos de producción/inyección, etc.), por lo tanto, el esquema de explotación tiene que ser eventualmente adaptado a la evolución del yacimiento durante su vida útil. De aquí la importancia de una correcta explotación del recurso, que debe basarse en un monitoreo continuo del yacimiento y en la aplicación de modelos matemáticos de simulación a fin de predecir su evolución.

#### **3.1.5 Aspectos Económicos**

El concepto de productividad de los pozos y de su variación con el tiempo aclara cuales son los principales factores económicos que se deben tomar en cuenta en la definición de potencial del recurso, el cual no es más que la cantidad de energía que se puede producir a un costo económicamente competitivo.

En un proceso de desarrollo del recurso por etapas, típico para la geotermia, se podrá incrementar la capacidad instalada hasta cuando el costo marginal de la ampliación deje de ser económico.

### **3.2 Características de los Fluidos Producidos**

En función del tipo de yacimiento, el fluido producido por los pozos de un campo geotérmico puede ser:



- *vapor seco*, saturado o sobrecalentado, que puede ser enviado directamente a la planta de generación; o
- *una mezcla de agua y vapor*, con una fracción variable de vapor según el tipo de alimentación del pozo y la presión del cabezal. En este caso se tienen que separar las dos fases por medio de equipos adecuados (separadores ciclónicos), enviando el vapor a la turbina y dejando una cantidad generalmente importante de líquido caliente para su desecho o para una sucesiva evaporación a presión más baja (segundo flasheo).

En campos de agua dominante, el vapor separado representa normalmente una fracción del 15 al 30% de la masa total. Sin embargo, la explotación masiva del recurso puede modificar la proporción entre vapor y agua, sea hacia valores más altos (ebullición en el yacimiento) o más bajos (enfriamiento del yacimiento).

La composición química de los fluidos extraídos puede afectar la explotabilidad del recurso, y en casos extremos y raros hacerla técnica y económicamente imposible o inconveniente (extracción de fluidos muy corrosivos o incrustantes).

El fluido (vapor o mezcla) contiene normalmente una cierta cantidad de gases incondensables, constituidos principalmente por  $\text{CO}_2$ , porcentajes menores de  $\text{H}_2\text{S}$  y trazas de otros gases.

La concentración de gases incondensables es variable de campo a campo; normalmente no sobrepasa el 5%, referido a la cantidad de vapor (producido o separado). Los casos extremos de muy alto contenido de gases, pueden anular la conveniencia de instalar plantas a condensación, limitando los ciclos aplicables a sistemas con descarga libre, o requerir la instalación de equipos de separación del gases antes de la entrada del vapor a la turbina.

La composición de los gases incondensables, en particular el contenido de  $\text{H}_2\text{S}$ , determina las características corrosivas del vapor, que influye en la selección de los materiales a utilizarse en los equipos y en las medidas de protección del medio ambiente por la descarga de gases en la atmósfera.

En lo que respecta al agua separada en campos de agua dominante, se trata en general de salmueras con contenido de sales disueltas muy variable, entre unos miles de ppm y en casos extremos de 200,000 a 300,000 ppm (el agua de mar tiene una concentración de sales de 35,000 ppm). Esta salinidad, y en particular el contenido de elementos tóxicos como el boro y el arsénico, requieren de un cuidadoso control del sistema de desecho (Sección 3.3).

Un problema particular es el que presenta el contenido de sílice disuelta, que puede dar abundantes depósitos de este mineral al bajar la temperatura del fluido, con las consiguientes dificultades para la eliminación del mismo fluido. En algunos casos el riesgo de formación de depósitos de sílice, directamente relacionados con la disminución de temperatura, es el principal factor limitante para una explotación energética más completa del fluido extraído, por ejemplo mediante la adopción de una segunda etapa de evaporación (flasheo).

### 3.3 Transporte y Desecho de Fluidos

El vapor producido por los pozos distribuidos sobre un área relativamente grande, tiene que ser transportado a través de un sistema de acarreo hasta la planta generadora.

En el caso de producción de vapor seco, el sistema simplemente consiste en conectar el cabezal del pozo al colector de vapor de la planta. En presencia de mezcla, se necesita una separación de las fases agua y vapor, con esquemas del sistema de acarreo seleccionados con base en las características de los pozos y del fluido producido (en particular su fracción de vapor), en su distancia a la planta y en la topografía del área.

El desecho del agua separada es un aspecto importante en la selección del esquema de explotación de un campo de tipo agua dominante.

La descarga de los fluidos residuales en la superficie ha sido adoptada en algunos casos, como por ejemplo en Cerro Prieto, México, en lagunas de evaporación; y en Ahuachapán, El Salvador, en el océano por medio de una canaleta. Sin embargo, se puede afirmar que en general las características de los fluidos residuales imponen su inyección a gran profundidad (ver sección 3.2), en particular en el mismo yacimiento geotérmico para evitar cualquier contaminación de acuíferos someros, aguas superficiales, suelos, etc.

Por otro lado, la adopción de la inyección a gran escala afectará, si se efectúa en el yacimiento, la evolución del mismo, dando como resultado un efecto positivo sobre la presión del yacimiento (disminución de la masa neta extraída) y un parcial enfriamiento de la formación. Se necesitará, entonces, realizar una evaluación cuidadosa de la ubicación de los pozos de inyección y un monitoreo continuo del campo para evitar la posibilidad de un deterioro acelerado de las áreas productivas.

La inyección también puede ser utilizada en campos de vapor dominante, para eliminar el agua de condensación de las torres de enfriamiento y también recargar al yacimiento.

### **3.4 Aspectos Ambientales**

El potencial impacto ambiental de una planta geotérmica se debe principalmente a:

- el desecho de aguas residuales; y
- la descarga de gases incondensables a la atmósfera.

En general, la adopción de la inyección total del agua a profundidad (a nivel del yacimiento), representa una protección adecuada del suelo y de las aguas superficiales durante la operación normal de la planta.

En lo que se refiere a la descarga de gases, tiene que ser adoptado un sistema adecuado de dispersión en función principalmente del contenido de  $H_2S$ , que a nivel del suelo no debe superar valores establecidos. Esto se realiza, si es necesario, a través de la construcción de una chimenea que permita la dispersión de los gases a una altura apropiada. Alternativamente, se pueden instalar sistemas de abatimiento del  $H_2S$ , que sin embargo representan una inversión importante y una pérdida en la eficiencia de la planta. Es interesante señalar que la emisión del  $CO_2$  a la atmósfera, que constituye la componente esencial del gas geotérmico (normalmente superior al 90% del total), es muy inferior (por kWh generado) al de cualquier planta térmica convencional que utiliza combustibles fósiles.



Otros impactos potenciales de importancia secundaria son:

- la ocupación y uso del terreno;
- el impacto visual debido a edificios, excavaciones, cabezales de los pozos, equipos de acarreo de los fluidos y a los equipos de perforación durante el desarrollo del campo;
- el ruido de los pozos y de la casa de máquinas;
- la contaminación en caso de un reventón accidental;
- la subsidencia causada por la extracción de fluidos geotérmicos;
- la sismicidad debida a la subsidencia o a la inyección de fluidos (microsismicidad). La intensidad de esta sismicidad inducida, es en general del mismo orden de aquella natural, especialmente en terrenos volcánicos en los cuales dicha sismicidad natural es significativa, y ya ha sido tomada en cuenta en el diseño de la planta.

En conclusión, se puede afirmar que con la adopción de medidas adecuadas de protección del medio ambiente, el impacto de un proyecto geotérmico puede ser mantenido dentro de límites *absolutamente aceptables y es posible compararlo favorablemente* con respecto del impacto de otras plantas alternativas.

### 3.5 Inversiones Típicas

Las inversiones típicas para la exploración y el desarrollo de un campo geotérmico hasta la puesta en operación de una planta generadora, esencialmente se pueden subdividir en:

- **Costos de Exploración Preliminar/Superficial:** 1.5 a 2 millones de US dólares (etapas de reconocimiento y prefactibilidad, ver la sección 2.3).
- **Costos de perforación:** 1-2 millones de US\$/pozo.

El costo efectivo de un pozo depende de su profundidad, diámetro, tipo de terminación (vertical, desviado, con o sin ademe ranurado, etc.), tiempo de perforación, tipo de formación encontrada, etc.

Para pozos en la etapa factibilidad se estima un costo mayor con respecto a los pozos de desarrollo, del orden del 20%, debido a su carácter exploratorio, al escaso conocimiento de las condiciones en el subsuelo y a la necesidad de mayores investigaciones (pruebas, tomas de núcleos, etc.).

El impacto del costo de la perforación sobre el costo total del proyecto es muy variable, siendo afectado principalmente por:

- la productividad promedio de los pozos exitosos: valor típico 5 MW;
- el factor de éxito de las perforaciones (en razón de pozos fallidos/pozos productores): valor típico 1 de 3 en la etapa de exploración, y 1 de 5 durante el desarrollo de áreas comprobadas;
- la necesidad de pozos inyectoros (en campos de agua dominante) y la inyektividad de los mismos: valor típico: 1 inyector para 3 productores.



Con los valores típicos indicados anteriormente resulta un costo promedio de perforación del orden de 500 US\$/kW.

Los costos de los pozos de reposición se incluyen normalmente en los gastos de operación y mantenimiento (ver sección 3.6).

- **Costos del Sistema de Separación/Acarreo:** 0.2 a 0.5 millones de US\$/pozo productor en campos de vapor dominante, y 0.5-0.9 millones de US\$/pozo productor en campos de agua dominante.

El costo efectivo depende de la productividad de los pozos, del esquema de separación/acarreo adoptado y de la distancia entre los pozos y la planta.

Los campos de agua dominante requieren mayores inversiones por tener necesidad de separadores, de líneas de agua hacia los pozos de inyección, etc.

Considerando un promedio de 5 MW/pozo, en campos de agua dominante resulta un costo promedio típico para este concepto de 150 US\$/kW.

- **Costos de la adquisición de terrenos o derechos, accesos, plataformas:** El valor típico es de 0.2 millones de US\$/pozo (50 \$/kW).

El costo real de la construcción de accesos y plataformas depende en particular de la topografía y del tipo de terreno (estabilidad, alteración de la roca, etc.).

- **Costos de ingeniería y administración:** Son del orden del 10 al 15% de la inversión directa.
- **Costos de contingencias:** Se estiman en el orden del 10% del total.

Como se desprende de las cantidades antes mencionadas, el costo de inversión para la parte "campo" de un proyecto geotérmico depende de muchos factores, en particular de la naturaleza, productividad, tamaño y ubicación del recurso. Un valor típico se puede establecer en 900 US\$/kW, aproximadamente, sin intereses durante la construcción.

Es conveniente señalar la importancia que tiene para la economía del proyecto, la realización continua de las diversas etapas (factibilidad - desarrollo - operación comercial) sin atrasos ni interrupciones. En efecto, debido a la importancia de las inversiones para el campo, la postergación de la puesta en marcha de la planta influye negativamente en el costo efectivo del proyecto, a través de los elevados intereses que se tienen que pagar durante la construcción.

Para el caso de un desarrollo óptimo (4 años desde el inicio de la factibilidad) los intereses son del orden del 25%, incrementando el costo de la inversión a 1,000 ó 1,200 US\$/kW.

### 3.6 Gastos Típicos de Operación y Mantenimiento

Los gastos anuales de operación y mantenimiento del campo geotérmico incluyen:

- **Costos para perforación de pozos de reposición**, que compensen la progresiva pérdida de productividad de los pozos y la eventual pérdida los mismos por diferentes razones. La disminución de productividad varía de caso a caso en función del tipo del yacimiento, del esquema de explotación y en particular de su intensidad (razón entre capacidad instalada y potencial efectivo del campo); las tasas de disminución reportadas están en un rango de 1 al 10%/año, con valores normales alrededor de 3%/año. Primero que nada, entonces, se puede considerar un costo promedio anual para pozos nuevos del 3% de la inversión inicial destinada a la perforación (valor típico: 15 US\$/año/kW).
- **Costos para operación y mantenimiento del campo**; con posibles modificaciones al sistema de acarreo, se puede estimar que anualmente corresponden en forma aproximada con el 1.5% de la inversión total inicial (valor típico: 15 US\$/año/kW).

En conclusión, el costo total de operación y mantenimiento del campo es del orden de 30 US\$/año/kW. Considerando la generación anual promedio de una planta geotérmica (7.5 GWh/MW), el costo de la operación y mantenimiento del campo resulta del orden de US\$ 4 mills/kWh.

## 4. CARACTERISTICAS Y COSTOS TIPICOS DE LA PLANTA

### 4.1 Ciclos de Conversión Energética

Los fluidos geotérmicos utilizados en la producción de energía eléctrica, deben ser transportados al área de la planta donde se realiza la conversión del calor geotérmico en energía eléctrica. La planta debe estar localizada en un terreno amplio y llano (150 m de ancho y 150 a 300 m de largo, dependiendo de la potencia y número de unidades), y debe estar en el interior del campo para reducir los costos de transporte de los fluidos.

La determinación de la eficiencia óptima del ciclo de conversión debe considerar el sistema campo-planta en forma integral y por ende requiere del análisis de muchos parámetros, tales como: características de productividad de los pozos y su evolución; costos del campo; arreglo, eficiencia y costos del sistema de acarreo e inyección de los fluidos; y tipo de ciclo, eficiencia y costos de la planta. Los costos correspondientes a cada incremento en la producción del campo y a cada incremento en la eficiencia en la planta, deben ser inferiores al valor económico del incremento de la energía eléctrica producida.

En general en centrales geotérmicas se utilizan Ciclos de Vapor y Ciclos Binarios.

#### a. Ciclos de Vapor

Los equipos más utilizados en el proceso de conversión energética son las turbinas de vapor. El fluido útil es por lo tanto el vapor, que puede ser producido (ver secciones 3.2 y 3.3) directamente de los pozos de vapor seco, o el obtenido de las mezclas de agua y vapor mediante una primera separación del vapor y una posible segunda separación. El agua residual, en general, debe ser inyectada.



Las turbinas pueden ser:

- turbinas de contrapresión, que descargan el vapor directamente en la atmósfera; o
- turbinas de condensación, donde el vapor es descargado a un condensador para ser condensado bajo vacío en contacto con agua, la cual es recirculada en torres de enfriamiento. El vacío en el condensador se mantiene por medio de máquinas (eyectores a vapor, compresores mecánicos, etc.) que extraen los gases incondensables.

La presión del/de los vapor/es, la presión de descarga (atmosférica o bajo vacío) y el contenido de gases incondensables, son los principales parámetros que gobiernan la eficiencia de la planta y del sistema campo-planta.

Los parámetros que resumen la eficiencia del sistema son:

- *Eficiencia de la planta*, dada por el consumo específico de vapor expresado en kg de vapor por kWh eléctrico producido bruto, es decir en los bornes del alternador, o neto suministrado al sistema eléctrico de transmisión y distribución, una vez descontados los autoconsumos de la planta.
- *Eficiencia del sistema campo-planta*, dada por el consumo específico de mezcla total extraída de los pozos, expresada en kg de fluido por kWh eléctrico producido bruto.

#### **b. Ciclos Binarios**

Cuando la temperatura del fluido geotérmico es baja (aproximadamente 150°C) por tratarse de recursos de baja entalpía o de aguas residuales después de la separación del vapor, o en presencia de grandes cantidades de gases incondensables, puede ser más eficaz y económicamente conveniente transferir el calor a un segundo fluido, un fluido de trabajo generalmente orgánico formado por moléculas complejas. La unidad de ciclo binario está constituida por un intercambiador de calor- evaporador entre el fluido geotérmico y el fluido orgánico, una turbina, un condensador de fluido orgánico y una torre de enfriamiento.

La eficiencia global del sistema campo-planta se expresa, al igual que en el caso anterior de ciclo a vapor, en kg de fluido por kWh.

En los párrafos siguientes se tratará solamente el caso del ciclo de vapor, que generalmente constituye el objetivo esperado de una exploración geotérmica. El ciclo binario puede ser sólo una solución en caso de tener resultados modestos en las temperaturas de los fluidos detectados durante la exploración, o en la explotación marginal de la energía térmica contenida en las aguas residuales.

## **4.2 Tecnología de los Equipos**

En la construcción de una planta deben considerarse las tecnologías, equipos y materiales comprobados y consolidados por la experiencia en otros campos, y que están dentro de los estándares propuestos por los mejores fabricantes.



En cada proyecto geotérmico existen condiciones o problemas específicos, que requieren del análisis y de soluciones especiales para optimizar la potencia y flexibilidad de las máquinas que deben adaptarse a las características y la evolución del campo.

Pueden existir problemas que requieren todavía procedimientos experimentales, tales como:

- nuevos métodos para eliminar o reducir eventuales incrustaciones y corrosiones;
- la búsqueda de mejoras, como la posibilidad de inyectar el agua residual a temperaturas inferiores a la de saturación de la sílice, que permitiría incrementar la eficiencia energética global del sistema; y
- nuevos tratamientos de gases incondensables para eliminar contaminantes como el  $H_2S$ , etc.

Para los planificadores es de particular interés la comparación entre algunas alternativas de tipo de plantas que se involucran en la planificación estratégica campo-planta, por lo que es necesario mencionar que existen:

- **Unidades de boca pozo**, integradas por turbinas del tipo a descarga atmosférica de capacidad limitada a 3-5 MW. Estas unidades se caracterizan por una baja eficiencia (debido a que no tienen condensador de vapor) y por su bajo costo de inversión. Conviene que sean instaladas inmediatamente después de la prueba de los pozos productores, para aprovechar su producción, obtener rápidos retornos económicos y al mismo tiempo permitir la evaluación del campo y la calibración del modelo matemático del yacimiento, elementos necesarios para reducir los riesgos asociados con el futuro desarrollo del proyecto.
- **Unidades modulares**, integradas por turbinas de condensación de simple flujo de vapor y una conexión al condensador, con capacidad de 15-30 MW. La turbina permite dirigir la descarga del vapor hacia arriba, poner el grupo a nivel del suelo, instalar el condensador fuera de la casa de máquinas, una amplia prefabricación y la reducción del volumen de los edificios y de las obras civiles. El equipamiento de un campo de gran potencial puede ser realizado instalando varias unidades modulares, ubicadas en un mismo sitio o distribuidas en el campo. El desarrollo campo-planta se realiza en etapas con riesgos reducidos, pudiéndose instalar cada unidad después de evaluar el período de operación de una unidad anterior y de la correspondiente evaluación del campo.
- **Unidades de gran capacidad**, integradas por turbinas de condensación de doble flujo de vapor, con doble descarga y conexiones al condensador, con capacidad de 30 a 60 MW; arreglos con 4 descargas permiten aumentar la capacidad de estas unidades hasta 120 MW. Esta gran capacidad compromete en general una fracción importante del potencial total del campo. Varias unidades podrían estar instaladas en una sola casa de máquinas. La cantidad de obras civiles necesarias es grande; la casa de máquinas incluye turbina, condensador y bombas, y tiene el piso a 8 m sobre el nivel del terreno, aproximadamente. La turbina se coloca sobre un pedestal de hormigón y el condensador se sitúa por debajo del pedestal. La gran capacidad de la planta permite reducir los costos específicos de inversión y de operación, y alcanzar una alta eficiencia. Sin embargo, hay unas desventajas asociadas, como son: necesidad de planificar muchas perforaciones; mayores riesgos mineros y de retrasos; elevado costo del total de las obras y dificultades en el correspondiente financiamiento; y menor flexibilidad en la operación del sistema campo-planta con respecto

a los sistemas que cuentan con varias unidades modulares, por las pocas unidades que se tienen.

### 4.3 Utilización Marginal del Calor

Se trata de aprovechamientos que por sí solos son de pequeña magnitud respecto a la potencialidad del recurso, o de insuficiente rentabilidad respecto a las inversiones del desarrollo de los proyectos. Esta utilización es interesante cuando se puede realizar con el agua residual que resulta de la producción de energía eléctrica con ciclos de vapor.

Cuando existan condiciones para llevar a cabo un estudio de factibilidad de la utilización marginal del calor, éste tendrá entonces que incluir una evaluación económica complementaria a la del proyecto de generación eléctrica.

### 4.4 Inversiones y Gastos Típicos

En esta sección se consideran los ciclos de vapor que utilizan “unidades modulares” y “unidades de gran potencia”, que representan las soluciones alternativas más significativas de un campo geotérmico con un buen potencial.

En la tabla No. 2 se indican las características, las inversiones típicas, los costos generales y los costos promedios de operación y mantenimiento para estas alternativas, considerando una utilización de 7,500 h/año.

Tabla No. 2

Costos Típicos de Unidades Geotermoeléctricas a Vapor

| Tipo de Unidad                           |          | Modular | Modular | Gran Potencia |
|------------------------------------------|----------|---------|---------|---------------|
| Potencia bruta                           | MW       | 15      | 25      | 55            |
| Potencia neta                            | MW       | 14.3    | 24      | 53.5          |
| Inversión específica neta                |          |         |         |               |
| · Equipos electromecánicos y subestación | US\$/kW  | 1,100   | 950     | 780           |
| · Obras Civiles                          | US\$/kW  | 130     | 100     | 140           |
| · Montaje                                | US\$/kW  | 200     | 150     | 130           |
| Intereses durante la construcción        | %        | 5       | 9       | 12            |
| Ingeniería y Administración              | %        | 7       | 7       | 7             |
| Inversión específica total neta          | US\$/kW  | 1,600   | 1,400   | 1,260         |
| Gastos de operación y mantenimiento      | US\$/MWh | 5       | 4       | 3             |



## **5. CRITERIOS DE EVALUACION ECONOMICA**

### **5.1 Evaluación Económica y Financiera**

La justificación económica de la factibilidad tiene que ser fundamentada con base en la comparación entre los beneficios producidos por el proyecto y los costos asociados con su ejecución y operación.

Los costos y beneficios deben ser valorados en términos económicos, que corresponden al punto de vista efectivo de la economía del país. Cuando existan factores que distorsionan la relación entre los precios del mercado local y el valor verdadero de los recursos (impuestos, monopolios, precios fijados por el gobierno, etc.) deben utilizarse "*precios sombra*" en lugar de los precios del mercado local. En el caso de los bienes comercializados internacionalmente (como el combustible ahorrado por la planta geotermoeléctrica), deberá utilizarse el precio del mercado internacional.

A la rentabilidad económica deberá acompañar la rentabilidad financiera, la cual por su lado refleja el punto de vista de la empresa propietaria. La rentabilidad financiera toma en consideración valores financieros de los costos y beneficios, es decir, el resultado de los desembolsos e ingresos efectivos de la empresa, así como la disponibilidad de recursos financieros.

Para el gobierno y para los organismos financieros internacionales, el interés principal reside en los aspectos económicos, cuya rentabilidad justifica el financiamiento del proyecto. Mientras que los aspectos financieros pueden ser mejorados por el gobierno a través de una política fiscal apropiada, la empresa lo puede hacer mediante cambios en la tarifa de venta. Por consiguiente, se consideran prioritarios los aspectos económicos.

### **5.2 Identificación de los Beneficios**

El beneficio de una Planta Geotermoeléctrica está representado por el ahorro de los costos (a saber los "costos evitados") del Plan de Expansión de Largo Plazo de la Generación por efecto de la incorporación de la Planta (ver la sección 2.5.2).

La justificación económica del proyecto geotérmico tendrá, por lo tanto, que basarse en la comparación entre el Plan Óptimo "con" el proyecto y el Plan Óptimo "sin" el proyecto.

Cada plan de expansión del sistema de generación tiene que prever la incorporación de nuevas plantas, de forma tal que encare el incremento de la demanda de energía, para antes que se incurra en un déficit de generación.

El análisis técnico-económico de la expansión del sistema de generación debe hacerse mediante modelos matemáticos de simulación de la operación y análisis de los costos, entre los cuales el más conocido es el modelo WASP. Estos modelos permiten programar en forma óptima las plantas disponibles para la operación, de tal manera que se pueda conseguir el costo mínimo de generación, y además permiten analizar la calidad del servicio y los posibles déficits de

generación y, por lo tanto, evidenciar la necesidad de incorporar nuevas plantas. Estos programas normalmente están disponibles en las oficinas de planificación de las entidades encargadas de la generación.

Un caso específico y simplificado se verifica cuando una determinada planta, por ejemplo una térmica, tenga un papel idéntico de generación base al del proyecto geotermoeléctrico (Sección 2.5.1) y pueda sustituir por sí sola e integralmente la generación del proyecto geotermoeléctrico. En este caso los costos de ésta constituyen los “beneficios” del proyecto.

### 5.3 Costos Típicos de Plantas Alternativas

No es posible definir costos típicos de plantas hidráulicas alternativas de las geotermoeléctricas, ya que estos costos son variables y deben ser analizados para cada caso.

Para muchos sistemas de potencia media (500-2,000 MW de pico) la planta alterna está constituida por una planta termoeléctrica de 80 a 170 MW de potencia; el combustible puede ser combustóleo o carbón.

A continuación se considerará el caso con combustóleo, que bajo las presentes condiciones de bajo costo del petróleo se puede suponer son poco diferentes de las del carbón.

Para poner en evidencia la importancia de los aspectos ambientales, se pueden considerar dos hipótesis para plantas alimentadas con combustóleo con aproximadamente un 3% de azufre y una utilización de 7,000 h/año:

- a. Grupo de alta eficiencia, con quemadores modernos de baja producción de NO<sub>x</sub>, con filtro del polvo contenido en los humos; y
- b. Grupo igual al anterior, pero con equipos de eliminación del SO<sub>2</sub>.

En la tabla No. 3 se indican las características típicas de plantas térmicas alternativas y los costos promedios de generación o Costos Marginales de Largo Plazo (CMLP).

Tabla No. 3

| Características Típicas de Plantas Térmicas Alternativas     |          |         |         |
|--------------------------------------------------------------|----------|---------|---------|
|                                                              |          | Grupo a | Grupo b |
| Potencia                                                     | MW       | 80-170  | 80-170  |
| Inversión específica; incluye intereses durante construcción | US\$/kW  | 1,350   | 1,600   |
| Ingeniería y Administ. (7%)                                  | US\$/kW  | 95      | 110     |
| Costo capital (7000 h/a; 25 años; 12%/año)                   | US\$/MWh | 26.3    | 31.1    |
| Costo Combustible (combustible)                              | US\$/t   | 100     | 100     |
| Consumo específico neto                                      | kcal/kWh | 2,400   | 2,500   |
| Costo combustible                                            | US\$/MWh | 24      | 25      |
| Operación y mantenimiento                                    | US\$/MWh | 6       | 8       |
| Costo promedio de la energía o CMLP                          | US\$/MWh | 56.3    | 64.1    |



El valor aproximado de 56 US\$/MWh para el CMLP, representa el valor límite que la planta geotermoeléctrica no debe superar para resultar económicamente de interés.

El valor aproximado de 64 US\$/MWh para el CMLP, sería más indicativo al considerar el impacto ambiental en la solución termoeléctrica similar al de la planta geotermoeléctrica.

#### 5.4 Comparación Económica

Las consideraciones económicas simplificadas se basan en la confrontación entre los costos medios de generación CMLP de las varias alternativas geotermoeléctricas y termoeléctricas.

En el caso de soluciones geotérmicas modulares, se ha reducido el costo del campo tomando en cuenta que los tiempos de puesta en operación de los pozos más inmediatos, reducen los intereses durante la construcción del campo.

En la tabla No. 4 se comparan los costos de generación geotermoeléctrica con aquéllos de generación termoeléctrica en las hipótesis a. y b., con diferentes intensidades de emisión ambiental.

Tabla No. 4

Comparación Económica entre Plantas Geotermoeléctricas y Termoeléctricas

| Alternativa                                                |          | Modular | Modular | Gran Potencia |
|------------------------------------------------------------|----------|---------|---------|---------------|
| Potencia bruta                                             | MW       | 15      | 25      | 55            |
| Inversión campo, incluye intereses durante la construcción | US\$/kW  | 1,000   | 1,100   | 1,200         |
| Costo capital de la energía (7500 h/a, 26 años; 12%)       | US\$/MWh | 17.0    | 18.7    | 20.4          |
| Gastos operación y mantenimiento campo                     | US\$/MWh | 4       | 4       | 4             |
| Inversión en la planta                                     | US\$     | 1,600   | 1,400   | 260           |
| Costo capital de la energía                                | US\$/MWh | 27.2    | 23.8    | 21.4          |
| Gastos operación y mant. de la planta                      | US\$/MWh | 5       | 4       | 3             |
| Costo total energía geotérmica (CMLP geo.)                 | US\$/MWh | 53.2    | 50.5    | 48.8          |
| Costo total energía termoeléctrica (CMLP ter.)             | US\$/MWh | 56.3    | 56.3    | 56.3          |
| Menor costo geotermo.                                      | US\$/MWh | 3.1     | 5.8     | 7.5           |
| Valor actualizado del menor costo                          | US\$/kW  | 180     | 340     | 440           |

El costo de generación de la planta geotermoeléctrica resulta sensiblemente inferior al costo de generación de una planta termoeléctrica; también en las actuales condiciones de bajo costo del combustible.

La diferencia de costo entre la energía termoeléctrica y la energía geotérmica aumenta aún más (7÷8 US\$/MWh), si se aplican a las plantas termoeléctricas límites muy bajos a las emisiones de gases.



## **6. BIBLIOGRAFIA**

ELC, Informes internos de ELC Electroconsult, Milano, Italia.

Gutiérrez, L. A., 1991. Desarrollo geotérmico internacional 1985-1990 e índices de productividad. Geotermia, Rev. Méx. Geoenergía, Vol 7, No. 2.

OLADE/BID, 1994. Guía para estudios de reconocimiento y prefactibilidad geotérmicos. Quito, Ecuador.

OLADE/BID, 1994. Guía para estudios de factibilidad geotérmica. Quito, Ecuador.

OLADE/BID, 1994. Guía para la etapa de desarrollo de un proyecto geotérmico. Quito, Ecuador.

OLADE/BID, 1994. Guía para la operación y mantenimiento de campos y plantas geotérmicas. Quito, Ecuador.



ORGANIZACION LATINOAMERICANA DE ENERGIA  
LATIN AMERICAN ENERGY ORGANIZATION