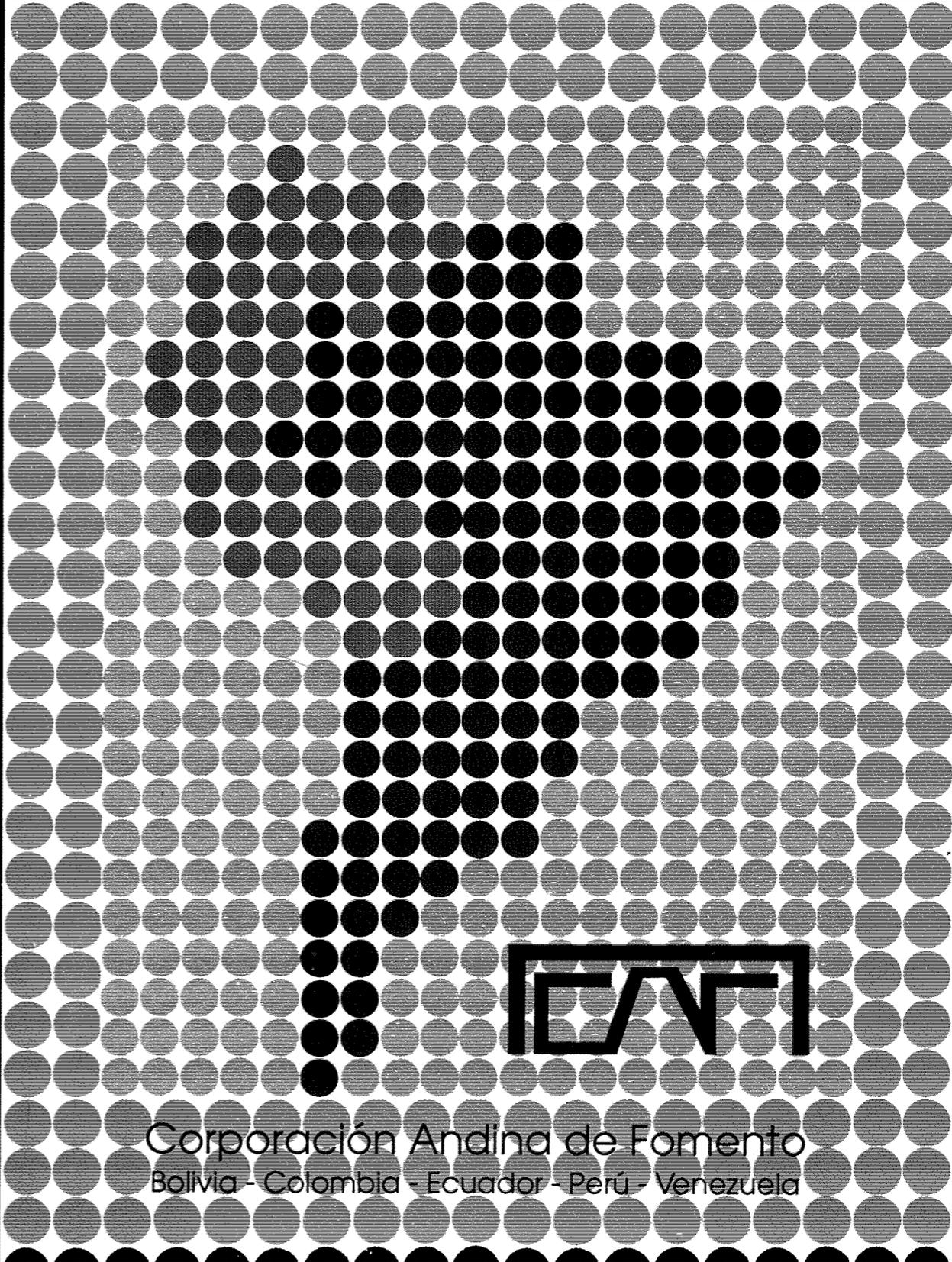


Proyectos Energéticos de Integración Andina

PROYECTOS ENERGÉTICOS DE INTEGRACIÓN ANDINA



Corporación Andina de Fomento
Bolivia - Colombia - Ecuador - Perú - Venezuela

PROYECTOS ENERGETICOS DE INTEGRACION ANDINA



Corporación Andina de Fomento
Bolivia - Colombia - Ecuador - Perú - Venezuela

PRESENTACION

En 1992, durante mi primer año de gestión como Presidente Ejecutivo de la Corporación Andina de Fomento, dispuse la ejecución de un Plan de Acción para la participación de la CAF en Proyectos de Infraestructura Física e Integración Fronteriza.

El desarrollo de dicho plan incluyó, en una primera etapa, la identificación y recopilación de proyectos de integración física en las áreas de vialidad y energía, pues consideramos que éste era el paso inicial para definir en el corto plazo los mecanismos necesarios para acelerar la integración de estos campos.

El resultado de ese trabajo, realizado por consultores altamente calificados de los cinco países andinos, está contenido en dos libros: uno de ellos, sobre proyectos viales, editado en enero de este año, y otro, el que hoy tienen en sus manos, que incluye 44 proyectos del sector energético, especialmente en las áreas de electricidad, petróleo y gas.

Es para mí motivo de orgullo presentarles esta edición, pues constituye el primer paso hacia otro más trascendente: hacer realidad muchos de los proyectos aquí incluidos.

La subregión, por la riqueza de sus recursos naturales, ofrece un enorme potencial de desarrollo energético y la demanda en este aspecto está en constante aumento.

En todos los países se hacen esfuerzos importantes para incrementar el suministro de energía, mediante la correcta selección de fuentes y el mejoramiento de los niveles de eficiencia.

Sin embargo, es necesario trabajar con una visión de conjunto para no dispersar esfuerzos. La interconexión energética permitirá atender de manera más eficiente las necesidades de un renovado aparato productivo y mejorar la calidad de vida de la población, en condiciones compatibles con el medio ambiente.

Muchos de estos proyectos requieren altas inversiones, por lo que resulta conveniente realizar una rigurosa selección de los mismos. Corresponde ahora a los Ministros de Energía del área andina efectuar los análisis necesarios para determinar las prioridades, la viabilidad financiera y la implementación tecnológica.

Posteriormente, la CAF evaluará en qué situación se encuentra cada proyecto y prestará el apoyo necesario para impulsar las gestiones de financiamiento ante diversos organismos internacionales de crédito.

De este modo, iniciamos una agresiva etapa de promoción y gestión del financiamiento de la integración física de la subregión, constituyendo a la CAF en el soporte fundamental de la misma y proporcionando bases reales para contribuir en áreas vitales al desarrollo económico y social de los países miembros.

L. Enrique García R., *Presidente Ejecutivo Corporación Andina de Fomento.*



Doctor L. Enrique García R., Presidente Ejecutivo de la Corporación Andina de Fomento - CAF

CONTENIDO

Introducción - Ing. Guillermo Vega Alvear

La subregión andina como realidad económica	1
La CAF en la integración andina	5
El plan de acción de la CAF	6

Bolivia - Estudio Ing. Jorge O'Connor D'Arlach

El sector energético en Bolivia	15
Proyectos de integración energética con el Perú	22
Priorización de los proyectos energéticos de integración	32
Conclusiones y recomendaciones	40

Colombia - Estudio Ing. Alberto Vásquez Restrepo

Infraestructura energética	43
Proyectos de interconexión eléctrica Colombia - Ecuador	48
Proyectos de interconexión eléctrica Colombia - Venezuela	57
Proyectos hidrocarbúricos	62
Proyectos carboníferos	64
Recomendaciones	64

Ecuador - Estudio Ing. Hans Collin Morales

Aspectos generales	69
Subsector hidrocarburos	69
Subsector eléctrico	71
Proyectos eléctricos	71
Proyectos hidrocarbúricos	87

Perú - Estudio Ing. Juan Icháustegui Vargas

Diagnóstico energético	95
Proyectos energéticos de integración internacional	97
Proyectos eléctricos y otros	99

Venezuela - Estudio Geólogo Gustavo R. Coronel

La situación energética en Venezuela y Colombia	115
Esfuerzos de integración económica y comercial	120
Proyectos hidrocarburíferos	121
Proyectos eléctricos	127
Comentarios finales	132

OLADE

La integración energética andina frente a un nuevo siglo	133
La integración y complementación energética andina	135
La integración boliviano-peruana	141
Conclusiones y recomendaciones	144

INTRODUCCION

GUILLERMO VEGA ALVEAR

Guillermo Vega Alvear: Ingeniero Civil de la Universidad Nacional de Ingeniería (UNI) - Perú. Post Grado en el Centro Panamericano de Evaluación de Recursos Naturales (Brasil), en el Politécnico de Milán (Italia) y el Programa de Alta Dirección de Empresas (PAD-IESE).

- *Empresario y dirigente empresarial en el Sector de Construcción en varios países de América Latina.*
- *Galardonado con la Presea "FIIC", máxima distinción de la Federación Interamericana de la Industria de la Construcción por su contribución al desarrollo de la construcción en América Latina.*

LA SUBREGION ANDINA COMO REALIDAD ECONOMICA

Al iniciarse la década de los 90 cinco países latinoamericanos: Bolivia, Colombia, Ecuador, Perú y Venezuela, se encuentran comprometidos en un proceso de integración cuyo eje directriz es el Acuerdo de Cartagena.

Estos cinco países de la Subregión Andina abarcan en su conjunto 4 millones 718 mil kilómetros cuadrados de extensión territorial y tienen una población de casi 94 millones de habitantes. Se trata de una población joven, pues la mitad de ellos tiene 20 años o menos, y sólo el 3.8% del total de la población tiene más de 65 años.

Los cinco países se encuentran interconectados por una red de carreteras incipiente, cuyas proyecciones de desarrollo e integración han sido descritas en el libro "Proyectos Viales de Integración Andina", editado en meses recientes por la CAF.

La carencia de una red vial suficiente y operativamente eficiente, hace que el intercambio comercial intrasubregional sea bajo (1.800 millones de dólares en 1991 versus 29.464 millones de dólares exportados por la Subregión al resto del mundo en ese año).

La integración energética en sus diferentes formas, es decir, la interconexión eléctrica, la interconexión petrolera y la gasífera, son incipientes y entre algunos países todavía inexistente.

Asimismo, cada país ha hecho esfuerzos independientes para la explotación de sus recursos energéticos, duplicando en muchos casos costos de logística en la exploración-explotación de recursos que se encuentran en zonas fronterizas.

El presente libro pretende dar una visión global de las posibilidades de interconexión de los diferentes recursos energéticos entre los cinco países de la Subregión Andina, y recopila en este esfuerzo las iniciativas y el trabajo de muchos profesionales realizado a lo largo de varios años.

DENSIDAD POBLACIONAL GRAN

Países	Población	(km ²)	hab/(km ²)
BOLIVIA	7.314.000	1.098.581	6.6
COLOMBIA	32.978.000	1.141.748	28.9
ECUADOR	10.782.000	275.830	39.1
PERU	22.332.000	1.285.215	17.4
VENEZUELA	19.735.000	916.445	21.5
GRAN	93.141.000	4.717.819	19.7

INVERSION EXTRANJERA REGISTRADA

(Millones de dólares)

Países	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992*
BOLIVIA	597	598	605	606	608	—	—
COLOMBIA	2.672	2.992	3.011	3.270	3.500	3.602	3.852
ECUADOR	1.371	1.440	1.487	1.544	1.600	1.643	—
PERU	1.165	1.190	1.190	1.198	1.286	1.301	1.302 ¹
VENEZUELA	1.950	2.143	2.516	3.086	3.578	3.749	4.244 ²
GRAN	7.755	8.363	8.809	9.704	10.572	—	—

^{1/} A mayo de 1992^{2/} A agosto de 1992**RESERVAS INTERNACIONALES NETAS - BANCA CENTRAL**

(Millones de dólares)

Países	1987	1988	1989	1990	1991	1992*
BOLIVIA	168	161	19	132	193	227
COLOMBIA	3.540	3.794	3.867	4.501	5.420	7.768
ECUADOR	—151	—176	203	603	760	782
PERU	43	—352	357	531	1.304	2.001
VENEZUELA	9.376	8.771	7.411	11.642	14.105	12.728
GRAN	12.976	10.198	11.857	17.409	22.782	23.506

* Cifras preliminares.

Información: JUNAC, Unidad de Informática.

DEUDA EXTERNA

(Millones de dólares)

Países	1990	1991*	1992*
BOLIVIA ¹	4.200	4.028	3.900
COLOMBIA	17.556	16.975	16.779
ECUADOR	11.856	12.270	12.133
PERU	19.762	20.735	21.333
VENEZUELA	31.000	33.000	31.000
GRAN	84.374	87.008	85.145

^{1/} La deuda externa total de Bolivia es estimada.**EXPORTACIONES FOB AL MUNDO**

(Millones de dólares)

Países	1986	1987	1988	1989	1990	1991*	1992*
BOLIVIA	640	570	597	819	923	851	766
COLOMBIA	5.108	5.024	5.026	5.739	6.765	7.244	7.052
ECUADOR	2.186	1.928	2.193	2.354	2.714	2.851	3.008
PERU	2.359	2.477	2.646	3.438	3.313	3.329	3.484
VENEZUELA	8.664	10.539	9.958	12.914	17.692	15.219	14.073
GRAN	18.957	20.538	20.420	25.264	31.407	29.494	28.383

EXPORTACIONES FOB INTRASUBREGIONAL

(Millones de dólares)

Países	1986	1987	1988	1989	1990	1991*	1992*
BOLIVIA	24	31	28	50	60	82	100
COLOMBIA	281	405	358	309	373	778	1.014
ECUADOR	43	125	177	183	188	204	174
PERU	146	157	188	196	214	269	270
VENEZUELA	161	215	221	300	494	479	826
GRAN	655	933	972	1.038	1.329	1.812	2.184



Sede de la Corporación Andina de Fomento - CAF, Caracas, Venezuela.

LA CAF Y LA INTEGRACION ANDINA

La Corporación Andina de Fomento nació como el órgano financiero de la integración andina; hoy tiene un mandato más amplio y cumple funciones de Banco de Desarrollo, Banco de Comercio Exterior, Banco de Inversiones y Agencia de Promoción.

Como Banco de Desarrollo, la CAF otorga créditos de mediano y largo plazo para la ejecución de proyectos calificados por su prioridad y mérito. Las operaciones de la Corporación se efectúan tanto con el sector público como con el privado de los países miembros.

Como Banco de Comercio Exterior, la CAF financia las exportaciones no tradicionales de los países miembros entre sí o hacia terceros mercados, mediante el Sistema Andino de Financiamiento del Comercio (SAFICO). A través del Mecanismo de Confirmación de Cartas de Crédito (MECOFIN) facilita las importaciones de bienes, servicios o insumos necesarios para el desarrollo industrial subregional.

Como Banco de Inversiones, la CAF puede participar en el capital accionario de proyectos de alto contenido integracionista. El aporte, en estos casos, es "capital semilla" cuya función principal es consolidar nuevas empresas. Una vez logrado este propósito, el capital de la CAF es retirado para volver a ser utilizado con estos mismos fines en nuevos proyectos.

Como Agencia de Promoción, la CAF elabora estudios destinados a identificar oportunidades de inversión cuyos resultados se difunden entre los países; proporciona asistencia técnica y financiera para la preparación y ejecución de proyectos multinacionales o de complementación; promueve aportes de capital y tecnología; e impulsa la organización, ampliación o conversión de empresas. La CAF estimula la participación del sector empresarial privado en la conformación de empresas multinacionales andinas y en la reactivación del comercio intrasubregional.

La Corporación Andina de Fomento ha iniciado ahora, conjugando varias de las funciones que ha venido desempeñando, una agresiva etapa de promoción y gestión del financiamiento de la integración física de la subregión.

De esta forma se constituirá en el soporte fundamental de la integración física, y así proporcionará bases reales para lograr la integración política y económica de la subregión.

EL PLAN DE ACCION DE CAF

El Presidente de la Corporación Andina de Fomento, Dr. L. Enrique García R., al poco tiempo de asumir su mandato, dispuso la implementación de un "Plan de Acción para la Participación de CAF en los Proyectos de Infraestructura Física e Integración Fronteriza" que comprende en una primera etapa la identificación y la recopilación de los proyectos de integración física en los sectores de vialidad y energía, y en este último caso principalmente, en las áreas de electricidad, petróleo y gas.

Un excelente equipo de Consultores de alto nivel ha realizado la recopilación y evaluación de estos proyectos, y como complemento se han contrastado estos proyectos con los planes de emergencia sectorial de los cinco países, para cuya compatibilización se ha contado con la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), por encargo de CAF.

ELECTRICIDAD

Cada uno de los cinco países ha resuelto en forma aislada y de acuerdo a sus propios programas sectoriales, la construcción de su infraestructura de generación y transmisión en el sector eléctrico.

Esta concepción trae como consecuencia dos situaciones especiales si se quiere mirar al Grupo Andino como un conjunto. La primera, que existe una desproporción entre la capacidad instalada y la demanda real entre los diferentes países, lo cual posibilita solucionar el problema mediante una interconexión global. Pero la segunda situación es que al haberse diseñado las redes de transmisión con criterio nacional dentro de cada país, se hace necesario en algunos casos replantear el diseño de las redes nacionales actuales, para permitir las interconexiones necesarias en las zonas de frontera en las magnitudes que la demanda real requiere.

Si observamos las cifras mostradas en el informe de Venezuela, veremos que la capacidad instalada total es del orden de los 18.500 MW, mientras que la demanda máxima actual es de los 9.000 MW.

proyectado para 9.000 MW adicionales, es decir, siempre habrá entre 5.000 y 10.000 MW de capacidad instalada sobrante en el sistema.

En el caso de Colombia, gran parte del racionamiento eléctrico se ha debido a un déficit de 800 MW en capacidad de generación térmica, que actualmente se está tratando de corregir.

Ecuador necesita resolver un problema de generación térmica del orden de los 350 MW para evitar los racionamientos en períodos críticos, y el norte del Perú resolvería su problema con 100 MW adicionales. Si sumamos el total requerido por el norte del Perú, Ecuador y Colombia llegamos apenas a 1.250 MW, cifra mucho menor que el excedente de capacidad instalada en Venezuela, por lo cual los programas de interconexión que se proponen resolverían ampliamente los problemas de racionamiento.

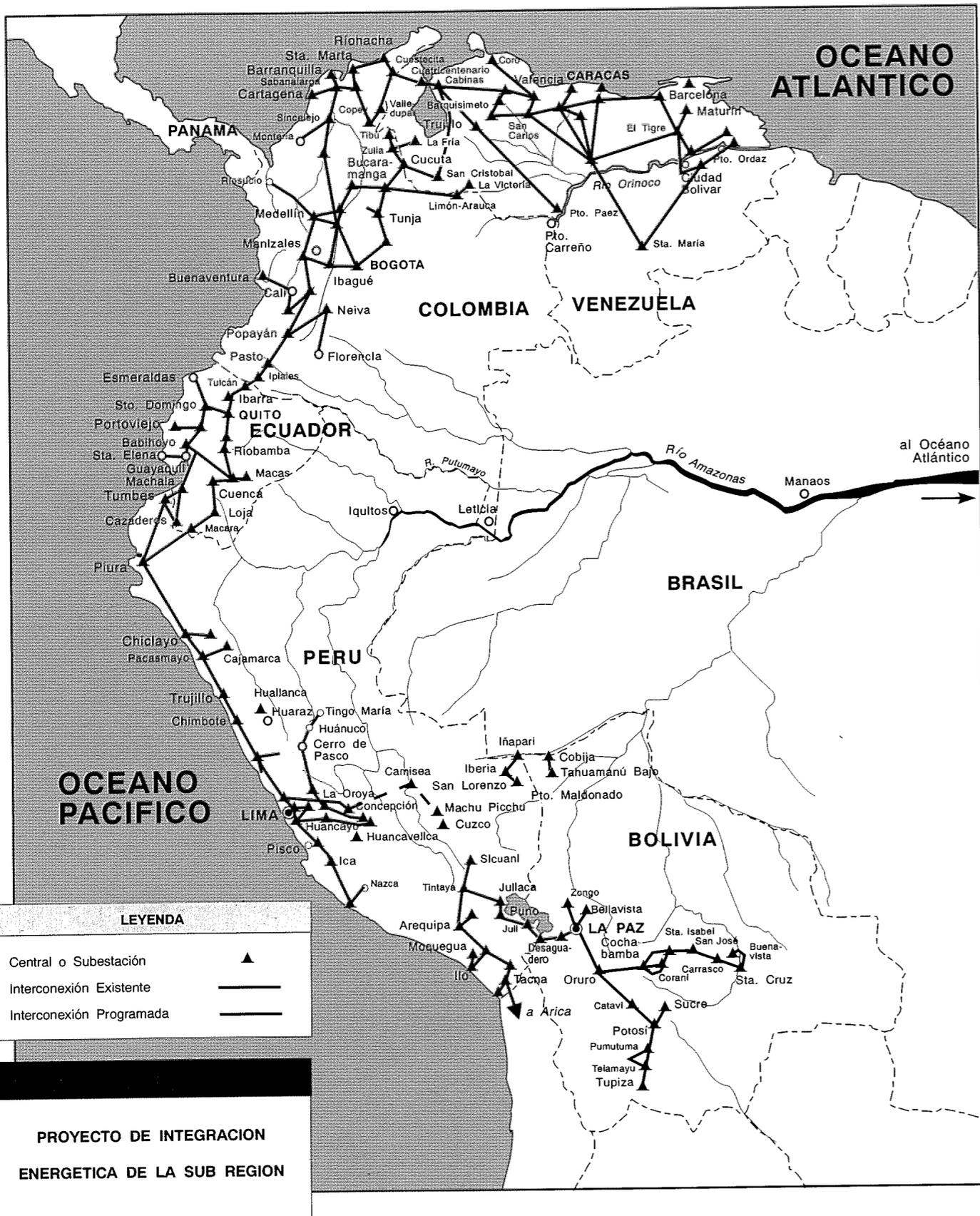
El déficit del sur del Perú puede ser suplido por cualquiera de las tres alternativas que se proponen, sea usando gas boliviano suministrado vía Desaguadero o vía Arica, o en su defecto una interconexión de redes eléctricas efectuando la correspondiente corrección de ciclaje.

Estas reflexiones nos llevan al convencimiento que la interconexión eléctrica de los países del Grupo Andino es ya una necesidad imprescindible.

"PLAN MAESTRO" DE INTERCONEXION ELECTRICA

En ese sentido, nos permitimos recomendar la elaboración de un "Plan Maestro" de Interconexión Eléctrica entre los cinco países, que contemple el análisis de los siguientes aspectos:

1. Áreas de interconexión preferidas.
2. Mejoras que se requieren en las redes actuales internas de cada país, para hacer viables las interconexiones propuestas y estimado de las inversiones necesarias.
3. Análisis del estado actual de la infraestructura eléctrica en cada país.
4. Determinación de una secuencia para el desarrollo del programa de estas interconexiones.



PETROLEO

En el campo de petróleo e hidrocarburos líquidos, hasta la fecha sólo existen programas de exploración y explotación de carácter nacional y de momento no existen programas concretos conocidos para labores conjuntas en zonas fronterizas que, sin embargo, deberían fomentarse.

Hay tres áreas en las cuales hemos encontrado posibilidades de integración y que son muy importantes.

La primera se refiere a la unificación de esfuerzos para los efectos de la logística con el fin de optimizar los costos y los resultados de las operaciones de la exploración y explotación petrolera en las áreas fronterizas.

La segunda es la posibilidad de interconectar oleoductos para optimizar su utilización. Este caso es típico entre el oleoducto transecuatoriano y el oleoducto colombiano, y será muy importante considerar la misma posibilidad para la explotación de los campos de la zona sur del oriente ecuatoriano que se encuentran más próximos del oleoducto nor-peruano que está subutilizado.

La tercera área de colaboración de los hidrocarburos líquidos se refiere a programas de compra de largo plazo. Se trata de crear mecanismos financieros que ayuden a establecer programas de compra de hidrocarburos líquidos a largo plazo, triangulando las operaciones con terceros países para no comprometer la balanza comercial entre el país comprador y el país vendedor.

Un caso típico de esta situación es la venta de hidrocarburos líquidos a Colombia por parte de Venezuela. Un tercer país que necesite productos colombianos (hay varios interesados en el Asia) puede asegurar el pago de los hidrocarburos líquidos venezolanos triangulando la operación, permitiendo así un abastecimiento seguro sin afectar la balanza comercial entre los dos países. La Banca Multilateral puede apoyar garantizando las operaciones.

Con el mismo criterio se podría analizar las ventas de crudo que realizan el Ecuador y Colombia hacia el Perú.

CARBON

El carbón es un recurso natural muy poco explotado en la Subregión. Venezuela y sobre todo Colombia tienen los mayores programas de desarrollo y en algunos casos en zonas fronterizas. También ahí puede establecerse un programa de cooperación que permita identificar los esfuerzos que ambos países puedan realizar para optimizar los costos y los resultados de las operaciones de exploración y explotación del carbón en las zonas fronterizas de ambos países.

Es importante iniciar una política de investigación y desarrollo del potencial carbonífero de la Subregión, que debería tener una participación mucho mayor en la generación de energía en los países andinos.

Téngase presente que en Estados Unidos el 56% de la energía comercial generada se produce a base de carbón, y en la Subregión Andina la participación del carbón en generación de energía es casi nula.

GAS

Los hallazgos recientes de gas en Colombia, en los yacimientos de Cusiana, hacen aparentemente innecesaria la interconexión de los gasoductos de Colombia y Venezuela para optimizar su explotación, ya que en ambos casos se trata de reservas cuantiosas.

El caso más destacado que requiere ser revaluado a la luz de las informaciones y acontecimientos más recientes, es el de la explotación de los yacimientos de Camisea, en el Perú.

Según las últimas informaciones, los requerimientos del mercado industrial de Sao Paulo para el año 2005 van a ser de 80 millones de m³/día de suministro nuevo. Los acuerdos de venta de gas que ha celebrado Bolivia con el Brasil permitirán una venta que en el mejor de los casos podrá llegar a suministrar 30 millones de m³/día, y las posibilidades del norte de Argentina pueden llegar a un suministro a Brasil de 20 millones de m³/día.

Esto evidencia que Brasil tendrá una demanda no cubierta del orden de 30 millones de m³/día en el mediano plazo.

Por esta razón, deberá evaluarse seriamente en el Perú la posibilidad de interconectar Camisea con un gasoducto que sin tocar la cordillera lleve el gas directamente a la zona de Santa Cruz (Bolivia), para poder completar el suministro que Brasil requerirá.

Esta nueva circunstancia le da una justificación diferente al planteamiento con que debe encararse la escala de explotación inicial del yacimiento de Camisea.

Una exportación prevista de esta magnitud hacia un mercado estable, hace factible no sólo el desarrollo de los campos sino que permite además volver a considerar el abastecimiento de gas natural a otras zonas de la costa del Perú como producción de costo marginal.

En el intertanto, se ha llegado recientemente a un acuerdo entre Bolivia y Chile para la venta de gas boliviano al norte de Chile. Esta interconexión gasífera debería evaluarse considerando la posibilidad de extender el gasoducto desde Arica hasta Ilo, importante nuevo polo de desarrollo en el sur del Perú que representa a la fecha un mercado potencial de energía eléctrica de 150 MW para su desarrollo minero, con proyecciones mayores para el desarrollo de la Zona Franca Industrial Peruano-Boliviana.

Tanto en el caso de interconexiones eléctricas como en las de gas, es importante establecer y estandarizar fórmulas polinómicas equitativas para los precios de venta que faciliten estas negociaciones, que en un futuro tendrán que ser cada vez más frecuentes.

OTRAS FUENTES DE ENERGIA

Considerando las otras fuentes de energía, como por ejemplo, energía geotérmica, bioenergía, energía solar y energía eólica, su utilización en los diferentes países del Grupo Andino es todavía muy reducida, y tal vez de

ellas la que tiene un mayor potencial de explotación y que podría contribuir con sus recursos a reforzar el programa de interconexión es la energía geotérmica.

Por tanto, nos permitimos recomendar se inicie un programa de investigación que permita verificar las reservas probables de energía geotérmica en las áreas donde se ha encontrado este recurso natural.

PROYECTOS IDENTIFICADOS

El equipo de Consultores de CAF ha identificado 44 proyectos del sector energético con impacto de integración entre los cinco países del Grupo Andino.

En este libro se presentan todos los proyectos seleccionados para mostrar las opciones que existen para la integración energética de la Subregión.

En reuniones sucesivas entre Ministros de Energía de países fronterizos se va a establecer un proceso de análisis de todos estos proyectos para determinar su priorización, de manera que la próxima reunión de Ministros de Energía de América Latina, los Ministros del Grupo Andino presenten la relación de proyectos que ellos han considerado prioritarios y cuyo financiamiento se va a procurar.

Un factor importante que se tendrá en consideración al momento de elegir el financiamiento más conveniente, es la probable participación del sector privado en la inversión y gestión de algunos de los proyectos. La privatización de la infraestructura se está dando con énfasis en varios países y ya existen organismos multilaterales de crédito que están considerando alternativas de financiamiento novedosos, como por ejemplo, B.O.T. (Bill Operate and Transfer).

LA VISION DE OLADE

Hemos querido completar este libro con una síntesis preparada por la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE) sobre las perspectivas y proyecciones del sector energético en los países de la Subregión Andina.

BOLIVIA

Proyectos energéticos de integración

JORGE O'CONNOR D'ARLACH

Jorge O'Connor D'Arlach: Ingeniero Mecánico - Bolivia.

- *Post Grado en la Confederación of British Industries en "Centrales Hidroeléctricas", en el Center for Advanced Engeneering Study, Massachusetts Institute of Technology, Cambridge, Massachusetts, U.S.A.*
- *Ha sido Gerente General de la Empresa de Electricidad Nacional de Bolivia, Ministro de Energía e Hidrocarburos y Embajador de Bolivia en Brasil.*

1. EL SECTOR ENERGETICO EN BOLIVIA

El sector energético boliviano se sustenta en los hidrocarburos, la energía eléctrica y las energías no convencionales. Al igual que otros sectores, como el de Transportes y Comunicaciones, se está desarrollando con renovada vocación integracionista, resaltando el subsector gasífero mediante la exportación en actual operación a la Argentina, la próxima integración con Brasil emergente de los Convenios recientemente suscritos y las negociaciones en el marco del Acuerdo de Complementación Económica con Chile.

El objetivo prioritario de la política hidrocarbúfera boliviana es el de incorporar reservas de petróleo y condensado para incrementar la producción de líquidos, lo que por las características de los yacimientos conlleva a diversificar y ampliar los mercados internos y externos de gas natural.

En el caso del subsector eléctrico, se consideran como objetivos principales el suministrar electricidad al

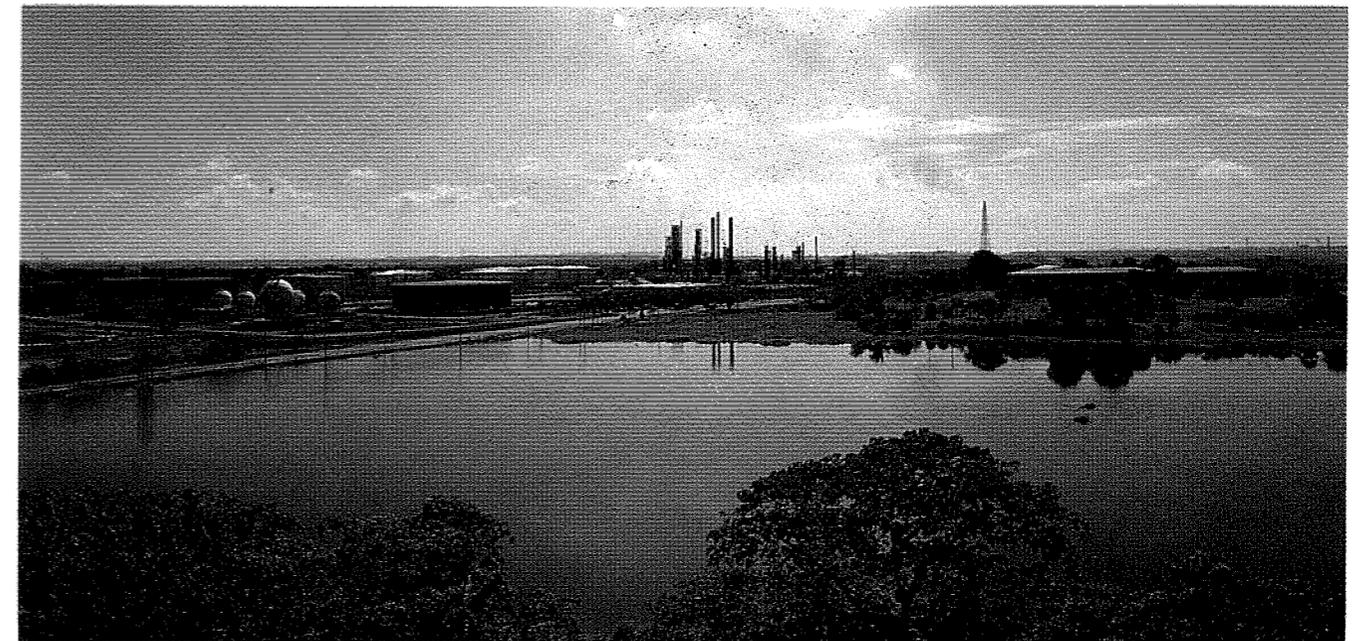
mayor número de usuarios de manera suficiente, confiable, oportuna y al menor costo posible, sin afectar la salud financiera de las empresas del subsector.

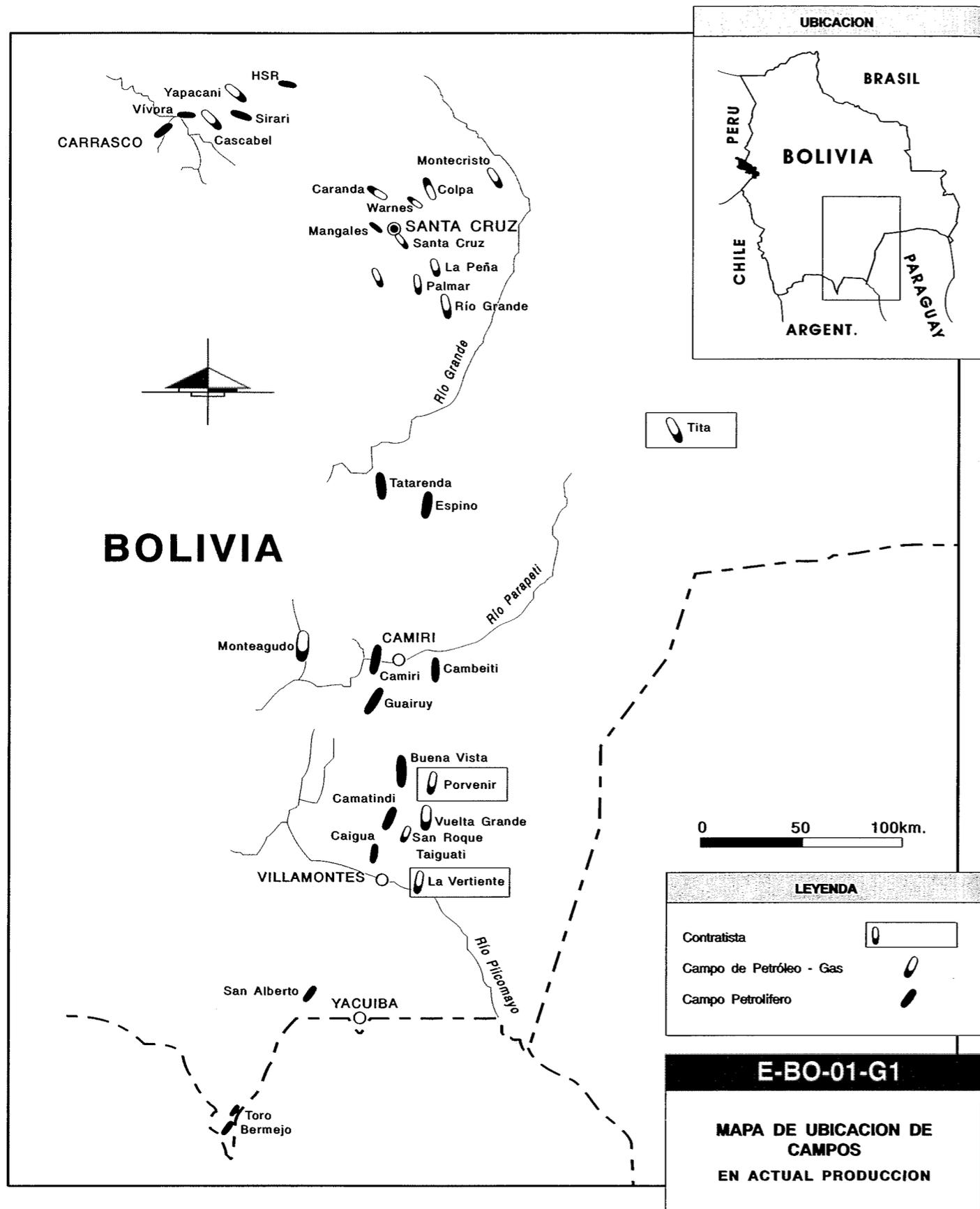
1.1. Hidrocarburos

Las reservas probadas remanentes de hidrocarburos¹ ascienden a 4.18 BPC (10¹²PC) y 118 MMBbl (10⁶ Bbl) de gas natural y petróleo respectivamente (ver mapa E-BO-01-G1).

La reserva hidrocarbúfera descubierta hasta 1990² es de 2.033 millones de barriles equivalentes, correspondiendo tan sólo un 25% a petróleo y condensado y el 75% a gas natural. En este sentido se puede indicar que Bolivia es un país primordialmente gasífero.

1. Boletín 1/93, enero 1993. Plan Nacional de Energía. La Paz, Bolivia.
2. La Política Sectorial de Hidrocarburos, mayo 1992 Müller & Asociados. La Paz, Bolivia.





El área sedimentaria útil^{1, 2} tiene una superficie del orden de los 520.000 Km², de los cuales un 30% no ha sido explorado a la fecha. Actualmente se encuentra un 25% bajo operación de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos YPFB, un 25% bajo la modalidad de contratos de operación con la empresa privada, un 5% en negociación para la suscripción de nuevos contratos y un 45% de áreas libres. Es importante señalar, que las áreas denominadas Llanura Chaco-Beniense, Faja Subandina y la del Altiplano se inician en la frontera común con el Perú y se extienden hasta el sur de Bolivia.

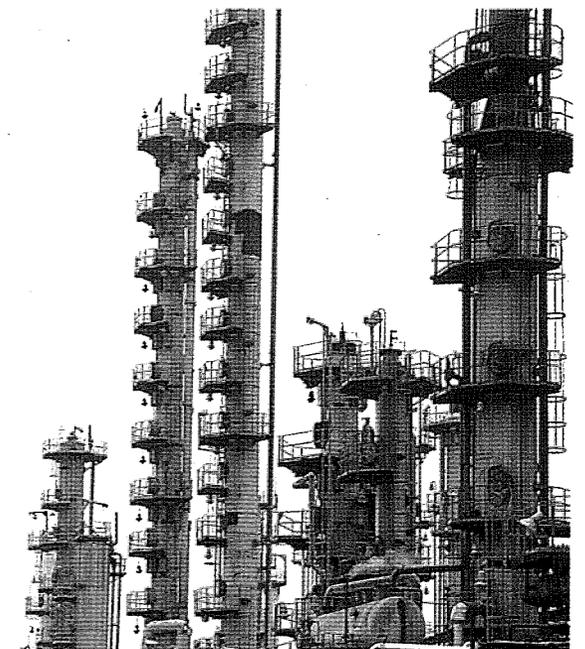
La red de ductos de YPFB en operación tiene una longitud de 6.925 Km, resaltando la infraestructura de exportación con el oleoducto hasta Arica, sobre el Océano Pacífico, y el gasoducto hacia la República Argentina.

En el año 1991, el consumo interno de derivados de petróleo y de gas natural³ fue de 9.188 MBbl y de 28 MMMPC, respectivamente.

En la actualidad el país se autoabastece de hidrocarburos líquidos; las importaciones y exportaciones de derivados aún no son significativas.

En el campo del gas natural, Bolivia se autoabastece y exporta desde hace más de 20 años a la Argentina habiendo sido el promedio diario de exportación en 1992 de 206 MMPCD¹. El contrato original concluyó en abril de 1992 habiéndose convenido una ampliación inicial del mismo hasta fines de 1993. Se estima, sin embargo, que las exportaciones de gas boliviano continuarán por un período mayor, con una eventual disminución gradual de los volúmenes.

Por otra parte, el Convenio Gasífero suscrito con Brasil el 17 de agosto de 1992 y complementado el 17 de febrero de 1993, tiene profundas implicaciones en el diseño de la estrategia energética boliviana. El flu-



jo de 16 MMM3D (565 MMPCD) de gas natural al Brasil durante 20 años, se sustentará en un incremento sustancial de las tareas de exploración y desarrollo para disponer de una producción suficiente que garantice el abastecimiento de los mercados internacionales y la demanda interna en franca expansión.

Adicionalmente, se continuará impulsando el proyecto de venta de gas natural al norte de Chile, promoviendo la construcción de un gasoducto que conecte los campos del sureste boliviano con Tocopilla y Antofagasta sobre el Océano Pacífico.

Además de YPFB, operan bajo la modalidad de contrato de operación las empresas Tesoro, Occidental, Texaco, Exxon, Mobil, Maxus, Sun Oil, Sol Petróleo, Phillips Petroleum, Santa Fe, Chevron, Pluspetrol, Pérez Companc y las bolivianas Sopetrol y Petrolex, entre otras.

En los mapas E-BO-02-G1 y E-BO-03-G1, se muestra la red de oleoductos y poliductos y la red de gasoductos respectivamente.

3. Boletín 2/92, marzo 1992. Plan Nacional de Energía. La Paz, Bolivia.

1.2 Energía eléctrica

De acuerdo al Código de Electricidad vigente, tanto la generación para consumo propio (autogeneración), como el servicio público, entendido como la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica para su venta a terceros, puede ser ejercido por personas individuales o colectivas, nacionales o extranjeras.

El Código de Electricidad dispone que las tarifas para el suministro de energía eléctrica, tanto para las empresas nacionales como para las extranjeras, se fijen de tal manera que permitan recuperar los costos, incluida la depreciación y adicionalmente provean una rentabilidad del 9% sobre las inversiones inmovilizadas revaluadas.

Las principales empresas en operación son, por una parte, la Empresa Nacional de Electricidad S.A. (ENDE), sociedad de capital estatal, creada por el gobierno boliviano en 1962, y por otra, la Compañía Boliviana de Energía Eléctrica (COBEE), sociedad de capital extranjera de origen canadiense, trabajando ininterrumpidamente en Bolivia desde 1925.

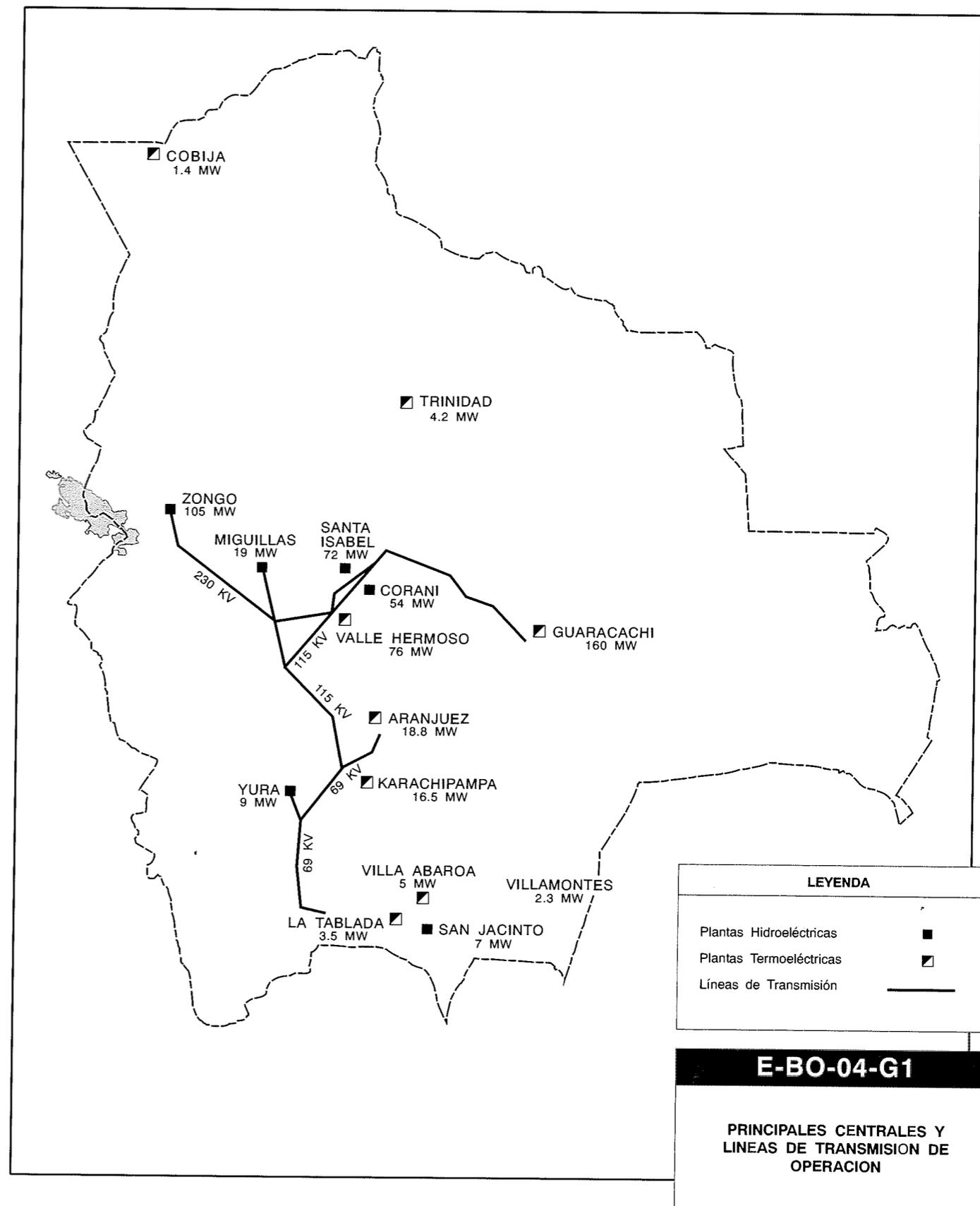
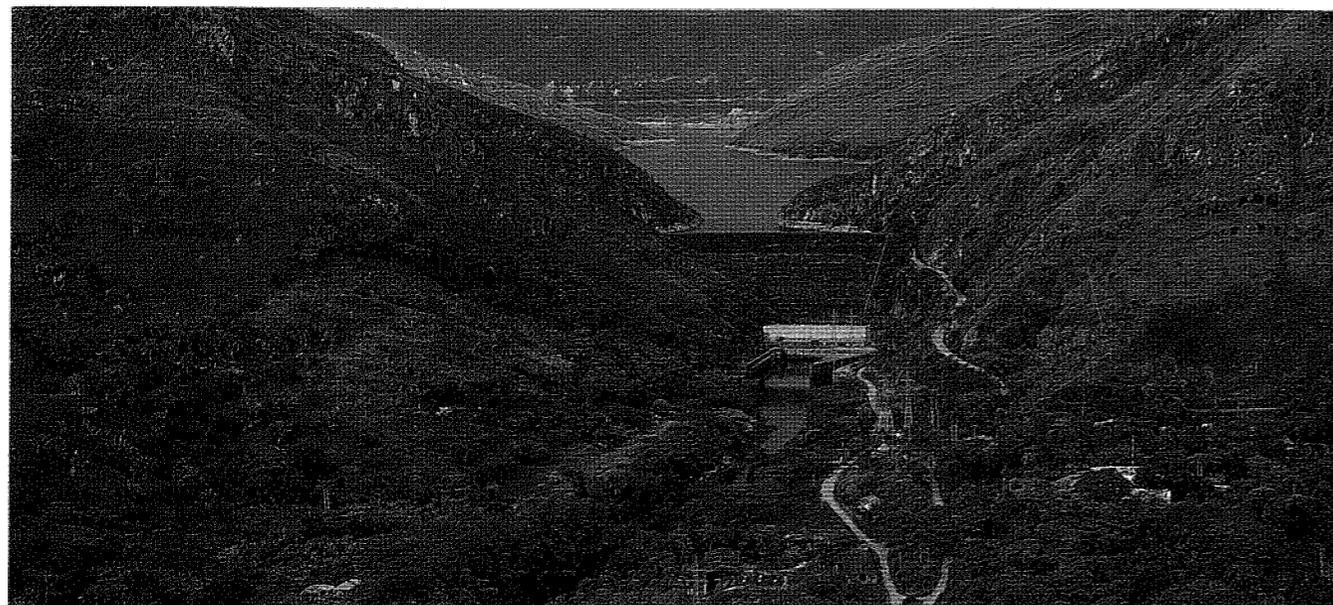
El potencial hidroeléctrico bruto de Bolivia está estimado en 334.100 MW, el económicamente aprovechable en 39.870 MW, el inventariado en proyectos específicos en 10.700 MW y el potencial hidroeléctrico en operación a la fecha en 308 MW de acuerdo a datos suministrados por ENDE⁴.

La potencia hidro y termoeléctrica instalada en Bolivia¹ es de 725.5 MW aportados por ENDE con 437.9 MW, COBEE con 142.2 MW, autoprodutores con 108.1 MW y otras empresas de servicio público con 37.3 MW.

En 1992 la generación total de energía eléctrica¹ fue de 2.402 Gigawattioshora (GWh) a partir de un 56% de fuentes hidroeléctricas y el 44% de fuentes termoeléctricas; se realizó con un aporte del 56% de ENDE, 32% de COBEE, 10% de autoprodutores y un 2% de otras empresas de servicio público.

En el mapa E-BO-04-G1 se muestran las principales centrales y líneas de transmisión en operación.

4. Memoria Anual, 1990. Empresa Nacional de Electricidad. Cochabamba, Bolivia.



2. PROYECTOS DE INTEGRACION ENERGETICA CON EL PERU

Los proyectos encontrados y concebidos a raíz del presente trabajo y que se resumen a continuación, han permitido suponer que podrían existir condiciones para impulsar la integración energética con el Sur del Perú, tomando como base el gas natural boliviano y la infraestructura para transporte de hidrocarburos y energía eléctrica que posee Bolivia.

2.1 Estudio de abastecimiento de energía eléctrica en la región fronteriza boliviano-peruana

Este estudio⁵ fue financiado por el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) y concluido en Diciembre de 1990. Su principal objetivo fue el de hacer un inventario de posibles proyectos en el sector eléctrico de toda la zona evaluada sobre la base de un análisis de la demanda de energía eléctrica. Estos proyectos son basados principalmente en recursos energéticos renovables, como los hidroeléctricos y los de energía no convencional (solar, eólica, biomasa).

La zona evaluada por este estudio se muestra en el mapa E-BO-05-G1; abarca parcialmente a los departamentos de Puno, Tacna y Madre de Dios en el Perú, así como La Paz y Pando en Bolivia, con una superficie de 157.000 Km² en el Perú y 74.000 Km² en Bolivia, se extiende sobre tres regiones bien diferenciadas desde el punto de vista económico y climático designadas como Zona 1, 2 y 3 de Sur a Norte, cuya descripción es la siguiente:

Zona 1: Se la denomina "Altiplano", corresponde básicamente a las provincias boliviano-peruanas que se encuentran alrededor del Lago Titicaca y toda su área de influencia abarca las provincias J. Manuel Pando,

Muñecas (parcialmente), Pacajes, Camacho, Omasuyos, Los Andes, Ingavi y Manco Capac en el departamento de La Paz en Bolivia, así como las provincias Huancané, Chucuito, Yunguyo del departamento de Puno y las partes correspondientes al altiplano de las provincias de Tarata y Tacna en el Perú.

El Altiplano constituye la región más poblada y de mayor demanda potencial de energía. La accesibilidad a los centros poblados es generalmente aceptable en toda esta zona; el potencial energético es relativamente bajo en cuanto a recursos hidroeléctricos, debido a la falta de pendiente y a la escasez relativa de agua sobre todo en la estación seca.

El potencial en cuanto a la energía solar y eólica es relativamente alto; sobre todo, la energía solar debería representar una buena posibilidad para suministrar electricidad en poblaciones aisladas.

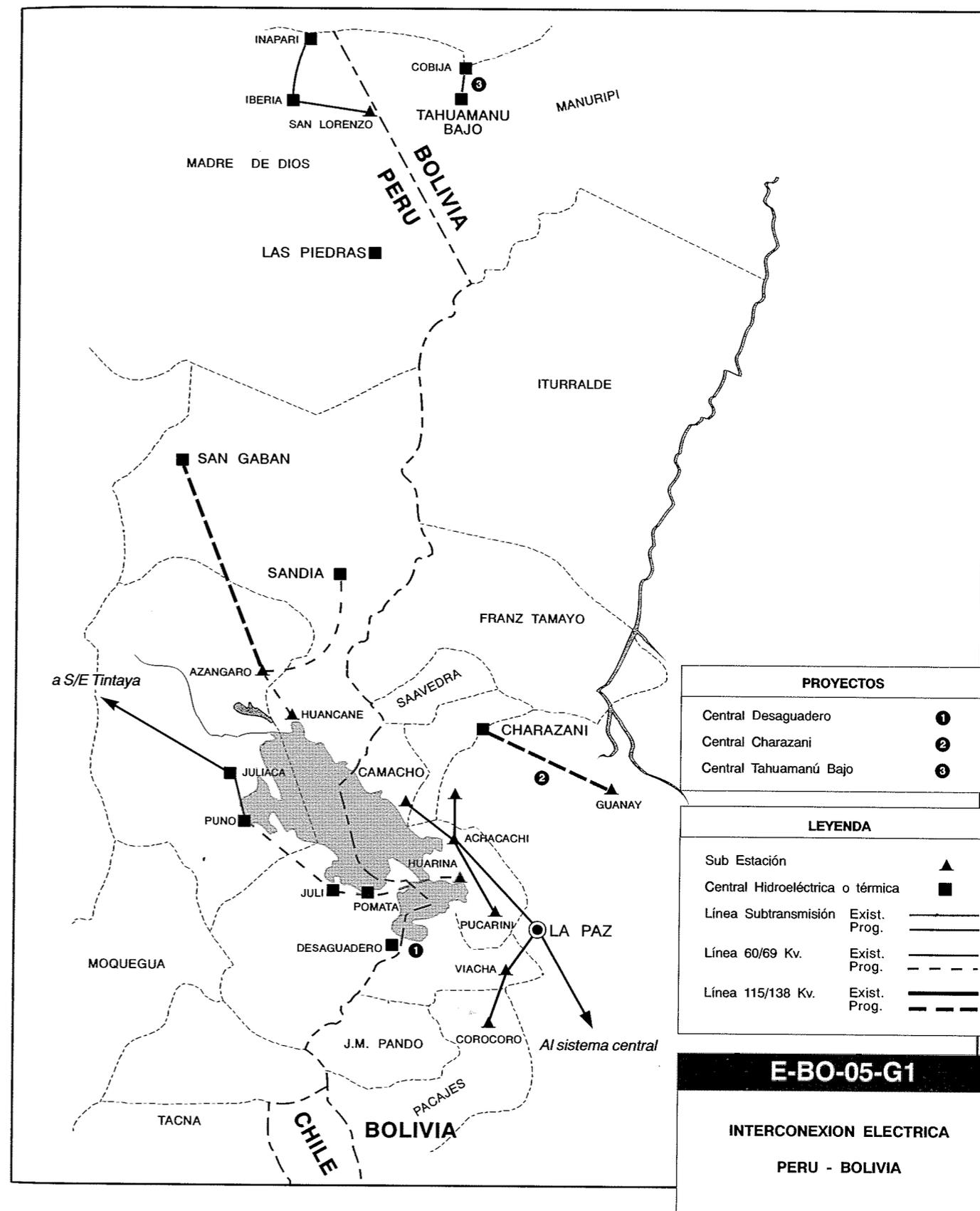
Zona 2: Se la denomina "Cordillera y Pie de Monte", corresponde a la parte más montañosa de la región de estudio. Abarca principalmente a las provincias bolivianas de Saavedra, Franz Tamayo y Muñecas (parcialmente) en el departamento de La Paz, así como a las provincias peruanas de Sandía y Carabaya en el departamento de Puno y se caracteriza por su considerable potencial hidroeléctrico.

La accesibilidad es relativamente aceptable, por lo menos en período seco y para fines de reconocimiento o estudio.

La población es muy escasa con una demanda potencial reducida, con la excepción de algunas minas con demandas de varias decenas a varias centenas de KW.

Zona 3: Se la denomina "Selva"; corresponde a las provincias Nicolás Suárez y Manuripi del departamento de Pando, así como a la totalidad del departamento de Madre de Dios, en Bolivia y Perú respectivamente.

Esta zona es de tipo tropical o ecuatorial, cubierta en gran parte por la selva amazónica. La mayor parte de



5. Abastecimiento de Energía Eléctrica en la Región Fronteriza Bolivia-Perú, diciembre 1990. Empresa Nacional de Electricidad. Cochabamba, Bolivia.

la zona está despoblada; sin embargo, algunas pequeñas ciudades empiezan a desarrollarse, como Puerto Maldonado en el Perú y Cobija en Bolivia.

Esta zona tiene un potencial económico y energético apreciable; su desarrollo está condicionado por los problemas de accesibilidad terrestre. Los ríos son caudalosos, pero anchos, poco accesibles y mal conocidos; esto dificulta los reconocimientos y por supuesto la realización de cualquier proyecto hidroeléctrico.

El potencial energético relacionado con la biomasa es enorme. Por ahora, varias pequeñas centrales se están instalando en el Perú (sobre todo con base en gasógenos), en poblaciones aisladas; el crecimiento económico de la zona inducirá demandas futuras apreciables, que llevarían a considerar centrales de potencias superiores.

Del análisis en las zonas del estudio, se concluye que las demandas anuales a satisfacer en los centros de consumo existentes hacia el año 2000, serían en Bo-

livia de 25.800 MWh (90% en el Altiplano-Zona 1 y 10% en Cobija-Zona 3), o aproximadamente 10 MW con un factor de carga del 30% y de 34.200 MWh en el Perú (30% en el Altiplano-Zona 1 y 70% en Madre de Dios-Zona 3), o aproximadamente 13 MW con un factor de carga de 30%.

Para las cargas particulares, existe un potencial de 92.000 MWh anuales en Bolivia y 168.000 MWh en el Perú. Sin embargo, se concluye que gran parte de este potencial corresponde a minas de oro de la región de Puerto Maldonado, que por su variabilidad y localización no se consideran en el paso siguiente del análisis.

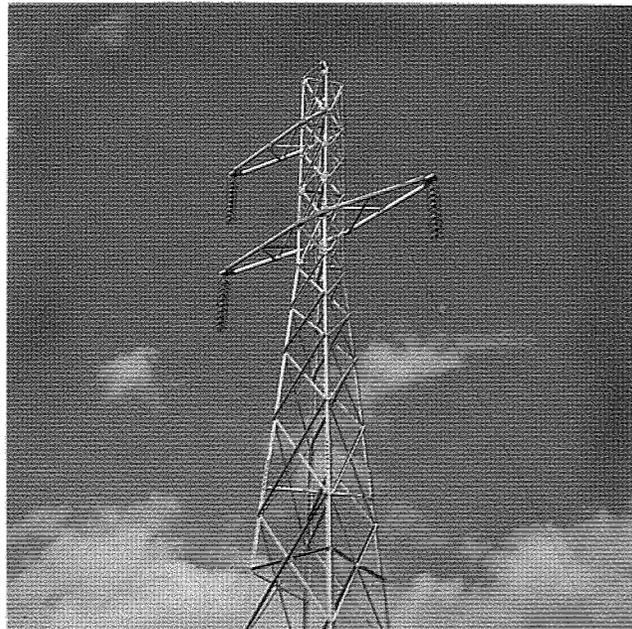
Como resultado del estudio, se seleccionaron tres proyectos hidroeléctricos en la parte boliviana, dos sobre el río Charazani (Zona 2) y uno en el río Tahuamanu (Zona 3).

A. PROYECTOS SOBRE EL RIO CHARAZANI

En el río Charazani, en la provincia Saavedra (Zona 2) del departamento de La Paz, se identificaron tres esquemas de aprovechamiento con capacidades instaladas de 25, 40 y 50 MW, respectivamente.

Los esquemas examinados de 25 y 40 MW., son bastante parecidos, tanto a nivel técnico como económico. Sobre la base de su costo económico y de su dimensionamiento, el aprovechamiento de 25 MW parecía el más conveniente con las siguientes características técnicas: una toma en río de tipo "por debajo", un desarenador, unas obras de conducción incluyendo túnel, chimenea de equilibrio y tubería forzada y una central de tres unidades Pelton, con una energía producible de 147 GWh anuales y potencia garantizada de 5 MW a un costo de generación de 0,041 US\$/KWh (tasa de descuento = 12%).

Los estudios de conexión con la red interconectada boliviana, en una próxima fase de evaluación, podrían modificar la comparación. Sin embargo, se han examinado dos variantes de conexión de la central de



Charazani: hasta el sistema del Proyecto Larecaja actualmente en principio de ejecución por parte de ENDE, o hacia Mina Matilde, en las proximidades del Lago Titicaca, para contribuir a alimentar las zonas de la frontera. La evacuación a través de Larecaja es la que parecía más conveniente con una subestación elevadora en la central de 2 x 15 MVA y una línea de 115 KW de 80 Km hasta la subestación Guanay.

B. PROYECTO SOBRE EL RIO TAHUAMANU BAJO

Este proyecto está ubicado sobre el río del mismo nombre en la localidad de Cachuelita, 47 Km al sur de la ciudad de Cobija (Zona 3), contiene un barraje móvil con 3 compuertas y una casa de máquinas equipada con dos unidades bulbo de 1 MW cada una. La energía anual producible está comprendida entre 14 GWh y 12.9 GWh, la potencia garantizada es de 1.3 MW. El costo de generación está comprendido entre 0,088 US\$/KWh y 0,102 US\$/KWh.

En el mapa E-BO-06-G1 se muestran las líneas de sub

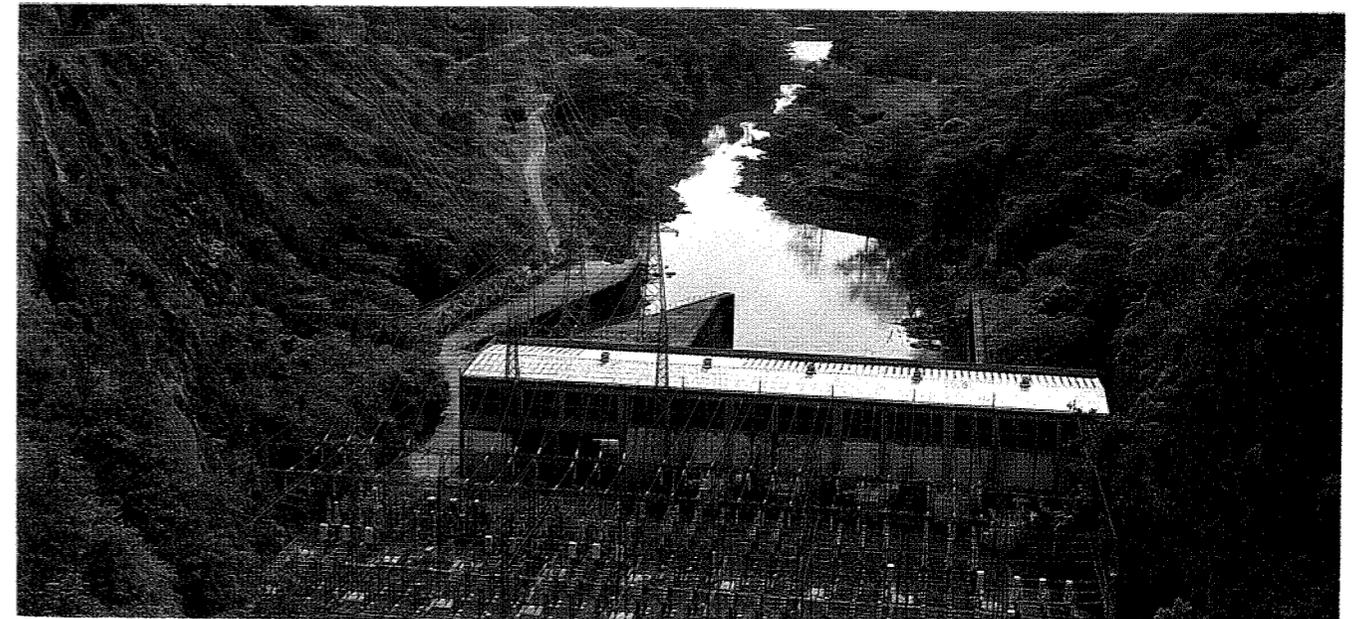
y transmisión, así como los posibles proyectos hidroeléctricos y de transmisión.

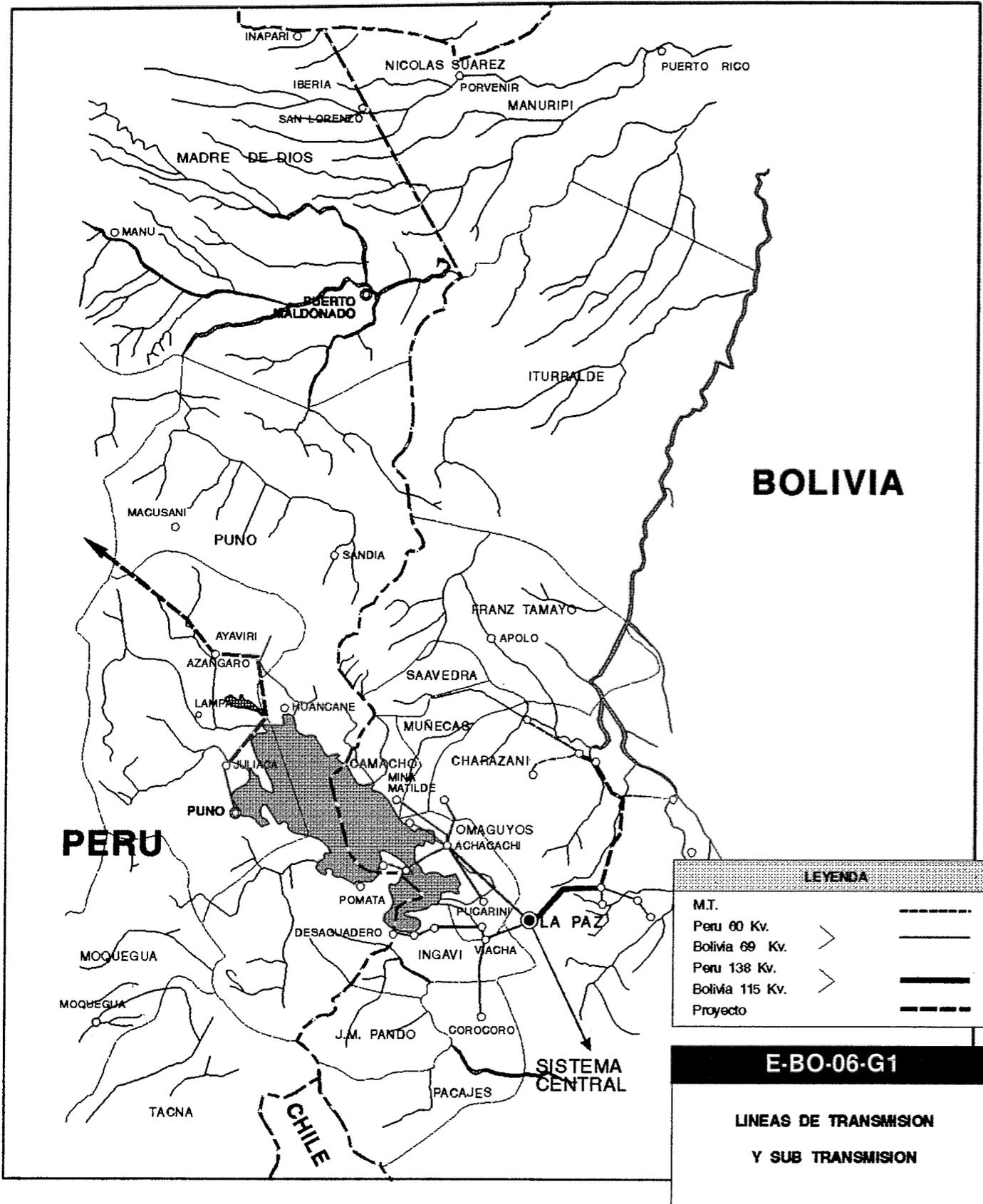
C. ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD DEL PROYECTO HIDROELECTRICO TAHUAMANU

Este estudio concluido en Marzo de 1992 ha sido realizado por ENDE e incluye estudios de complementación y actualización de proyección de la demanda de energía eléctrica, topografía, hidrología, geología, incorpora consideraciones medio ambientales, optimización de potencia y energía, revisó el esquema de desarrollo del proyecto y estudió dos sitios adicionales para la presa.

Se consideró únicamente la demanda del sistema aislado Cobija-Villa Bush-Porvenir ante la imposibilidad de obtener información de demanda en las poblaciones de Villa Pitación y Brasilea en Brasil, lo que evidentemente altera la factibilidad económica del proyecto.

Se recomienda instalar una estación fluviométrica en la zona.





2.2 Integración energética con el sur del Perú, con base en gas natural boliviano

2.2.1 Antecedentes

Este es un proyecto identificado a raíz del presente estudio encomendado por la Corporación Andina de Fomento, se encuentra a nivel de idea o concepción basándose en las siguientes consideraciones:

- En Bolivia existen reservas probadas, desarrolladas y en explotación o listas para la explotación, de gas natural muy superiores a las necesarias para cubrir la demanda interna en un período razonable.
- La red de gasoductos en actual operación tiene una longitud de 2.838 kilómetros y llega hasta Viacha, distante 80 kilómetros de Desaguadero, localidad fronteriza con el Perú.
- El sistema interconectado boliviano de transmisión en alta tensión llega hasta Kenko, en las proximidades de la ciudad de La Paz, distante 80 kilómetros de Desaguadero.
- En el sur del Perú existe un consumo importante de hidrocarburos líquidos, que podrían ser sustituidos en buena parte por gas natural.

En efecto, de acuerdo a la información presentada en el estudio "Mercado Interno de Hidrocarburos para la Región Sur del Perú" elaborado por Sandra Chevarría Lazo, se muestra que los principales consumidores de hidrocarburos líquidos en esta región son la Southern Perú Copper Corporation (SOUTHERN) con un consumo de 6.395 BPD y las empresas de servicio público de electricidad con 1.271 BPD, de un total de 10.768 BPD considerando a 1988 como año base.

Con el objeto de ampliar la información sobre el mercado potencial para hidrocarburos y energía eléctrica de origen boliviano en el Sur del Perú, se realizaron

durante el mes de marzo de 1992, entrevistas con los ejecutivos de ELECTROPERU y SOUTHERN.

ELECTROPERU consideraría conveniente incorporar un soporte térmico de alrededor de 25 MW, sin considerar las necesidades de SOUTHERN, que será complementado con la construcción a partir del segundo semestre de 1993, de la línea de transmisión Tintaya-Socabaya, cuyo costo se estima en 35 millones de dólares.

En la actualidad, los requerimientos de energía eléctrica del complejo minero-metalúrgico de la SOUTHERN están cubiertos por una central con turbinas de vapor en Ilo, de 172 MW de potencia instalada, pero con una capacidad de calderas de alrededor de 100 MW, limitando a este nivel la potencia pico. Esta central utiliza petróleo residual y aprovecha el calor producido por los hornos de fundición, habiendo generado 681 GWh en 1990.

La red eléctrica de SOUTHERN, conformada por el anillo Ilo-Toquepala-Cuajone y conectada con el Sistema Interconectado del Sur Este (SISE), entrega energía a las ciudades de Moquegua, Ilo y a la refinería de Minero-Perú, y recibe electricidad en Toquepala.

Por la obsolescencia de algunos componentes de la central, los costos de mantenimiento son elevados; adicionalmente los precios de petróleo residual llegaron al nivel de los 62 dólares por barril, ocasionando que los costos de energía eléctrica generada sean crecientes y estén contabilizados en 43,67 dólares por MWh en 1990 y 73 dólares por MWh en 1991.

La SOUTHERN proyecta ampliar sus actividades en el Sur del Perú, para lo cual instalaría en 1994 una nueva caldera para aumentar su capacidad de generación en 40 MW y llegar en 1995 a 152 MW.

2.2.2 Posibles esquemas del proyecto

La idea inicial era instalar una central eléctrica de 200 MW equipada con turbinas de gas en Desaguadero, ge-

nerando en 60 ciclos/segundo, frecuencia utilizada en el Perú, alimentada con gas natural mediante una extensión de 80 Km del gasoducto entre Viacha y Desaguadero, la que se interconectaría con la red de ELECTROPERU.

Sin embargo, en el "Perfil Gasoducto al Desaguadero", elaborado por YPFB en enero de 1992, se concluye que el sistema actual de gasoductos al Nor-oeste del país, incluyendo su ampliación en actual ejecución, no tiene la capacidad para transportar el volumen adicional requerido por una central de 200 MW (62 MMPCD) o de 100 MW (31 MMPCD).

Teniendo en cuenta las conclusiones de este perfil de proyecto y otras investigaciones efectuadas por el Consultor y por Ingenieros de YPFB y ENDE, a pedido del Consultor se pueden concebir los siguientes esquemas para este proyecto:

A. CENTRAL DE 200 MW EN DESAGUADERO

Incluiría la construcción de un nuevo gasoducto entre el campo productor de gas natural de Carrasco, en el departamento de Cochabamba, y Desaguadero (772 Km), con ruteo paralelo al gasoducto del Altiplano existente hasta La Paz, con la excepción de los nuevos tramos entre Carrasco-Oconi y Viacha-Desaguadero de 80 Km cada uno.

Se consideran dos opciones de ejecución: la primera consistente en la construcción de un ducto de 12" y 302 Km entre Carrasco y Parotani, complementado con el tramo de 471 Km entre Parotani y Desaguadero en 14" y una estación de compresión de 6.940 HP; la segunda consistente en un gasoducto de diámetro uniforme de 16" en toda la ruta, sin estaciones de compresión, con una inversión estimada de 75.6 y 85.2 millones de dólares, sin escalamientos ni intereses durante la construcción, respectivamente. En el mapa E-BO-07-G1, Capacidad de Transporte con Ampliación, se muestra el trazo de este gasoducto.

Para el cálculo de las turbinas, se debe tener en cuenta que Desaguadero se encuentra a 3.800 metros so-

bre el nivel del mar, por lo que para tener una potencia efectiva de 200 MW, se requiere de una central de potencia nominal de aproximadamente 300 MW en condiciones ISO.

A criterio del Consultor, la central de 200 MW efectivos en Desaguadero, demandaría una inversión de aproximadamente 132 millones de dólares, si a esto se le añade los 85.2 millones de dólares estimados por YPFB para el gasoducto de 16", entre Carrasco y Desaguadero, se estima ue la inversión del proyecto integrado será de 271.2 millones de dólares, sin tener en cuenta escalamiento ni intereses durante la construcción.

B. CENTRAL DE 100 MW EN DESAGUADERO

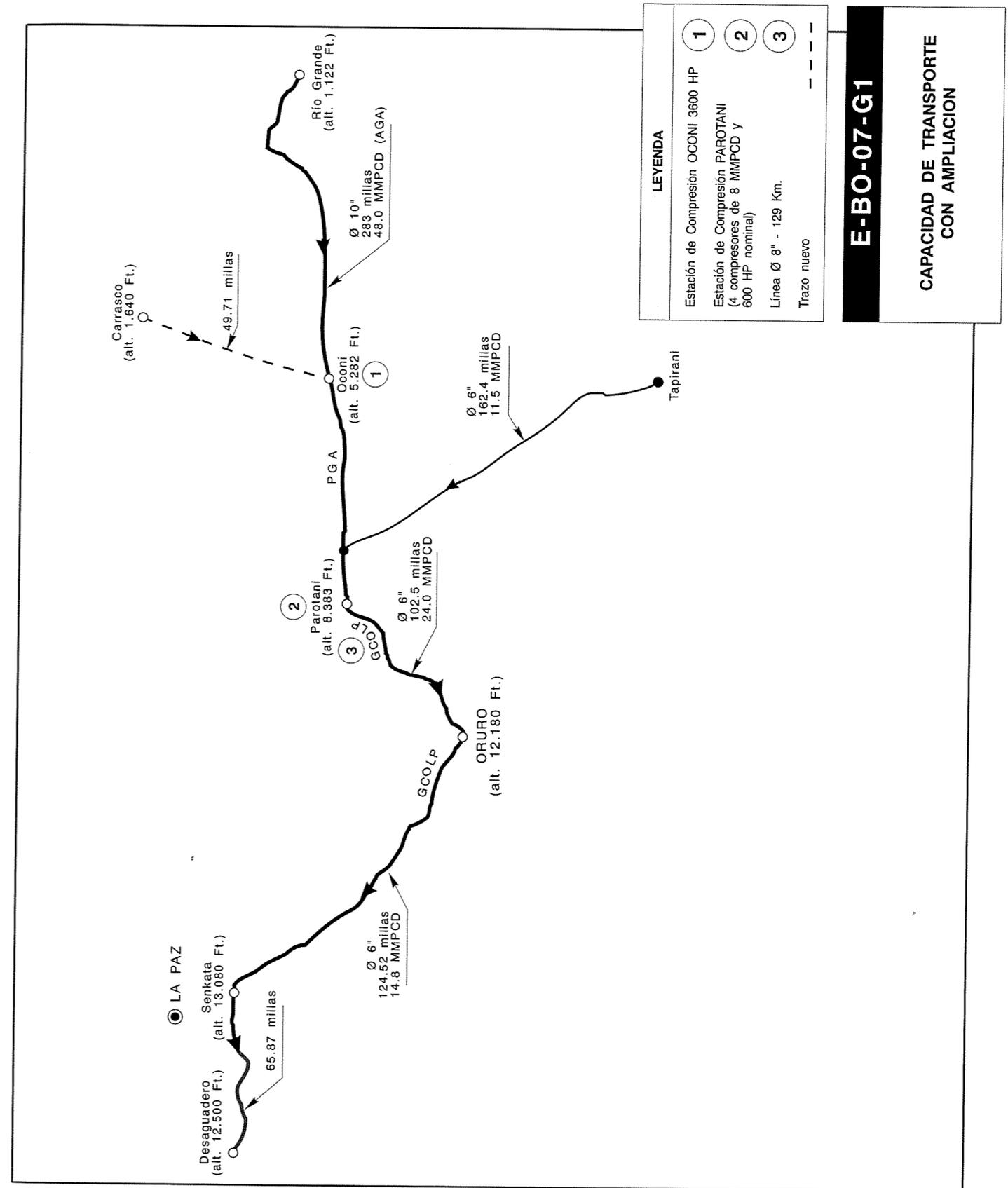
De acuerdo con el perfil gasoducto al Desaguadero antes mencionado, se concluye que para esta opción sería recomendable construir un gasoducto de 12" entre Carrasco y Desaguadero con una inversión del orden de los 63.43 millones de dólares.

El costo de una central eléctrica con turbinas de gas de 100 MW efectivos en Desaguadero, se estima en 66 millones de dólares, con lo que la inversión del proyecto integrado ascendería aproximadamente a 129.43 millones de dólares, sin tomar en cuenta escalamiento ni intereses durante la construcción.

C. CENTRAL DE 50 MW EN DESAGUADERO

Según averiguaciones efectuadas por el Consultor en la Dirección General de Hidrocarburos del Ministerio de Energía e Hidrocarburos de La Paz, y a través de ésta con YPFB, se podrían llevar 16 MMPCD de gas natural de Viacha a Desaguadero, con una inversión aproximada de 18 millones de dólares en tubería, instalaciones de compresión y costos de construcción, sin tener en cuenta escalamiento ni intereses durante la construcción.

El costo de una central eléctrica con turbinas de gas en Desaguadero, con una potencia efectiva de 50 MW, podría estimarse en 33 millones de dólares, con lo que



se tendría una inversión aproximada de 51 millones de dólares para este esquema de proyecto, sin tener en cuenta escalamiento ni intereses durante la construcción.

D. CENTRAL DE 50 MW EN CARRASCO

Otro esquema que se puede imaginar sería el de instalar la central termoeléctrica directamente en el campo de Carrasco y transmitir la energía generada hasta La Paz, utilizando las líneas de transmisión del Sistema Interconectado Nacional, complementado con una línea a construirse entre La Paz y Desaguadero y una subestación de cambio de 50 a 60 Hz de frecuencia (ver mapa E-BO-08-G1).

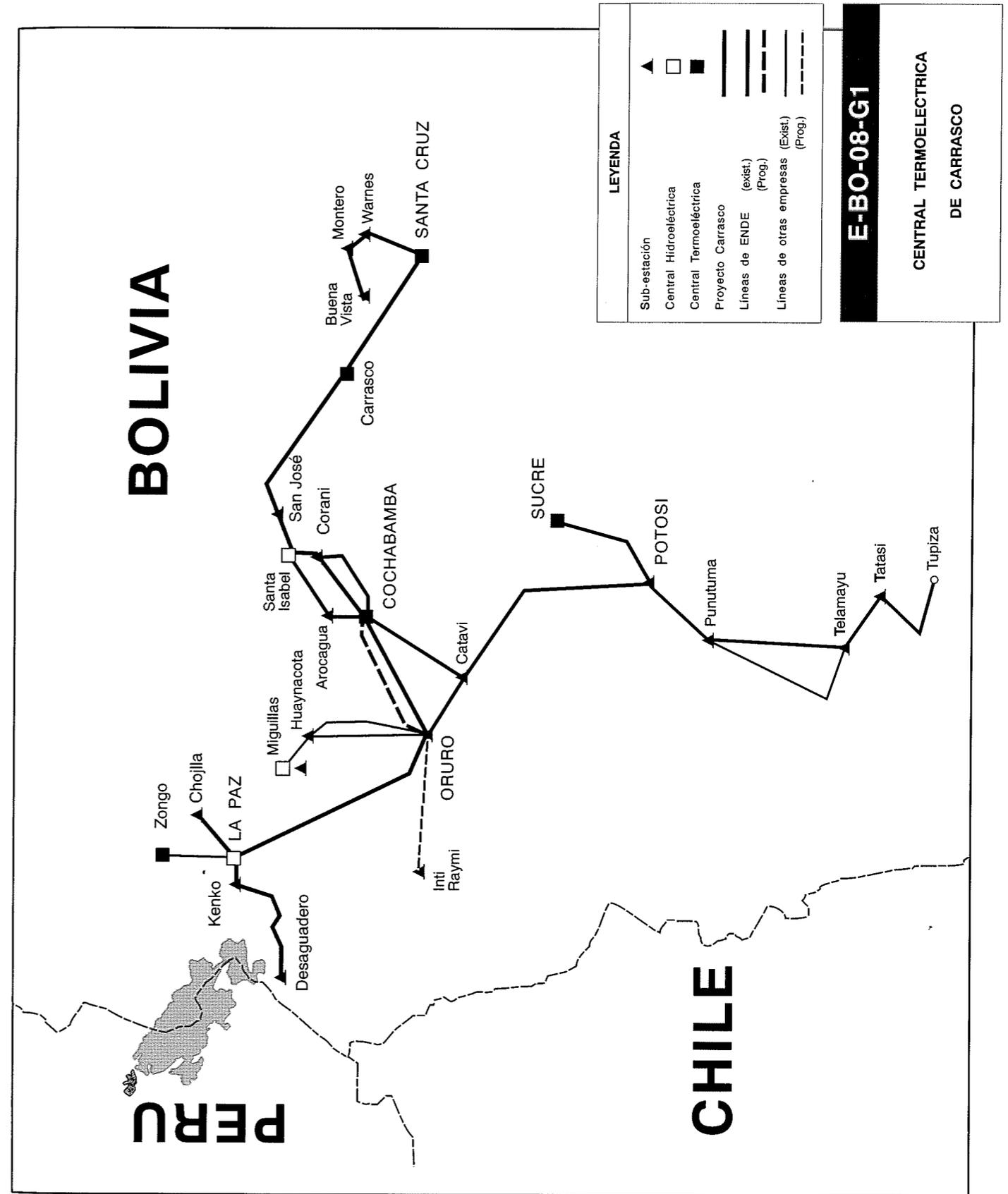
La inversión aproximada para una central eléctrica de 55 MW efectivos en Carrasco, sería de 30 millones de dólares (se calcula para 55 MW efectivos y no para 50, para tener en cuenta las pérdidas en transmisión).

Según estimaciones preliminares efectuadas por ingenieros de ENDE a pedido del Consultor, se requie-

rirán las siguientes obras para llevar 50 MW de Carrasco a Desaguadero:

- Adelantar en tres años el cambio de tensión de las líneas San José-Cochabamba-La Paz, de 115 KW a 220 KW, con un costo atribuible al adelanto del proyecto de 8.64 millones.
- Línea de 80 Km entre La Paz (Kenko) y Desaguadero, a 115 KW, con una inversión de 5 millones de dólares.
- Equipos varios (capacitores y otros) con una inversión de US\$1 millón.
- Subestación de transformación de frecuencia en Desaguadero, 60 MVA, 115 KW, con una inversión de US\$10 millones.

La inversión total estimada para este esquema de proyecto es de 54.64 millones de dólares, sin tener en cuenta escalamiento ni intereses durante la construcción.



E. GASODUCTO HASTA ILO

Posiblemente un esquema de proyecto que también se podría analizar, sería el de llevar un gasoducto de mayor diámetro, por ejemplo 20 pulgadas, con una capacidad de transporte sin estaciones de compresión intermedias, de alrededor de 140 MMPCD, desde Carrasco o Río Grande hasta Ilo, para sustituir al petróleo residual utilizado actualmente por SOUTHERN y generar la energía eléctrica faltante en la red de ELECTROPERU.

Este gasoducto de más de 1.000 Km de longitud, tiene la ventaja de que gran parte de su recorrido podría ir paralelo a la infraestructura existente entre los campos productores y La Paz, con lo que se podrían utilizar caminos de acceso y gran parte de las obras comunes como puentes y terraplanes.

Sin embargo, un proyecto de este tipo debería tener una vida útil de por lo menos 25 años, para permitir su amortización, por lo que se debería efectuar un cuidadoso análisis, complementado con consultas y negociaciones con el Gobierno del Perú y las empresas y organismos correspondientes, para asegurarse que no hubiera superposición con los mercados futuros para el gas peruano, por ejemplo el que se podría producir en Camisea.

Si se considerase que los volúmenes del gas de Camisea que podrían llegar a Ilo, junto con gas boliviano, podrían utilizarse en la fabricación de metanol, gas natural comprimido, o como insumos de una industria petroquímica, y que por las necesidades de grandes volúmenes para este tipo de proyectos, con el fin de lograr economías de escalas, el gas peruano y el boliviano no serían competitivos sino complementarios, existirían perspectivas favorables para este esquema de proyecto.

3. PRIORIZACION DE LOS PROYECTOS ENERGETICOS DE INTEGRACION

No obstante que los proyectos de integración energética basados en el gas natural boliviano se hallan en un estado más preliminar que los que se identificaron en el Estudio de Abastecimiento de Energía Eléctrica en la Región Fronteriza Boliviano-Peruana, el Consultor estima que deben tener mayor prioridad que estos últimos, por las siguientes razones:

- El estudio fronterizo abarca un área demasiado restringida, en la que no figura la ciudad de La Paz en Bolivia, ni las ciudades de Puno, Tacna, Moquegua, Ilo y Arequipa, ni el complejo minero-metalúrgico de SOUTHERN en el Perú (ver Anexo 7).
- Los objetivos del estudio no fueron propiamente de integración energética, sino más bien de ubicar proyectos energéticos con base en energías renovables, en el área fronteriza que se muestra en el Anexo 7, con el objeto de promover su desarrollo. El estudio no considera la utilización de gas natural.
- No obstante lo anterior, los proyectos identificados en el estudio, al promover el desarrollo de las áreas fronterizas, inciden directamente en el proceso integracionista.

En cuanto a los proyectos basados en el gas natural boliviano, se pueden hacer las siguientes consideraciones:

El proyecto de gasoducto desde los campos bolivianos de gas hasta el puerto de Ilo es el que tendría mayores efectos de integración y podría dinamizar a corto plazo el crecimiento del Sur del Perú, incluyendo al puerto de Ilo, en el que se ha concedido una zona franca para Bolivia. Sin embargo de ello, en vista de su magnitud y de la necesidad de una coordinación y negociación más laboriosa con el Perú y por la mayor incertidumbre que presenta en el estado actual, se le asigna una prioridad menor.

En cuanto a los proyectos de suministro de energía eléctrica basados en el gas natural boliviano, se asigna mayor prioridad a los de 50 MW, puesto que permiten un mayor uso de las instalaciones existentes (ya sea el gasoducto hasta Viacha o el Sistema Interconectado Nacional hasta La Paz); adicionalmente este nivel de potencia puede ser rápidamente absorbido por el mercado del sur del Perú, siempre que se llegue a acuerdos favorables sobre precios y suponiendo que en el Perú se construye la línea de transmisión Tintaya-Socabaya.

Los perfiles de los proyectos, de acuerdo a su priorización, se describen en los Anexos que se enumeran a continuación (el Anexo 1 corresponde a la primera prioridad, el 2 a la segunda y así sucesivamente).

Anexo 1. Perfil del Proyecto Central Termoeléctrica en Carrasco 55 MW.

Anexo 2. Perfil del Proyecto Central Termoeléctrica en Desaguadero 50 MW.

Anexo 3. Perfil del Proyecto Central Termoeléctrica en Desaguadero 200 MW.

Anexo 4. Perfil del Proyecto Central Termoeléctrica en Desaguadero 100 MW.

Anexo 5. Perfil del Proyecto Gasoducto de Bolivia a Ilo.

Anexo 6. Perfil del Proyecto Río Charazani- 25 MW.

Anexo 7. Perfil del Proyecto Río Charazani- 40 MW.

Anexo 8. Perfil del Proyecto Río Tahuamanu Bajo.

ANEXO 1

Proyecto Central Termoeléctrica en Carrasco-55 MW

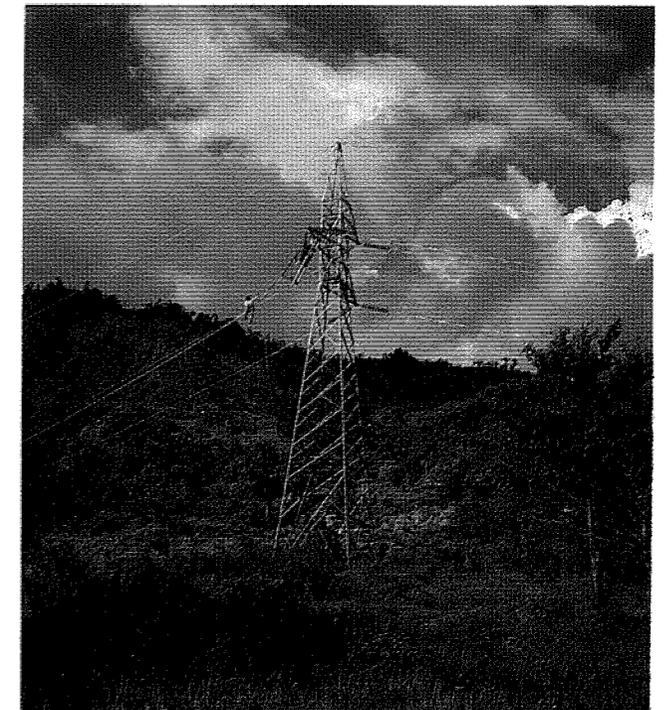
- a) **Localización:** Central Termoeléctrica en Carrasco, provincia-Carrasco del departamento de Cochabamba:

líneas de transmisión entre Carrasco y Desaguadero, provincia Ingavi del departamento de La Paz, subestación de transformación de frecuencia en Desaguadero.

- b) **Breve descripción del proyecto.** Central termoeléctrica en las inmediaciones del campo productor de gas de Carrasco, con turbinas alimentadas por gas natural, potencia efectiva de generación en el sitio de 55 MW.

Subestación elevadora de tensión, para conectar con la línea de transmisión de 230 KW, Santa Cruz-San José, en la provincia Chapare del departamento de Cochabamba, que pasa por las inmediaciones de Carrasco.

Cambio de tensión en línea San José-Corani (14 km) que está construida y opera en 115 KW, para 230 KW.



Construcción de subestaciones de transformación para adelantar la modificación de la tensión de operación de las líneas de transmisión entre Corani y Kenko, en las proximidades de la ciudad de La Paz, de 115 KW a 230 KW (estas líneas fueron construidas para 230 KW, aunque operan por el momento en 115 KW, con excepción del tramo Valle Hermoso-Vinto, de 152 Km, que fue construido y opera en 115 KW. Actualmente se está iniciando la construcción de una nueva línea paralela entre Valle Hermoso y Vinto en 230 KW, que operará inicialmente en 115 KW).

Línea de transmisión entre Kenko y Desaguadero, de 80 km, en 115 KW.

Subestación de transformación de frecuencia, en Desaguadero, de 60 MVA, en 115 KW.

- c) **Estado actual del proyecto:** Estudio preliminar.
- d) **Inversión estimada:** 54.64 millones de dólares, sin considerar escalación ni intereses durante la construcción.
- e) **Beneficios cualitativos:** Permitirá atenuar el déficit de energía eléctrica en el Sur del Perú en forma rápida y posiblemente sustituirá en parte energía eléctrica más cara generada con base en combustibles líquidos, como la de Southern Perú Copper Corporation, por ejemplo.
- Permitirá una mayor utilización del gas boliviano, de campos en producción o listos para producir, utilizando en gran parte infraestructura ya construida como el Sistema Interconectado Nacional boliviano para transmisión de energía eléctrica.
- f) **Comentarios o sugerencias:** No incluye las adiciones y mejoras en los sistemas de transmisión de energía eléctrica del Sur del Perú que pudieran ser necesarios, como la línea Puno-Juliaca y la línea Tintaya-Socabaya.
- g) **Plano de ubicación y de área de influencia:** El cam-

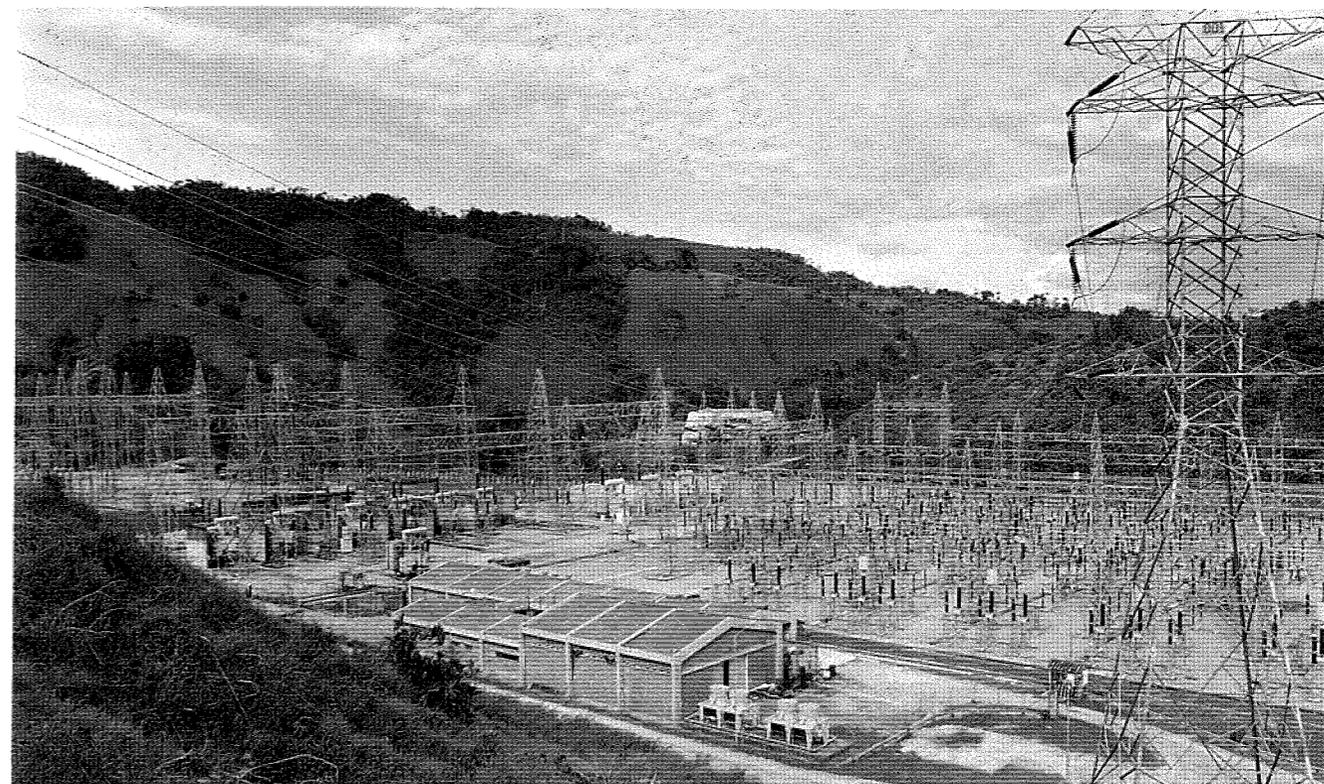
po de Carrasco se indica en el mapa E-BO-08-G1; la ciudad de La Paz, la localidad de Desaguadero y el área de influencia en el Sur del Perú se muestran en el mapa E-BO-06-G1).

ANEXO 2

Proyecto Central Termoeléctrica en Desaguadero-50 MW

- a) **Localización:** Central termoeléctrica en Desaguadero, provincia Ingavi del departamento de La Paz; gasoducto entre Viacha y Desaguadero (80 Km), ambas localidades en la provincia Ingavi del departamento de La Paz. Estación de compresión de gas, ubicación por definir.
- b) **Breve descripción del proyecto:** Central termoeléctrica en Desaguadero, con turbinas alimentadas de gas natural, potencia efectiva en el sitio, 50 MW, frecuencia de generación 60 Hz.
- Gasoducto de Viacha a Desaguadero (80 Km) y estación de compresión. Ambas instalaciones diseñadas para que se pueda llegar con 16 MMPCD de gas natural a Desaguadero.
- c) **Estado actual del proyecto:** Estudio preliminar.
- d) **Inversión estimada:** 51 millones de dólares sin considerar escalamiento ni intereses durante la construcción.
- e) **Beneficios cualitativos:** Permitirá atenuar el déficit de energía eléctrica en el Sur del Perú en forma rápida y posiblemente sustituirá en parte energía eléctrica más cara generada con base en combustibles líquidos, como la de Southern Perú Copper Corporation, por ejemplo.

Permitirá una mayor utilización del gas boliviano, de campos en producción o listos para producir, utilizando en gran parte infraestructura ya construida, como los gasoductos entre los campos de



producción de gas natural y Viacha, a 80 Km de Desaguadero, en la frontera con el Perú.

- f) **Comentarios y sugerencias:** No incluye las adiciones y mejoras en los sistemas de transmisión de energía eléctrica del Sur del Perú, que pudieran ser necesarios, como la línea Puno-Juliaca y la línea Tintaya-Socabaya.
- Es necesario confirmar la factibilidad de llevar 16 MMPCD de gas natural hasta Desaguadero utilizando los gasoductos existentes hasta Viacha.
- g) **Plano de ubicación y de área de influencia:** Las localidades de Viacha y Desaguadero y el área de influencia del Proyecto, en el Sur del Perú se indican en el mapa E-BO-06-G1.

ANEXO 3

Proyecto Central Termoeléctrica en Desaguadero-200 MW

- a) **Localización:** Central termoeléctrica en Desaguadero, provincia Ingavi del departamento de La Paz; gasoducto entre Carrasco, campo productor de gas natural, en la provincia Carrasco del departamento de Cochabamba, y Desaguadero.
- b) **Breve descripción del proyecto:** Central termoeléctrica, con turbinas alimentadas de gas natural, en Desaguadero, potencia efectiva de generación en el sitio de 200 MW, frecuencia de generación 60 Hz.

Gasoducto de 16 pulgadas de diámetro entre Carrasco y Desaguadero (772 Km).

- c) **Estado actual del proyecto:** Estudio preliminar.
- d) **Inversión estimada:** 217.2 millones de dólares, sin considerar escalación ni intereses durante la construcción.
- e) **Beneficios cualitativos:** Permitirá atenuar de manera importante el déficit de energía eléctrica en el Sur del Perú en forma rápida y posiblemente sustituirá gran parte de la energía eléctrica más cara generada con base en combustibles líquidos, como la de Southern Peru Copper Corporation, por ejemplo.

Permitirá una mayor utilización del gas boliviano, de campos en producción o listos para producir, utilizando en gran parte infraestructura ya construida, como los caminos de acceso y otras obras comunes del gasoducto entre los campos productores y La Paz.

- f) **Comentarios o sugerencias:** No incluye las adiciones y mejoras en los sistemas de transmisión de energía eléctrica en el Sur del Perú que pudieran ser necesarios, como la línea Puno-Juliaca y la línea Tintaya-Socabaya.

En las etapas posteriores de estudio de este proyecto, se debe considerar también la alternativa de construir un gasoducto de 12 pulgadas de diámetro entre Carrasco y Parotani (302 Km), un gasoducto de 14 pulgadas de diámetro entre Parotani y Desaguadero (471 Km) y una estación de compresión de 6.940 HP, que demandan menor inversión, aunque tienen mayores gastos de operación.

- g) **Plano de ubicación y de área de influencia:** La localidad de Desaguadero, así como el área de influencia del proyecto en el Sur del Perú, se muestran en el mapa E-BO-06-G1 y el trazo del gasoducto entre Carrasco y Desaguadero en el mapa E-BO-08-G1.

ANEXO 4

Proyecto Central Termoeléctrica en Desaguadero-100 MW

- a) **Localización:** Central termoeléctrica en Desaguadero, provincia Ingavi del departamento de La Paz; gasoducto entre Carrasco, campo productor de gas natural en la provincia Carrasco del departamento de Cochabamba y Desaguadero.

- b) **Breve descripción del proyecto:** Central termoeléctrica en Desaguadero, con turbinas alimentadas con gas natural, potencia efectiva de generación en el sitio 100 MW, frecuencia de generación 60 Hz.

Gasoducto de 12 pulgadas de diámetro y 772 Km de longitud, entre Carrasco y Desaguadero.

- c) **Estado actual del proyecto:** Estudio preliminar.
- d) **Inversión estimada:** 129.43 millones de dólares, sin considerar escalación ni intereses durante la construcción.
- e) **Beneficios cualitativos:** Permitirá atenuar de manera importante el déficit de energía eléctrica en el Sur del Perú, en forma rápida, y posiblemente sustituirá en gran parte energía eléctrica más cara, generada con base en combustibles líquidos, como la de Southern Peru Copper Corporation, por ejemplo.

Permitirá una mayor utilización del gas boliviano, de campos en producción o listos para producir, utilizando en gran parte infraestructura ya construida, como los caminos de acceso y otras obras comunes del gasoducto entre los campos productores y La Paz.

- f) **Comentarios o sugerencias:** No incluye las adiciones y mejoras en los sistemas de transmisión de energía eléctrica del Sur del Perú que pudieran ser

necesarios, como la línea Puno-Juliaca y la línea Tintaya-Socabaya.

- g) **Plano de ubicación y de área de influencia:** La localidad de Desaguadero, así como el área de influencia del proyecto en el Sur del Perú, se muestran en el mapa E-BO-06-G1 y el trazo del gasoducto entre Carrasco y Desaguadero en el mapa E-BO-08-G1.

ANEXO 5

Proyecto Gasoducto de Bolivia a Ilo

- a) **Localización:** Gasoducto entre Carrasco, campo productor de gas en la provincia del mismo nombre del departamento de Cochabamba, y el puerto de Ilo en el departamento Moquegua del Perú.

- b) **Breve descripción del proyecto:** Gasoducto de 20 pulgadas de diámetro y 1.171 Km de longitud, con una capacidad inicial de transporte de alrededor de 140 MMPCD sin estaciones de compresión.

- c) **Estado actual del proyecto:** Idea de proyecto.

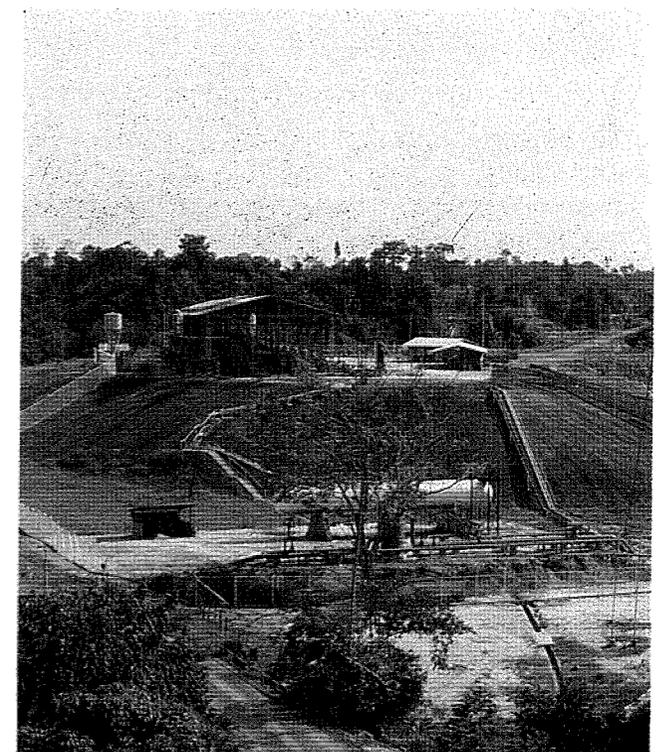
- d) **Beneficios cualitativos:** Permitirá generar energía eléctrica en el Sur del Perú, más cerca de los centros de carga, con lo que se disminuirán las pérdidas por transmisión de energía eléctrica. Permitirá disminuir el déficit de energía eléctrica del Sur del Perú y permitirá reemplazar los combustibles líquidos utilizados por los usuarios importantes, como la Southern Peru Copper Corporation, no sólo en su central generadora de energía eléctrica de más de 100 MW, sino también en su fundición, ambas situadas en el puerto de Ilo.

Permitirá una mayor utilización del gas boliviano, de campos en producción o listos para producir, utilizando en gran parte infraestructura ya construida, como los caminos de acceso y otras obras comunes del gasoducto entre los campos productores y La Paz.

- e) **Inversión estimada:** No se ha calculado, podría estar en alrededor de 560 millones de dólares.

- f) **Comentarios o sugerencias:** Es necesario discutir este proyecto a profundidad con el Perú para evitar posibles superposiciones, como por ejemplo con el gas de Camisea. Se podrían analizar usos del gas en Ilo, como fabricación de metanol, gas natural comprimido, petroquímica u otras que requieran grandes volúmenes de gas para aprovechar las economías de escala, de manera que el gas boliviano y el peruano no sean competitivos, sino complementarios.

- g) **Plano de ubicación y de área de influencia:** El trazo del gasoducto Carrasco-Desaguadero se muestra en el mapa E-BO-08-G1). No existe trazo definido para el tramo Desaguadero-Ilo.



ANEXO 6

Proyecto Río Charazani 25 MW

- a) **Localización:** Río Charazani, provincia Saavedra del departamento de La Paz.
- b) **Breve descripción del proyecto:** Central hidroeléctrica. Toma de agua en el río de tipo "tomar por debajo", desarenador (longitud 55 m), túnel de presión (longitud 5.500 m, diámetro interior 2,20 m), chimenea de equilibrio, casa de máquinas equipada con 3 grupos generadores de tipo Pelton (3 x 8330 KW). Caudal de diseño: 8 metros cúbicos por segundo; caída bruta 440 metros; potencia instalada 25 MW; potencia garantizada 5 MW.

Transmisión asociada: Subestación Charazani 115 KW con 2 transformadores 15 MVA; línea 115 KW, 80 Km, desde Charazani hasta Guanay. Ampliación de subestación Guanay 115 KW.

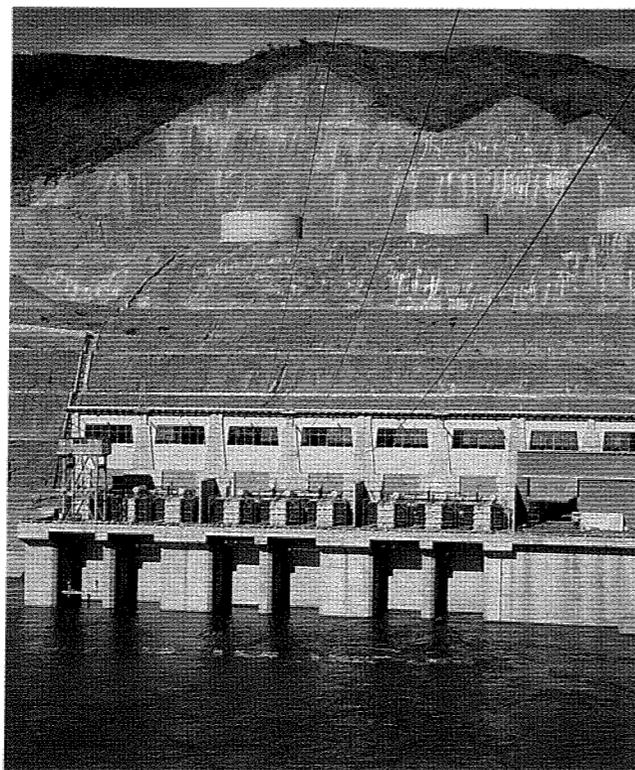
- c) **Estado actual del proyecto:** Estudio preliminar avanzado.
- d) **Inversión estimada:** 42.5 millones de dólares en la central hidroeléctrica, más 10.07 millones de dólares en la transmisión asociada. Inversión total estimada: 52.57 millones de dólares.
- e) **Beneficios cualitativos:** Representará una fuente de energía abundante y estable para los usuarios actuales y futuros de una región potencialmente rica pero actualmente deprimida del departamento de La Paz, fronteriza con el Perú, y de esta manera dinamizará su crecimiento y el proceso de integración.
- f) **Comentarios y sugerencias:** Se calcula que el costo de la energía producida podría estar en 41 US\$/MWh, si se utiliza una tasa de descuento del 12% anual.
- g) **Plano de ubicación y de área de influencia:** La ubicación de la central, la línea de transmisión y el

área de influencia del proyecto se muestran en el mapa E-BO-05-G1.

ANEXO 7

Proyecto Río Charazani 40 MW

- a) **Localización:** Río Charazani, provincia Saavedra del departamento de La Paz.
- b) **Breve descripción del proyecto:** Central hidroeléctrica. Toma de agua en el río, tipo "toma por debajo", desarenador (longitud 55 m), túnel de presión (longitud 10.000 m), diámetro interior 2,20 m, chimenea de equilibrio, tubería forzada (longitud 1.250 m, diámetro 1,40 m), casa de máquinas equipada con 4 grupos generadores de tipo Pelton (4 x 10.000 KW).



Caudal de diseño: 8 metros cúbicos por segundo; caída bruta: 670 m; potencia instalada: 40 MW; potencia garantizada: 8 MW; energía producible: 222 GWh/año.

Transmisión asociada: Subestación Charazani 115 KW con 2 transformadores 25 MVA; línea 115 KW, 80 Km desde Charazani hasta Guanay; ampliación de la subestación Guanay 115 KW.

- c) **Estado actual del proyecto:** Estudio preliminar avanzado.
- d) **Inversión estimada:** 72.56 millones de dólares en la central hidroeléctrica, más 10.31 millones de dólares en la transmisión asociada. Inversión total estimada 82.86 millones de dólares.
- e) **Beneficios cualitativos:** Representará una fuente de energía eléctrica estable y abundante para los usuarios actuales y futuros de una zona deprimida pero potencialmente rica del departamento de La Paz, fronteriza con el Perú, y de esta manera dinamizará su crecimiento y el proceso de integración.
- f) **Comentarios y sugerencias:** Deberá profundizarse y actualizarse el estudio del mercado de energía eléctrica en el área de influencia del proyecto, para optimizar su cronograma de implementación.
- g) **Plano de ubicación y de área de influencia:** La ubicación de la central hidroeléctrica, de la línea de transmisión y del área de influencia del proyecto se muestra en el mapa E-BO-08-G1 y en el mapa E-BO-06-G1.

ANEXO 8

Proyecto Río Tahuamanu bajo

- a) **Localización:** Este proyecto está ubicado sobre el río del mismo nombre, en la localidad de Cachuelita, 47 Km al sur de Cobija, capital del departamento de Pando.

El río Tahuamanu se constituye en la línea limítrofe entre las provincias Nicolás Suárez y Manuripi del departamento de Pando. Tiene sus nacientes en territorio peruano y desemboca en el río Orthon, afluente del río Beni.

- b) **Breve descripción del proyecto:** Central hidroeléctrica. Barraje móvil compuesto por tres compuertas radiales de 20 m de largo y 9 m de alto. Casa de máquinas equipada con dos turbinas Kaplan tipo "S" bulbo (2 x 1250 KW).

Caudal de diseño: 54 metros cúbicos por segundo; caída neta 5,77 m; potencia instalada 2.5 MW.

- c) **Estado actual del proyecto:** Prefactibilidad.
- d) **Inversión estimada:** Los criterios considerados fueron los siguientes:

Estimación de costos correspondientes a enero de 1991, sin previsión de incrementos por causas inflacionarias.

No se incluyen costos por adquisición de terrenos.

No se incluye escalamiento durante la construcción.

Los costos para ingeniería y supervisión se han estimado en 12%.

El resumen del costo de las obras, en miles de dólares, sin incluir línea de transmisión y subestación, es el siguiente:

Presa móvil	4.360.50
Desvío del río	881.56
Casa de máquinas	3.468.74
Subtotal	8.710.80
Ingeniería y supervisión (12%)	1.045.30
Contingencias (15%)	1.463.42
Total	11.219.52

e) **Beneficios cualitativos:** Representará una fuente de energía estable, basada en recursos renovables, para la ciudad de Cobija, las poblaciones de Villa Busch y Porvenir y áreas vecinas, y dinamizará el crecimiento de esta área del departamento de Pando, frontera con el Perú, y el proceso de integración.

f) **Comentarios o sugerencias:** En el estudio preliminar se estima el costo de la transmisión asociada (subestación Tahuamanu 24 KW; 2 transformadores 2,5 MVA, línea 24 KW de 39 Km desde Tahuamanu hasta Cobija) en 590 mil dólares.

Se debe complementar el estudio de prefactibilidad incluyendo a Brasilea y Villa Pitacio, en Brasil, en el estudio de mercado de energía eléctrica.

g) **Plano de ubicación y de área de influencia:** La ubicación de la central hidroeléctrica, de la subestación asociada y del área de influencia del proyecto se muestra en el mapa E-BO-05-G1.



4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Como resultado de esta recopilación y concepción de proyectos energéticos de integración con el Perú, se concluye en que la energía dinamizará la integración entre ambos países, fomentará su desarrollo e incrementará las posibilidades de nuevas inversiones en la región.

En vista del análisis efectuado, se recomienda:

1. Efectuar los estudios de prefactibilidad de los proyectos Central Termoeléctrica en Carrasco de 55 MW y Central Termoeléctrica en Desaguadero de 50 MW.
2. Efectuar los estudios de prefactibilidad de los pro-

yectos Central Termoeléctrica en Desaguadero-200 MW; Central Termoeléctrica en Desaguadero-100 MW y Gasoducto de Bolivia a Ilo.

3. Investigar el interés del Perú en alguno de los proyectos estudiados de acuerdo a las dos recomendaciones anteriores.
4. Efectuar los estudios de prefactibilidad de los proyectos: río Charazani-25 MW y río Charazani-40 MW.
5. Complementar el estudio de prefactibilidad del Proyecto río Tahuamanu Bajo, incluyendo los mercados de Brasilea y Villa Pitacio en Brasil.

COLOMBIA

Proyectos energéticos de integración

ALBERTO VASQUEZ RESTREPO

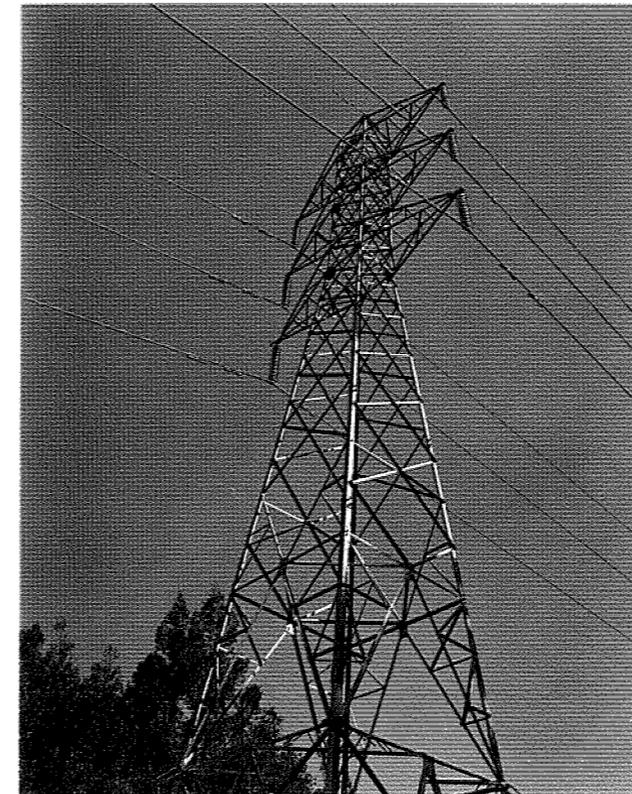
Alberto Vásquez Restrepo: Ingeniero Civil y de Minas - Colombia.

- Ha sido Gerente de las Empresas de Energía de Medellín y Bogotá y Presidente Nacional de la Cámara Colombiana de la Construcción.
- Ministro de Minas y Energía, Embajador ante las Comunidades Europeas y Gobernador de Antioquia.

1. INFRAESTRUCTURA ENERGETICA

En la década del setenta e inicios de los ochenta, la ampliación de la infraestructura energética en Colombia tuvo su mayor dinamismo en el subsector eléctrico y en menor grado en los subsectores hidrocarburífero y carbonífero.

A mediano plazo, en el subsector eléctrico se tiene previsto mejorar el equilibrio entre la generación, transmisión y distribución y se pretende ampliar la capacidad de generación. Simultáneamente, en el subsector hidrocarburífero, se busca incrementar los volúmenes de transporte por la ampliación natural de la demanda; al mismo tiempo, las explotaciones potenciales de Cusiana y de la zona del alto y medio Magdalena y la necesaria expansión de la estructura



de refinación, indican un crecimiento importante del transporte y la exportación. En el caso del gas natural, se prevé expandir considerablemente sus redes a nivel nacional en los próximos años. En cuanto al carbón, las metas de producción y exportación requieren un mejoramiento de la vía férrea y la adecuación de los puertos.

1.1 Subsector eléctrico

En hidroenergía, el potencial aprovechable se calcula en 93.000 MW. En 1992, la capacidad instalada efectiva del sistema interconectado llegó a 8.488,7 MW, de los cuales 79.6% provinieron de fuentes hidroeléctricas y 20.4% de térmicas. Del total térmico, el 52.8% correspondió a las plantas de gas, el 29.1% a las de carbón y el 18.1% a las de turbogás¹ (ver mapa E-CO-01-G1).

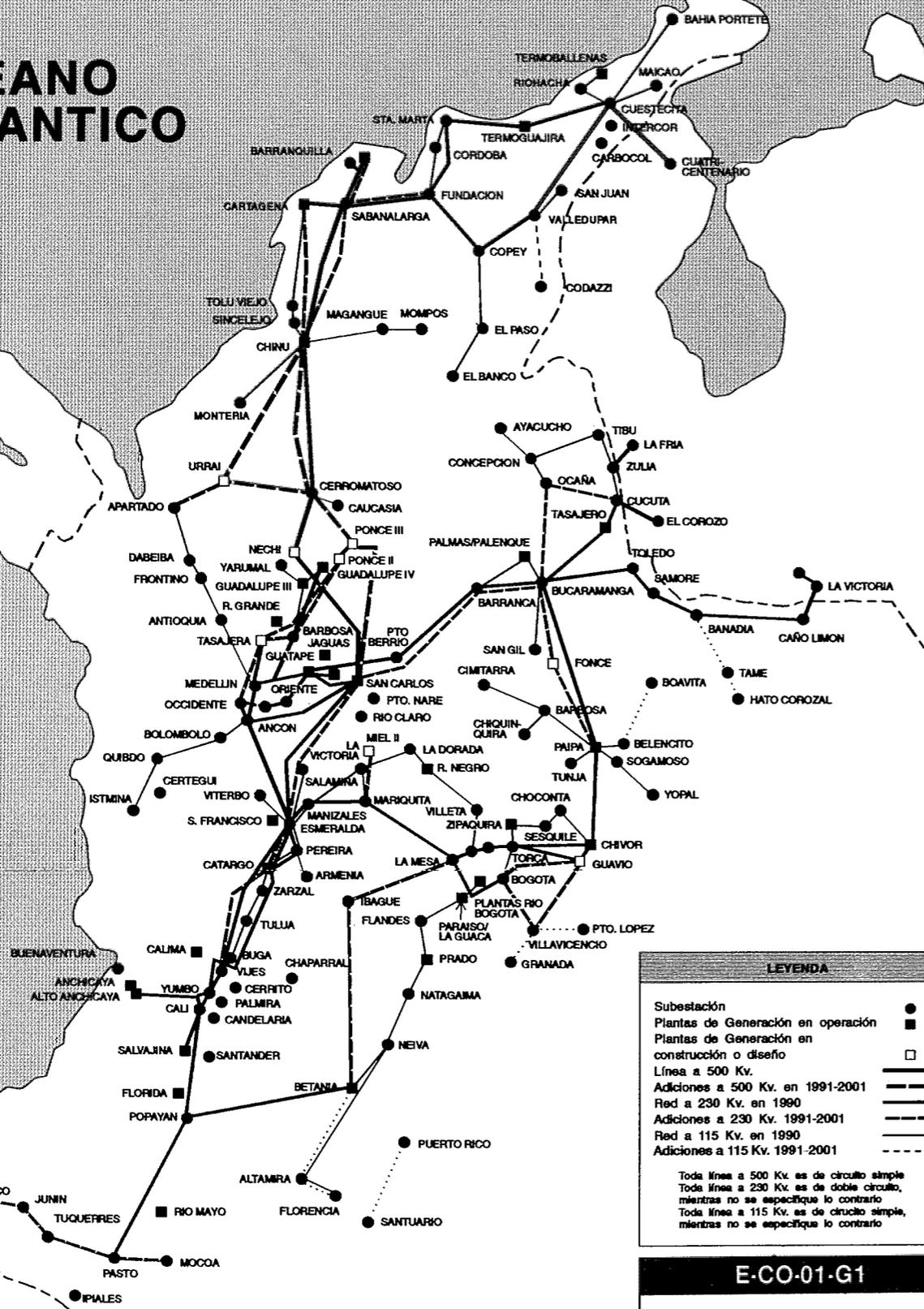
El plan de expansión del Sistema Interconectado para el período 1992-2001 contempla los siguientes proyectos complementarios a la interconexión eléctrica con Venezuela: El Guavio y Río Grande II, Urrá I, La Miel II y Porce II, aprobados para construcción, y Nechí, Fonce y Porce III, que tienen estudios de diseño. Asimismo, se tiene un proyecto termoeléctrico por definir, hasta de 300 MW. Estos proyectos serán complementados con el Programa de Recuperación de Unidades (PRU), el cual incluye proyectos que con su rehabilitación y repotenciación contribuirán a ampliar la capacidad nominal en cerca de 250 MW térmicos y 70 MW hidráulicos. (Véase Cuadro 1.

También se adelantan los estudios de planeamiento a largo plazo, los que permitirán revisar el Plan de Expansión e incorporar proyectos de turbogás y de ciclo combinado.

Los planes de expansión del sistema eléctrico colombiano fueron realizados para satisfacer los requeri-

1. Véase ISA; Sector Eléctrico Colombiano, febrero de 1993.

OCEANO ATLANTICO



LEYENDA

- Subestación ●
- Plantas de Generación en operación ■
- Plantas de Generación en construcción o diseño □
- Línea a 500 Kv. ———
- Adiciones a 500 Kv. en 1991-2001 - - - - -
- Red a 230 Kv. en 1990 - - - - -
- Adiciones a 230 Kv. 1991-2001 - - - - -
- Red a 115 Kv. en 1990 - - - - -
- Adiciones a 115 Kv. 1991-2001 - - - - -

Toda línea a 500 Kv. es de circuito simple
Toda línea a 230 Kv. es de doble circuito,
mientras no se especifique lo contrario
Toda línea a 115 Kv. es de circuito simple,
mientras no se especifique lo contrario

E-CO-01-G1

SISTEMA ELECTRICICO COLOMBIANO
115, 230 Y 500 KV.
(1991 - 2001)

FUENTE: INTERCONEXION ELECTRICA S.A.

Cuadro 1
Plan de expansión de la generación y transmisión
Periodo 1993-2000

Año	Centrales	Clase	Capacidad instalada - en MW -	Estado
1993	El Guavio	H	1000.0	C
1993	Río Grande II (Niquía)	H	22.5	C
	Río Grande II (La Tasajera)	H	300.0	C
1998	Urrá I	H	340.0	D(4)
1999	La Miel II	H	380.0	D(4)
	Porce II	H	590.0	D(4)
2000	Nechí	H	590.0	F(5)
2001	Fonce	H	420.0	F(5)
2002	Porce III	H	760.0	F(5)

- (1) H: Central hidroeléctrica.
- (2) C: Construcción, D: Diseño, F: Factibilidad.
- (3) El Proyecto Río Grande II comprende dos centrales: La Tasajera y Niquía.
- (4) Proyectos autorizados para construcción.
- (5) Proyectos autorizados para diseño. Además se autorizó el diseño del proyecto Riachón (90 MW), la revisión de los diseños de La Miel y Calima III (240 MW) y el diseño de las centrales térmicas de San Jorge y Tibita, así como las unidades térmicas de 150 MW de Amagá, Cartagena IV, Paipa IV (150 MW) y Zipa VI (150 MW).

mientos de la demanda hasta el año 1996; sin embargo, existe un atraso en la puesta en servicio de dos proyectos hidroeléctricos importantes (El Guavio con 1.000 MW y Río Grande con 300 MW).

En el proyecto hidroeléctrico El Guavio a pesar de los atrasos en su ejecución, debido principalmente a problemas derivados en la construcción de las obras civiles por efectos de las condiciones geológicas desfavorables, dos unidades de 200 MW entraron en

operación en diciembre de 1992 y enero de 1993, otra unidad comenzó a funcionar en marzo y las otras dos unidades entrarán en operación en mayo y junio de 1993. El proyecto Río Grande había sido previsto entrar en servicio en 1989; sin embargo, se estima que entrará en operación en octubre de 1993².

Colombia afrontó un severo racionamiento de energía en 1992, por lo que las autoridades del sector energético impulsaron un conjunto de acciones a corto y mediano plazo, con el propósito de mitigar el déficit de energía, entre las cuales se destacan:

- a) Acelerar la recuperación de 345 MW del parque térmico.
- b) Instalación de generación térmica adicional por parte de ECOPETROL. Se tiene previsto tres ciclos combinados de 50 MW cada uno, y a finales de 1992 habían entrado en servicio 29 MW correspondientes al ciclo de turbogás del primer grupo.
- c) Asegurar la disponibilidad de gas natural para el suministro a la central Turbo-Chinú de la Corporación Eléctrica de la Costa Atlántica (CORELCA) que permitirá disponer de 66 MW firmes adicionales.
- d) Acelerar la entrada en operación del proyecto El Guavio en forma escalonada hasta completar 1.000 MW en junio del presente año.
- e) Acelerar la interconexión con Venezuela. Cabe indicar que las transferencias de energía entre ambos países entraron en operación en noviembre de 1992, con un traspaso de potencia del orden de los 100 MW, que se tenía previsto incrementar a 150 MW a finales de 1993.

2. ISA Interconexión Eléctrica S.A.; Sector Eléctrico Colombiano, febrero de 1993.



1.2 Subsector hidrocarburos

Las reservas probadas de petróleo, con el desarrollo del descubrimiento del Campo Cusiana y los hallazgos del piedemonte llanero en Casanare, alcanzan los 3.142 millones de barriles³.

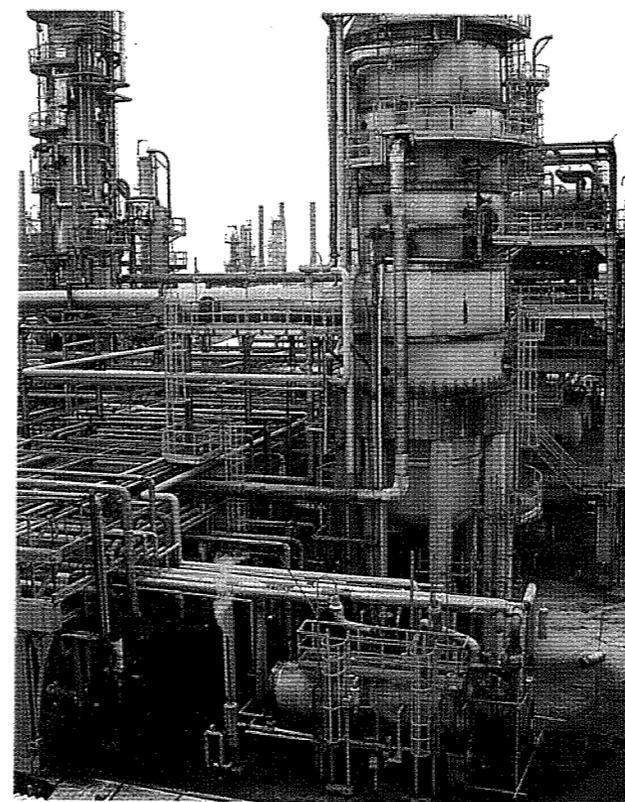
Los últimos descubrimientos petroleros, que demuestran los éxitos de la aplicación de los actuales contratos de asociación petrolera con las empresas extranjeras, han ampliado considerablemente el horizonte petrolero colombiano. En efecto, la reserva en el piedemonte llanero denominada Samoré, podría ser similar a la de Caño Limón (1.500 millones de bls), aunque todavía no se tienen los estudios definitivos. Cabe indicar que en 1993 se esperan inversiones en

3. LATOIL; No. 053, United Kingdom, 03-1993.

exploración por US\$ 1.200 millones, en comparación con los US\$ 328.2 millones que ingresaron el año anterior y los US\$ 144.7 millones en 1991 (3).

En la actualidad, la producción de petróleo llega aproximadamente a 0.5 millones de bls/día. Colombia tiene seis centros de refinación, siendo los más importantes Barrancabermeja con 180 mil bls/día y Cartagena con 70 mil bls/día, que suman una capacidad total de 259 mil bls/día y una capacidad de utilización promedio del 87%. La red de ductos tiene una extensión total de 9.034 Km, de los que el 75% corresponden al sector público y el 25% al privado. De esta forma, la capacidad total del transporte supera los 800 mil bls/día⁴.

4. OLADE - IPSA; El Grupo Andino: Una Visión del Sector Energético, 1992.



En el próximo quinquenio, se tiene previsto realizar los desarrollos de los campos del piedemonte de Casanare, una planta de gas, una refinación de 100.000 bls/día, una red troncal de gasoductos con la correspondiente red de distribución domiciliaria, un oleoducto para la exportación de crudos de Casanare y algunos proyectos de petroquímica.

En cuanto al gas, cuyas reservas probadas alcanzaron los 3.86 BPC (1012 PC) en 1992, se ha decidido su utilización masiva. Se prevé un plan de expansión que cubriría alrededor de 770.000 mil usuarios para 1995⁵.

5. OLADE - SIEE; Versión marzo de 1993.

Igualmente se ha diseñado un programa para sustituir gasolina motor mediante la utilización de gas natural comprimido (GNC) en el sector transporte. La meta es atender 7.300 vehículos de servicio público en 1995, principalmente buses, contra 1.150 vehículos que fueron servidos en 1990.

Una vez concluida la evaluación de los nuevos descubrimientos de gas, en particular en Cusiana, se podrá dimensionar el abastecimiento de importantes centros de consumo que carecen de disponibilidad suficiente de gas como Bogotá, Medellín y Cali.

1.3 Subsector carbón

Colombia posee los mayores recursos carboníferos de América Latina y el Caribe y una experiencia en este campo que podría ser aprovechada por el resto de países andinos. Las reservas probadas de carbón mineral llegaron a 6.488 millones de toneladas en 1992, mientras que la producción fue de 23.5 millones de toneladas (5).

En el contexto internacional, el país es un importante exportador de carbón térmico. Para ello, se está promoviendo la inversión privada, extranjera y nacional; a su vez, se está apoyando el desarrollo de una infraestructura integral de transporte y embarque, los denominados "corredores carboníferos", para dar salida a la producción tanto de grandes proyectos como de la pequeña y mediana minería.

En 1990 se estimó que los actuales y futuros proyectos requerirán cerca de US\$ 2.000 en los próximos 5 años. Entre los principales proyectos mineros: están La Loma en el Cesar, que proyecta producciones de 10 millones de toneladas, Calenturitas, San Luis y Amagá.

2. PROYECTOS DE INTERCONEXION ELECTRICA COLOMBIA-ECUADOR

Antecedentes

En febrero de 1978, se suscribió un convenio por dos años, prorrogable a conveniencia de las partes por períodos iguales, entre las empresas EMELNORTE de Ecuador y CEDENAR de Colombia, para intercambiar energía eléctrica por un máximo de 3 MW. Dicho convenio fue ampliado para entregas de 12 MW en mayo de 1980.

En octubre de 1986, se establecieron las condiciones comerciales y se ratificaron los acuerdos anteriormente suscritos, para compras de energía y potencia del sistema CEDENAR a EMELNORTE. También se acordó realizar el suministro de energía a tensiones de 13.8 y 34.5 KW, se aceptó una tolerancia aproximada de 5% de variación en la tensión nominal, un factor de potencia mínima en CEDENAR de 0.90 y se estableció que la carga debía estar uniformemente distribuida entre las fases. Las partes se comprometieron a realizar los mantenimientos respectivos de sus sistemas hasta la frontera.

El precio de venta por este servicio debía facturarse con los siguientes valores (octubre de 1986):

Cargo por potencia: \$/ 4.50 KW-mes

Cargo por energía: \$/ 1.80/KWh.

Estas tarifas tenían que reajustarse mensualmente con un incremento del 2% y debían revisarse cada año. La facturación se realizaría mensualmente y sería pagada en suces dentro de los treinta días siguientes de su presentación. Entre 1988 y 1990, las transferencias ascendieron a un promedio de 12.4 millones de KWh año y 2.2 MW/mes de potencia.

En diciembre de 1990, se estableció conjuntamente un precio medio de venta de \$/ 36.41 KWh para el monto total suministrado a CEDENAR durante el año

1990. Se ratificó, asimismo, la necesidad de efectuar los estudios necesarios para un nuevo convenio de intercambio de energía eléctrica entre EMELNORTE y CEDENAR.

Como seguimiento a estas acciones, en mayo de 1991, se definió en Quito: afinar el planeamiento de los sistemas de subtransmisión y distribución de las zonas fronterizas, establecer tentativamente los requerimientos de las transferencias de energía y potencia y el planeamiento de los sistemas y evaluar una tarifa de compra de energía para los futuros intercambios, que permita establecer situaciones diferenciales tanto en períodos normales de transferencias, como en situaciones de emergencia y de sobrecapacidad, así como estudiar la viabilidad de intercambios de unidades físicas y no financieras.

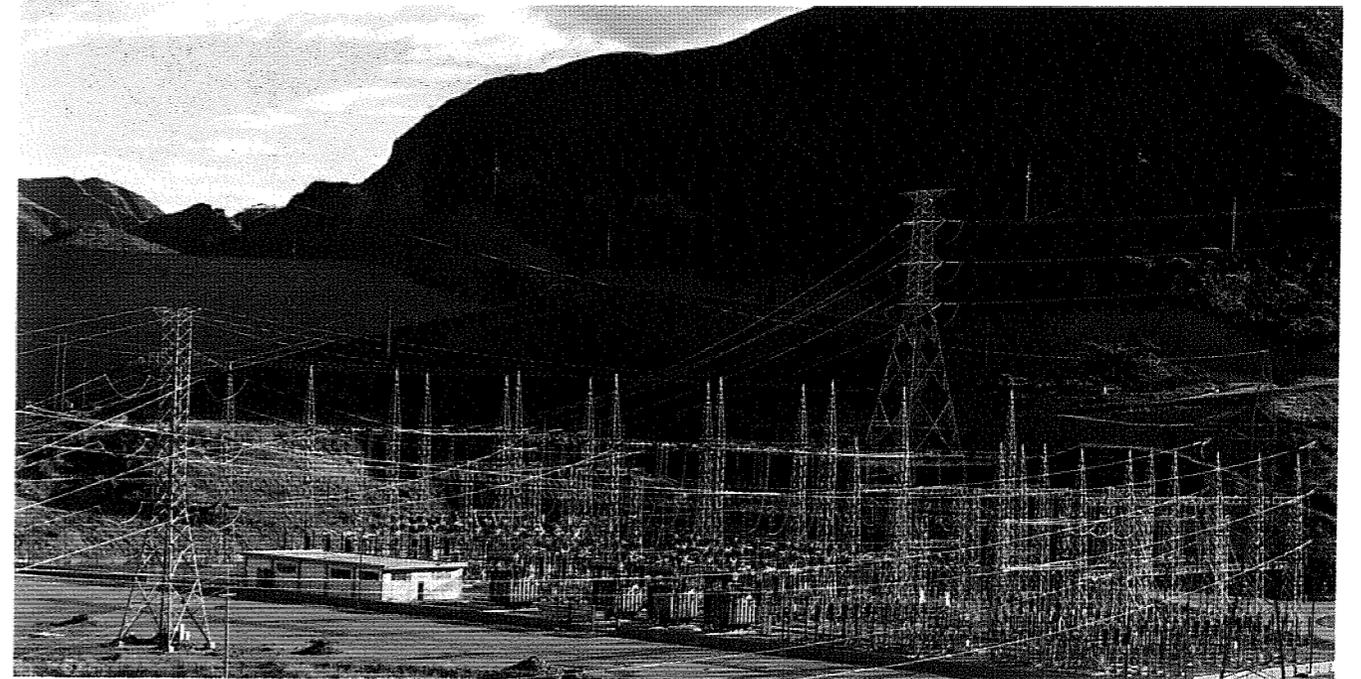
Proyecto 1: Interconexión Colombia-Ecuador a través de la línea a 34.5 KW

- a) **Ubicación:** El proyecto se localiza en la región Sur de Colombia, en el departamento de Nariño (Ipiiales) y al norte del Ecuador, en la provincia de Carchi (Tulcán).
- b) **Descripción del proyecto:** El proceso contempla la entrega de 20 MW, de los cuales 5 MW se suministraron en una primera etapa, 5 MW adicionales se entregarán en la segunda y 10 MW en la final, todas a nivel de tensión de 34.5 KW.

Para la segunda etapa, se requiere en el lado colombiano el cambio de conductor y un tramo de 2.5 Km de línea en 34.5 KW, al igual que de transformadores de corriente la subestación Panamericana en Ipiiales. En el lado ecuatoriano, se instalará el sistema de medición⁶.

Para la interconexión colombo-ecuatoriana en 34.5 KW y entrega de 10 MW que comprende la tercera

6. CIER; Boletín de la Comisión de Integración Eléctrica Regional No. 248, noviembre de 1992.



etapa, se precisa la construcción de la nueva línea Tulcán (Ecuador) - Ipiiales (Colombia), en 34.5 KW.

- c) **Estado actual:** Las obras para los 5 MW iniciales fueron ya completadas en 1992, y a partir de abril de 1992 se inició la transmisión de energía; no obstante, en mayo del mismo año, se suspendieron las transferencias, debido a que CEDENAR abasteció sin problemas a Ipiiales.

Para la segunda etapa, en lo que respecta al Ecuador, en diciembre de 1992, se terminó el cambio de tensión de 34.5 a 69 KW en la línea Ibarra-Tulcán. Para finalizar las obras, se requiere realizar obras menores en la línea: cambio del nivel de tensión de 34.5 a 69 KW en 4 Km, desde la subestación Tulcán hasta la subestación El Rosal (ambas

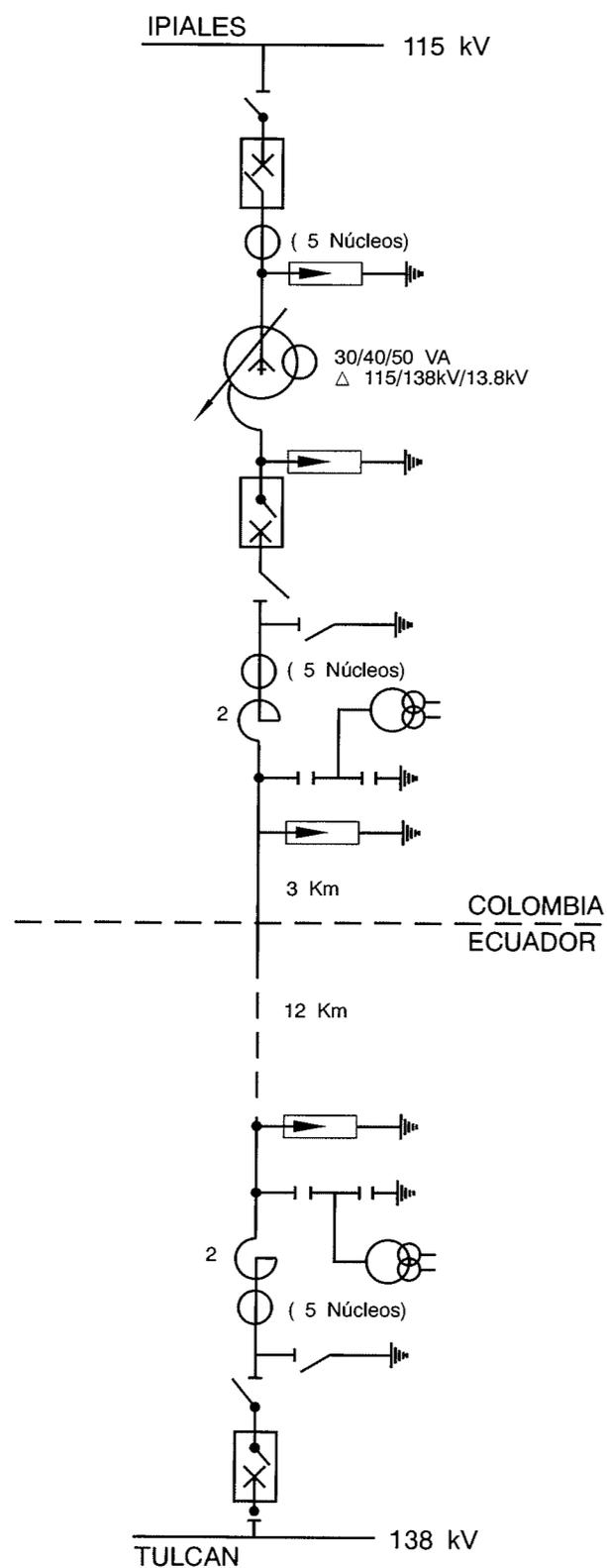
ubicadas en Tulcán, Ecuador); e instalar un transformador de 69/34.5 KW en la subestación El Rosal, con el fin de permitir el transporte de energía a Colombia. En cuanto a Colombia, se requiere financiación por parte de ICEL y CEDENAR.

- d) **Inversión estimada:** En la segunda etapa, la inversión llega a US\$ 19.846. Para la tercera etapa, el costo total del proyecto asciende a US\$ 258.932.

Proyecto 2: Interconexión fronteriza Colombia-Ecuador a 115/KW

(Ver gráfico E-CO-02-G1)

- a) **Ubicación:** La interconexión a 115/138 KW se localiza entre las poblaciones de Ipiiales (Colombia) y Tulcán (Ecuador).



CONVENCIONES	
	Trampa de Ondas
	Seccionador y cuchilla de puesta a tierra
	Transf. de corriente
	Interruptor
	Pararrayos
	Autotransformador
	Transformador de tensión

ESPECIFICACIONES EQUIPO TÍPICO	
Interruptor 123kV, 800A, 12.5 kA de corto circuito	
Transf. I 800/10A	
Pararrayos, Clase 96, ZnO	
Transf. 3 devanadas, terciario en Δ para serv. auxiliares, 30/40/50 MVA, OA/FA/FD	
Pararrayos, clase 96, ZnO	
Interruptor 145 kV, 800A, 12.5kA de corto circuito	
Seccionador 145kV, 800A, 12.5kA de corto circuito	
Transf. I, 800/10A	
Trampa ondas 800A, .32 mH para 100-400 kHz	
Transf. V 138/√3 kV/ 115/√3 Volts.	
Pararrayos, clase 96, ZnO	
Conductor ACSR, 30/7, LARK, 397,5 MCM, 593 A	

E-CO-02-G1

DIAGRAMA UNIFILAR

INTERCONEXION COLOMBIA ECUADOR

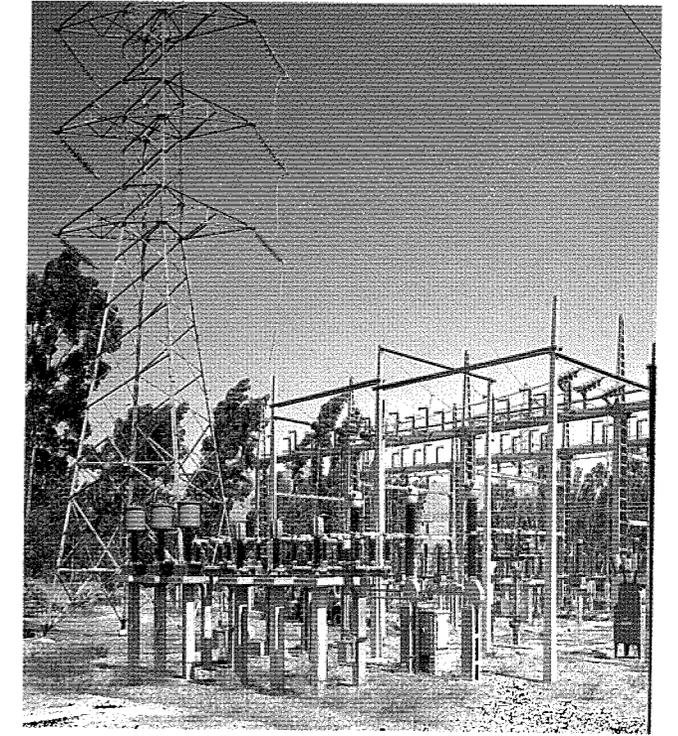
115/138 kV

b) **Descripción del proyecto:** El proyecto consiste en la puesta en operación de una línea de 15 Km de longitud entre Ipiales y Tulcán, para transmitir 40 MVA a 138 Kv entre los sistemas de CEDENAR y EMELNORTE, para lo cual se requiere construir la subestación de interconexión Panamericana (Ipi-ales) de 50 MVA y 115/138 KW.

Las características técnicas preliminares son las siguientes:

1. Línea de transmisión: Ipi-ales-Tulcán
 Nivel de tensión: 138 KW
 Longitud aproximada: 15 Km, de los cuales 12.4 están en Ecuador y 2.6 en territorio colombiano.
 Tipo de estructura: Metálica (Torres)
 No. de circuitos: Uno.
2. Ampliación de la subestación Tulcán: Se requiere la instalación de un módulo de línea a 138 KW en barraje principal y transferencia.
3. Ampliación de la subestación Ipi-ales. Se necesita la instalación de:
 - Un módulo de línea a 138 Kv en barraje sencillo
 - Un (1) módulo de transformador a 115 Kv en barraje sencillo.
 - Un (1) transformador 138/115 Kv de 40 MVA.

De acuerdo a los análisis técnicos efectuados, la construcción de la línea a 138 Kv Ibarra- Tulcán, forma parte del plan de desarrollo del sistema eléctrico del Ecuador. Es fundamental para la ejecución del proyecto la interconexión Tulcán-Ipi-ales, dado que sin esta línea no se pueden lograr las transferencias necesarias de energía. Por tanto, se recomienda que INECEL acelere la ejecución de este proyecto.

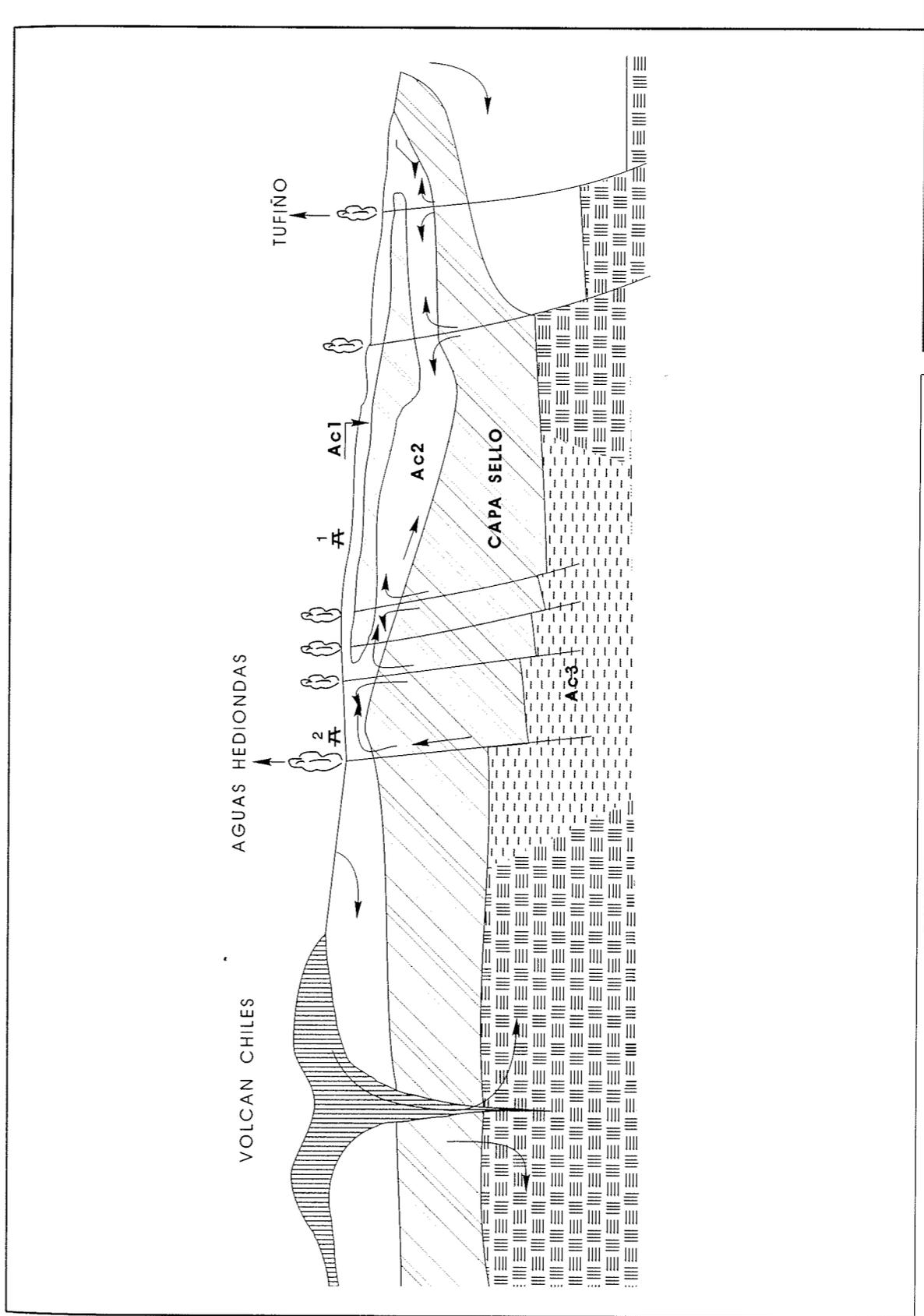
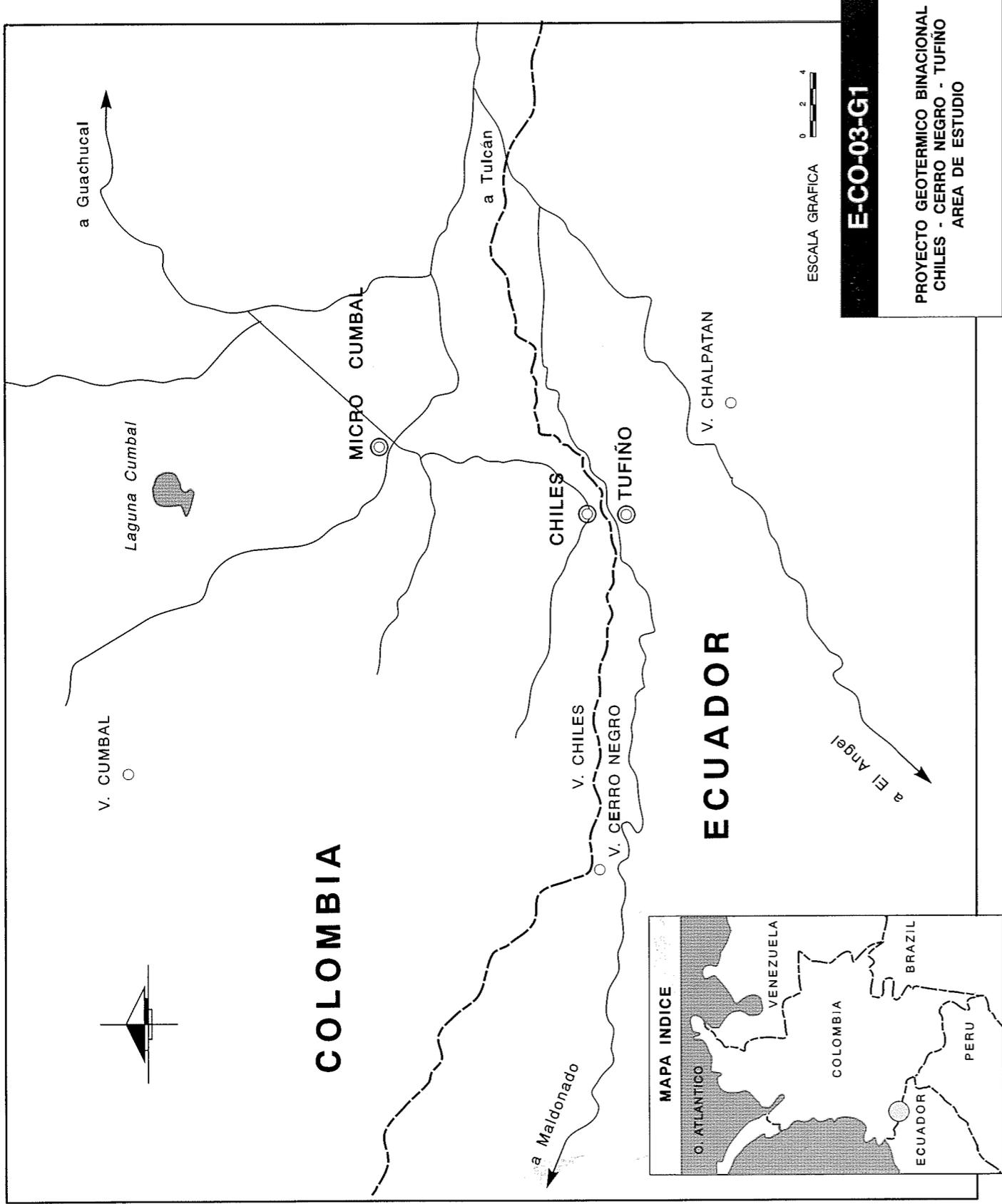


c) **Estado actual:** Este proyecto de interconexión eléctrica colombo-ecuatoriano se encuentra en su etapa de estudio.

El punto de cruce de la línea en la frontera fue definido en forma conjunta entre INECEL e ICEL, también se realizó intercambio de información entre ambas entidades, con miras a efectuar el diseño de la obra.

Hasta el momento, se tiene previsto las rutas preliminares, el aislamiento de la línea y el diseño mecánico de las estructuras. Las obras civiles (cimentaciones), los planos y diseños para las ampliaciones de las subestaciones asociadas al proyecto (S/E Panamericana y S/E Tulcán), todavía falta concretarse.

No obstante, antes de tomar una decisión, se sugiere efectuar un estudio de factibilidad técnico, económico y financiero del proyecto.



LEYENDA

Chimenea del Volcán Chiles	Domo Láxico de Tufiño	Recarga Meteorica
Formación Láxica Permeable Somera (acuíferos Ac1 y Ac2)	Ubicación de Pozos Someros	Subida de Fluidos Geotérmicos
Nivel Impermeable Somero	Basamento	Manifestación Termal
Capa Sello	Reservorio Profundo Ac3	

E-CO-03-G2

MODELO GEOTERMICO CONCEPTUAL
A LO LARGO DEL PERFIL
CHILES - TUFINO

plementaria que permita detallar las posibilidades geotérmicas de la zona. Del resultado de estas evaluaciones dependerá la continuación de la investigación del subsuelo, con la perforación de pozos exploratorios de aproximadamente 2.000 metros de profundidad. Hasta el momento, el proyecto está pendiente de la búsqueda de recursos para su financiación.

- d) **Inversión estimada:** Se requieren recursos por cerca de US\$ 200.000 para concluir la primera etapa de prefactibilidad, US\$ 12.4 millones para la etapa de factibilidad y US\$ 12.1 millones para el desarrollo de una central de 5 MW.
- e) **Beneficios esperados:** Se contaría con una fuente alterna de generación de energía eléctrica en el departamento de Nariño, lo cual proporcionaría un beneficio a toda la región limítrofe colombo-ecuatoriana.

Adicionalmente, proporcionaría una nueva alimentación al sistema interconectado colombiano, lo cual permitiría mejorar los voltajes del sistema CEDENAR.

Proyecto 5: Microcentral La Plata

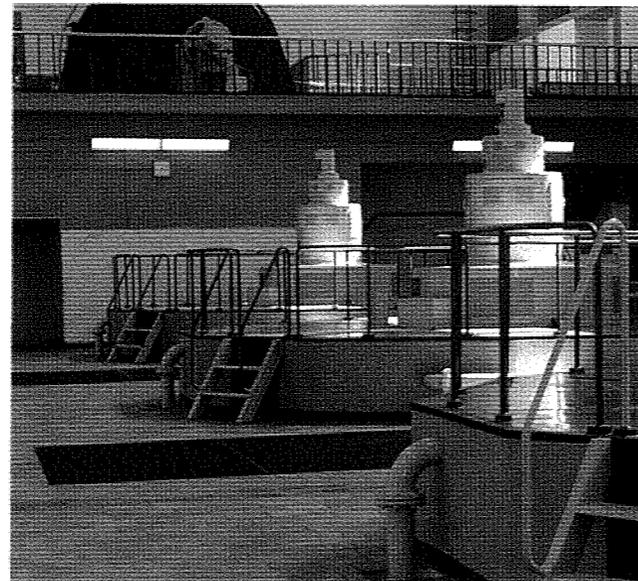
- a) **Ubicación:** El proyecto se localiza en la frontera colombo-ecuatoriana, en el departamento de Nariño (Colombia) y en la provincia de Carchi (Ecuador).
- b) **Descripción del proyecto:** En el encuentro binacional Colombia-Ecuador celebrado en 1991, la empresa EMELNORTE informó acerca de la construcción de la microcentral de La Plata, la cual daría servicio a trece poblaciones en el área de Ecuador, aledañas a las poblaciones de San Juan, La Unión y Talambí en Colombia, con lo que podrían beneficiarse alrededor de 400 familias.

Dada la integración humana de las poblaciones, EMELNORTE propuso suministrarles energía y establecer un convenio para la construcción de re-

des, su recuperación y mantenimiento y la facturación del servicio.

De acuerdo a las últimas evaluaciones realizadas por técnicos del Instituto Nacional de Energía (INE) y de EMELNORTE del Ecuador, la capacidad instalada de la microcentral sería de 150 KW (inicialmente, fue diseñada para 300 KW). Esta situación dificultaría el desarrollo de un proyecto binacional, puesto que sólo se tendría capacidad de transferir apenas 20 KW remanentes de Ecuador y Colombia. A su vez y con el fin de abastecer a las poblaciones limítrofes colombianas, sería importante realizar el proyecto geotérmico Chiles-Cerro Negro-Tufiño, tal como se indicó anteriormente.

- c) **Estado actual:** No existe ningún estudio de factibilidad, diseño y tampoco se han determinado los costos de la interconexión.
- d) **Beneficios esperados:** Se aseguraría el suministro de electricidad a las poblaciones colombianas aisladas del sistema interconectado, que requerirían formas más costosas de producción de electricidad como plantas de diesel.



3. PROYECTOS DE INTERCONEXION ELECTRICA COLOMBIA-VENEZUELA

(Ver mapa E-CO-04-G1)

Antecedentes

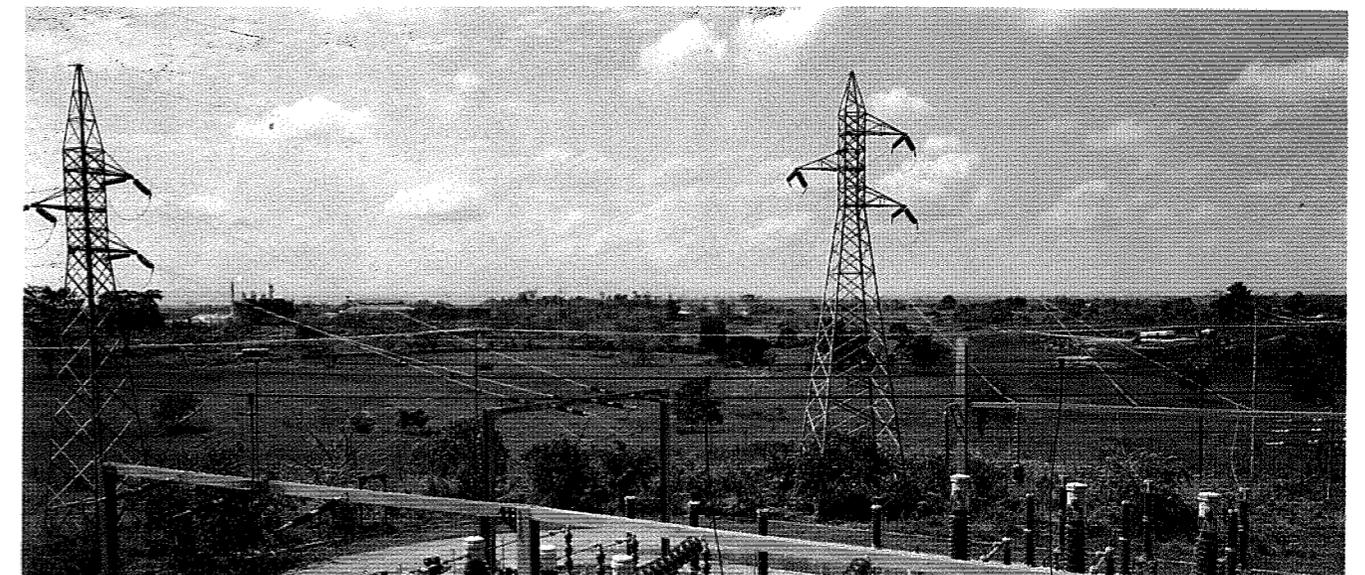
Desde comienzos de la década del 60 se iniciaron conversaciones para interconectar los sistemas eléctricos de Colombia y Venezuela con el fin de efectuar intercambios de potencia y energía eléctrica. El primer convenio se firmó entre la Compañía Anónima de Administración y Fomento Eléctrico CADAFE (Venezuela) y Centrales Eléctricas del Norte de Santander S.A. CENS (Colombia).

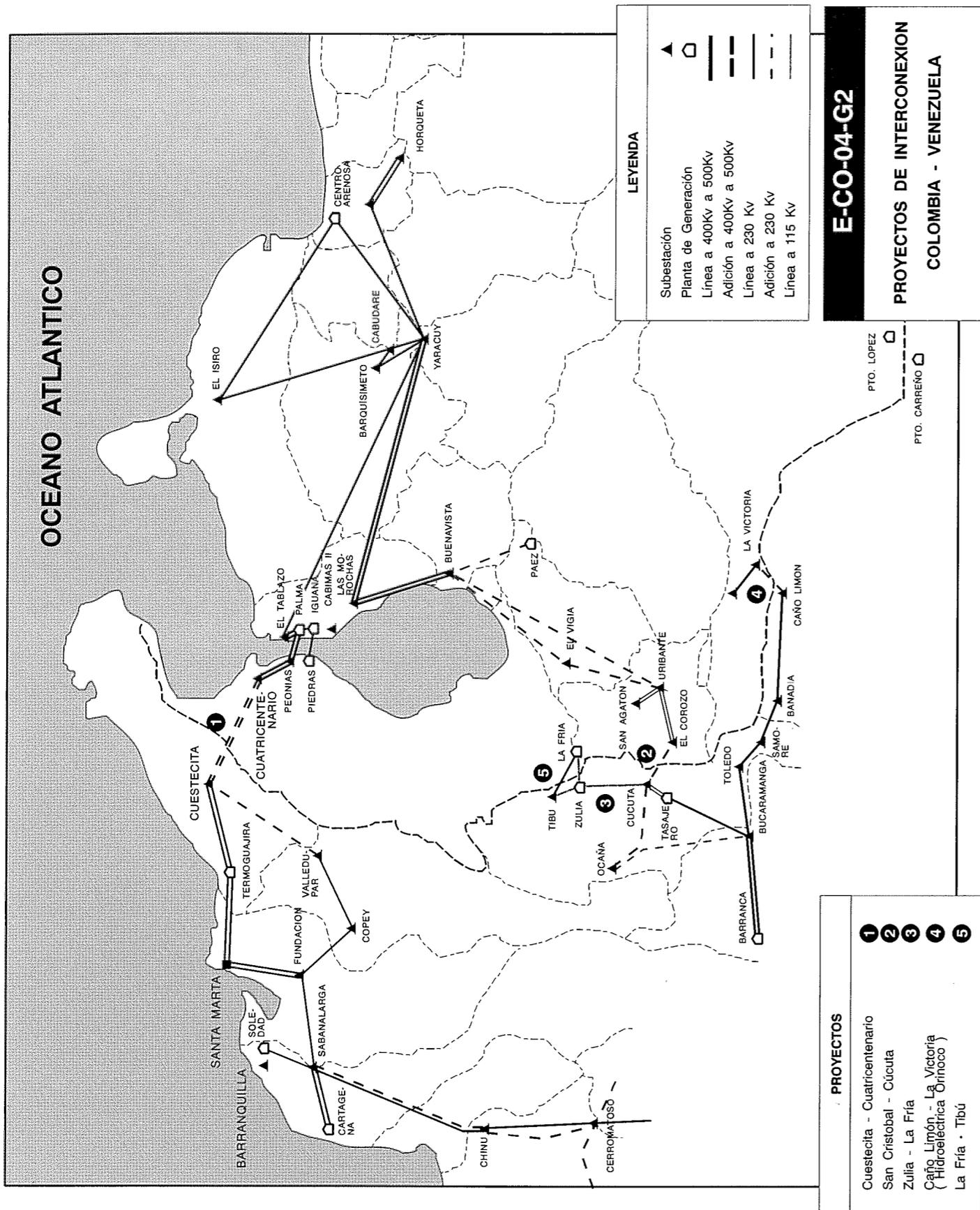
En 1964 empezó el montaje de dos líneas de subtransmisión a 13.8 y 34.5 KW, con una longitud total de 14 Km y una capacidad de 15 MW. Las líneas interconectaron las subestaciones de Cúcuta (Colombia) y San Antonio del Táchira (Venezuela).

Para 1969, entró en operación una línea a nivel de 115 KW, con una longitud de 29 Km y una capacidad de 40 MW, que unió la Planta Termoeléctrica del Zulia, en el Norte de Santander, y la Planta Termoeléctrica Táchira, interconexión que ha servido de soporte a ambos países en casos de emergencia. En los últimos años, esta interconexión ha sido fundamental para Colombia, pues ha permitido garantizar el suministro a las regiones de Ocaña y Aguachica.

En 1975 se firmó otro convenio entre CADAFE y la Intendencia de Arauca, con el objeto de suministrar energía a la ciudad de Arauca desde la Planta de Guasdalito (Estado Apure en Venezuela) a través de una línea de distribución a 13.8 KW.

Estos intercambios se realizaron hasta finales de 1989, cuando entró en servicio la línea Bucaramanga- Arauca de propiedad de Interconexión Eléctrica S.A. ISA.





Proyecto 1: Interconexión a 230 KW entre las Subestaciones de Cuestecita (Colombia) y Cuatricentenario (Venezuela)
(Ver mapa E-CO-05-G1)

a) **Ubicación:** El proyecto se localiza en la zona norte de Colombia (en el departamento de la Guajira) y en el occidente de Venezuela en la región circundante de la ciudad de Maracaibo.

b) **Breve descripción del proyecto:** El proyecto consiste en el montaje de una línea a 230 KW con una longitud total de 130 Km, de los cuales 45 están en territorio colombiano y los 85 restantes en la parte venezolana; la ampliación de la subestación Cuestecita en el departamento de la Guajira (Colombia) y la construcción de la subestación Cuatricentenario en el estado de Zulia (Venezuela).

c) **Estado actual:** La interconexión eléctrica entre ambos países en su primera etapa fue inaugurada en noviembre de 1992, con la puesta en servicio de una línea de 230 KW de circuito sencillo entre Cuestecita y Cuatricentenario, con una capacidad de 100 MW. En diciembre de 1993, se incrementará a 150 MW, gracias a la instalación en la subestación Cuestecita de una compensación capacitiva de 78 Mvar. En diciembre 1994, con la entrada de la línea a 230 KW Cuestecita- Valledupar, la capacidad de transporte se incrementará a 200 MW.

Para la ampliación de la subestación Cuestecita se instalará una subestación convencional conformada por dos módulos de línea, uno a Valledupar y otro para la interconexión con la subestación Cuatricentenario y dos módulos para conectar a 230 KW dos bancos de condensadores de 39 Mvar, cada uno.

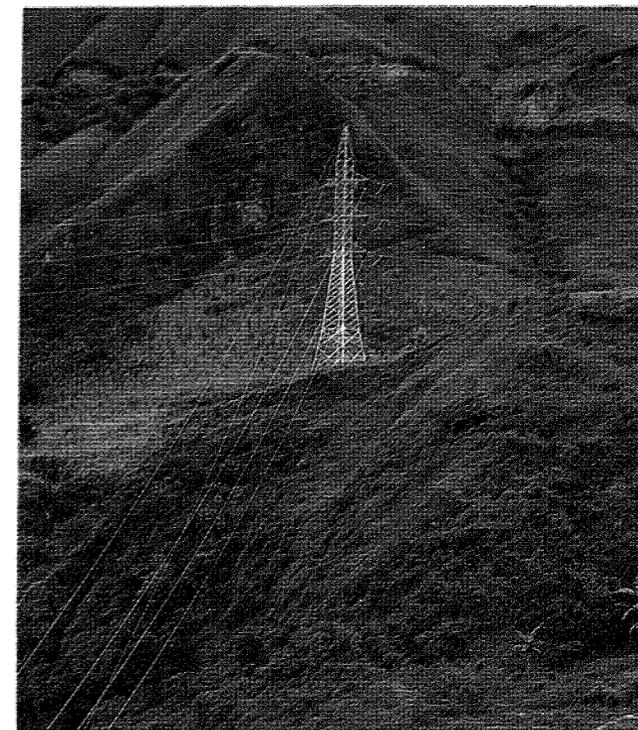
d) **Inversión:** Este proyecto tuvo un costo de US \$ 29.4 millones. El costo de la obra en la parte colombiana llegó a US\$ 16.4 millones, los cuales fueron financiados con recursos propios de ISA y préstamos del Gobierno Nacional, la FEN y EXIM-BANK. El trayecto de la obra en Venezuela alcanzó un valor de US\$ 13 millones.

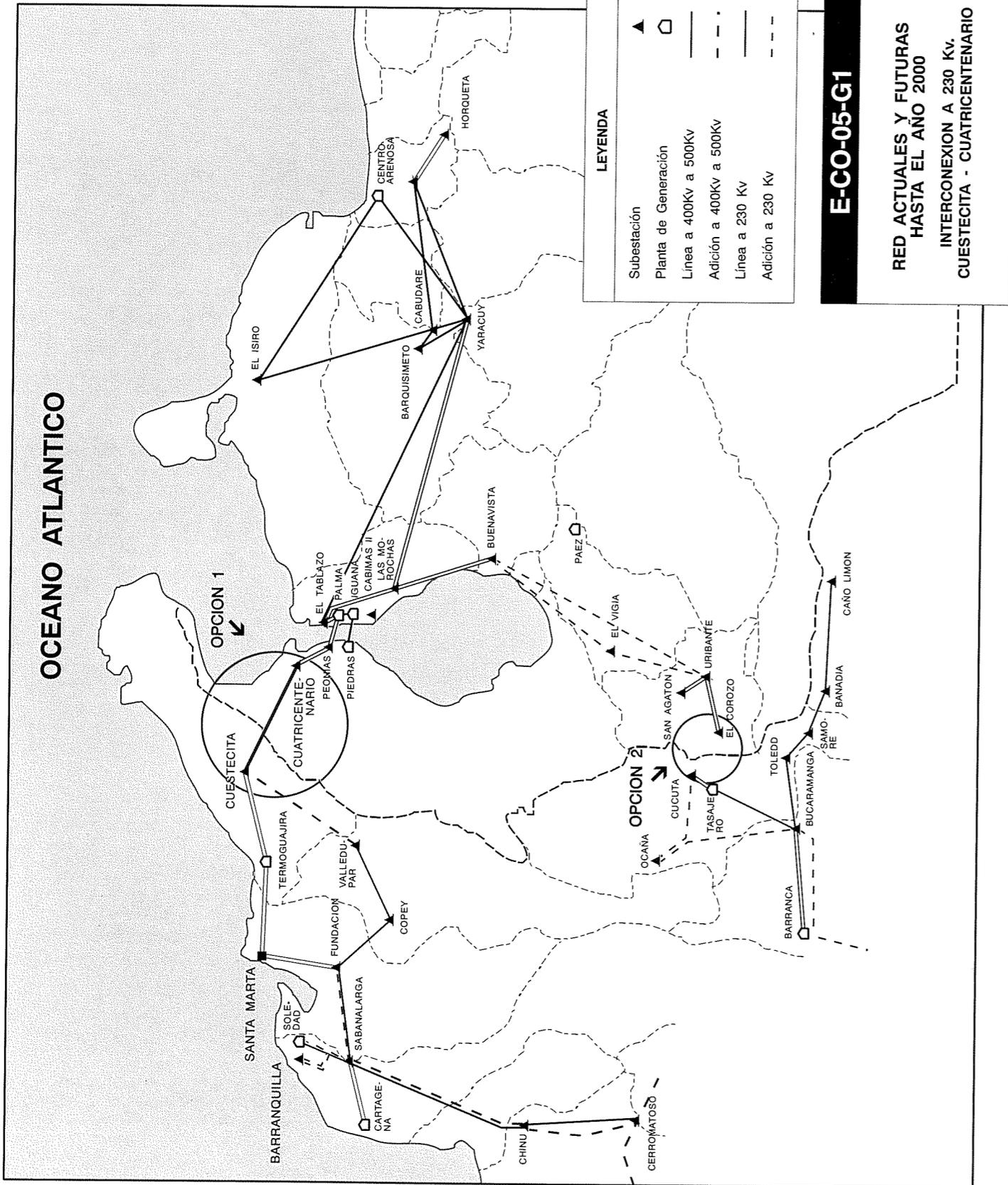
Proyecto 2: Segundo Proyecto de Interconexión a 230 KW entre Colombia y Venezuela
(Ver mapa E-CO-05-G1)

a) **Ubicación:** El proyecto se encuentra en la región fronteriza colombo- venezolana, entre la zona de la Guajira y Maracaibo.

b) **Descripción del proyecto:** Consiste en la construcción de una segunda línea de transmisión a 230 KW entre las subestaciones de Cuatricentenario (Venezuela) y Cuestecita (Colombia), con una longitud de 130 Km.

Adicionalmente, el proyecto requiere el montaje de una línea a 230 KW, con una longitud total de 400 Km en el sistema de CORELCA.





b) **Estado actual:** Se encuentra en estudio la conveniencia de construir el segundo circuito aislado de 400 KW y operado inicialmente a 230 KW, lo que permitiría intercambios superiores de potencia y energía.

Norte de Santander en Colombia y en el Estado Táchira en Venezuela.

b) **Descripción del proyecto:**

Interconexión a 115 KW.

La actual línea de 115 KW, situada entre la planta Zulia en Colombia y la Central La Fría en Venezuela, que tiene una longitud de 29.8 Km y una capacidad máxima de 85 MW, está limitada a 50 MW por restricciones en la red de Norte de Santander.

Para utilizar toda su capacidad, sería necesario instalar compensación reactiva de una magnitud del orden de 29 Mvar en las áreas de Cúcuta y Ocaña, la cual se colocaría en las redes de distribución.

Interconexión a 13.8 KW

Consiste en instalar una línea entre las subestaciones Sevilla (Cúcuta) y San Antonio (Táchira), con una longitud de 13.8 Km y una capacidad máxima de 8 MW. Esta línea estaría aislada para un nivel de tensión de 34.5 KW.

La capacidad de importación se podría incrementar a 20 MW, si se energiza a 34.5 KW para lo cual se requeriría un módulo en San Antonio.

Proyecto 3: Interconexión Eléctrica a 230 KW entre la S/E El Corozo en San Cristóbal (Venezuela) y la S/E San Mateo en Cúcuta (Colombia)

(Ver mapa E-CO-05-G1)

a) **Ubicación:** El proyecto se encuentra situado en la frontera colombo-venezolana, entre las ciudades de Cúcuta en Colombia y San Cristóbal en Venezuela.

b) **Descripción del proyecto:** El proyecto consistiría en la instalación de una línea de doble terna a 230 KW, con una longitud de 39 Km en el lado venezolano y 10 Km en el lado colombiano. La máxima capacidad de transporte de la línea sería de 300 MW. En el caso de Colombia, se requeriría la construcción de una nueva línea de transmisión, a 230 KW, entre Cúcuta y Bucaramanga, y en el sistema eléctrico de Venezuela la terminación del Complejo Hidroeléctrico Urbante-Caparo.

c) **Estado actual:** Falta definición de la construcción y de su financiación, especialmente de las obras adicionales en Colombia y Venezuela. No hay estudio de factibilidad y tampoco de diseño.

c) **Estado actual:** Falta decisión y financiación para llevar a cabo la compensación reactiva en Colombia y la compra del módulo en Venezuela.

d) **Inversión estimada:** El costo del proyecto se estima en aproximadamente US\$ 20 millones.

d) **Inversión estimada:** Para Colombia, el costo de la compensación reactiva llega a alrededor US\$ 300.000.

Proyecto 4: Mejoramiento de las Interconexiones de 13.8 KW y 115 KW

(Ver mapa E-CO-05-G1)

a) **Ubicación:** El proyecto se encuentra localizado en la frontera colombo-venezolana, en las regiones de

e) **Beneficios esperados:** Las mejoras de este proyecto darían como resultado el aumento de la capacidad de transferencia de potencia, con una inversión marginal, lo cual beneficia a la integración binacional y a los sistemas eléctricos de Santander y Norte de Santander en Colombia y al estado Táchira en Venezuela.

4. PROYECTOS HIDROCARBURIFEROS

Proyecto 1: Gasoducto Colombia-Venezuela

- a) **Ubicación:** El gasoducto partiría de la región occidental de Venezuela para llegar a Cúcuta y avanzar hacia Bucaramanga, Bogotá, Cali y Medellín.
- b) **Descripción:** Se trata de construir un gasoducto entre Colombia y Venezuela, para un suministro máximo de 200 MMPCD.

Este gasoducto permitiría sustituir electricidad, propano y cocinol que se utiliza en los hogares para cocción de alimentos y calentamiento de agua. Igualmente sustituiría propano, fuel oil y kerosene que se consume en el sector industrial y gasolina en el sector transporte, a través del uso de gas natural comprimido (GNC).

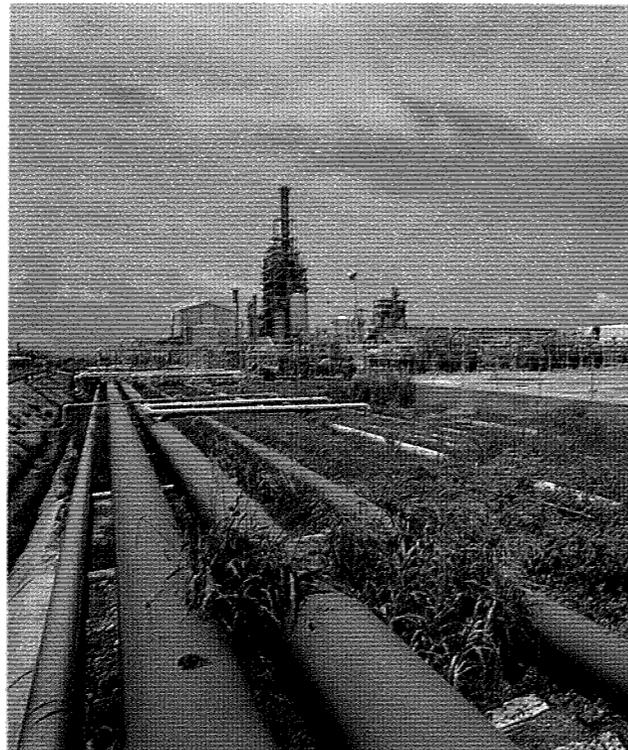
- c) **Estado actual:** Se cuenta con un estudio realizado por la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), con el apoyo financiero de la CAF (5/junio/92). Aun cuando no constituye un análisis de prefactibilidad, permite concluir que, bajo algunas premisas, el proyecto de interconexión gasífera es técnica y económicamente viable.

El Grupo de Trabajo de Gas colombo-venezolano que se reunió en Santafé de Bogotá el primero de octubre de 1992 realizó algunas observaciones a la interconexión gasífera.

- El valor de negociación para los dos países de 2.52 US\$/MBTU (precio frontera) indicado en el documento de OLADE, no considera los conceptos de regalías e impuesto sobre la renta establecidos en el sistema impositivo venezolano, lo cual debería incluirse en caso de realizarse un estudio de factibilidad que involucre una evaluación financiera.
- El escenario previsto actualmente considera una reducción de los niveles de producción de

hidrocarburos anteriormente estimados (90-91), lo cual provoca una disminución importante en la disponibilidad de gas para el mercado interno.

- Bajo el escenario concebido actualmente el posible suministro de 60 MMPCD de gas a Colombia desde Venezuela, sería a expensas de reducir los volúmenes destinados a inyección en los yacimientos (recuperación secundaria de crudos) o en su defecto de otros sectores que tendrían la opción de quemar líquidos exportables.
- De lo anterior se desprende que bajo el escenario actual no habría gas para exportación desde el occidente de Venezuela a Colombia (60 MMPCD durante 12 años).



- d) **Beneficios esperados:** Se mejoraría la estructura del consumo de energía en Colombia, pues el consumo de electricidad —muchas veces ineficiente— podría sustituirse por gas natural. Por otra parte, recientemente el Consejo Nacional de Política Económica y Social (CONPES) aprobó un plan de utilización intensiva de gas, que tiene por objeto llevar aceleradamente este combustible a los hogares colombianos.

Proyecto 2: Otras posibilidades de gasoductos

A largo plazo y a nivel conceptual, se tiene previsto la interconexión gasífera entre Venezuela-Colombia y México a través de Centroamérica, y la construcción

de un posible gasoducto que vaya de Colombia a Ecuador.

No obstante, estos proyectos no cuentan con una sólida base de sustentación. Inicialmente, se necesita de un análisis preliminar para definir sus posibilidades técnicas y económicas.

Proyecto 3: Autoabastecimiento de combustibles

En el marco de las reuniones del Grupo de los Tres (Colombia-Venezuela-México) y de los encuentros binacionales Colombia-Ecuador se han mencionado las siguientes alternativas que merecen estudiarse para su viabilidad técnico-económica:

Gas Licuado de Petróleo

- Suministro de GLP de Venezuela y México a Colombia.
- Abastecimiento al departamento de Nariño, por parte de Ecuador (corto plazo).
- Abastecimiento a través de Buenaventura para Cauca y el Valle (mediano plazo).

Gasolina y diesel

- Posibilidad de suministros de gasolina de Venezuela a Colombia (largo plazo).
- Abastecimiento al departamento de Nariño, por parte de Ecuador (corto plazo).
- Abastecimiento a Leticia por barcasas 3.000 bls/mes (corto plazo).

Crudo

- Ventas al área del Pacífico de crudo Orito (corto plazo). Se requiere el estudio de mercado y la ampliación de capacidad de almacenamiento y carga.
- Coordinar esquemas de comercialización.

Fuel oil

- Constituir a corto plazo un joint venture con Colombia, para procesar el crudo reducido de la península de Santa Elena en el Ecuador, el mismo que se obtiene de la refinación en la planta de La Libertad, de la mezcla de crudos de los campos de la Península y del Oriente.

5. PROYECTOS CARBONIFEROS

Proyecto 1: Integración de la Infraestructura para Exportar Carbón

(Ver mapa E-CO-06-G1)

- a) **Ubicación:** El proyecto está localizado en los departamentos de la Guajira y Norte de Santander en Colombia y en los estados de Zulia y Táchira en Venezuela.
- b) **Descripción:** Se pretende utilizar conjuntamente la infraestructura disponible en este subsector, con el objeto de que Colombia y Venezuela aumenten sus exportaciones de carbón.

En lo que respecta a Colombia, se tiene el potencial carbonífero del Norte de Santander. Dichos recursos requieren de puntos de salida, con el fin de efectuar ventas externas. Se prevé utilizar la infraestructura de Venezuela para llegar a un puerto en el Golfo de Venezuela.

En cuanto a Venezuela, el desarrollo de los carbones ubicados en la zona de Guasare, cerca de la Guajira, que arrojan proyecciones de producción de 10 millones de toneladas de carbón por año, necesitan de una infraestructura portuaria adecuada. Existe la posibilidad de utilizar el complejo de El Cerrejón, para lo cual Venezuela tendría que construir un tramo de ferrocarril desde la mina hasta El Cerrejón.

El yacimiento carbonífero de Guasare, explotado por CARBOZULIA, filial de Petróleos de Venezue-

la S.A. (PDVSA), es el más importante de Venezuela. Este yacimiento está localizado al Nor-oeste del estado Zulia, ubicado a cerca de 100 Km de la ciudad de Maracaibo en el distrito Mare. Para superar la producción de 2.5 millones de toneladas de carbón por año, se requiere de fuertes inversiones en líneas férreas, puerto y adecuación minera de más de US\$ 1.000 millones para llegar a la meta de 10 millones de toneladas de carbón anuales.

También en el departamento del Norte de Santander la minería de carbón tomó impulso con la inauguración en 1983 de la central térmica de Tasajero de 150 MW y la construcción de la comercializadora de carbón de CarboNorte.

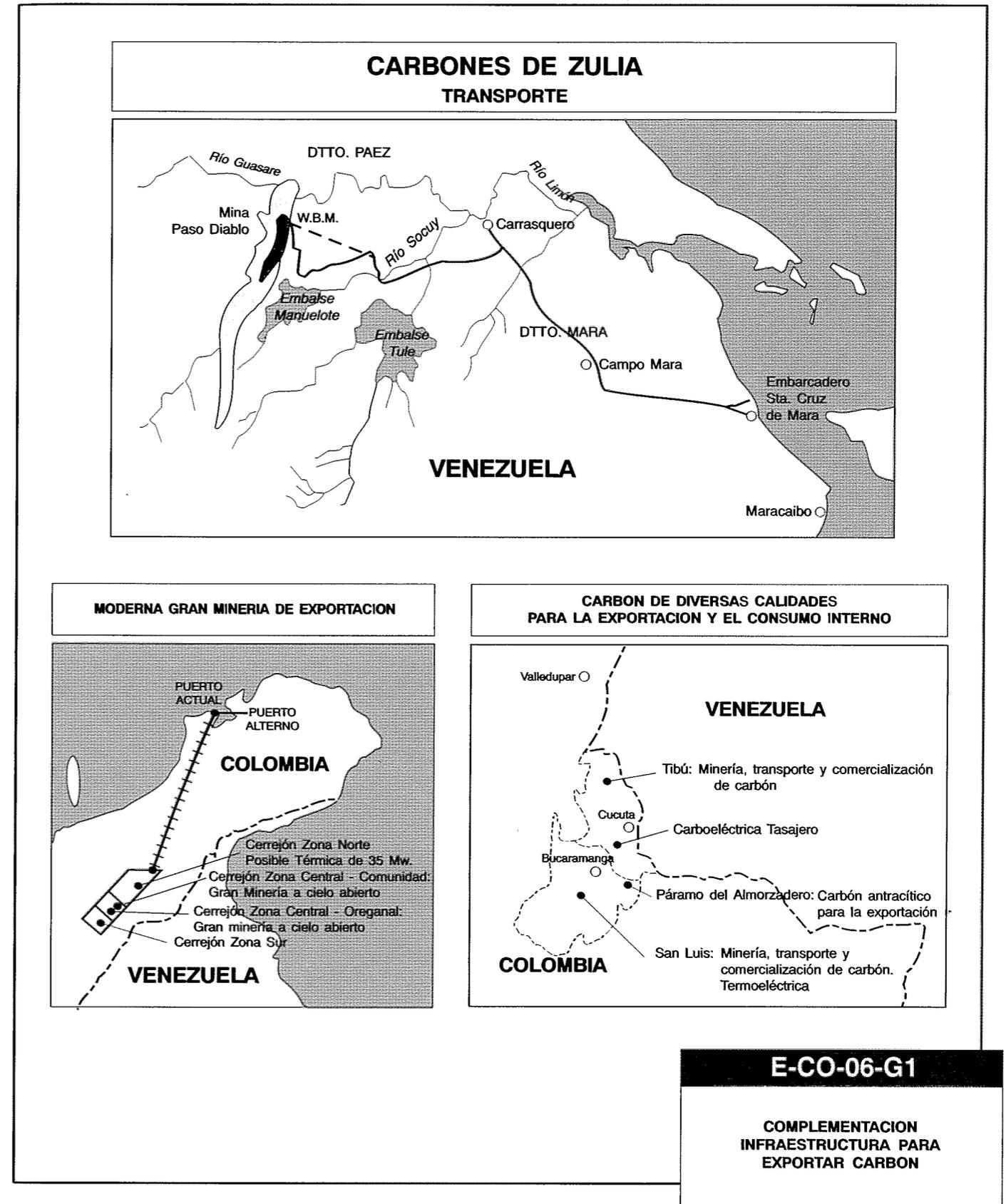
Con estos antecedentes, se desarrolló la explotación carbonífera y se inició en la segunda mitad del decenio de los ochenta la exportación de carbón hacia Europa. Para tal efecto, se utilizó la infraestructura vial y portuaria del lago de Maracaibo. De todas formas, el potencial de exportación puede ser alto si se cuenta con una infraestructura apropiada y la seguridad de su utilización continua a precios convenientes.

Por el lado de la Guajira, se tiene toda la infraestructura de El Cerrejón Norte que podría ser utilizada en otros proyectos. Además si se expande la producción de El Cerrejón, se podría atender los proyectos venezolanos.

- c) **Estado actual:** En CARBOCOL, al proyecto se lo considera atractivo. Sin embargo, se carece de estudios especializados, que permitan estimar las inversiones necesarias. Por lo tanto, se requiere una visión preliminar que concrete el proyecto y permita definir su viabilidad antes de continuar con la etapa de prefactibilidad.

6. RECOMENDACIONES

En el subsector eléctrico se encuentran las mayores potencialidades para desarrollar proyectos energéti-



cos binacionales con Venezuela y Ecuador. Por lo tanto, en este subsector se podrían realizar la mayor parte de las acciones de integración a corto y mediano plazo, dentro del contexto previsto por la CAF.

Un análisis de los proyectos revela como característica común la falta de estudios de factibilidad técnica, económica y financiera, y por lo tanto de los diseños respectivos. Es importante destacar que buena parte de los proyectos justifican, en un primer análisis, su conveniencia.

Desde el punto de vista de Colombia, las interconexiones eléctricas con Venezuela y Ecuador resultan más ventajosas para aumentar su autosuficiencia eléctrica, que el montaje de capacidad generadora equivalente con nuevas plantas hidroeléctricas o térmicas.

En caso de que se concreten las interconexiones propuestas, así como las mejoras en las líneas existentes, se obtendría una capacidad de transmisión de 647 MW con Venezuela y de 370 MW con Ecuador, para un total de 1.017 MW que representa aproximadamente el 15% de la demanda del país; es decir se atendería, según los últimos análisis, el incremento del consumo en los próximos 3 años. No obstante, algunas de las interconexiones mencionadas, como la de 220 KW entre Colombia y Ecuador y el segundo circuito con Venezuela por la Costa Norte, están previstas para el largo plazo y requieren de estudios de factibilidad para determinar su viabilidad económica en vista de las grandes inversiones que se necesitan.

Se recomienda financiar estudios de factibilidad para los proyectos incluidos en el presente documento que carecen de los mismos y de diseño de acuerdo a los resultados que arrojen los primeros, debido a la situación de abastecimiento que enfrenta Colombia en el corto y mediano plazo.

Se sugiere, asimismo, financiar los proyectos de mejoramiento de las líneas ya en operación de 13.8, 34.5 y 115 KW en las fronteras colombo-ecuatoriana y colombo-venezolana.

Igualmente, es conveniente financiar la continuidad de los estudios de prefactibilidad del proyecto geotérmico colombo-ecuatoriano, de acuerdo a los resultados de los estudios preliminares realizados y ante la conveniencia de diversificar la utilización de fuentes energéticas, con otras no convencionales. El proyecto permitiría incorporar el recurso geotérmico del área fronteriza al abastecimiento energético de Colombia y Ecuador, mediante la instalación de plantas de generación geotermoeléctrica que contribuirían a sustituir la utilización de hidrocarburos en la generación eléctrica.

En el área de los hidrocarburos y el carbón, los posibles proyectos están todavía a nivel conceptual. Por lo tanto, se recomienda seguir en su reconocimiento, con el propósito de obtener mayor información y una determinación preliminar de los costos y de las ventajas técnicas y económicas.

ECUADOR

Proyectos energéticos de integración

HANS COLLIN MORALES

Hans Collin Morales: Ingeniero Mecánico - Ecuador.

- *Ha sido ejecutivo de la Empresa Eléctrica de Ecuador y de la Empresa Cemento Nacional S.A.*
- *Gerente General del Instituto Ecuatoriano de Electrificación y Presidente de la Comisión de Integración Eléctrica Regional (CIER).*

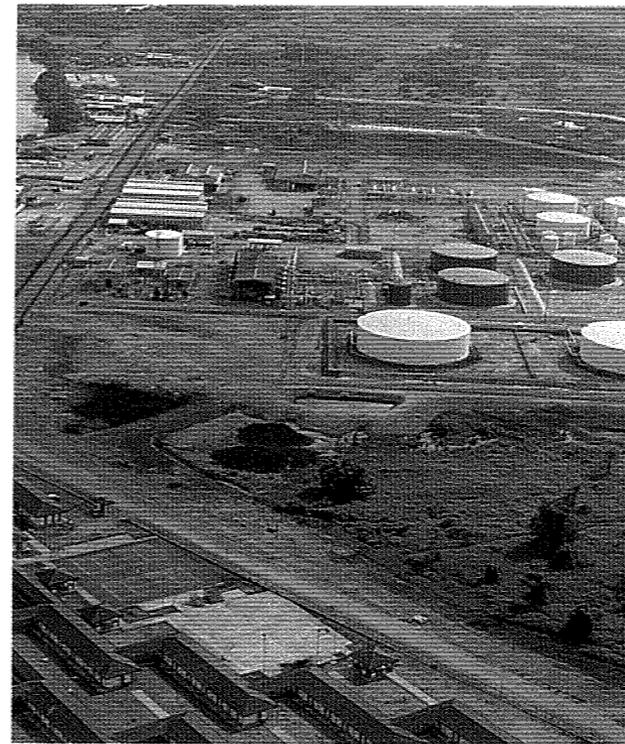
1. ASPECTOS GENERALES

A partir de 1972, cuando comenzó la producción y exportación del petróleo a gran escala, esta materia prima ha sido de vital importancia en el desarrollo socio-económico del país.

De acuerdo a cifras del Banco Central del Ecuador, en 1992, el petróleo y sus derivados representó el 10.5% del producto interno bruto (PIB) y tuvo una participación porcentual de cerca del 50% en los ingresos corrientes del presupuesto del Estado.

Para 1992, las exportaciones totales llegaron a US\$ 3.007.5 millones, de las cuales el petróleo crudo y derivados significó el 44.4%.

1. OLADE-SIE; Balances Energéticos, Ecuador, 1992.



Este recurso aporta significativamente en la estructura del balance energético, tanto en la oferta como en la demanda. De acuerdo a cifras provisionales, en 1992, la producción de energía primaria ascendió a 141.3 millones de barriles equivalentes de petróleo (bep), de los cuales el 85.5% correspondió a petróleo crudo, 6.4% a biomasa, 5.6% a gas licuado y el 2.5% a energía hidroeléctrica¹.

Por su parte, el consumo final energético fue de 42.6 millones de bep. De ese total, el 70.5% demandaron los derivados de petróleo, el 21.3% la biomasa y el 8.2% la electricidad (2).

1.1 Subsector hidrocarburos

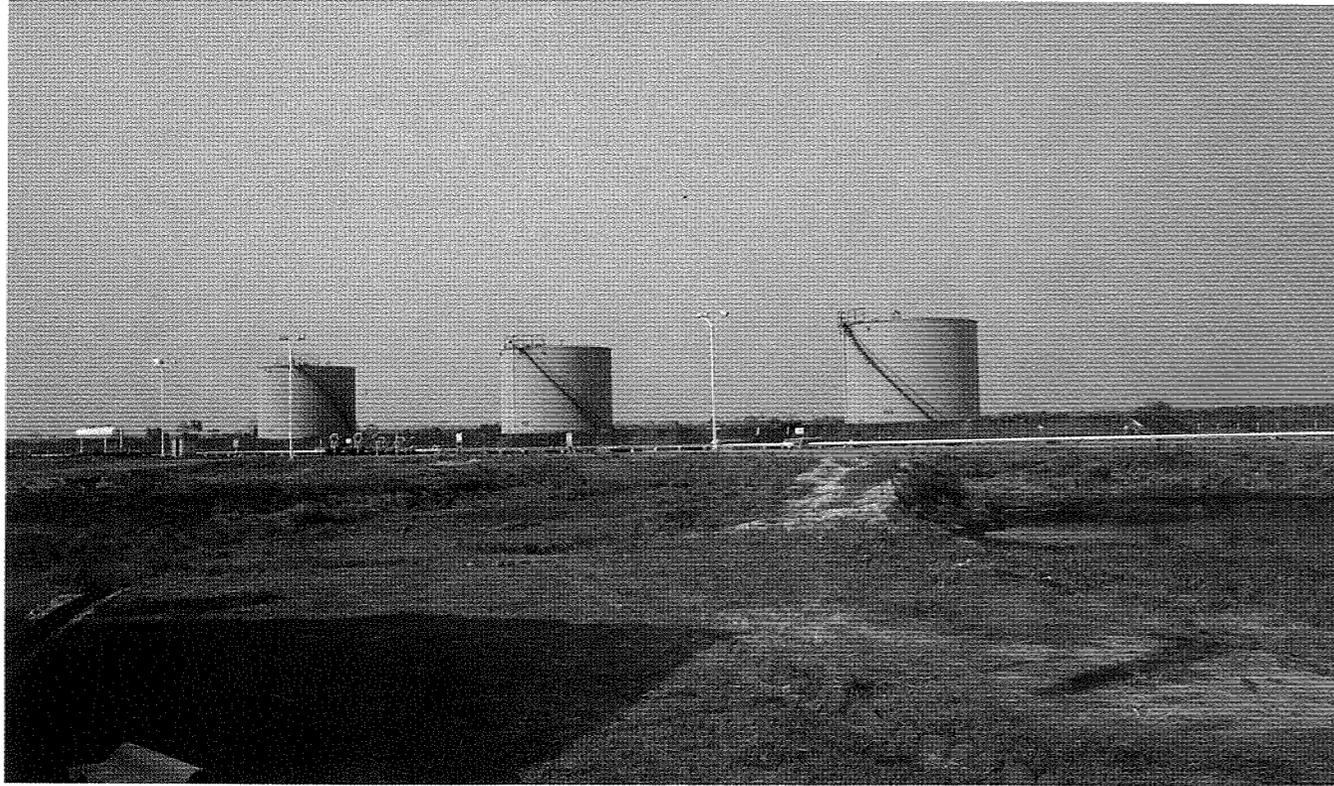
A diciembre de 1992, el monto de las reservas totales de petróleo (probadas más probables) es de 3.286 millones de barriles, de las cuales 2.014 millones provienen de campos en producción y 1.272 millones de campos en reserva. Adicionalmente, se estiman reservas posibles, en un volumen de 835 millones².

El 66% corresponde a crudos medianos, el 10% a crudos livianos y el 24% a crudos pesados, sin considerar los de grado inferior a los 15 API, que actualmente no son comercialmente explotables. Del total de reservas estimadas, el 1% se encuentra en los campos de la Región Litoral y el 99% en los campos de la Región Amazónica.

De acuerdo a un estudio realizado por el Instituto Francés de Petróleo (octubre de 1992), las reservas totales ascienden a 4.100 millones de barriles, de las cuales 2.982 millones son reservas probadas desarrolladas y 1.098 millones son reservas probadas no desarrolladas³.

2. Las cifras de las reservas petroleras fueron tomadas del estudio "Reservas de Petróleo en el Ecuador" (marzo 1993), elaborado por una comisión interinstitucional en la que participaron PETROECUADOR, Ministerio de Energía y Minas, Dirección Nacional de Hidrocarburos y el Consejo Nacional de Desarrollo (CONADE).

3. Instituto Francés del Petróleo; OGJ Special, marzo 1, 1993.



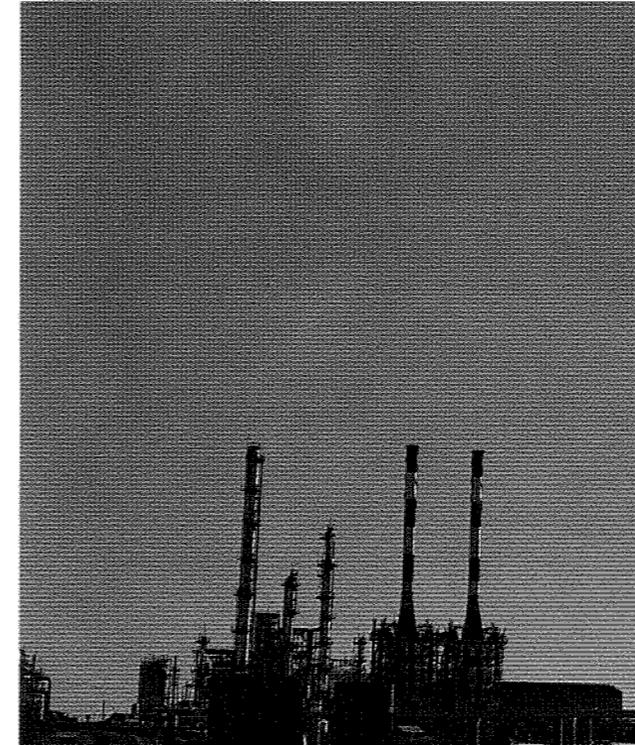
La producción nacional en 1991 fue de 109.4 millones de barriles, de los cuales 59.6 millones de bls fueron destinados a la exportación de la Empresa Estatal Petróleos del Ecuador S.A. (PETROECUADOR), Texaco, Gulf y City, y 49.8 millones de bls se dirigieron al mercado interno⁴. En esta actividad participan varias empresas privadas nacionales y extranjeras al amparo de las diferentes modalidades contractuales, especialmente mediante contratos de prestación de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos.

Para transportar el petróleo desde la región oriental hacia los centros de consumo y el terminal marítimo

4. Ver PETROECUADOR; Actividad Hidrocarburífera 1972-1991, Quito, Febrero de 1993.

de exportación en el puerto Balao, se cuenta con el Sistema del Oleoducto Transecuatoriano (SOTE), que tiene una capacidad de diseño de 400.000 bls/día. A la fecha, la capacidad efectiva es 325.000 bls/día, y está prevista una próxima ampliación para el transporte adicional de crudos pesados. Esta infraestructura está complementada con el oleoducto Lago Agrio-San Miguel-Orito, con una capacidad operativa de 35.000 bls, que se conecta con el oleoducto Transandino de Colombia (5).

En Ecuador hay 6 plantas industriales con una capacidad instalada de 154.460 bls/día, siendo la más grande y completa Esmeraldas con una capacidad de 90.000 bls/día y una carga de 78.561 bls/día. Adicionalmente, se cuenta con las refinerías de La Libertad (39.500 bls/día), Amazonas (10.000 bls/día), Lago Agrio



(1.000 bls/día), la planta de Cautivo (9.500 bls/día) y la planta de procesamiento de gas Shushufindi, con una capacidad de 4.460 bls/día (5).

Además de PETROECUADOR, operan bajo la modalidad de prestación de servicios las empresas Occidental, Maxus, Oryx, Texaco-Pecten, Tripetrol, Elf Aquitaine, Esso-Hispanoil, Petrocanadá, Petrobras, Unocal y Arco.

1.2 Subsector eléctrico

El subsector electricidad creció en el período 1981-1990 a un ritmo del 11.5% anual, debido a las grandes inversiones realizadas para ampliar la capacidad instalada, fundamentalmente la hidráulica.

El Ecuador tiene grandes recursos hidroeléctricos sin explotar con un potencial teórico de 93.460 MW, de

los cuales 21.520 MW corresponden a un potencial técnico y económicamente aprovechable⁵.

Para 1992, la capacidad instalada eléctrica ascendió a 2.266 MW (65% hidráulica y 35% térmica). Las principales centrales de generación son Paute, Pisayambo y Agoyán.

En el mismo año, el consumo eléctrico llegó a 5.605.4 GWh. De ese total, el 37.1% correspondió al sector industrial, el 37.1% al residencial y el restante 25.8% al comercial (2).

A inicios de 1992, el país afrontó un racionamiento, debido al déficit de energía originado por la falta de disponibilidad hídrica en las cuencas donde se encuentran instaladas las grandes centrales y por la indisponibilidad del equipamiento termoeléctrico, situación que fue superada con las acciones oportunas tomadas por el gobierno.

2. PROYECTOS ELECTRICOS

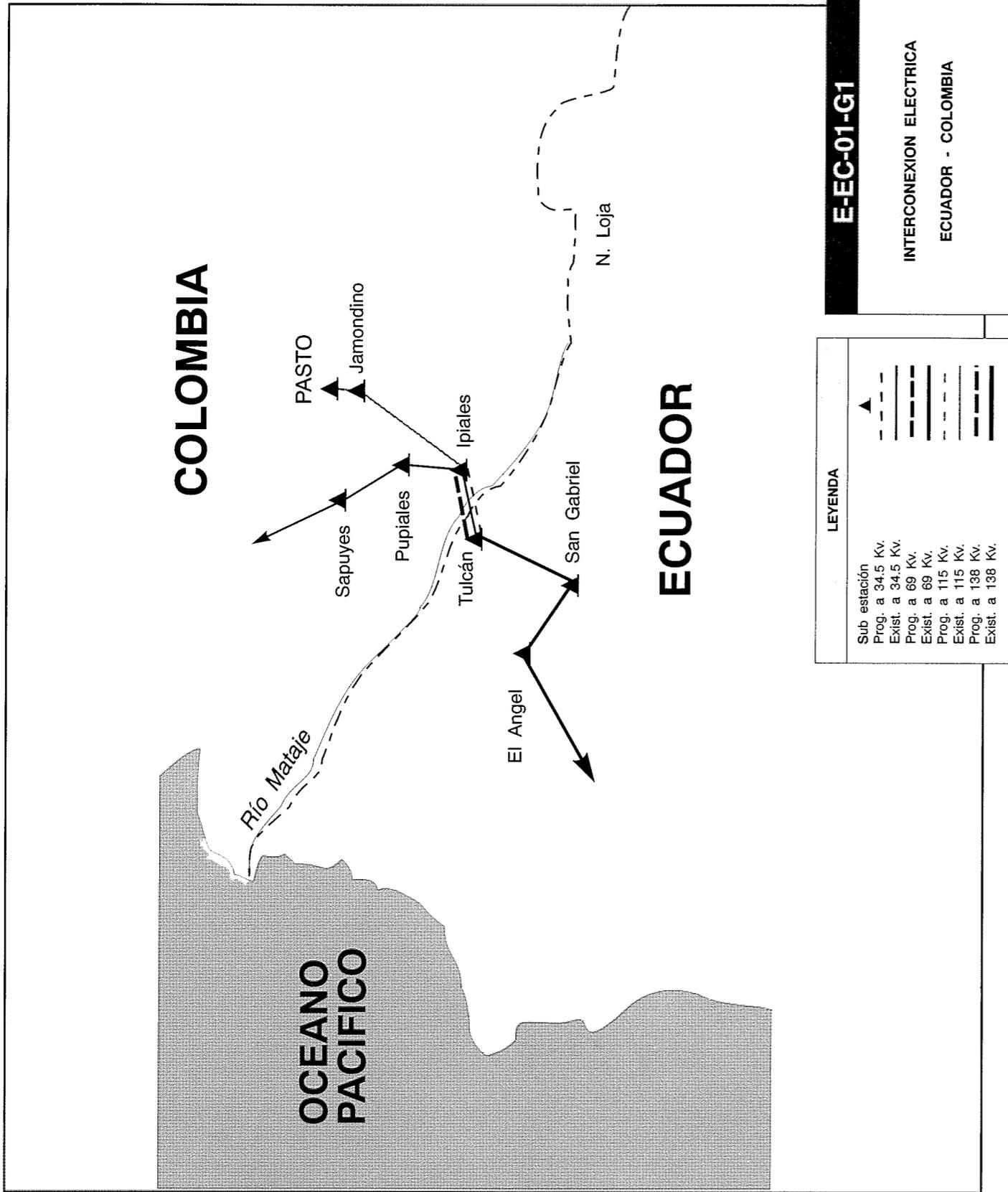
Proyecto 1: Interconexión Eléctrica Ecuador-Colombia

(Ver mapa E-EC-01-G1)

- a) **Ubicación:** El proyecto contempla la integración eléctrica del norte de la provincia-frontera de Carchi (Ecuador) y el sur del departamento de Nariño (Colombia).
- b) **Descripción:** En febrero de 1978, se suscribió un convenio, inicialmente por dos años y prorrogable a conveniencia de las partes por períodos iguales, entre la Empresa Eléctrica Regional Norte S.A. (EMELNORTE) de Ecuador y Centrales Eléctricas de Narino (CEDENAR) de Colombia, para intercambio de energía eléctrica por un máximo de 3 MW.

En el año 1985, con la cooperación de la Comisión de Integración Eléctrica Regional (CIER), se empe-

5. OLADE; Sistema de Información Económico-Energético (SIEE).



zaron las negociaciones entre el Instituto Ecuatoriano de Electrificación (INECEL) y el Instituto Colombiano de Electrificación (ICEL) para ampliar esta interconexión a niveles superiores de voltaje y carga, de tal manera que no se limite a satisfacer problemas fronterizos sino a regiones más amplias. En octubre de 1986, se acordó el intercambio de energía eléctrica entre los sistemas fronterizos y se establecieron las condiciones comerciales, para la compra de energía y potencia.

En febrero de 1992, se definió un plan de integración entre ambos países, que consta de cinco etapas.

A corto plazo, el proceso contempla la entrega de hasta un máximo de 20 MW, de los cuales 5 MW se suministraron en una primera etapa, 5 MW adicionales se entregarán en la segunda y 10 MW en la tercera.

A mediano plazo, en la cuarta etapa, se requerirá instalar una segunda terna sobre la línea de 138 KW entre Quito- Ibarra y construir una línea a 138 KW entre Ibarra y Tulcán, con lo cual se podría transferir hasta 40 MW hacia Colombia. INECEL dispone de los materiales pero no realiza la obra por falta de financiamiento para contratar su construcción.

A largo plazo, en la quinta etapa, se haría una interconexión entre Quito y Pasto a una tensión de 230 KW, con una longitud aproximada de 250 Km.

c) **Estado actual:** Las obras para los 5 MW iniciales se completaron, y a partir del mes de abril de 1992 se inició la transmisión de energía de Ecuador a Colombia. No obstante, en mayo del mismo año, se suspendieron las transferencias, debido a que CEDENAR estuvo en capacidad de abastecer normalmente a Ipiiales.

Con el objeto de coadyuvar en el proceso de integración y transferir el resto de la capacidad (5 y

10 MW adicionales), en diciembre de 1992, se completó el cambio de tensión de 34.5 a 69 KW en la línea Ibarra- Tulcán. Para terminar el proyecto, se requiere realizar obras menores en la línea: cambio del nivel de tensión de 34.5 a 69 KW en 4 Km, desde la subestación Tulcán hasta la subestación El Rosal (ambas ubicadas en Tulcán); e instalar un transformador de 69/34.5 KW en la S/E El Rosal, con el fin de permitir el transporte de energía a Colombia.

d) **Inversión estimada:** Para concluir las obras necesarias de la línea a 69 KW (4 Km adicionales y la instalación de un transformador de 69/34.5 KW), se estima una inversión de 800 millones de sucres, es decir, aproximadamente US\$ 400.000. Según lo acordado en las reuniones binacionales, la deuda de CEDENAR a EMELNORTE por concepto de transferencias de energía (150 millones de sucres, o sea cerca de US\$ 75.000), se compensaría con la provisión del transformador.

En la cuarta etapa, la inversión requerida para la instalación de una segunda terna sobre la línea a 138 KW entre Quito- Ibarra y la construcción de una línea a 138 KW entre Ibarra- Tulcán asciende a US\$ 4 millones.

e) **Beneficios esperados:** Las últimas restricciones de suministro eléctrico en la Subregión Andina, obligan a los países a considerar seriamente las interconexiones y el uso racional de sus reservas de generación, de manera que la escasez de un país pueda ser sustituida por la capacidad de los restantes, y en esta decisión muy poco tienen efecto las consideraciones económicas de inversión. Las pérdidas por falta de energía eléctrica son inmensurables y afectan económica y socialmente a cualquier país. Además, se puede programar estacionalmente el paso de energía de un país a otro, en casos de operación normal y/o mantenimiento preventivo de las unidades de generación.

f) **Comentarios y sugerencias:** Ecuador ha tenido por muchos años negociaciones de interconexión con

Colombia, por lo que estos proyectos son aceptables en la opinión pública, aunque debe fomentarse su conocimiento a nivel político para que no exista la preocupación en los organismos de control del Estado de que la energía vendida afectaría las reservas, el servicio eléctrico o el futuro energético del país.

Las decisiones más importantes en estos esquemas de integración son los relacionados con la estabilidad dinámica de los sistemas eléctricos de cada país, la aplicación tarifaria y su manera de cobro, y principalmente la toma de decisiones en las transferencias de energía normales, las cuales deben ser efectuadas adecuada e idóneamente, porque confiar en una integración y no instalar reservas excesivas de generación, puede ser un ries-

go que algunos países no están dispuestos a correr.

Por último, es importante indicar que el costo estimado de la interconexión a corto plazo es mínimo en relación con los beneficios que se pueden obtener de una interconexión sencilla entre ambos países, lo cual permitiría paliar situaciones de emergencia como las que se presentan actualmente.

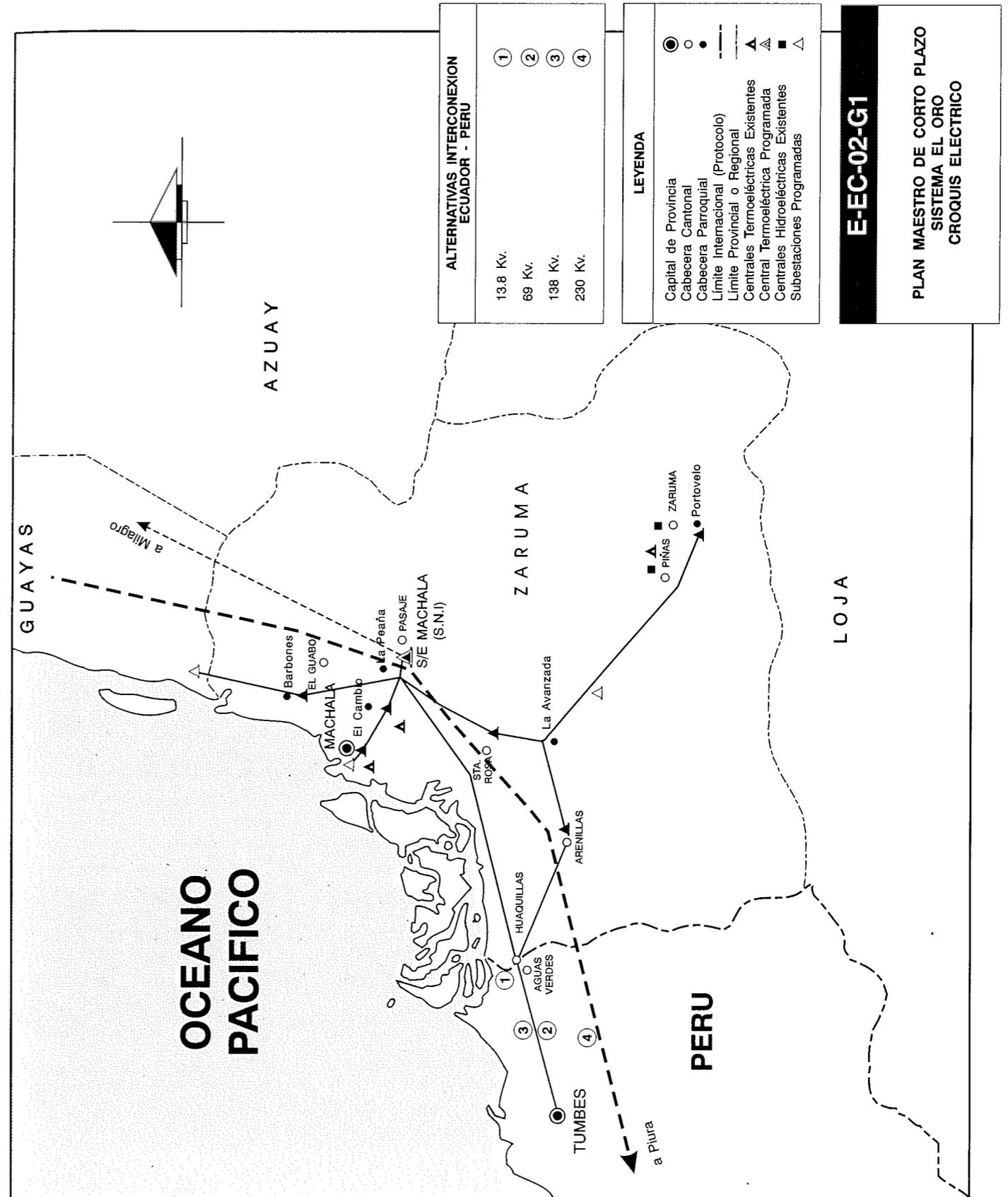
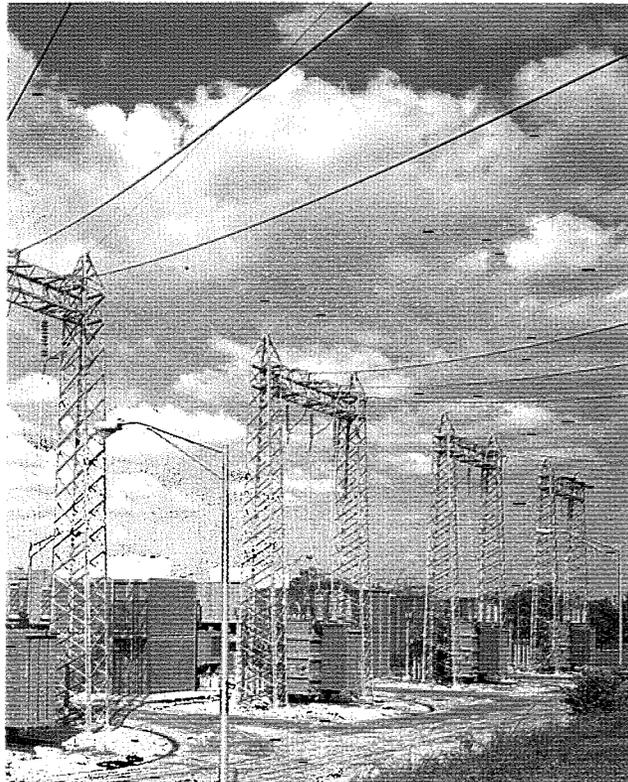
Proyecto 2: Interconexión Eléctrica Ecuador-Perú

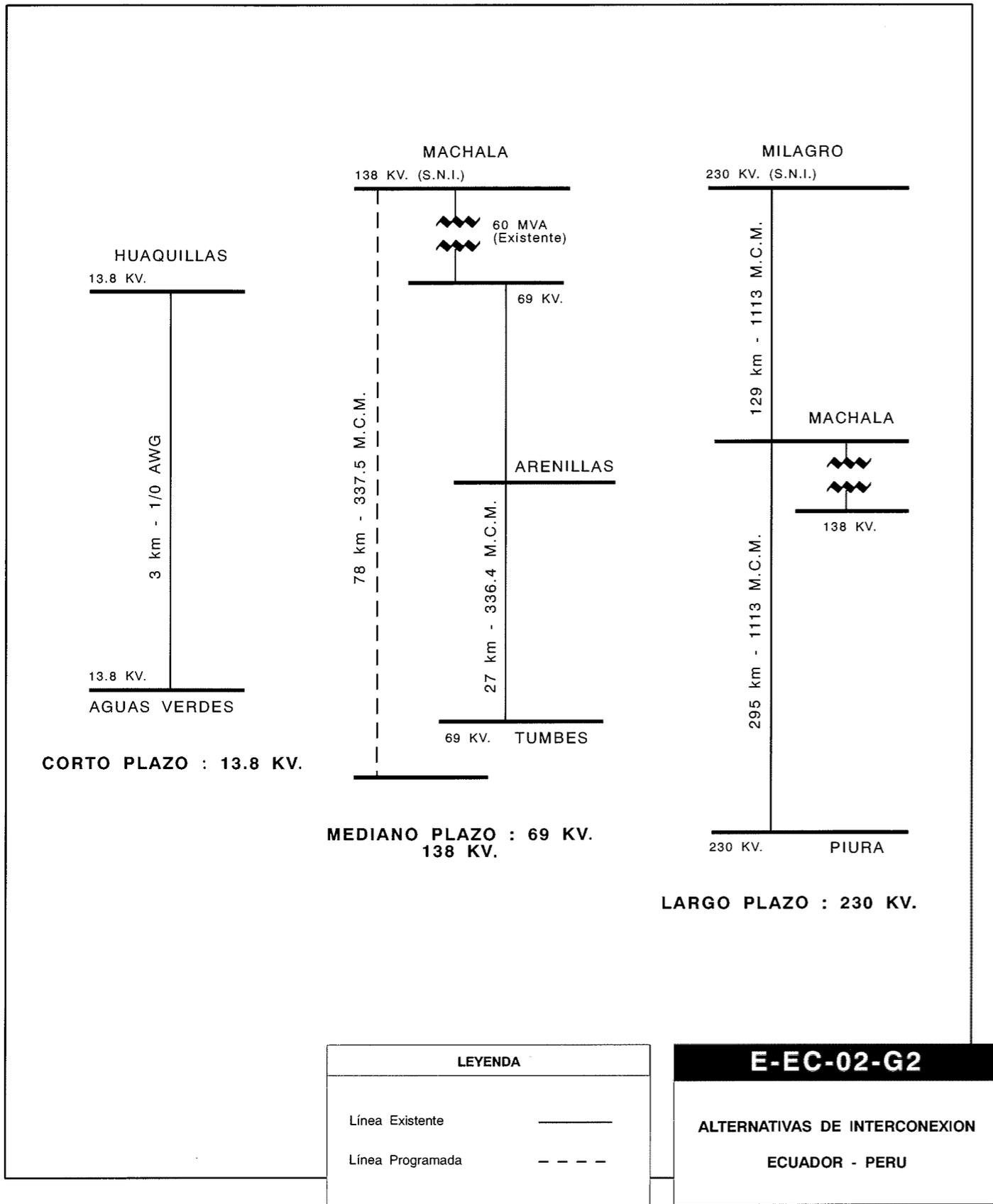
(Ver mapa E-EC-02-G1 y gráfico E-EC-02-G2)

- a) **Ubicación:** El proyecto se encuentra localizado en las provincias de El Oro y Loja, al Sur en el Ecuador, y en las provincias de Tumbes y Piura, al Norte del Perú.
- b) **Descripción:** El Perú requiere de suministro de energía en el Norte, debido a que no dispone de un sistema de interconexión nacional que le permita brindar ese servicio a costos bajos.

El Ecuador cuenta con una línea de transmisión a 138 KW en doble terna, con capacidad de hasta 100 MVA, desde la provincia del Guayas hasta El Oro; y otra desde la provincia del Azuay hasta Loja en el Sur del país, de igual capacidad. Mediante sus sistemas de transmisión fronterizos se puede otorgar parcialmente el servicio eléctrico al Perú. Sin embargo, actualmente las líneas instaladas en el Ecuador sólo tienen la capacidad de entrega de energía requeridas por dichas provincias, por lo que cualquier entrega adicional sobre los 5 MW necesita modificaciones a las subestaciones, la construcción de líneas adicionales de transmisión, el incremento en los conductores o en las torres conductoras.

Con una línea de transmisión a 13.8 KW, que se puede instalar en poco tiempo entre Huaquillas (Ecuador) y Aguas Verdes (Perú), se dispone la ca-





capacidad de transferir 1.5 MW y ampliar hasta 5 MW energía eléctrica en potencia.

Con la construcción de una nueva línea de transmisión entre Arenillas y Huaquillas, a 69 KV se tendría una capacidad de transmisión de 20 MW hasta Tumbes.

Las necesidades de energía en la zona del Norte del Perú, concretamente la zona del departamento de Piura que requiere 100 MW, se pueden solventar desde la provincia de El Oro en el Ecuador. No obstante, para ello se necesita la construcción de una nueva línea de transmisión a 230 KV o 138 KV desde la provincia del Guayas a El Oro.

Para la zona Norte del Perú, situada en las cercanías de la provincia de Loja (Ecuador), no se tienen datos de consumo de energía eléctrica y aparentemente serían bajos, debido a esta situación las líneas de transmisión de la Empresa Eléctrica Sur podrían ser suficientes para suministrar este servicio.

- c) **Estado actual:** Las condiciones de demanda de energía en el Ecuador no permiten la entrega de más de 5 MW hacia el Perú de manera inmediata. Por tal motivo, las conversaciones de integración eléctrica se han suspendido y han sido difíciles. Al momento, no existe ninguna interconexión eléctrica, presupuestos confiables y tampoco estudios especializados.
 - d) **Inversión estimada:** A la fecha, no se cuenta con la capacidad de determinar las posibles inversiones, ya que no se han realizado los estudios necesarios.
 - e) **Beneficios esperados:** En esta área es completamente justificado realizar, por lo menos, los estudios necesarios para analizar las ventajas inherentes a una sólida interconexión entre los dos países, y en particular a una interconexión sencilla en el corto plazo entre las zonas fronterizas.
- La integración eléctrica se reflejaría en el desarrollo de la agroindustria en la zona Norte del Perú,

mientras que para el Ecuador sería una fuente de ingresos en divisas. Adicionalmente, en el caso de instalarse una planta de generación térmica a residuo en el Norte del Perú (Talara), el Ecuador tendría una reserva de generación cuando su sistema de generación hidráulica se vea afectado por el estiaje. Esta decisión requeriría de una línea de transmisión en ambos países, con capacidad suficiente para transmitir toda esa generación hasta el Sistema Nacional Interconectado de Ecuador.

- f) **Comentarios y sugerencias:** La interconexión inmediata, que es técnicamente posible entre las empresas eléctricas regionales del Ecuador y Perú, sentaría los principios de confiabilidad entre ambas partes. Posteriormente, a mediano plazo se podría emprender un programa de interconexión y de generación más amplio. Para promover entre los gobiernos y sus empresas eléctricas esta situación, podría contarse con la colaboración de la Comisión de Integración Eléctrica Regional (CIER), que agrupa a las empresas eléctricas de la Región Sudamericana y consecuentemente a las de Ecuador y Perú.

Paralelamente, el Ecuador está diseñando un nuevo sistema de transmisión hasta la provincia de El Oro, que entrará en funcionamiento en 1997, y de esta manera suplirá la demanda de esa zona hasta el año 2005. La línea actual de 100 MW será insuficiente en 1997. Esta situación determinará que cualquier suministro de energía eléctrica hacia el Perú por la interconexión inmediata, sin tomar medidas de ampliación de los sistemas existentes en el lado ecuatoriano, se restringirá a medida que aumente el consumo nacional.

Con base en base a las proyecciones realizadas, es importante que se decidan los servicios y se incluyan en el estudio ecuatoriano, las posibles interconexiones eléctricas con el Perú, con la utilización del sistema de transmisión que sirve a la provincia de El Oro.

Proyecto 5: Uso Múltiple de las Aguas de los Ríos Puyango y Tumbes

(Ver mapa E-CO-03-G1 y E-EC-04-G1)

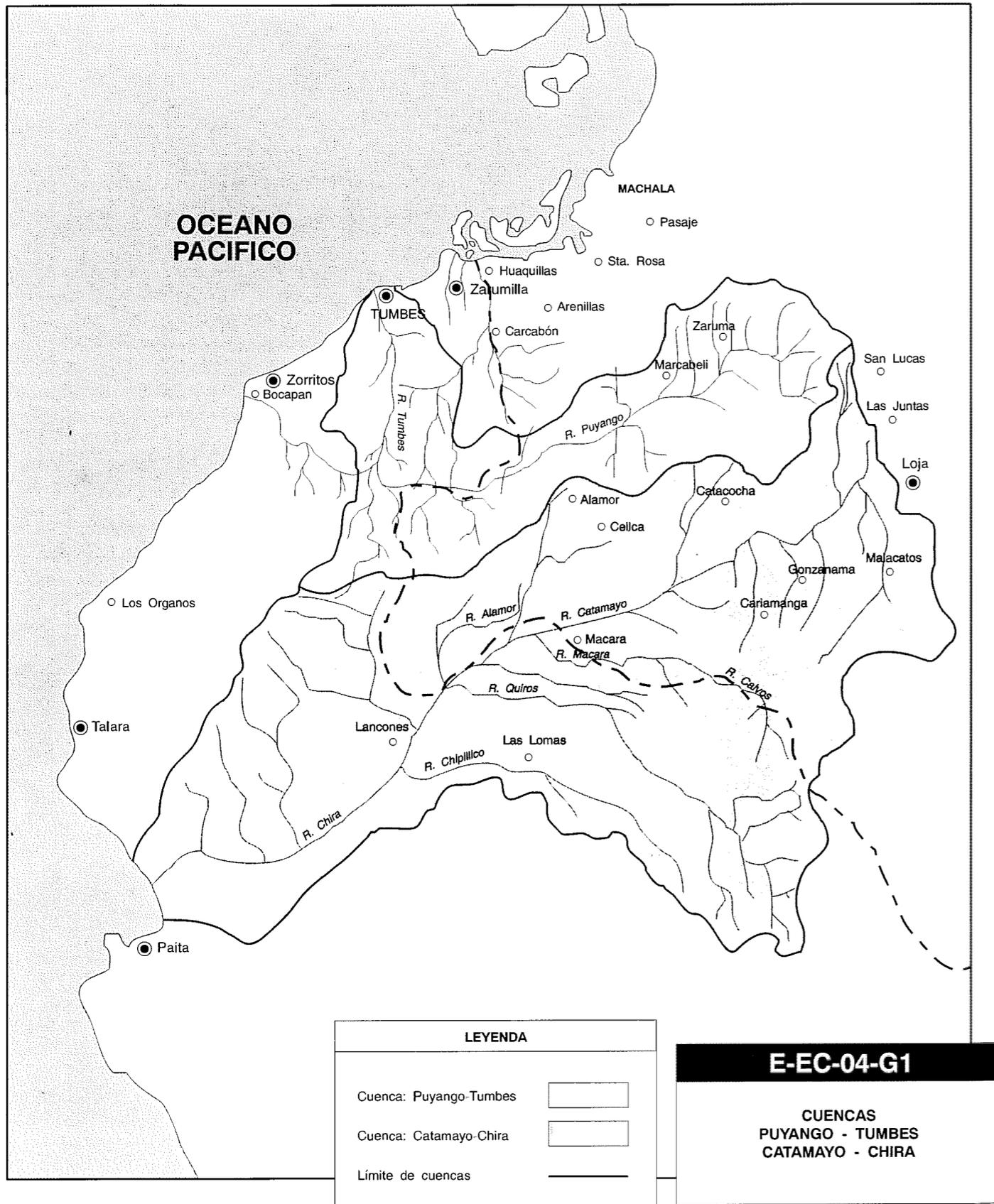
- a) **Ubicación:** La cuenca hidrográfica del río Puyango-Tumbes se divide en tres zonas de influencia. La Cuenca Alta, que va desde el nacimiento del río en la cordillera de Chila y Cerro Negro, en el Ecuador, hasta la población de Rica Playa en el Perú; la Cuenca Baja, que va desde Rica Playa hasta unos kilómetros antes de su desembocadura en el Océano Pacífico, y la Región Costanera, que es una zona de estuarios, en donde se integra el mar y los ríos en sus desembocaduras.
- b) **Descripción:** El proyecto es uno de los programas binacionales ecuatoriano-peruanos para el aprovechamiento de las cuencas hidrográficas Pu-

yango-Tumbes y Catamayo-Chira, con el propósito de efectuar un desarrollo agrícola, controlar las inundaciones y generar electricidad a través de la utilización de las aguas de los ríos fronterizos, opción que se ha estado estudiando desde hace más de veinte años.

Existe una Comisión Binacional que a su vez opera con dos Subcomités Nacionales. En el Ecuador, la entidad responsable es el Programa de Desarrollo del Sur (PREDESUR) que tiene otros 57 proyectos de desarrollo de la región Sur. La coordinación y trámites de proyecto están a cargo del Subcomité Nacional Ecuatoriano del Proyecto Puyango-Tumbes.

El proyecto consiste en el represamiento y bombeo de las aguas de los ríos fronterizos y la creación de lagos artificiales, en su mayor parte en





territorio del Perú (ver mapas E-EC-05-G1 y E-EC-06-G1). Ahí se tomarían las aguas para el riego de cerca de 70.000 hectáreas de terrenos agrícolas de ambos países, para la potabilización de agua, reducción de los riesgos de inundaciones, desarrollo de la piscicultura y la generación eléctrica con dos centrales hidroeléctricas de 150 MW de capacidad total (una en cada país), con sus correspondientes líneas de transmisión. El proyecto no incluye líneas de distribución local.

c) **Estado actual:** El proyecto de la central hidroeléctrica cuenta con el estudio de factibilidad, que fue financiado por la Corporación Andina de Fomento y el Banco Interamericano de Desarrollo y preparado por los técnicos del Instituto Ecuatoriano de Electrificación (INECEL).

d) **Inversión estimada:** La inversión sería compartida por los países participantes. Se tomaría como referencia la proporción en el uso de las aguas por parte de cada país. El presupuesto, que se lo ha tomado de una de las siete alternativas hasta ahora analizadas por PREDESUR, asciende a US\$ 1.922.7 millones, de los cuales US\$ 1.182.7 millones corresponden al Ecuador y US\$ 740 millones al Perú.

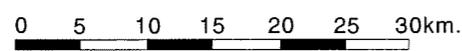
Los costos estimados están basados en los índices existentes a junio de 1990 y referidos a proyectos similares, ya que todavía no se cuenta con el diseño definitivo que permita realizar un presupuesto más exacto. Tampoco se han considerado las obras de infraestructura para la distribución de las aguas de riego, las preparaciones de tierras previas a su uso agrícola, ni la mecanización de los cultivos.

OCEANO PACIFICO



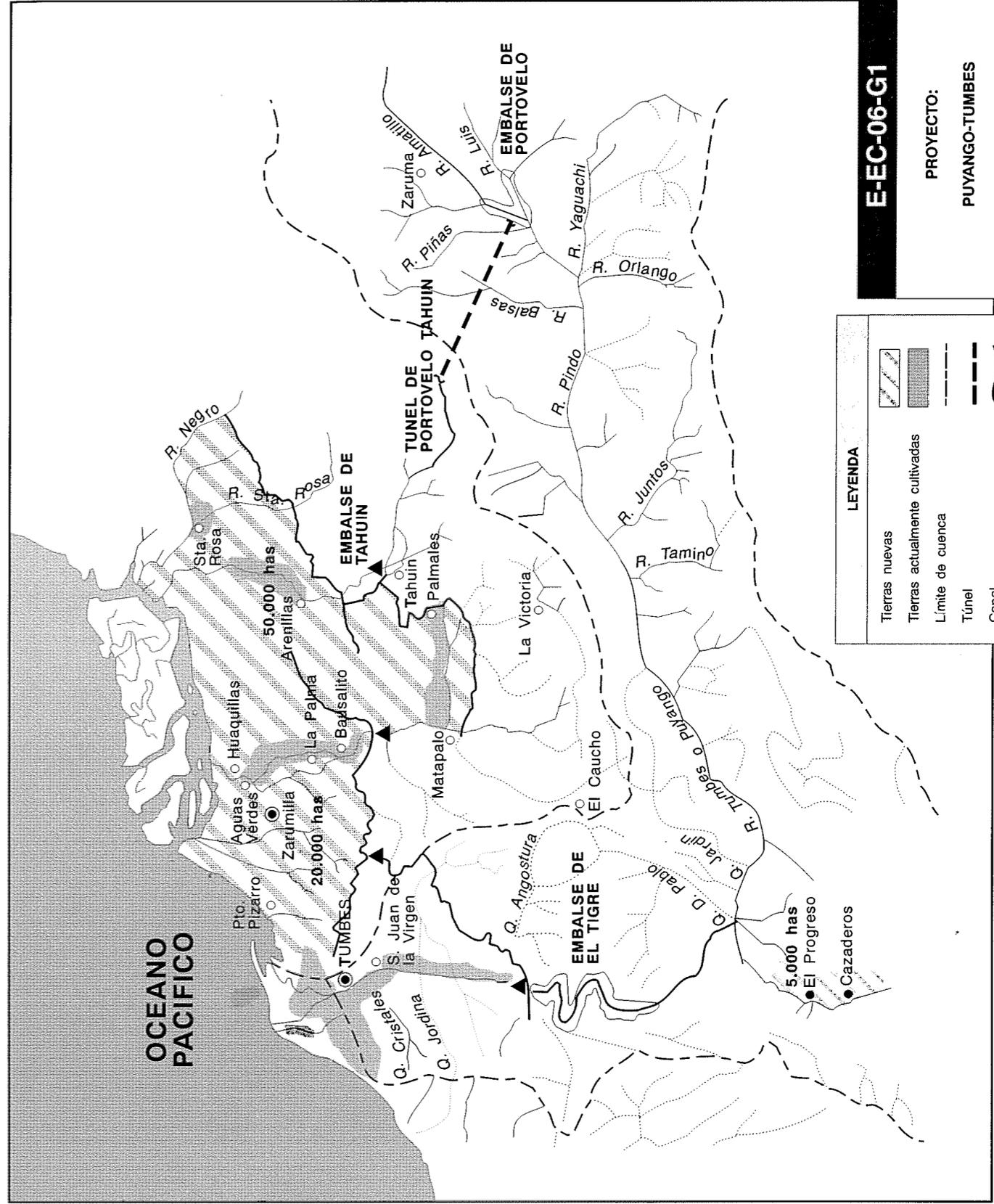
LEYENDA

Tierras nuevas	
Tierras actualmente cultivadas	
Derivación	
Límite de cuenca	
Túnel	
Canal	



E-EC-05-G1

PROYECTO
PUYANGO - TUMBES



LEYENDA

Tierras nuevas	
Tierras actualmente cultivadas	
Límite de cuenca	
Túnel	
Canal	

E-EC-06-G1

PROYECTO:
PUYANGO-TUMBES

e) **Beneficios esperados:** El desarrollo de este proyecto es conveniente para los dos países, pues permitiría obtener aguas para riego, controlar las inundaciones, efectuar un desarrollo de la piscicultura, etc., con el consecuente incremento del empleo, tanto en la zona árida en el Norte del Perú, como en la zona Sur del Ecuador, que tiene uno de los más grandes crecimientos demográficos y económicos del país, contribuyendo también a acelerar el desarrollo agrícola a través de proyectos de riego de una parte importante del área del Golfo de Guayaquil (ver mapa E-CO-07-G1).

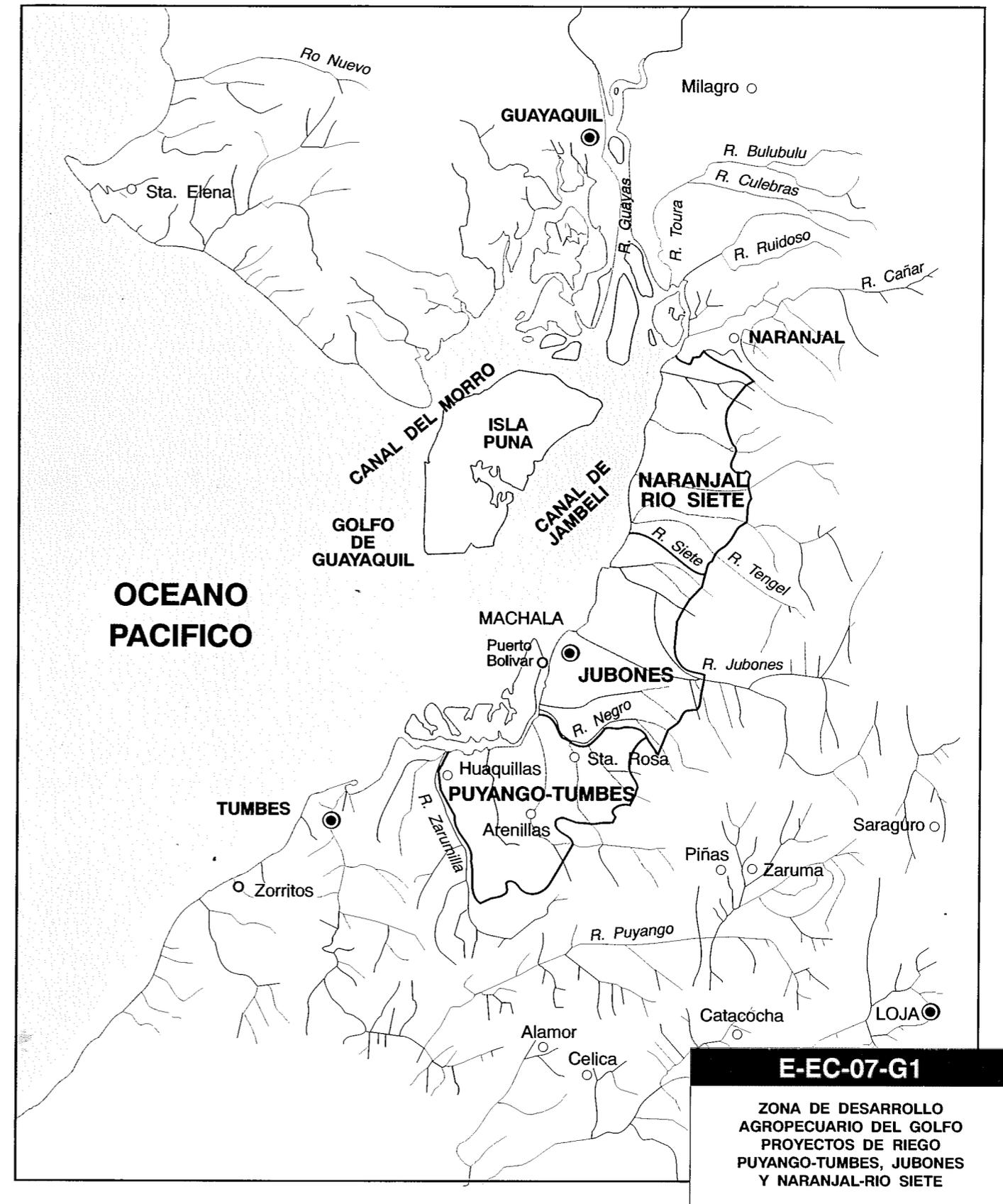
Para el Ecuador también es importante el proyecto debido a que le permitiría tener una planta de generación en uno de los extremos de su sistema de transmisión eléctrica y le garantizaría un control más adecuado de la estabilidad del sistema interconectado. En el caso del Perú es valioso, ya que puede dar el servicio eléctrico a una zona que actualmente es servida con generación térmica de alto costo de mantenimiento y operación (ver gráfico E-CO-08-G1).

f) **Comentarios y sugerencias:** El alto costo del proyecto podría resultar en que tenga que ser ejecutado en etapas y en ese momento se produciría un problema de coordinación en el uso y distribución de las aguas de los ríos fronterizos porque actualmente las aguas que están siendo utilizadas por ambos países en sus respectivos territorios tendrían que ser represadas para el uso del país o del sistema que se ejecute o lo ejecute primero que el otro. Un estudio de esta situación no se ha hecho y se considera oportuno hacerlo ahora como una alternativa transitoria a la ejecución total del proyecto.

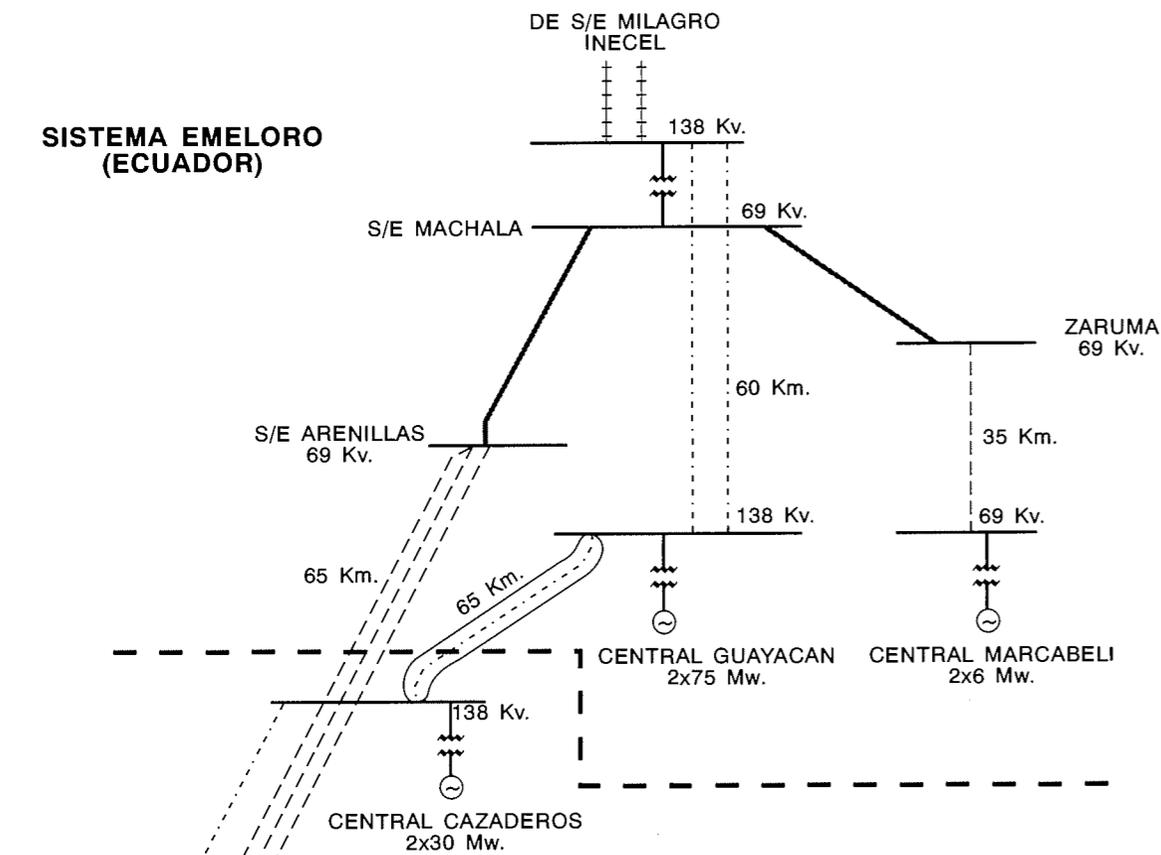
Si bien es cierto que se han firmado convenios de integración fronteriza y se ha avanzado en las negociaciones de este proyecto, no es menos cierto que el tema de la Seguridad Nacional de ambos

países será una de las materias más difíciles a tratarse y convenirse antes de que el proyecto sea puesto en estable y permanente ejecución.

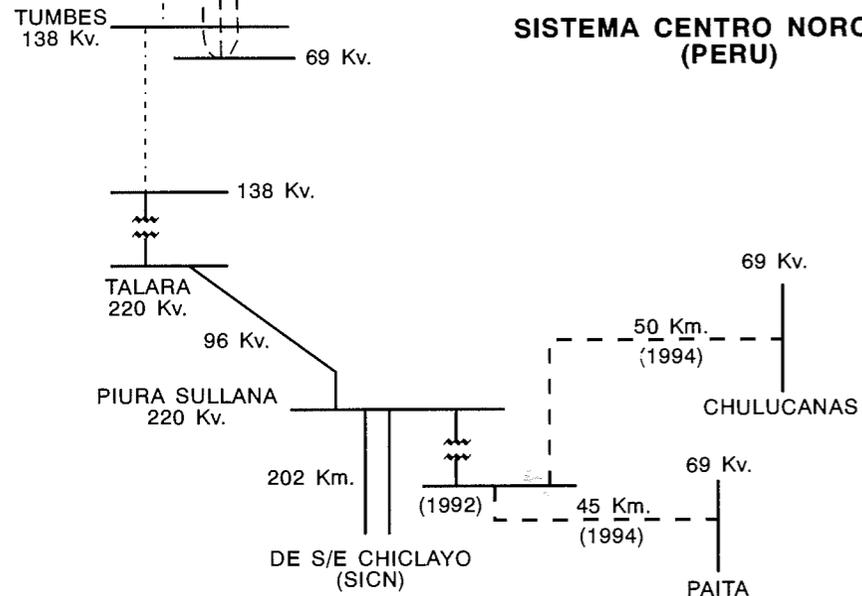
El Ecuador no ha contemplado en sus planes de inversión del sector eléctrico ecuatoriano el proyecto Puyango- Tumbes por no tener las garantías de su ejecución oportuna y porque el proyecto ejecutado solamente para generación de energía eléctrica no sería rentable, además INECEL tiene otros proyectos ya estudiados de menor inversión y de mayor rentabilidad en otras cuencas hidrológicas del Ecuador.



SISTEMA EMELOORO (ECUADOR)



SISTEMA CENTRO NOROESTE (PERU)



LEYENDA	
Línea 220 Kv. programada	—
Línea 138 Kv. existente	+++++
Línea 138 Kv. programada	- - - - -
Línea 69 Kv. existente	—
Línea 69 Kv. programada	- - - - -
Interconexión Ecuador-Perú	○

E-EC-08-G1

ESQUEMA ELECTRICO GENERAL DEL PROYECTO PUYANGO-TUMBES E INTERCONEXION ECUADOR-PERU

3. PROYECTOS HIDROCARBURIFEROS

Proyecto 6: Integración Energética Gas-Petróleo Colombia, Ecuador y Perú

a) **Ubicación:** Las reservas y las áreas de explotación hidrocarbúferas se hallan localizadas en la Región Oriental de Colombia, Ecuador y Perú (país que además cuenta con recursos petroleros en el sector de Talara en la Región Litoral, aunque no de magnitud exportable).

En el caso del Ecuador, las reservas totales (probadas más probables) de petróleo se estiman en 3.286 millones de barriles, de este valor, el 1% corresponde a los campos de la Región Litoral y el 99% a los de la Región Amazónica. Todas estas

reservas se encuentran localizadas en las cuencas sedimentarias Napo, Pastaza y Progreso (Península de Santa Elena).

b) **Descripción:**

Alternativa de integración petrolera entre Ecuador y Perú: El proyecto consistiría en movilizar el crudo ecuatoriano a través del oleoducto peruano Río Tigre-Talara que se halla subutilizado. Las reservas de crudos pesados se calculan en 804 millones de barriles, 153 millones tienen un API menor a 15 grados, que con la tecnología actualmente disponible se considera el límite explotable.

Los crudos del Sur del Ecuador, que son pesados y semipesados, requieren de tratamiento especial o de mezclas con otros crudos más livianos para



que puedan ser bombeados por un poliducto. Esta situación resulta en un proyecto de instalación de un oleoducto entre Ecuador y Puerto Tigré, de plantas de tratamiento térmico o de mezclas de crudos cuyos costos estudiados por el Ecuador confirman que no sería un proyecto rentable y por esa razón no se han continuado los estudios.

Por otra parte, según estudios geológicos, el Perú tiene petróleo en las regiones de Lancones y Tumbes. En caso de una futura explotación, se requiere un oleoducto secundario que lo enlace con el principal. Para ello, se necesitaría de un sistema alterno de bombeo a través del Ecuador por razones de seguridad o de mantenimiento normal de su oleoducto.

Alternativa de integración petrolera entre Colombia y Ecuador: A consecuencia del sismo ocurrido en marzo de 1987, que destruyó una parte del Sistema del Oleoducto Transecuatoriano (SOTE), el Ecuador se vio en la necesidad de construir el oleoducto Lago Agrio- Río San Miguel para conectarlo con el Oleoducto Transandino de Colombia (OTA), con base en un acuerdo mutuo con la empresa colombiana ECOPEPETROL, y poder evacuar la producción de la región amazónica hasta el puerto de Tumaco, y desde éste, abastecer vía marítima a las refinerías del país.

Este oleoducto tiene una capacidad de 35.000 bls/día, aunque puede llegar a 55.000 bls/día. La capacidad del oleoducto colombiano Ontos-Tumaco alcanza los 100.000 bls/día y no se ha previsto su ampliación, ya que su capacidad es subutilizada y el bombeo del petróleo no es permanente sino ocasional.

Entre Colombia y Ecuador se han firmado acuerdos de intercambio de estudios geológicos y sísmicos que cada país ha realizado en las áreas fronterizas orientales y que tienen la posibilidad de contener petróleo. En igual forma, se está de-

sarrollando el proyecto Fronteras, con un aporte del 95% de Ecuador y un 5% de Colombia.

El Ecuador está en capacidad de suministrar derivados de petróleo al sur de Colombia que no dispone de refinerías cercanas y por lo tanto sus costos de transporte encarecen el producto final.

Alternativa de integración gasífera (GLP y gas natural): El país es deficitario en la producción de gas licuado de petróleo (GLP) y requiere efectuar importaciones para cubrir el consumo a nivel nacional.

En 1991, las compras externas de GLP llegaron a 2.3 millones de bls, provenientes en su totalidad de Venezuela. Esto representó el 52.5% del total del consumo interno, que llegó a 4.5 millones de bls. Hay interés de mejorar la producción y eficiencia de la refinería de Esmeraldas, lo cual constituiría el primer paso para reducir la importación de gas licuado.

Al mismo tiempo, sería conveniente estudiar la posibilidad de construir centros de depósitos en los puertos ecuatorianos con la infraestructura necesaria para la entrega-recepción marítima de gas licuado, lo cual permitiría un intercambio comercial con los países andinos, tanto consumidores como productores.

Paralelamente, dependiendo de las posibilidades de desarrollo del Campo Amistad, ubicado en el Golfo de Guayaquil, el Ecuador podría sustituir los derivados de petróleo por gas natural, para dirigirlos a la generación eléctrica y consumo industrial especialmente en la ciudad de Guayaquil.

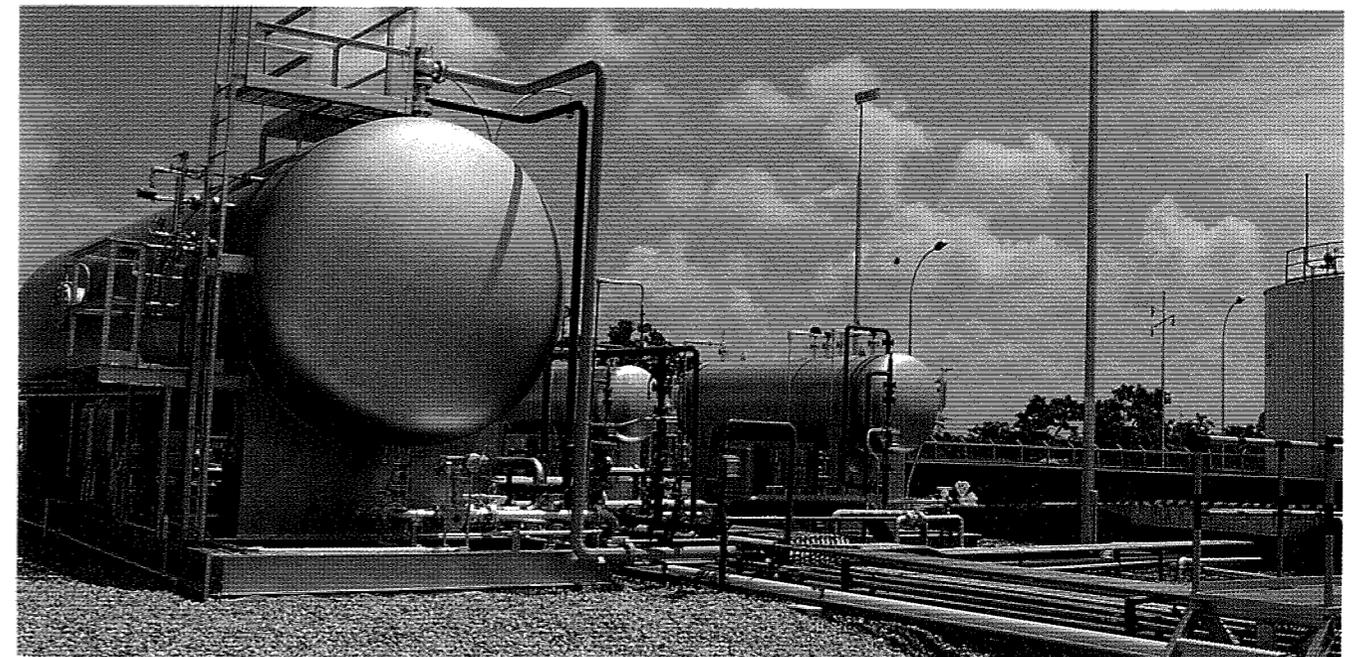
En efecto, de acuerdo al "Estudio de Prefactibilidad sobre la Utilización del Gas Natural del Golfo de Guayaquil", elaborado por SOFREGAZ en septiembre de 1988, las reservas probadas de gas natural del Campo Amistad varían entre 0.12 (Dirección Nacional de Hidrocarburos, 1983) y 0.30

(De Golyer & Mac Naughton, mayo 1976) BPC. La utilización de gas en las mayores industrias permitiría liberar al mercado internacional y particularmente al andino, 173.00 toneladas/año de fuel oil y 10.000 toneladas/año de diesel oil, equivalentes a un consumo de gas natural de 20 MMPCD, de acuerdo a datos del estudio.

- c) **Estado actual:** El Ecuador, como la mayoría de los países andinos, con excepción de Venezuela, no cuenta con una infraestructura optimizada para el manejo ágil, seguro y de bajo costo del transporte, almacenamiento, etc., de los derivados de petróleo o de crudos que pueda recibir o exportar a sus países vecinos. Tampoco existen proyectos de redes de distribución de gas natural.
- d) **Inversión estimada:** Al momento, se carece de capacidad para efectuar una estimación de las inversiones requeridas, debido a que no existen proyectos definidos ni planes de estudio.
- e) **Beneficios esperados:** Los países andinos tienen reservas de petróleo que varían en cantidad y ca-

lidad. Como se trata de un recurso no renovable, cualquiera de ellos puede entrar en una etapa de racionamiento o importación masiva. Por lo tanto, lo más adecuado sería que existan convenios e infraestructuras que permitan un mercado común en petróleo y sus derivados en la Región Andina, con lo cual se reduciría el impacto económico que la escasez de estos productos puede ocasionar.

- f) **Comentarios y sugerencias:** Se considera que la OLADE y la CAF pueden ayudar mucho para que los países integrantes del Grupo Andino desarrollen la idea de intercambiar en forma estable y con normas establecidas el comercio de petróleo y derivados, promoviendo reuniones nacionales para iniciar estos acuerdos hasta que posteriormente una vez aceptada la filosofía y, con las leyes del caso para cada país, sean las instituciones que comercializan el petróleo en cada país las que continúen el proceso de aplicarlos.



Proyecto 7: Proyecto Geotérmico Binacional Tufino-Chiles-Cerro Negro

- a) **Ubicación:** El proyecto se ubica en la zona de Chiles (Colombia) y Cerro Negro-Tufino (Ecuador).
- b) **Descripción:** Estudios de prefactibilidad (primera fase), efectuados por ICEL e INECEL en el período 1981-1983, concluyeron señalando que este sector presenta elevadas posibilidades de existencia de un reservorio de vapor.

Con base en estas consideraciones, el gobierno de Italia y la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE) suscribieron el 8 de agosto de 1984 el Acuerdo para el Establecimiento de un Fondo de Fideicomiso para los Estudios de Prefactibilidad Geotérmica del Proyecto Geotérmico Binacional Tufino-Chiles-Cerro Negro. Las investigaciones geocientíficas, cuyas actividades finalizaron en diciembre de 1987, reafirmaron el interés geotérmico de la zona y fue recomendado un programa de perforaciones someras con el fin de evaluar el potencial del recurso geotérmico.

Por falta de financiamiento, las actividades en el Proyecto se han suspendido; únicamente en 1990, INECEL realizó una evaluación teórica del potencial del área geotérmica dando como resultado que el potencial aprovechable sería de los 138 MW. Sin embargo, es importante indicar que con los datos disponibles no es posible realizar una estimación muy exacta del potencial geotérmico de la zona, ya que no hay información de las características hidráulicas, geotérmicas y termodinámicas del yacimiento.

Con el proyecto, se trata de aprovechar la posible presencia de un acuífero térmico de alta entalpía a una profundidad aproximada entre 1.500 y 2.000 metros. La posible existencia de un yacimiento geotérmico de este tipo, fue definida por la salida de gases en Chiles- Agua Hedionda, a los que

se calcularon temperaturas de equilibrio de 200 a 230 grados centígrados. En este sitio se localizó el área con mayor probabilidad de tener termabilidad a profundidad.

- c) **Objetivos:** Incorporar el recurso geotérmico del área fronteriza al abastecimiento energético de Colombia y Ecuador, mediante la instalación de plantas de generación geotermoeléctrica que contribuirían a sustituir la utilización de hidrocarburos en la generación eléctrica. El desarrollo modular propio de la generación geotermoeléctrica permitirá hacer inversiones escalonadas y ampliar el abastecimiento para cubrir la creciente demanda de energía eléctrica en la zona fronteriza.

La eficiencia de las plantas geotermoeléctricas es muy elevada, por lo que al ser completamente independientes de los ciclos hidrológicos, el flujo de energía que entregan al sistema eléctrico es constante durante el año (los factores de carga superan el 85%). Esto hace que la geotermia sea un complemento beneficioso para la generación hidráulica.

- d) **Estado actual:** El proyecto, cuyo objetivo final es la instalación de una planta de generación eléctrica, tiene varias fases. En la primera fase de prefactibilidad ya desarrollada, OLADE recomienda realizar una evaluación geofísica y geoquímica complementaria que permita detallar las posibilidades geotérmicas de la zona. Del resultado de estas evaluaciones dependerá la continuación de la investigación del subsuelo, con la perforación de tres pozos exploratorios de aproximadamente 2.000 metros de profundidad.

Hasta el momento, el proyecto requiere de recursos para su financiación.

- e) **Inversión estimada:** Se requieren recursos por cerca de US\$ 200.000 para terminar la primera etapa de prefactibilidad, US\$ 12.4 millones para la etapa

de factibilidad y US\$ 12.1 millones para el desarrollo de una central de 5 MW.

- f) **Beneficios esperados:** El proyecto es el primero que realizarían dos países de América Latina y el Caribe, con el objeto de aprovechar conjuntamente un recurso energético no renovable, que permitiría inversiones escalonadas y que es compartido en regiones fronterizas.
- g) **Comentarios y sugerencias:** Se ha propuesto la perforación de tres pozos someros, debido a que la existencia de un yacimiento geotérmico en Chiles-Cerro Negro no está claramente definida y se necesita obtener información que permita interpretar con precisión la existencia del mismo.

Sin embargo, al comparar el costo que tendrían las tres perforaciones propuestas (entre US\$ 300 y 600 mil cada una, según su profundidad), es recomendable que antes de realizar tales pozos, se analice la conveniencia de detallar los estudios geofísicos de resistividad en el área de Agua Hedionda y se evalúe la posibilidad de realizar en vez de tres pozos de gradiente, uno o dos de mayor profundidad (2.000 m, aproximadamente), según el resultado de los estudios geofísicos sugeridos.

Debido a que la zona geotérmica de Tufino- Chiles-Cerro Negro presenta las mayores posibilidades para un desarrollo geotérmico, se recomienda continuar su estudio hasta definir su verdadero potencial geotérmico.

PERU

Proyectos energéticos de integración

JUAN INCHAUSTEGUI VARGAS

Juan Inchaústegui Vargas: Ingeniero Mecánico Electricista - Perú.
• *Post-Grado en Administración de Empresas (ESAN) y Programa de Alta Dirección (PAD).*
• *Presidente de HIDRANDINA S.A., Gerente General de ELECTROPERU S.A. y Ministro de Energía y Minas.*

1. DIAGNOSTICO ENERGETICO

El país posee un potencial energético importante, el cual no está suficientemente evaluado y menos aún desarrollado. De acuerdo con la información disponible en el Sistema de Información Económica-Energética (SIEE) de OLADE, el nivel de reservas probadas de combustibles fósiles a fines de 1991, se estimó en 1.855 millones de barriles equivalentes de petróleo (bep), distribuidos en un 20% de petróleo, 65% de gas natural y 15% de carbón mineral.

Las reservas probadas de petróleo llegaron a 380.9 millones de barriles. Al ritmo de producción de 1992 y en caso de no producirse nuevos descubrimientos, el país contará con este recurso para los próximos 9 años.

Respecto al gas natural, las reservas alcanzaron los 7.1 billones de pies cúbicos (BPC). Durante los años ochenta no se dio prioridad al aprovechamiento de este energético, puesto que las reservas conocidas parecían ser pequeñas y alejadas de los centros de consumo y no justificaban el costo de los trabajos de desarrollo y de la infraestructura para llevar el gas a los usuarios. Esta situación cambió a partir del descubrimiento del yacimiento de Camisea, cuyo potencial se estima en más de 12 BPC.

En 1992, la producción de energía primaria fue de 83.5 millones de bep, menor en un 6.2% al registrado en el año anterior, debido al descenso de la producción de petróleo y energía hidroeléctrica.

El Perú desde 1978 ha sido exportador neto de petróleo; sin embargo, debido a la caída del nivel de reser-



vas y de la producción en los últimos años, importó crudo desde 1987, y en 1992 pasó a la condición de comprador neto de petróleo y derivados (particularmente diesel oil), con un volumen de 10.6 y 5.1 millones de barriles, respectivamente.

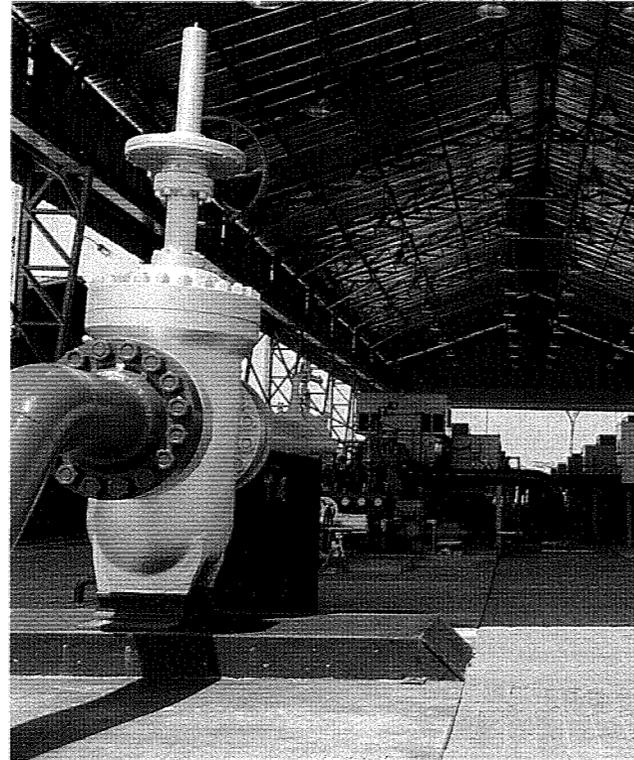
La infraestructura para la refinación de hidrocarburos en Perú se basa en seis refinерías con una capacidad total de 186.000 barriles diarios. La refinерía de Pampilla es la que por su capacidad instalada reviste mayor relevancia, cubriendo más del 50%. La planta de Talara aporta con cerca del 35% y tiene especial interés por ser la base para el abastecimiento del complejo petroquímico.

Las características técnicas de las refinерías, así como la calidad del petróleo nacional, obligan a procesar una mezcla con petróleo importado, que rinda una producción de derivados de acuerdo a la estructura de la demanda nacional.

El país dispone de un considerable potencial hidroeléctrico que se calculó en 62.530 MW en 1992. La capacidad instalada total ascendió a 4.101 MW, de los cuales el 58% correspondió a recursos hidroeléctricos y el 42% a termoeléctricos principalmente a base de diesel oil. La generación de energía eléctrica llegó a 13.132 GWh en el mismo año (74% hidráulica y 26% térmica).

Las reservas probadas de carbón mineral alcanzan los 27 millones de toneladas, las probables llegan a 125 millones y las posibles a 1.170 millones de toneladas. Los carbones de baja calidad, las turbas y los lignitos pueden ser importantes localmente, exceptuando el caso del depósito de Tumbes, que por su ubicación en la costa merecería mayores estudios. Los yacimientos del grupo Goyllarisquizga podrían presentar un potencial importante de oferta de antracita a nivel mundial. El principal problema es la infraestructura de transporte hacia los centros de consumo.

El consumo final de energía alcanzó a 72.3 millones de bep, en 1992, menor en un 2.8% al registrado en



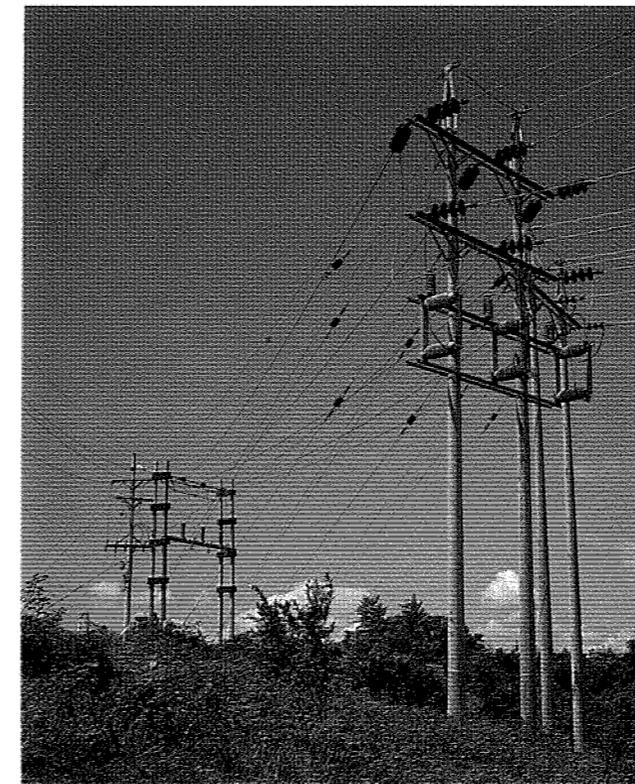
1991. El consumo se caracteriza por su gran dependencia de los derivados de petróleo, que contribuyen con cerca del 50%; la energía eléctrica participa con el 9.6%. Los sectores residencial, comercial y público en conjunto concentran el mayor consumo (46.6% del total), le siguen los sectores productivos con el 26% y el transporte con el 25%.

Es importante indicar que la ocurrencia de la sequía presentó características de extrema severidad, afectando la satisfacción de la demanda principalmente en el período de estiaje (de mayo a octubre). Debido a la reducción sustancial de la generación hidroeléctrica en el Sistema Interconectado Centro Norte, a partir del mes de mayo de 1992 se inició un severo programa de racionamiento.

Por otra parte, desde el año 1991 se han efectuado

cambios relevantes en el sector energético. En el subsector hidrocarburos se ha modificado la legislación para permitir la inversión privada nacional y extranjera en todas sus actividades, se han dado los primeros pasos para la privatización de la empresa estatal PETROPERU y se ha fomentado la desregulación progresiva de los precios, con el fin de que los mismos sean determinados finalmente por el mercado.

En el subsector electricidad, se promulgó en 1992 la Ley de Concesiones Eléctricas a través de la cual se busca constituir un sistema de concesiones para manejar y dinamizar las actividades de generación, transporte, distribución y comercialización de la energía a nivel nacional con la participación del sector privado. También se promulgó el Reglamento del Fondo de Desarrollo Eléctrico de Interés Social, para promover el



desarrollo de proyectos de electrificación rural y de zonas aisladas del país.

2. PROYECTOS ENERGETICOS DE INTEGRACION INTERNACIONAL

Las posibilidades de integración internacional en el campo de la energía del Perú con Bolivia y Ecuador, no han sido desarrolladas en el pasado. Esto se debe a las políticas prevalecientes en las relaciones internacionales, a las magnitudes poco importantes de las demandas en las zonas fronterizas y a los criterios de autonomía apoyados en la abundancia de fuentes energéticas vigentes en los planes de desarrollo.

El escenario ha cambiado notoriamente debido al estancamiento de la producción eléctrica y a la reducción de la oferta hidrocarburífera, así como a la eliminación de los subsidios en los energéticos.

La grave situación deficitaria energética requiere un gran esfuerzo de inversiones para reconstruir la infraestructura productiva. Al mismo tiempo, necesita de la aplicación paralela de un plan de abastecimiento energético que debe comprender la integración internacional, sobre todo por el menor plazo que demanda el uso de fuentes de energía que son utilizadas por los países vecinos, lo cual significa optimizar su utilización y por ende reducir costos.

Igualmente el fenómeno climatológico de la sequía y las inundaciones que afecta a varios países de la Subregión refuerza la importancia del concepto de interconexión eléctrica de fuentes ubicadas en cuencas hidrográficas distintas, como una forma de afianzar los servicios.

Desde esta perspectiva, es interesante verificar que, en lo que se refiere al servicio eléctrico, el Noroeste del Perú es la zona que registra el más serio problema con actual racionamiento y una demanda de potencia no cubierta del orden de los 100 MW y que el Ecuador gracias al proyecto hidroeléctrico Paute posee excedentes que podrían utilizarse en beneficio mutuo.

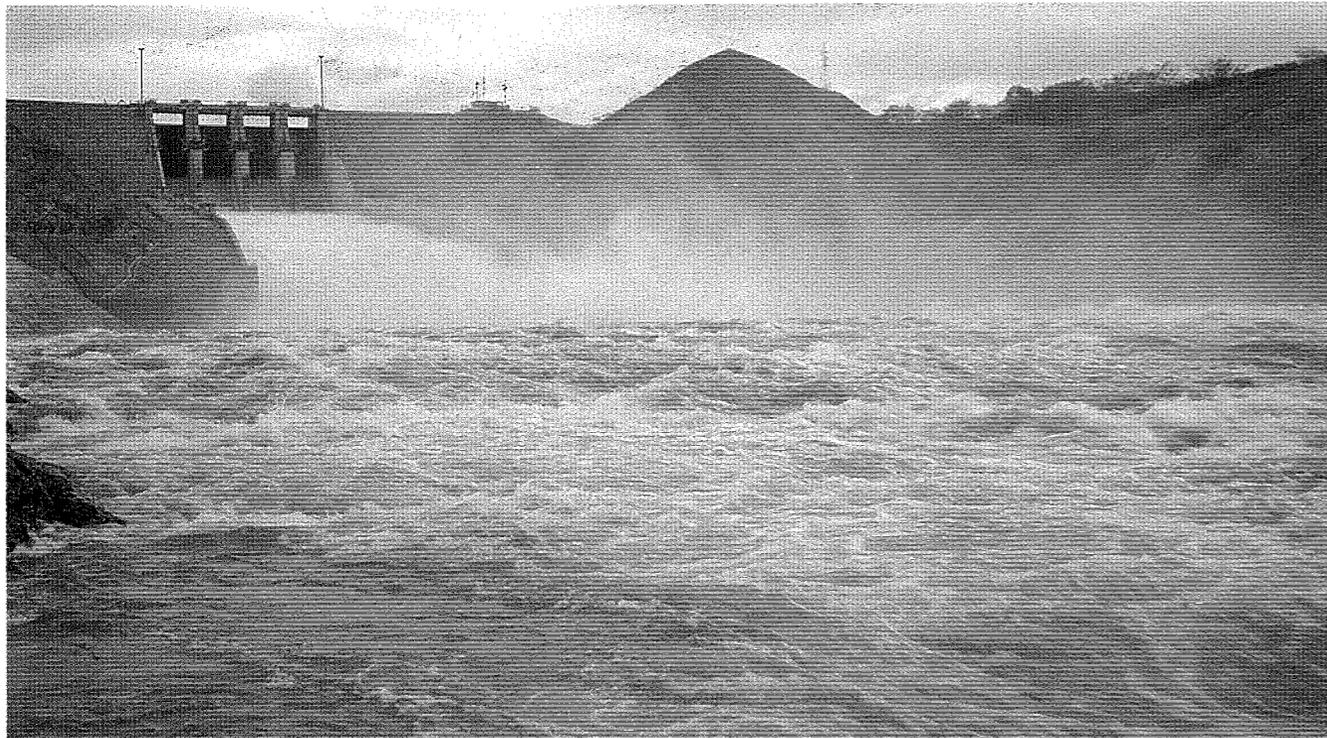
En el caso del petróleo, el déficit que afronta el Perú puede cubrirse con la producción de los campos del Ecuador muy próximos al oleoducto nor-peruano, cuya capacidad no utilizada permitiría una operación conjunta más eficiente.

En el sur del Perú hay excedentes de energía eléctrica por la central de Machu-Picchu en el Cuzco, que pertenece a la cuenca del Atlántico y que sirve hasta la ciudad de Puno, pero hay déficit en el Suroeste por la sequía de los ríos de la cuenca del Pacífico. Además no se produce petróleo ni sus derivados por lo que se incurre en gastos de flete desde las refinerías de la costa. Esta situación puede mejorar considerablemente examinando la posible utilización de gas boliviano, tanto para generar electricidad como para uso y aun exportación por el Pacífico como com-

bustible. Por último, y aunque en menor escala, hay posibilidades de utilizar electricidad boliviana en el Sureste del Perú a través de un proyecto de electrificación rural, y el llamado Plan Tacna permitiría, con el uso de las aguas internacionales del río Maure, abastecer de agua y energía al departamento de Tacna.

El presente trabajo contiene las fichas y perfiles de aquellos proyectos de integración energética internacional que se han concebido por distintas entidades y personas dentro de los lineamientos descritos.

El siguiente paso será definir los proyectos de mayor interés y desarrollar el análisis de su factibilidad técnico-económico.



3. PROYECTOS ELECTRICOS Y OTROS

Proyecto 1: Proyecto Especial Tacna

(Ver mapa E-PE-01-G1)

a) **Ubicación:** El proyecto se encuentra ubicado en la frontera Sur del Perú, en el departamento de Tacna. Su área de influencia compromete a Perú, Bolivia y Chile, ya que utiliza aguas internacionales del río Maure.

b) **Descripción:** Consiste en el uso de las aguas del río Maure, lo cual involucra a Perú y Bolivia.

Se instalarían cinco centrales hidroeléctricas en cascada, que generarían una potencia de 87 MW, sobre la quebrada de Vilavilane que tiene una caída total de 2.700 metros. Para ello, debería construirse una presa en Chuapalca con 30 MMC aproximadamente, desde la cual se trasvasaría el agua por bombeo a una altura de 180 metros hasta el canal de Patapujo I.

Las obras de conducción existentes deberían ser rehabilitadas y ampliadas para las nuevas condiciones. El canal ingresa a territorio de Chile con el nombre de Uchusuma, para volver a ingresar a territorio peruano.

La potencia instalada de las cinco centrales, en MW, sería de:

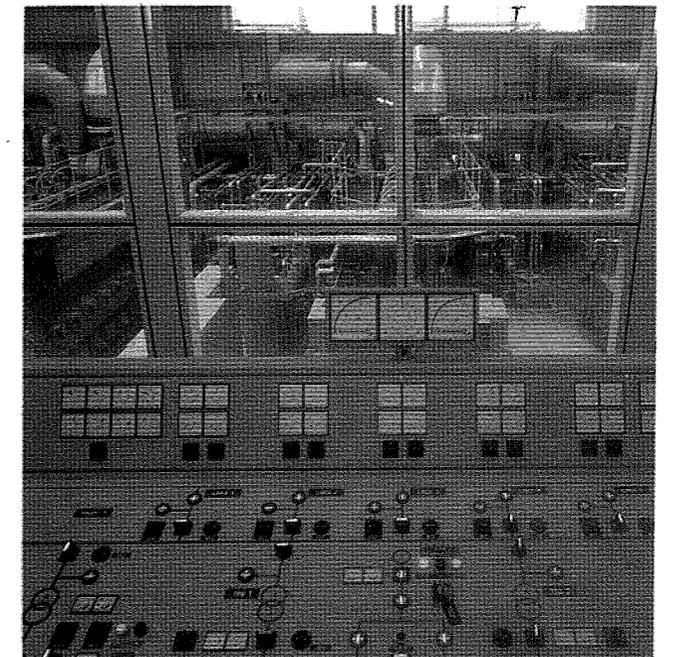
— Salto No. 1	11.0
— Salto No. 2	12.5
— Salto No. 3	31.5
— Salto No. 4	16.0
— Salto No. 5	16.0

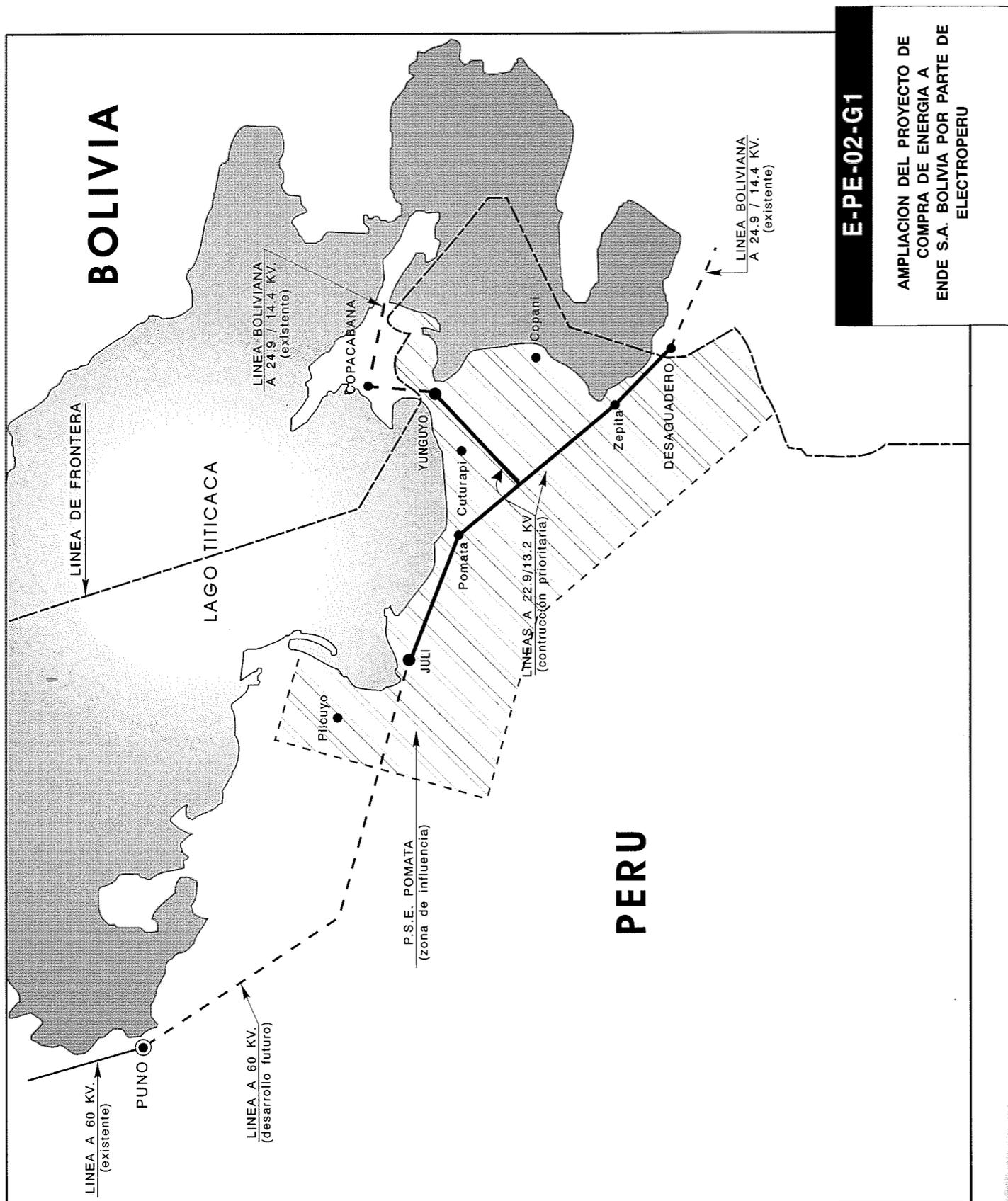
c) **Estado actual:** Se encuentra en una fase de pre-factibilidad.

d) **Inversión estimada:** Para la ejecución del proyecto, se prevé invertir los siguientes montos:

— Salto No. 1	22.800
— Salto No. 2	22.410
— Salto No. 3	80.020
— Salto No. 4	27.200
— Salto No. 5	29.190
TOTAL	US\$ 181.640

e) **Beneficios esperados:** Permitiría la generación de hasta 80 MW, la regulación de riego en el Valle de Tacna y el afianzamiento del suministro de agua potable.





E-PE-02-G1

AMPLIACION DEL PROYECTO DE COMPRA DE ENERGIA A ENDE S.A. BOLIVIA POR PARTE DE ELECTROPERU

Proyecto 3: Generación de electricidad con base en gas natural boliviano para el sur del Perú

(Ver mapa E-PE-03-G1)

- a) **Ubicación:** El proyecto se sitúa en la localidad peruana de Desaguadero, hasta donde se conduciría el gas natural boliviano, distante aproximadamente 80 Km desde su punto extremo en la Fábrica de Cemento de Viacha.
- b) **Descripción:** La planta térmica a instalarse en Desaguadero podría desarrollarse en módulos de 50 MW hasta completar unos 200 MW, dependiendo de la demanda y los volúmenes de gas disponibles.

En la etapa factibilidad debe analizarse cuidadosamente el tipo de máquina a adoptarse, dado que si se utilizan turbinas de gas, las pérdidas por altitud, humedad, etc., podrían superar el 35%. Si se decide por turbinas de vapor, es preciso estudiar el diagrama de carga para ver la disponibilidad de potencia de base.

La energía generada se destinaría a Juliaca, al sur del Perú, distante 180 Km de Desaguadero, a la tensión de 220 KV, para ser entregada al sistema interconectado Sur, a través de la línea existente Juliaca-Tintaya y del tramo por construirse Tintaya-Socabaya, con el fin de interconectar los sistemas Sur Este y Sur Oeste.

A nivel de prefactibilidad, cabe la posibilidad de plantear otras alternativas que deberán estudiarse cuidadosamente.

Una alternativa consiste en llevar un gasoducto a Ilo, para sustituir el petróleo que se quema en Toquepala, colocar una central con turbinas de gas, para cubrir punta y probablemente media base.

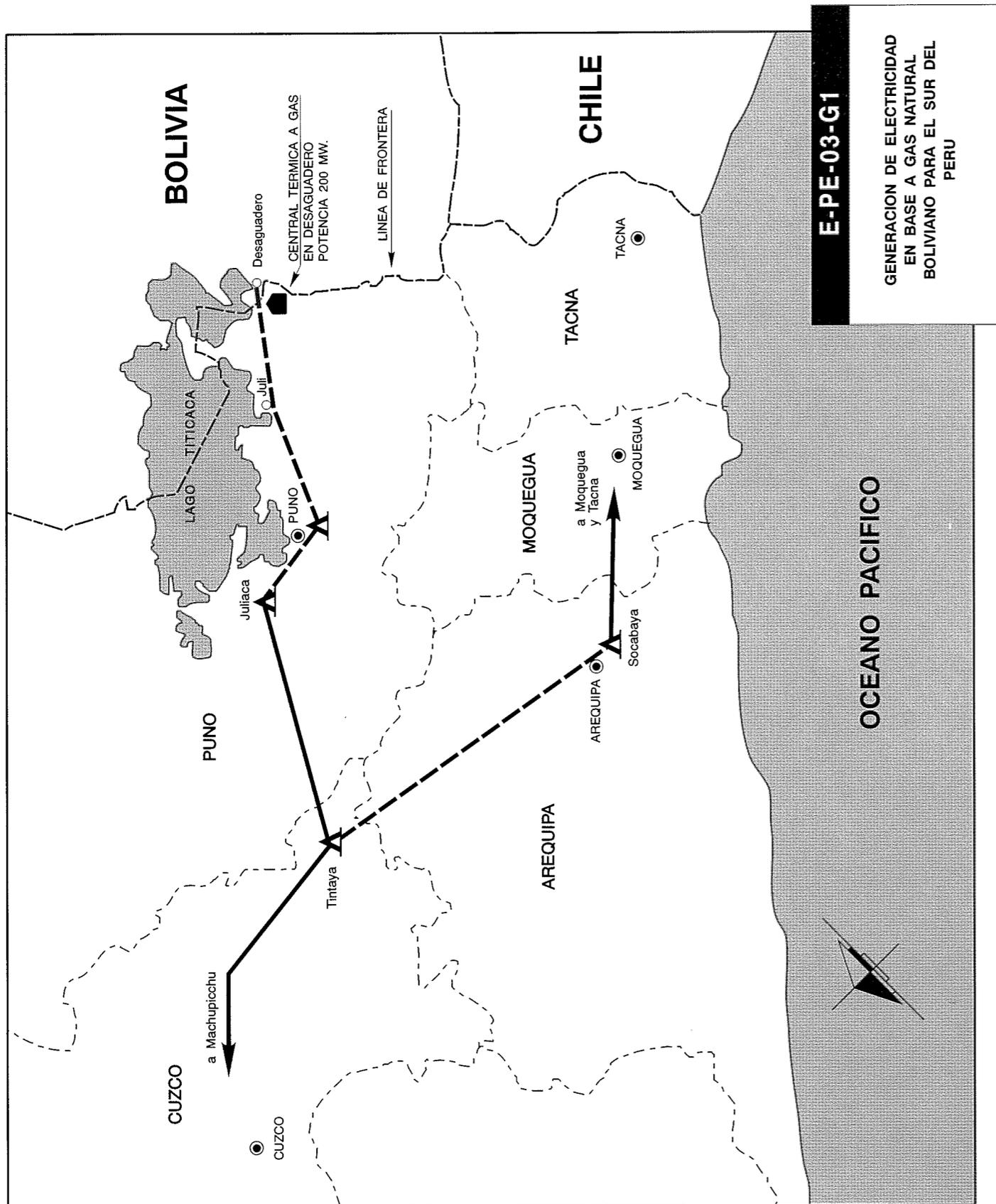
El proyecto no sólo serviría para generar electricidad sino también para generar calor en las diferentes fábricas de la zona, lo cual en algunas localidades podría convertirse en cogeneración.

También es muy importante que Bolivia pueda participar en el proyecto del gasoducto de Ilo, de forma tal que se complementen las instalaciones para exportar en forma compartida el gas de Camisea.

- c) **Estado actual:** La línea Tintaya-Socabaya es la única que tiene estudios a nivel de factibilidad, el resto del estudio requiere ser desarrollado en su totalidad, con la concepción descrita anteriormente.
- d) **Inversión estimada:** En el tramo de la línea Tintaya-Socabaya se tiene una estimación presupuestaria del orden de los US\$ 50 millones.
- e) **Beneficios esperados:** Se cubriría la demanda de energía eléctrica en el Sur del Perú, la cual no tiene fuentes de suministro a corto plazo.

También se obtendría una configuración de mayor posibilidad de seguridad del gas natural en el Sistema Interconectado Sur.

Por último, se lograría una colocación rentable para los excedentes del gas natural boliviano y de Camisea.



Proyecto 4: Interconexión Eléctrica Ecuador-Perú

(Ver mapa E-PE-04-G1)

- a) **Ubicación:** El proyecto se encuentra localizado en la frontera ecuatoriana-peruana, específicamente en la zona de Machala en Ecuador y en el departamento de Tumbes en Perú.
- b) **Descripción:** Ecuador terminó la construcción de la central hidráulica Paute, con 1.000 MW de potencia instalada, y puede ofertar energía que podría comprar el Perú.

La central alimenta un sistema interconectado en 138 KW con una subestación 138/69 kV ubicada en Machala a 55 Km de la frontera con el Perú.

En 1988 se conformó un grupo de trabajo entre INECEL y ELECTROPERU para negociar la venta de energía. No obstante, por problemas surgidos el convenio no prosperó, pero se estima que en la actualidad podría conseguirse la venta de energía para abastecer al departamento de Tumbes.

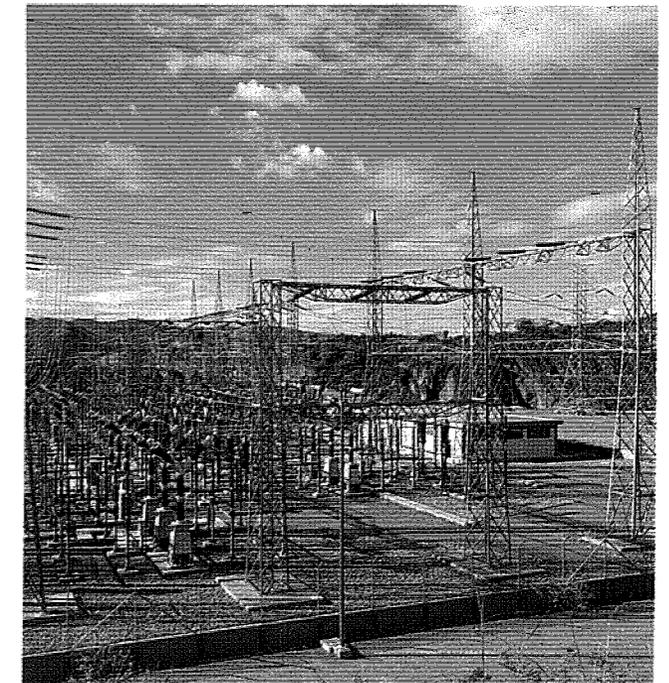
El proyecto comprendería la construcción de una línea de transmisión de 69 KW de Machala hasta la ciudad de Tumbes, con una longitud de 86 Km, y la instalación de una subestación en Tumbes de 69/33/10 KW que permitiría satisfacer la demanda peruana.

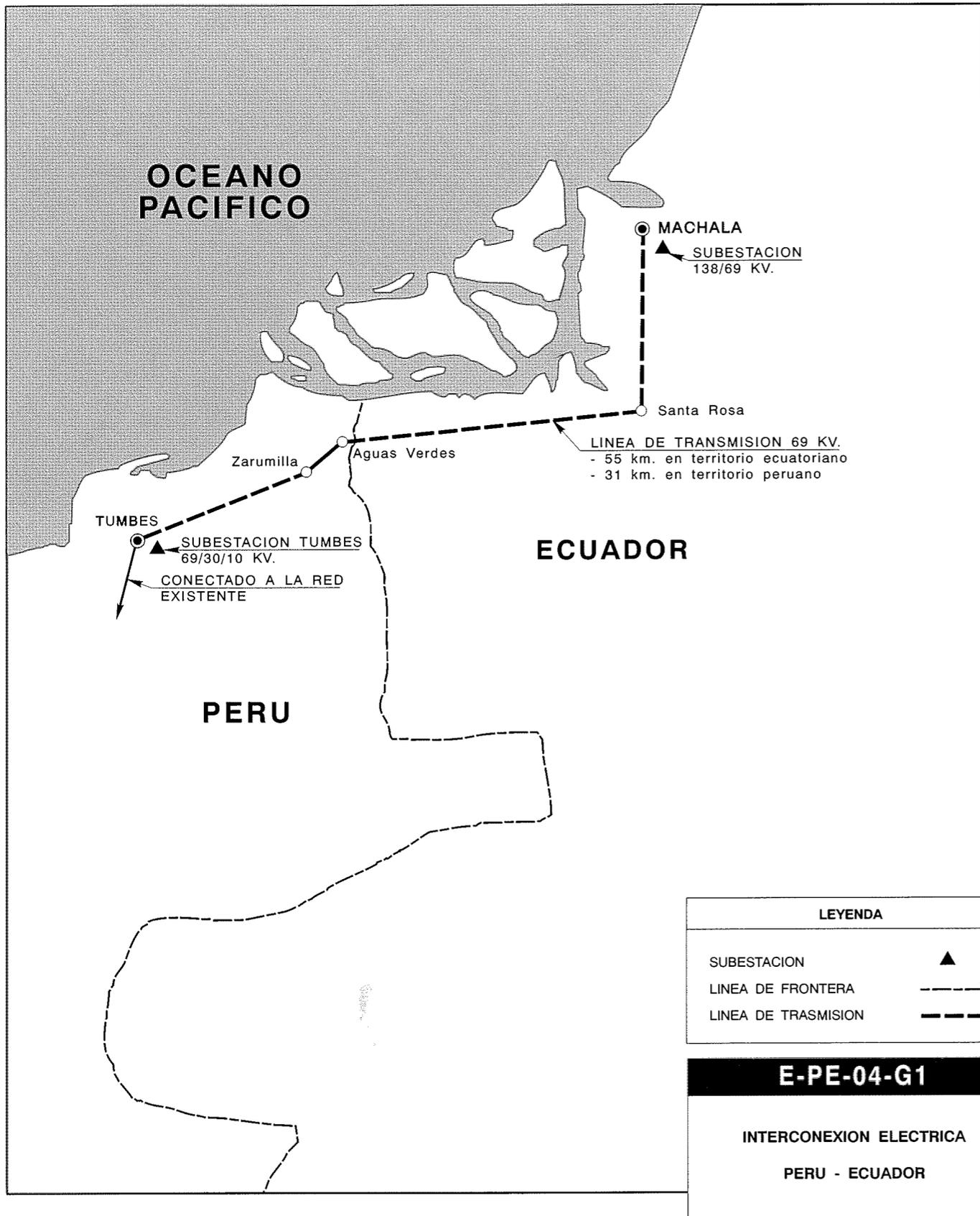
Una alternativa de mayor envergadura consistiría en considerar la inclusión del departamento de Piura, lo cual supondría la atención de una demanda del orden de los 100 MW mediante una transmisión a 220 KW, con una longitud aproximada de 250 Km desde Machala hasta la ciudad de Piura.

Obviamente sería necesario examinar esta idea frente a la conexión Chiclayo-Piura que se está construyendo, a fin de solventar la demanda del departamento indicado a través del Sistema Interconectado Centro-Norte, cuya central principal es

la del Mantaro; igualmente sería conveniente definir el desarrollo del gas de Zorritos para generar termoelectricidad como fuente alternativa o complementaria.

- c) **Estado actual:** El proyecto se encuentra en una fase inicial, a nivel de conversaciones.
- d) **Inversión estimada:** Para el caso de la interconexión de 69 KW, en el Ecuador se requiere una inversión cercana a los US\$ 2.8 millones y en el Perú de US\$ 3 millones. La interconexión podría durar dos años. La alternativa de transmisión a 220 KW supondría una inversión mucho mayor para los dos países. Para el Perú, la inversión podría ser aproximadamente US\$ 70 millones.
- e) **Beneficios esperados:** Resolvería el déficit de abastecimiento de energía en el Norte peruano y daría mayor eficiencia al sistema ecuatoriano.





Proyecto 5: Proyecto Binacional Puyango-Tumbes

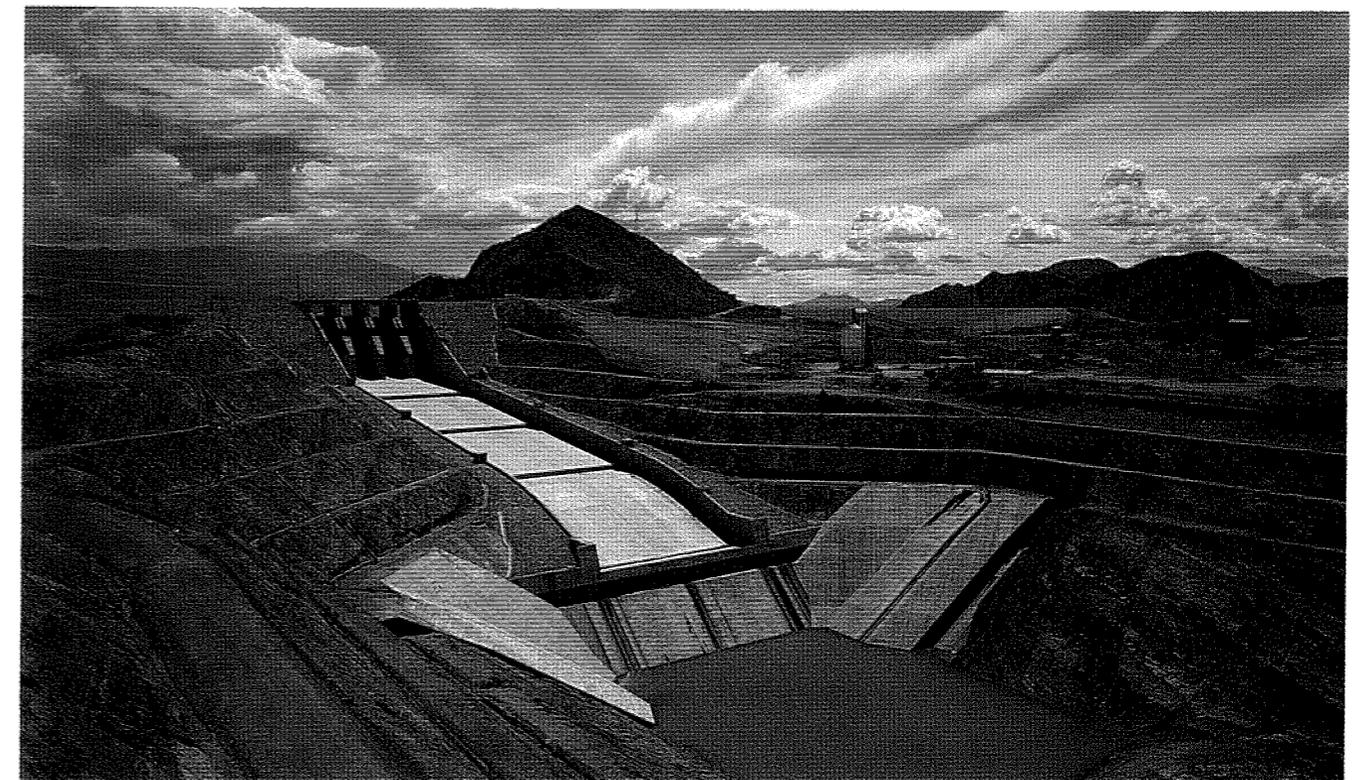
(Ver mapa E-PE-05-G1)

- a) **Ubicación:** El proyecto se encuentra ubicado al Nor-este del Perú, en el departamento de Tumbes, y al Sur-oeste de Ecuador, en la provincia de El Oro.
- b) **Descripción:** El proyecto es uno de los programas binacionales ecuatoriano-peruano para el aprovechamiento de las cuencas hidrográficas Puyango-Tumbes y Catamayo-Chira, con el propósito de efectuar un desarrollo agrícola, controlar las inundaciones y generar electricidad a través de la utilización de las aguas de los ríos fronterizos.

Consiste en el represamiento y bombeo de las aguas de los ríos fronterizos y la creación de lagos artificiales, en su mayor parte en territorio del

Perú. Se tomarían las aguas para el regadío de cerca de 70.000 hectáreas de terrenos agrícolas de ambos países, para la potabilización de agua, reducción de los riesgos de inundaciones, desarrollo de piscinas para piscicultura y la generación eléctrica con dos centrales hidroeléctricas de 150 MW de capacidad total (una en cada país).

- c) **Estado actual:** El proyecto de la central hidroeléctrica cuenta con el estudio de factibilidad.
- d) **Inversión estimada:** La inversión sería compartida por los países participantes. Se tomaría como referencia la proporción en el uso de las aguas por parte de cada país. El presupuesto estimado por PREDESUR del Ecuador, asciende a US\$ 1.922,7 millones, de los cuales US\$ 1.182,7 millones corresponden al Ecuador y US\$ 740 millones al Perú.





Proyecto 6: Compra y/o transporte de petróleo crudo ecuatoriano a través del oleoducto norperuano
(Ver mapa E-PE-06-G1)

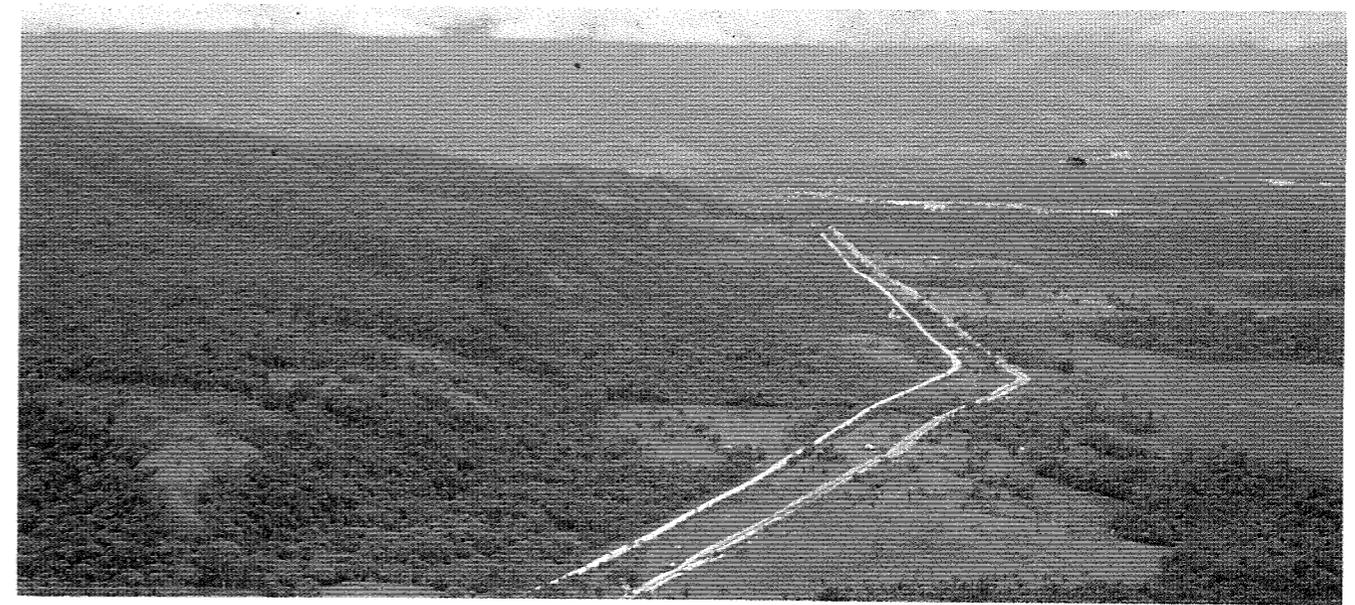
- a) **Ubicación:** El proyecto se ubica en el Norte del Perú, frontera con el Ecuador, en las proximidades de la localidad de Andoas —departamento de Loreto— que es el punto inicial del ramal Norte del oleoducto nor-peruano.
- b) **Descripción:** Se trata de transportar el crudo ecuatoriano que se produce en campos cercanos a la frontera a través del oleoducto nor peruano y su ramal Norte. De esta manera, se evitaría o postergaría las inversiones que serían necesarias por parte de Ecuador para transportar el crudo hacia la costa.

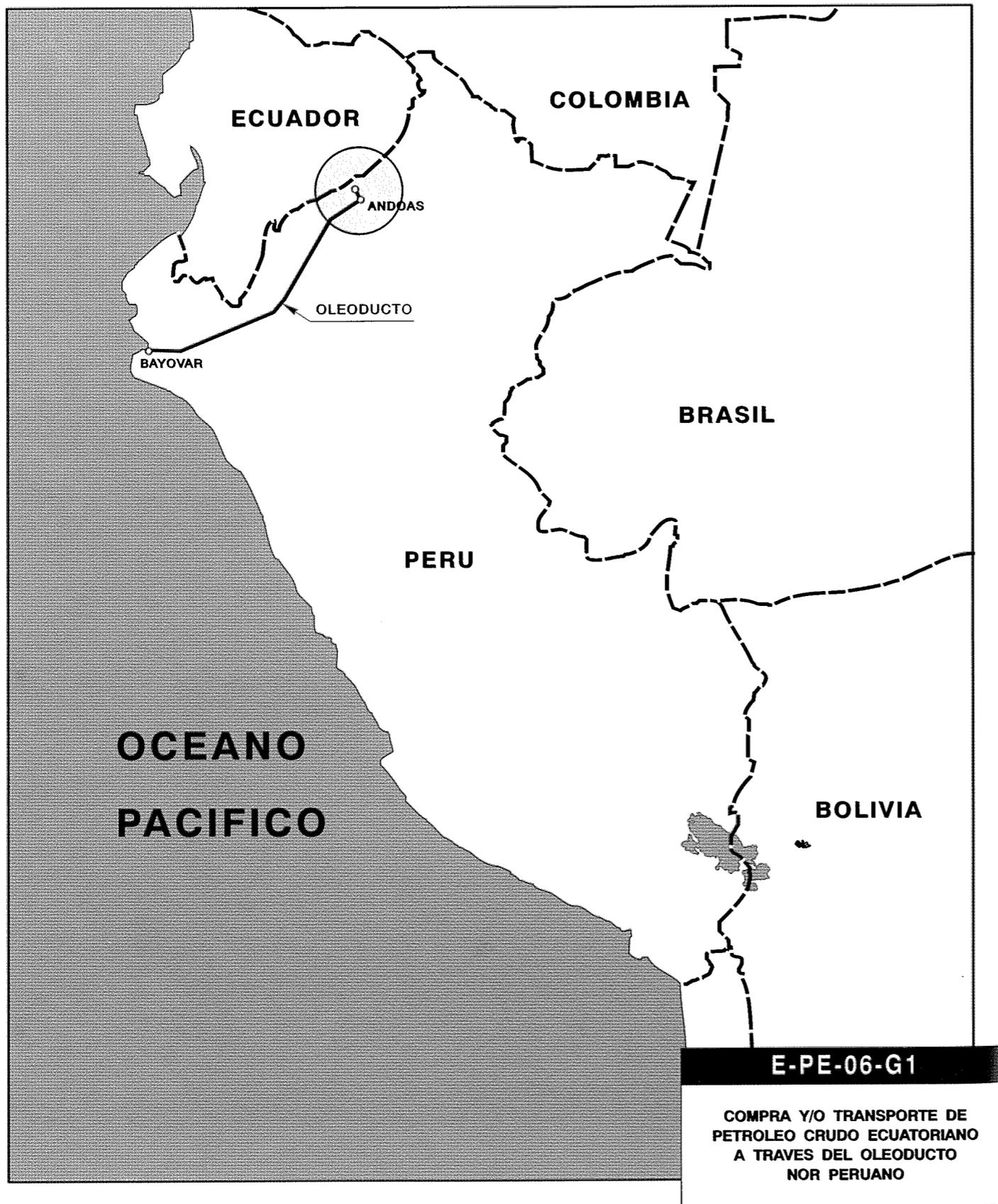
Una variante a considerar consiste en comprar directamente el crudo ecuatoriano en la frontera y luego transportarlo por el oleoducto para su utilización. De esta manera se cubriría el déficit peruano actual que alcanza 1.5 millones de barriles

mensuales con un valor aproximado de US\$ 30 millones.

El proyecto beneficiaría a los dos países, ya que optimizaría el uso de la infraestructura existente, debido a que el oleoducto peruano tiene en su ramal Norte una capacidad de 100.000 barriles por día, con una utilización efectiva del orden del 55%.

- c) **Estado actual:** Se encuentra en etapa de análisis preliminar y su desarrollo depende en gran medida de los acuerdos de política exterior entre Ecuador y Perú.
- d) **Inversión estimada:** No existen cifras concretas respecto a las facilidades por añadir en la infraestructura existente.
- e) **Beneficios esperados:** El proyecto tendría un gran efecto económico para los dos países por el aumento de eficiencia en el uso de instalaciones existentes, lo cual implicaría ahorros en los gastos operativos y en los costos financieros, debido a las inversiones que se lograrían postergar.





Proyecto 7: Explotación de gas y condensados de Camisea

- a) **Ubicación:** El proyecto está localizado en el Sur del Perú, en el departamento de Cuzco. Ahí se descubrió en 1983 un gran yacimiento de gas y condensados, ubicado a una distancia aproximada de 370 Km de la localidad peruana de Inapari, situada en la frontera Perú-Brasil.
- b) **Descripción:** El desarrollo del proyecto del gas de Camisea requiere de grandes inversiones y de un mercado adecuado, por lo que su utilización binacional contribuiría a alcanzar estos requerimientos. Se trataría de abastecer con gas natural y licuables como el GLP a las regiones de Acre y Rondonia en Brasil, y el Sur del Perú.

Ofrecería la ventaja de permitir el inicio de la explotación del yacimiento de Camisea mediante una primera etapa con mercado asegurado y una menor inversión que el proyecto integral, lo cual facilitaría su financiamiento.

- c) **Estado actual:** Se cuenta solamente con las informaciones y estudios de Shell (empresa descubridora del yacimiento) que han confirmado la magnitud y características de los yacimientos. En cuanto a su utilización binacional, sólo se han efectuado conversaciones preliminares entre los gobiernos de Brasil y Perú y entre las empresas Petrobras y Braspetro con PETROPERU.
- d) **Inversión estimada:** La inversión aproximada para la infraestructura de explotación del campo, el transporte hacia el Cuzco y el Sur del Perú y hacia la frontera alcanza los 600 millones de dólares.
- e) **Beneficios esperados:** Resolvería, por la integración de demandas, el factor del mercado. En una primera etapa, ello haría posible el inicio del proyecto. Podría conjugarse con etapas paralelas y/o posteriores de transporte de líquidos y gas hacia la costa del Perú para abastecer los requerimientos de esas regiones.

VENEZUELA

Proyectos energéticos de integración

GUSTAVO R. CORONEL

Gustavo R. Coronel: *Geólogo - Venezuela.*

- *Especializado en la Universidad de Tulsa, Oklahoma y Master de Gerencia del Sector Público de John Hopkins University.*
- *Director de Petróleos de Venezuela, Director de Maraven, Consultor para Arthur D. Little.*
- *Investigador Asociado de Harvard y conferencista invitado en la Universidad Central de Venezuela, John Hopkins University.*

1. UNA INTERPRETACION DE LA SITUACION ENERGETICA EN VENEZUELA Y COLOMBIA

De los países andinos, Venezuela dispone de la distribución geográfica más uniforme de los recursos energéticos, aunque tiene una fuerte concentración de su potencial hidráulico en el extremo sureste del país.

Esta apreciación es importante debido a que además de los recursos energéticos que posee un país, es necesario considerar su distribución territorial, pues con frecuencia éstos se encuentran alejados de los grandes centros de consumo. Este es el caso de Chile, que tiene sus recursos de hidrocarburos en el extremo sur y sus grandes centros de consumo en el centro y en el norte del territorio. Igualmente, Perú tiene sus reservas hidrocarburíferas en la selva, al Este de los Andes, y sus centros de consumo en la costa del Pacífico, al Oeste de los Andes. Colombia también muestra esos desbalances y, en menor medida, Ecuador presenta similares características.

1.1 La situación venezolana

Venezuela se caracteriza por poseer abundantes excedentes energéticos. Actualmente, es un exportador neto de energía y, de acuerdo a su potencialidad energética, también lo será a mediano y largo plazo.

1.1.1 Hidrocarburos

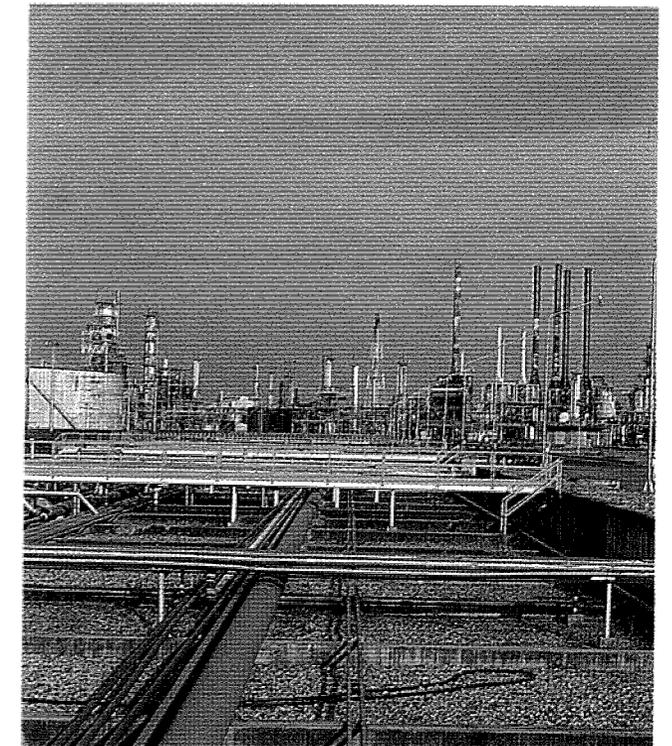
A finales de 1992, las reservas probadas de petróleo llegaron a 62.5 mil millones de barriles, una cifra similar a la alcanzada en 1991¹. Las reservas probadas de crudo, sin considerar los grandes depósitos de crudos pesados y bitumen que se calculan en 260 mil millones de barriles, localizados en la faja del Ori-

noco, son las más grandes del mundo fuera del Oriente Medio.

Venezuela cuenta con grandes reservas probadas de gas natural, las cuales se estimaron en 22.4 mil millones de barriles de petróleo en 1992. Para el mismo año, la producción de crudo y condensados fue de 2.37 millones de bls/día, mientras que la oferta de gas natural fue de 4.310 MMPCD².

Las ventas externas totales superaron los 2.05 millones de bls/día y generaron ingresos por US\$ 11.4 mil millones. De acuerdo con la actual política de aumentar las exportaciones de crudos pesados, PDVSA exportó 690.000 de bls/día de crudo pesado en 1992, que

2. OLADE; Sistema de Información Económico Energético (SIEE), Versión marzo de 1993.



1. Los datos relacionados con la parte hidrocarburífera fueron tomados de PDVSA; Contact Newsletter No. 31, January-February, 1993.

representó un incremento de 100.000 bls/día en relación al año pasado.

Las refinерías de PDVSA en Venezuela y aquellas ubicadas fuera de su territorio procesaron, en promedio, 1.9 millones de bls/día en 1992. Es importante indicar que la industria petrolera venezolana opera con varias refinерías localizadas en territorio nacional, en la subregión caribeña y tiene participación accionaria en varias refinерías ubicadas en Estados Unidos, Alemania, Suiza y Bélgica.

1.1.2 Electricidad

El sistema eléctrico está estructurado en cuatro empresas principales: EDELCA (Electrificación del Caroní) con su centro de generación hidroeléctrica en la zona Sureste, ELECAR (Electricidad de Caracas) en la zona metropolitana de la capital, ENELVEN en el área de la ciudad de Maracaibo y CADAFE (Corporación de Administración y Fomento Eléctrico), la cual tiene una presencia en todo el país. Estas empresas han interconectado efectivamente sus sistemas (ver mapa E-VE-01-G1).

En 1992, la capacidad instalada total llegó a 18.741 MW, la cual es básicamente hidráulica (57%) y el resto térmica (43%). La demanda máxima fue de alrededor 9.000 MW, y se prevé que pasará a 11.000 MW para 1995 y aproximadamente a 16.000 MW para el año 2000, lo cual representa tasas de crecimiento de un 6-7% interanual.

La central hidroeléctrica Raúl Leoni, localizada en Guri, al Sur del país, dispone de una capacidad instalada de 10.000 MW y tiene importantes excedentes que se transmiten hacia el norte y centro (el período seco se presenta entre los meses de diciembre y abril). En la zona occidental, existen plantas hidroeléctricas de menor tamaño tales como el complejo Uribante-Caparo, que incluye la central San Agatón de 300 MW en el estado Táchira, y Planta Páez en el estado Mérida, la cual tiene una capacidad de 240 MW.

En el centro del país hay importantes plantas térmicas, con una capacidad total cercana a los 5.000 MW. Se destacan entre ellas Planta Centro de 2.000 MW y Nueva Tocoa de 1.200 MW.

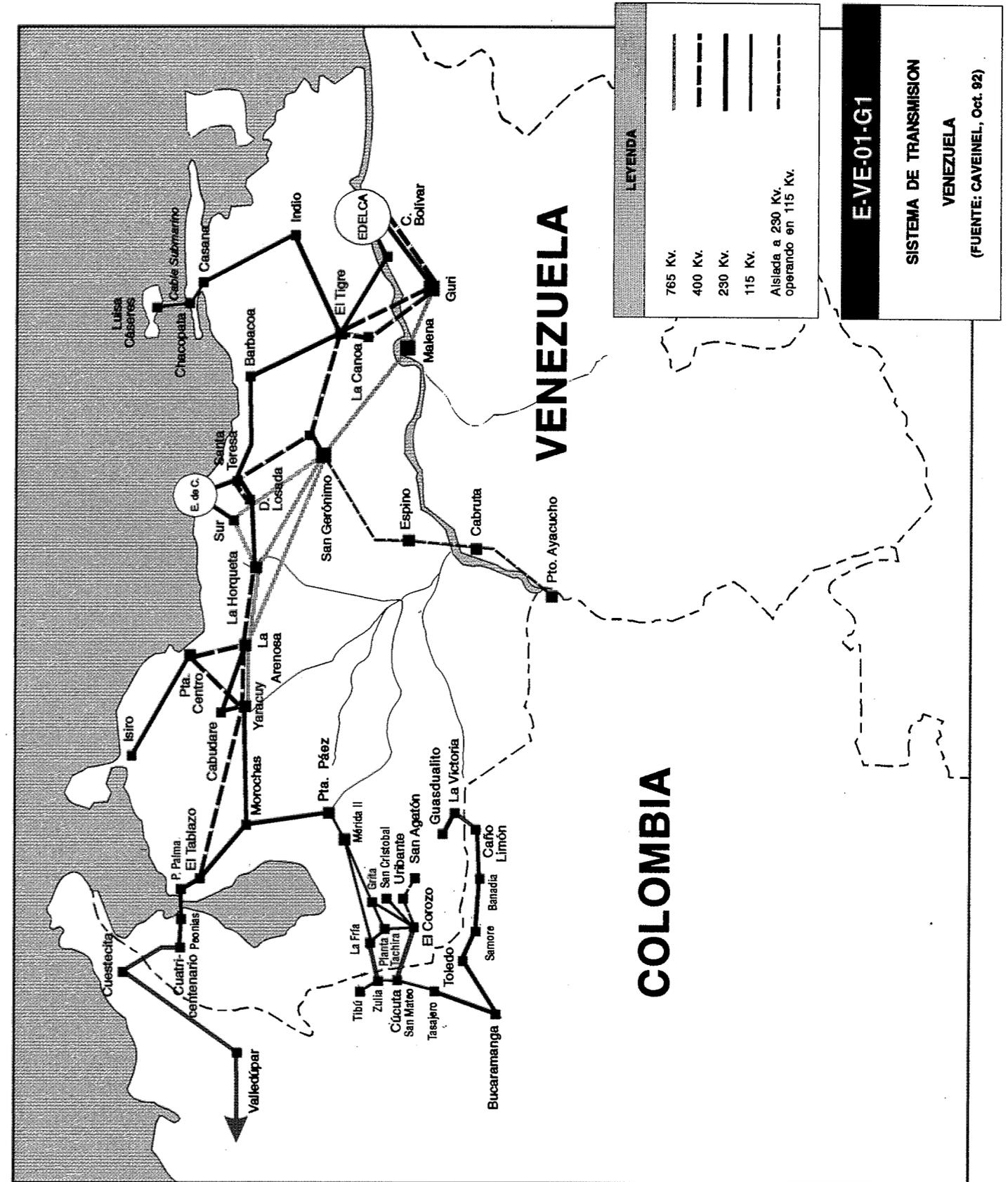
Los sistemas de transporte de energía eléctrica, que unen a Guri con el centro del país (aproximadamente 650 Km), cuentan con redes de transmisión con niveles de tensión a 230, 400 y 765 KW. Las regiones central y occidental están interconectadas a través de un sistema de transmisión principal a 230 y 400 KW de aproximadamente 300 Km de longitud y sistemas secundarios a 230, 138 y 115 KW hasta los centros de consumo más importantes.

En hidroenergía, el país tiene un potencial de 83.5 GW, del cual se tiene previsto emplazar adicionalmente 9.000 MW hasta el año 2005, en la zona del Sur cercana a Guri. También habrá una expansión moderada de las plantas térmicas en el centro de país, con el fin de incrementar la confiabilidad del sistema, que utilizará principalmente el gas natural como combustible.

De esta forma, Venezuela tendrá importantes excedentes de energía eléctrica durante los próximos 15 años y será, por lo tanto, un exportador neto de este recurso.

1.1.3 Carbón

Las reservas probadas de este mineral se acercan a los 3 mil millones de toneladas (2). En 1992, la producción de carbón llegó a 3.1 millones de toneladas al año, que se exportaron casi en su totalidad a Europa. En comparación con las otras fuentes de energía mencionadas, el carbón es un recurso energético secundario o, al menos, de desarrollo incipiente. El desbalance de precios de otros energéticos como los derivados de petróleo, entre el mercado internacional e interno, desestimula un mayor uso doméstico de este recurso.



1.2 La situación colombiana

1.2.1 Hidrocarburos

La actividad hidrocarbúrfera ha sido muy exitosa recientemente en Colombia. De país importador, a mediados de la década del 70, se ha convertido en un exportador neto con cerca de 200.000 bls/día. La producción ha crecido de 130.000 bls/día en 1978 a alrededor de 500.000 bls/día.

Estos resultados se deben a un sostenido y atractivo programa de asociaciones con las empresas petroleras internacionales, que han llevado el nivel de reservas probadas de petróleo a 3.142 millones de barriles³ y las de gas natural a 109.1 mil millones de metros cúbicos.

3. LATOIL; No. 053, United Kingdom, 03-1992.



El reciente descubrimiento del campo Cusiana, en la región de Casanare, es de gran importancia y añade entre 800 y 1.000 millones de barriles a las reservas probadas. Antes del descubrimiento del campo de Caño Limón y de Cusiana, los yacimientos petrolíferos encontrados en Colombia fueron de pequeño y moderado tamaño, lo cual generalmente se tradujo en un desarrollo petrolero más costoso.

Por lo anteriormente expuesto, es posible afirmar que el país posee actualmente un perfil de exportador neto de petróleo en el corto y mediano plazo.

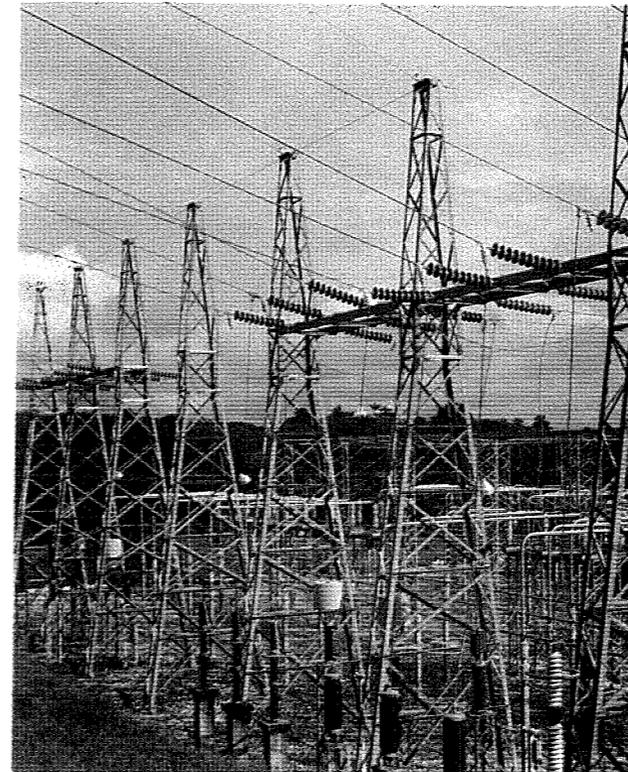
Sin embargo, en lo que respecta a la infraestructura de refinación, la situación es menos sólida. Aunque Colombia posee una capacidad de refinación de 259.000 bls/día, debe importar derivados. Al parecer, los patrones de refinación existentes no son los más adecuados para optimizar el procesamiento de los crudos que entran a las refinerías y la distribución geográfica de las plantas no permite un suministro económicamente óptimo a todas las regiones del país.

1.2.2 Electricidad

El sistema eléctrico colombiano está compuesto por empresas públicas de naturaleza local y regional, cuya participación en el mercado eléctrico para 1992 fue la siguiente:

- Empresa de Energía de Bogotá (EEB) con un 28% del mercado y un 14% de la capacidad de generación instalada, en la zona central del país⁴.
- Empresas Públicas de Medellín (EPM) con un 22% del mercado y un 16.2% de la capacidad instalada, también en la zona central.
- Corporación Autónoma Regional del Valle del Cauca (CVC) con un 13% del mercado y un 10% de la capacidad instalada, en la misma zona.

4. ISA; Sector Eléctrico Colombiano, febrero de 1993.



A pesar de la cuantía de recursos hidroeléctricos existentes (el potencial aprovechable de hidroelectricidad asciende a 93 GW), están concentrados en las regiones centrales del país. Las represas y centrales hidroeléctricas son, casi en su totalidad, de poca o ninguna capacidad de regulación, lo que las hace especialmente vulnerables a prolongados ciclos de estiaje o sequía.

En 1992, la crisis del suministro eléctrico obligó a tomar algunas decisiones de emergencia, entre otras:

- Compras de energía y potencia adicionales a Venezuela.
- Compras a Ecuador de energía y potencia adicionales.
- La transmisión rápida de préstamos por hasta US\$ 150 millones del Banco Interamericano de Desarrollo, con el fin de terminar la central hidroeléctrica de El Guavio y acelerar las interconexiones mencionadas.

1.2.3 Carbón

El subsector carbón colombiano ha hecho rápidos progresos en los últimos diez años. Tanto las reservas probadas (6.488 millones de toneladas en 1992) como la producción (23.5 millones de toneladas en el mismo año) le dan al país un perfil de exportador neto.

Sin embargo, la situación geográfica de los yacimientos carboníferos existentes hace costoso y poco atractivo a corto plazo su posible utilización en el mercado doméstico de la parte central del país, la cual sufre de agudos problemas de suministro energético. Parece evidente que el carbón colombiano será en el corto a mediano plazo, un importante rubro de exportación.

- Corporación Eléctrica de la Costa Atlántica (CORCELCA) con un 16% del mercado en el Norte.
- Instituto Colombiano de Energía Eléctrica (ICEL) con un 21% del mercado, en el resto del país.
- Central Hidroeléctrica en Betania con el 5.9% de la capacidad instalada.

Adicionalmente, existe una empresa encargada de la planificación y coordinación operacional del sistema integrado, Interconexión Eléctrica S.A. (ISA), la cual es propietaria de las líneas de interconexión y de más del 29.5% de la capacidad de generación instalada.

Para 1992, la capacidad instalada eléctrica llegó a 8.488 y fue predominantemente hidráulica (79.6%).

2. ESFUERZOS DE INTEGRACION ECONOMICA Y COMERCIAL

2.1 Panorama general

Desde varias ópticas, la integración económica y comercial entre Venezuela y Colombia es la más exitosa de la Subregión Andina. Desde enero de 1992, a raíz de las disposiciones favorables para conformar un mercado común, los dos países han avanzado rápidamente, con el propósito de establecer una zona franca de comercio y llegar a una armonización arancelaria.

Venezuela bajó las barreras arancelarias en enero y Colombia lo hizo en febrero de 1992, lo cual creó un mercado común de más de 50 millones de personas. Colombia importa unos 1.300 productos de Venezuela. El comercio entre los dos países ascendió a más de US\$ 800 millones en 1992, y se calcula que llegará a US\$ 1.200 millones en 1993. El 15% de estos productos son de origen agroindustrial, el 25% químicos y el 60% son metalmecánicos. Los productos de mayor demanda son polietilenos, dodedibencenos, aleaciones de aluminio, láminas de hierro y acero, úreas, y trisfosfatos de sodio. Por su parte Colombia exporta a Venezuela productos agrícolas e industriales en una gran variedad de ítems. En términos generales, la presencia colombiana en Venezuela es bastante significativa con más de 60 empresas operando en el país. Entre tanto, Venezuela tiene una importante presencia financiera en Colombia.

2.2 El potencial de integración energética

La integración energética ha avanzado más lentamente que la integración económica y comercial, debido a que, entre otros factores, los proyectos energéticos son usualmente de una magnitud que obliga a períodos de concepción y ejecución que pueden tomar varios años.

Para el próximo quinquenio, Venezuela tratará de aumentar su producción de petróleo de 2.37 a 3.5 millones de bl/día y, por su parte, Colombia de 0.5 a 1.0 millones de bl/día con el desarrollo del descubrimiento del campo Cusiana y los hallazgos del piedemonte llanero en Casanare. Por ello, tomando en cuenta las perspectivas de incrementar la producción diaria de petróleo y los desarrollos en la industria del gas y petroquímica, ambos países podrían complementar sus industrias petroleras, para lograr un efectivo aumento del mercado.

Desde otra perspectiva, a diferencia de Venezuela, Colombia tiene agudos problemas de suministro energético en muchas regiones del país. Esto se debe a la irregular distribución geográfica de sus recursos, al predominio de la hidroelectricidad con algunas centrales de características de filo de agua, que las hace vulnerables a las intensas o prolongadas sequías.

Por tal motivo, además de integración energética entre los dos países, debería buscarse, al menos a corto y mediano plazo, la posibilidad de efectuar mayores ventas de excedentes energéticos de Venezuela a Colombia. Estas ventas ofrecen a Colombia algunos beneficios, tales como:

- El ahorro de sus propios recursos, en especial los de gas natural en la zona atlántica.
- El diferimiento de algunos proyectos costosos de generación térmica de electricidad en la misma zona.
- Mayor confiabilidad de suministro.

Por su parte, Venezuela podría destinar parte de sus excedentes al mercado vecino, siempre y cuando no exista la necesidad de realizar elevadas inversiones, con lo cual obtendría ingresos adicionales.

Venezuela tiene un gran interés en suministrar recursos energéticos a Colombia. Desde la perspectiva venezolana, estas transacciones deberían realizarse a precios de mercado y tomando en consideración las

inversiones, particularmente las necesarias para posibilitar el servicio de energía a Colombia. Sin lugar a dudas, las inversiones y costos involucrados en el suministro energético deben ser reconocidos y compartidos en la proporción necesaria, para lo cual se puede utilizar como referencia los aportes de capital y/o las tarifas previamente establecidas. Este aspecto económico es crucial, pues históricamente Colombia ha mostrado interés en recibir energía a precios similares a los que Venezuela mantiene para su mercado interno, los cuales son fuertemente subsidiados.

Entre Venezuela y Colombia se han identificado varios proyectos de integración energética, los cuales se detallan a continuación.

3. PROYECTOS HIDROCARBURIFEROS (Ver mapas E-VE-02-G1 y E-VE-03-G1)

Proyecto 1: Gasoducto Venezuela-Colombia⁵

En la reunión sostenida en Maiquetía (Venezuela), en enero de 1992, los Presidentes de Colombia y Venezuela acordaron impulsar la interconexión gasífera en ambos países.

La integración gasífera no sólo es un proyecto que involucra a los actores del sector energético, sino que presenta la ventaja de estar concebido dentro de un marco más amplio definido por el proceso de integración económica que se está llevando a cabo entre los dos países. Esto conduce a definir esta iniciativa como un verdadero proyecto de integración, y no como una simple operación comercial de compra-venta de gas.

Respecto a la situación de los mercados, en Colombia, para 1992, las reservas de gas se evaluaron en 109.1 mil millones de metros cúbicos. El principal recurso gasífero, localizado costa afuera en el departamento de la Guajira abastece los requerimientos

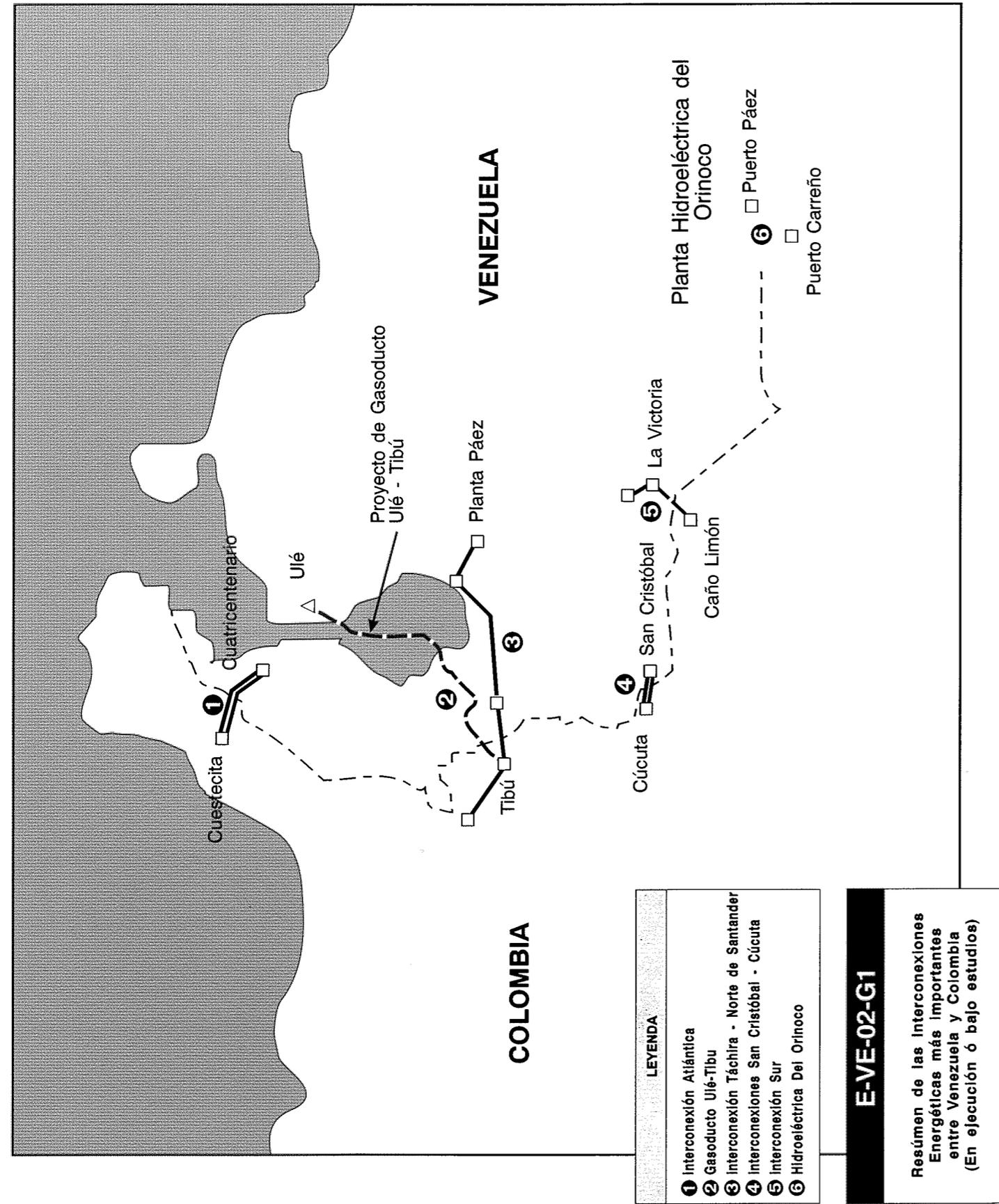
5. Ver OLADE; Proyecto de Integración Gasífera Colombia-Venezuela, Quito, 5 de junio de 1992.



actuales de la Costa Atlántica, Santander y del resto del país.

Por su parte, Venezuela posee una de las más importantes reservas probadas de gas natural del mundo, localizándose (1990) en el Occidente el 25.5%, el 74.4% en el Oriente y el remanente 0.1% en el Sur del país. Las reservas probadas han crecido constantemente en la última década, pasando de 1.262 a 3.635.9 mil millones de metros cúbicos de gas natural en 1992. La producción de gas es predominantemente del tipo asociado, consecuentemente su disponibilidad está íntimamente ligada a la actividad petrolera. En este sentido, la producción de gas en Venezuela, además de depender de las reservas probadas, puede presentar restricciones adicionales.

La disponibilidad de gas para la exportación a Colombia dependerá de la política, explícita o implícita, de manejo del subsector gasífero. Asimismo, si las refinerías, industrias y centrales termoeléctricas pudieran aumentar su eficiencia en el uso del gas natural



como combustible para satisfacer sus requerimientos energéticos, una considerable cantidad de dicho hidrocarburo podría ser destinada para la exportación. A largo plazo, Venezuela podría abastecer a Colombia con una cantidad mayor de gas, cercana a los 200 MMPC/d, una vez que se efectúe la interconexión de sus sistemas de gasoductos de Oriente y Occidente.

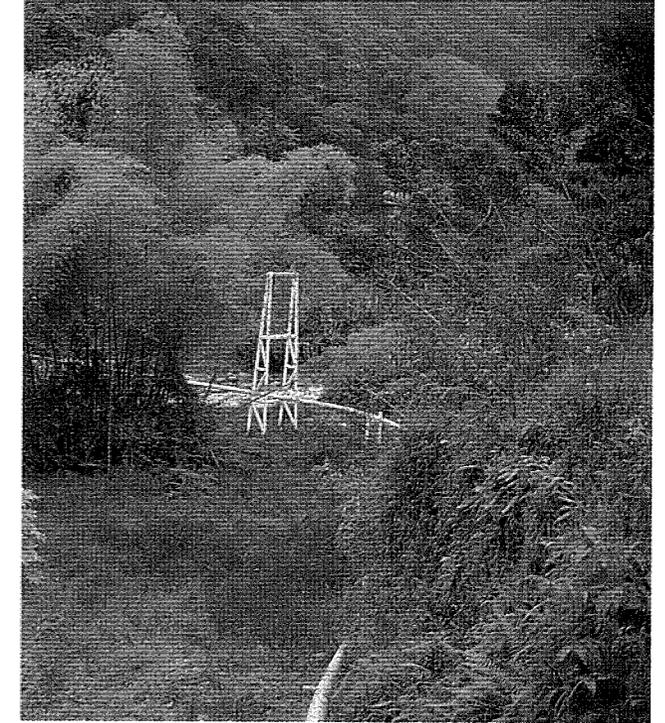
Para interconectar Venezuela con Colombia, se presentan dos alternativas:

1. Ruta Ule- Maicao. Este gasoducto tendría una extensión de 170 Km en territorio venezolano, más 60 Km adicionales en el lado colombiano para interconectarlo a su red nacional; y
2. Ruta Ule-Tibú. La extensión en este caso sería de 330 Km en territorio venezolano y 137 Km adicionales en territorio colombiano para interconectarlo a su red nacional.

Venezuela ofreció hasta 60 MMPCd de gas en un período de 12 años, a partir de 1993. Este suministro estaba soportado por un escenario de crecimiento acelerado de la producción de crudos. En el caso de la primera traza sería a una presión de 65 psig (libras por pulgada cuadrada manométrica); una presión mayor requeriría de una estación de compresión en el punto de frontera donde se realice la transferencia; y no se abastecería ningún tipo de mercado interno a lo largo del recorrido del nuevo gasoducto.

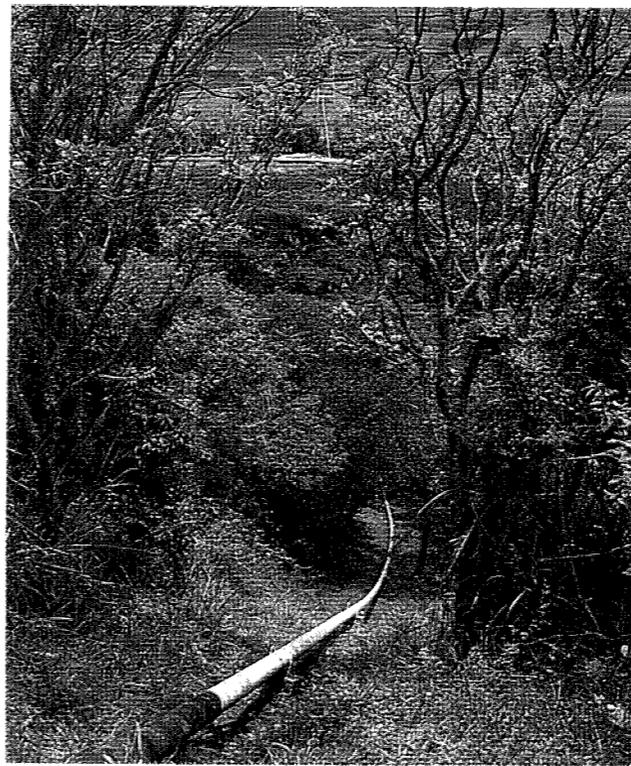
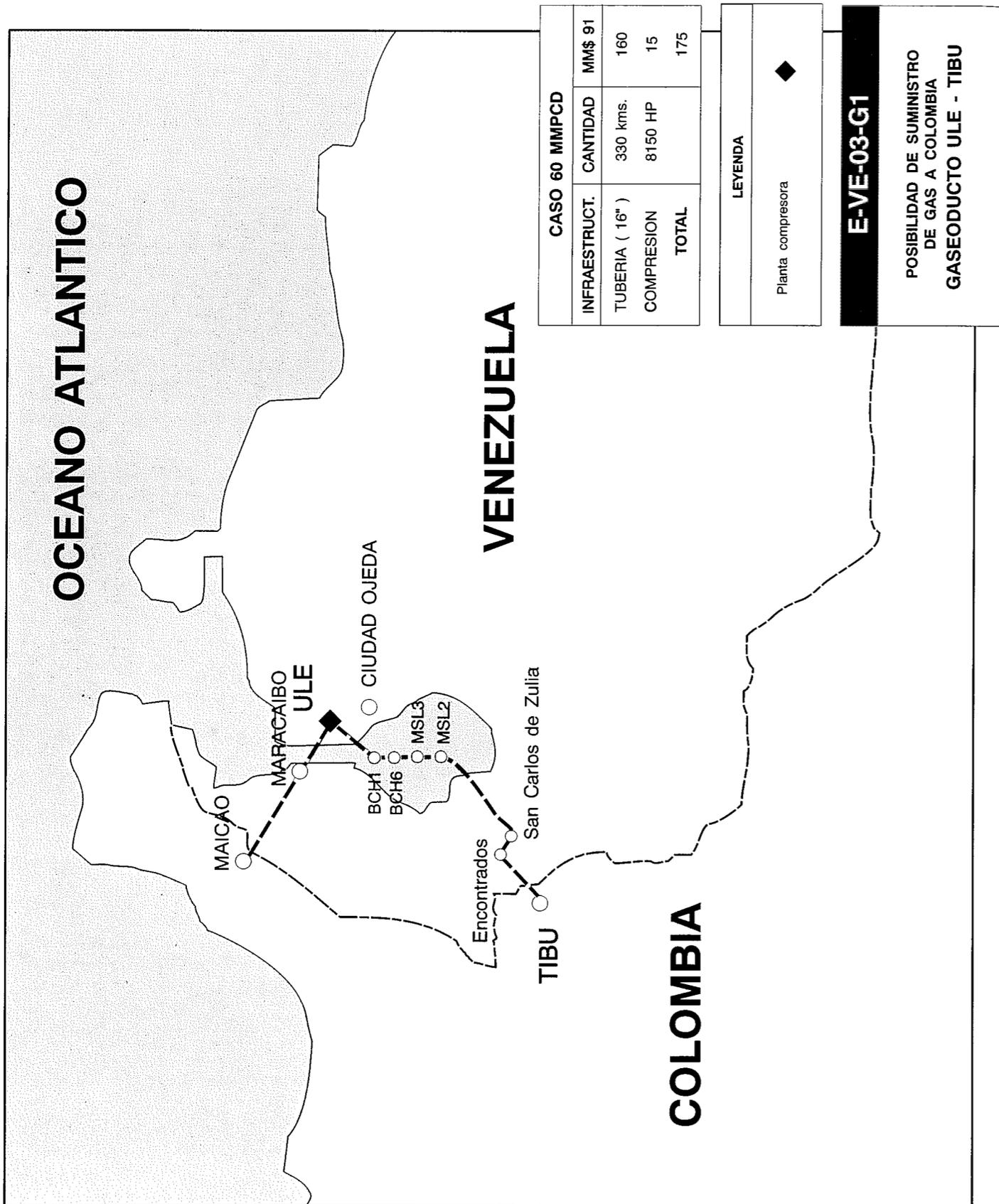
De acuerdo al estudio elaborado por OLADE, si no se toman en consideración los beneficios adicionales (suministro de gas a la central eléctrica del Sur-occidente y ampliación del mercado interno a través del abastecimiento a zonas por donde pasa la traza del gasoducto) que obtendría Venezuela en la alternativa de entregar gas a Tibú, existiría una ventaja, a nivel de costos, de entregar el gas venezolano vía Maicao.

En todo caso, el programa de desarrollo gasífero en Colombia presenta algunas incertidumbres tanto por el lado de la demanda como por el de la oferta. Por



ello, sería importante confirmar las potencialidades de los yacimientos gasíferos, principalmente de la Guajira y Cusiana. Igualmente, desde el punto de vista institucional y político, sería necesario especificar claramente las reglas relativas a inversión, carga fiscal y niveles de precios, que deben presentar estabilidad a lo largo del tiempo, como para atraer el programa de gas a los actores interesados, en particular a los inversores privados, tanto para el mercado de Colombia como para el proyecto de interconexión.

El factor tecnológico podría jugar un papel sumamente importante: por una parte, para crear reservas (mejorando el manejo de la producción de petróleo y gas) y por otra, para mejorar el uso final de energía (introduciendo por ejemplo equipamientos duales gas-otros combustibles). Dado que los requerimientos de importación de Colombia son de un monto manejable por el oferente, máximo de 200 MMPC/d, y que



pueden decrecer con el tiempo, una vez que el yacimiento de Cusiana entre en operación, la posibilidad o flexibilidad en el mercado venezolano, si se requiriese sustituir fuel por gas, sería reducida y de corta duración.

Por último, aun cuando persisten ciertas incertidumbres sobre algunos de los valores asignados a las variables que se utilizaron para la evaluación, se concluye claramente que el proyecto de interconexión gasífera es técnica, económica, financiera y comercialmente viable.

No obstante, el Grupo de Trabajo de Gas colombo-venezolano que se reunió en Santafé de Bogotá el primero de octubre de 1992 realizó una serie de observaciones al proyecto.

El Grupo venezolano hizo una presentación sobre la

factibilidad del proyecto e indicó que los balances de gas en el occidente mostraban una situación precaria o deficitaria, por lo que se llegó a las siguientes consideraciones:

- El escenario previsto actualmente considera una reducción de los niveles de producción de hidrocarburos anteriormente estimados (90-91), lo cual origina una disminución radical en la disponibilidad de gas al mercado interno.
- En esta base la situación del balance de gas es precaria o deficitaria, por lo que llega a la pérdida de reservas de crudo (inyección) o al consumo de líquidos exportables.
- De lo anterior se desprende que bajo el escenario actual no habría gas para exportación desde el occidente de Venezuela a Colombia (60 MMPCD durante 12 años).

Con relación a este punto, el Grupo colombiano indicó que los descubrimientos recientes de gas natural, podrían suministrar volúmenes adicionales, lo que haría no tan perentoria la necesidad de importaciones iniciales de este combustible. Sin embargo, se mencionó la conveniencia para el Plan de Masificación de la complementación de gas venezolano para satisfacer la demanda no cubierta.

Proyecto 2: Suministros de hidrocarburos líquidos de Venezuela a Colombia

En el campo del suministro de hidrocarburos líquidos a Colombia, no se ha pasado todavía a un sólido proceso de integración energética binacional.

Sin embargo, existe la posibilidad de construir una planta de asfalto en Puerto La Cruz, ubicado en Venezuela, en asociación entre Corpoven y la empresa venezolana VENOCO, con el objeto de exportar este producto a Colombia. También se está considerando el bombeo de Orimulsión, desde el Sur de Venezuela hacia Tibú en Colombia. El gas natural comprimido

para uso vehicular (GNC) ha recibido alguna atención, aunque Colombia ya tiene una valiosa experiencia en este campo. El transporte de gas licuado, desde la planta de José Anzóategui, por barco hacia la Costa Atlántica de Colombia o por tierra hacia Cúcuta, puede ser también una alternativa.

Colombia parece estar interesada en adquirir hidrocarburos líquidos venezolanos a precios comerciales razonables; el problema puede radicar en la definición que ambos países tienen de dicho concepto. Para Venezuela el precio razonable es el internacional, mientras que para Colombia, parece semejarse más al que Venezuela utiliza para su mercado interno, el cual está subsidiado. Si es que Venezuela vendiese gasolina al precio de su mercado interno, Colombia tendría ganancias significativas en cada litro que importa. En todo caso, Colombia actualmente importa entre 20 a 25 mil bls/día de productos de hidrocarburos desde Venezuela, a precios internacionales, por lo que es posible establecer convenios mutuamente beneficiosos.

De igual forma, otras ventas posibles desde Venezuela hasta Colombia incluyen las bases para lubricantes, diesel y kerosene para fines industriales.

Otras ideas tales como la construcción de un propaoducto desde José Anzóategui (Oriente de Venezuela) a Bajo Grande (Occidente de Venezuela), a San Cristóbal (frontera) y Tibú (Colombia), probablemente no se justifican económicamente, dada la magnitud de la inversión.

Asimismo, la diferencia de precios relativos es un aspecto importante, pues existen marcadas diferencias en los precios de los derivados de petróleo (gas licuado, gasolina y destilados medios), los cuales deben armonizarse, con el fin de poder integrar efectivamente el suministro energético en ambos lados de la frontera.

Proyecto 3: Suministro de CORPOBRICK de Venezuela hacia Colombia

CORPOVEN, conjuntamente con el Centro de Investigación y Desarrollo Tecnológico (INTEVEP), han per-

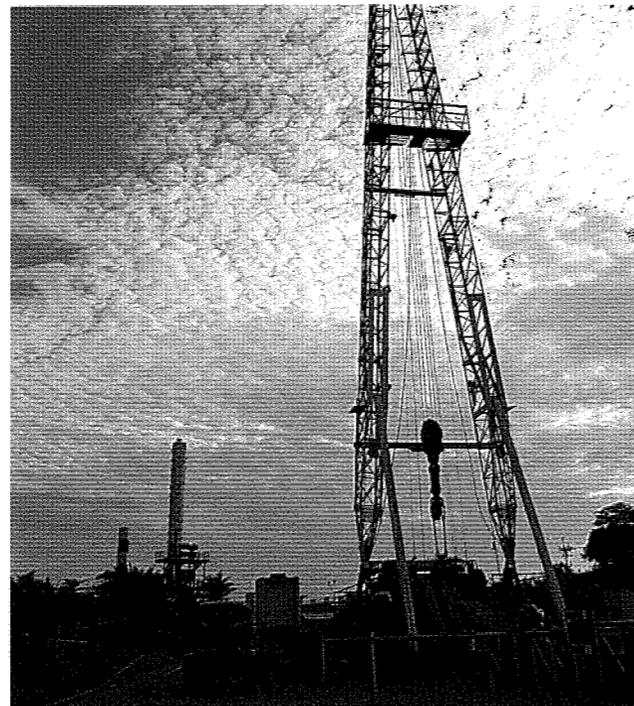
feccionado un insumo energético denominado CORPOBRICK.

Este producto, en forma de briquetas, tiene un poder calorífico 27% superior al del carbón y 11% superior a la Orimulsión, el nuevo combustible que desarrolla PDVSA para la generación de electricidad y otros usos industriales.

Esta briqueta o ladrillo energético manufacturado está compuesto por una mezcla de bitúmenes de la Faja de Orinoco y fragmentos de pino tipo Uverito. Esta mezcla está casi lista para el mercado y puede sustituir ventajosamente al carbón vegetal utilizado en Colombia en las regiones Central y Occidental.

Proyecto 4: Exploración y producción conjunta de petróleo y gas

El proyecto contempla la posibilidad de realizar conjuntamente la exploración y desarrollo de yacimien-



tos de hidrocarburos que puedan encontrarse en las zonas fronterizas de ambos países, con base en un acuerdo entre las empresas petroleras estatales Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA) y ECOPEPETROL de Colombia.

A través de esta posible actividad binacional, se podría racionalizar la infraestructura requerida para el desarrollo de los yacimientos, lo cual evitaría la duplicación de esfuerzos e inversiones.

En retrospectiva, estas acciones se pudieron efectuar en el caso de los desarrollos hidrocarburíferos en los llanos colombianos y en la zona venezolana de Apure.

3.1 Proyectos eléctricos

Proyecto 1: Interconexión entre las subestaciones de Cuestecita (Colombia) y Cuatricentenario (Venezuela)

(Ver mapas E-VE-02-G1) y E-VE-04-G1)

La línea de interconexión entre Colombia y Venezuela, a 230 KW, se construyó con base en un acuerdo entre los dos países, con el objeto de mejorar la confiabilidad del suministro de energía en la zona atlántica y zuliana, respectivamente, incrementar la posibilidad de optimizar el uso de recursos energéticos y servir de respaldo frente a situaciones de emergencia.

La ejecución de estudios, diseño, inversiones y construcción estuvo a cargo de Interconexión Eléctrica S.A. (ISA), por parte de Colombia, y de Electrificación del Caroni C.A. (EDELCA), por parte de Venezuela. La operación y mantenimiento será responsabilidad de las mismas entidades.

El proyecto se localiza en la zona norte de Colombia (en el departamento de la Guajira) y en el noroccidente de Venezuela en la zona de influencia de la ciudad de Maracaibo, y consta de una línea de transmisión de circuito sencillo a 230 KW, con una lon-

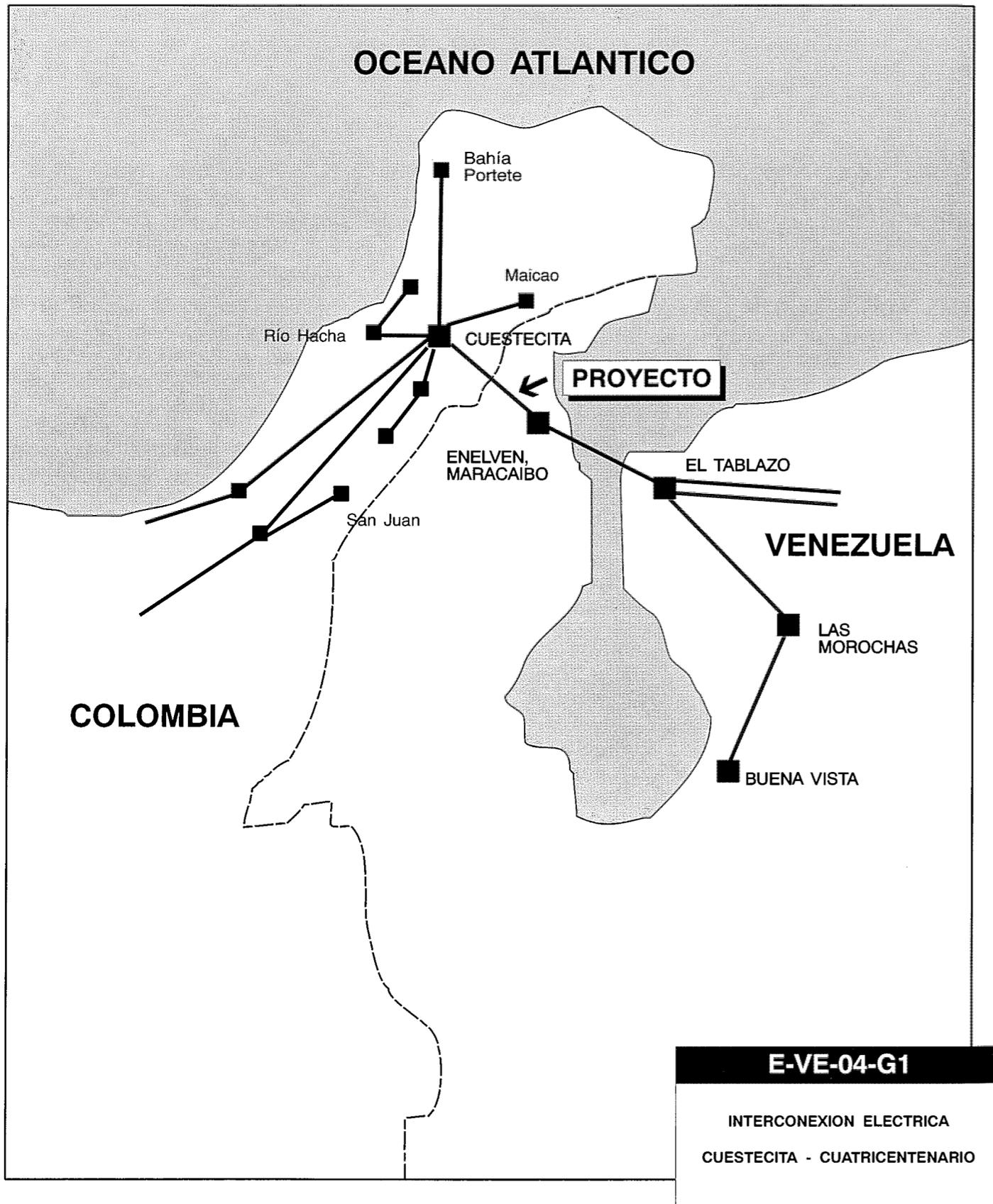
gitud total de 130 Km, de los cuales 45 están en territorio colombiano y los 85 restantes en la parte venezolana; la ampliación de la subestación Cuestecita y la construcción de la subestación Cuatricentenario.

La interconexión eléctrica fue puesta en servicio en noviembre de 1992, con una capacidad de transporte de 100 MW; que se incrementará a 150 MW en diciembre de 1993, con la instalación de compensación capacitiva (78 Mvar) en la subestación Cuestecita. Posteriormente, con la entrada de la línea a 230 KW, entre Cuestecita y Valledupar, existirá un potencial de transferencia de potencia de hasta 200 MW.

Este proyecto tiene un costo de US\$ 29.4 millones, de los cuales US\$ 16.4 millones corresponden a la parte colombiana, que son financiados con recursos propios de ISA y préstamos del Gobierno Nacional, la FEN y EXIMBANK. El trayecto de la obra en Venezuela tiene un valor de US\$ 13 millones.

Para una segunda etapa, se puede prever la ampliación de la interconexión, a través de la construcción de un segundo circuito a un nivel de tensión (400 KW o 230 KW), a definirse de acuerdo a los niveles de intercambio (firme, optimizable o de emergencia), que se establezca entre los sistemas eléctricos de ambos países.

Hasta la fecha, los convenios de interconexión o suministro binacionales se han realizado con base en la premisa de que los sistemas eléctricos de ambos países deben planificarse como independientes uno de otro, lo que ha significado la transferencia de sólo los excedentes de energía y potencia eléctrica que eventualmente existen en algunos de los sistemas. Sin embargo, sería conveniente explorar las posibilidades de la planificación conjunta por parte de ambos países, lo que conllevaría a una coordinación de inversiones tanto en los sistemas de transmisión como en los de generación, así como en la utilización eficiente de los recursos energéticos.



Proyecto 2: Interconexión entre San Cristóbal en Venezuela y Cúcuta en Colombia

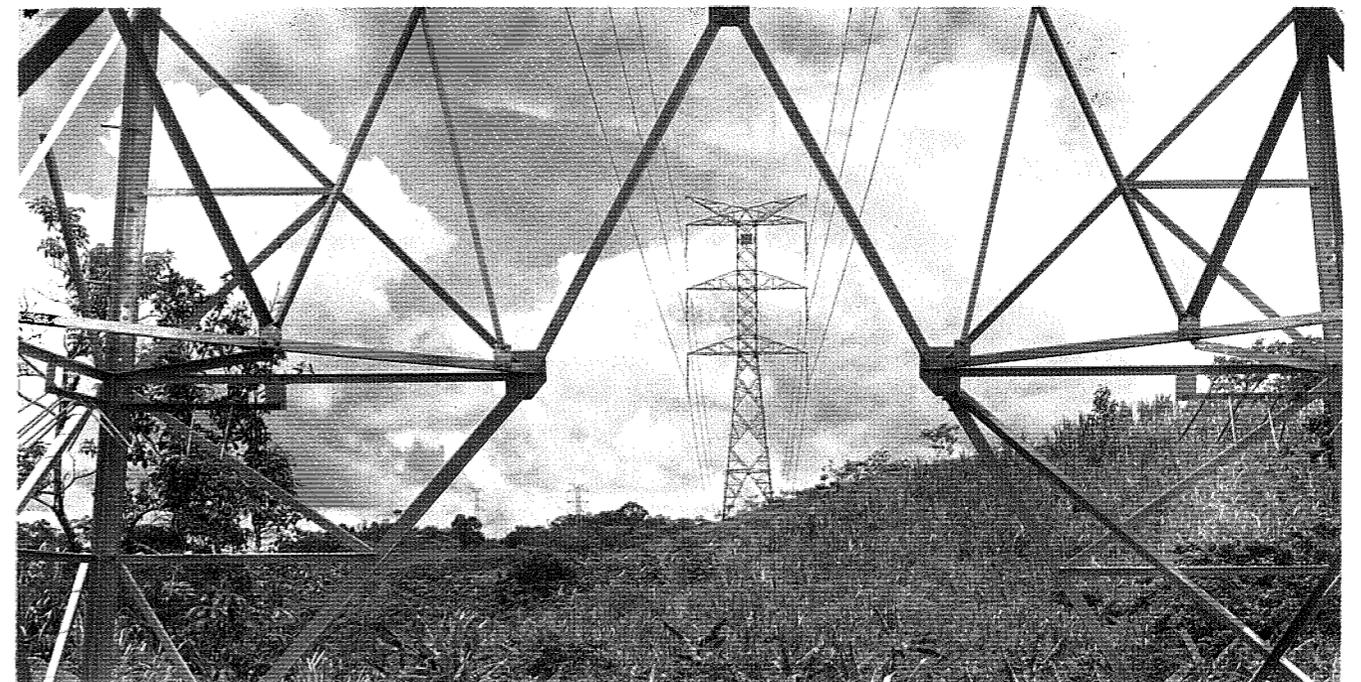
(Ver mapa E-VE-02-G1)

En el año 1983, una Comisión Técnica integrada por profesionales de CADAFE de Venezuela e ICEL y Centrales Eléctricas de Santander S.A. (CENS) de Colombia, realizó un estudio (Interconexión Colombia-Venezuela a 230 KW primera fase), en el que se concluyó que era conveniente la interconexión entre los sistemas eléctricos de las empresas citadas, debido a que operan en áreas adyacentes y experimentan picos de carga a distintas horas. De igual forma, se recomendó reservar en las subestaciones San Mateo en Cúcuta y El Corozo en San Cristóbal los módulos de salida para una línea de interconexión a 230 KW.

Este proyecto venía siendo pospuesto en el tiempo, hasta que en 1992, a raíz de los racionamientos de servicio de energía eléctrica en Colombia, se vio la conveniencia de reactivarlo.

El proyecto consistiría en la instalación de una línea de doble terna a 230 KW, con una longitud aproximada de 39 Km en el lado venezolano y 10 Km en el lado colombiano, y requeriría una inversión de alrededor de US\$ 10 millones. La máxima capacidad de transporte de la línea sería de 300 MW. En el caso de Colombia, se requeriría la construcción de una nueva línea de transmisión, a 230 KW, entre Cúcuta y Bucaramanga.

En los actuales momentos, ambos países están evaluando la conveniencia de su desarrollo, y el mismo está supeditado a la finalización del proyecto Uribante-



Caparo en la zona andina de Venezuela. En este sentido, sería conveniente que ambos países realicen una planificación coordinada de sus planes de expansión de generación y transmisión, a mediano y largo plazo.

Por último, es importante destacar que a raíz de los racionamientos en el sistema eléctrico colombiano se puso en servicio un alimentador de distribución a 13.8 KW (aislado a 34.5 KW), con el fin de alimentar a las urbanizaciones de Cúcuta, limítrofe con Venezuela, con una transferencia máxima de 8 MW. La capacidad de transporte se podría incrementar a 20 MW, si se energiza a 34.5 KW, para lo cual se requiere un módulo en la subestación de San Antonio.

Proyecto 3: Interconexión entre la subestación Zulia en Colombia (Norte de Santander) y la subestación La Fría en Venezuela (Táchira)

(Ver mapa E-VE-02-G1)

Desde el año 1969, existe una interconexión eléctrica a nivel de 115 KW, de 30 Km de longitud, entre la Planta Termoeléctrica Táchira, ubicada en la población de La Fría en Venezuela, y la Planta Termoeléctrica del Zulia de la CENS de Colombia, cercana a la población de Tibú.

La capacidad máxima de transferencia de potencia a través de dicha interconexión (85 MW), está limitada actualmente a 50 MW por restricciones en la red del Norte de Santander. Con el fin de aprovechar la potencialidad de esta línea de transmisión, por parte de Venezuela se ha procedido a rehabilitar en su totalidad la Central Termoeléctrica Táchira de 250 MW (utiliza gasoil como combustible), con el objeto de garantizar dicho suministro. Por parte de Colombia, faltaría instalar compensación reactiva de una magnitud del orden de 20 Mvar en las redes de distribución de las ciudades de Cúcuta y Ocaña.

Eventualmente, en el futuro, esta interconexión permitiría aprovechar en Venezuela los excedentes de ge-

neración de Colombia, con lo cual se podría reducir el consumo de gasoil de la Planta Termoeléctrica Táchira.

Proyecto 4: Interconexión por el Sur de Venezuela

(Ver mapa E-VE-02-G1)

La existencia de una línea a 230 KW hasta los campos petroleros de Caño Limón, en los llanos occidentales colombianos y próxima a las poblaciones fronterizas venezolanas, abre la posibilidad de interconexiones más robustas en esta zona.

Durante 1992, a raíz de los racionamientos eléctricos que se presentaron en Colombia, la empresa ELECEN-TRO, filial de CADAPE y la Empresa Electrificadora del Departamento del Arauca, entraron en conversaciones para estudiar la conveniencia de construir una segunda línea a 34.5 KW desde la población venezolana de Guasdalupe, localizada en el estado Apure, hasta la frontera, lo que permitiría transferencias de potencia de 10 MW.

Proyecto 5: Proyectos hidroeléctricos conjuntos en la frontera sobre el cauce del río Orinoco

(Ver mapa E-VE-02-G1)

A muy largo plazo, el desarrollo hidroeléctrico binacional en la zona Sur puede ser objeto de varias interconexiones, a muy largo plazo. En este contexto, OLADE recomienda acelerar los estudios de prefactibilidad para la construcción de una planta hidroeléctrica sobre el cauce del río Orinoco, con el objeto de aprovechar conjuntamente su potencial.

3.2 Proyectos carboníferos

Proyecto 1: Racionalización de las operaciones

Las posibilidades de integración en el subsector carbonífero lucen menos promisorias, dado el alto desarrollo del subsector en Colombia y el incipiente nivel alcanzado en Venezuela.

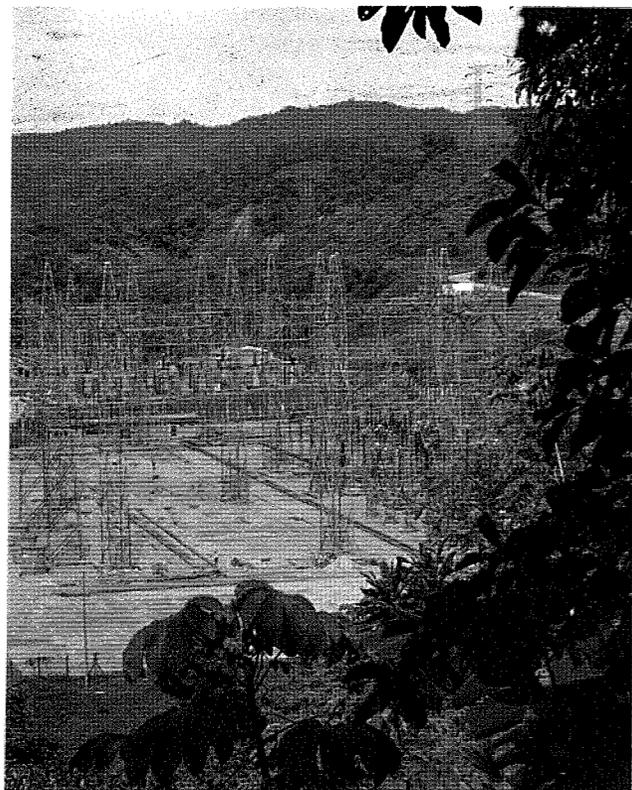
Actualmente, una gran cantidad de carbón colombiano se canaliza por el puerto de La Ceiba, ubicado en el Lago de Maracaibo. El transporte de grandes volúmenes de carbón venezolano y, posteriormente, colombiano, por ferrocarril desde el piedemonte zuliano hacia un puerto de aguas profundas en el Golfo de Venezuela es una de las posibilidades analizadas por Carbozulia.

En este contexto, conviene estudiar todas las oportunidades que pueden existir entre ambos países, con el fin de racionalizar la operación conjunta del carbón.

Proyecto 2: Defensa de los precios del carbón

El carbón colombiano es el más barato en los mercados internacionales a pesar de su alta calidad. Esto se debe a su tardía introducción en el comercio mundial, lo cual podría acontecer con el carbón venezolano. Se sugiere examinar la posibilidad de promover una organización que defienda los precios del carbón, tal como lo hace la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP). Una organización que pueda trabajar en este sentido tendría el efecto secundario, pero no por ello menos importante, de defender los precios de otros energéticos, incluso el petróleo.





4. COMENTARIOS FINALES

Los perfiles de proyectos que se presentan en este informe tienen una amplia gama de prioridades y demandan una precisión mayor para su definición. Estos perfiles van desde proyectos en plena y avanzada ejecución hasta otros que están aún en la etapa conceptual, casi de ideas. La mayoría requieren costosas inversiones en infraestructura y otros pueden ser desarrollados con bajos recursos financieros. Unos son típicos casos de interconexión, otros parten del principio de que Venezuela tiene grandes excedentes

energéticos que pueden transferirse a Colombia. De la misma manera, algunos proyectos son relevantes, debido a que podrían desarrollar el mercado binacional industrial a mediano plazo.

En esta primera etapa, la lista de prioridades es la siguiente:

1. Plan Maestro de Interconexiones en el Subsector Eléctrico entre Venezuela y Colombia.

Este no es un proyecto existente, pero debería ser el más importante de la lista.

2. Interconexiones eléctricas Cuatricentenario- Cuestecita.

Tanto las obras complementarias asociadas a la línea en servicio (compensación capacitiva en Cuestecita y línea a 230 KW entre Cuestecita y Valledupar), como una nueva línea a 230 o 400 KW.

3. Interconexión eléctrica de los Andes.
4. Gasoducto Colombia-Venezuela.
5. Interconexiones eléctricas en la frontera Sur.
6. Racionalización de las operaciones en el transporte de carbón binacional para exportación.

Los otros proyectos deberían adelantarse con vigor, aunque no tienen la misma prioridad. Sin embargo, es necesario advertir que no siempre los proyectos urgentes son los más prioritarios. En este sentido, es necesario alertar sobre la posibilidad de desviar el programa de integración entre Venezuela y Colombia exclusivamente hacia proyectos que busquen resolver situaciones de emergencia de suministro energético, especialmente en el lado colombiano.

OLADE

La integración energética andina frente a un nuevo siglo

• Capítulo preparado por OLADE —Organización Latinoamericana de Energía—, por encargo de la CAF, para exponer algunos criterios complementarios respecto de los proyectos sobre integración energética, que se compilan en este documento.

1. INTRODUCCION

En un mundo en el que la industria energética, en particular la hidrocarburífera, se internacionaliza y la competencia por capital de inversión y de riesgo se hace muy intensa, los Gobiernos iniciaron la impostergable labor de actualizar la legislación energética, así como la de modernizar las empresas estatales.

La estrategia de apertura de la economía, compatible con la de consolidar y modernizar las empresas estatales en un marco regulatorio, que pondere por igual la gestión empresarial pública o privada, busca atraer al capital subregional, regional y extrarregional a participar activamente en el desarrollo del sector.

Es muy importante tomar conciencia que el esfuerzo a realizarse es de largo plazo. Los obstáculos existentes pueden vencerse y los cambios estructurales introducirse, aunque demanden tiempo, máxime en un sector como el energético que tiene una alta inercia propia. Los resultados de estos cambios se apreciarán con poca intensidad a finales de esta década, y con mayor profundidad ya entrado el próximo siglo, pero para ello hay que actuar con rapidez.

La integración andina aparece como un mecanismo fundamental para involucrarse en el nuevo orden internacional y brinda la oportunidad de realizar desarrollos conjuntos, mejorar la cooperación entre los países, racionalizar las inversiones, diversificar los vínculos económicos, políticos y propender hacia el autoabastecimiento energético en un marco de eficiencia y competitividad.

Dadas las restricciones financieras por las que atraviesan los países y las grandes necesidades de inversiones que requiere el sector energético para atender el crecimiento y desarrollo económico, es imprescindible apoyar los proyectos de integración y complementación energética, los cuales pueden incluso provocar cambios en la matriz de oferta y demanda de energéticos.

Las grandes inversiones que requiere la industria energética hasta el año 2000 en la Subregión, las mismas que estarían en el orden de magnitud de la deuda externa andina estimada en aproximadamente 90.000 millones de dólares, sólo podrán realizarse con un esfuerzo conjunto de la iniciativa estatal con la privada. El espacio para la más amplia participación privada, no sólo está dada directamente en las actividades propias del sector, sino también a través de la producción en la Subregión de bienes de capital, así como con la prestación de servicios especializados.

En efecto, el desarrollo actual de la industria andina proveedora de insumos, bienes de capital y de servicios a la actividad energética, muestra un grado importante de avance tecnológico en muchos rubros. Mediante la efectivización de la integración, se incrementará la utilización de la capacidad industrial y de servicios existente, lo que permitirá disminuir sustancialmente las contrataciones fuera de la Subregión.

2. LA INTEGRACION Y COMPLEMENTACION ENERGETICA ENTRE LOS PAISES ANDINOS

La Organización Latinoamericana de Energía (OLADE) ha tenido la oportunidad de preparar este capítulo con base en los trabajos presentados a la Corporación Andina de Fomento (CAF), por los señores consultores Gustavo Coronel, Alberto Vásquez R., Hans Collin, Juan Incháustegui y Jorge O'Connor D., de Venezuela, Colombia, Ecuador, Perú y Bolivia, respectivamente, así como con la información disponible en la Secretaría Permanente. Los proyectos identificados contribuirán en sumo grado al proceso de integración y complementación energética en la Subregión.

En este contexto, OLADE se permite recomendar algunas acciones, así como sugerir otros proyectos que contribuirán a enriquecer las posibilidades de integración.

En este sentido, es importante señalar que en el mar-

co de los convenios gasíferos internacionales recientemente suscritos por Bolivia, las posibilidades de integración de este país con el Perú, ameritan una nueva evaluación basada en la expansión del sistema energético boliviano y las posibilidades de desarrollo de Camisea en el Perú. Por estas últimas razones, las opciones de integración entre ambos países se presentan con un mayor grado de detalle, que para el resto de las consideraciones binacionales.

2.1 Colombia y Venezuela

Desde varias ópticas, la integración económica y comercial entre Venezuela y Colombia se presenta como la más exitosa de la Subregión Andina. Desde enero de 1992, a raíz de las disposiciones favorables para conformar un mercado común, los dos países han avanzado rápidamente, con el propósito de establecer una zona franca de comercio y llegar a una armonización arancelaria.

Sin embargo, debe reconocerse que la integración energética ha avanzado más lentamente, debido a que, entre otros factores, los proyectos energéticos por su magnitud, pueden requerir de períodos de concepción y ejecución de algunos años.

No obstante de ello, en el corto y mediano plazo existe la posibilidad de optimizar el uso de la infraestructura y los recursos energéticos disponibles a ambos lados de la frontera, con inversiones y costos ampliamente superados por los beneficios que se obtendrían.

En el largo plazo, la posesión de inmensos y diversos recursos naturales, brinda a Colombia y Venezuela la posibilidad de complementarse energéticamente, contribuyendo de esta forma a solventar los requerimientos de inversión futura que requerirán los sectores energéticos nacionales.

En este contexto y, tomando como base la identificación de los proyectos realizada por los consultores

Gustavo Coronel y Alberto Vásquez Restrepo en Venezuela y Colombia, respectivamente, se concluye que existen las condiciones para incrementar los programas de integración y complementación energética entre ambos países.

En este sentido, se recomienda considerar las siguientes acciones:

1. Los convenios de interconexión eléctrica y suministro binacionales se han realizado hasta la fecha, bajo la premisa de que los sistemas eléctricos de ambos países deben planificarse independientemente, posibilitando tan sólo las transferencias de excedentes de potencia y energía que eventualmente puedan existir en alguno de los sistemas, ante condiciones de emergencia en cualquiera de los dos países.

Sobre esta base, es altamente recomendable evaluar la conveniencia de desarrollar una planificación conjunta y complementación operacional, entre las empresas eléctricas de Colombia y Venezuela, lo que permitiría por una parte, optimizar las inversiones en las fases de generación y transmisión, y por otra parte una utilización eficiente y racional de los recursos energéticos.

2. La posibilidad de construir un gasoducto entre ambos países amerita evaluaciones periódicas en función de aspectos tales como la oferta del recurso venezolano; de la política tendiente a masificar en el corto plazo, la utilización de gas natural en Colombia; y eventualmente de la posibilidad de encarar en el largo plazo, el suministro conjunto al Istmo Centroamericano y México.
3. Con el fin de incrementar efectivamente el suministro de derivados de petróleo de Venezuela a Colombia, es recomendable evaluar la posibilidad de definir un mecanismo de fijación de precios, que refleje las condiciones del mercado internacional y el costo de oportunidad de estos productos en

ambos países. Este concepto podría ser extrapolado al subsector eléctrico.

4. Ante la eventualidad de que el carbón recupere su preponderancia como recurso energético en la economía mundial, es oportuno iniciar las evaluaciones tendientes a optimizar las inversiones en la infraestructura productiva y de transporte en ambos países.

2.2 Colombia y Ecuador

La integración energética entre Colombia y Ecuador se ha centrado inicialmente para el corto plazo, en los proyectos de interconexión eléctrica. En efecto, en octubre de 1986 se acordó el intercambio de energía eléctrica entre los sistemas fronterizos y se establecieron condiciones comerciales, para la compra de energía y potencia de CEDENAR a EMELNORTE. En febrero de 1992 se definió un amplio plan de integración eléctrica, que consta de varias etapas, tal como se describe en detalle en el trabajo preparado por los consultores de la CAF.

En lo que respecta al subsector hidrocarburífero, el hecho más importante fue la construcción del oleoducto Lago Agrio-Río San Miguel el cual se conectó con el oleoducto Transandino de Colombia, debido al daño que sufrió el oleoducto Transecuatoriano, como consecuencia del sismo de marzo de 1987.

En este contexto y complementando la evaluación realizada por los consultores Alberto Vásquez Restrepo y Hans Collin de Colombia y Ecuador respectivamente, es recomendable iniciar un Plan Binacional de Contingencia para control de derrames de crudo y protección del ecosistema en áreas fronterizas.

Por otra parte, es importante señalar que CARBOCOL de Colombia ha preparado un programa de cooperación para fomentar el uso del carbón en Ecuador. Este programa comprende la asistencia técnica para permitir la participación del carbón colombiano en la

matriz energética del Ecuador y, paralelamente realizar un ordenamiento preliminar de las reservas y proyectos que presenten un mayor potencial de utilización de este recurso. Las actividades propuestas incluirían la recopilación y análisis de la información existente y el informe diagnóstico para definir prioridades y potencial de utilización de las áreas carboníferas.

El proceso de integración energética iniciado con la interconexión eléctrica y la utilización por parte de Ecuador del oleoducto colombiano, presenta nuevas alternativas que merecen ser evaluadas dada su relevancia.

En este sentido, es importante puntualizar los siguientes aspectos:

1. El costo estimado de la interconexión eléctrica a corto plazo a nivel de 34.5 KW (hasta un máximo de 20 MW) entre Colombia y Ecuador es mínimo en relación con los beneficios que se pueden obtener en ambos países. Adicionalmente, esta interconexión ayudaría a paliar en algún grado situaciones de emergencia como las que se han presentado en los últimos años a ambos lados de la frontera.

Con relación a las interconexiones eléctricas de mediano y largo plazo (a 138 y 230 KW), sería recomendable concebirlas en un marco de una planificación y operación coordinadas, y propiciar que la gestión para su financiamiento se realice en forma conjunta.

2. Es recomendable evaluar la posibilidad técnica de ampliar la capacidad de la minicentral Maldonado localizada en territorio ecuatoriano, para contar con un sistema descentralizado de generación eléctrica que permita prestar servicio a las poblaciones de San Juan, La Unión y Talambí pertenecientes a Colombia e incrementar el nivel socio-económico de la población rural fronteriza.

3. Se sugiere estudiar profundamente el tema del plan binacional de contingencia. Para ello se pueden conformar comisiones técnicas binacionales, con el objeto de cristalizar acuerdos en este sentido.
4. Dada la complementariedad de mercados, se recomienda impulsar las iniciativas tendientes a efectivizar la comercialización conjunta de crudos y derivados de petróleo.
5. Debido a que la zona geotérmica de Tufiño-Chiles-Cerro Negro presenta posibilidades de incorporar el recurso geotérmico del área fronteriza, al abastecimiento energético de Colombia y Ecuador, se recomienda continuar su estudio hasta definir su verdadero potencial geotérmico.

Adicionalmente existen las posibilidades para efectuar un estudio de prefactibilidad en la zona conocida como El Azufral de Túquerres en Colombia, cuyo desarrollo geotérmico podría abastecer energéticamente la misma región fronteriza. De acuerdo a la información técnica disponible a la fecha, el potencial geotérmico de El Azufral sería superior al de Tufiño-Chiles-Cerro Negro.

6. Ante la posibilidad de sustituir la utilización de derivados de petróleo especialmente en el sector industrial ecuatoriano, es recomendable iniciar las evaluaciones técnico - económicas tendientes a incorporar en la matriz energética del Ecuador el suministro y consumo de carbón, en el marco de la iniciativa de Carbocol de Colombia.

2.3 Ecuador y Perú

Las posibilidades de integración entre Ecuador y Perú en el sector energético no han sido desarrolladas activamente, debido a las bajas demandas energéticas en las zonas fronterizas y a los criterios tradicionales de autonomía, adoptados en cada país y que se sustentaban en la abundancia de los recursos.

Hoy en día, el escenario ha cambiado notoriamente no sólo debido a las limitaciones de expansión en los sectores eléctrico e hidrocarburífero, sino también a la necesidad de optimizar las operaciones de financiamiento y captación de inversiones.

En efecto, la actual situación deficitaria energética requiere de un gran esfuerzo de inversiones para ampliar y modernizar la infraestructura de producción, transporte y distribución de energéticos. En este sentido, es oportuno evaluar la aplicación de un plan de abastecimiento energético que incluya proyectos y mecanismos de integración y complementación binacional.

En este contexto y complementando el trabajo realizado por los consultores Hans Collin y Juan Incháustegui del Ecuador y Perú respectivamente, se sugiere desarrollar en el subsector hidrocarburífero, las siguientes iniciativas:

a. Exploración y producción de hidrocarburos en la región fronteriza

El Perú cuenta con 18 cuencas sedimentarias de filiación petrolífera, de las cuales 9 comparte con sus países vecinos, entre ellas 4 con el Ecuador. Estas cuatro son las cuencas Tumbes - Progreso y Lancones en la Costa; y las cuencas de Santiago y Marañón en la Selva.

En el lado ecuatoriano, casi la totalidad de las reservas se encuentra localizada en la Amazonia, especialmente en las cuencas de Napo y Pastaza.

Ecuador y Perú vienen realizando actividades de exploración y producción en la región fronteriza, por lo que se cuenta con información técnica e infraestructura complementaria que puede beneficiar a ambos países.

En este sentido, y ante la eventualidad de encontrar reservorios comunes y compartirlos, a lo que se agrega la temática del medio ambiente, es recomendable

encontrar un mecanismo que introduzca el concepto de complementariedad energética y garantice el desarrollo de la actividad petrolera fronteriza en un marco de absoluto beneficio para el Ecuador y Perú.

b. Plan binacional de contingencia

Debido al impacto ambiental que provocan las distintas fases de la actividad hidrocarburífera, las empresas petroleras de Ecuador y Perú podrían acordar programas binacionales de contingencia para control de eventuales derrames de crudo y protección del ecosistema en áreas fronterizas.

Igualmente, se podrían dar los primeros pasos para la extensión de ese tipo de convenios hacia aguas marinas, con el fin de disponer de mecanismos conjuntos que les permitan hacer frente a eventuales emergencias causadas por derrames de crudo en el mar, un aspecto que se ha hecho crítico en los últimos años en otras partes del mundo.

La integración en este tema repercutiría en una mejora de la tecnología, cuidados y responsabilidades compartidas no sólo en relación con los bosques tropicales y fuentes de agua dulce, sino con las comunidades involucradas en la zona fronteriza.

c. Interconexión de las redes de transporte de hidrocarburos en la zona fronteriza

La intensificación de la actividad exploratoria y de desarrollo de campos en ambos márgenes de la línea de frontera, se refleja en la ejecución del proyecto Pañacocha- Tiputini en el sureste del Ecuador desde noviembre de 1992 con la perforación del pozo Ishpingo 1. La inversión prevista a ejecutarse es del orden de los US\$ 280 millones e incluye, además de las tareas propias de perforación exploratoria y desarrollo, la construcción de un oleoducto de 300 Km para transportar el crudo hasta Lago Agrio, desde donde parte el oleoducto transecuatoriano hacia la costa.

Esta ampliación del sistema de transporte permitiría

plantear la posibilidad que, ante un eventual descubrimiento en la zona peruana cercana a Tiputini, el Perú pueda optar a transportar su crudo por la red ecuatoriana.

De igual manera, es conveniente evaluar la interconexión de los campos ecuatorianos hasta Puerto Tigre, cabecera del oleoducto nor-peruano, cuya capacidad de transporte es de aproximadamente 100.000 barriles diarios, con una utilización actual del orden del 55%. Esta alternativa, permitiría reforzar el sistema exportador ecuatoriano, optimizando tanto para el Perú como el Ecuador, la utilización de la infraestructura existente, así como el cronograma de las inversiones futuras a realizarse en ductos.

Del análisis anterior se concluye en que existen condiciones para iniciar a muy corto plazo un programa de integración y complementación entre ambos países.

En este sentido, se recomiendan las siguientes acciones:

1. Por ser la ampliación eléctrica a pequeña escala entre Huaquillas (Ecuador) y Aguas Verdes (Perú) técnicamente realizable en el corto plazo, se recomienda iniciar el proceso integracionista sobre esta base, con el fin de sentar los principios de confiabilidad y complementariedad entre las partes, y emprender posteriormente un programa de interconexión y generación más amplio.
2. La complejidad que representa la ejecución de un proyecto de la envergadura del Puyango - Tumbes, hace recomendable la constitución de una instancia coordinadora que desarrolle una estrategia tendiente a definir un marco institucional, bajo el cual el proyecto sea ejecutable.
3. Ante la muy probable intensificación de las actividades petroleras en la región fronteriza, es altamente recomendable acordar un programa de contingencia para control de eventuales derrames de crudo y protección del ecosistema.

Esta iniciativa podría implementarse en el marco del programa de Desarrollo Petrolero Sustentable en la Amazonia, promovido por el Tratado de Cooperación Amazónica (TCA) y OLADE.

4. La exploración y producción de hidrocarburos en la región fronteriza puede encontrar un importante factor de complementariedad en la optimización de las infraestructuras de transporte del Perú y Ecuador.

2.4 Bolivia y Perú

2.4.1 Antecedentes

El entorno en el cual la actividad energética boliviana en general, y la hidrocarburífera en particular, deberá desarrollarse en el futuro inmediato, está delineado de acuerdo a la nueva realidad emergente de los convenios gasíferos internacionales, mediante los cuales Bolivia continuará exportando este recurso durante, al menos, los próximos 20 años.

En efecto, tanto el convenio suscrito con Brasil el 17 de agosto de 1992 y complementado el 17 de febrero de 1993, así como la inclusión de la integración energética en el Acuerdo de Complementación Económica recientemente suscrito entre Bolivia y Chile, tienen implicaciones muy importantes en la estrategia de utilización del gas natural.

Por otra parte, el desarrollo de Camisea en el Perú, yacimiento de gas natural y condensado descubierto en 1984, demandará para su ejecución, la posibilidad de acceder a mercados que demanden volúmenes importantes de gas natural y por períodos suficientemente amplios.

2.4.2 Reservas gasíferas

La reserva probada boliviana¹ es de 4.18 BPC (1012 pies cúbicos), la probable² al 1-01-92 es de 2.33 BPC

y la posible² a ser descubierta hasta el año 2000 por YPF, de acuerdo al plan decenal exploratorio y desarrollo de nuevos campos, es de 4.37 BPC. La suma de estos volúmenes, permite suponer que la reserva gasífera boliviana es suficiente para atender la demanda del mercado interno en franca expansión, así como los mercados internacionales de Brasil, Chile y probablemente el argentino, de darse una ampliación del contrato actualmente vigente hasta fines de 1993.

Adicionalmente, por el lado peruano sería importante considerar que el nivel de reserva recuperable técnica y económicamente en Camisea, se estima en 10.8 BPC.

2.4.3 Demanda

De acuerdo a lo previsto en el convenio entre Bolivia y Brasil, el volumen de gas a ser exportado durante los próximos 20 años es de 3.8 BPC. En el mismo período, el mercado interno boliviano consumirá aproximadamente 1 BPC, YPF demandará para sus operaciones un volumen del orden de 1.4 BPC, a lo que se debe adicionar la posible ampliación de las exportaciones a la Argentina, que a los volúmenes actuales de 210 MMPCD, equivalen a 0.08 BPC por año.

Adicionalmente, el convenio para suministrar gas natural al norte de Chile con un volumen estimado promedio del orden de los 100 MMPCD, demandaría 0.73 BPC en un período de 20 años.

2.4.4 El mercado brasileño

Es importante resaltar la potencialidad del mercado brasileño; en efecto, según las estimaciones realiza-

1. Boletín 1/93, enero 1993. Plan Nacional de Energía. La Paz, Bolivia.

2. La Política Sectorial de Hidrocarburos, mayo 1992. Müller & Asociados. La Paz, Bolivia.

das en un estudio del ESMAP -Banco Mundial y PNUD³, la demanda de gas natural en el estado de San Pablo alcanzará en el año 2000 los 0.27 BPC anuales (740 MMPCD). Si además del mercado paulista, se consideran los de Minas Gerais, Rio de Janeiro, Espírito Santo, Santa Catarina, Mato Grosso do Sul, Paraná y Rio Grande do Sul, la demanda brasileña en el año 2000 sería del orden de los 0.78 BPC anuales (2.137 MMPCD). La extraordinaria magnitud de este mercado hace prever que la producción brasileña, boliviana y eventualmente argentina, difícilmente pueda abastecer esta demanda, por lo que se debe evaluar la posibilidad de incorporar al sistema otras fuentes productoras de gas natural.

3. LA INTEGRACION BOLIVIANO-PERUANA

En el marco energético anterior, OLADE estima que basándose en las alternativas de expansión del sector energético boliviano y la incorporación y desarrollo del yacimiento gasífero de Camisea en el Perú, existen inmejorables condiciones para encarar gradualmente un ambicioso programa de integración y complementación energética entre ambos países.

3.1 Subsector eléctrico

Al margen de las ampliaciones menores previstas en el sistema interconectado boliviano, así como en los sistemas aislados, la expansión de la potencia instalada se basa en el desarrollo de los siguientes proyectos mayores:

a. Nueva Central Termoeléctrica de Gas Natural

Se prevé la puesta en marcha para 1995, de una nueva central termoeléctrica de ENDE⁴, inicialmente con

3. Análisis de Oferta y Demanda del Gas Natural en el Estado de San Pablo, marzo de 1992. Esmap - Banco Mundial/PNUD. Technoplan - Tecnología e Planejamento. San Pablo, Brasil.

4. Obras: Expansión de los Sistemas Eléctricos 1989 - 1993. Empresa Nacional de Electricidad ENDE SA. Cochabamba, Bolivia.

40 MW ampliables en un período de 8 años hasta los 400 MW, que estará ubicada dentro del radio de influencia de la infraestructura gasífera, en forma compatible con el mejor aprovechamiento de la línea de interconexión de 230 Kw entre Santa Cruz y Cochabamba.

b. Central Hidroeléctrica Misicuni

En el marco del Plan Nacional de Mínimo Costo para el abastecimiento de agua potable y de riego al valle de Cochabamba y en forma compatible con el Plan Nacional de Electrificación para el abastecimiento de energía eléctrica al sistema interconectado nacional, ENDE como responsable del componente energético del proyecto, ha previsto la puesta en marcha de la Central Hidroeléctrica de Misicuni⁴ con una capacidad instalada en su primera fase de 80 MW y una producción de energía de 325 GWh, a partir de 1998.

c. Ampliación de Centrales en Zongo

De acuerdo al convenio suscrito con la Compañía Boliviana de Energía Eléctrica COBEE⁵, la potencia instalada en el valle de Zongo cercano a la ciudad de La Paz, deberá ser incrementada hacia 1995 con aproximadamente 62 MW, mediante la ampliación de las centrales de Zongo, Botijlaca, Cuticucho y Santa Rosa. Posteriormente se encarará la construcción de las centrales de Tiquimani y Huaji.

El incremento de la capacidad de generación de energía eléctrica en el corto y mediano plazo, especialmente por la construcción de la nueva central termoeléctrica descrita en el literal a) y la ampliación en el valle de Zongo, permiten visualizar que el sistema interconectado boliviano tendría excedentes para poder abastecer parte de la demanda de energía en la zona de influencia de la frontera boliviano-peruana de acuerdo a lo siguiente:

5. Resolución Suprema RS 207640, mayo 1990. La Paz, Bolivia.

d. Zona del Lago Titicaca y sur del Perú

Mediante el adelanto y la ejecución de obras complementarias que permitan extender el sistema interconectado desde la ciudad de La Paz (Kenko) hasta la frontera, especialmente Desaguadero, se podría atender la demanda de energía eléctrica en el Sur del Perú. Para ello se podría recomendar lo siguiente:

- Ampliar de 40 a 60 MW la primera fase de la nueva central termoeléctrica descrita en el literal a) y de ser posible, adelantar su puesta en marcha para 1994.
- Adelantar las ampliaciones programadas en el valle de Zongo.
- Adelantar el cambio de tensión de 115 a 220 KW en la línea Cochabamba a La Paz y construir la línea a 115 KW entre La Paz y Desaguadero para conectar la frontera al sistema nacional.

El desarrollo de esta conceptualización permitiría iniciar a corto plazo la complementación eléctrica entre el sistema boliviano y el Sistema Interconectado del Sur Este (SISE) del Perú, con una transferencia inicial del orden de los 25 MW. Adicionalmente, existiría un excedente para otros consumidores potenciales, como el complejo minero-metalúrgico de la Southern Peru Copper Corporation ubicado al Sur del Perú.

A título de referencia, es importante indicar que en el marco de la iniciativa de interconexión eléctrica entre el Sur del Perú y Norte de Chile, se concluyeron los estudios de factibilidad para transferir 12 MW al Perú.

e. Interconexión en la región denominada Cordillera y Piedemonte

A partir del presente año, se dará inicio a la ampliación más significativa de la frontera eléctrica, mediante la ejecución del proyecto de electrificación de Larecaja⁴ en el departamento de La Paz, consistente en la construcción de 125 Km. a 115KW, 500 Km de líneas a 34.5 KW y redes de distribución en las prin-

cipales poblaciones de influencia del proyecto. Estas redes de transporte de electricidad llegarán al Norte, hasta la población de Mapiquí, para continuar desde este punto hacia el oeste a las comunidades de Consta y Pollayunga, próximas a la frontera con el Perú.

De otorgarse prioridad a la complementación eléctrica con las provincias peruanas de Sandía y Carabaya en el departamento de Puno, a través de la ampliación de cobertura del proyecto Larecaja, así como la ejecución del proyecto de suministro de electricidad a Desaguadero descrita en el inciso anterior, sería altamente recomendable evaluar el desarrollo de una de las alternativas hidroeléctricas sobre el río Charazani identificadas en el estudio fronterizo⁶ llevado a cabo por ELECTROPERU y ENDE.

Esta alternativa de generación complementaria, que evacuaría su producción por la subestación del Guanay, reforzaría el subsistema de Larecaja y su ampliación hacia las provincias peruanas.

f. Interconexión en la región fronteriza de Selva

El abastecimiento a corto plazo de la demanda insatisfecha en las provincias del departamento peruano de Madre de Dios aledañas a Bolivia, podría realizarse desde la central térmica (sistema aislado) de la ciudad boliviana de Cobija, que cuenta en la actualidad con una capacidad de 1 MW, susceptible a ampliarse mediante la instalación de nuevas unidades generadoras a diesel.

La gran demanda potencial existente en la zona, tanto del lado peruano como boliviano, podría ser atendida en el marco de ejecución del proyecto integrado de Camisea, como se verá más adelante, o en su defecto mediante la ejecución del proyecto hidroeléctrico sobre el río Tahuamanu⁶, el que adicionalmente permitiría atender la demanda de las poblaciones fronterizas de Brasilea y Villa Pitación en Brasil.

6. Abastecimiento de Energía Eléctrica en la Región Fronteriza Bolivia - Perú, diciembre 1990. ELECTROPERU - ENDE

3.2 Subsector petrolero

Las áreas bolivianas de interés petrolero, denominadas Llanura Chaco-Beniana, Faja Subandina y la del Altiplano se inician en la frontera con el Perú y se extienden hasta el Sur boliviano; las principales operaciones cercanas a la línea de frontera son las siguientes:

a. Contrato Madre de Dios (Bolivia)

La operación exploratoria más importante cercana a la frontera con el Perú, se viene ejecutando en la Llanura Chaco-Beniana, bajo contrato con las firmas Occidental, Diamond Shamrock y Phoebus Energy, abarca una superficie de 2.000.000 ha en el Norte del departamento de La Paz y parte del departamento de Pando. De acuerdo a los términos contractuales, se perforarán durante los próximos tres años al menos dos pozos exploratorios, con una inversión mínima de 12 millones de dólares.

b. Contrato Madidi (Bolivia)

En la denominada Faja Subandina en el departamento de La Paz, se suscribió un contrato de operación con las empresas Texaco, Shell y Mobil que abarca una superficie de 1.482.500 ha, con una inversión mínima en la fase inicial de exploración, de 7 millones de dólares.

c. Bloque S-2 Cuenca del Lago Titicaca (Perú)

En 1990 se suscribió un contrato con la empresa Vera-Gutiérrez Exploración-Producción SA (VG), para trabajar un área de 500.000 ha en la cuenca peruana del lago Titicaca, donde anteriormente se tuvo producción de pozos someros. La firma rusa Sojuskarta de Moscú inició las labores de evaluación geoquímica como subcontratista de VG.

De las actividades exploratorias antes descritas, se concluye que se pueden dar iniciativas de integración bajo las siguientes premisas:

- Las áreas de Madre de Dios y Mapiquí, se encuentran en regiones muy alejadas de la infraestructura petrolera boliviana. La definición de hallazgo comercial diferirá con la de descubrimientos en áreas tradicionales y de relativo fácil acceso a las redes existentes, por lo que cualquier complementariedad con el lado peruano contribuiría a factibilizar las operaciones de producción y transporte.
- En el caso del desarrollo del contrato Madre de Dios especialmente, las posibilidades de generar condiciones de abastecimiento en la región fronteriza con Brasil, pueden enmarcarse complementariamente al proyecto de Camisea.
- El desarrollo de actividades petroleras en la cuenca peruana del lago permiten visualizar en el corto plazo un intercambio de información geológica, así como el poner en marcha un plan de contingencias y de mitigación de impacto ambiental ante la eventualidad de iniciar operaciones de perforación exploratoria y de producción.

3.3 Subsector gasífero

El subsector gasífero podría presentar, de acuerdo a las consideraciones realizadas en los puntos de reservas, demanda y potencialidad del mercado brasileño, el área de integración y complementación energética más trascendental y de largo aliento entre ambos países.

En efecto, el desarrollo de Camisea en el Perú y su interconexión con el sistema de exportación boliviano, coincide con el objetivo central de la política energética boliviana, que busca convertir a este país en un importante distribuidor de gas natural en la subregión.

El inicio de operaciones para desarrollar Camisea requiere⁷, por la magnitud y ubicación geográfica del

7. Una Estrategia para el Inicio del Desarrollo de los Yacimientos de Camisea, enero 1992. Organización Latinoamericana de Energía OLADE. Quito, Ecuador.

yacimiento, de una concepción de proyecto que se base en un mercado suficientemente amplio, capaz de absorber la producción de gas natural y licuables, en forma competitiva.

La iniciativa de PETROPERU, de desarrollar Camisea con la instalación de una planta de separación de líquidos y la construcción de una central termoeléctrica de 200 MW que alimente el sistema interconectado centro-norte, así como el tendido de ductos hasta la frontera peruana-boliviana-brasileña para abastecer los estados de Acre, Rondonia y Amazonas en el Brasil con gas natural, licuables y generar electricidad en Iñapari o Río Branco, podría encontrar su complementariedad más importante, eventualmente la que factibilice el desarrollo de Camisea, en la extensión del gasoducto hasta Río Grande en Bolivia, pulmón del sistema gasífero boliviano y cabecera de los gasoductos de exportación hacia la Argentina y Brasil.

Esta concepción permitiría liberar la producción gasífera de los campos del sureste boliviano, para abastecer sin restricciones de reserva y producción el mercado en el Norte de Chile, el cual podría ser ampliado con la interconexión al Sur del Perú y eventual

desarrollo posterior de otras alternativas de utilización del gas natural como el GNL y su industrialización petroquímica.

4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Del análisis anterior se concluye que existen las condiciones para iniciar un intenso programa de integración y complementación energética entre el Perú y Bolivia.

En este sentido, se recomiendan las siguientes acciones fundamentales:

1. Realizar los estudios de prefactibilidad para el suministro de energía eléctrica en la región fronteriza, basándose en los proyectos de expansión del sistema interconectado boliviano para el abastecimiento de la región Sur del Perú y la denominada Cordillera y piedemonte, así como en la zona de Selva mediante la ampliación del sistema térmico aislado en la ciudad de Cobija.
2. Promover la evaluación del desarrollo de Camisea, incluyendo su interconexión al sistema de exportación boliviano.