

Distr.  
RESTRINGIDA

LC/R.1872  
31 de diciembre de 1998

ORIGINAL: ESPAÑOL

---

CEPAL  
Comisión Económica para América Latina y el Caribe

## **LA PARTICIPACIÓN PRIVADA EN EL DESARROLLO DE LA GEOTERMIA EN AMÉRICA LATINA \***

\* Documento elaborado por el Sr. Manlio F. Coviello, Experto en Energía, División de Medio Ambiente y Desarrollo, CEPAL y la Sra. María Elena Barrientos, Consultora Financiera Internacional para la IV Conferencia Energética Latinoamericana "ENERLAC 98" realizada por la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), Santo Domingo, República Dominicana, 16 al 19 de noviembre de 1998. Las opiniones expresadas en este documento son de la exclusiva responsabilidad de los autores y pueden no coincidir con las de la Organización. Trabajo no sometido a revisión editorial.



## Indice

	<u>Página</u>
RESUMEN .....	1
I. ANTECEDENTES.....	3
1. Comparación con las fuentes convencionales y otras renovables .....	3
2. Los requerimientos básicos del desarrollo geotérmico.....	4
3. La "variable" medioambiental: una oportunidad para el futuro .....	6
II. EL MANEJO DEL RIESGO.....	7
1. Investigación sobre percepciones del riesgo de inversión .....	7
2. La percepción de los inversionistas privados .....	7
3. La percepción de los gobiernos .....	7
III. POSIBLES ALTERNATIVAS PARA INVOLUCRAR AL SECTOR PRIVADO .....	9
1. Los riesgos en proyectos geotérmicos.....	9
2. Las posibilidades de la geotermia en mercados competitivos.....	9
3. Posibles políticas de distribución de riesgos .....	11
IV. DESARROLLO PRIVADO DE LA GEOTERMIA .....	13
1. La experiencia en Asia.....	13
2. Los casos centroamericanos .....	13
Anexo A: Proyectos geotérmicos en Asia.....	15
Anexo B: Proyectos geotérmicos en América Latina .....	17

## ABREVIATURAS

MPP	Merchant Power Project
CMLP	Costo Marginal de Largo Plazo
PPA	Power Purchase Agreement (contrato de compra de energía)
BOT	Build-operate-transfer
BOO	Build, operate and own
CDM	Clean Development Mechanism (Mecanismo de Desarrollo Limpio)
CER	Certified Emission Reductions (reducciones certificadas)
IPP	Independent power producer (productor eléctrico independiente)
HMPP	Hybrid Merchant Power Plant
BLT	Build, lease and transfer
JOC	Joint Operation Contract

## RESUMEN

El objetivo de este documento se orienta a analizar el problema de la asignación de los riesgos en los proyectos geotérmicos de tipo privado o mixto, en el marco del nuevo sector eléctrico competitivo que se está estructurando en América Latina.

Algunos gobiernos de la región centroamericana han estado otorgando particular importancia al desarrollo de la energía geotérmica, por ser un recurso nacional, abundante, renovable y ambientalmente benigno y por el considerable esfuerzo financiero y técnico que ha sido hecho en las fases de exploración durante los últimas décadas. Los recientes procesos de reforma económica y privatización que se han venido dando en muchos países de la región, han producido un cambio importante en el papel del Estado en el sector energético, con una participación de inversionistas privados en el desarrollo de nuevos proyectos geotérmicos .

Basado en una investigación entre empresas privadas vinculadas al sector geotérmico en Centroamérica, se concluye que: (a) existe un marcado interés en participar en todas las etapas del proceso de inversión, exploración, desarrollo de campos geotérmicos e inversión en plantas generadoras de electricidad; (b) se privilegia la transparencia incorporada en los procesos de adjudicación de concesiones, con una adecuada competencia; (c) se da preponderancia a la pre-negociación con los gobiernos de acuerdos marco que incluyan estructuras y niveles tarifarios; y (d) se percibe la participación de agencias de financiamiento multilaterales y bilaterales como un factor básico para mitigar los riesgos políticos.

Se concluye que los riesgos mas relevantes asociados con la inversión privada en proyectos geotérmicos son de tipo político y aquéllos relacionados con las actividades de exploración y desarrollo de campos geotérmicos. El riesgo político está relacionado con la percepción del inversionista privado del grado de permanencia de las normas regulatorias y legales y de las políticas económicas, así como sus expectativas acerca del cumplimiento de los compromisos establecidos por los gobiernos y agencias estatales. Los riesgos de exploración y desarrollo de campos geotérmicos están determinados por el grado de confiabilidad que se requiere para determinar la viabilidad financiera de las inversiones.

Se discute la posibilidad de desarrollar proyectos geotérmicos bajo la modalidad de generadores independientes en un mercado competitivo ("*Merchant Power Plant - MPP*"). Se concluye que las condiciones requeridas para esta modalidad serían: (a) bajo riesgo; (b) existencia de un mercado de energía eléctrica desregulado; (c) condiciones óptimas de los mercados financieros internacionales; (d) disponibilidad de una tecnología probada, eficiente y de baja inversión. Se estima que es posible que estas condiciones se den solamente en el mediano plazo en algún país centroamericano. En ese momento se podría pensar en la utilización de un esquema híbrido ("*Hybrid Merchant Power Plant*"), que comience en la forma tradicional (con un contrato de compra de energía por 5 o 6 años) y luego se refinance bajo la modalidad MPP compitiendo en el mercado de la energía.



## I. ANTECEDENTES

Los avances tecnológicos más recientes permiten vislumbrar un interesante futuro para la geotermia, si es que se compara con otras fuentes renovables. A nivel mundial, se dispone de una capacidad geotérmica instalada total de más 7200 MW, de los cuales el 10% está en Europa, 40% en los Estados Unidos de Norteamérica, 33% en Asia y sólo 14% en América Latina, a pesar de que existe un gran potencial en la región.

La conformación geodinámica de la costa del Pacífico, en América Latina y el Caribe, ofrecería un potencial mucho mayor para el desarrollo de explotaciones geotérmicas de alta y baja temperatura. La Organización Latinoamericana de Energía (OLADE) estima que el potencial geotérmico teórico de América Latina podría superar los 6 000 MW de capacidad instalada, de los cuales el 43% se ubicaría en Centroamérica, 39% en México, 17% en el área andina y 1% en el Cono Sur.

Entre los países que están haciendo uso del recurso geotérmico se destacan México, con sus casi 800 MW geotermoeléctricos instalados, El Salvador (110 MW), Costa Rica (60 MW) y Nicaragua (70 W). Sin embargo, el aporte de la geotermia a la generación de energía primaria en América Latina alcanzó, a mediados de este decenio, a sólo 0.2%. Aún con el ingreso de nuevos proyectos en Costa Rica, El Salvador, Guatemala, México y Nicaragua (otros 250 MW aproximadamente.), el aporte geotérmico a la matriz energética regional no superaría el 0.9% en 1999.

En Centroamérica, casi toda la actividad geotérmica ha sido ejecutada por la empresas eléctricas gubernamentales, a través de importantes aportes de la banca multilateral (BID) y de la cooperación internacional (en particular la italiana). En general, estos proyectos geotérmicos fueron considerados competitivos en relación a la alternativas convencionales (hidroeléctrica y térmica), reflejando costos similares al Costo Marginal de Largo Plazo (CMLP) de la generación de electricidad en los diversos países. Sin embargo, los cálculos del costo marginal se vieron distorsionados por la asignación de costos relacionados con las actividades de exploración.

Cabe destacar que en los últimos dos años ha habido un importante cambio político en Centroamérica, que se ha caracterizado por un proceso de transición relativamente rápido de monopolios eléctricos estatales - de las empresas eléctricas nacionales con un control absoluto del recurso - hacia el sector privado.

### **1. Comparación con las fuentes convencionales y otras renovables**

La contribución de las energías renovables al crecimiento de la demanda de energía mundial puede alcanzar su real potencial solamente si los gobiernos se comprometen a la preparación de marcos institucionales y regulatorios con el objeto de atraer grandes volúmenes de financiamiento privado.

Los marcos institucionales y los mecanismos financieros de hoy no han desarrollado todavía - en la escala y en la característica - una industria privada de alto potencial como podría ser la de las renovables. En efecto, los proyectos BOT/BOO, las joint-ventures, los préstamos blandos no han creado todavía un volumen de negocios suficiente para producir una baja en los precios de estas tecnologías.

Los proyectos de energía renovable suelen salir perdiendo cuando se comparan sus costos con los de los grandes proyectos de energía que utilizan combustibles fósiles, en particular cuando esto últimos son - a menudo - protegidos por los "subsídios escondidos" de la no-internalización de los costos ambientales.

Normalmente, los costos de capital de los proyectos de energía renovable oscilan entre 800 y 1 300 dólares por kilowatt (kW) instalado, siendo más elevados para los pequeños proyectos hidroeléctricos y aún más altos para los proyectos independientes de energía fotovoltaica, como los sistemas domésticos de energía solar. Por otro lado, los costos de capital de los proyectos convencionales oscilan entre 300 y 900 dólares por kW instalado, dependiendo de la tecnología aplicada y del potencial instalado.

Para los proyectos de energía renovable, el valor medio del kWh entregado fluctúa entre los 5 y los 15 centavos de dólar, mientras que para los proyectos convencionales el rango es más conveniente, ubicándose entre 2 y 7 centavos de dólar (dependiendo estas variaciones del tipo de tecnología y del nivel de potencia).

En lo que se refiere a la geotermia, si bien a nivel internacional está demostrada su rentabilidad - y prueba de ello es que la inversión privada mundial creció en 160% en la década de los ochenta, con respecto al decenio anterior - la geotermia resulta económica y competitiva cuando su aprovechamiento está próximo a la fuente de generación o en zonas relativamente cercanas.

Por otro lado, los precios relativos de las otras fuentes de generación han afectado también el desarrollo de la geotermia, siendo el más relevante la reducción de los precios del petróleo. Si estos precios continúan declinando e inclusive si se mantienen en sus niveles actuales, los proyectos geotérmicos encontrarán serias dificultades. Con precios bajos del petróleo y bajo una óptica reduccionista de mercado, resulta evidente que la generación térmica se inclinará por esta fuente, a pesar de sus efectos contaminantes.

La tecnología actual ofrece diferentes soluciones a las múltiples opciones de aprovechamiento geotérmico, con costos claramente competitivos si es que se enfoca la iniciativa financiera en una óptica de mediano-largo plazo. En efecto, una planta geotérmica a condensación con tecnología tradicional (T del fluido > de 190 grados) tiene un costo de instalación bastante mayor que un planta de ciclo combinado a gas convencional (hasta un 100% más); sin embargo los gastos de combustible, operación y mantenimiento (fueling, operation and maintenance) del gas pueden llegar a ser 3 a 4 veces superiores a los gastos para la geotermia.

El costo de generación de la geotermia es extremadamente variable (desde 40 hasta 90 US\$mills/KWh), llegando a ser - en algunos casos - bastante competitivo en relación a las otras fuentes convencionales; la variabilidad (peculiaridad de esta fuente) está relacionada con la productividad y la vida útil de los pozos, que representa el parámetro fundamental para la evaluación de la rentabilidad relativa del "negocio".

Por otro lado, es importante destacar que también la mayoría de las fuentes convencionales sufre de una "inestabilidad potencial" en los precios, ya que las concesiones de plantas termoeléctricas - otorgadas sobre la base de tarifas de generación - incluyen en muchos casos cláusulas de reajuste de la tarifa, de acuerdo a las fluctuaciones de los precios de los combustibles. Durante el presente año, los precios de los hidrocarburos han presentado mínimos históricos en los últimos 25 años y la mayoría de los analistas coinciden que la tendencia de mediano y largo plazo sólo puede ser de incremento de precios.

## **2. Los requerimientos básicos del desarrollo geotérmico**

Se ha comprobado mundialmente que uno de los requerimientos básicos para estimular, potenciar y regular el aprovechamiento de un recurso natural nacional es la firme voluntad política del mismo país. Este axioma vale plenamente en el caso del recurso geotérmico; en efecto en los países en los cuales dicho aprovechamiento ha sido interpretado como un compromiso político, los resultados han sido positivos. Es el caso de Italia y Estados Unidos en la década de los setenta y - más recientemente - las

exitosas experiencias de Filipinas e Indonesia. En todos estos países, una sólida visión de largo plazo ha permitido el desarrollo acelerado y - casi siempre sostenible - del recurso geotérmico nacional.

Esta voluntad política se demuestra típicamente a través de la aplicación de una "filosofía" y de una serie de medidas fuertes y específicas para la promoción de un cierto sector productivo nacional. Típicamente estas medidas se refieren al fortalecimiento institucional - creando las autoridades competentes necesarias para la estructuración de marcos regulatorios, dictando leyes y reglamentos - y al establecimiento de medidas fiscales sectoriales que creen los incentivos adecuados para el desarrollo del recurso.

*a) Autoridad Nacional*

La experiencia internacional ha demostrado que es imprescindible la existencia de una autoridad geotérmica nacional, destinada a regular la exploración y aprovechamiento del recurso. En pocos países de la región está suficientemente establecida la responsabilidad de otorgar concesiones geotérmicas y menos aún de promover su utilización.

Una autoridad geotérmica debería estar constituida por personal capacitado en los diferentes aspectos relacionados con el "problema geotérmico" (legal, técnico y administrativo) y ejercer las siguientes funciones básicas:

- ejercer la soberanía sobre los recursos geotérmicos;
- administrar el catastro de los recursos nacionales ;
- promover la prospección e investigación ;
- organizar y ejecutar los procesos de adjudicación de concesiones, llamar a licitaciones;
- calificar los titulares y otorgar los títulos / concesiones / licencias;
- supervisar y fiscalizar las actividades geotérmicas;
- resolver conflictos.

Resulta fundamental que exista una sola instancia geotérmica nacional (one-stop-shop), para permitir un manejo más transparente y ágil de los asuntos relacionados con la promoción y fiscalización del sector.

*b) Marco Regulatorio*

Es necesaria la vigencia de un marco regulatorio, claro y moderno, para el desarrollo de los recursos geotérmicos. Uno de los obstáculos más relevantes para el aprovechamiento de los recursos geotérmicos en América Latina es, en efecto, la ausencia de marcos legales adecuados, no existiendo leyes "ad-hoc" - actualmente operativas - orientadas específicamente al desarrollo de la geotermia. La única ley orgánica de recursos geotérmicos es la del Perú recientemente aprobada (Agosto de 1997), pero no operativa debido a la ausencia de un reglamento.

En los otros países de la región los marcos regulatorios son insuficientes. En Chile y Nicaragua, por ejemplo, existen anteproyectos de ley que se encuentran en discusión en los respectivos parlamentos. Los asuntos cruciales que concentran la atención parlamentaria son los mecanismos para otorgar concesiones para la utilización de los recursos y los tipos de incentivos que se pueden otorgar a la inversión privada.

En términos generales, debería existir una "*Ley Marco*" para el desarrollo de la geotermia que abarque todos los usos posibles (alta y baja entalpía) dejando - conforme evolucionen las experiencias nacionales - para la vía reglamentaria las normas específicas que serían necesarias para cada uso en particular. Por esta vía deberían abordarse también los problemas relativos al impacto ambiental.

### c) *Incentivos Sectoriales*

Un aspecto central para el desarrollo de los recursos geotérmicos es crear incentivos que "premién", si cabe el término, su carácter de fuente menos contaminante. Se trataría de establecer mecanismos similares a los adoptados por algunos países para promocionar la inversión en otras fuentes renovables de bajo impacto ambiental. Por ejemplo, la experiencia de Alemania está proporcionando resultados muy positivos en la promoción de la energía eólica .

Otra alternativa - aunque más discutible por su impacto en los costos - sería "castigar" a las fuentes que generan mayores efectos perniciosos (tasa sobre el CO<sub>2</sub> u otras emisiones), así como fuera recientemente aplicado, en calidad de prueba, en Nueva Zelandia y Noruega. Este tipo de medidas causa controversia porque altera la situación de las empresas generadoras en mercados competitivos.

No obstante, no debería olvidarse que la geotermia es una de las fuentes energéticas más "limpias" de que dispone la región. No se trataría de "gravar" más a las fuentes convencionales, sino más bien de *"desgravar" a las fuentes nuevas y renovables.*

### **3. La "variable" medioambiental: una oportunidad para el futuro**

Es universalmente aceptado que si la geotermia es aprovechada en forma correcta, ella representa una fuente ambientalmente sostenible y benigna. Los parámetros de emisiones dañinas de la geotermia se comparan muy favorablemente con los hidrocarburos, dejando en claro la ventaja comparativa de esta fuente desde el punto de vista ambiental. En efecto, una planta de ciclo combinado convencional produce 12 veces más CO<sub>2</sub> y 1000 veces más NO<sub>x</sub> que una planta geotérmica.

Por otra parte, la energía geotérmica debería ser considerada entre la fuentes más interesantes para la reducción del problema del calentamiento global. En diciembre de 1997 en Kyoto, 160 países alcanzaron un acuerdo internacional (Protocolo), cuyo objetivo es la limitación de las emisiones de gases que producen el "efecto invernadero", principalmente producido por las fuentes energéticas convencionales (hidrocarburos, carbón, etc.). El protocolo suscrito recomienda, entre otras medidas, la adopción de un sistema de "bonos de calidad ambiental" para que países con reducción del nivel de emisión puedan compensar a otros países que estén por encima de las metas propuestas.

Otro importante mecanismo propuesto por el protocolo es el Mecanismo de Desarrollo Limpio (Clean Development Mechanism ((CDM)), que permite a los países industrializados obtener créditos por medio de proyectos, realizados en países en desarrollo, que produzcan reducciones en las emisiones contaminantes que - de otra manera - no hubieran ocurrido. Los países industrializados, a partir del 2000, podrán recibir créditos para estos proyectos en forma de "reducciones certificadas" (certified emission reductions (CER)).

Es opinión compartida por la mayoría de los países en desarrollo, que el CDM podría crear nuevas condiciones financieras y establecer importantes flujos de capitales hacia ellos, con particular referencia a proyectos energéticamente sostenibles, como los geotérmicos.

Por esta razón, resulta importante enfocar el problema del precio de la geotermia también desde un punto de vista ambiental. El establecimiento de algunos de los mecanismos señalados anteriormente podría convertirse en un factor decisivo para atraer inversionistas privados, mejorando la posición competitiva de los proyectos geotérmicos frente a otras fuentes convencionales. En particular, el bajo precio de los hidrocarburos en el último tiempo, ha traído como consecuencia que concesiones para proyectos de ciclo combinado hayan sido otorgadas sobre la base de tarifas sensiblemente inferiores al CMLP. Sin embargo, estas tarifas no incluyen elementos de costo que "castiguen" los niveles de emisión y su efecto en el calentamiento global.

## II. EL MANEJO DEL RIESGO

### 1. Investigación sobre percepciones del riesgo de inversión

Con el objeto de comprender mejor los factores de riesgo asociados con la participación del sector privado en la exploración y desarrollo de campos geotérmicos y la subsiguiente inversión en plantas generadoras de electricidad, *se realizó una investigación en una muestra de empresas* vinculadas al sector. La investigación incluyó empresas privadas que han invertido en proyectos geotérmicos en América Latina o que han demostrado interés en participar en proyectos que están actualmente en estudio.

También se hizo extensiva la investigación a empresas y agencias del sector público en cuyos países existe un potencial geotérmico de importancia, en relación a los recursos energéticos existentes. La investigación se enfocó principalmente en aspectos relacionados con la percepción de riesgos políticos y de inversión y mecanismos para mitigarlos, los marcos regulatorios existentes, los esquemas de adjudicación de concesiones, los niveles tarifarios, las relaciones contractuales y las formas de financiamiento.

### 2. La percepción de los inversionistas privados

Los elementos mas destacados por los inversionistas, en relación con la percepción de riesgos asociados con la inversión en proyectos geotérmicos, son los siguientes:

- existe un gran interés en participar en todas las etapas del proceso de inversión, exploración, desarrollo de campos e inversión en plantas generadoras de electricidad; sólo en un caso, una empresa demostró interés en la construcción y operación de la planta generadora de electricidad;
- la participación de agencias de financiamiento multilaterales y bilaterales se percibe como un factor básico para mitigar los riesgos políticos, en particular en las etapas de exploración y desarrollo de campos geotérmicos; se le otorga especial consideración a los plazos de amortización de préstamos y períodos de gracia;
- se le da una fuerte trascendencia a la transparencia incorporada en los procesos de adjudicación de concesiones, con una adecuada competencia;
- se le da una importancia clave a la existencia de marcos regulatorios que incorporen explícitamente las características peculiares de los proyectos geotérmicos (capítulo I, párrafo 2, punto b));
- se considera básica la pre-negociación de contratos-marco de compra de energía ("PPAs"), con especial referencia a la determinación de estructuras y niveles tarifarios que permitan anticipar un retorno adecuado a la inversión .

### 3. La percepción de los gobiernos

En la práctica, todos los gobiernos de países centroamericanos con recursos geotérmicos coinciden en la aplicación de políticas que buscan una mayor participación del sector privado en las inversiones requeridas para desarrollar fuentes alternas de energía. Sin embargo, es importante destacar que *los riesgos absorbidos por el sector privado suelen estar adecuadamente reflejados en los niveles de tarifas que se otorguen*, de manera que a mayor riesgo en las inversiones privadas, existan expectativas de una recompensa financiera más alta traducida en mayores niveles tarifarios.

Por las razones anteriores, la implementación de políticas para el desarrollo de recursos geotérmicos requiere de factores que mitiguen los riesgos de todo tipo, tal como son percibidos por el sector privado. Uno de estos factores es la disponibilidad *de marcos regulatorios* que incorporen las características específicas del desarrollo geotérmico y que, a su vez, sean *percibidos por el sector privado como confiables y estables*. Otro factor que los gobiernos confrontan, es el dilema de definir un grado adecuado de inversión en la investigación de campos geotérmicos, que sea suficiente para atraer la inversión privada a través de procesos de licitación de concesiones.

Por otra parte, los gobiernos ven la participación de las agencias multilaterales como un factor adicional clave para otorgar mayor confianza a los inversionistas privados.

Otra posibilidad que se podría considerar para mitigar riesgos es *la creación de un "Fondo de Garantías" (o un Seguro)*, que cubriría los riesgos relacionados a la exploración. Eventualmente dicho fondo podría hacer uso de instrumentos existentes en los bancos multilaterales de desarrollo e instituciones financieras privadas de inversión. El objeto de este mecanismo de seguro sería de ayudar a bajar el riesgo de pre-inversión en estos proyectos, con particular referencia a la *cobertura de los costos de perforación de los pozos exploratorios*, los cuales - así como antes mencionado - constituyen la actividad de más alto riesgo técnico y financiero de un proyecto geotérmico.

Un fondo de esta naturaleza ayudaría - posiblemente - a mitigar los riesgos asociados con las etapas subsiguientes del desarrollo del recurso, permitiendo - además - una más clara definición y negociación del precio "real" del kWh (que tendería muy probablemente a descender).

La CEPAL - en el marco de la II Fase del proyecto geotérmico regional "*Desarrollo de los Recursos Geotérmicos en América Latina y El Caribe*" co-financiado por el programa SYNERGY de la Comisión Europea (CE) - tiene entre sus planes desarrollar un estudio de factibilidad para la creación de un fondo de esta naturaleza, siguiendo los lineamientos de un exitoso estudio llevado a cabo en 1997 por la Dirección General XVII de la CE (programa ALTENER).

### III. POSIBLES ALTERNATIVAS PARA INVOLUCRAR AL SECTOR PRIVADO

#### 1. Los riesgos en proyectos geotérmicos

Los dos riesgos más relevantes asociados con la inversión privada en proyectos geotérmicos son, por una parte, los de tipo *político* y, por otra, aquellos relacionados con las actividades de *exploración y desarrollo* de campos. Otros riesgos - *financieros*, de construcción y *operacionales* - son habituales en todo proyecto de inversión y no se tratarán en este documento.

En los proyectos geotérmicos, el riesgo político está relacionado con la expectativa que percibe el inversionista privado - sobretodo cuando está invirtiendo en un país extranjero - del grado de permanencia de las normas regulatorias específicas y otras políticas relevantes al sector. Por otra parte, el inversionista también evalúa el riesgo relacionado con el grado de cumplimiento de los compromisos establecidos por los gobiernos y agencias estatales. Los principales riesgos de carácter político son los siguientes:

- aspectos regulatorios específicos para el sector: régimen de concesiones, contratos de compra de energía, tarifas, permisos y licencias, etc.,
- marco legal general: mecanismos de resolución de conflictos, prácticas comerciales, expropiación, conflictos civiles, etc.
- normas de política económica: régimen cambiario, convertibilidad y repatriación de utilidades, normas tributarias, etc.

Los riesgos de exploración y desarrollo de los campos geotérmicos están determinados por el grado de confiabilidad que se requiere para establecer las características del campo, de manera que éstas permitan determinar la viabilidad financiera de las inversiones. Existe una serie de etapas sucesivas en la determinación de las características geotérmicas de un campo, que involucran costos asociados con la exploración y cuantificación del recurso.

El objetivo último es *disponer de información adecuada y suficiente que permita definir las características de diseño de una planta* de generación de electricidad, en particular: vida útil, capacidad de generación, nivel de confiabilidad de la disponibilidad del recurso (en el corto y mediano plazo), sostenibilidad de los rendimientos operacionales.

#### 2. Las posibilidades de la geotermia en mercados competitivos

Los procesos de privatización del sector eléctrico en América Latina, y en particular aquéllos relativos a la generación en Centroamérica, se han establecido sobre la base de productores independientes (IPP) que abastecen el sistema eléctrico con contratos de suministro a largo plazo. Sin embargo, en algunas economías más avanzadas se han comenzado a desarrollar mercados de generación competitivos debido a una creciente desregulación del sector eléctrico. Esto ha conducido al desarrollo del concepto de "*Merchant Power Projects (MPP)*", cuya característica principal es la venta de energía generada por un "pool" o en el mercado "spot". Aquellos países que disponen de mercados de generación abiertos bien establecidos - con mecanismos de compensación (*clearing-houses*) transparentes en los "pools" de generación - han comenzado a atraer empresas generadoras que se comporten en forma competitiva.

La característica básica de los proyectos tipo MPP radica en *la construcción de la planta sin la disponibilidad de contratos firmes de compra de energía* a largo plazo (Power Purchase

Agreement, (PPA)), lo cual ha sido el elemento básico para mitigar los riesgos asociados con proyectos de generación privados (IPP) dado que permiten asegurar un flujo de ingresos.

El desarrollo de MPPs no sólo está sujeto a los mismos factores de riesgo de cualquier inversión internacional (riesgos de tipo soberano, político y cambiario), sino que además está expuesto a la volatilidad de los mercados donde se transa energía eléctrica. En dichos mercados, los precios y volúmenes son inciertos y por lo tanto presentan un nivel de riesgo mucho mayor que las formas tradicionales, afectando la capacidad crediticia de los inversionistas. Por otra parte, ni siquiera las economías más sofisticadas disponen actualmente de mecanismos de cobertura ("*hedging facilities*") que ayuden a mitigar este tipo de riesgo en el sector eléctrico.

Aquéllos productores independientes de energía (IPPs) que pueden demostrar que dispondrán de un flujo de caja asegurado (ligado a contratos a largo plazo de compra de energía y de compra de combustible), están en una posición crediticia mucho más favorable. En contraste, en los proyectos MPP los inversionistas están expuestos a riesgos más altos por la ausencia de estos contratos. Como resultado, los flujos de cajas quedan afectados por las fluctuaciones de precios tanto de la electricidad como de los combustibles, influyendo considerablemente sobre el riesgo de los prestamistas.

Esto repercute en una capacidad de endeudamiento mucho menor, lo que requiere una participación de capital más alta (30%-50% o aún superior) que en los proyectos tradicionales (20%-30%), si es que los riesgos del mercado no se pueden mitigar. Además, los entes de financiamiento requerirán mayores seguridades, lo que se traduce en índices más altos de cobertura de deuda (sobre 2.0) y una cuenta de servicio de deuda superior a 12 meses.

Por otra parte, es posible considerar el financiamiento a través de la emisión de bonos en los mercados de capitales, lo que requiere que el proyecto disponga de un "grado de inversión" ("*investment grade*"), otorgado por una clasificadora de riesgo internacional. Sin embargo, hoy se vislumbra difícil - para los países de Centroamérica - la aplicación de estos instrumentos, debido a la incertidumbre asociada con los factores de costos e ingresos y con el riesgo-país. Este último factor afecta a toda la región centroamericana (con excepción de Panamá), ya que ningún país dispone de clasificación de riesgo.

Otro riesgo comercial que afecta a los proyectos tipo MPP está relacionado con las fluctuaciones en el precio de los combustibles que los proyectos tradicionales traspasan al comprador de energía. Un mecanismo que puede ser utilizado para mitigar los riesgos de abastecimiento y precios de combustibles es la incorporación del proveedor de combustible como socio del proyecto MPP. Un enfoque de esta naturaleza permite adaptar el costo del combustible a las fluctuaciones de precios del mercado "spot" de electricidad. En el caso de plantas geotérmicas, esto implicaría que el productor de vapor se convierta en socio del proyecto de generación.

El establecimiento de proyectos tipo MPPs de bajo riesgo requiere que se disponga de una fuente de combustible confiable y de bajo costo (como el gas natural), alto nivel de disponibilidad de planta (superior al 90%) y bajo costo de capital.

La posibilidad de utilizar el esquema MPP- *en este momento, para proyectos geotérmicos y en América Central* - está sujeta a las condiciones señaladas anteriormente, tales como: a) bajo riesgo país; b) existencia de un mercado eléctrico desregulado; c) condiciones óptimas de los mercados financieros; d) disponibilidad de una tecnología probada, eficiente y de baja inversión. Se estima que estas condiciones podrían darse en algunos países de la región sólo en el mediano plazo.

En este caso, una esquema posible sería la implementación de un proyecto geotérmico de generación de tipo híbrido ("*Hybrid Merchant Power Plant - HMPP*") que incluya un contrato de compra de energía por un período de 5 a 6 años. Dicho contrato permitiría garantizar un flujo de

caja durante el período crítico de servicio de la deuda (típico de estos proyectos). Adicionalmente le proporcionaría al generador estabilidad en su operación comercial y garantías para operar en un entorno sin cambios en las reglas del juego. Esto permitiría, después de este plazo, que la planta en operación se refinancie como MPP y compita en el mercado.

### **3. Posibles políticas de distribución de riesgos**

Se proponen *tres alternativas de políticas para atraer la participación del sector privado* en el desarrollo de proyectos geotérmicos, dependiendo de la etapa en que se involucran en el proceso de gestación de proyectos. Estos pueden ir desde la identificación de un campo, la exploración y cuantificación del recurso, al desarrollo de un campo, hasta la construcción y operación de una planta de generación de electricidad. Las políticas están definidas por la distribución de riesgos entre el sector público y los inversionistas privados y por los plazos relativamente largos (6 a 8 años) requeridos desde la exploración inicial hasta la puesta en marcha de una planta generadora.

Una primera alternativa de política surge cuando un inversionista descubre o se interesa por un campo geotérmico y presenta una oferta a las autoridades competentes para la ejecución de todas las etapas: exploración, cuantificación del recurso, desarrollo del campo y diseño, construcción y operación de una planta generadora de electricidad. En este caso, el gobierno tiene dos opciones: *(a)* aceptar la oferta y suscribir un acuerdo directo para la exploración y futura explotación del recurso, lo que incluye habitualmente un acuerdo en principio para la venta de energía que eventualmente se produzca; y *(b)* considerar la oferta sólo después de solicitar ofertas alternativas que permitan establecer una base de comparación, con el objetivo de crear competitividad y, al mismo tiempo, dar transparencia al proceso de adjudicación de la concesión.

Es necesario destacar que en esta alternativa, el inversionista está tomando todos los riesgos técnicos asociados con la exploración y el desarrollo del campo, invirtiendo capital de riesgo hasta lograr establecer la factibilidad comercial de la utilización del campo para la generación de electricidad. El inversionista espera, por lo tanto, obtener una tasa de retorno relativamente más alta, ya que está asumiendo todos los riesgos técnicos de la exploración, sostenibilidad del campo durante la vida útil de la planta y disponibilidad de vapor adecuada para la generación de energía. Obviamente esta alternativa implica una tarifa del kWh más alta, debido a los riesgos en los cuales incurre el inversionista.

La segunda alternativa, considera un esquema en el cual el gobierno ha identificado un campo y toma a su cargo las funciones de exploración, incluyendo la perforación de pozos. El objetivo es obtener suficiente información confiable, que permita definir el recurso en cantidad y calidad para establecer la factibilidad de una explotación comercial. Al disponer de esta información, el gobierno está en una mejor posición para atraer inversionistas privados y obtener tarifas más atractivas.

En este esquema, el gobierno ha asumido el riesgo inherente a la exploración de recursos naturales subterráneos, cubriendo todos los costos de exploración. Una vez que esta información está disponible, el enfoque preferido es *llamar a una licitación internacional para el desarrollo del campo y la construcción de una planta generadora de electricidad*. Al disponer de información confiable sobre la exploración, los inversionistas privados están en condiciones de reducir sus riesgos, limitándolos a los riesgos típicos relacionados con el desarrollo de campo, la calidad y sostenibilidad de la extracción de vapor y todos aquéllos inherentes al financiamiento y la operación de una planta generadora.

Es posible, por lo tanto, esperar tasas de retorno más moderadas que en la alternativa anterior y por lo tanto precios de kWh más bajos. Por otra parte, el gobierno tiene la opción de

establecer, en las condiciones de la licitación, una fórmula para recuperar todo o parte de los gastos incurridos en la exploración (sea en efectivo o en bienes).

Debe destacarse que en los dos casos anteriores, el inversionista privado toma el compromiso de garantizar (en el contrato de compra de energía) la disponibilidad de una cierta capacidad de generación y un nivel mínimo de suministro de energía. Por lo tanto, los riesgos relacionados con la disponibilidad de un volumen de vapor de calidad adecuada son totalmente asumidos por ellos. Habitualmente los contratos de compra de energía establecen penalidades por incumplimiento de los compromisos de niveles de capacidad y de energía generada.

En una tercera alternativa de política, la operación del campo (producción de vapor) y la generación de electricidad son asumidos por entidades o empresas diferentes. El gobierno ejecuta la exploración y toma a su cargo el desarrollo y la operación del campo. Independientemente, el gobierno llama a una *licitación internacional para la construcción y operación de la planta* generadora de electricidad. En este caso, el gobierno asume todos los riesgos de exploración, desarrollo y operación del campo mientras que el inversionista privado asume los riesgos de la construcción y operación de la planta generadora, que no son muy diferentes de los de una planta que use combustibles. Este esquema ha sido utilizado en los casos de Costa Rica y Filipinas.

También es posible que los gobiernos entreguen la operación del campo a un operador privado, bajo alguna modalidad de concesión. En todo caso, el suministro de vapor a la planta generadora es materia de un contrato separado entre ambos operadores. Bajo este esquema, el contrato de compra de energía habitualmente exime al operador de la planta generadora de la obligación de cumplir con los niveles de capacidad y generación cuando existe algún problema con el suministro de vapor. En esta alternativa - debido a la reducción del riesgo para los inversionistas - el precio por kWh debería ser inferior a las alternativas anteriores.

En conclusión, lo que se busca es *alcanzar un equilibrio en la distribución de los riesgos entre el gobierno y los inversionistas privados*, lo cual depende de la disponibilidad de recursos financieros para acometer las inversiones y los niveles de tarifas eléctricas que sean deseables y compatibles con el desarrollo del sector. En este caso, la segunda alternativa parecería ser la más adecuada para alcanzar este objetivo.

## IV. DESARROLLO PRIVADO DE LA GEOTERMIA

### 1. La experiencia en Asia

Filipinas e Indonesia promovieron - en las última dos décadas - un desarrollo acelerado del sector; ambos países muestran resultados evidentes, ya que actualmente la capacidad instalada geotermoeléctrica en estos dos países supera los 2 000 MW.

El modelo de Filipinas se concretó a través de esquemas de contratos de operación tipo BOT (build-operate-transfer). Según este esquema el Estado conserva el desarrollo del campo, entregando el vapor al operador privado que - a su vez - lo convierte en electricidad; siendo la planta transferida al Estado después de un período de operación. Por otro lado, el modelo de Indonesia (BOO - Build, Operate and Own) permite al operador mantener el control y propiedad del campo, así como de la planta.

En ambos esquemas la institución nacional o local de electricidad (Utility) suscribe un contrato tipo PPA con un productor eléctrico independiente (Independent Power Producer, IPP) para la compra de la electricidad en base a un "período de cooperación" prefijado y a un precio establecido.

La fórmula para los precios del kWh geotérmico en Indonesia está basada - en la mayoría de los casos - sobre una reducción del valor con el tiempo. Los precios más altos (entre 7.5 y 7.8 centavos de dólar) durante los primeros 14 años de los contratos son compensados por precios más bajos en el período 15-22 años (entre 5.6 y 6.5 centavos de dólar), y por valores aún más inferiores durante los últimos años de operación (entre 4.3 y 5 centavos de dólar). En el *Anexo A* se describen en mayor detalle los proyectos de Filipinas e Indonesia.

### 2. Los casos centroamericanos

Los recientes procesos de reforma y privatización que se han venido dando en muchos países de la región, han producido una importante reducción del papel del Estado en el sector energético. Los primeros desarrollos geotérmicos en Costa Rica, El Salvador, Guatemala y Nicaragua, fueron realizados por el sector público. Solamente en los dos últimos años el sector privado ha comenzado a jugar un papel más significativo en el desarrollo geotérmico.

El proceso de privatización en Centroamérica comenzó a materializarse con la preparación de nuevas leyes del sector eléctrico, que además han considerado la concesión de explotación de los recursos geotérmicos. Ya se encuentran aprobadas en El Salvador, Guatemala y Honduras y están en proceso adelantado de discusión en Costa Rica y Nicaragua. En efecto, se están dando oportunidades de inversión privada en esquemas BOT, BLT y BOO, según modelos que van desde la concesión integral del recurso hasta esquemas intermedios.

El Gobierno de Guatemala ha firmado recientemente un contrato de tipo BOO con un inversionista privado para la operación de la planta Zunil I; también el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) de Costa Rica firmó un contrato de compra de energía con un consorcio privado internacional para la operación de una planta geotérmica de 25 MW en el campo de Miravalles. En ambos proyectos, la entidad eléctrica de gobierno se responsabiliza por el manejo del campo y el abastecimiento de vapor a la planta. A su vez, el inversionista privado se compromete a entregar una cantidad definida de energía a un precio establecido. En Nicaragua, hace un par de años, el gobierno otorgó a un privado la concesión del campo de El Hoyo Monte-Galán; actualmente las negociaciones se concentran en la definición de un contrato de compra de energía integrado en un contrato de tipo BOO para el desarrollo del campo y la construcción de la planta.

Una característica común a estos tres proyectos privados es que el precio global de la electricidad generada es de alrededor de 7 centavos de dólar por kWh. Esta tarifa es superior a la de plantas alternativas basadas en combustibles líquidos o sólidos - entre 5 y 6 centavos de dólar. En el caso de Nicaragua el mayor precio se ha justificado por el riesgo involucrado en el desarrollo del campo y manejo de la planta. Por su lado, el Gobierno de Nicaragua está actualmente ofreciendo un precio de 5.8 centavos de dólar para el contrato en etapa de negociación.

Los casos de Costa Rica y Guatemala, comparten una característica común que hace difícil la comparación con la situación de Nicaragua, debido a que - en los dos primeros casos - el abastecimiento de vapor está garantizado por el Estado y los riesgos comerciales y "de país" son similares a los de otra fuente energética. En tal caso, el único riesgo es la construcción y la operación de la planta, lo que - en realidad - está ampliamente bajo el control técnico y económico del inversionista. Diferente es el caso reciente de Nicaragua, en donde el privado se hace cargo también del riesgo del desarrollo del campo.

Para los PPAs actualmente en negociación en Centroamérica, se podría evaluar la posibilidad de aplicar una "fórmula-precios" del tipo usado en Indonesia (ver párrafo precedente), lo que garantizaría, a los privados, un rápido retorno sobre la inversión y, a los gobiernos, un precio medio bastante competitivo, si se evalúa en el largo plazo.

En el *Anexo B* se describen con mayor detalle los proyectos privados centroamericanos, actualmente en operación o negociación.

## Anexo A

### PROYECTOS GEOTERMICOS EN ASIA

#### 1. Experiencias en Filipinas

El crecimiento de la geotermia en las Filipinas se debe básicamente a la decidida iniciativa del gobierno, implementado a través de la Philippines National Oil Company (PNOC) quien absorbió los riesgos de la exploración geotérmica. La política ha sido asegurar el desarrollo sostenible del recurso en el largo plazo, optimizando la gestión del reservorio y contratando solamente el desarrollo de la plantas. Para las plantas, se utilizó un proceso de licitación, cuya oferta está basada en un contrato de tipo BOT, a 10 años plazo.

Las Filipinas tienen una considerable experiencia en el sector geotérmico. Su capacidad instalada es cercana a los 1 000 MW, ubicándose en segundo lugar a nivel mundial después de los Estados Unidos de Norteamérica. Los funcionarios nacionales están comprometidos al desarrollo del potencial geotérmico, estructurando nuevas políticas y atrayendo compañías en condición de desarrollar los 4 000 MW potenciales del país.

La actividad geotermoeléctrica en Filipinas ha sido ejecutada, hasta la fecha, básicamente por empresas estadounidenses. La empresa *Magma Power* está desarrollando el campo de Tongonan a través de un proyecto de 216 MW, bajo un esquema BOT a 10 años. La PNOC financia y ejecuta la exploración, asume todos los riesgos asociados al desarrollo del recurso y pone el vapor a disposición de *Magma Power*, quien financia, construye y opera la planta. La PNOC compra la electricidad convertida en base a "take-or-pay" y la vende a su vez a la National Petroleum Corporation (NAPCOR). Como forma de incentivo, el gobierno ha reducido los impuestos durante los primeros 5 años de operación de la planta; la operadora *Magma Power* recibe un pago en función de su capacidad de generación ("capacity payment") y de la energía efectivamente producida ("energy payment"). El pago - que se realiza en moneda extranjera (dólares estadounidenses) - se basa en un período de cooperación de 10 años y cubre los gastos de operación y mantenimiento, la deuda de servicio y el retorno de la inversión. Al final del periodo, la titularidad de la planta se transfiere sin costo al PNOC.

*California Energy* está lanzando dos proyectos geotérmicos en el mismo campo de Tongonan. Para financiar las acciones de capital de este proyecto y para tener un capital de trabajo disponible, *California Energy* vendió 529 millones de dólares de sus bonos ("senior discount notes") a 10 años, a una tasa del 10.3%. Los bonos fueron cotizados al 75% y, después de un descuento de suscripción del 2%, proporcionaron a la compañía 390 millones de dólares. La PNOC entregará el suelo para la planta y el vapor sin costo, mientras *California Energy* transformará el vapor en electricidad. En este proyecto juega un papel clave la participación de la Overseas Private Investment Corporation (OPIC) en la *cobertura del seguro* del riesgo político para las acciones de capital de *California Energy* durante la fase de construcción del proyecto y el aporte de la Export Import Bank of USA (EXIM), con la cobertura de 162 millones de dólares en relación a la deuda a 10 años del proyecto.

#### 2. Experiencias en Indonesia

En Indonesia, el operador privado toma todos los riesgos de exploración y desarrollo. El acuerdo con PERTAMINA (la autoridad petrolera nacional) es tipo "Joint Operation Contract" (JOC) y requiere del privado la exploración y el desarrollo del campo y la construcción y operación de la planta; la electricidad generada se vende a PLN (la autoridad eléctrica nacional). Desde la perspectiva gubernamental, el enfoque JOC permite la exploración simultánea de numerosos campos geotérmicos de la nación, aprovechando de la experiencia y financiación privada.

La compañía petrolera nacional, PERTAMINA de Indonesia, ha entregado a *California Energy* el derecho para desarrollar dos áreas geotérmicas. En la primera área, *California Energy* y la compañía indonesia PT HEA firmaron un acuerdo conjunto para desarrollar el proyecto; la iniciativa ha sido bautizada "DIENG Joint Venture". El convenio construirá y operará por 30 años el proyecto, que consiste de 4 unidades de capacidad total 220 MW con una inversión inicial de 450 millones de dólares. Dieng y PERTAMINA han negociado con la autoridad eléctrica PLN un contrato de venta de energía de tipo "take or pay".

Un consorcio similar se ha firmado entre *California Energy* y la empresa indonesia PT ESA para el proyecto Patuha, que tendrá la misma capacidad (220 MW) y un presupuesto similar (450 millones de dólares).

## Anexo B

### PROYECTOS GEOTERMICOS EN AMERICA LATINA

#### 1. Guatemala

El Instituto Nacional de Electricidad (INDE) de Guatemala ha firmado recientemente un contrato de venta de energía (PPA) con una "joint-venture" privada ORZUNIL S.A., constituida por una empresa constructora de equipos, un operador de campo e instituciones financieras privadas y/o multilaterales orientadas al sector privado.

El objeto del contrato es construir y operar (esquema BOO) una planta con capacidad instalada de 30 MW en el área geotérmica de "Zunil". En este esquema de desarrollo, el productor independiente compra el vapor del INDE - a un precio cercano al equivalente de 2 centavos de dólar por kWh - y lo transforma en electricidad, vendiéndole de vuelta al mismo ente eléctrico (off-taker) a un precio diferencial cercano a los 5 centavos. El costo final del kWh geotérmico sería por lo tanto de 7 centavos de dólar aproximadamente. La planta (constituida por 7 módulos binarios de 4.5 MW cada uno) está en fase de instalación, con puesta en marcha prevista para el primer semestre de 1999.

En este proyecto cabe destacar que la mayor parte del esfuerzo de exploración ha sido realizado por el gobierno (INDE), a través de los fondos de cooperación bilaterales y multilaterales (BID y otros). Además, la responsabilidad de manejo de los procesos de perforación, producción y abastecimiento del combustible (el vapor) cae completamente bajo la responsabilidad técnico-económica del INDE.

#### 2. Costa Rica

A finales de 1996, el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) de *Costa Rica* llamó a una licitación pública internacional, invitando a presentar ofertas para el suministro de energía eléctrica en bloque, con base en un contrato de compra de energía de una planta geotérmica a instalarse en campo de Miravalles III. La capacidad mínima a generarse debía ser de 25 MW, bajo la condición de construir, operar y transferir al ICE (sin costo alguno y después de 15 años) toda infraestructura de producción instalada (modalidad BOT).

Según el esquema propuesto, el ICE queda en poder del manejo del campo, abasteciendo de vapor la planta y usa los ingresos del negocio para financiar ulteriores ampliaciones del campo geotérmico de Miravalles. El documento de licitación aclaraba que el costo promedio de la energía para el ICE (constituido por la suma del cargo por capacidad más el cargo por energía menos el cargo por consumo de vapor) : "... en ningún año podrá ser superior a 5.5 centavos de dólar por kWh...".

Sólo recientemente, el ICE ha firmado el contrato de compra de energía con la compañía-proyecto (CP) que se adjudicó la licitación (una "joint-venture" Estados Unidos-Japón entre un desarrollador geotérmico y un constructor de equipos). El financiamiento de la deuda de este proyecto proviene del departamento de sector privado del BID, por medio de una sindicación con bancos comerciales estadounidenses.

Según el contrato, la CP se obliga a mantener disponible para el ICE una *capacidad garantizada* de la planta, vendiendo de manera exclusiva al ICE la producción de energía. En caso de que la capacidad medida resulte inferior al 90% de la capacidad garantizada, la CP incurre en importantes multas. Por su parte, el ICE se compromete a suministrar el vapor según un caudal de 60kg/seg.

Por otra parte, la CP se compromete a financiar y suministrar todo los materiales relativos para la construcción y ejercicio de las siguientes infraestructuras:

- líneas de transmisión
- sistema de acarreo y separación de los fluidos
- perforación de pozos + servicios profesionales asociados

La opinión del ICE es que el alto precio (vapor + electricidad) para la producción del kWh (7.5 centavos de dólar aproximadamente) sería justificado por el importante esfuerzo financiero producido por la CP y por el hecho de que todos los materiales y la planta se transformarían en propiedad del Estado después de sólo 15 años.

### 3. Nicaragua

En Nicaragua están actualmente vigente las siguientes concesiones para la exploración y desarrollo de áreas geotérmicas:

- El Hoyo - Monte Galán , a la empresa TransPacific Geothermal Corp. (TGC)
- Niajo - Santa Isabel, a la empresa Union Oil California (UNOCAL).
- S. Jacinto - Tizate, a la empresa INTERGEOTERM .
- Masaya - Granada - Nandaime, a la empresa ORMAT .

Las concesiones de exploración geotérmica han sido otorgadas por el Instituto Nacional de Electricidad (INE) bajo la Ley General de Recursos Naturales, del 17 de Abril de 1958. La futuras concesiones ( de exploración y de explotación ) se otorgarían en el marco de la Ley de la Industria Eléctrica (aprobada en Abril de 1998) y en la cual se insertaría el dispositivo legal para la geotermia (presentación prevista para finales de 1998).

Actualmente la Empresa Nacional de Electricidad (ENEL), en fase de incipiente privatización, está negociando contratos de compra de electricidad con algunas de la empresas arriba mencionadas. Para el proyecto El Hoyo-Monte Galán, la empresa TGC (en asociación con la empresa CALPINE Corporation) está proponiendo un PPA que establece un precio de venta de electricidad de 6.5 centavos de dólar/kWh, en el marco de un contrato BOO (desarrollo del campo y operación de una planta de por lo menos 70 MW) a 20 años. Por otro lado el ENEL tiene como referencia propia un valor de 5.8 centavos de dólar/kWh, siendo este último el precio de la energía de otras plantas convencionales recientemente instaladas en Nicaragua; las negociaciones están, al parecer, estancadas debido a la firme postura de las contrapartes.

Es importante subrayar que el precio de la reciente negociación para el PPA del proyecto convencional Puerto Corinto (combustible "bunker", 5 centavos de dólar/kWh aproximadamente.), está asumido en relación a un precio del combustible de US\$ 9 por barril. Este precio estuvo disponible - en la realidad - por un período muy breve, entre finales de 1997 y comienzos de 1998.

Como resultado del reciente acuerdo de la OPEC (Junio de 1998) el precio del mismo tipo de bunker ha subido a US\$14 por barril; algunos analistas internacionales consideran que - como consecuencia de posibles futuros acuerdos entre productores petroleros - el precio podría subir ulteriormente, acercándose a los US\$ 20 durante los próximos dos años. Bajo estas condiciones, el precio que pagaría el ENEL de Nicaragua al productor independiente podría llegar a fluctuar entre los 6 y 7 centavos de dólar/kWh, compitiendo directamente con el precio actualmente propuesto por las empresas privadas involucradas en la negociaciones de contratos geotérmicos en el mismo país.

También la empresa estadounidense UNOCAL estaría negociando un PPA para un contrato BOO para el desarrollo (campo + planta) del área del Niajo - Santa Isabel, estudiada ampliamente durante los últimos dos años y próxima a la perforación exploratoria.

El campo geotérmico con mayor información técnica (8 pozos perforados, 3 productores) - y por tanto con menor riesgo aparente - parecería ser el de San Jacinto-Tizate; las negociaciones entre el ENEL y la empresa INTERGEOTERM (de la cual ENEL es, a su vez, accionista) estarían cercanas a una solución definitiva en relación al precio de venta del PPA, para un contrato BOO a 20 años.

Lo que queda cierto, es que la primera definición de precio por parte de uno de los contratos PPA en negociación, definirá la pauta de referencia económica para todos los otros, incluyendo el proyecto Momotombo, para el cual ENEL y la empresa ORMAT están negociando un contrato de venta de la electricidad que se produciría por medio de un proceso tecnológico de recuperación del vapor.