

Distr.
RESTRINGIDA

LC/R.1995
23 de junio de 2000

ORIGINAL: ESPAÑOL

CEPAL
Comisión Económica para América Latina y el Caribe

PROYECTO OLADE/CEPAL/GTZ
Estudio para la Evaluación del Entorno del
Proyecto Geotérmico Binacional “Tufiño-Chiles-
Cerro Negro”

Este documento ha sido elaborado por el Sr. Manlio F. Coviello, Experto en Energía, División de Recursos Naturales e Infraestructura de la CEPAL, en el marco del proyecto OLADE/CEPAL/GTZ “Energía y Desarrollo en América Latina y el Caribe”, que cuenta con el financiamiento del Gobierno de Alemania. Las opiniones expresadas en este documento, que no ha sido sometido a revisión editorial, son de la exclusiva responsabilidad del autor y pueden no coincidir con las de las instituciones.

00-6-540

INDICE

I.	ECEDENTES DEL PROYECTO	1
	A. Introducción	1
	B. El área geotérmica “Tufiño-Chiles-Cerro Negro”	2
	C. Estudios realizados	3
	D. Modelo geotérmico	4
II.	ACUERDOS BINACIONALES VIGENTES	8
	A. Generación eléctrica por geotermia	9
	B. Otros acuerdos de interés	10
	1. Asuntos laborales y migratorios	10
	2. Tránsito terrestre transfronterizo	11
	3. Interconexión eléctrica	12
	4. Cooperación en materia energética y minera	13
	5. Control, vigilancia y seguridad fronteriza	13
	6. Explotación de yacimientos hidrocarburíferos comunes	14
III.	ECUADOR: ENTORNO DEL PROYECTO	15
	A. La geotermia en el Ecuador	15
	B. Marco regulatorio del sector eléctrico	19
	C. Mercado de la energía eléctrica	21
	D. Marco regulatorio para la geotermia	23
	E. Leyes y reglamentos relacionados con el desarrollo del sector	25
	1. Medio ambiente	25
	2. Inversión extranjera	27
	3. Fomento de las exportaciones	29
	4. Zonas francas	31
	5. Régimen tributario y arancelario	33
	6. Régimen laboral	36
IV.	COLOMBIA: ENTORNO DEL PROYECTO	38
	A. La geotermia en Colombia	38
	B. Marco regulatorio del sector eléctrico	39
	C. Mercado de la energía eléctrica	42
	D. Marco regulatorio para la geotermia	44
	E. Leyes y reglamentos relacionados con el desarrollo del sector	46
	1. Medio ambiente	46
	2. Inversión extranjera	47
	3. Fomento de las exportaciones	49
	4. Zonas Francas	52
	5. Régimen tributario y arancelario	53

6.	Régimen laboral	55
7.	Desarrollo fronterizo	55
F.	Intercambio comercial entre Colombia y Ecuador.....	56
V.	PERSPECTIVAS DEL PROYECTO	58
A.	Evaluación global del entorno	58
B.	Opciones para el desarrollo industrial del proyecto.....	60
	BIBLIOGRAFÍAS Y REFERENCIAS.....	66
	ANEXOS	69

I. Antecedentes del Proyecto

A. Introducción

En agosto de 1993, los gobiernos de Colombia y Ecuador suscribieron un Acuerdo para Generación Eléctrica por Geotermia, con el que se formalizó la creación del Proyecto Geotérmico Binacional "Tufiño-Chiles- Cerro Negro".

El Grupo Nacional de Trabajo en Geotermia del Ecuador - creado por el Ministerio de Energía y Minas con el patrocinio de la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE) y como una acción de respaldo a las actividades del Proyecto Regional CEPAL/CCE: "*Aprovechamiento de los Recursos Geotérmicos en América Latina y El Caribe*", para que realice la promoción y difusión del aprovechamiento de los recursos geotérmicos y fomente el interés por esta fuente energética - ha confirmado la conveniencia de impulsar el Proyecto Geotérmico Binacional Colombo-Ecuatoriano "Tufiño-Chiles-Cerro Negro" y sugerido la necesidad de levantar información actual para definir el entorno jurídico, tributario, laboral, ambiental, etc., en el que se desenvolvería el mismo (Estudio del Entorno).

Por otro lado, el Proyecto Regional Geotérmico CEPAL/CCE, ha incluido dentro del "Estudio Estratégico para el Desarrollo de la Geotermia en el Ecuador", una actividad concerniente a la evaluación actual y de perspectiva del proyecto Tufiño-Chiles-Cerro Negro.

Concomitantemente con las acciones antes descritas – y después de un extenso período de inactividad originado por varias causas (entre las que se destacan las reformas estructurales del sector eléctrico de ambos países) - en mayo de 1999 se celebró en Quito la "*III Reunión del Comité Técnico Binacional sobre Geotermia*", que reunió a los nuevos actores del desarrollo geotérmico de Colombia y Ecuador, y que concluyó recomendando la necesidad de efectuar el estudio de actualización y evaluación del entorno del Proyecto Binacional.

El presente informe tiene por objeto presentar los resultados del estudio recomendado por el Comité Técnico Binacional, cuya más reciente reunión tuvo lugar en marzo del 2000, en la ciudad de Santa Fe de Bogotá.

En la realización del presente trabajo, se contó con el importante aporte de los señores:

- *Ing. Byron Chilibingua*, OLADE
- *Ing. Eduardo Aguilera*, Escuela Politécnica del Ejército (ESPE), Ecuador
- *Ing. Milton Balseca*, Departamento de Energías Alternativas (DEA) , Ministerio Energía y Minas del Ecuador
- *Embajador Francisco Riofrio*, Ministerio de Relaciones Exteriores de Ecuador
- *Marcelo Neira*, Consejo Nacional de Electrificación de Ecuador (CONELEC), Ecuador
- *Ing. Arcenio Torres*, Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME), Ministerio de Minas y Energía de Colombia
- *Ing. Pedro Torres*, Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME), Ministerio de Minas y Energía de Colombia
- *Ing. Luis Carlos Romero*, Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME), Ministerio de Minas y Energía de Colombia

- *Ing. Ricardo Escovar*, Instituto Nacional de Investigaciones Geológico-Mineras (INGEOMINAS), Colombia
- *Geol. Neslon Bernal*, INGEOMINAS, Colombia
- *Ing. María Consuelo Vargas*, INGEOMINAS, Colombia
- *Dr. Hugo Altomonte*, CEPAL
- *Ing. Eduardo Chaparro*, CEPAL

B. El área geotérmica “Tufiño-Chiles-Cerro Negro” (TCCN)

El área de interés geotérmico está ubicada en el ámbito de la Cordillera Occidental, en la frontera entre Colombia (Departamento de Nariño) y Ecuador (Provincia del Carchi), alrededor de los volcanes Chiles (4.730 m) y Cerro Negro (4.470 m) y cerca de la parroquia de Tufiño (3.000 habitantes).

El área del proyecto TCCN pertenece por tanto a la zona de integración fronteriza entre Colombia y Ecuador, por lo que goza de los beneficios resultantes de acuerdos e iniciativas específicas, establecidos por los dos países en el marco de las Comisiones de Vecindad con el objeto de impulsar el desarrollo socio-económico de dichas zonas (ver Capítulo II del presente informe).

La línea fronteriza colombo-ecuatoriana pasa por las cumbres de ambos volcanes y divide longitudinalmente en dos mitades a la zona de interés geotérmico.

El volcán Chiles constituye la mayor elevación de esta parte de la Cordillera Andina en la que la altura media oscila entre los 4.000 m. Las zonas más altas tienen un clima frío y lluvioso que se mantiene constante a lo largo de todo el año, y están cubiertas por una vegetación herbácea que corresponde a los pajonales característicos del páramo. En el Valle Interandino predomina un clima húmedo pero más templado, de modo que ha favorecido el desarrollo de un importante espacio agrícola.

Para acceder a la zona, existe una carretera de primer orden, de 18 km de longitud, que comunica a la capital provincial, la ciudad de Tulcán, con la población de Tufiño y luego, hasta el sitio de las manifestaciones termales de Aguas Hediondas, por una carretera secundaria, de 6 km de longitud. Por la Provincia del Carchi atraviesa la carretera Panamericana, que cumple un importante papel en el intercambio comercial con Colombia.

La línea de transmisión Ibarra-Tulcán (138 kV) está alejada unos 15 km del centro del área de interés. En la ciudad de Tulcán existe una subestación eléctrica de 138/69/13,8 kV; por consiguiente, una eventual central geotérmica de 15 MW de potencia instalada en el área del Tufiño, requeriría de una línea de transmisión propia de 69 kV hasta la ciudad de Tulcán (aproximadamente unos 15 kms de línea).

Las investigaciones geofísicas realizadas durante los estudios de prefactibilidad, restringieron el área de máximo interés geotérmico a una zona de alrededor de 14 km², que se extiende entre las cotas 3.120 y 3.580 m.s.n.m., desde los alrededores de las poblaciones de Tufiño y Chiles, hasta la zona donde afloran las manifestaciones termales de Aguas Hediondas.

La temperatura media anual medida en el aeropuerto “San Luis” (2.961 m), de Ipiales, es de 11.03° C y en el Aeropuerto “El Rosal” de Tulcán, 14.1° C. En el área del proyecto, la

temperatura media anual debe ubicarse en torno a los 10° C. En cuanto a las precipitaciones, la media anual en San Luis es 1.037 mm y en El Rosal 960 mm.

La agricultura y la ganadería son las principales actividades económicas de la zona del proyecto y - en general - de la provincia del Carchi. Los cultivos más extendidos son: el de patatas, del que es el principal productor nacional, el frejol y el maíz. En el área también existe una apreciable producción de leche y una creciente actividad de granjas piscícolas para el cultivo de truchas.

En general, es posible afirmar que la demanda energética del área es destinada a crecer en forma significativa, principalmente por el impulso que los dos gobiernos están otorgando al desarrollo socioeconómico de las zonas fronterizas.

C. Estudios realizados

El interés del área de Tufiño-Chiles-Cerro Negro (TCCN) se descubrió en 1978, cuando INECEL realizó las primeras actividades de reconocimiento geotérmico que identificaron la presencia coincidente de varias fuentes termales, de temperatura relativamente elevada, y dos aparatos volcánicos de edad reciente.

En 1979, la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), con la participación de las firmas europeas *Aquater* de Italia y *Brgm* de Francia, desarrolló un estudio de Reconocimiento Geotérmico Nacional de la República del Ecuador. Como resultado de ese estudio se definieron las áreas de interés prioritario, en las que las condiciones geovolcanológicas e hidrogeoquímicas eran más favorables para la existencia de sistemas geotérmicos, una de las cuales resultó la de TCCN.

Como parte de las recomendaciones del antes referido estudio se incluyó un programa genérico de investigaciones superficiales, de carácter geológico e hidrogeoquímico, que se las denominó "I Fase del Estudio de Prefactibilidad".

En 1981, con la participación conjunta de INECEL y OLADE, la firma consultora *Geotermica Italiana*, desarrolló el antes mencionado programa de investigaciones geotérmicas, que perseguía, como principal objetivo, proponer un modelo geotérmico preliminar que podría confirmarse posteriormente con la aplicación de las técnicas geofísicas, de costos comparativamente más elevados.

El estudio de reconocimiento geotérmico a nivel nacional realizado por OLADE y el Instituto Colombiano de Energía Eléctrica (ICEL), en 1981, determinó el interés prioritario del área de Chiles-Cerro Negro, en la frontera con Ecuador. En vista de esa coincidencia, los gobiernos de ambos países decidieron desarrollar una exploración conjunta, para lo cual suscribieron un acuerdo que, en marzo de 1982, marcó el inicio del Proyecto Geotérmico Binacional Tufiño-Chiles-Cerro Negro.

A inicios de 1983, la OLADE, realizó un trabajo de evaluación geovolcanológica y recomendó algunos estudios complementarios sobre la misma disciplina, para que lo desarrollen ICEL e INECEL. Con el propósito de homogeneizar el nivel de información geológica e hidrogeoquímica dentro del área de interés, en ambos lados de la frontera, durante 1983, el ICEL efectuó un estudio al que también se le denominó "Prefactibilidad, I Fase" del Proyecto Geotérmico Chiles-Cerro Negro.

Con el apoyo financiero del Gobierno de Italia, la OLADE conjuntamente con ICEL e INECEL acordaron la realización del Estudio de Prefactibilidad que se desarrolló entre 1986 y 1987, a cargo de la firma consultora *Aquater*. El estudio de prefactibilidad de *Aquater* (1987) definió dos posibles horizontes productores de fluidos geotérmicos:

- a) Reservorio profundo, emplazado cerca de los 2.000 m de profundidad, con temperaturas superiores a los 200 °C;
- b) Reservorio somero, a una profundidad de 500 a 1.000 m, con temperaturas de alrededor de 150° C.

El reservorio profundo y de mayor temperatura es, entonces, el principal objetivo para la exploración y desarrollo del recurso geotérmico. Las condiciones técnico-económicas de una central geotermoeléctrica dependen de las características del yacimiento, verificadas por perforaciones. Por consiguiente, con el actual grado de información, se puede adelantar que, si la composición química del fluido y las propiedades físicas del yacimiento concuerdan con las que existen en la mayoría de los campos geotérmicos en explotación, el desarrollo más económico del proyecto consistiría en una central del tipo vapor directo a condensación.

El estudio de prefactibilidad determinó que el límite de interés económico se ubica entre 10 y 30 MW, razón por la que tomó como alternativa las potencias de 15 y 30 MW

D. Modelo geotérmico

El Modelo Geotérmico Preliminar del área de Tufiño-Chiles-Cerro Negro se basa en el modelo geotérmico general constituido por una intrusión de magma a una profundidad relativamente somera (Fuente de Calor); una formación de rocas permeables que aloja a un acuífero confinado y caliente (Reservorio), y una capa de rocas impermeables que forman el sello hidráulico y actúan como aislante térmico para impedir la irradiación del calor acumulado en el reservorio. El mencionado modelo general se complementó con una simulación numérica de la transferencia de calor desde el cuerpo magmático a las rocas.

Este método teórico requiere indefectiblemente, como datos de entrada, de algunos parámetros difícilmente medibles en la naturaleza, razón por la que tiene que asignársele un carácter aproximativo que, no obstante, permitió confirmar el interés geotérmico del área fronteriza de Tufiño.

Los estudios de prefactibilidad efectuados por *Aquater* (OLADE, 1987), permiten esquematizar el siguiente modelo geotérmico, que está sustentado en datos de superficie y la exploración geofísica con los métodos: gravimétrico, magnetométrico, geoelectrico y magneto-telúrico. Hasta el momento, no se ha efectuado en el área ninguna perforación exploratoria somera ni profunda, que permita comprobar fehacientemente la validez del modelo.

Fuente de calor: el área de Tufiño-Chiles-Cerro Negro está ubicada dentro de una región afectada por una intensa y persistente actividad volcánica, razón por la que es muy plausible la existencia de una anomalía regional del flujo de calor, a la que se estarían superponiendo las anomalías locales directamente relacionadas con el sistema de alimentación del vulcanismo reciente. En su trabajo, *Aquater* (1987) sostiene que, ante la falta de mediciones directas de la gradiente geotérmica, los principales indicios sobre una anomalía del gradiente geotérmico regional se derivan de los sondeos magneto-telúricos (MT), algunos de los cuales revelan que, a una

profundidad variable entre 15 km y 25 km, existe un conductivo intracortical que se manifiesta por una notable inflexión de las curvas de resistividad aparente, para períodos de alrededor de 100 m/seg, lo que constituiría una evidencia de que, a la presión correspondiente a esa profundidad, la temperatura ha alcanzado el “solidus” del granito. Este tipo de fenómeno es similar al que se ha observado en muchas otras zonas afectadas por vulcanismo y tectónica reciente.

Además, en toda el área de Tufiño-Chiles-Cerro-Negro - a una profundidad comprendida entre 3 km y 7 km - se han detectado cuerpos conductivos aislados con una extensión de pocos km² y un espesor variable entre cientos de metros y algunos kilómetros, que se manifiestan como horizontes con una resistividad de algunos Ohm-m, y se les puede interpretar como zonas de alta permeabilidad saturadas por fluidos salinos calientes o, posiblemente, residuos de magma intruido a lo largo de fracturas.

A pesar de que una evaluación cuantitativa sobre la magnitud de la anomalía térmica resulta poco sustentable, debido al nivel preliminar de la información disponible, es admisible suponer que la temperatura mínima, a una profundidad de 15-20 km, estaría alrededor de 700-750 °C, con un gradiente geotérmico medio de 36-50 °C por km, que representa un valor de 1.2 a 1.7 veces el gradiente normal.

Reservorio y capa sello: la probable presencia de un reservorio geotérmico en el área de Tufiño-Chiles, se puede sustentar con base en las siguientes evidencias derivadas de los datos experimentales: Las manifestaciones termales de Tufiño y Aguas Hediondas emergen con temperaturas comprendidas entre 26 y 53° C, sensiblemente más altas que la temperatura media anual de toda la zona (9° C). Las temperaturas de equilibrio calculadas con los geotermómetros superan los 100° C y tienden a incrementarse cerca del volcán Chiles, donde alcanzan los 220° C.. Los levantamientos geofísicos revelan una estratigrafía de 3 capas con las siguientes características:

Un *estrato superficial (A)* con una resistividad medio-alta (del orden de cientos de Ohm-m); densidad comprendida entre 2.4 y 2.6 g/cm³ y una elevada susceptibilidad magnética. Los sondeos eléctricos revelan, dentro de esta capa, la presencia de los siguientes 3 niveles electroestratigráficos:

- un resistivo superficial con un espesor promedio de unas pocas decenas de metros;
- un conductivo intermedio de espesor variable y resistividad de algunas decenas de Ohm-m;
- un resistivo basal con valores de resistividad comprendidos en el orden de los centenares de Ohm-m.

El espesor de todo el estrato superficial (A) varía entre unas pocas centenas de metros y aproximadamente 1 km.

Un *estrato intermedio (B)*, fuertemente conductivo, con una resistividad variable entre unos pocos y algunas decenas de Ohm-m; una baja densidad, comprendida entre 2.2-2.4 g/cm³, y una susceptibilidad magnética despreciable. El espesor del estrato intermedio (B) varía entre 1.000 y 2.000 m y se reduce notablemente hacia el borde occidental de la depresión de Tufiño, donde llega solo a unas centenas de metros.

Un *basamento (C)*, altamente resistivo, con valores de resistividad comprendidos entre varias centenas y el millar de Ohm-m; alta densidad (2.7 g/cm³) y una elevadísima susceptibilidad magnética.

El estrato (A) alberga a dos acuíferos: uno superficial (Ac1) caracterizado por aguas bicarbonato-cálcicas con una bajísima salinidad (del orden de 0.1 g/l); una muy elevada transmisividad hidráulica y una temperatura próxima a la media anual del área. Este acuífero estaría emplazado dentro del horizonte resistivo más superficial.

El segundo acuífero (Ac2), emplazado bajo el conductivo intermedio, se caracteriza por temperaturas de, por lo menos, 100° C; una transmisividad hidráulica más baja y, por consiguiente, períodos de residencia más extensos. Los valores de resistividad determinados en este horizonte, del orden de la centena de Ohm-m, concuerdan muy bien con la salinidad de los fluidos (1-2 g/l); temperaturas superiores a 100° C; factores de formación de alrededor de 100 y porosidad eficaz del orden de 0,1.

Las temperaturas geotermométricas, relativamente altas, calculadas para este estrato no podrían explicarse solo por fenómenos conductivos, sino por un calentamiento debido a una mezcla con fluidos más profundos y mucho más calientes.

El estrato (B) constituye la cobertura impermeable (capa sello) formada esencialmente por productos volcánicos profundamente hidrotermalizados hasta la facie arcillosa y afectados por algunas fracturas, a lo largo de las cuales ascienden pequeñas cantidades de los fluidos profundos.

Para verificar la factibilidad de explotar el eventual reservorio, con fines industriales, es indispensable determinar su espesor y la profundidad a la que se encuentra. Entre los métodos empleados, la magnetoteléfrica es el único que podría emplearse para lograr ese propósito.

Con base en las curvas de resistividad aparente para un modelo de 4 capas, que asume que el basamento resistivo, magnético y de alta densidad, estaría formado por un paquete de lavas fracturadas y permeables, en las que circulan fluidos calientes y salinos y, por consiguiente, con una resistividad menor que la del basamento, se ha delineado el siguiente modelo:

	ESPESOR	RESISTIVIDAD
ESTRATO A	Fijo: 800 m	100 Ohm-m
ESTRATO B	Variable	5 Ohm-m
ESTRATO C1	Variable	100 Ohm-m
ESTRATO C2	Infinito	1.000 Ohm-m

Las curvas de resistividad aparente no permitieron efectuar una discriminación entre modelos de tres y cuatro capas; no obstante, *Aquater* (1987) concluye que, desde el punto de vista geotérmico el dato mejor comprobado, a la vez que más alentador, constituye la presencia de un grueso estrato conductivo, ubicado bajo la zona de Aguas Hediondas y la porción centro-septentrional de la depresión de Tufiño, al que se le puede considerar un indicio de que la circulación de fluidos calientes ha originado una intensa alteración hidrotermal de las rocas encajantes.

Los datos geoquímicos y los balances térmicos indican que, probablemente, existen tres acuíferos, dos de los cuales estarían emplazados en el estrato A. El tercero, ubicado bajo la capa

impermeable B, a profundidades mayores que 1.300 m, es el que presenta temperaturas de interés industrial.

La confirmación del modelo propuesto por *Aquater* (Olade, 1987) supone, indefectiblemente, la necesidad de una exploración directa, a través de perforaciones de pequeño diámetro, de 400-600 m de profundidad, orientadas a satisfacer los siguientes objetivos:

- Atravesar todo el estrato A, para corroborar la existencia de los dos acuíferos superficiales, a la vez que determinar las características físico-químicas de los fluidos;
- Penetrar el estrato B hasta una profundidad suficiente para medir el gradiente geotérmico;
- Investigar la constitución litológica del estrato B.

II. ACUERDOS BINACIONALES VIGENTES

A lo largo de los últimos años, los Gobiernos de Colombia y de Ecuador han expresado mediante acciones concretas su compromiso con la integración fronteriza ante representantes de los gobiernos, del sector privado y de la academia de los dos países.

La integración binacional Colombo-Ecuatoriana cubre los campos de la salud, educación, medio ambiente, integración física, infraestructura, transporte terrestre, fluvial, marítimo, aéreo, tránsito de personas y vehículos, energético, interconexión eléctrica, telefónica y postal, ferias, empresarial, migratorio, comercio y aranceles, pesca artesanal, cultura, asistencia judicial, repatriación de presos, control y seguridad, entre otros principales.

El énfasis de la integración radica en lo fronterizo, para lo cual se ha definido un área común denominada Zona de Integración Fronteriza (ZIF), compuesta por tres departamentos de Colombia (Nariño, Putumayo y Cauca) y cinco provincias del Ecuador (Esmeraldas, Carchi, Imbabura, Sucumbíos y Napo).

Para el manejo del proceso integracionista, una Declaración Presidencial estableció la Comisión de Vecindad e Integración Colombo-Ecuatoriana (junio de 1989), como un mecanismo de coordinación, apoyo y seguimiento y como fuente generadora de programas y proyectos binacionales. En 1999, se celebró la XII edición de esa Comisión, en la ciudad de Santa Fe de Bogotá.

Durante las reuniones plenarias de las Comisiones de Vecindad, los representantes de ambos países se distribuyen en subcomisiones, para considerar la agenda previamente acordada y preparada por los Comités Técnicos Binacionales, encargados de dar continuo seguimiento técnico y profundizar la discusión sobre las diferentes temáticas. Luego de deliberar, las subcomisiones presentan sus conclusiones y recomendaciones adoptadas por el plenario para su consideración y adopción.

Los comisionados, durante las reuniones plenarias, trabajan en seis subcomisiones, a saber:

- Tránsito y transporte
- Desarrollo económico
- Infraestructura
- Desarrollo social y cultural
- Asuntos energéticos, mineros y del medio ambiente
- Temas espaciales

En los 10 años de vida de la Comisión de Vecindad se han suscrito más de 80 instrumentos bilaterales que han proporcionado el marco jurídico indispensable para avanzar aceleradamente en el proceso; se han definido 250 planes, proyectos y acciones, muchos ya cumplidos, varios en ejecución y otros en espera de financiamiento; se ha diseñado trabajo para los próximos 10 años.

Se ha identificado como las principales dificultades en los empeños integracionistas la desocupación que ha provocado la liberalización del comercio en las poblaciones fronterizas de Ipiales y Tulcán, y la resistencia de los transportistas del Carchi y Nariño a iniciar el tránsito

transfronterizo de taxis, para prestar servicios regulares de pasajeros y de carga, para lo cual se requiere implementar programas de reconversión de actividades y de asistencia económica .

A continuación, se presentan los diferentes convenios, acuerdos y reglamentos sectoriales que – de alguna forma – estarían relacionados con la implementación y desarrollo del proyecto binacional geotérmico objeto del presente estudio.

A. Generación eléctrica por geotermia

En agosto de 1993, los gobiernos de Colombia y Ecuador suscribieron un “*Acuerdo para Generación Eléctrica por Geotermia*”, con el que se formalizó la creación del Proyecto Geotérmico Binacional "Tufiño-Chiles- Cerro Negro".

En 1994 – en el marco de la VII Plenaria de la Comisión de Vecindad - la Subcomisión de Asuntos Energéticos, Mineros y del Medio Ambiente, considerando la necesidad de avanzar tanto en los proyectos de interconexión y de cooperación energética como en los de generación eléctrica por geotermia entre los dos países, recomendó:

- Constituir el “Comité Binacional para Interconexión Eléctrica y Generación de Energía por Geotermia” y otras fuentes alternativas no convencionales.
- Encomendar a los gobiernos de Colombia y del Ecuador la realización de las gestiones para la obtención de financiamiento para la ejecución de los programas energéticos.

Sólo en abril de 1995, se pudo llevar a cabo la “*I Reunión del Comité Técnico Binacional Ecuatoriano-Colombiano sobre Geotermia*”.

Después de un extenso período de inactividad originado por varias causas (entre las que se destaca las reformas estructurales del sector eléctrico de ambos países), el Grupo Nacional de Trabajo en Geotermia del Ecuador (GGNTG) ¹ confirmó la conveniencia de impulsar el Proyecto Geotérmico Binacional Colombo-Ecuatoriano “Tufiño-Chiles-Cerro Negro” y sugirió levantar información actual para definir el entorno jurídico, tributario, laboral, ambiental, etc., en el que se desenvolvería el mismo.

En mayo de 1999 se celebró en Quito la “*III Reunión del Comité Técnico Binacional sobre Geotermia*”, que reunió a los nuevos actores del desarrollo geotérmico de Colombia y Ecuador. Entre otras instancias técnica de apoyo, el Comité incluye un Grupo de Geotermia, encargado de sentar las bases institucionales para el desarrollo conjunto del área geotérmica fronteriza del Tufiño. En esa ocasión, el Comité concluyó recomendando la necesidad de efectuar la actualización y evaluación del entorno del proyecto binacional (Estudio del Entorno), así como fuera previamente propuesto por el GNTG.

En octubre de 1999 tuvo lugar la “*XII Reunión de la Comisión de Vecindad Colombo-Ecuatoriana*”, en la ciudad de Santa Fe de Bogotá, Colombia; en esa ocasión, los cancilleres de Colombia y Ecuador suscribieron un nuevo CONVENIO de colaboración bilateral en relación al desarrollo del proyecto Tufiño Chiles- Cerro Negro. En el Anexo I se presenta el texto integro del Convenio.

¹ GNTG, creado en 1988 por el Ministerio de Energía y Minas bajo el patrocinio de la OLADE y como una acción de respaldo a las actividades del Proyecto Regional CEPAL/CE

Los puntos más significativos del nuevo Convenio se encuentran en:

- *Artículo 3:* “El proyecto, en todas sus fases, tendrá carácter de obra unitaria y naturaleza binacional
- *Artículo 5:* “El financiamiento y cooperación internacional, cuando fuere necesario, será negociado por las partes en forma conjunta”.
- *Artículo 10:* “Las partes promoverán la conformación de empresas binacionales, con la participación de empresas privadas, para la explotación, operación y mantenimiento de las centrales de generación”.

En Marzo de 2000, se celebró en Bogotá la “*IV Reunión del Comité Técnico sobre Geotermia*”, en la que participaron personeros de la ESPE (en representación de Ecuador), de UMPE e Ingeominas (para Colombia). Debido a la actualidad y su importante contenido, se presenta la Memoria de dicha reunión en forma íntegra en el Anexo II. Sin embargo, cabe sintetizar brevemente los puntos más importantes de la referida Memoria :

- El estudio de geoquímica isotópica y de geofísica implementado conjuntamente por OIEA-ESPE (Caracterización de los Acuíferos Hidrotermales del Ecuador) “...es importante porque amplía la base de respaldo institucional para el proyecto Binacional...”.
- Dentro de las actividades del proyecto Azufral (desarrollado por el INGEOMINAS de Colombia con base a un préstamo del BID), “...se contempla la revisión de políticas y el marco legal y regulatorio de la geotermia en Colombia...”.
- Con relación a la preparación del “Project Development Facility Proposal” (PDF), para la correspondiente presentación al “Global Environmental Fund” (GEF) del proyecto geotérmico binacional, “...es necesario definir cual será la Agencia Ejecutora del proyecto...”. Sobre este punto, el Comité Técnico considera que “.. para poder tomar una decisión requiere conocer y analizar el ya referido Estudio del Entorno del Proyecto...”.
- Se acordó luego de un análisis exhaustivo que “...el enfoque principal del proyecto GEF debe ser la perforación de pozos exploratorios de pequeño diámetro...” para definir la viabilidad industrial y comercial del proyecto. No obstante, se reconoció la “...necesidad de complementar los estudios geofísicos con una campaña de sondeos magneto-telúricos (MT)...”.
- El Comité Técnico acordó la necesidad y conveniencia de efectuar consultas ante los respectivos gobiernos, para “...estudiar la posibilidad de que el área del proyecto geotérmico binacional Chiles-Tufiño- Cerro Negro se la mantenga en reserva...” hasta que se concrete la posibilidad de emprender una obra conjunta y de carácter unitario, conforme lo señala el Acuerdo Binacional.

B. Otros acuerdos de interés

A continuación se presentan otros acuerdos, convenios y reglamentos establecidos en el marco de las Comisiones de Vecindad e Integración Colombo-Ecuatorianas y que – de alguna forma – pueden tener influencia sobre el desarrollo del proyecto geotérmico binacional .

1. Asuntos laborales y migratorios

En abril de 1997, se efectuó la “*1era. Reunión del Comité Técnico Binacional de Asuntos Laborales y Migraciones*”. En el marco de esa reunión, se discutió el reglamento del Comité

incluyendo una normativa de carácter general para su funcionamiento (objetivos, funciones e integrantes).

En la misma reunión nació la idea de asimilar las empresas de la ZIF a las empresas multinacionales andinas (EMAs, véase mayores detalles en inciso b), punto 5, capítulo IV del presente informe), considerándolas como unidades económicas que utilizan insumos de los dos países; se discutió la necesidad de reglamentarlas y definir las condiciones especiales y las prerrogativas para que estas empresas se establezcan en la frontera. Este tema reviste gran importancia debido al rediseño y readecuación del sistema productivo causado por la implantación de la zona de libre comercio.

Ambas delegaciones constataron en esa ocasión la desproporción y la diferencia en el número de ciudadanos ecuatorianos y colombianos que legalizaron su situación, así como en el número de indocumentados; resaltaron también la necesidad de levantar un censo de extranjeros en los dos países que permita no sólo cuantificar dicho número sino también establecer las condiciones en que esas personas se desenvuelven. Como resultado de dichas consideraciones, el Comité otorgó carácter de urgencia a la adopción de una política migratoria, cuyos lineamientos busquen de una parte, desalentar la inmigración de indocumentados y de otra, fomentar la inmigración selectiva que coadyuve al desarrollo de los países.

2. Tránsito terrestre transfronterizo

En agosto de 1993, se dictó el “*Reglamento de Tránsito Terrestre Transfronterizo Ecuatoriano-Colombiano*”, en cumplimiento de lo dispuesto en el Artículo 91 del “Convenio entre Ecuador y Colombia sobre Tránsito de Personas, Vehículos, Embarcaciones Fluviales y Marítimas y Aeronaves”, suscrito en la ciudad de Esmeraldas en abril de 1990 (Convenio de Esmeraldas).

El reglamento estableció que los ingresos de nacionales de una Parte, al territorio de la otra Parte, sin ánimo de radicarse, no tienen limitación alguna por día, mes o año. El reglamento finalmente dictó que todos los vehículos de cualquier clase, tamaño o modelo, ingresarán y saldrán de un país al otro, únicamente por los siguientes pasos de frontera:

1. Rumichaca, en la carretera Ipiales, Tulcán.
2. Puentes internacionales sobre los ríos San Miguel y Mataje.

También se define que la calificación de “Empresa Binacional” corresponde a la autoridad nacional competente del domicilio y será tramitada previo el cumplimiento de los requisitos establecidos en las normas subregionales del Pacto Andino. Por su lado, una empresa calificada de “binacional” goza de los beneficios contemplados en el Artículo 78 del Convenio sobre Tránsito de Personas, Vehículos, Embarcaciones Fluviales y Marítimas.

En junio de 1998, con ocasión de la XI Reunión Plenaria de la Comisión de Vecindad Ecuatoriano-Colombiana, se celebró la “*V Reunión del Comité Técnico de Transporte Terrestre Transfronterizo*”. El Comité enfocó su discusión sobre los efectos de los Acuerdos sobre Transporte Transfronterizo de Pasajeros por Carretera, suscritos por los dos países en mayo de 1994. Ambas delegaciones concordaron que debe existir el principio de reciprocidad entre los transportistas de Ecuador y Colombia y que los acuerdos deberían tener su propio reglamento para que sean operativos.

3. Interconexión eléctrica

El 30 de julio de 1996, los Gobiernos de Ecuador y Colombia suscribieron un Convenio para la ejecución del proyecto de interconexión de 138 kv. entre Ipiiales y Tulcán; se trata de una línea de circuito sencilla con una longitud de 17 Km. y una capacidad de intercambio de 35 MW en condiciones normales. Al respecto, Interconexión Eléctrica S.S. (ISA) de Colombia e INECEL de Ecuador recibieron instrucciones de desarrollar actividades, con perspectivas de poner en servicio en el año de 1998.

En mayo de 1997, se llevó a cabo en la “*III Reunión del Comité Técnico de Interconexión Eléctrica*” de la Comisión de Vecindad e Integración Colombo-Ecuatoriana, con el fin de que se pudieran estudiar las posibilidades de armonización de la normatividad entre los dos países en materia eléctrica, con particular referencia a la operación de la línea de interconexión a 138 kv. entre Ipiiales y Tulcán.

Por otro lado, el Comité también tomó bajo análisis el proyecto de interconexión Pasto – Quito a 230 kv, que contemplaba la construcción de una línea de doble circuito de 250 de longitud y con capacidad de 200 MW y un costo estimado de 60 millones de dólares. En esa ocasión, INECEL de Ecuador resaltó la importancia de la interconexión al recordar los déficits que sufrió el país años atrás; a su vez ISA de Colombia, recalcó la necesidad de que - dentro del análisis económico del proyecto - se debía considerar el esquema de participación de las entidades nacionales encargadas y subrayó que los proyectos de interconexión eléctrica deben contemplar no solamente las situaciones de emergencia sino también integrar los mercados eléctricos.

En junio de 1998, se celebró la “*IV Reunión del Comité Técnico sobre Interconexión Eléctrica*” de la Comisión de Vecindad e Integración Colombo-Ecuatoriana. En esa reunión se hizo la presentación oficial de la “Red de la Interconexión Eléctrica” de 138 K entre Ipiiales y Tulcán, recalcando la importancia de que, al momento de la inauguración de esta red, se pudieran firmar los acuerdos de Transporte, Operativo y Telecomunicaciones entre las autoridades de las instituciones correspondientes de los dos países.

En el marco de la misma reunión, se hizo una presentación del proyecto de la Red de Interconexión Eléctrica de 230 Km, entre Pasto y Quito, cuyo estudio ambiental se encontraba previsto para julio de 1998; en esa ocasión ISA de Colombia formuló el ofrecimiento de financiar completamente y construir el Proyecto de Interconexión Eléctrica de 230 kv. INECEL – por su parte - propuso examinar la posibilidad de establecer una empresa binacional para manejar la entera iniciativa con la finalidad de facilitar el desarrollo del proyecto para que entre en operación a finales del año 2000.

La vida jurídica de INECEL de Ecuador terminó el 30 de marzo de 1999; de acuerdo al nuevo marco legal le corresponde hoy a TRANSELECTRIC – como empresa única de transmisión en Ecuador – la responsabilidad de la ejecución de las actividades relacionadas con la transmisión de energía a 138 kV o voltajes superiores.

En octubre de 1999, en el marco de la XII Plenaria de la Comisión de Vecindad e Integración Colombo-Ecuatoriana, los representantes de la empresas ISA de Colombia y TRANSELECTRIC de Ecuador, firmaron un “*Acuerdo para la Realización de la Interconexión Eléctrica a Nivel de 230 Kv*” o superiores, entre las subestaciones de Jamondino (Pasto) y Pomasqui (Quito), siguiendo la normatividad de cada país. Las dos empresas acordaron prestar la cooperación necesaria para asegurar el desarrollo y ejecución del proyecto, el cual estará sujeto a la

viabilidad financiera como resultado de los contratos de transporte de energía que aseguren la recuperación del capital.

4. Cooperación en materia energética y minera

En septiembre de 1997 se firmó el “*Acuerdo de Cooperación Técnica en Materia Energética y Minera entre Colombia y Ecuador*”. El objetivo del Acuerdo era establecer y mantener una cooperación estable y de largo alcance en las ramas de energía y minería, y lograr condiciones favorables para las personas naturales y jurídicas ecuatorianas y colombianas.

En el acuerdo, las partes se comprometen a contribuir al establecimiento de la cooperación económico-comercial, técnico-científica y de inversión, de largo alcance, y mutua contribución entre los organismos y entidades estatales y privados del sector energético de la República del Ecuador y de la República de Colombia, como base de los proyectos bilaterales sobre petróleo, gas, energía eléctrica y minería.

La cooperación se desarrollaría por las partes con los objetivos principales siguientes:

- Prospección, extracción, transporte, tratamiento, utilización y comercialización del petróleo, el gas natural y los minerales.
- Investigación y definición de proyectos dirigidos a perfeccionamiento de las tecnologías de producción, transporte, distribución y utilización del petróleo, del gas natural, la energía eléctrica.
- Construcción de obras de energía que permitan el intercambio y la cooperación.
- Participación en la creación de la infraestructura necesaria para el desarrollo y operación de proyectos energéticos conjuntos.
- Estudio y análisis de las diferentes formas de financiamiento de los proyectos.
- Preparación y capacitación de especialistas en las áreas de petróleo, gas, energía eléctrica y minería.
- Intercambio regular de información sobre gestiones de transferencia de tecnologías.
- Cooperación y aprovechamiento de la geotermia.

Las partes también se comprometieron en contribuir a la formulación y realización de nuevos proyectos y a estimular y apoyar el desarrollo de la cooperación técnica entre personas públicas y privadas, ecuatorianas y colombianas, que participen en proyectos. La cooperación indicada se realizaría mediante convenios, acuerdos o contratos, creación de empresas mixtas, consorcios y en otras formas convenidas por las Partes.

5. Control, vigilancia y seguridad fronteriza

En junio de 1997, se realizó la “*II Reunión del Comité Técnico Binacional Ecuatoriano-Colombiano de Control, Vigilancia y Seguridad Fronteriza*”. El Comité acordó establecer la normatividad sobre la circulación de ciudadanos adentro de la ZIF (en efecto dentro de la ZIF, los ciudadanos de los dos países solían circular portando únicamente la cédula de ciudadanía y en oportunidades lo hacían también en áreas de los dos países fuera de la ZIF)

En junio de 1998, la “*III Reunión del Comité Técnico de Control, Vigilancia y Seguridad en la Zona Fronteriza*” enfrentó el tema de los pasos fronterizos clandestinos que se hallan en construcción, ordenando establecer contacto con los gobernadores departamentales y provincias, y las autoridades locales de la ZIF, para que ellos advirtieran categóricamente sobre la ilegalidad de

la construcción de esos puentes y de las acciones punitivas de las cuales serían objeto aquellas personas que intervengan en las mencionadas construcciones.

El Comité, identificó también la necesidad de un contacto directo y permanente entre las policías de los dos países, además, de las debidas operaciones coordinadas, señalando la importancia de que las Policías Nacionales de Ecuador y Colombia y el DAS creen sus bases de datos para posteriormente efectuar la interconexión general y las facilidades de acceso bilaterales pertinentes.

6. Explotación de yacimientos hidrocarburíferos comunes

En enero de 1993, en la ciudad de Quito, se firmó el “*Convenio Internacional para la Explotación de los Yacimientos Hidrocarburíferos comunes ubicados en el Area Fronteriza*”, entre la Empresa Colombiana de Petroleos (ECOPETROL) y La Empresa Estatal de Petroleos del Ecuador (PETROECUADOR). Las partes celebraron el Convenio, según el contenido de las siguientes cláusulas:

- Tiene por objeto la explotación racional de los yacimientos comunes que se encuentren en el área materia del mismo, dejando por cuenta de cada país los costos y riesgos de los trabajos que se realicen en el país respectivo.
- El área objeto del Convenio es toda porción de la superficie que cubra el yacimiento o los yacimientos comunes que se encuentren en el subsuelo de la zona fronteriza Colombo-Ecuatoriana e involucra una franja de protección a ambos lados de la frontera en la cual no se pueden realizar perforaciones.
- Cada parte es responsable del manejo de la producción obtenida en el sector del yacimiento que le corresponda.
- La producción de gas asociado está relacionada a la conservación de la energía de yacimiento para la cual se tendrán que ajustar las relaciones gas-petróleo en cada sector del yacimiento.
- Cada una de las partes debe entregar a la otra, a medida que vaya obteniéndolos, originales reproducibles (sepias) de los registros de la perforación de pozos, historia, registros eléctricos, radioactivos, sínicos.
- Cada una de las partes, a su costa y por su cuenta y riesgo, tiene derecho, por medio de representantes autorizados, a inspeccionar los pozos y las instalaciones del área.

III. ECUADOR: ENTORNO DEL PROYECTO

Ecuador dispone - potencialmente - de un importante “mix” de fuentes energéticas, entre las cuales destacan el petróleo, el gas natural, la hidroeléctricidad y la geotermia.

De las anteriormente mencionadas fuentes, las últimas 3 son universalmente consideradas ambientalmente sostenibles y – de ellas - el gas y la hidroelectricidad ya han demostrado ampliamente su viabilidad económica y absoluta competitividad.

Considerando – de un lado - los costos de generación actualmente vigentes en el país (véase punto 3 del presente Capítulo) y - del otro - los costos promedio de la generación geotérmica en otros países latinoamericanos (variables entre los 3 centavos de dólar/KWh en México y los 7 centavos de dólar/KWh en Costa Rica), es posible afirmar que, en principio, la geotermia podría ser competitiva también en el Ecuador.

No obstante estas interesante perspectivas para las renovables, hasta ahora se utiliza solo una pequeña fracción del potencial hidroenergético; el gas y la geotermia permanecen ignoradas, mientras se puede constatar un fuerte crecimiento del parque de generación térmica convencional mediante el uso de los combustibles fósiles de mayor precio de mercado, de donde se desprenden desafíos pendientes para la equidad y la protección del medio ambiente.

A pesar de que las fuentes de energía nuevas y renovables (FENR) tienen un grado de desarrollo muy incipiente, se puede destacar que últimamente se las están mirando con interés, al punto que se les ha reconocido algunos incentivos (véase punto 4 del presente Capítulo) para fomentar su despegue.

Dentro de este ámbito - en vista del elevado potencial inexplorado y la importancia de incorporar a la geotermia en la oferta de energía primaria del Ecuador - el presente trabajo describe el actual entorno y analiza los problemas que han impedido su desarrollo.

A. La geotermia en el Ecuador

Las características geológicas del territorio del Ecuador, son muy favorables para prever la existencia de una importante anomalía regional del flujo de calor terrestre, debido al hecho que, desde el período terciario y en los niveles superiores de la corteza, se han emplazado cámaras magmáticas que alimentan a una intensa y persistente actividad volcánica que continúa manifestándose en el segmento septentrional de la Cadena Andina. No es casual el hecho que en el territorio ecuatoriano exista una elevada concentración de aparatos volcánicos diferenciados, de edad cuaternaria a reciente, cuyos sistemas de alimentación son los que originan la antes mencionada anomalía del flujo de calor terrestre.

En 1978, el Instituto Ecuatoriano de Electrificación (INECEL), comenzó las actividades de exploración de los recursos geotérmicos con miras a diversificar la oferta de recursos naturales aptos para la generación eléctrica y reducir el uso de combustibles derivados del petróleo. Estas actividades concitaron un apreciable interés y el consiguiente nivel de respaldo, lo que favoreció el desarrollo de los siguientes estudios y acciones conexas:

1. Reconocimiento a nivel nacional, con la cooperación técnica de la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE);
2. Prefactibilidad (I Fase) de las áreas de Tufiño-Chiles;
3. Prefactibilidad (I Fase) del área de Chalupas;

En 1984, el Gobierno de Italia y la OLADE formalizaron un instrumento mediante el cual se concretó la asignación de un crédito no reembolsable para financiar el Estudio de Prefactibilidad del Proyecto Binacional "Chiles-Cerro Negro-Tufiño". El estudio concluyó en 1987, sin que se hayan realizado las perforaciones exploratorias indispensables para confirmar el modelo geotérmico.

Uno de los beneficios inmediatos y más perceptibles de toda esta actividad fue, sin duda, la formación de un grupo de profesionales especializados en geología, geoquímica y geofísica aplicadas a la exploración geotérmica, que estuvo vinculado al INECEL.

Más tarde, la crisis económica trajo como consecuencia una sensible disminución del interés por los nuevos proyectos de generación, razón por la que se condicionó el desarrollo de las futuras investigaciones geotérmicas a la posibilidad, bastante remota, de que puedan ser financiadas únicamente con recursos no reembolsables de la cooperación internacional; no obstante, con sus propios recursos humanos y económicos, el INECEL continuó desarrollando algunas otras investigaciones de superficie en las áreas de Chalupas y Chachimbiro.

En base al inventario nacional de los documentos generados por los diferentes estudios realizados, es posible identificar con claridad las siguientes áreas de interés prioritario:

Tufiño-Chiles-Cerro Negro
Chachimbiro
Chalupas

Los referidos documentos han sido organizados y se encuentran actualmente en poder de la Escuela Politécnica del Ejército (ESPE) .

En cuanto a las posibles aplicaciones directas del calor geotérmico - a través de los fluidos de media y baja entalpía, que pueden sustituir a los derivados del petróleo en algunos procesos industriales que utilizan agua caliente - se debe considerar que, en extensas áreas de la parte centro-norte de la Región Interandina del Ecuador, existe una elevada probabilidad de encontrar anomalías del flujo de calor terrestre y, consecuentemente, gradientes geotérmicos anómalos suficientes para originar reservorios de agua caliente en niveles bastante someros.

El antiguo Instituto Nacional de Energía (INE) desarrolló, en 1985, un programa orientado a investigar el recurso y promover el interés de los industriales de Quito y Cuenca en sustituir el uso de combustibles para la producción de agua caliente (4.000 TEP por año en el Valle de Los Chillos, cerca de Quito). Un proyecto demostrativo puso en evidencia los siguientes obstáculos: dispersión geográfica de las plantas industriales probablemente interesadas y, sobre todo, el bajo nivel de los precios del diesel que imperaba en aquella época (US\$ 0.61/gal).

En vista de la necesidad de disponer de un valor referencial sobre el potencial energético aprovechable para la generación eléctrica en las áreas de interés geotérmico, antes de que se realicen los estudios de factibilidad, el INECEL desarrolló un estudio sustentado en la información disponible, en aquellas áreas cuyos estudios alcanzaron el nivel de prefactibilidad.

El referido estudio se fundamentó en los métodos volumétricos y en la cantidad de calor magmático, para determinar el Recurso Geotérmico Base Accesible (RGBA), el Recurso Geotérmico Económico, la Reserva Geotérmica y la Cantidad de Energía Eléctrica aprovechable en las áreas de Tufiño, Chachimbiro y Chalupas. El método volumétrico comienza con el cálculo de la energía calórica contenida en un determinado volumen de roca ubicado entre la superficie del suelo y una profundidad de 3 km, a la que se le denomina Recurso Geotérmico Base Accesible (RGBA). La pequeña fracción del RGBA que puede extraerse hasta la superficie es la que se denomina Recurso Geotérmico.

La metodología empleada para el cálculo volumétrico es la que propusieron Muffler y Cataldi en 1977, con algunas adaptaciones indispensables para compatibilizarla con el nivel de la información disponible como resultado de las investigaciones de superficie; en cambio, el método del calor magmático se fundamenta en el hecho que los magmas ascienden desde el lugar donde se originan, en los niveles inferiores de la corteza, con una temperatura inicial de unos 1200° C y se acumulan en determinados lugares de la corteza para formar una cámara magmática que transfiere su calor, por conducción, a las rocas encajantes.

La aplicación de este método requiere de un modelo de la cámara magmática (profundidad, geometría, volumen, edad, temperatura inicial y final), que puede elaborarse con base en la información geológica y petrológica. Tomando como base este modelo se realiza una estimación teórica sobre la transmisión de calor por conducción y convección (medida en Joules, J) y el correspondiente gradiente térmico (*cuadro.III.1*).

Cuadro III.1

Potencial Geotérmico del Ecuador

VI. AREA	RGBA (J)	RGE (J)	R G (J)	POTENCIA (Mw)
1. Tufiño – Chiles	5.62 E+19	2.90 E+18	4.93 E+17	201
2. Chachimbiro	2.32 E+19	9.04 E+17	3.79 E+16	156
3. Chalupas	6.72 E+19	3.27 E+18	4.56 E+17	411
TOTAL	1. 47 E+20	7. 07 E+18	9. 87 E+17	768

RGBA = Recurso Geotérmico Base Accesible

RGE = Recurso Geotérmico Económico

RG = Reserva Geotérmica

POTENCIA = Potencia Instalable Total

Fuente : Almeida E. (1990)

Las reservas geotérmicas para usos no eléctricos son las que se encuentran en la cobertura y pueden emplearse para aplicaciones directas del calor; en el Ecuador un estudio desarrollado por el INECEI y el INE en los años noventa, identifica unas 17 áreas geotermales con interesante potencial de aplicación directa, a saber:

1. <i>Tufiño</i> (provincia Carchi) :	recurso de Alta y Baja temperatura
2. <i>Chalpetan</i> (provincia Carchi) :	recurso de Alta y/o Baja temperatura
3. <i>Iguen</i> (provincia Carchi) :	recurso de Alta y/o Baja temperatura
4. <i>Cahachimbiro</i> (provincia de Imbabura):	recurso de Alta y Baja temperatura
5. <i>Cuicocha</i> (provincia Imbabura) :	recurso de Alta y Baja temperatura
6. <i>Imbabura</i> (provincia Imbabura) :	recurso de Alta y/o Baja temperatura
7. <i>Cayambe</i> (provincia Pichincha) :	recurso de Alta y/o Baja temperatura
8. <i>Mojanda</i> (provincia del Pichincha) :	recurso de Alta y Baja temperatura
9. <i>Pululahua</i> (provincia del Pichincha) :	recurso de Alta y Baja temperatura
10. <i>Valle Chillos</i> (provincia Pichincha) :	recurso de Media y/o Baja temperatura
11. <i>Papallacta</i> (provincia de Napo):	recurso de Alta y Baja temperatura
12. <i>Chalupas</i> (provincia Napo/Cotopaxi) :	recurso de Alta y Baja temperatura
13. <i>Tungurahua</i> (provincia Tungurahua):	recurso de Baja temperatura
14. <i>Chimborazo</i> (provincia Chimborazo) :	recurso de Media y/o Baja temperatura
15. <i>Salinas</i> (provincia de Bolivar) :	recurso de Baja temperatura
16. <i>San Vicente</i> (provincia del Guayas) :	recurso de Baja temperatura
17. <i>Cuenca</i> (provincia del Azuay) :	recurso de Media y/o Baja temperatura

Todas las áreas cuentan con una etapa de reconocimiento finalizada, pero solamente para Chalpetan, Valle de los Chillos, Cuenca, Tufiño, Chachimbiro y Chalupas están a disposición estudios relativamente adelantados de prefactibilidad; para las últimas tres áreas mencionadas se ha calculado el potencial geotermico para usos directos del calor (cuadro III.2).

Cuadro III. 2

Potencial Geotérmico para Usos no Eléctricos

AREA	RGBA (J)	RGE (J)	R G (J)	R E (J)	RAA (J)
1. Tufiño – Chiles	5.91 E+18	8.81 E+17	3.06 E+17	7.99 E+15	6.95 E+16
2. Chachimbiro	2.05 E+19	2.57 E+15	1.69 E+14	9.73 E+12	5.29 E+13
3. Chalupas	4.53 E+18	6.30 E+17	2.40 E+17	3.92 E+13	1.38 E+14
T O T A L	3.09 E+19	1.51 E+18	5.46 E+17	8.03 E+15	6.96 E+16

RE = Reserva Específica ; RAA = Reserva en el Area Aprovechable

Fuente : Almeida E. (1990)

El potencial geotérmico para usos eléctricos es el que corresponde a las reservas económicas (cuadro III.3), en los segmentos en los que se estima una temperatura media superior a los 200° C; es decir únicamente a los recursos de alta entalpía.

Cuadro III.3

Potencial Geotérmico para Generación Eléctrica

AREA GEOTERMICA	TUFIÑO	CHACHIMBIRO	CHALUPAS	TOTAL
Superficie total, (km ²)	38.29	17.28	62.83	
Area Aprovechable, (km ²)	4.40	3.20	12.90	
Prof. Media del Reservorio, (m)	1750	1750	1900	
Espesor Promedio, (m)	500	500	400	
Temperatura Media Anual, (°C)	9	14	7	
Fuentes Termales Principales, (°C) (2)	53	46	37	
Temperatura Máxima Estimada,(° C) (3)	250	350	300	
Temperatura Media Estimada, (° C) (3)	207	239	205	
Recurso Geotérmico Accesible, (J)	1.09 E+19	5.33 E+18	1.40 E+19	3.05 E+19
Recurso Geotérmico Económico, (J)	8.15 E+17	3.99 E+17	1.07 E+18	2.09 E+19
Reserva Geotérmica, (J)	1.34 E+17	6.55 E+19	1.55 E+17	3.55 E+17
Factor de Conversión a Electricidad, (%)	0.24	0.25	0.24	
Energía Primaria, (kWh/año)	8.93 E+09	4.55 E+08	1.03 E+10	2.38 E+10
Productividad Específica, (kWh / km ²)	2.33 E+08	2.63 E+08	1.64 E+08	6.61 E+08
POTENCIA INSTALABLE (MW)	139	113	282	534

NOTAS:

- (1) Referido únicamente al nivel del reservorio. Se excluyen las reservas del basamento, hasta una profundidad de 3000 m.
- (2) Se refiere a la mayor temperatura medida en las fuentes termales.
- (3) Temperaturas estimadas a partir del modelo geotérmico.

Fuente : Almeida E. (1990)

B. Marco regulatorio del sector eléctrico

A partir del 10 de octubre de 1996, en el Ecuador está vigente la Ley de Régimen del Sector Eléctrico (LRSE) que sustituyó a la antigua Ley Básica de Electrificación de 1961. La nueva ley reordena profundamente al sector y asigna al Consejo Nacional de Electrificación (CONELEC) las funciones de un ente regulador y controlador, a través del cual el Estado puede delegar a empresas concesionarias la gestión de los negocios de generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica.

El 31 de marzo de 1999 terminó el largo proceso de liquidación que extinguió la vida jurídica del Instituto Ecuatoriano de Electrificación (INECEL). Bajo el anterior marco regulatorio del sector eléctrico, el INECEL desempeñaba tanto las funciones de una agencia estatal de planificación, como las de una compañía de generación y transmisión.

El CONELEC es una institución de derecho público, con patrimonio propio y autonomía administrativa, económica, financiera y operativa, que tiene la responsabilidad de elaborar el Plan de Electrificación, el mismo que tiene el carácter obligatorio para el sector público y de referencial para el sector privado.

En la nueva Ley de Régimen del Sector Eléctrico se han incorporado las siguientes premisas fundamentales :

1. Que el suministro de energía eléctrica es un servicio de utilidad pública e interés nacional y que, por lo tanto, es deber del Estado satisfacer directa o indirectamente las necesidades de energía eléctrica del país, mediante el aprovechamiento óptimo de los recursos naturales, de conformidad con el Plan Nacional de Electrificación;
2. Que el Estado es el titular de la propiedad inalienable e imprescriptible de los recursos naturales aptos para la generación de energía eléctrica; por consiguiente, solo él, por intermedio del CONELEC puede concesionar o delegar la generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica.

Según el nuevo marco legal, el sector eléctrico del Ecuador se lo ha estructurado de la siguiente forma:

el Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC);
el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE);
las empresas eléctricas concesionarias de la generación;
la empresa concesionaria de la transmisión, y
las empresas eléctricas concesionarias de la distribución y comercialización.

Temporalmente funciona el Consejo de Modernización del Sector Eléctrico (COMOSEL), un organismo temporal que, por encargo del Consejo Nacional de Modernización del Estado (CONAM) se encargará de llevar a cabo los procesos necesarios para promover la participación del sector privado.

Concordantemente con el Art. 26 de la LRSE y la resolución del COMOSEL, las instalaciones de generación y transmisión de propiedad del ex-INECEL, serán transferidas a seis empresas de generación y una de transmisión, que tendrán el carácter de sociedades anónimas.

Las empresas generadoras, las de transmisión y las distribuidoras - que tienen participación accionaria del sector público - se incorporarán a futuro al sector privado, pues se podrán transferir el 39% de las acciones a operadores calificados que administrarán las empresas (se está tramitando una reforma legal que ampliaría al 51% el monto del paquete accionario transferible). Los trabajadores y ex trabajadores del sector eléctrico podrán acceder hasta un 10% del paquete accionario. transferible a los operadores calificados que administrarán las empresas.

El Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) tiene el carácter de una corporación civil, de derecho privado, en la que participan los generadores, el transmisor, los distribuidores y los grandes consumidores.

Para el caso de la distribución, el Fondo de Solidaridad conformará compañías tenedoras de acciones a las que aportará el 100% de las que le fueron transferidas por el INECEL. Las empresas distribuidoras continuarán operando bajo su actual régimen jurídico, hasta que el CONELEC les confirme sus concesiones, de conformidad con el nuevo marco regulatorio establecido en la LRSE.

C. Mercado de la energía eléctrica

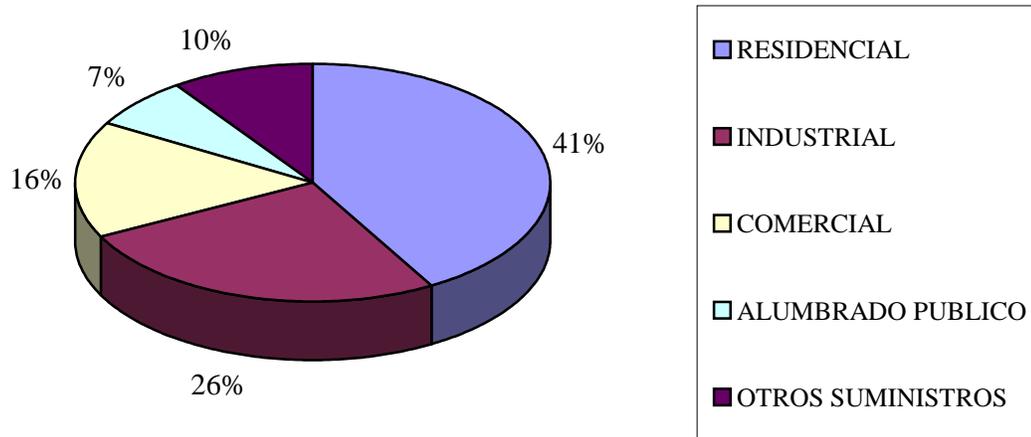
La actualización del *Plan Maestro de Electrificación* para el período 1996-2010, que ha servido como un documento de base para el Plan de Electrificación del CONELEC, establece, entre sus políticas, : "...procurar el aprovechamiento de los recursos naturales para la generación de energía eléctrica, dando preferencia a la explotación de los recursos renovables no convencionales..."

La primera meta propuesta en el mismo plan, sería la de alcanzar una cobertura del 96.3% para el área urbana y del 57.2% para el área rural, lo cual significa una dotación de energía eléctrica al 83.1% de la población a nivel nacional; esto significa un total de 10'500.000 habitantes.

La distribución y comercialización de la energía eléctrica se realiza actualmente a través de 20 empresas regionales. Sólo una de ellas, la Empresa Eléctrica del Ecuador Inc.(EMELEC), que atiende al mercado de Guayaquil (32% de la energía total facturada en el país), es 100% privada. Las demás empresas están constituidas como sociedades anónimas en las que el mayor accionista es el Fondo de Solidaridad, un organismo estatal que heredó las participaciones que tenía el extinto Instituto Ecuatoriano de Electrificación (INECEL). En algunas de estas empresas participan accionistas privados que complementan el paquete accionario con los Municipios, Consejos Provinciales y otras entidades públicas.

En la actualidad, el 79.6% de la población total del Ecuador (9.5 millones de personas) cuentan con un suministro de energía eléctrica (CONELEC, 1998). A partir de la década de los setenta, se manifiesta un crecimiento sostenido del consumo eléctrico per cápita que pasó de 110 kWh en 1970, a 311 kWh en 1980 y a 655 kWh en 1997 que, sin embargo, continúa siendo bajo con respecto al promedio de América Latina, de 1.350 kWh/habitante, y refleja el bajo grado de industrialización del país. Tal como se observa en el gráfico III.1, en el Ecuador el sector residencial es el mayor consumidor de energía eléctrica.

Gráfico III.1: ESTRUCTURA DEL CONSUMO ELECTRICO (1999)



La capacidad instalada de generación del sistema nacional era de 3379 MW a finales de 1999, mostrándose un gran aumento en la participación térmica. En 1994 la participación hidráulica era del 70% y la térmica del 30%; en 1999 la composición había llegado hasta un 51% en hidráulica (1.735 MW) y 49% en la térmica (1.644 MW).

El costo promedio de generación de electricidad por fuente termica fluctúa entre los 4 y 8 centavos de dólar/KWh (dependiendo del tipo de "fuel" utilizado, de la tecnología aplicada y de la ubicación geográfica de la planta), mientras que el de la hidráulica se ubica entre los 2 y 5 centavos de dolar/KWh (dependiendo principalmente del tamaño del emprendimiento).

Estos valores de referencia para las fuentes convencionales harían – en principio – interesante la opción geotérmica, si es que se considera el rango de costos de generación geotermoeléctrica en otros países de la region, i.e. 3 a 7 centavos de dólar/KWh (ver introducción del presente Capítulo).

La energía bruta generada en 1999, medida en bornes de generación del S.N.I, fue de 10890 GWh (40% termica y 60% hidráulica), mientras que la demanda de energía eléctrica se ubicó en torno a 8194 GWh. Es importante recordar que en 1997 – durante los meses de enero, febrero, octubre y noviembre - la demanda de energía superó la oferta, originando un racionamiento a nivel nacional que tuvo importantes impactos sociales y políticos, además de económicos.

Según el CONELEC, en el año 1997, el total de las pérdidas de energía eléctrica en el Sistema Nacional Interconectado - esto es el conjunto de líneas, subestaciones y redes - fue del orden del 25% respecto a la energía generada por el conjunto de centrales interconectadas. De este valor, el 6% concierne a las pérdidas técnicas en el sistema de transmisión y al autoconsumo de las centrales generadoras del Sistema Nacional Interconectado. El 19% restante corresponde a las pérdidas en los sistemas de distribución de las empresas eléctricas regionales, entre las subestaciones y los medidores de los usuarios finales.

Según las estimaciones del CONELEC, algunos sistemas de distribución tuvieron, en 1996, pérdidas de hasta un 28% y, en 1997, una empresa llegó hasta casi un 30%. A juicio del CONELEC, estos índices de pérdidas son muy altos y, por lo tanto, ha previsto aplicar algunas acciones en las empresas de transmisión y distribución y en el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), para disminuir las pérdidas, de modo que el costo de entrega a los usuarios sea el menor posible

D. Marco regulatorio para la geotermia

En 1994, apenas iniciados los cambios que trajo consigo la "Ley de Modernización del Estado, Privatizaciones y Prestación de Servicios Públicos por parte de la iniciativa Privada", el Directorio del INECEL resolvió otorgar la primera autorización geotérmica, para que una empresa privada, la Asociación ODIN MINES-GENZL: "...construya, bajo su cuenta y riesgo, una central de generación en el área de Tufiño y comercialice con el INECEL, o cualquier otra empresa, la energía producida...". La autorización concedida por una simple resolución del Directorio del INECEL no definía, ni podía garantizar, la claridad y permanencia del régimen legal a aplicarse para la concesión. Tampoco fijaba políticas o lineamientos sobre temas tan trascendentes como la distribución del riesgo en las fases de exploración, desarrollo del recurso, producción de vapor y generación, etc. Después de transcurrido un lapso de más de cuatro años, sin que la empresa dueña de la "autorización" hubiera efectuado algún trabajo sustantivo en el área asignada, el mismo Directorio del INECEL decidió revocar la antes referida autorización. Este constituye un caso ilustrativo de los problemas que ocasionó la falta de un apropiado marco regulatorio; no obstante, el INECEL otorgó, bajo el mismo esquema legal, otras dos autorizaciones, para las áreas de Papallacta y Baños de Cuenca, que se han transformado en Permisos, con plazo vigente, del CONELEC.

Al cierre de este informe (marzo 2000) no existe todavía – para la geotermia en el Ecuador - un marco regulatorio claro y específico, factor que se ha identificado como una de las causas que incidieron más negativamente sobre su desarrollo. Sin embargo - en concordancia con la norma institucional que señala, como una obligación del Estado: "...promover en el sector público y privado el uso de tecnologías ambientalmente limpias y de energías alternativas no contaminantes..." - la actual Ley de Régimen del Sector Eléctrico (LRSE) ha incorporado algunas disposiciones de tipo general y específico claramente orientadas a fomentar el uso de las fuentes energéticas no convencionales.

El capítulo IX de la LRSE, específicamente dedicado a los recursos energéticos no convencionales, dispone que el Estado fomente su uso, a través de los organismos públicos, la banca de desarrollo, las universidades y las instituciones privadas. En particular: "...el CONELEC asignará con prioridad los recursos del Fondo de Electrificación Rural y Urbano Marginal (FERUM) a los proyectos de electrificación rural en base de recursos energéticos no convencionales, tales como energía solar, eólica, geotérmica, biomasa y otras..." (Art. 63 de la LRSE).

En el capítulo XI de la misma ley, se reconocen exenciones tributarias y exoneraciones arancelarias y de otros impuestos adicionales aplicables para la importación de materiales y equipos destinados a : "...la investigación, producción, fabricación e instalación de sistemas destinados a la utilización de energía solar, eólica, geotérmica, biomasa y otras, previo el informe favorable del CONELEC...". También autoriza la exoneración del pago del impuesto sobre la

renta, durante un lapso de cinco años a partir de su instalación, a las empresas que, con su inversión, instalen y operen centrales de producción de electricidad utilizando los recursos energéticos no convencionales, incluida la geotermia.

Finalmente, el Art. 21 del Reglamento para el Funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista establece, como norma, que el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) asignará un despacho preferente a las plantas que utilicen energías renovables, dentro de un límite máximo del 2% de la demanda del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM). Así también, que la energía proveniente de fuentes renovables no convencionales que se entregue al SNI, no formará parte del despacho económico y, por lo tanto, sus costos no serán tomados en cuenta para la fijación del costo marginal.

Comunicaciones recientes (abril de 2000), informan que estaría bajo la consideración del Directorio del CONELEC una nueva regulación, la cual complementa el Artículo 21; en la nueva normativa (precio de la energía producida con recursos energéticos renovables no convencionales) se fijarían precios obligados (alrededor de 10 centavos de dólar/KWh, dependiendo de la fuente) para los despachos de plantas no convencionales, lo cual garantizaría la cobertura de costos internacionales para incentivar esos desarrollos.

Este hecho tiene enorme importancia, ya que – de despacharse esta regulación – se estaría estableciendo un “mercado garantizado” para el proyecto Tufiño/Chiles/Cerro Negro, cuyo costo de generación se ubicaría abundantemente por debajo del umbral de referencia (probablemente entre los 5 y 7 centavos de dólar/KWh)

No obstante las anteriormente mencionadas condiciones reglamentarias que incentivarían la aplicación de la geotermia en el país, subsiste en el Ecuador una “inestabilidad” legal del rubro, la cual podría verse incrementada si es que progresara una propuesta incorporada en el proyecto de la nueva Ley de Minería, en la que, a través de dos artículos redactados con un texto bastante escueto, se pretendería regular el desarrollo de la geotermia, una de las fuentes energéticas más amigables a nivel ambiental – y potencialmente más económicas - con las que cuenta el país, a saber:

“Art. 111.- Exploración y explotación de sustancias y uso de recursos. La exploración y explotación de fluidos geotérmicos, deberá efectuarse mediante la obtención del correspondiente título de concesión minera.

“Art. 112.- Uso de recursos geotérmicos. La autorización para el uso de recursos geotérmicos para el desarrollo de proyectos energéticos, eléctricos o turísticos, así como de gases no relacionados con hidrocarburos será de competencia de las autoridades y dependencias respectivas”.

El Director Ejecutivo del CONELEC – por medio del oficio n° DE99-0000499 del 19 de abril de 1999, enviado al Diputado Alejandro Aguayo Cubillo, Presidente de la Comisión Legislativa de lo Industrial, Agrario y Comercial – ha comunicado oficialmente al Congreso Nacional su oposición al texto legal arriba mencionado, respaldando una propuesta presentada por la Escuela Politécnica del Ejército (ESPE), según la cual – en lo que se refiere a los permisos geotérmicos - se reconozca al CONELEC como la única autoridad, en su calidad de ente público competente y el único representante del Estado con potestad de concesionar o delegar a otros sectores de la economía la generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica .

Según la misma propuesta, hasta que no se disponga de una ley específica, el régimen de concesiones y permisos para la exploración, desarrollo y explotación de los recursos geotérmicos, se podría acoger al mismo tratamiento y régimen legal que se aplica actualmente para el caso de los proyectos hidroeléctricos, en el que se establece, como único requisito previo, obtener un permiso de explotación de aguas subterráneas, que lo extiende el Consejo Nacional de Recursos Hídricos, con el visto bueno del CONELEC. De esta forma se estaría también reconociendo que el recurso geotérmico tiene una mayor similitud y grado de relación con el agua subterránea, antes que con los minerales.

Esta alternativa de solución temporal, que permitiría cubrir la fase de arranque inicial de las actividades geotérmicas, parece la más viable debido a que se fundamenta en un procedimiento perfectamente conocido y aceptado por los inversionistas del sector eléctrico, con la que, además, se consolida la intervención del CONELEC como la única autoridad del sector eléctrico.

Se enfatiza que esta constituye una solución emergente y temporal, pues la elaboración y promulgación de un marco regulatorio específico constituye una necesidad indispensable que deberá cubrirse en el futuro.

E. Leyes y reglamentos relacionados con el desarrollo del sector

A continuación se presentan las leyes y los reglamentos que – de alguna forma – pueden tener influencia sobre el desarrollo del sector geotérmico en el Ecuador.

1. Medio ambiente

La Ley # 99-37 de Gestión Ambiental del Ecuador (despachada en julio de 1999) , establece los principios y directrices de política ambiental; determina las obligaciones, responsabilidades, niveles de participación de los sectores públicos y privado en la gestión ambiental y señala los límites permisibles, controles y sanciones en esta materia.

El proceso de gestión ambiental en el Ecuador, se orienta según los principios universales del desarrollo sustentable, contenidos en la Declaración de Río de Janeiro de 1992, sobre Medio Ambiente y Desarrollo.

Plan Ambiental Ecuatoriano (PAE). La gestión ambiental se enmarca en las políticas generales de desarrollo sustentable para la conservación del patrimonio natural y el aprovechamiento sustentable de los recursos naturales que establezca el Presidente de la República al aprobar el Plan Ambiental Ecuatoriano. Las políticas y el Plan mencionados forman parte de los objetivos nacionales permanentes y las metas de desarrollo. El Plan Ambiental Ecuatoriano contiene las estrategias, planes, programas y proyectos para la gestión ambiental nacional y es preparado por el Ministerio del ramo.

Para la preparación de las políticas y el plan a los que se refiere el inciso anterior, el Presidente de la República cuenta, como órgano asesor, con un Consejo Nacional de Desarrollo Sustentable, que se constituye conforme las normas del reglamento de la ley y en el que participan, obligatoriamente, representantes de la sociedad civil y de los sectores productivos.

La autoridad ambiental nacional es ejercida por el ministerio del ramo, que actúa como instancia rectora, coordinadora y reguladora del Sistema Nacional Descentralizado de Gestión

Ambiental. El ministerio del ramo (en la actualidad, el Ministerio de Turismo y Ambiente) cuenta con los organismos técnico-administrativos de apoyo, asesoría y ejecución, necesarios para la aplicación de las políticas ambientales, dictadas por el Presidente de la República. Le corresponde al ministerio del ramo:

- Elaborar la Estrategia Nacional de Ordenamiento Territorial y los planes seccionales;
- Proponer, para su posterior expedición por parte del Presidente de la República, las normas de manejo ambiental y evaluación de impactos ambientales;
- Aprobar anualmente la lista de planes, proyectos y actividades prioritarios, para la gestión ambiental nacional;
- Coordinar con los organismos competentes para expedir y aplicar normas técnicas, manuales y parámetros generales de protección ambiental;
- Determinar las obras, proyectos e inversiones que requieran someterse al proceso de aprobación de estudios de impacto ambiental;
- Establecer las estrategias de coordinación administrativa ;
- Dirimir los conflictos de competencia que se susciten entre los organismos integrantes del Sistema Descentralizado de Gestión Ambiental;
- Recopilar la información de carácter ambiental, como instrumento de planificación, de educación y control;
- Constituir consejos asesores entre los organismos componentes del Sistema Descentralizado de Gestión Ambiental;
- Coordinar con los organismos competentes sistemas de control para la verificación del cumplimiento de las normas de calidad ambiental;
- Definir un sistema de control y seguimiento de las normas y parámetros establecidos y del régimen de permisos y licencias;
- Regular mediante normas de bioseguridad, la propagación, experimentación, uso, comercialización e importación de organismos genéticamente modificados;
- Promover la participación de la comunidad en la formulación de políticas;

Las instituciones del Estado con competencia ambiental forman parte del Sistema Nacional Descentralizado de Gestión Ambiental. Este sistema constituye el mecanismo de coordinación transectorial, integración y cooperación entre los distintos ámbitos de gestión ambiental.

Los Consejos Provinciales y los Municipios, dictan políticas ambientales seccionales con sujeción a la Constitución Política de la República y a la Ley de Gestión Ambiental; asimismo, respetan las regulaciones nacionales sobre el Patrimonio de Areas Naturales Protegidas para determinar los usos del suelo y consultan a los representantes de los pueblos indígenas, afroecuatorianos y poblaciones locales para la delimitación, manejo y administración de áreas de conservación y reserva ecológica.

Las obras públicas privadas o mixtas y los proyectos de inversión públicos o privados que puedan causar impactos ambientales, son calificados previamente a su ejecución por los organismos descentralizados de control, conforme al “Sistema Unico de Manejo Ambiental”, cuyo principio rector es el precautelatorio. Para el inicio de toda actividad que suponga riesgo ambiental se debe contar con la licencia respectiva, otorgada por el Ministerio del ramo.

Evaluación de impacto ambiental. El aprovechamiento racional de los recursos naturales en función de los intereses nacionales dentro del patrimonio de áreas naturales protegidas del Estado y en ecosistemas frágiles, tiene que tener lugar previo un estudio de factibilidad económico y de evaluación de impactos ambientales.

La evaluación del cumplimiento de los planes de manejo ambiental aprobados se realiza mediante la auditoría ambiental, practicada por consultores previamente calificados por el ministerio del ramo, a fin de establecer los correctivos que deban hacerse. La evaluación del impacto ambiental comprende:

1. La estimación de los efectos causados a la población humana, la biodiversidad, el suelo, el aire, el agua, el paisaje y la estructura y función de los ecosistemas;
2. Las condiciones de tranquilidad públicas, tales como: ruido, vibraciones, olores, emisiones luminosas, cambios térmicos;
3. La incidencia que el proyecto, obra o actividad tendrá en los elementos que componen el patrimonio histórico, escénico y cultural.

La evaluación del impacto ambiental, conforme al reglamento especial, es formulada y aprobada previamente a la expedición de la autorización administrativa emitida por el Ministerio del ramo. La Contraloría General del Estado, puede en cualquier momento, auditar los procedimientos de realización y aprobación de los estudios y evaluaciones de impacto ambiental, determinando la validez y eficacia de éstos, de acuerdo con la Ley y su Reglamento Especial.

Cuando se trate de concesiones, el contrato incluirá la correspondiente evaluación ambiental que establezca las condiciones ambientales existentes, los mecanismos para - de ser el caso - remediarlas y las normas ambientales particulares a las que se sujetarán las actividades concesionadas

2. Inversión extranjera

La inversión extranjera en Ecuador se rige por el “*Régimen Común de Tratamiento a los Capitales Extranjeros*”, en base al cual los inversionistas extranjeros pueden invertir libremente en cualquier sector del Ecuador, sin restricciones o autorizaciones del Ministerio de Comercio Exterior, Industria, Integración y Pesca (Art. 244 Constitución; Régimen Común de Tratamiento a los Capitales extranjeros; Art. 21 de la Ley No. 46. RO/219 Ley de Promoción y Garantía de Inversiones.)

El Gobierno de Ecuador expidió el 9 de junio de 1997, la Ley de Comercio Exterior. Su objeto es normar y promover el comercio exterior y la inversión directa, incrementar la competitividad de la economía nacional, propiciar el uso eficiente de los recursos productivos del país y propender a su desarrollo sostenible e integrar la economía ecuatoriana con la internacional, contribuyendo a la elevación del bienestar de la población.

El Estado asegura la necesaria coherencia entre las políticas de comercio exterior y las políticas fiscal, arancelaria, monetaria, crediticia, cambiaria y de desarrollo económico-social y los correspondientes regímenes normativos.

Las exportaciones están exoneradas de todo impuesto, salvo las de hidrocarburos. Las importaciones no estarán gravadas con más impuestos que los derechos arancelarios, en caso de ser exigibles, el impuesto al valor agregado, el impuesto a los consumos especiales, los derechos compensatorios o antidumping o la aplicación de medidas de salvaguardia que con carácter

temporal se adopten para prevenir prácticas comerciales desleales en el marco de las normas de la OMC, según corresponda y las tasas por servicios efectivamente prestados.

Ley de Promoción y garantía de las inversiones. El gobierno ecuatoriano, para complementar lo arriba mencionado, expidió la “*Ley de Promoción y Garantía de las Inversiones*” el 19 de diciembre de 1997. El principal objetivo de esta ley es fomentar y promover la inversión nacional y extranjera y regular las obligaciones y derechos de los inversionistas para que puedan contribuir de manera efectiva al desarrollo económico y social del país, buscando la generación de empleo, el uso adecuado de las materias primas e insumos nacionales, el crecimiento de áreas productivas, el incremento y diversificación de las exportaciones, el uso y desarrollo de tecnologías adecuadas y la integración de la economía nacional con la internacional.

La inversión extranjera en el país está sujeta al tratamiento específico que le dé el Gobierno de Ecuador y además está sujeta al marco legal general del Pacto Andino y a la Decisión 291 del Acuerdo de Cartagena. En años recientes el Gobierno de Ecuador se ha esforzado en fomentar la inversión extranjera y el comercio internacional. El Gobierno de Ecuador emitió el Decreto 415 en enero de 1993, que permite la inversión extranjera directa en todos los sectores económicos sin autorización previa del Ministerio de Comercio Exterior. Con las reformas a la Ley de Hidrocarburos y con las leyes Nos. 44 y 49 emitidas a finales de 1993, se asignó la delegación de varias actividades del Estado al sector privado.

Adicionalmente, aplicando un principio establecido en la Constitución Política del Estado, la “*Ley de Modernización*” publicada a fines de 1993 permite el ingreso del sector privado a sectores anteriormente reservados para el Estado, a través de concesiones, la des-monopolización de la prestación de servicios y la venta de entidades públicas.

Incentivos a la inversión. Los propietarios de una inversión extranjera directa, subregional o neutra tienen el derecho a transferir al exterior, en divisas libremente convertibles, las utilidades netas que provengan de su inversión registrada. Las empresas extranjeras, definidas en los términos de la Decisión 291 del Acuerdo de Cartagena, tienen acceso a todos los mecanismos de promoción, en las mismas condiciones previstas para los empresarios nacionales o mixtos. El Estado Ecuatoriano no exige el cumplimiento de los convenios de transformación suscritos por empresas extranjeras sujetas a las regulaciones del Pacto Andino.

Los proyectos de inversión provenientes de los Estados Unidos y registrados con el Gobierno de Ecuador están políticamente asegurados con la Corporación Privada de Inversión Extranjera (O.P.I.C.) bajo el Acuerdo de Garantía de Inversión renovado en 1984. De igual manera las inversiones financiadas por los Estados Unidos u otros países pueden obtener un seguro de cobertura por riesgos políticos a través del M.I.G.A. (Agencia de Garantías en Inversiones Multilaterales) del Banco Mundial. El Tratado de Promoción Recíproca y Protección a las Inversiones entre el Ecuador y los Estados Unidos, ratificado en el Congreso a principios de 1994, estipula similar trato a inversionistas locales que inviertan en cualesquiera de los dos países. Ecuador se encuentra además acogido a la “*Ley de Preferencias Arancelarias Andinas*” que permite la exportación hacia los Estados Unidos hasta el año 2.000 de más de 4.290 productos sin aranceles; con excepción de: la mayor parte de los textiles y prendas de vestir, petróleo, calzado, guantes, productos de cuero, atún enlatado, relojes y ron.

La República de Ecuador garantiza incentivos adicionales en forma de subsidios, facilidades de crédito, garantías crediticias, depreciaciones especiales, exenciones y deducciones para el pago del impuesto a la renta y otros tributos. Un resumen de los incentivos más importantes sigue a continuación.

a) Maquila (Importación Temporal). El gobierno ecuatoriano, mediante los incentivos señalados a continuación, fomenta la manufactura, ensamblaje, conversión o reparación de bienes importados temporalmente que serán despachados al exterior luego de terminado el proceso:

- Amnistía sobre el pago de aranceles de importación sobre bienes a ser procesados
- No se requiere permiso de importación del Banco Central
- Remisión ilimitada de utilidades a inversionistas extranjeros
- Flexibilidad en los contratos y términos de empleo

b) Zonas de Libre Comercio. Las zonas de libre comercio ecuatorianas autorizan la mayoría de formas del comercio internacional, exportaciones y re-exportaciones. La inversión en ellos es estimulada a través de los siguientes incentivos:

- Importación de materias primas y maquinaria libre de impuesto o control de divisas.
- Exportación de productos terminados y semi-elaborados, y materias primas sin los controles antes mencionados.
- Exención de impuestos para todas las transacciones y contratos realizados en la zona.

c) Actividades Petroleras. La mencionada Ley de Hidrocarburos, permite el acceso de compañías privadas a los bloques de exploración anteriormente reservados para PETROECUADOR. Adicionalmente contratistas del sector privado estarán a cargo de la infraestructura de grandes inversiones petroleras, como son la optimización de la refinería estatal y la ampliación del oleoducto transandino.

Durante el período de exploración y a partir de los diez años subsiguientes al período de explotación, las compañías contratadas para la exploración y explotación de hidrocarburos pueden importar sin aranceles maquinaria y equipos, herramientas y otros materiales siempre y cuando no se produzcan en el país, previo informe favorable de PETROECUADOR y la correspondiente autorización del Ministerio de Finanzas. Asimismo, las industrias petroleras relacionadas en los campos petroquímicos y afines pueden acogerse a esta misma liberación de aranceles durante el período de construcción y luego de cinco años de haber iniciado sus operaciones.

3. Fomento de las exportaciones

Así como se señaló anteriormente, la Ley de Comercio Exterior e Inversiones (LEXI) tiene por objeto normar y promover el comercio exterior y la inversión directa, incrementar la competitividad de la economía nacional, propiciar el uso eficiente de los recursos productivos del País y propender a su desarrollo sostenible e integrar la economía ecuatoriana con la internacional y contribuir a la elevación del bienestar de la población.

Se entiende por "Sector comercio exterior" al conjunto de organismos y entidades del sector público y de instituciones o personas naturales o jurídicas del sector privado que participan en el diseño y ejecución de la política de comercio exterior de bienes, servicios y tecnología que desarrollan actividades de comercio exterior o relacionadas con éste, salvo las exportaciones de hidrocarburos que realiza el Estado Ecuatoriano y que continuarán sujetas al ordenamiento legal que las regula.

Corresponde al Ministerio de Comercio Exterior, Industrialización y Pesca planificar, dirigir, controlar y ejecutar las políticas de comercio exterior de bienes, servicios y tecnología,

integración e inversión directa, función que ejerce en estrecha coordinación con el Ministerio de Relaciones Exteriores, y coordinar con las entidades del sector público y del sector privado que conforman el sector comercio exterior, la debida ejecución de dichas políticas en el ámbito de sus respectivas competencias.

Promoción no financiera de las exportaciones e inversiones directas. Para la promoción no financiera de las exportaciones e inversiones, en el país y en el extranjero, se ha estructurado el “Sistema Ecuatoriano de Promoción Externa”, el servicio de representación en aquellas ciudades que ameriten funciones de negociación en política, por medio de sus embajadas o misiones diplomáticas.

La organización, funcionamiento, instrumentos y mecanismos de coordinación del Sistema Ecuatoriano de Promoción Externa, son reglamentados por el Presidente de la República, mediante Decreto Ejecutivo, a propuesta del Consejo de Comercio Exterior e Inversiones.

Como parte constitutiva del Sistema Ecuatoriano de Promoción Externa, se ha establecido en la ciudad de Guayaquil, la “*Corporación de Promoción de Exportaciones e Inversiones*” (CORPEI), como persona jurídica de Derecho Privado sin fines de lucro, con patrimonio y fondos propios. El CORPEI tiene a su cargo en forma directa el diseño y ejecución de la promoción no financiera de las exportaciones e inversiones, tanto en el país como en el exterior.

El CORPEI cumple primordialmente las siguientes funciones:

a) Ejecutar la promoción no financiera de las exportaciones en el país y en el exterior, entendiéndose como tal, las actividades que, en conjunto y con el cofinanciamiento de las unidades productivas nacionales, se cumplan en áreas de información, capacitación, asistencia técnica, desarrollo de mercados, promoción externa y otras que tengan como objetivo la diversificación e incremento de la oferta exportable y su promoción en el exterior;

b) Apoyar los esfuerzos de las personas naturales o jurídicas exportadoras e el desarrollo de procesos, tales como:

- diversificación de mercados, productos y exportadores
- incremento del valor agregado en los productos y volúmenes exportados
- identificación de nuevos productos y servicios con potencial exportador
- inserción de las empresas y productos ecuatorianos en los sistemas de comercialización internacional;

c) Orientar y dirigir la promoción de la inversión directa en el país, entendiéndose como tal, entre otros aspectos, el cumplimiento de programas de difusión de oportunidades de inversión, la divulgación de la imagen del país en el exterior, la organización de misiones de inversión y de otros eventos promocionales;

d) Organizar y dirigir una red externa para la promoción de las exportaciones la atracción de inversiones directas al país; y,

e) Propiciar la formación de consorcios o uniones de exportadores con el fin de conseguir una presencia más dinámica en los mercados internacionales.

Promoción financiera de las exportaciones. La función ejecutiva estableció un mecanismo de Seguro de Crédito a la Exportación, con el objeto de cubrir los riesgos de no pago del valor de los bienes o servicios vendidos al exterior.

4. Zonas francas

Ecuador posee características socio-políticas estables y ubicación geográfica ventajosa, que garantizarían el éxito de las zonas francas, localizadas en áreas delimitadas y provistas de incentivos tributarios, fiscales y aduaneros. Para lograr el funcionamiento del sistema de zonas francas, se estableció un ordenamiento jurídico que tuviese como finalidad establecer un régimen estable, que manifieste la voluntad del Estado de mantener su competitividad internacional.

Según la Ley de Zonas Francas del Ecuador (*Registro Oficial # 625, del 19 de febrero de 1991*), Zona Franca es el área de territorio delimitada y autorizada por el Presidente de la República, mediante Decreto Ejecutivo, sujeta a los regímenes de carácter especial determinados por la ley, en materias de comercio exterior, aduanera, tributaria, cambiaria, financiera, de tratamiento de capitales y laboral, en la que los usuarios debidamente autorizados se dedican a la producción y comercialización de bienes para la exportación o reexportación, así como a la prestación de servicios vinculados con el comercio internacional. Las empresas que se instalen en las zonas francas podrán ser de tres clases:

- a) *Industriales*, que se destinan al procesamiento de bienes para la exportación o reexportación;
- b) *Comerciales*, que se destinan a la comercialización internacional de bienes para la importación, exportación o reexportación; y
- c) *De servicios*, que se encargan de proveer de servicios necesarios para el funcionamiento de las zonas francas.

El Subsecretario de Industrias actúa como Secretario Ejecutivo del “Consejo Nacional de Zonas Francas”(CONAZOFRA) y es el encargado de ejecutar y hacer cumplir las resoluciones de ese organismo. El Presidente de la República, mediante Decreto Ejecutivo, ha delimitado el área de la zona franca y otorgado a la empresa administradora la concesión para operar con el sistema creado por la ley.

En la actualidad, las zonas francas en el Ecuador son las siguientes

- Zona Franca Cuenca (ZOFRAC), Parque Industrial Cuenca, Cuenca
- Zona Franca de Manabí (ZOFRAMA), Portoviejo - Manabí
- Zona Franca del Pacífico (ZOFRAPACIF) , Ciudad de Esmeraldas
- Zona Franca de Esmeraldas (ZOFREE) , Puerto de Esmeraldas

La empresa administradora de cada zona franca está facultada para realizar las siguientes actividades:

- Administrar la zona franca concedida;
- Construir la infraestructura básica en el área delimitada y arrendar lotes con servicios, para que los usuarios de las zonas francas construyan sus instalaciones de acuerdo con sus necesidades;
- Construir edificios para oficinas, almacenes o depósitos, para arrendarlos o venderlos;
- Dotar, directamente o por medio de terceros, de servicios de agua, energía eléctrica, telecomunicaciones o cualquier otra clase de servicios públicos o privados;
- Efectuar toda clase de actos y contratos relacionados con las operaciones transacciones, negociaciones y actividades propias del establecimiento y operación de una zona franca;

- Elaborar los reglamentos internos para el funcionamiento de las zonas francas los mismos que serán puestos en conocimiento del CONAZOFRA para su aprobación;
- Informar al CONAZOFRA de las infracciones a esta Ley y sus reglamentos, para que se imponga la sanción correspondiente; y
- Aprobar el tipo de construcción e instalaciones de los usuarios de cada zona franca.

Régimen aduanero y de comercio exterior. La importación y exportación de mercaderías, bienes, materias primas, insumos, equipos, maquinarias, materiales y demás implementos, que realicen los usuarios de las zonas francas, gozan de la exoneración total de los impuestos, derechos y gravámenes arancelarios. La importación de equipos, maquinarias, materiales y demás implementos, que realicen las administradoras de las zonas francas, para ser utilizadas en el área autorizada, gozan de la exoneración total de los impuestos, derechos y gravámenes arancelarios, siempre que la importación haya sido autorizada por el CONAZOFRA.

Los bienes y mercaderías nacionales o nacionalizados que se destinen a los usuarios de las zonas francas desde el territorio aduanero nacional, se consideran como exportados a dichas zonas francas. Los bienes producidos en las zonas francas industriales deben exportarse en su totalidad, salvo casos en que el Consejo Nacional de Zonas Francas autorice su nacionalización con sujeción a las leyes que rigen la materia.

Los usuarios de las zonas francas pueden beneficiarse de los excedentes de las cuotas de importación otorgadas al Ecuador por terceros países o convenios internacionales, cuando éstas no fueren aprovechadas por el país, de conformidad a lo que dictamine el Ministerio de Industrias, Comercio, Integración y Pesca..

Régimen tributario. Las empresas administradoras y los usuarios de las zonas francas, para todos sus actos y contratos que se cumplan dentro de las zonas francas, gozan de una exoneración del ciento por ciento del impuesto a la renta o de cualquier otro que lo sustituya, así como del impuesto al valor agregado, del pago de impuestos provinciales, municipales, y cualquier otro que se creare, así requiera de exoneración expresa.

Las empresas administradoras y los usuarios de una zona franca gozan de las exenciones señaladas por un período de 20 años contados desde la resolución que autorice su instalación, que podrán ser prorrogables, a criterio del CONAZOFRA. Los pagos que realicen los usuarios por concepto de servicios ocasionales a técnicos extranjeros están exonerados del pago del impuesto a la renta y no causan retención en la fuente.

Régimen cambiario y financiero. Los usuarios de zonas francas gozan de libertad cambiaria para realizar todas sus transacciones entre sí y desde las zonas francas hacia el exterior del país, pudiendo mantener sus divisas en depósitos o cuentas especiales en bancos nacionales o del exterior; por tanto no estarán sujetos a las leyes, reglamentos y regulaciones cambiarias del Banco Central del Ecuador.

El pago de los gastos por concepto de operación, administración, servicios, sueldos y jornales, que los usuarios realicen en el país, se lo efectúa en sucres. Los bancos comerciales locales pueden avalar créditos otorgados por bancos del exterior a usuarios de zonas francas, siempre que estén autorizados por la Junta Monetaria y bajo un estricto control del flujo de fondos, que permita estimar el pago de la deuda en divisas extranjeras en el término concedido para el pago del crédito. Los bancos comerciales nacionales o extranjeros pueden establecerse en las zonas francas, en el área de servicios, previa autorización de la Superintendencia de Bancos. Los usuarios

de las zonas francas no pueden acceder a créditos de fomento o cualquier otro preferencial que otorgue el sistema financiero nacional.

Régimen de tratamiento de capitales La inversión extranjera en las zonas francas no está sujeta al régimen de tratamiento al capital extranjero existente, requiriéndose para su operación únicamente de la autorización del CONAZOFRA. Por lo tanto, los usuarios de zonas francas gozan de un régimen de libre repatriación tanto de su capital invertido, como de las utilidades obtenidas.

Régimen laboral. Las relaciones laborales entre usuarios de las zonas francas y sus trabajadores se sujetan a las leyes laborales vigentes, con las modificaciones que se introducen a la ley en objeto. Por su naturaleza, los contratos de trabajo en zonas francas son de carácter temporal; por lo tanto, no están sometidos a lo que dispone el Art. 14 del Código del Trabajo y podrán renovarse cuantas veces sea necesario. En todos los casos, los contratos de trabajo en zonas francas deben registrarse en la Inspectoría del Trabajo de la jurisdicción respectiva.

Los salarios de los trabajadores que laboren para los usuarios de zonas francas deben ser superiores, por lo menos, en un 10%, a los salarios mínimos que perciban los trabajadores del mismo sector en el país.

5. Régimen tributario y arancelario

En general, cualquier compañía haciendo negocios en el Ecuador está sujeta a tributación de sus transacciones y actividades, por medio de impuesto a la circulación de capitales, impuesto al valor agregado, impuesto al consumo y otros tributos aplicables. Las compañías también están sujetas a tributación sobre los inventarios y valores que tengan.

Una compañía es considerada *residente* en el Ecuador, y por lo tanto sujeta a tributación sobre sus ingresos gravables en el mundo, cuando la compañía ha sido establecida y tiene su base principal en el Ecuador, y su estatuto de constitución va de conformidad con las leyes ecuatorianas que regulan las corporaciones. Las compañías extranjeras pagan impuestos únicamente sobre sus ingresos provenientes de fuentes ecuatorianas, o sobre existencias o activos mantenidos en el país.

Una compañía es considerada *no residente* cuando ha sido constituida de conformidad con estatutos extranjeros y tiene su base principal en otro país.

Entidades sujetas a impuestos. El término "compañía" aquí utilizado es aplicable a todas las varias formas de corporaciones de capital; corporaciones de capital mixto, compañías de responsabilidad limitada, corporaciones privadas y compañías holding, todas las cuales están sujetas a las tasas de impuesto corporativo.

Tasas de Impuesto a la Circulación de Capitales (ICC). La tarifa del ICC es el 1% sobre el valor de las acreditaciones, transferencias o depósitos, inclusive las que se efectúen por operaciones con tarjetas de crédito. El impuesto retenido debe ser acreditado por las instituciones financieras en una cuenta especial del Banco Central del Ecuador dos días después de efectuada la retención. Los que actúan como agentes de retención por pagos, remesas, giros o transferencias al exterior, sin intervención del sistema financiero, declararán el ICC dos días después de su retención.

Autoridades tributarias. A nivel nacional, la administración del sistema tributario es responsabilidad del Presidente, quien supervisa su funcionamiento a través del Servicio de Rentas

Internas, la Dirección Nacional de Avalúos y Catastros y la Corporación Aduanera Ecuatoriana. Cualquier otra entidad con autoridad para establecer impuestos a nivel nacional que la ley considere necesario, está también bajo el auspicio del ejecutivo.

A los niveles provincial y municipal, la responsabilidad de determinar impuestos recae sobre el Prefecto Provincial, el Alcalde, y los Presidentes de los Consejos Municipales y Provinciales, quienes ejercen su autoridad sobre el sistema tributario local a través del establecimiento de cuerpos administrativos menores para fines de tributación y recaudación.

Impuestos principales.

Impuesto a la renta, sobre ganancias y activos:

- Impuesto a la Circulación de Capitales (ICC)
- Impuesto sobre Activos Totales
- Contribución a Agencias Regulatorias
- Impuesto a la Propiedad Urbana
- Impuesto Especial al Capital Neto de Sociedades

Impuestos sobre transacciones:

- Impuesto al Valor Agregado (IVA)
- Impuesto a los Consumos Especiales
- Impuesto a la Transferencia de Títulos de Propiedad de Bienes Raíces
- Impuestos Aduaneros

Impuesto al Valor Agregado (IVA). El impuesto al valor agregado es calculado sobre el valor total de los bienes transferidos, servicios prestados. El Impuesto al Valor Agregado (IVA) debe ser cobrado en todos los puntos de intercambio (distribución, venta al por menor y por mayor). Están sujetas a IVA las siguientes transacciones:

- Todas las transacciones que involucran la transferencia del título de bienes materiales entre individuos o compañías, incluso cuando tal transferencia no incluya transacciones monetarias.
- Ventas de bienes materiales recibidos en consignación, bienes arrendados con opción a compra, bienes intercambiados, bienes presentados como pago en especies, préstamos o servicios, venta de mercancía comercial y arrendamientos mercantiles.
- El consumo personal de los bienes o mercadería que constituyen la fuente de ingreso usual del comerciante.

Cobro de tributos. El Código Tributario Ecuatoriano establece tres autoridades principales para la administración y recaudación de impuestos. La administración central de impuestos está a cargo de la recaudación del impuesto a la circulación de capitales, impuesto al valor agregado y otros impuestos gravados a nivel nacional. La administración regional se encarga del cobro de impuestos provinciales y municipales, incluyendo el impuesto a la propiedad. Esta administración "por excepción" es responsable del cobro de impuestos especiales gravados a las corporaciones, tales como impuesto sobre activos totales.

Ingresos. En base a la reforma que puso en vigencia el 1% de Impuesto a la Circulación de Capitales (ICC), el concepto de ingreso gravable se elimina y en su lugar es gravado el ingreso efectivo en cuentas corrientes o de ahorro o en otro medio de inversión y que estén a disposición de sus titulares. El ICC también grava los giros, transferencias o pagos de cualquier naturaleza realizados al exterior. El ICC grava a todas las operaciones que se efectúen en territorio

ecuatoriano o remesas al exterior, sin importar si el beneficiario del pago es residente o no en el Ecuador.

Convenios sobre impuestos. La decisión 40 del Acuerdo de Cartagena estipula que las empresas domiciliadas en cualquier país miembro de la Comunidad Andina que mantengan negocios u operen en otros países miembros, únicamente pagarán impuesto a la renta en el país en el cual estén domiciliados. El Ecuador también ha firmado convenios tributarios [para evitar doble tributación] con España, Francia, Brasil, Italia, Alemania, Suiza y Rumania, y otros se encuentran en proceso.

La Ley de Reordenamiento en materia tributaria y financiera establece que quienes tributen impuesto a la renta en el exterior, podrán obtener una certificación del SRI en la que conste el monto de ICC pagado en el Ecuador. Esta certificación se utilizará para acreditarla en el impuesto a la renta causado en el exterior o como una deducción.

Tributación de corporaciones extranjeras. Para propósitos de tributación, la ley ecuatoriana trata por igual a las siguientes entidades:

- Sucursales de Compañías no Residentes
- Compañías Internacionales de Transporte

En lo que se refiere a la tributación de compañías relacionadas al sector energético, sólo las compañías contratadas por PETROECUADOR mediante contratos de prestación de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos tienen derecho a recibir el reembolso correspondiente a inversiones realizadas, costos, gastos y pago de servicios prestados, cuando se hayan descubierto hidrocarburos comercialmente explotables en un área determinada.

El *impuesto gravado a los ingresos es de 44.4%*, a menos que la compañía reinvierta sus utilidades en el Ecuador, en cuyo caso será el 25%. Además del impuesto a la renta, las compañías petroleras deben pagar una tarifa basada en la producción diaria promedio por cada mes de operación y según el tipo de hidrocarburos explotados:

No hay impuestos gravados sobre la producción de hasta 30.000 barriles de petróleo o gas natural equivalente. Una tasa del 3% es aplicada a la producción de más de 30.000 barriles, y una tasa adicional del 1% por cada 10.000 barriles adicionales. El gravamen adicional de impuesto no debe exceder el 30% de la producción total. Compañías sujetas a un contrato de participación para la exploración y explotación de hidrocarburos tributarán el mismo porcentaje que los contratistas de prestación de servicios. Estas compañías pagarán el ICC en las operaciones que efectúen, pero si el ICC es mayor que el impuesto a la renta no tendrán derecho a devolución.

Ley de Aduanas. El proceso de la liberación comercial conlleva reformas legales, como son la Ley de Aduanas, en vigencia desde Julio 13, 1998. Se puede brevemente resumir su aporte de la siguiente manera:

- una legislación conducida a establecer aspectos normativos relacionados con las aduanas del Ecuador y de sus socios comerciales;
- modernización, simplificación y transparencia de procedimientos para facilitar el comercio internacional;
- participación del sector privado en los servicios de aduanas, como son control de aduanas, aforo y almacenamiento; y
- consolidación de las tarifas aduaneras con impuestos locales de bienes importados

6. Régimen laboral

En Ecuador, la mayoría de las relaciones empleado/empleador están regidas por el estricto Código de Trabajo Ecuatoriano. Las condiciones laborales específicas y los términos de empleo se establecen a través de contratos individuales y colectivos.

El contrato de trabajo individual es un acuerdo entre individuos, o entre un individuo y una compañía por servicios a ser prestados. La mayoría de empleadores, a excepción de aquellos que emplean a trabajadores no calificados u ocasionales, contratan a sus empleados individualmente.

El contrato colectivo es un acuerdo entre el empleador y un número de trabajadores, cuyo contenido es en general similar al contrato individual pero usualmente varía de una industria a otra. El contrato colectivo solamente establece la naturaleza de la relación entre el sindicato de trabajadores y el empleador, y afecta los términos del contrato individual del trabajador. La legislación existente da numerosas garantías de adhesión a los contratos colectivos e individuales, y en caso de incumplimiento, existen numerosos recursos legales disponibles para todas las partes involucradas.

En general, tanto la Constitución Ecuatoriana como las leyes laborales tienden a proteger la mayoría de los derechos del trabajador, tanto aquellos garantizados por la legislación así como los adquiridos mediante el contrato de trabajo, tales como:

- Duración mínima del empleo (en base al contrato)
- Salario mínimo (varía de acuerdo a la profesión)
- Derechos de la mujer y del menor
- Máxima y mínima cantidad de horas trabajadas

Existe también legislación específica que rige el tratamiento a empleados extranjeros que trabajan en el Ecuador. La constitución prohíbe cualquier tipo de discriminación, por razones de sexo, raza, nacionalidad y religión.

Agrupaciones laborales. Los empleados pueden optar por organizarse en sindicatos de trabajadores, ya sea como una unidad independiente entre sus compañeros de trabajo, o como miembros de una colectividad representativa de todo el grupo de trabajadores. Se acostumbra usar el nombre de "asociación" cuando se habla de cualquier organización de empleados en el sector privado, así como de cualquier sindicato que representa a un gran número de trabajadores en la industria. Los sindicatos y otras organizaciones ecuatorianas de trabajadores, ejercen poder considerable en la negociación de contratos colectivos para sus miembros, especialmente en lo que respecta a las condiciones de trabajo, incrementos salariales y beneficios sociales.

En Ecuador existen cuatro organizaciones laborales influyentes que representan o incluyen a muchos otros sindicatos menores de trabajadores; éstas son:

- Frente Unitario de Trabajadores (F.U.T.)
- Central Ecuatoriana de Organizaciones Clasistas (CEDOC)
- Confederación Ecuatoriana de Organizaciones Sindicales Libres (CEOSL)
- Confederación de Trabajadores Ecuatorianos (C.T.E.)

Participación del empleado. La legislación ecuatoriana establece que las compañías deben repartir entre sus empleados el 15% de sus utilidades, sin considerar el gasto del impuesto del 1% a la circulación de capitales. Aunque la Constitución permite la participación de trabajadores en la administración de una empresa, no manda ni regula su alcance. Sin embargo, la participación de trabajadores en la administración puede constar en los estatutos de incorporación de una empresa específica. Sin embargo en la práctica, en el Ecuador no existe la participación de trabajadores en la administración de una corporación.

Tendencias en las relaciones de trabajo. Los acuerdos de la Comunidad Andina y las positivas perspectivas de una mayor libertad de comercio en el futuro han tenido un notable efecto en las relaciones laborales en el Ecuador. Las antes inflexibles regulaciones del Código de Trabajo, que generalmente favorecían al trabajador, han sido liberalizadas sucesivamente por la legislación en un esfuerzo por aumentar el comercio y la competitividad, así como para alentar una mayor inversión extranjera. Algunas de las principales tendencias en las relaciones empleado/empleador que se encuentran actualmente en el Ecuador son:

- Acuerdos de trabajo más flexibles, tales como empleo a tiempo parcial, trabajo por pieza y contratos por período fijo.
- Mayor eficiencia y productividad del trabajador a través de programas de entrenamiento avanzado y mecanismos de control de calidad.
- Estandarización de los niveles de remuneración para trabajos iguales, así como las mismas oportunidades para hombres y mujeres en el lugar de trabajo.
- Incentivos a los empleados en las principales industrias nacionales, para subir su nivel de trabajo a calidad de exportación.

Permisos de trabajo. Cualquier extranjero que desee residir en el Ecuador sea temporal o permanentemente debe obtener la *visa* correspondiente. Las visas de inmigrantes son concedidas por la Dirección General de Extranjería y las visas de no inmigrantes son concedidas por el Ministerio de Relaciones Exteriores. Las visas se clasifican de acuerdo a las siguientes categorías:

a) *Visas de Inmigrante*, otorgadas a jubilados que reciben pensión de su país natal, inversionistas en bienes raíces y valores que traen al Ecuador un capital equivalente a por lo menos 350 salarios generales mínimos; inversionistas en industria que deseen exportar productos agrícolas, minerales o ganado, siempre que traigan al país un capital equivalente a por lo menos 600 salarios mínimos vitales; compañías con agentes locales extranjeros con poder legal para representar a la compañía en el Ecuador, siempre que el 80% del personal local de la compañía sea ecuatoriano; técnicos contratados; profesionales con títulos universitarios reconocidos por una universidad nacional; Individuos bajo relación económica de dependencia del esposo o miembro de la familia hasta segundo grado de consanguinidad.

b) *Visas no inmigrantes*, otorgadas a diplomáticos y exilados políticos; estudiantes; técnicos extranjeros temporales; misioneros; participantes en intercambios interculturales; turistas y personas de negocios, otorgada por el Cónsul, y es válida por 180 días de cada año.

Además de la visa, una persona no residente que desee trabajar en el Ecuador para un individuo o una compañía (residente o no) debe obtener previamente un permiso de trabajo del Ministerio de Trabajo y Recursos Humanos que le autorice a trabajar en su sector económico específico.

IV. Colombia: Entorno del Proyecto

A. La geotermia en Colombia

Estudios realizados. Colombia posee un gran potencial para la generación de energía eléctrica usando el recurso geotérmico debido a la actividad volcánica en la Cordillera Occidental y en la Cordillera Central y a la presencia de actividad ígnea en algunas áreas de la Cordillera Oriental. En Colombia, se detectaron 4 sitios estratégicos para adelantar investigaciones geotérmicas (estudio llevado a cabo en 1981 por el ICEL y la OLADE):

- *Azufral de Tuquerres* en el departamento de Nariño (proyecto Azufral)
- *Chiles - Cerro Negro* en la frontera con el Ecuador, también en el departamento de Nariño (proyecto geotérmico binacional)
- *Paipa - Iza* en el departamento de Boyacá (proyecto Paipa)
- *Las Nereidas* (Departamento de Caldas, Volcán del Ruiz)

Proyecto Geotérmico de Azufral. El Azufral es un estratovolcán compuesto, formado en su base por un volcán más antiguo cuya porción somital está hundida por un colapso caldérico; después del colapso, la actividad se ha reanudado mediante el emplazamiento de domos endógenos. Los elementos de interés geotérmico son los siguientes:

- Edad reciente del volcán y larga persistencia de su actividad a través del tiempo (al menos 400.000 años)
- Evolución magmática completa de sus productos volcánicos emitidos, desde andesitas hasta riolitas.

Los anteriores elementos se relacionan con la presencia de una cámara magmática de alimentación del volcán Azufral que se identifica con una fuente de calor considerable.

- Presencia de cráteres de explosión freática en el interior de la caldera.
- Presencia de actividad fumarólica y de numerosas manifestaciones termales.
- Presencia de un sustrato constituido por volcanitas terciarias.
- Presencia de fragmentos rocosos hidrotermalizados con fases típicas de reservorios geotérmicos.

Estos últimos elementos indican la existencia de un reservorio de alta temperatura por debajo del edificio volcánico del Azufral.

A finales de 1999 el BID aprobó un financiamiento concesional al Gobierno de Colombia (Proyecto TC-97-06344-CO); el objetivo de esta cooperación técnica no reembolsable es apoyar el financiamiento de la Fase I de los estudios de factibilidad del campo geotérmico de Azufral, el cual consiste en un conjunto de estudios geocientíficos y ambientales.

Los resultados de estos estudios permitirían al Gobierno de Colombia y a sus agencias participantes, de considerar la participación del sector privado en el desarrollo de este recurso natural. El costo total de la fase I se estima en US\$1.300.000, de los cuales el 70% provendría de un aporte del Japan Consultant Fund.

Proyecto Geotérmico Chiles-Cerro Negro-Tufiño. Para los detalles técnicos del proyecto, referirse al *Capítulo I* del presente documento.

Proyecto Geotérmico de Paipa. Anteriormente, el área se identificaba como Paipa - Iza, pero, estudios de prefactibilidad posteriores que incluyeron geología y geoeléctrica, indicaron que desde el punto de vista geotérmico, Paipa e Iza constituyen dos áreas completamente separadas, presentándose la de Paipa como la más atractiva de las dos.

El proyecto está localizado en la Cordillera Oriental en las cercanías de Paipa (Boyacá). El área se caracteriza por la predominancia de rocas sedimentarias esencialmente cretáceas y terciarias y la presencia de eventuales cuellos volcánicos con edad aproximada de 2.5 millones de años. Existen manifestaciones termales de alta temperatura, probablemente por la presencia de una intrusión magmática de carácter ácido, localizada a una profundidad de 5 Km. Se destaca la posible presencia de dos acuíferos térmicos en rocas sedimentarias granulares y silíceas con permeabilidad predominantemente secundaria. Los reservorios estarían localizados a una profundidad entre los 1.500 y 3.000 m.

Proyecto Geotérmico Las Nereidas. Se trata de un prospecto muy interesante y ampliamente estudiado en superficie (estudio de prefactibilidad financiado por el Gobierno de Italia en la década de los ochenta). Desde 1990, la empresa privada colombiana “Geonergía Andina S.A. (GESA)” ha estado gestionando el financiamiento y desarrollo del proyecto, buscando alianzas estratégicas con empresas y/o financistas extranjeros con experiencias en el sector específico. A la fecha, se desconoce en detalle el estado de avances de dichas negociaciones privadas, en las cuales habría estado involucrada también la empresa eléctrica regional CHEC (Centrales Hidroeléctricas de Caldas); al parecer, la inestabilidad del marco regulatorio colombiano en lo que se refiere a la pertenencia y derecho de explotación del recurso geotérmico, ha actuado como obstáculo para la concreción de algún acuerdo y al consecuente desarrollo del proyecto

* * *

En la Ley 508 (julio de 1999) - por la cual el Gobierno de Colombia expide el Plan Nacional de Desarrollo para los años de 1999-2002 - el Artículo 6º identifica los principales proyectos de inversión del Plan Nacional de Inversiones Públicas 1999-2002. Entre los proyectos de generación eléctrica, el gobierno solamente identifica en su Plan el proyecto *Azufra* y el proyecto *Las Nereidas*. Este es un hecho de fundamental importancia, ya que indicaría que el desarrollo del proyecto bajo análisis (i.e. Tufiño-Chiles-Cerro Negro) no se encuentra entre las prioridades del gobierno colombiano.

B. Marco regulatorio del sector eléctrico

La capacidad instalada de generación del sistema nacional era de 12.047 MW a finales de 1998, mostrándose un gran aumento en la participación térmica. En 1994 la participación hidráulica era del 80% y la térmica del 20%; en 1996 era de 76% hídrico y 24% térmico y en 1998 la composición varió hasta 66% hidráulico y 34% térmico (Plan de Expansión de Referencia Generación Transmisión 1998-2010).

El Sistema de Transmisión Nacional (STN) está constituido de la siguiente manera:

- MVA de capacidad de transformación en subestaciones de 500/220 KV
- 75 subestaciones a 220 KV
- 1.446 Km de líneas de 500 KV, de los cuales 381 están operando preenergizados a 220 KV
- 9.275 Km de líneas de 220 KV

El STN opera bajo la coordinación y control de ISA a través del Centro Nacional de Despacho y su principal función es vincular los sistemas regionales, permitiendo la continuidad y confiabilidad en el suministro de energía eléctrica (Plan de Expansión de Referencia Generación Transmisión 1998-2010). La venta de energía eléctrica es una de las componentes que más se asocia al crecimiento económico y poblacional del país.

Durante 1996 y 1997, se tuvieron tasas de crecimiento en ventas de energía de 2.23 y 2.97% respectivamente; en el año de 1998 se presentó un crecimiento de apenas 0.8 %, reflejándose la crisis económica por la que estaba atravesando el país (el PIB para ese año creció sólo en 0.2%).

Marco regulatorio. Debido al racionamiento de 1992, el Estado promovió normas tendientes a la reestructuración del sector eléctrico con el propósito de mejorar el suministro del servicio y evitar deficiencias; para tal efecto, a partir de 1994 se promulgaron la Ley de Servicios Públicos Domiciliarios (Ley # 142) y la Ley eléctrica (Ley # 143).

La Ley de Servicios Públicos Domiciliarios (Ley 142 de 1994) se define como "la facultad de dictar normas de carácter general o particular en los términos de la Constitución y de esta ley, para someter la conducta de las personas que prestan los servicios públicos domiciliarios a las reglas, normas, principios y deberes establecidos por la ley y sus reglamentos".

La ley 143 define la regulación en un sentido más amplio: "*...la función de regulación por parte del Estado tendrá como objetivo básico asegurar una adecuada prestación del servicio mediante el aprovechamiento eficiente de los diferentes recursos energéticos, en beneficio del usuario en términos de calidad, oportunidad y costo del servicio. Para el logro de este objetivo promoverá la competencia, creará y preservará las condiciones que la hagan posible...*". Teniendo en cuenta los recursos que posee el país y las necesidades de desarrollo, el Estado interviene en los aspectos de reglamentación y mantiene abiertas las puertas a la competencia para la prestación del servicio eléctrico.

Mediante este conjunto de reformas, el Estado involucró estratégicamente la inversión privada en el desarrollo de infraestructura para generación, transmisión y comercialización. De esta forma la función de la Nación se encuentra concentrada en la planeación, regulación y control del sector. El esquema institucional adoptado involucra las siguientes entidades y/o empresas:

i) El *Ministerio de Minas y Energía (MME)* adopta la política nacional en materia de exploración, explotación, transporte, refinación, procesamiento, beneficio, transformación y distribución de minerales e hidrocarburos, así como la política sobre generación, transformación, interconexión, distribución y establecimiento de normas técnicas en materia de electricidad, sobre el uso racional de energía y el desarrollo de las fuentes alternas y, en general, sobre todas las actividades técnicas, económicas, jurídicas, industriales y comerciales relacionadas con el aprovechamiento integral de los recursos naturales no renovables y de la totalidad de las fuentes energéticas del país, en concordancia con los planes generales de desarrollo.

ii) La *Unidad de Planeación Minero Energética (UPME)* es una unidad administrativa especial de carácter técnico, adscrita al Ministerio de Minas y Energía, dotada de personería

jurídica, patrimonio propio y autonomía presupuestal, creada por el Decreto 2119 de 1992, posteriormente regulada por las leyes 142 y 143 del 11 de julio de 1994 y reglamentada por el Decreto No. 28 del 10 de enero de 1995.

Una de las principales tareas de la Unidad de Planeación Minero-Energética es orientar, con información útil para el diseño de políticas y la toma de decisiones, a los agentes públicos y privados involucrados, garantizando el óptimo aprovechamiento de los recursos no renovables y el adecuado y eficiente abastecimiento de la demanda de minerales y energía. Esa tarea supone realizar análisis, estudios y evaluaciones sobre la situación y las perspectivas de las industrias mineras y energéticas. Bajo este esquema, la UPME realiza anualmente una revisión del plan de expansión eléctrico de referencia; este tiene como objetivo final, proveer información actualizada y señales oportunas de corto, mediano y largo plazo a los diferentes agentes sobre las oportunidades de inversión en el sistema eléctrico, inversiones requeridas para garantizar un suministro confiable y eficiente de la electricidad demandada para el desarrollo del país.

iii) La *Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG)*, es la encargada de la regulación técnica y económica del sector. El 29 de diciembre de 1992, el gobierno expidió el decreto 2119 y creó la Comisión de Regulación Energética (CRE), reestructurando el Ministerio de Minas y Energía. Luego, con la expedición de las leyes 142 y 143 de 1994 la CRE se transformó en la CREG, organizándola como una Unidad Administrativa Especial del MME, compuesta de la siguiente manera: la preside el Ministro de Minas y Energía; el Ministro de Hacienda y Crédito Público; el director del DNP y cinco expertos en asuntos energéticos nombrados por el presidente de la República por períodos de cuatro años. El superintendente de servicios públicos es invitado permanente a sus reuniones con voz pero sin voto.

La CREG, tomando como base los desarrollos regulatorios que había efectuado la CRE, diseñó, reglamentó e implementó el nuevo marco institucional y regulatorio del sector eléctrico y de gas. En el caso eléctrico, el modelo básico adoptado es similar al esquema inglés, no obstante, presenta importantes variantes con relación al mismo, en especial en lo relativo al negocio de comercialización de electricidad.

Las primeras resoluciones expedidas por la CREG para el sector eléctrico, datan de finales de 1994 y desarrollan en general los siguientes temas: marco regulatorio aplicable a las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización. Las resoluciones reglamentan los aspectos empresariales, comerciales, técnicos y operativos de estos negocios.

iv) La *Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD)* es el organismo de carácter técnico, adscrito al Ministerio de Desarrollo Económico, con personería jurídica, autonomía administrativa y patrimonial. Desempeña funciones específicas de control y vigilancia con independencia de las Comisiones de Servicios y con la inmediata colaboración de los superintendentes delegados. El superintendente y sus delegados son de libre nombramiento y remoción del Presidente de la República.

Separación de Actividades y Mercados. El marco regulatorio del sector eléctrico, clasifica las *actividades* que desarrollan los agentes para la prestación del servicio de electricidad, en cuatro: generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica. Teniendo en cuenta las características de cada una de las actividades o negocios, se estableció como lineamiento general para el desarrollo del marco regulatorio, la creación e implementación de reglas que permitieran y propendieran por la libre competencia en los negocios de Generación y Comercialización de electricidad, en tanto que la directriz para los negocios de Transmisión y

Distribución se orientó al tratamiento de dichas actividades como monopolios, buscando en todo caso condiciones de competencia donde esta fuera posible.

Con relación al *mercado*, se estableció la separación de los usuarios en dos categorías: “Usuarios regulados” y “No regulados”. La diferencia básica entre ambos, se relaciona con el manejo de los precios o tarifas que son aplicables a las ventas de electricidad. Mientras en el primer caso, las tarifas son establecidas por la CREG mediante una fórmula tarifaria, en el segundo caso los precios de venta son libres y acordados entre las partes.

Usuario no regulado es la persona natural o jurídica con una demanda máxima superior a 2 MW/mes hasta 1996, 1 MW/mes hasta 1997 y 0.5MW/mes a partir de 1998 por instalación legalizada, realizando sus compras de electricidad a precios acordados libremente. Las normas vigentes más relevantes sobre usuarios no regulados, están contenidas en la Resolución CREG-199 de 1997.

Usuario regulado es la persona natural o jurídica cuyas compras de electricidad están sujetas a tarifas establecidas por la CREG. Las normas más relevantes se establecieron en las Resoluciones CREG-031 y CREG-079 de 1997 (fórmulas tarifarias).

C. Mercado de energía eléctrica

El Mercado Mayorista de Electricidad (MME), entró en funcionamiento el 20 de Julio de 1995 y está definido como el "conjunto de sistemas de intercambio de información entre generadores y comercializadores de grandes bloques de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional, para realizar contratos de energía a largo plazo y en bolsa sobre cantidades y precios definidos, con sujeción al Reglamento de Operación y demás normas aplicables".

El funcionamiento del Mercado Mayorista de Electricidad, se apoya en la existencia de una bolsa de energía ("pool de generadores") donde se realizan intercambios comerciales definidos en el contexto de un mercado "spot" con resolución horaria y, un operador central del Sistema Interconectado Nacional (Centro Nacional de Despacho, CND).

Participación en el Mercado Mayorista de Electricidad. Los generadores que posean plantas o unidades de generación conectadas al Sistema Interconectado Nacional, con capacidad mayor o igual a 20 MW, están obligados a participar en el Mercado Mayorista de Electricidad. (Resolución CREG-054 de 1994).

Los generadores que posean plantas o unidades de generación conectadas al Sistema Interconectado Nacional, con capacidad mayor o igual a 10 MW y menor a 20 MW, pueden optar por participar en el Mercado Mayorista de Electricidad. Están excluidos del Mercado Mayorista de Electricidad, los generadores que posean plantas o unidades de generación conectadas al Sistema Interconectado Nacional, con capacidad menor a 10 MW.

Todos los comercializadores que atiendan usuarios finales conectados al Sistema Interconectado Nacional, están obligados a realizar las transacciones de compra de la energía que requieran en el Mercado Mayorista de Electricidad. (Resolución CREG-053 de 1994).

El mercado mayorista de energía tiene dos modalidades: por contratos de suministro de largo plazo (contratos bilaterales) y por transacciones de corto plazo en la Bolsa de Energía (los precios se determinan por el libre juego de la oferta y la demanda). Los contratos de suministro de largo plazo se originan por varias razones: por la obligación de las empresas distribuidoras a realizar compras firmes para asegurar las necesidades del mercado regulado; por el temor al riesgo de las distribuidoras y del usuario no regulado frente a la Bolsa de Energía; o por compromisos adquiridos con los inversionistas privados para garantizar la construcción de nuevos proyectos.

Transacciones en el mercado mayorista mediante contratos bilaterales. La compra de energía efectuada por comercializadores con destino a usuarios regulados, mediante la suscripción de contratos bilaterales, se rigen por las disposiciones establecidas en la Resolución CREG-020 de 1996, la cual establece reglas que garantizan la competencia en este tipo de transacción.

La compra de energía efectuada por comercializadores con destino a usuarios no regulados, mediante la suscripción de contratos bilaterales, no están reguladas y se negocian a precios y condiciones pactadas libremente. Igual condición rige para compras entre agentes generadores y entre agentes comercializadores, siempre y cuando en este último caso, no se infrinjan las disposiciones contenidas en la Resolución CREG-020 de 1996. Los contratos que se suscriben, en cuanto a cantidades pactadas, tienen las siguientes modalidades genéricas: pague lo contratado, pague lo demandado y pague lo consumido. Los contratos suscritos pueden presentar simultáneamente más de una modalidad.

Transacciones en el mercado mayorista en la Bolsa. Las transacciones realizadas directamente en la Bolsa, entre generadores y comercializadores, se rigen por las siguientes reglas de funcionamiento en el "pool":

- La liquidación de las obligaciones y deudas financieras de los participantes en la bolsa es realizada por una dependencia denominada Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC),
- Todos los contratos de energía que se celebren entre los generadores y los comercializadores se registran ante el Administrador del SIC
- Los generadores que participan en el Mercado Mayorista de Electricidad deben presentar ofertas de precio en la bolsa de energía.
- Las reglas operativas para efectuar ofertas de precio y el cronograma de presentación de dichas ofertas, se describen en la Resolución CREG-025 de 1995 (Código de Operación).

Sin embargo, la altísima volatilidad de los precios en la bolsa constituye un riesgo muy importante para aquellos generadores, especialmente los nuevos, que cuentan con menos posibilidades de concretar un proyecto de inversión, con contratos que respalden la financiación del mismo y que deben, en consecuencia, ofrecer total o parcialmente su capacidad de generación en el mercado "spot".

La volatilidad de los precios en la Bolsa de Energía en Colombia, se explica en gran parte por el alto componente hidráulico de los recursos de generación del país y el efecto de la estacionalidad climática en la disponibilidad de estos recursos (7 meses de invierno y 5 meses de verano). Ante esta situación, y en un país como Colombia donde la opinión pública y política es muy sensible al tema del racionamiento de energía, debido a las experiencias pasadas, se encontró necesario implementar un mecanismo que permitiera disminuir el riesgo que enfrentan los generadores, cuando estos últimos están expuestos a transar su energía en el mercado "spot"; con este fin se diseñó un Cargo por Capacidad, **CxC** (Resolución CREG-116 de 1996).

Mercado mayorista en situación de racionamiento de energía. Dada la composición actual del parque generador del país (capacidad instalada hidráulica vs térmica), el sistema eléctrico es muy sensible a la presencia de fenómenos climáticos de extrema sequía. Como ha ocurrido en el pasado, fenómenos climatológicos como "El Niño" pueden originar racionamientos de energía con cubrimiento nacional, de magnitud y duración incierta y dependiente de las características del fenómeno.

Generación. Los agentes generadores conectados al Sistema Interconectado Nacional se clasifican como: Generadores, Plantas Menores, Autogeneradores y Cogeneradores.

- *Generadores.* Los agentes a los que se les denomina genéricamente "Generadores", son aquellos que efectúan sus transacciones de energía en el Mercado Mayorista de Electricidad (normalmente generadores con capacidad instalada igual o superior a 20 MW).
- *Plantas Menores.* Las plantas menores, son aquellas plantas o unidades de generación con capacidad instalada inferior a los 20 MW.
- *Autogeneradores.* Se define como "Autogenerador", aquella persona natural o jurídica que produce energía eléctrica exclusivamente para atender sus propias necesidades. Por lo tanto, no usa la red pública para fines distintos al de obtener respaldo del Sistema Interconectado Nacional, y puede o no, ser el propietario del sistema de generación.
- *Cogeneradores.* Se define como "Cogenerador", aquella persona natural o jurídica que produce energía utilizando un proceso de cogeneración, y que puede o no, ser el propietario del sistema de cogeneración. Se entiende como cogeneración el proceso de producción combinada de energía eléctrica y energía térmica, que hace parte integrante de una actividad productiva, destinadas ambas al consumo propio o de terceros y destinadas a procesos industriales o comerciales.

Transmisión. Se entiende como Sistema de Transmisión Nacional (STN), el sistema interconectado de transmisión de energía eléctrica compuesto por el conjunto de líneas, con sus correspondientes módulos de conexión, que operan a tensiones iguales o superiores a 220 kV. La empresa Interconexión Eléctrica S.A. (ISA) E.S.P. es el principal transportador en el STN, siendo propietaria de cerca del 75% de los activos de la red.

Distribución. Se entiende como distribución, los Sistemas de Transmisión Regionales (STR) y los Sistemas de Distribución Local (SDL). Estos sistemas se definen como:

- Sistema de Transmisión Regional (STR).
- Sistema de Distribución Local (SDL).

Actualmente, todas las empresas distribuidoras son a la vez comercializadoras. No obstante, *no* todas las empresas comercializadoras son distribuidoras.

D. Marco regulatorio para la geotermia

En Colombia, aunque aún no se ha establecido un marco regulatorio específico para la geotermia, existen algunos puntos relacionados con la investigación y el manejo de las fuentes alternas de energía (solar, eólica, biomasa y geotérmica). En efecto, una de las funciones del MME es: "...el desarrollo de las fuentes alternas y, en general, sobre todas las actividades técnicas, económicas,

jurídicas, industriales y comerciales relacionadas con el aprovechamiento integral de los recursos naturales no renovables y de la totalidad de las fuentes energéticas del país.....”

El “Plan de Ordenamiento Territorial” es uno de los objetivos del Gobierno, con el fin de establecer el potencial y las necesidades básicas de todas las regiones del país; bajo este esquema, se busca incluir todos los recursos mineros y energéticos en la planeación sectorial como factor indispensable de desarrollo.

El Instituto de Investigación e Información Geocientífica, Minero-Ambiental y Nuclear (INGEOMINAS) es un establecimiento público adscrito al Ministerio de Minas y Energía, que desempeña funciones básicas como servicio geológico y del medio ambiente físico, como centro de investigación y desarrollo del sector minero y como entidad de la información en ciencias y tecnologías de la tierra en el país.

Actualmente, el MME está adelantando proyectos de reestructuración sectorial con el fin de fortalecer al INGEOMINAS, principalmente en la implementación del archivo nacional de datos e información del subsuelo, mediante sistemas automatizados y georeferenciados, que debe abarcar las siguientes coberturas marco de información:

- Información y reconocimiento geocientífico básico: propiedades geológicas, geofísicas, geoquímicas y geomecánicas.
- Inventario y prospección de recursos del subsuelo: potencial de recursos minerales; potencial geotérmico y de aguas subterráneas; características y procesos de aprovechamiento de minerales, carbones y materiales radioactivos.
- Inventario y monitoreo de geoamenazas: zonificación de impactos, derivados del aprovechamiento de los recursos del subsuelo; potencial de amenazas y riesgos geológicos asociados con la actividad sísmica, volcánica y de remoción en masa.

Actualmente, uno de los objetivos más importantes del INGEOMINAS es la realización del “*Mapa del Potencial Geotérmico de Colombia*”. Este proyecto busca tener un conocimiento del potencial geotérmico, inventariando y caracterizando las fuentes termales del país para determinar los usos en que puede ser aprovechado este recurso.

No obstante el importante esfuerzo del Gobierno de Colombia para crear dicho marco de referencia *informativo* para la geotermia en el país, la ausencia de un marco de referencia de tipo *jurídico* – claro, estable e incentivante – representa y ha representado un obstáculo a su desarrollo, hecho que - así como en el caso del Ecuador - puede seguir retrasando la explotación de esta fuente de energía abundante, autóctona y ambientalmente amigable. A este importante obstáculo, se añade un factor puramente económico, es decir los altos costos relativos de la generación geotérmica (veáanse valores en la introducción del Capítulo III) en relación con los costos de las fuentes convencionales actualmente utilizadas en el país (petróleo, carbón, gas, hidroelectricidad), en un mercado interno siempre más dinámico, desregulado y competitivo. Este hecho – junto a los mayores costo de las convencionales y los incentivos económicos para los despachadores de fuentes renovables en Ecuador – haría propender más bien a considerar a éste último país como el potencial “mercado eléctrico” del proyecto.

E. Leyes y reglamentos relacionados con el desarrollo del sector

1. Medio ambiente

Un punto importante a tener en cuenta en la ejecución de cualquier proyecto de producción del sector eléctrico (y de cualquier otro sector), es la conservación y uso adecuado de los recursos naturales, con el objetivo de mitigar y prevenir efectos perjudiciales al medio ambiente y lograr un equilibrio entre los distintos sectores que están relacionados de una u otra forma al proyecto (ambiental, social y empresarial). Para tal efecto, la Ley # 99 de 1993 creó el Ministerio del Medio Ambiente (MMA) como ente rector de la gestión del medio ambiente y los recursos naturales renovables del país; el MMA es el encargado de definir las políticas y regulaciones en materia de recuperación, conservación, protección, ordenamiento, manejo, uso y aprovechamiento de los recursos naturales renovables y el medio ambiente, a fin de asegurar el desarrollo sostenible.

Las Corporaciones Autónomas Regionales (CAR) son "entes corporativos de carácter público, creados por la ley, integrados por las entidades territoriales que por sus características constituyen geográficamente un mismo ecosistema o conforman una unidad geopolítica, biogeográfica o hidrogeográfica, dotados de autonomía administrativa y financiera, patrimonio propio y personería jurídica, encargados por la ley de administrar, dentro del área de su jurisdicción el medio ambiente y los recursos naturales renovables y propender por su desarrollo sostenible, de conformidad con las disposiciones legales y las políticas del Ministerio del Medio Ambiente" (Ley 99 de 1993, Art. 23).

Licencias ambientales. El requisito más importante dentro de la normatividad ambiental para que cualquier proyecto pueda iniciar su construcción o desarrollo es la Licencia Ambiental, que es el permiso que se da por parte de la autoridad ambiental para la ejecución de un proyecto y donde se establecen los requisitos que se deben realizar para prevenir y disminuir los efectos ambientales del (Decreto 1753/94, artículo 2). La Licencia Ambiental es un documento de carácter obligatorio y se aplica a todos los proyectos que puedan producir daño o deterioro a los recursos naturales (Art. 49 Ley 99/93). Hay varias autoridades competentes para otorgar la Licencia Ambiental (artículo 6 Decreto 1753/94) que son el MMA, las CAR, asentamientos urbanos con población superior a un millón de habitantes y entidades territoriales delegatarias de las CAR; cada una de estas entidades tiene casos específicos para autorizar la licencia (Arts. 7,8,12 y 13 Dec 1753/94). En el Capítulo VI del Decreto 1753/94 se especifica el procedimiento necesario para obtenerla, los causales para revocarla o suspenderla y los casos en que se modifica o renueva.

Estudio de impacto Ambiental (EIA). El estudio de impacto ambiental es el documento donde se realiza la planeación de los procedimientos para la prevención y mitigación de los efectos secundarios al medio ambiente por la ejecución del proyecto. Siempre que una obra requiera Licencia Ambiental, es obligatoria la realización del EIA y deberá corresponder en su contenido y profundidad a las características del proyecto (Arts. 22 y 23, Decreto 1753/94). En el Capítulo V del Decreto 1753 de 1994, se desarrollan los objetivos, alcances y contenido del estudio de impacto ambiental.

Diagnóstico Ambiental de Alternativas (DAA) Si la autoridad ambiental competente estima necesaria la realización de un DAA, este debe incluir información sobre la localización y características del entorno geográfico, ambiental y social de las alternativas del proyecto, además de un análisis comparativo de los efectos y riesgos inherentes a la obra, y de las posibles soluciones y medidas de control y mitigación para cada una de las alternativas (Art. 56 Ley 99/93). Con base

en el diagnóstico ambiental de alternativas presentado, la autoridad elegirá la alternativa o las alternativas sobre las cuales deberá elaborarse el correspondiente estudio de impacto ambiental antes de otorgarse la Licencia Ambiental. El Capítulo IV del Decreto 1753/94, presenta los proyectos a los que se les exige un diagnóstico ambiental de las alternativas, los objetivos, el contenido y los términos de referencia del mismo.

2. Inversión extranjera

Se entiende como inversiones extranjeras a las inversiones realizadas, en territorio colombiano, por personas extranjeras y personas naturales no residentes en el país y a las inversiones realizadas en el extranjero o en zona franca colombiana por un residente del país (Decreto 2012 del 94 y 1295 del 96).

Uno de los objetivos más importantes de la apertura económica y modernización de la economía del gobierno, era fomentar la entrada de capital del exterior al país; a partir de 1991 se dictó el régimen de inversión extranjera (Ley # 9). Dicha Ley estableció la igualdad entre el capital externo y el nacional; no se puede otorgar ningún tipo de tratamiento discriminatorio ni preferencial a cualquiera de los dos. Los derechos cambiarios vigentes cuando se realiza la inversión no se pueden modificar de tal manera que se vea desfavorecido el inversionista, salvo algunas excepciones temporales cuando las reservas internacionales del país sean inferiores a tres meses de importaciones.

La regulación de los derechos cambiarios es competencia del Banco de la República mientras que la regulación de los derechos sustantivos es labor del Consejo Nacional de Política Económica y Social (CONPES).

En 1991, el CONPES expidió la Resolución No. 51, donde se adoptó un estatuto único sobre inversiones internacionales; posteriormente se han establecido otras disposiciones que lo han complementado, convirtiéndose en el conjunto de normas que actualmente regulan el régimen de inversión de capital externo en el país y el régimen de las inversiones colombianas en el exterior.

El estatuto está constituido por las siguientes normas:

- Resoluciones del Conpes 51 y 52 del 91, 53,55,56,57 del 92 y 60 de 1993
- Decreto 2348 de 1993
- Decretos 98, 1812, 2012 y 2764 de 1994
- Decreto 517 de 1995
- Decreto 1295 de 1996
- Decreto 1874 de 1998

Inversiones de capital del exterior. Son inversiones de capital del exterior.:

- *Inversiones extranjeras directas:* aportes provenientes del exterior de propiedad de personas naturales o jurídicas extranjeras, al capital de una empresa. También se considera la adquisición de participaciones, acciones o cuotas sociales y los aportes que realice el inversionista del exterior mediante actos o contratos.
- *Inversiones de portafolio:* son las inversiones en acciones y bonos obligatoriamente convertibles en acciones y otros valores negociables en las Bolsas de Valores.

Modalidades. Las inversiones de capital del exterior en empresas constituidas o establecidas, o que se constituyan o establezcan en el país, podrán revestir las siguientes modalidades (Decretos 2012 de 1994 y 1295 de 1996):

- a) *Importación de maquinaria*, equipos u otros bienes físicos o tangibles, aportados al capital de una empresa como importaciones no reembolsables.
- b) *Importación de divisas* libremente convertibles para inversiones en moneda nacional como aporte directo de capital a una empresa o adquisición de derechos, acciones y los títulos
- c) *Aportes en especie* al capital de una empresa consistentes en intangibles,
- d) *Recursos en moneda nacional* con derecho a ser remitidos al exterior tales como principal e intereses de créditos externos, sumas debidas por concepto de importaciones reembolsables, utilidades con derecho a giro y regalías
- e) *Retención en el patrimonio* de utilidades no distribuidas con derecho a giro.
- f) *Importación de divisas* libremente convertibles para realizar inversiones en moneda nacional para efectuar inversiones de portafolio.

Salvo algunas excepciones estipuladas en el artículo 8 del Estatuto, podrán realizarse inversiones de capital del exterior en cualquier proporción en todos los sectores de la economía.

Derechos cambiarios. La inversión de capitales del exterior, realizada en cumplimiento de este Estatuto, da derecho a su titular para:

- a) Remitir al exterior en moneda libremente convertible las utilidades netas comprobadas que generen periódicamente sus inversiones
- b) Reinvertir utilidades, o retener en el superávit las utilidades no distribuidas con derecho a giro.
- c) Capitalizar las sumas con derecho a giro, producto de obligaciones derivadas de la inversión.
- d) Remitir al exterior, en moneda libremente convertible, las sumas recibidas producto de la enajenación de la inversión dentro del país, o de la liquidación de la empresa o portafolio o de la reducción de su capital.

Inversión de capital del exterior en zona franca. Las inversiones de capital del exterior destinadas a las empresas ubicadas en zonas francas, se rigen por el Estatuto y las normas que lo sustituyan, modifiquen y complementen (Artículo 6 Decreto 1295 de 1996).

Ventajas andinas. Gozan de las ventajas derivadas del programa de liberación del Acuerdo de Cartagena, los bienes producidos por las empresas nacionales, mixtas o extranjeras que cumplan con las normas especiales o requisitos específicos de origen, fijados por la Comisión de la Junta del Acuerdo de Cartagena y por la legislación nacional (Artículo 18 Resolución 51 de 1991).

El Régimen Común de Tratamiento a la Inversión Extranjera (actualmente en vigencia en toda la Comunidad Andina) fue aprobado por medio de la Decisión # 291 en marzo del 1991. Las características de esta norma comunitaria son las siguientes.

- Otorga a los inversionistas extranjeros los mismos derechos y obligaciones que los nacionales
- Consagra el derecho de los inversionistas de transferir al exterior – en divisas convertibles – las utilidades netas comprobadas que provengan de su inversión directa
- Elimina todo tipo de autorizaciones previas, a las que anteriormente estaban sujetos los inversionistas extranjeros.

La asociación de inversionistas nacionales en los países miembros es promovida en la Comunidad Andina por la Decisión 292, sobre Régimen Uniforme para Empresas Multinacionales Andinas (EMAs), que se encuentra vigente en la subregión desde abril de 1991. Esta norma comunitaria otorga una serie de beneficios e incentivos para la formación de EMAs, que son una forma de sociedad que entrelaza capitales subregionales para aprovechar el mercado ampliado. De acuerdo con la Decisión # 92, las EMAs tienen derecho a :

- i) Mecanismos de fomento a las exportaciones en las mismas condiciones previstas para las empresas nacionales;
- ii) Instalar sucursales en países miembros distintos del país de domicilio;
- iii) Transferir al exterior – en divisas convertibles – las utilidades netas comprobadas que provengan de su inversión directa;
- iv) Mismo tratamiento establecido para las empresas nacionales, en materia de impuestos nacionales internos y de adquisición de bienes y servicios públicos,
- v) Libre ingreso de promotores, inversionistas y ejecutivos de dichas empresas en el territorio de países miembros.

Todos estos beneficios revisten gran importancia para el proyecto geotérmico binacional bajo análisis, ya que – como se presentará más adelante (punto B. del Capítulo V), la potencial empresa binacional eventualmente encargada de desarrollar el Tufiño podría acogerse a la normativa vigente a nivel subregional, en calidad de Empresa Multinacional Andina.

Registro. Todas las inversiones de capital del exterior, incluido el movimiento de las inversiones adicionales, capitalizaciones, reinversiones de montos de utilidades con derecho a giro, remesas de utilidades y reembolso de capitales, deberán registrarse en el Banco de la República bajo los términos estipulados en el Artículo 15 de la Resolución 51 de 1991.

3. Fomento de las exportaciones

Los exportadores colombianos cuentan con un conjunto importante de instrumentos de promoción a las exportaciones que les permite compensar parcialmente los efectos perversos de los desequilibrios macroeconómicos y las distorsiones en los mercados internacionales, impulsando el crecimiento y la competitividad de las exportaciones colombianas. Estos instrumentos son:

- Comités Asesores Regionales de Comercio Exterior (CARCE.)
- Incentivos Cambiarios
- Incentivos Financieros
- Sociedades de Comercialización Internacional
- Sistemas especiales de Impto-Expo, “Plan Vallejo”
- Zonas Francas
- Asociaciones de Exportadores
- Certificados de Reembolso Tributario (CERT)
- Proexport

Comités Asesores Regionales de Comercio Exterior (CARCE). Los CARCE son instrumentos de coordinación y enlace entre el sector privado y el gobierno que facilitan el intercambio de iniciativas, información y elaboración de propuestas sobre programas globales, estrategias de comercio exterior y ejecución de la actividad comercial. Algunas de las funciones específicas de los CARCE, son las siguientes:

- Establecer un listado de prioridades regionales en materia de trámites que obstaculicen el comercio exterior regional y que puedan ser descentralizadas.
- Hacer un inventario de proyectos de exportación existentes en la región, con gran potencial y que puedan ingresar al Banco de Proyectos del Ministerio de Comercio Exterior.
- Recopilar información sobre obras de infraestructura que conlleven a mejorar las operaciones de comercio exterior local.
- Efectuar el seguimiento y publicar la información sobre el desarrollo de los planes, programas y proyectos que se estén implementando en la región para la competitividad en el comercio exterior.
- Divulgar las normas y reglamentos de orden nacional e internacional que afecten el comercio exterior.

Los Comités Asesores Regionales de Comercio Exterior están conformados por: un Presidente, un Director Ejecutivo y una Secretaría Técnica designados por el Ministro de Comercio Exterior o los miembros del Comité en su defecto. Las Direcciones del Ministerio de Comercio Exterior y las áreas del Instituto de Comercio Exterior (INCOMEX-) apoyarán a los Comités Asesores Regionales en los asuntos de su competencia.

Incentivos cambiarios. Mediante distintos instrumentos legales, los inversionistas disfrutan de un régimen con las siguientes características principales:

- Igualdad en el tratamiento, es decir, no existe discriminación entre inversionistas nacionales y extranjeros;
- Universalidad, o sea que la inversión extranjera es admitida en todos los sectores de la actividad económica;
- Automaticidad, es decir, procedimientos inmediatos en los trámites;
- Pueden adquirir hasta el 100% del capital de una empresa, sin restricciones ni licencias previas;
- No es posible, con posterioridad a la realización de una inversión, modificar las condiciones referentes al reembolso de las inversiones o a la remesa de los beneficios;
- Derechos de propiedad intelectual e industrial protegidos;
- Autorización amplia para vincular la inversión privada, nacional y extranjera, a la construcción de obras y prestación de servicios públicos.

Incentivos financieros. El Banco de Comercio Exterior de Colombia (BANCOLDEX) es una entidad de economía mixta vinculada al Ministerio de Comercio Exterior, cuya misión es la de impulsar el comercio exterior colombiano, en particular la expansión sostenida de las exportaciones, mediante el ofrecimiento de servicios financieros, que satisfagan oportunamente las necesidades del mercado.

BANCOLDEX actúa básicamente como un banco de segundo piso, canalizando líneas de crédito a través de las instituciones financieras que operan en el país, redescontando recursos en moneda nacional y extranjera, y diseñando productos financieros que permitan exportar más mercancías colombianas a un mayor número de países y regiones geográficas. Este banco busca además suavizar las restricciones de liquidez de las empresas exportadoras, no sólo para el productor y exportador, sino también para los compradores de productos colombianos en el exterior. Los estatutos del Banco también permiten financiar proyectos de infraestructura física asociada a las exportaciones.

Sociedades de comercialización internacional. Una “sociedad de comercialización internacional” es un instrumento de promoción y apoyo a las exportaciones a través del cual las

empresas que tengan por objeto principal efectuar operaciones de comercio exterior y particularmente, orientar sus actividades hacia la promoción y comercialización de productos colombianos en los mercados externos, reciben beneficios como la exención del IVA y de la retención en la fuente. Los incentivos o beneficios que reciben las empresas que obtienen el registro como sociedades de comercialización son los siguientes:

- Exención del IVA sobre las mercancías y servicios intermedios de la producción
- No están sujetas a la retención en la fuente
- Derecho al Certificado de Reembolso Tributario (CERT).
- Las sociedades de comercialización internacional y sus proveedores pueden ser usuarios de los sistemas especiales de importación y exportación – (Plan Vallejo) .
- Las sociedades de comercialización internacional y sus proveedores están beneficiadas por el crédito de BANCOLDEX.
- De igual forma estas empresas obtienen apoyo de Proexport a través de programas especiales en materia de promoción y mercadeo.

Sistemas especiales de importación y exportación (Plan Vallejo). Instrumento de apoyo a las exportaciones colombianas mediante el cual las personas naturales o jurídicas que tengan carácter de empresarios, productores, exportadores o comercializadores, pueden solicitar autorización al Incomex para introducir al país bajo un régimen especial con exención total o parcial de derechos e impuestos, los insumos, materias primas, bienes intermedios, bienes de capital, y repuestos, para ser utilizados en la producción de bienes o servicios, prioritariamente destinados a su venta en el exterior. Al igual que el CERT, su permanencia está condicionada por los compromisos ante la Comunidad Andina y la OMC. Dentro de la OMC, el Plan Vallejo bienes de capital debe desmontarse a finales del 2002.

Certificados de Reembolso Tributario (CERT). El “Certificado de Reembolso Tributario” es un incentivo que se otorga a los exportadores colombianos que demuestren el reintegro de las divisas producto de sus exportaciones. Se reconoce mediante acuerdo con los países y las fechas de embarque de los productos exportados, según los niveles porcentuales fijados mediante decretos del Gobierno Nacional.

El CERT busca promover las exportaciones de bienes y de servicios, su diversificación, el estímulo de la industria y de los sectores productivos nacionales. El CERT puede negociarse libremente y utilizarse para el pago de:

- Impuestos sobre la renta y complementarios
- Gravámenes arancelarios
- Impuesto a las ventas
- Otros impuestos, tasas y contribuciones aceptadas por las entidades que las perciban.

A continuación se nombran los beneficiarios del CERT:

- Las personas naturales o jurídicas que produzcan y vendan al exterior mercancías objeto de comercio.
- Las personas y las sociedades de comercialización internacional que vendan al exterior mercancías colombianas producidas por otras empresas.
- Las personas naturales o jurídicas que vendan o entreguen en el país bienes de exportación a sociedades de comercialización internacional, siempre que los bienes sean efectivamente exportados.

Proexport. Entidad encargada de promover las exportaciones nacionales en el exterior, en una tarea dirigida a duplicarlas y a convertir al país en una nación con mentalidad exportadora. Adelanta actividades de promoción con las empresas exportadoras encaminadas a incrementar y diversificar la oferta exportable nacional en el mercado internacional. Estas actividades están dirigidas específicamente a la inteligencia de mercados, capacitación especializada, misiones compradoras, participación en ferias internacionales, al igual que el apoyo incondicional a la comercialización internacional y a la gestión interinstitucional.

El fondo para la promoción de exportaciones, desarrolla los programas de promoción de los bienes exportables colombianos. Los recursos se administran a través de la Fiduciaria de Comercio Exterior (FIDUCOLDEX).

4. Zonas francas

Las zonas francas son áreas geográficas delimitadas del territorio nacional, cuyo objeto es promover y desarrollar el proceso de industrialización de bienes y la prestación de servicios, destinados primordialmente a los mercados externos en la cual se ofrecen una serie de incentivos en materia cambiaria, tributaria, aduanera, y de comercio exterior (Decreto 2233 de 1996, Artículo 2).

El área que se solicite declarar como “zona franca” deberá cumplir con los siguientes requisitos:

- Ser continua y no inferior a veinte (20) hectáreas.
- Tener aptitud para ser dotada de infraestructura básica.
- Que en ella no se estén realizando las actividades que el proyecto solicitado planea promover y se trate de inversiones nuevas.

La declaratoria de existencia de una zona franca la hará el Ministerio de Comercio Exterior mediante una resolución que contendrá su objetivo, duración que no podrá exceder de treinta (30) años y el área geográfica delimitada que la compone. Las zonas francas industriales pueden ser:

- a) Bienes y servicios;
- b) Servicios turísticos
- c) Tecnológicas.

Actualmente existen en el país 12 zonas francas industriales de bienes y servicios -Cartagena, Barranquilla, Santa Marta, Cúcuta, Palmaseca, Rionegro, La Candelaria, Pacífico, Bogotá, Malambo, Quindío y Arauca - y tres zonas francas industriales de servicios turísticos -Barú (Cartagena), Pozos Colorados (Santa Marta) y Eurocaribe de Indias (Cartagena)-.

En el territorio de una zona franca industrial, los usuarios gozan de *beneficios tributarios* (exención del impuesto de renta y complementarios y remesas); *crediticios* (acceso a los créditos regulares de las entidades financieras y las líneas especiales de BANCOLDEX); *cambiaros* (libertad de posesión y negociación de divisas); *aduaneros* (exención de los derechos de importación); *de comercio exterior* (acceso a los incentivos otorgados a las exportaciones colombianas); *de inversión extranjera* (libre repatriación de utilidades y capitales).

5. Régimen tributario y arancelario

El impuesto sobre la renta y complementarios se considera como un solo tributo y comprende:

1. Para las personas naturales, los que se liquidan con base en la renta, en las ganancias ocasionales y en la transferencia de rentas y ganancias ocasionales al exterior.
2. Para los demás contribuyentes, los que se liquidan con base en la renta, en las ganancias ocasionales y en la transferencia al exterior de rentas y ganancias ocasionales, así como sobre las utilidades comerciales en el caso de sucursales de sociedades y entidades extranjeras (Art.5 Estatuto Tributario).

La tarifa sobre la renta gravable de las sociedades anónimas, de las sociedades limitadas, y de los demás entes asimilados a unas y otras, es del 35%. La misma tarifa se aplica a la renta gravable de las sociedades extranjeras de cualquier naturaleza y a cualesquiera otra entidad extranjera (Artículo 240).

Las rentas provenientes de la generación de energía eléctrica, cuando éstas sean obtenidas por entidades oficiales o sociedades de economía mixta, están exentas del impuesto sobre la renta y complementarios por un término de ocho (8) años, sobre las utilidades que capitalicen o que apropien como reservas para la rehabilitación, extensión y reposición de los sistemas. Gozarán de esta exención, durante el mismo período mencionado, las rentas provenientes de la transmisión o distribución domiciliaria de energía eléctrica (Artículo 211).

Zonas francas . Las zonas francas estarán exentas del impuesto sobre la renta y complementarios (Artículo 212). Las personas jurídicas usuarias de las zonas francas industriales están exentas del impuesto de renta y complementarios, correspondiente a los ingresos que obtengan en el desarrollo de las actividades industriales realizadas en la zona (Artículo 213).

Tarifa para las personas naturales y extranjeras residentes. El impuesto correspondiente a la renta gravable de las personas naturales colombianas, de las sucesiones de causantes colombianos, de las personas naturales extranjeras residentes en el país, de las sucesiones de causantes extranjeros residentes en el país y de los bienes destinados a fines especiales, en virtud de donaciones o asignaciones modales, está determinado por los intervalos de renta gravable o de ganancia ocasional (Artículo 241).

Tarifa especial para dividendos o participaciones recibidos por extranjeros. La tarifa del impuesto sobre la renta correspondiente a dividendos o participaciones, percibidos por sociedades u otras entidades extranjeras sin domicilio en el país, por personas naturales extranjeras sin residencia en Colombia es del 7% (Artículo 245).

Descuentos especiales. Los contribuyentes del impuesto sobre la renta podrán descontar del impuesto sobre la renta y complementarios a su cargo un porcentaje por concepto de las siguientes acciones:

- Donaciones (Artículo 249).
- Generación de empleo (Artículo 250).
- Por reforestación (Artículo 253).
- Por impuestos pagados en el exterior (Artículo 254).
- A empresas colombianas de transporte internacional (Artículo 256).

- Por CERT (Artículo 257).
- Descuento por colocación de acciones o conversión de bonos (Artículo 258).

Impuesto de remesas. Salvo las exoneraciones especificadas en los pactos internacionales y en el Derecho interno, la transferencia al exterior de rentas y ganancias ocasionales obtenidas en Colombia, causa el impuesto complementario de remesas, cualquiera que sea el beneficiario de la renta o de la ganancia ocasional o el beneficiario de la transferencia (Artículo 319). El impuesto de remesas se liquida teniendo en cuenta las siguientes reglas (Artículo 321):

a) La tarifa del impuesto de remesas que se causa sobre las utilidades comerciales de las sucursales de sociedades u otras entidades extranjeras es del 7%. En el caso de las utilidades obtenidas en Colombia por entidades extranjeras mediante sucursales, el impuesto se aplica a las utilidades comerciales del respectivo período gravable a la tarifa del veinte por ciento (20%).

b) Cuando se trate de rentas de sociedades extranjeras sin domicilio en el país, se aplica una tarifa del uno por ciento (1%) sobre el valor total del contrato.

Retención en la fuente. El gobierno podrá establecer retenciones en la fuente sobre los pagos o abonos en cuenta susceptibles de constituir ingreso tributario para el contribuyente del impuesto sobre la renta, que hagan las personas jurídicas y las sociedades de hecho (Artículo 366).

El Gobierno Nacional podrá señalar porcentajes de retención en la fuente no superiores al treinta por ciento (30%) del respectivo pago o abono en cuenta, cuando se trate de ingresos constitutivos de renta o ganancia ocasional, provenientes del exterior en moneda extranjera, independientemente de la clase de beneficiario de los mismos (Artículo 366-1).

La retención no será aplicable a los ingresos por concepto de exportaciones de bienes, ni a los ingresos provenientes de los servicios prestados, por colombianos, en el exterior, a personas naturales o jurídicas no domiciliadas en Colombia siempre y cuando que las divisas que se generen sean canalizadas a través del mercado cambiario.

No están sometidas a la retención en la fuente las divisas obtenidas por ventas realizadas en las zonas de frontera por los comerciantes establecidos en las mismas, siempre y cuando cumplan con las condiciones que se estipulen en el Reglamento. Las transacciones realizadas a través de la Bolsa de Energía en ningún caso están sometidas a retención en la fuente (Artículo 369).

Impuesto sobre las ventas. El impuesto a las ventas se aplicará sobre (Artículo 420):

- Las ventas de bienes corporales muebles que no hayan sido excluidas expresamente.
- La prestación de servicios en el territorio nacional.
- La importación de bienes corporales muebles que no hayan sido excluidos expresamente.

La tarifa general del impuesto sobre las ventas es del 15%. Se exceptúan del impuesto los siguientes servicios, entre otros (Artículo 476):

- i) Los servicios médicos, odontológicos, hospitalarios, clínicos y de laboratorio, para la salud humana.
- ii) Los servicios públicos de energía, acueducto y alcantarillado, aseo público, recolección de basuras y gas domiciliario ya sea conducido por tubería o distribuido en cilindros.
- iii) Los planes de salud del sistema general de seguridad social en salud, expedidos por las entidades autorizadas legalmente por la Superintendencia Nacional de Salud,

- iv) Los servicios de educación prestados por establecimientos de educación preescolar, primaria, media e intermedia, superior y especial o no formal, reconocidos como tales por el gobierno.

6. Régimen laboral

Las personas que presten sus servicios a las empresas de servicios públicos privadas o mixtas, tendrán el carácter de trabajadores particulares y están sometidas a las normas del Código Sustantivo del Trabajo (Artículo 41, Ley 142 de 1994).

Todos los trabajadores deben estar afiliados a una entidad especializada en la atención de pensiones a la cual harán los aportes que de acuerdo a la ley les correspondan y no podrán asumir directamente las obligaciones pensionales (Artículo 42, Ley 142 de 1994).

Código sustantivo del trabajo. El código regula las relaciones de derecho individual del trabajo de carácter particular y las de derecho colectivo del trabajo, oficiales y particulares (Art. 3) y rige en todo el territorio de la República para todos sus habitantes, sin consideración a su nacionalidad (Art. 2). Tienen capacidad para celebrar el contrato individual de trabajo todas las personas que hayan cumplido dieciocho (18) años de edad. (Art. 29). El contrato de trabajo puede ser verbal o escrito; para su validez no requiere forma especial alguna, salvo disposición expresa en contrario (Art. 37).

Constituye salario no sólo la remuneración ordinaria, fija o variable, sino todo lo que recibe el trabajador en dinero o en especie como contra prestación directa del servicio, sea cualquiera la forma o denominación que se adopte, como primas, sobresueldos, bonificaciones habituales, valor del trabajo suplementario o de las horas extras, valor del trabajo en días de descanso obligatorio, porcentajes sobre ventas y comisiones (Art.127).

El Estado garantiza a los empleadores, a los trabajadores y a todo el que ejerza una actividad independiente, el derecho de asociarse libremente en defensa de sus intereses, formando asociaciones profesionales o sindicatos, y a éstos el derecho de unirse o federarse entre sí (Art.353). Todo sindicato de trabajadores necesita para constituirse o subsistir un número no inferior a veinticinco (25) afiliados; y todo sindicato patronal no menos de cinco (5) patronos independientes entre sí (Art.359); se prohíbe ser miembro a la vez de varios sindicatos de la misma clase o actividad.

7. Desarrollo fronterizo

La Ley # 191 de 1995 establece las disposiciones sobre zonas de frontera "...con el fin de promover y facilitar su desarrollo económico, social, científico, tecnológico y cultural". Para tal fin, se deben fortalecer los procesos de integración de Colombia con otros países, adoptar medidas especiales en materia de transporte, inversión, legislación tributaria, laboral y aduanera, entre otras. El Artículo 23 de dicha Ley dicta algunas ventajas que tienen las empresas nuevas en las unidades especiales de desarrollo fronterizo:

- a) La importación de bienes de capital no producidos en la subregión andina y destinados a empresas de los sectores primarios, manufacturero y de prestación de servicios de salud, transporte, ingeniería, hotelería, turismo, educación y tecnología, estarán exentas de aranceles por un término de cinco años contados a partir de la promulgación de la presente ley.
- b) Tendrán libertad de asociarse con empresas extranjeras, y

c) Los bienes introducidos a estas unidades especiales de desarrollo fronterizo que se importen al resto del territorio nacional se someterán a las normas y requisitos ordinarios aplicados a las importaciones.

Las empresas de generación de energía eléctrica podrán por tanto acogerse a la exención arancelaria, previa autorización de la comisión de regulación de energía y gas, CREG (Resolución 007 de 1998).

F. Intercambio comercial entre Colombia y Ecuador

Instrumentos de política comercial. La Comunidad Andina es un organismo de integración económica y social constituido por Bolivia, Colombia, Ecuador, Perú y Venezuela. Sus antecedentes se remontan al 26 de mayo de 1969, fecha en la que se suscribió el Acuerdo de Cartagena. El Acuerdo de Cartagena es una herramienta de la Comunidad Andina que tiene por objetivos promover el desarrollo equitativo de los Países Miembros (Colombia, Ecuador, Perú, Bolivia y Venezuela), “...mediante la integración y la cooperación económica y social; acelerar su crecimiento y la generación de ocupación; facilitar su participación en el proceso de integración regional, con miras a la formación gradual de un mercado común latinoamericano...”.

El proceso de desarrollo se cumple mediante la consolidación de los siguientes mecanismos, entre otros:

- Desarrollo industrial;
- Desarrollo agropecuario y agroindustrial;
- Desarrollo de la infraestructura física;
- La armonización de las políticas cambiaria, monetaria, financiera y fiscal, incluyendo el tratamiento a los capitales de la subregión o de fuera de ella;
- Una política comercial común frente a terceros países; y
- La armonización de métodos y técnicas de planificación.

Las relaciones comerciales colombo-ecuatorianas están reguladas por la Comunidad Andina, ya que ambos países hacen parte de este grupo subregional, por lo cual sus reglamentos y decisiones son acogidos por ambos países

Los gobiernos de Colombia y Ecuador acogieron las solicitudes del sector privado para establecer reuniones bilaterales en temas comerciales dada la importancia de la integración regional andina, la necesidad de contribuir al desarrollo, así como de propiciar vínculos entre los sectores privados de los dos países y garantizar un libre comercio. En razón de esa solicitud, se constituyó la “Comisión Binacional de Asuntos Puntuales de Comercio Colombo–Ecuatoriano”, el día 4 de octubre de 1996, en la ciudad de Ipiales, con el propósito de establecer un espacio para que conjuntamente el sector privado y las autoridades gubernamentales de los dos países analicen, evalúen y concerten soluciones a los obstáculos y situaciones que vienen dificultando el desarrollo de un comercio bilateral sin restricciones.

Import-Export entre Ecuador y Colombia. En 1998 las exportaciones de Colombia hacia Ecuador crecieron 6%, perdiendo dinamismo respecto a los valores presentados en el período anterior cuando crecieron en 27.5%. No obstante, este mercado aumentó, en cerca de un punto

porcentual, su participación en las exportaciones totales de Colombia llegando aproximadamente al 5.3%.

El reducido crecimiento en las exportaciones se fundamentó en la desaceleración de aquellas de carácter industrial, en particular, por la reducción de los valores exportados de maquinaria y equipo, cuya tasa de crecimiento fue negativa en 27% después de haber crecido en 40%.

Bajo este escenario, es evidente la sensibilidad de las exportaciones colombianas a los movimientos de la tasa de cambio real cruzada, al menos en el corto plazo. Las exportaciones de industria liviana crecieron 6.2% y las agroindustriales en 27% producto de las mayores ventas de azúcar (57%). Por su parte, las importaciones colombianas provenientes desde Ecuador, a noviembre de 1998, tuvieron una variación negativa de crecimiento de 19.7%, luego de haber registrado una tasa positiva de 19% en el período anterior. Este país sólo provee el 2.1% de la compras realizadas por Colombia, porcentaje similar al presentado en años anteriores.

La principal causa de este comportamiento negativo en 1998 fue la reducción en el valor importado de los productos incluidos en las franjas agropecuarias, cercana al 60%. Las importaciones industriales decrecieron en 5.5%. Se registraron variaciones negativas en sectores como el metalúrgico (28.2%), en maquinaria y equipo (0.8%) e industria automotriz (20%). Por el contrario, se presentaron crecimientos positivos en la industria liviana y en los productos agroindustriales, en 7.5% y 1.9% respectivamente.

V. PERSPECTIVAS DEL PROYECTO

A. Evaluación global del entorno

El prospecto geotérmico “Tufiño-Chiles-Cerro Negro” (en adelante *TCCN*) representa un área de alto interés y potencial para la producción de electricidad a partir del vapor endógeno. Hasta el momento, la ausencia de perforaciones exploratorias – que comprueben fehacientemente el modelo geotérmico del campo – ha sido indudablemente el mayor obstáculo al desarrollo industrial del proyecto. Por otro lado, la característica más sobresaliente del prospecto es que la línea fronteriza colombo-ecuatoriana divide longitudinalmente en dos mitades a la zona de interés geotérmico; esto significa que la explotación de la fuente geotérmica subterránea debería realizarse bajo mecanismos específicos y acordados por las dos partes, con el objeto de que el desarrollo del recurso sea eficiente y sustentable. Se darían por tanto dos opciones:

opción a) : desarrollo conjunto del campo entero (*explotación conjunta binacional*), según esquema empresarial, normativas y reglamentos “ad-hoc”, es decir adecuadamente estudiados y establecidos para el proyecto específico;

opción b) : desarrollo independiente de los dos lados del campo (*explotación independiente nacional*), según los reglamentos ya existentes en los dos países.

La opción **a**), por su lado, se ve fortalecida por el nuevo “Acuerdo Binacional para el Aprovechamiento Integral de la Energía Geotérmica (firmado en octubre de 1999 en el marco de la XII Comisión de Vecindad), el cual establece que:

- i) El proyecto tendrá el carácter de obra unitaria y naturaleza binacional
- ii) El financiamiento y cooperación internacional, cuando fuere necesario, será negociado por las partes en forma conjunta
- iii) Las partes promoverán la conformación de empresas binacionales, con la participación de empresas o consorcios privados para la explotación y operación del proyecto

Además, los gobiernos de Colombia y Ecuador han expresado – en diferentes ocasiones y mediante acciones concretas - su compromiso con la integración fronteriza; la acción más visible ha sido la definición de un área común denominado Zona de Integración Fronteriza (ZIF), del cual el prospecto geotérmico en cuestión es parte.

Por lo que se refiere al sector energético, es importante señalar también el esfuerzo de conectividad y de armonización de la normativa entre los dos países en materia eléctrica, con particular referencia a la operación de la línea de interconexión a 138 kv. entre Ipiales y Tulcán y al proyecto (en marcha) de la Red de Interconexión Eléctrica de 230 Km, entre Pasto y Quito

Otro hito de importancia y referencia para el proyecto – y que sustentaría la opción **a**) - es el “Acuerdo de Cooperación Técnica en Materia Energética y Minera entre Colombia y Ecuador” (septiembre de 1997), que incluye el tema de colaboración para el aprovechamiento de la geotermia, gestiones para la transferencia de tecnología y cooperación en el análisis de financiamiento de proyectos binacionales.

Por otro lado, el “Convenio Internacional para la Explotación de los Yacimientos Hidrocarburíferos Comunes ubicados en el Area Fronteriza” (firmado en enero de 1993 en ocasión del desarrollo de la Comisión de Vecindad que se realiza anualmente), parecería sentar antecedentes y bases técnicas para la viabilidad de la opción **b**), ya que:

- Tiene por objeto la explotación racional de los yacimientos comunes que se encuentren en el Area Fronteriza, dejando por cuenta de cada país los costos y riesgos de los trabajos
- Establece que cada parte es responsable del manejo de la producción obtenida en el sector del yacimiento que le corresponda y que cada parte tiene derecho a inspeccionar los pozos e instalaciones del área

Al respecto, es importante subrayar que las experiencias internacionales en materia de explotación simultánea de un solo reservorio geotérmico, no han sido particularmente exitosas; el caso más conocido es el del área de Yellowstone (Estado de California, USA), en donde el aprovechamiento conjunto desde los dos lados del mismo aparato volcánico - extrayendo vapor del mismo reservorio geotérmico - ha conllevado:

- a) a la rápida pérdida de presión del vapor endógeno con la consecuente extinción de la fuente geotérmica, a causa de la acelerada, ineficiente y descoordinada explotación del mismo;
- b) la interposición de largas y costosas acciones legales entre los dos operadores, con el consecuente impacto sobre las economías de los dos proyectos.²

El problema que podría surgir en el caso del proyecto TCCN – en caso se explotara simultánea e independientemente la misma fuente geotérmica – podría revelarse aún más complicado, debido a la heterogeneidad de leyes y reglamentos sectoriales que rigen en los dos países.

En efecto, el análisis del entorno del proyecto arroja un evidente resultado, i.e. las leyes y normativas de Colombia y Ecuador - en los diferentes sectores que podrían estar relacionados con el desarrollo del proyecto – son parecidas pero de ninguna forma iguales. Los regímenes de inversiones extranjera, ambiental y laboral tienen características bastante similares, por lo que – en lo que se refiere a estos sectores – se podría afirmar que existe cierto grado de homogeneidad. Menores similitudes se encuentran en los regímenes tributario/arancelario, de fomento de las exportaciones y del sector eléctrico.

En el Anexo III se presenta una tabla comparativa de síntesis, por medio de la cual se intentan evidenciar los factores positivos y negativos (obstáculos y fortalezas) en el marco de los cuales se desarrollaría el proyecto.

Una vez más, cabe resaltar que el problema de mayor envergadura que enfrentaría el desarrollo del proyecto bajo la opción **b**) es la ausencia de un marco regulatorio específico para la explotación de la geotermia en ambos países. Este hecho, responsable en gran medida del no-aprovechamiento de esta fuente en Colombia y Ecuador en las décadas pasadas, constituiría un enorme obstáculo en caso que se decidiera explotar el recurso según esa opción.

En efecto, la experiencia poco exitosa de California en lo que se refiere a la explotación conjunta de un mismo reservorio (en presencia además de un marco regulatorio único y claro), podría repetirse en forma mayor y aún más compleja en el caso del proyecto TCCN, ya que en su

² Es importante subrayar que el estado de California cuenta con un estricto y muy claro *Code of Regulations* para la geotermia, el cual – ni en este caso – ha sido suficiente para dirimir rápidamente el problema.

desarrollo se verían involucradas las normativas de dos naciones, con diferentes regímenes empresariales y en ausencia de claras reglas sectoriales.

Por tanto - dada la especificidad legal, normativa, técnica y geográfica del proyecto en cuestión - se considera que la opción **a)** es la más viable, a condición de que los gobiernos de Colombia y Ecuador tomen al respecto una debida acción unitaria y coordinada. En el próximo párrafo se presenta concretamente una propuesta de desarrollo empresarial del proyecto bajo estas condiciones.

B. Opciones para el desarrollo industrial del proyecto

El estudio de prefactibilidad del proyecto TCCN – llevado a cabo por Aquater/OLADE a finales de los años ochenta - determinó que el límite de interés económico del proyecto se ubica entre 10 y 30 MW, razón por la que tomó como alternativa las potencias de 15 y 30 MW. No obstante, en vista de la necesidad de compatibilizar la realidad del actual entorno en el que debería incursionar el proyecto - en un momento particular, caracterizado por una profunda reestructuración de las condiciones del mercado eléctrico - habría que asignarle el carácter de un *desarrollo pionero*, para que cumpla un papel fundamental para la incorporación de la geotermia en los mercados energéticos de los dos países (particularmente en el del Ecuador). Por lo tanto, parecería prudente definir como objetivo más viable la instalación de una central de 15 MW, y diferir la opción de 30 MW.

Las características básicas de la central consideradas para el análisis económico, son las siguientes:

Tipo:	Vapor Directo con Condensación
Potencia:	15,0 MW
Potencia Neta:	13,7 MW
Factor de Planta:	0,85
Energía Primaria:	102 GWh/año

El estudio de prefactibilidad estima que, para definir el número de pozos y esbozar un presupuesto para el desarrollo del campo, son razonablemente aplicables las siguientes hipótesis:

Productividad promedio de los pozos :	5,0 MW
Porcentaje de éxito en la perforación:	70%
Nº de Pozos de producción iniciales:	4
Nº de Pozos de reinyección:	2
Total de pozos necesarios:	6
Nº de Pozos no utilizables:	1
Total de pozos a perforarse:	7
Nº de Pozos en la Fase de Factibilidad:	5
Nº de Pozos en la Fase de Desarrollo:	2

En las centrales geotermoeléctricas, es típica una disponibilidad del orden de 7.500 horas/año; por lo tanto, tiene un buen grado de sustento seleccionar un factor de planta de 0.85, una vez que se descuenta un 8% por mantenimiento programado, un 4% por paradas no previstas y un 3% por reducción temporal de carga. La vida útil de la planta se la estima prudentemente en 25 años, que es un valor inferior a la vida real del campo y de la propia central, según los datos históricos de varias plantas en operación alrededor del mundo.

En el Anexo IV se presenta un resumen de las inversiones de una central geotermoeléctrica de 15 MW instalada en el área geotérmica TCCN. Es importante notar el importante peso económico de los estudios complementarios y de factibilidad (i.e. la inversión de riesgo) en el costo total del proyecto (aproximadamente un 25%), hecho principalmente responsable del reducido interés en el proyecto de parte de la inversión privada, hasta hoy.

* * *

Como se ha señalado anteriormente, el 21 de octubre de 1999, en la ciudad de Santa Fe de Bogotá, Colombia, los Cancilleres de Colombia y Ecuador subscribieron un nuevo convenio de colaboración bilateral en relación al desarrollo del proyecto TCCN (véase Anexo I del presente documento).

El nuevo acuerdo representa – desde un punto de vista puramente formal y diplomático - un significativo paso adelante hacia la realización del proyecto. Quedan sin embargo, algunas dudas sobre la efectiva operatividad del Convenio mismo y sobre las concretas bases que el mismo podría establecer para el desarrollo industrial del proyecto, hecho que solamente podrá materializarse si se diera una de las tres siguientes opciones:

- opción 1)** algún *operador y/o inversionista privado* estuviera dispuesto a tomar todos los riesgos relacionados con el financiamiento de las últimas fases de la factibilidad del proyecto
- opción 2)** uno (o ambos) gobiernos accedieran a constituir una *empresa mixta*, estableciendo una alianza estratégica con uno o más operadores privados, que cuenten con amplia experiencia en la explotación y desarrollo del recurso geotérmico
- opción 3)** fundamentándose en el Convenio Binacional, los dos países declararían el área fronteriza en cuestión “de interés estratégico nacional”, estableciendo esquemas y normativas “ad-hoc” para el proyecto específico y constituyendo una *empresa binacional intergubernamental*, abocada a desarrollar el proyecto geotérmico TCCN

La *opción 1)* representaría en principio la más lógica y adecuada, aún más en el marco del actual proceso de liberalización y privatización de los mercados eléctricos, proceso ya implementado en Colombia y en curso en el Ecuador. El problema de esta solución es que muy difícilmente algún privado se haría cargo de:

- a) financiar los estudios superficiales complementarios y las perforaciones exploratorias (aprox. 10MUS\$), es decir la información técnico/económica indispensable para definir la viabilidad industrial del proyecto

- b) aventurarse en la explotación de un reservorio binacional, sin que existieran claras “reglas del juego” en lo que se refiere a mecanismos de concesiones, incentivos, homogeneidad del tratamiento fiscal y tributario en ambos lados, etc...

Estas afirmaciones se ven confirmadas por el hecho que - durante dos décadas - ningún operador privado ha enfrentado seriamente el “problema Tufiño/Chiles/Cerro Negro”. El único intento ha sido realizado en 1994, cuando INECCEL resolvió otorgar la primera autorización geotérmica al consorcio privado neozelandés ODIN Mines-Genzl; el hecho que dicha concesión no definía - ni podía garantizar - la claridad y permanencia del régimen legal a aplicarse para la concesión, provocó el consecuente alejamiento del sector privado en el proyecto.

En lo que se refiere a la *opción 2*), es importante recordar que ya existen experiencias internacionales al respecto, en particular en el Sudeste asiático (Filipinas e Indonesia), en donde una decidida y clara iniciativa de los gobiernos locales ha permitido – en la década de los noventa - impulsar la explotación de las fuentes geotérmicas nacionales según tasas de crecimiento nunca vistas antes (de 0 a 1000 MW en 6 años)

En las *Filipinas* la decisión estratégica y la capacidad técnica del Philippines National Oil Company (PNOC), permitió implementar una verdadera política nacional sectorial; la filosofía del gobierno era de asegurar el desarrollo a largo plazo y sostenible del recurso, optimizando la gestión del reservorio, manteniendo el control y contratando a los privados solamente el desarrollo de las plantas. Para las plantas se aprovechó de un proceso de licitación, cuya oferta está basada en un contrato de tipo BOT, a 10 años plazo.

En *Indonesia* – por lo contrario – el operador privado toma todos los riesgos de exploración y desarrollo. El acuerdo con PERTAMINA (la autoridad petrolera nacional) es de tipo “Joint Operation Contract” (JOC) y requiere la exploración y el desarrollo, tanto del campo como de la planta; la electricidad generada se vende a PLN (la autoridad eléctrica nacional) según un contrato de compra de la energía de tipo PPA (Power Purchase Agreement). Desde la perspectiva gubernamental, el enfoque JOC permite la exploración simultánea de numerosos campos geotérmicos de la nación, aprovechando la experiencia y financiamiento privado.

Los resultados de dichas alianzas estratégicas son sorprendentes en números, si bien no han faltado problemas en la operación y manejo de los contratos.

En lo que se refiere al caso bajo análisis (el proyecto TCCN), se podría pensar en un rango de soluciones parecidas a las experimentadas en Indonesia y Filipinas, orientándose – por ejemplo – a la constitución de una empresa mixta en la cual el privado se hace cargo principalmente de otorgar “dinamismo” al negocio, facilitando las negociaciones con entidades financieras y aportando en “know-how” específico (en tecnología y finanza) en el rubro.³ Sin embargo es importante recordar que:

- a) el potencial geotérmico explotable de las Filipinas es de 4.000 MW y el de Indonesia supera los 15.000 MW; se trata por tanto de negocios de otra envergadura, para los cuales los privados están siempre dispuestos a correr ciertos riesgos (del país, del recurso, de la normativa, etc..) e involucrarse en negocios mixtos.

³ La característica y el contenido de los eventuales acuerdos y/o contratos (tipo JOC, BLT, BOT, etc.) entre privados y gobiernos y de las responsabilidades asumidas por las partes, deberían ser objeto de un análisis más profundo, el cual no está contemplado dentro del alcance de este documento.

- b) no resultaría fácil juntar en una sola mesa de negociación a dos gobiernos y a un privado, tratando de hacer converger las diferentes líneas estratégicas y los diferentes intereses económicos (Ecuador vs Colombia vs privados) hacia un solo negocio;
- c) tampoco se vislumbra como alternativa muy viable – al momento - que los dos gobiernos otorguen estatus de prioridad nacional a la fuente geotérmica (así como se hizo en Indonesia y Filipinas), acordando además una y solo una línea política común para impulsar el sector. El “negocio” es demasiado pequeño (algunas decenas de millones de dólares) y los intereses de los dos países en materia energética parecen apuntar - actualmente - a enfrentar y resolver otros problemas, de mayor envergadura y peso político.

La *opción 3*) parecería por cierto la solución más compleja desde el punto de vista diplomático y normativo, también considerando los limitados recursos fiscales disponibles en ambos países para estos tipos de iniciativas conjuntas y – además – riesgosas. Sin embargo – debido a la especificidad del proyecto y a su alto valor político-integracionista – no se debería descartar “a priori” esta opción, en particular en caso de que verifique la falta de interés de parte de operadores privados en participar (y arriesgar dinero) en las fases de factibilidad y e inicio del proyecto. Habría por tanto que tomar en consideración una solución que represente una mezcla entre la opciones 2) y la 3), modulando la intervención privada y la gubernamental en función de la efectiva conveniencia y oportunidad.

A continuación se presenta paso-por-paso lo que sería el desarrollo del negocio TCCN, tomando en cuenta esta solución de “mezcla de opciones”.

Paso 1: Fundamentándose en el Convenio Binacional firmado en octubre de 1999 (ver Tabla II.1 del presente Informe) y estimando necesario un desarrollo acelerado, sostenible y eficiente del recurso geotérmico a nivel nacional, los Ministros de Energía y Minas de los dos países toman la decisión y las acciones necesarias para que se declare el área fronteriza en cuestión “de interés estratégico binacional”. Para la iniciativa específica, se establecerían normativas, esquemas empresariales y reglamentos “ad-hoc”, acordados por las dos partes. En caso de un desarrollo exclusivamente gubernamental, se otorgaría a los dos gobiernos – por medio de un Decreto Supremo - el derecho exclusivo de desarrollar cualquier tipo de emprendimiento en la zona.

Paso 2: se constituye una empresa binacional_(empresa ‘X’) abocada a desarrollar el proyecto geotérmico en cuestión. Los privado interesados en el proyecto y los gobiernos pueden incursionar en la constitución de la sociedad en diferente medida accionaria; los gobiernos podrían participar por medio de entidades que hayan sido declaradas competentes en materia (ejemplo: ESPE y/o CORSINOR para el Ecuador; INGEOMINAS y/o CORPONARIÑO para Colombia). La empresa binacional así establecida, podría gozar de los muchos beneficios previstos para las Empresas Multinacionales Andinas (EMAs), acogiéndose a la normativa correspondiente.⁴ La corporación estaría constituida por un directorio binacional, encabezado por un Director Ejecutivo (de duración anual, a rotación) y se capitalizaría con un monto inicial bastante reducido. Dicho “capital de inicio” estaría orientado a financiar y desarrollar las siguientes acciones:

- a) la preparación de un perfil técnico-económico del proyecto, orientado a finalizar la fase de pre-factibilidad (estudios geocientíficos, complementarios a los ya existentes) y llevar a cabo la factibilidad del proyecto (perforación de 3 pozos exploratorios , diseño industrial de la planta y de las infraestructuras de campo, “economics” del proyecto).

⁴ Las ventajas de las EMAs se han presentado en el punto E.2 del capítulo IV de este documento, bajo el ítem “Ventaja Andinas”.

- b) la promoción y difusión del proyecto mismo a nivel internacional (gastos para viajes y comunicaciones con entidades financieras multilaterales, empresas, etc.).

Paso 3: la iniciativa de la empresa “X” va a tener una relativa facilidad de acceso a fondos concesionales o blandos de las entidades y bancos multilaterales, ya que :

- a) presenta un altísimo valor político, diplomático e integracionista;
- b) se orienta al desarrollo de un recurso nacional ambientalmente amigable (en línea con los acuerdos internacionales sobre Cambio Climático)
- c) tiene un evidente orientación empresarial, con fines a estimular el definitivo desarrollo del proyecto de parte de la iniciativa privada.

En base a las informaciones y contactos que el programa geotermico CEPAL/CE ha tenido recientemente con entidades financieras, es posible afirmar que las instituciones que con mayor grado podrían estar interesadas en apoyar el proyecto son (en orden de prioridad):

- Global Environmental Facility
- Corporación Andina de Fomento
- International Finance Corporation (World Bank)
- European Investment Bank
- International Investment Corporation (Banco Interamericano de Desarrollo)

Las entidades arriba listadas tienen en común el hecho de que – en caso de declararse disponibles al financiamiento – podrían participar en la iniciativa sea por medio de concesiones (“grants”), sea de prestamos blandos (“soft loans”), sea participando directamente en la estructura accionaria del negocio (“equities”).

Se estima que la suma a negociarse se aproximaría a los 10 millones de dólares y que el tiempo que transcurriría entra la constitución legal de la empresa “X” y la aprobación del financiamiento no debería superar año y medio.

Paso 4: Un vez recibido el financiamiento, la empresa “X” comenzaría los trabajos de pre-factibilidad complementaria, para después proceder con los estudios de factibilidad técnico-económica, los que se realizarían contratando empresas y consultores internacionales del más alto nivel técnico. Esto permitiría – además de garantizar la calidad del trabajo – planificar un período de capacitación que los expertos internacionales impartirían a los operadores nacionales, quienes gozarían por tanto de un entrenamiento “on-the-job” según los estándares internacionales más avanzados. Se estima que todo el proceso de factibilidad podría finalizarse en el lapso de año y medio; al terminar dichos trabajos, la empresa ‘X’ tendría en su poder unos activos de altísimo valor económico, los que le permitirían alternativamente:

- *Alternativa I)* seguir adelante con el desarrollo del proyecto, acudiendo a bancos convencionales o multilaterales para el financiamiento de la planta industrial, eventualmente incorporando un financiador/operador privado; el tiempo previsto para la negociación con los bancos suele acercarse a 1 año. La planta podría estar comenzando sus operaciones productivas 2 años después del cierre financiero de la operación. En base a esta alternativa, se estima que el tiempo total del “negocio Tufiño” para la empresa “X” se acercaría a los **6 años**.

- *Alternativa II)* negociar con operadores/inversionistas privados que hayan demostrado interés en adquirir todo el proyecto. En este caso se traspasaría completamente el negocio a un valor decididamente conveniente, si se compara con el limitado capital inicial que había sido enterado al comienzo del mismo. La negociación con los privados no debería prolongarse por más de un año. En base a esta alternativa, se estima que el tiempo total del “negocio Tufiño” para la empresa “X” se acercaría a los 4 años.

*

*

*

Finalmente, es importante subrayar el papel fundamental que podría jugaría una institución como la OLADE en calidad de *facilitador* de la iniciativa_durante todo su desarrollo. Su carácter multinacional, regional y sectorial justificaría ampliamente su presencia en el proceso, ya que podría ayudar concretamente en la identificación de fuentes de recursos, en la preparación de perfiles y propuestas, así como en las fases de negociación bilateral (entre los dos países, con privados y con entidades de financieras).

Bibliografía y referencias

- Comisión de Vecindad e Integración Colombo-Ecuatoriana, Tomo II, 1994-1998.
 Comisiones Binacionales Vecinales, Tomo II, 1989- 1994.
 OLADE, Proyecto Geotérmico Binacional Tufiño-Chiles-Cerro Negro, Informe Final, Aquater spa (1987).
 Desarrollo de los Recursos Geotérmicos en América Latina y el Caribe, Informe Final del proyecto. CEPAL/Comisión Europea, 2000
<http://www.eclac.org/espanol/Proyectos/synergy/geoterm/web/index.htm>.
 OLADE, Guide for Geothermal Feasibility Studies, 1994.

ECUADOR

- Aguilera E., Estudio Estratégico para la Geotermia en el Ecuador, Proyecto CEPAL/CE, 1999.
 Aguilera E., Catálogo Nacional de los Recursos Geotérmicos del Ecuador , Proyecto CEPAL/CE, 1999.
 Aguilera E., Experiencias y Opciones para e Desarrollo Geotérmico en Ecuador
<http://sun5.espe.edu.ec/articulos/vulcanismo/geotermica.htm>.
 Ley # 147 - Facilitación de las Exportaciones y del Transporte Acuático, 1992.
 Código Sustantivo del Trabajo, 1999.
 Estatuto Tributario, 1999.
 Ley y Reglamento de Promoción y Garantía de las Inversiones, 1998.
 Ley # 99-37 - Gestión Ambiental, 1999.
 Ley de Régimen del Sector Eléctrico, 1996.
 Reglamento de Concesiones, Permisos y Licencias para Servicios de Energía Eléctrica, 1998.
 Decreto Ley de Zonas Francas, 1991.

COLOMBIA

- Bernal N.F., Azufral Volcano: a Geothermal Resource for Southern Colombia, GRC meeting, 1998.
 Geotérmica Italiana S.r.L., Compilación de los Estudios Geológicos Oficiales en Colombia, Tomos XXI y XXII, Mayo de 1982.
 Plan de Expansión de Referencia para Generación y Transmisión, 1998 – 2010 (UPME).
 Análisis Comparativo de Energía Eléctrica y Gas Natural (UPME), 1999.
 Ley # 99 de 1993 – Medio Ambiente.
 Decreto # 1753 de 1994 – Licencias Ambientales.
 Resolución # 70 de 1998 – Distribución de Electricidad y funcionamiento del SIN.
 Resolución # 25 de 1994 – Reglamento del SIN.
 Resolución # 51 de 1991 – Estatuto de Inversiones Internacionales.
 Decreto # 1874 de 1998 – Régimen de Inversión Extranjera.
 Ley 191 de 1995 – Disposiciones sobre Zonas de Fronteras.
 Resolución # 30 de 1996 – Procedimientos para Conexión a los Sistemas de Transmisión Eléctrica.
 Resolución # 99 de 1999 – Cargos del Sistema de Distribución.
 Resolución # 89 de 1999 – Reglamento de Distribución de la Energía Eléctrica.
 Ley # 142 de 1994 – Ley de Servicios Públicos Domiciliarios.
 Ley # 143 de 1994 – Ley Eléctrica.
 Ley # 2233 de 1996 – Ley de Régimen de las Zonas Francas.

Ley # 7 de 1991 – Ley de Comercio Exterior.
Resolución # 51 de 1998 – Plan de Expansión del STN.
Resolución # 80 de 1999 – Funciones del CND.
Resolución # 116 de 1997 – Mecanismos del CxC.
Resolución # 83 de 1996 – Reglamento sobre participación accionaria en las actividades de generación , distribución y comercialización de electricidad.
Resolución #24 de 1995 – Reglamento del Mercado Mayorista de la Energía.
Resolución # 199 de 1997 – Reglamento de los acuerdos de compra de electricidad.
Ley # 67 de 1979 – Establecimiento de las Sociedades de Comercialización Internacional.
Resolución # 1860 de 1999 – Disposiciones de los Sistemas de Importación/Exportación (Plan Vallejo).

Anexos

Anexo 1

**ACUERDO ENTRE LA REPÚBLICA DE ECUADOR Y LA REPÚBLICA DE COLOMBIA
PARA EL APROVECHAMIENTO INTEGRAL DE LA ENERGÍA GEOTÉRMICA**

El Gobierno de la República del Ecuador y el Gobierno de la República de Colombia,

CONSIDERANDO

1. Que las partes firmaron el 24 de agosto de 1993, un acuerdo para la generación eléctrica por geotermia;
2. Que por los estudios previos realizados se ha identificado la existencia de un potencial de recurso geotérmico en el área fronteriza Chiles-Cerro Negro-Tufiño;
3. Que existe interés de las partes para promover acciones tendientes a avanzar en los estudios de complementación de la prefactibilidad, factibilidad y desarrollo del proyecto;
4. La existencia de nuevos marcos legales en el subsector eléctrico de las partes en los que el rol del Estado se circunscribe a normar, regular y facilitar acciones tendientes a proponer nuevas opciones de diversificación energética; y
5. Las posibles perspectivas del proyecto y su importancia para el desarrollo sustentable de la zona fronteriza.

FUNDAMENTÁNDOSE:

1. En el Convenio de Cooperación Técnica y Científica, suscrito por Ecuador y Colombia, en Bogotá el 18 octubre 1972;
2. En las recomendaciones del Comité Técnico Binacional de la Comisión de Vecindad, reunido en Quito, 27-28 mayo 1999;
3. En los lineamientos de desarrollo y marcos regulatorios vigentes en Colombia y Ecuador.

ACUERDAN:

1. Artículo 1. Promover y facilitar el aprovechamiento y uso de la energía geotérmica en el área de: Chiles-Cerro Negro-Tufiño, dentro de la Zona de Integración Fronteriza;
2. Artículo 2. Las Partes, establecerán de común acuerdo, las normas y criterios técnicos bajo los cuales se debe desarrollar y operar el proyecto;
3. Artículo 3: El Proyecto, en todas sus fases, tendrá el carácter de obra unitaria y de naturaleza binacional;
4. Artículo 4. Las Partes podrán, a su conveniencia y de mutuo acuerdo, conducir acciones encaminadas a atraer la inversión de empresas o consorcios, que quieran invertir capital de riesgo en la realización de la factibilidad y desarrollo del recurso geotérmico y posterior explotación y comercialización de la energía;
5. Artículo 5. El financiamiento y cooperación internacional, cuando fuere necesario, será negociado por las Partes en forma conjunta;
6. Artículo 6. Para el debido cumplimiento de las obligaciones emanadas de este Acuerdo, las Partes constituirán un Comité Técnico, conformado por funcionarios de Ministerios de Relaciones Exteriores y Energía y Minas y por técnicos de instituciones públicas competentes;
7. Artículo 7. La presidencia del Comité Técnico la ejercerá el representante del Ministerio de Relaciones Exteriores del Ecuador y de Colombia, en forma alternada, por períodos de un año, y las coordinaciones los representantes de los Ministerios de Energía;
8. Artículo 8. Cada Parte notificará a la otra la nómina de los miembros del Comité Técnico y los cambios que se produzcan;
9. Artículo 9. El Comité Técnico tendrá las siguientes funciones:
 - Promover, facilitar, armonizar el desarrollo del proyecto;

- Resolver las controversias que se presenten en la interpretación o ejecución de este acuerdo;
 - Presentar informes anuales a los Ministerios de RR.EE. y a la Comisión de Vecindad;
 - Las demás que le asignen las Partes.
10. Artículo 10. Las Partes promoverán la conformación de empresas binacionales con la participación de empresas privadas para la explotación, operación y mantenimiento de las centrales de generación;
 11. Artículo 11. Las Partes decidirán, de común acuerdo, a través de los organismos competentes, los esquemas de reparto de la producción de energía que regirá la operación del proyecto;
 12. Artículo 12. Las controversias que se presenten en la interpretación o ejecución de este Acuerdo serán resueltas, en primera instancia por el Comité Técnico, en un plazo no mayor de treinta días calendario, contados a partir de la notificación y, en segunda y definitiva instancia, por un Tribunal Arbitral;
 13. Artículo 13. Para la conformación del Tribunal Arbitral, cada Parte, designará en Arbitro; estos dos elegirán un tercero, quien lo presidirá; y su voto será dirimente;
 14. Artículo 14. El Tribunal Arbitral dictará su propio reglamento;
 15. Artículo 15. El Tribunal Arbitral dictará el laudo dentro los sesenta días calendario, contados a partir de su constitución, el laudo no será susceptible de recurso alguno;
 16. Artículo 16. Las Partes podrán reformar este Acuerdo, por mutuo consentimiento y mediante el procedimiento de Notas Reversales.
 17. Artículo 17. Las Consultas sobre Interpretación o ejecución de este acuerdo serán absueltas, por consenso, por los Ministerios de Relaciones Exteriores de las Partes;
 18. Artículo 18. Este Acuerdo podrá concluir por común acuerdo de las Partes;
 19. Artículo 19. Este Acuerdo se perfeccionará mediante la firma de los Ministros de Relaciones Exteriores de las Partes;
 20. Artículo 20. El presente Acuerdo reemplaza al celebrado en la Ciudad de Quito el 23 de agosto de 1993;
 21. Artículo 21. La vigencia de este Acuerdo se iniciará treinta días después de la fecha de suscripción;
 22. Artículo 22. El presente Acuerdo se perfecciona en el canje de instrumentos de ratificación previo el cumplimiento de los requisitos consagrados dentro de los ordenamientos jurídicos de cada uno de los Estados parte del presente Acuerdo.

En fe de lo cual firman el presente Acuerdo, en dos ejemplares igualmente auténticos, en la ciudad de Santafé de Bogotá, a los veinte (20) días del mes de octubre de mil novecientos noventa y nueve (1999).

Anexo II

**MEMORIA DE LA IV REUNIÓN DEL COMITÉ TÉCNICO DEL PROYECTO
GEOTÉRMICO BINACIONAL CHILES-TUFIÑO-CERRO NEGRO
Santafe de Bogotá el 21 de marzo del 2000**

Asistentes: Ing. E. Aguilera (ESPE, Ecuador), Geol. N. Bernal, Ing. R. Escovar, Ing. M.C. Vargas (Ingeominas, Colombia), Ing. L.C./Romero (UPME, Colombia)

Agenda:

1. Informe sobre el Proyecto OIEA-ESPE "Caracterización de los Acuíferos Hidrotermales del Ecuador"

Este estudio comprende geoquímica isotópica y una exploración geofísica complementaria en el área de Tufiño. Se reconoció que este proyecto es un estudio complementario que es importante porque amplía la base de respaldo institucional para el proyecto Binacional. Los estudios geofísicos (geoeléctrica) a realizarse comprenderán el área del proyecto Binacional y, por gestiones directas del OIEA, se llevarán a cabo con la cooperación de la empresa estatal "Geotérmica Salvadoreña" entre los meses de Julio y Agosto del presente año.

Con respecto a este punto se llegó a las siguientes conclusiones:

- INGEOMINAS apoya la realización de la campaña geofísica complementaria pero, en vista de los compromisos y planificación vigentes, propone que esta campaña se realice, tentativamente, durante el mes de Junio.
- Se requiere analizar el programa de trabajo de Geotérmica Salvadoreña para coordinar las actividades conjuntas, remarcándose la necesidad de una comunicación más estrecha.
- El Geol. Bernal coordinará con la Regional de INGEOMINAS Pasto y la ESPE (Escuela Politécnica del Ejército, Ecuador) un reconocimiento de campo y la elaboración de un programa ajustado de trabajo.
- INGEOMINAS presentó en 1999 una propuesta para adelantar estudios isotópicos en dos zonas piloto con potencial geotérmico en Colombia, una de las cuales podría ser el área de Chiles-Cerro Negro, con el fin de complementar los que se realizan en Tufiño.

El Geol. Bernal (Ingeominas) hizo un resumen del estado actual de la exploración geotérmica en Colombia, destacándose los estudios en el área de Nereidas, en el complejo volcánico del Nevado del Ruíz, el Mapa Geotérmico de Colombia, el Proyecto Azufral y el Proyecto Piloto de uso directo para invernaderos en la Sabana de Bogotá. Se destacó que, dentro de las actividades del proyecto Azufral se contempla la revisión de políticas y el marco legal y regulatorio de la geotermia en Colombia.

Con respecto a los usos directos el Ing. Aguilera (ESPE), informó sobre un proyecto similar que se está realizando en el Ecuador, por lo que se reconoce la necesidad de incorporar los usos directos dentro de las actividades del proyecto Binacional. Se reconoció la necesidad de promover un intercambio de información y de buscar, en forma conjunta, cooperación internacional para desarrollar programas de formación de recursos humanos en este importante campo de aplicación de la energía geotérmica.

2. Presentación del PDF del Proyecto Geotérmico Binacional ante el GEF

Según lo contemplado en el punto dos de la agenda, se pasó a analizar el tema relativo a la preparación del PDF (Project Development Facility Proposal), para la correspondiente presentación al GEF (Global Environmental Fund). Para la elaboración de este documento es necesario definir cual será la Agencia Ejecutora del proyecto. Al respecto, el Ing. Aguilera (ESPE) planteó 3 alternativas posibles:

- a. Una corporación privada Binacional.
- b. Una corporación mixta Binacional.
- c. OLADE

Como una variación de la alternativa b, existiría la opción de una empresa Binacional-Bigubernamental, según como se menciona en la Ayuda Memoria de la Reunión del Comité Técnico Ecuatoriano del 10 de marzo de 2000. Sobre este punto, el Comité Técnico considera que para poder tomar una decisión requiere conocer y analizar el ya referido Estudio del Entorno del Proyecto, que además, aportará información para determinar eventuales nuevas barreras para su desarrollo a ser incorporada en el PDF. Se acordó luego de un

análisis exhaustivo que el enfoque principal del proyecto GEF debe ser la perforación de pozos exploratorios de pequeño diámetro para definir la viabilidad industrial y comercial del proyecto. No obstante, se reconoció la necesidad de complementar los estudios geofísicos con una campaña de sondeos magneto-telúricos (MT), según un programa que se establecerá a partir de un análisis crítico de los datos del estudio de prefactibilidad OLADE-AQUATER. Para viabilizar esta propuesta se requiere la cooperación de OLADE/CEPAL para que un experto en geofísica aplicada a la exploración geotérmica trabaje conjuntamente con los especialistas locales del Comité Técnico del Proyecto Binacional. INGEOMINAS hará la gestión para obtener la información del estudio de prefactibilidad que se encuentra actualmente en poder del IPSE (antiguo ICEL).

Con base en los resultados de este análisis se podrá revisar el alcance y presupuesto del programa de perforación de pozos exploratorios de pequeño diámetro que se incluirá en el PDF. Por su parte, el Comité Técnico investigará los costos de perforaciones de este tipo tanto en Colombia como en Ecuador.

El Comité Técnico está de acuerdo en incorporar al PDF los estudios ambientales, en los términos planteados por INGEOMINAS en el documento “Perfil del Proyecto Geotérmico Binacional Chiles-Cerro Negro-Tufiño” de Julio de 1999. Sin embargo, este punto, al igual que los demás, puede estar sujeto a revisiones posteriores durante el desarrollo del proceso de elaboración del PDF. Finalmente, entre los puntos varios, el Comité Técnico acordó la necesidad y conveniencia de efectuar consultas ante los respectivos gobiernos, para estudiar la posibilidad de que el área del proyecto geotérmico binacional Chiles-Tufiño- Cerro Negro se la mantenga “en reserva” hasta que se concrete la posibilidad de emprender una obra conjunta y de carácter unitario, conforme lo señala el Acuerdo Binacional.

Anexo III

PROYECTO TUPIÑO- CHILES-CERRO NEGRO	FORTALEZAS	OBSTÁCULOS
En COLOMBIA	<ul style="list-style-type: none"> • Inversionistas extranjeros pueden invertir libremente en cualquier sector • Exención arancelaria para empresas de generación en áreas fronterizas • Mecanismos flexibles para los generadores (como el CxC), con el objeto de reducir riesgos • Rentas de generación eléctrica exentas del impuesto / renta • <i>Sector geotérmico gubernamental (Ingeominas) fortalecido por reciente préstamo BID (Azufra, 1.5 MUS\$)</i> • Sistema eléctrico nacional muy dependiente de fenómenos climáticos (geotermia favorecida) • Gobierno comprometido con el desarrollo socio-económico de las zonas fronterizas → <i>mayor demanda energética proyectada en el área del proyecto</i> 	<ul style="list-style-type: none"> • <i>No existe un marco regulatorio claro para la geotermia</i> • Plan de Inversiones Públicas 1999-2000 no incluye el proyecto TCCN, (sí incluye Azufra y Las Nereidas). • No hay experiencias exitosas de explotación geotérmica. • No hay incentivos a las fuentes renovables • <i>El costo de generación de la geotermia no compete con las convencionales</i>
En ECUADOR	<ul style="list-style-type: none"> • Inversionistas extranjeros pueden invertir libremente en cualquier sector • Plan Maestro de Electrificación otorga preferencia a los recursos renovables • <i>Despacho eléctrico preferente a las plantas de energías renovables (hasta un 2%) + exenciones tributarias y arancelarias para sus operadores</i> • Facilidades arancelarias y tributarias para empresas exploradoras y explotadoras de hidrocarburos • <i>Costo generación de la geotermia puede competir con las convencionales → Ecuador representaría el "main share" del mercado eléctrico del proyecto.</i> • Sistema eléctrico nacional dependiente de fenómenos climáticos (geotermia favorecida) • Gobierno comprometido con el desarrollo socio-económico de las zonas fronterizas → <i>mayor demanda energética proyectada en el área del proyecto</i> 	<ul style="list-style-type: none"> • <i>No existe un marco regulatorio claro para la geotermia</i> • La primera concesión para generación geotermoeléctrica (1994) no tuvo éxito por falta de legalidad → mal comienzo. • No hay experiencias exitosas de explotación geotérmica. • Continuos cambios en la políticas sectoriales, por inestabilidad del Ejecutivo
a nivel BINACIONAL	<ul style="list-style-type: none"> • <i>Nuevo Acuerdo Binacional sobre Geotermia, (octubre '99), con creación de un Comité Técnico "ad-hoc"</i> • Pertenencia del proyecto a la Zona de Integración Fronteriza (1997) entre Colombia y Ecuador. • Acuerdo Cooperación Técnica en Energía y Minería ('97) • Convenio Explotación Yacim. Hidrocarb. Comunes ('93) • <i>Línea de Interconexión Eléctrica Ipiales-Tulcan (138 Kv) ya en operación y a sólo 15 km del área del proyecto</i> • Línea Intercon. Eléct. Pasto-Quito (230 Kv) en construcción • Regímenes Ambiental/Laboral/Inversión extranjera muy asimilables • Beneficios para las Empresas Multinac. Andinas (EMAs) • Interés ya declarado de parte de la industria privada (japones) en participar en el proyecto (si es que hay garantías gobierno) • <i>Tamaño mediano del proyecto → mayor viabilidad por reducida inversión de riesgo y de "front-capital"</i> • Presencia de OLADE en calidad de facilitador • <i>Facilidad de acceso al financiamiento multilateral, por naturaleza binacional del proyecto (GEF y CAF ya interesados en discutir)</i> 	<ul style="list-style-type: none"> • La línea fronteriza divide en dos mitades el área geotérmica (complejidad técnico-jurídica) • No se ha efectuado ninguna perforación, de ambos lados • <i>Altos costos de los estudios complementarios y de las perforaciones (10MUS\$, i.e 25% del proyecto entero)</i> • Desinterés de los privados en invertir "sin garantías" y 'sin reglas del juego' en un proyecto que involucre a 2 gobiernos (miedo al exceso de burocracia) • Regímenes Tributario, Arancelario y Eléctrico no muy asimilables • Reducido seguimiento (en acciones concretas) a los acuerdos binacionales sectoriales, por parte de ambos Gobiernos

