

PÚBLICO

DOCUMENTO DEL BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO

ECUADOR

SEGUNDA ETAPA DEL PLAN NACIONAL DE ELECTRIFICACIÓN

CENTRAL HIDROELÉCTRICA PAUTE

ESTUDIOS DE PREFACTIBILIDAD DEL PROYECTO RÍO COCA

(EC0004)

INFORME DE PROYECTO

SEPTIEMBRE 1974

ECUADOR

PROYECTO HIDROELECTRICO PAUTE

PRESTAMOS A LA REPUBLICA DEL ECUADOR

INDICE

	<u>Página</u>
I. INTRODUCCION	1
A. La Solicitud	1
B. Prioridad	1
C. Misiones	1
II. EL SECTOR ELECTRICO DE ECUADOR	3
A. El Marco General	3
B. Situación del Sector Eléctrico	6
C. Organización del Sector	8
D. Desarrollo Propuesto para el Sector	9
III. EL PROYECTO	12
A. Objeto del Proyecto	12
B. Descripción del Proyecto	13
C. Costo del Proyecto	16
D. Financiamiento del Proyecto	19
E. Estado de los Estudios y Diseños	28
F. Juicio sobre la Bondad Técnica del Proyecto Paute	29
G. Ejecución del Proyecto	30
H. Aspectos Ambientales y Energéticos	33
I. Justificación Económica del Proyecto	33
J. Procedimientos de Licitación	38
K. Otros Aspectos Jurídicos del Proyecto	39
IV. EL ORGANISMO EJECUTOR	42
A. Personería Jurídica y Fines de INECEL	42
B. Organización de INECEL	42
C. Administración Financiera	43
D. Análisis Financiero	45
E. Proyecciones Financieras	57
F. Conclusiones sobre Aspectos Financieros	64
G. Evaluación de los Préstamos 314/SF-EC, 18/CD-EC y 315/SF-EC	67

APENDICES

- C. Proyección de la Demanda y Evolución de la
Potencia - Sistema Nacional
- D. Mapa - Proyecto Paute
- E. Anexo Estadístico
- F. Organograma - Supervisión del Proyecto
- G. Execution Schedule - Paute Project
- H. Proyecto Paute - Calendario de Inversiones y Recursos
Anuales
- I. Proyecto Paute - Monto y Cronograma de Licitaciones
- J. Organograma - INECEL
- K. Proyección de Resultados - INECEL
- L. Origen y Aplicación de Fondos - INECEL
- M. Balances Proformas - INECEL
- N. Fondo Especial para Conexiones de Servicios a Consumidores
de Bajos Recursos (Fondo de Electrificación Popular)

I. INTRODUCCION

A. La Solicitud

- 1.01 El 24 de enero de 1973, el Ministro de Recursos Naturales y Energéticos del Ecuador, en su calidad de Presidente del Directorio de INECEL, presentó al Banco la "Solicitud de crédito para la segunda etapa del Plan Nacional de Electrificación del Ecuador". En la carta del señor Ministro se indicó que el ejecutor de esta segunda etapa del Plan Nacional de Electrificación, que consiste en la construcción de la central hidroeléctrica Paute, así como la ejecución de los estudios de factibilidad del proyecto Coca, sería el Instituto Ecuatoriano de Electrificación (INECEL).
- 1.02 Mediante oficio No. 0830, del 16 de febrero de 1973, el Ministro de Finanzas del Ecuador se dirigió al Banco para formalizar la anunciada solicitud de préstamo, indicando a la vez, que el proyecto Paute representa un componente integral del Plan Nacional de Electrificación del Ecuador, así como una obra prioritaria prevista en el Plan Quinquenal de Desarrollo del país para el período 1973-1977.

B. Prioridad

- 1.03 Durante una Misión de Programación del Banco al Ecuador, en enero de 1973, el Gobierno ecuatoriano manifestó la alta prioridad asignada a este proyecto, y como resultado de las discusiones llevadas a cabo al respecto, la central hidroeléctrica Paute y los estudios del proyecto Coca fueron incluidos dentro del posible programa de operaciones del Banco en el Ecuador para el período 1973-1975. Asimismo, durante la siguiente Misión de Programación del Banco al Ecuador, en febrero de 1974, las autoridades ecuatorianas reiteraron la importancia y alta prioridad que representa para el país el proyecto Paute y los estudios de Coca. En esta ocasión los representantes del Banco acordaron con funcionarios del Gobierno, ratificar la inclusión de este proyecto en la lista de posibles operaciones del Banco para el año en curso (1974).

C. Misiones

- 1.04 En junio de 1973 una Misión de Orientación del Banco viajó al Ecuador con el fin de revisar el estado de los estudios y diseños del proyecto Paute y determinar, para efecto del análisis del Banco, el tiempo requerido para completar los mismos. En esa ocasión se decidió que INECEL tendría suficientemente elaborada toda la documentación económica, técnica y financiera básica sobre el proyecto, durante el último trimestre de 1973, lo que permitiría al Banco enviar una Misión de Análisis en esa oportunidad para estudiar en el terreno la operación.

- 1.05 En el mes de noviembre de 1973, una Misión de Análisis del BID revisó todos los aspectos del proyecto Paute, incluyendo los estudios propuestos para el proyecto Coca. Con base en el análisis efectuado por la Misión, se llegó a la conclusión de que la mayoría de los estudios y diseños habían sido preparados en forma aceptable al Banco. Sin embargo, se decidió que sería aconsejable efectuar estudios adicionales relacionados con una verificación de los costos unitarios de las obras civiles del proyecto y, en consecuencia, se acordó con INECCEL que ésta contrataría una firma consultora independiente, especializada en la materia, para revisar y verificar dichos costos dentro del menor tiempo posible.
- 1.06 En el mes de mayo de 1974, una delegación de INECCEL visitó la sede del Banco, con el propósito de actualizar y concretar todos los aspectos técnicos y financieros del proyecto y formular el presupuesto final de la obra, sobre la base del estudio de costos unitarios, elaborado por la firma consultora antes mencionada, y de los estudios y diseños preparados por la firma consultora IECO (International Engineering Co.). Durante esta visita se revisó además el documento de orientación sobre el proyecto Paute, a ser presentado a varias instituciones de promoción de exportaciones como una indagatoria sobre la posibilidad de que INECCEL obtenga créditos paralelos para financiar parte del equipo eléctrico requerido para estas obras. (Ver párrafos 3.38 a 3.40 del Capítulo III).

II. EL SECTOR ELECTRICO DE ECUADOR

A. El Marco General

Tendencias Económicas Recientes, Perspectivas de Desarrollo y Principales Problemas

- 2.01 La tasa de credimiento económico extraordinariamente acelerada que experimentó el Ecuador en el lapso 1969-1972, con un promedio anual del 9,6% en el crecimiento del PIB real (en comparación con una tasa anual del 5,2% durante el decenio anterior), al parecer se habría acelerado al 13% en 1973, según estimaciones oficiales, debido a que en el primer año completo de producción petrolera se compensó con creces la evidente declinación de algunos cultivos agrícolas estratégicos debido a las adversas condiciones atmosféricas en el primer semestre del año. En 1972, último año respecto del cual se cuenta con estadísticas definitivas, el PIB real se acrecentó a razón del 9,9%, siendo el principal contribuyente a este crecimiento el sector petróleo, que representó el 29% del crecimiento del PIB real. Las exportaciones de petróleo (iniciadas en agosto de 1972), llegaron a US\$60 millones en 1972 y US\$277 millones en 1973, previéndose que representarían una cifra de US\$800 millones en 1974 (en comparación con las exportaciones de mercancías que totalizaron US\$243 millones en 1971). Con un crecimiento demográfico anual del 3,4% el PIB medio per cápita se acrecentó en un 6,3% en 1972 y 9,3% en 1973, y llegó al equivalente de US\$320 aproximadamente.
- 2.02 El valor de las exportaciones, como resultado de las salidas de petróleo al exterior, se elevó en un 33% durante 1972 y de nuevo en un 82% en 1973 mientras que, los incrementos en el valor de las importaciones, fueron en los indicados años de menos del 2% y del 29% respectivamente. Como resultado de estos movimientos, el déficit de la balanza de pagos en cuenta corriente disminuyó, de US\$201,8 millones en 1971, a US\$136 millones en 1972 y a sólo US\$3 millones en 1973. Por otro lado, la entrada neta de capital a largo plazo, que en 1972 había ascendido a US\$232 millones, se redujo a US\$100 millones en 1973, principalmente como resultado de la terminación durante 1972 de las sustanciales inversiones efectuadas en el oleoducto trasandino y en las instalaciones portuarias correspondientes. En definitiva, las reservas netas internacionales, que al final de 1971 ascendían a US\$25 millones, alcanzaron niveles de US\$128 y US\$232 millones al final de 1972 y 1973 respectivamente, y de US\$350 millones a mediados de mayo de 1974.
- 2.03 Aunque declinó en 1972, la formación bruta de capital fijo duplicó virtualmente el nivel alcanzado en 1969, cuando se inició la construcción de las obras de transporte del petróleo. En 1972 la inversión

bruta de capital fijo real del sector público se acrecentó en 4,8% y representó casi 25% de la inversión fija total (por oposición con el 22% en 1971); en cambio, el sector privado redujo su inversión bruta real de capital fijo en un 10%. El 67% de la inversión interna bruta - proporción que indica un aumento extraordinario - se financió con ahorro interno en 1972, en comparación con sólo el 50% el año anterior. El sector público, al parecer, aportó aproximadamente el 50% del total neto del ahorro interno, como lo ha hecho en años recientes, con lo cual financió el 25% de la inversión interna bruta.

- 2.04 Los ingresos de la totalidad del sector público ecuatoriano ^{1/} durante el año 1972 fueron del equivalente de US\$384 millones y, los gastos, del equivalente de US\$476 millones. El déficit resultante por el equivalente de US\$92 millones: (1) representó el 23% de los ingresos corrientes, porcentaje éste que constituyó una sustancial mejoría respecto al 35% y 40% correspondientes a los años 1969 y 1970, y (2) fue financiado en casi un 43% con préstamos obtenidos en el exterior, en comparación con un promedio del 14% en el bienio anterior. Aproximadamente el 20% de los gastos totales del sector público se clasificó como inversión en 1972, lo que no representa un cambio significativo con respecto a los años anteriores. El déficit efectivo del Gobierno Central se redujo en 1972 al equivalente de US\$21,2 millones en términos absolutos y, en términos relativos, a un 10,1% de los ingresos, habiendo sido financiado exclusivamente por fuentes externas. Durante el período 1970-71, el déficit promedio del Gobierno Central ascendió al equivalente de US\$37,9 millones anuales y representó el 24,3% de los ingresos corrientes. En 1972, los ingresos y gastos del Gobierno aumentaron en el 27,3% y 13,8% respectivamente. Este último porcentaje se había incrementado al 35% hasta mediados del año 1973.
- 2.05 Los sectores económicos que mostraron las tasas de crecimiento más acelerados en 1972 (aparte del petróleo) fueron el transporte y las comunicaciones, la banca y seguros y el arrendamiento de viviendas, cada uno de los cuales tuvo tasas de crecimiento real superiores al 16% y que, en su conjunto, aportaron un 17% del PIB. Los sectores de crecimiento más acelerado después de éstos fueron los de la construcción y la industria, que conjuntamente aportaron casi el 23% del PIB. La agricultura, que es el sector más importante desde el punto de vista de su aporte al PIB (26,2%) y el empleo (52%), se habría expandido a menos del 1% en términos reales, luego de un aumento inferior al 2% en 1971. Los cálculos preliminares de la producción agrícola sugieren que en 1973 el crecimiento del sector se mantendría al mismo nivel que el año anterior, debido a la disminución de la producción de varios cultivos estratégicos como la papa, el trigo y el banano.

^{1/} El sector público ecuatoriano comprende el Gobierno Central, los gobiernos provinciales y municipales y las entidades autónomas descentralizadas. Al Gobierno Central corresponden aproximadamente la mitad de los ingresos del sector y el 40% de los gastos. De estos últimos, un 10% es incurrido por los gobiernos provinciales y municipales y, el resto, por las citadas entidades autónomas descentralizadas.

- 2.06 El servicio de la deuda pública externa, aunque ha ido en aumento en años recientes, no parece plantear un gran problema, particularmente si se tienen en cuenta las perspectivas sumamente favorables de la exportación petrolera. Los pagos de servicio, en porcentaje del total de las exportaciones de mercancías, se elevaron del 7% en 1965 a 14% en 1971, declinando sin embargo, al 12% en 1972. Aunque el total de la deuda pública externa pendiente de pago (desembolsada) se elevó en casi un 40% en 1972 (principalmente con las organizaciones internacionales y los bancos privados), hasta llegar a una suma de US\$304 millones, los pagos de los servicios proyectados sólo alcanzarán su cifra máxima en 1975 y 1976, cuando representarán el 18,2% de las exportaciones de mercancías de 1972 (y mucho menos en relación con los mayores niveles de exportación de esos años).
- 2.07 Los recursos provenientes de la explotación petrolera establecen la oportunidad para el Ecuador de acelerar significativamente el ritmo histórico de su desarrollo económico y social. Las metas y objetivos en estos campos incluyen, entre otros: (1) lograr una sustancial mejoría en la muy poco equitativa distribución de los ingresos, problema éste que actualmente se ha hecho más agudo frente a la elevación en el costo de la vida que el país experimenta y la escasa participación de las masas en la prosperidad determinada por la explotación petrolera ^{1/}; (2) incrementar el rendimiento de las cosechas, elevar la productividad de la mano de obra, capitalizar adecuadamente y establecer, mediante la ejecución de un proceso de reforma agraria, una más justa distribución y tenencia de la tierra, en el sector agropecuario; (3) aumentar y diversificar la producción industrial con el objeto de aprovechar las oportunidades disponibles en el mercado andino y satisfacer la estimada ampliación de la demanda interna, resolviendo así, al propio tiempo, el serio problema de desempleo; (4) crear toda la infraestructura adicional requerida para el desarrollo de la agricultura, de la industria y el comercio; y (5) resolver serios problemas de vivienda y de servicios urbanos, de desarrollo educacional y de salud pública.
- 2.08 En razón del nivel actual del desarrollo económico y social ecuatoriano, la consecución de las metas y objetivos precedentemente mencionados demanda la realización de un sustancial esfuerzo con la aplicación, entre otros elementos, de cuantiosos recursos financieros. Como datos que permiten apreciar la magnitud que deberá tener el citado esfuerzo, pueden señalarse los siguientes ^{2/}: (1) en el sector agropecuario, la producción por persona ha disminuido en un 5% desde el año 1969, principalmente como resultado: (a) del aumento general de la población; (b) de niveles de rendimiento agrícola que

^{1/} La tasa de aumento de los índices de costo de vida en Quito y Guayaquil que en 1972 fue del 7,7% se incrementó al 12,3% durante el período de doce meses que terminó en julio de 1973.

^{2/} La información respecto al nivel de desarrollo actual del sector eléctrico se presenta en los párrafos 2.09 y siguientes del presente informe.

han carecido de incentivos y que, con pocas excepciones, son bastante inferiores a los de otros países, y (c) de una productividad de la mano de obra que se estima en un tercio de la del resto de la economía; (2) como consecuencia de lo precedentemente señalado; (a) existe una fuerte presión sobre los precios de los alimentos que está determinando significativos incrementos en el costo de la vida, particularmente gravosos para las clases de más limitada capacidad económica; (b) la ejecución del plan de reforma agraria aprobado presentará mayores riesgos y dificultades y requerirá elevadas inversiones, y (c) en el futuro, el país por algún tiempo podría tener que depender en mucha mayor medida de importaciones con el fin de satisfacer adecuadamente las necesidades de alimentación de su población; (3) el subempleo en el sector agrícola, que ocupa el 52% de la población trabajadora del país, se estima en un 50%, concentrándose en el medio rural una gran parte de la población que se desenvuelve a un nivel de subsistencia, prácticamente sin vínculos con la economía de mercado; (4) si bien en 1972 se reportó una cifra por habitante del equivalente de US\$320 para el producto interno bruto, este último en un 50% correspondió únicamente al 7% de la población activa del país, percibiendo más de la mitad de la población trabajadora: (a) un ingreso inferior al equivalente de US\$240 al año, y (b) menos del 10% del monto total del PIB: (5) se estima que, en 1973, el 26% de los niños en edad escolar y el 91% de los jóvenes en edad de recibir educación universitaria no asistían respectivamente, a la escuela y a la universidad, y, por último; 1/ (6) la expectativa de vida al nacer es de 57 años y la mortalidad infantil de 78 por 1000 nacidos, siendo las principales causas de defunciones las enfermedades infecciosas y parasitarias originadas en el deficiente saneamiento ambiental y disponiéndose, para una población de aproximadamente 6.700.000 habitantes, de sólo 13.357 camas, 2.500 médicos, 1.000 dentistas y 900 enfermeras, mayormente localizados en las principales ciudades.

B. Situación del Sector Eléctrico

- 2.09 El total de capacidad generadora eléctrica instalada en Ecuador llegaba a fines de 1973 tan sólo a unos 355 MW (255 MW en unidades térmicas y 100 MW en plantas hidráulicas) con la siguiente agrupación:

1/ Ver "Progreso Económico y Social en América Latina - Informe Anual 1973", BID, Washington, D.C.

	<u>MW</u>	<u>Porcentaje</u>
SERVICIO PUBLICO		
-Instituto Ecuatoriano de Electrificación, E.E. Asociados y Cooperativas	78	28
-Empresa Eléctrica Quito, S.A.	75	27
-Empresa Eléctrica Ecuador (Guayaquil)	110	39
-Municipios y otros	<u>20</u>	<u>6</u>
TOTAL SERVICIO PUBLICO	283	100
Autoprodutores	<u>72</u>	<u>20</u>
TOTAL CAPACIDAD GENERADORA INSTALADA	<u>355</u>	<u>100</u>

- 2.10 En el curso de ese mismo año se generaron un total de 1200 millones de KWH (800 millones en centrales térmicas y 400 millones en hidráulicas), correspondiendo 1050 millones de KWH a servicio público y 150 millones de KWH a autoproducción. Para una población estimada en 6,8 millones de habitantes resulta una dotación eléctrica per cápita de 52 vatios de capacidad generadora instalada y 176 KWH de generación anual, con lo cual figura Ecuador en uno de los últimos lugares en materia de electrificación entre los países de la América Latina. Los reducidos niveles históricos de ingreso del país y su escaso grado de desarrollo se manifiestan en la baja capacidad de generación y niveles de consumo de energía eléctrica.
- 2.11 El grado de electrificación del Ecuador, en cuanto a capacidad generadora instalada, alcanza apenas el 32% del promedio latinoamericano ^{1/} y, por lo que se refiere a generación eléctrica anual, al 31%. ^{2/} El servicio eléctrico se halla prácticamente concentrado en las ciudades de Quito (600.000 habitantes) y Guayaquil (960.000 habitantes), que en conjunto sólo tienen el 23% de la población del Ecuador. En el año 1973, de los 1200 millones de KWH generados en el país, se destinaron a estas dos ciudades 800 millones de KWH, o sea el 67% de la producción total. Tomando en cuenta las capitales de provincia y algunas cabeceras cantonales que disponen de servicio eléctrico más o menos regular, puede estimarse que cuenta con suministro de electricidad no más de una tercera parte de la población ecuatoriana.

^{1/} Promedio latinoamericano de capacidad generadora instalada: 163 vatios por habitante.

^{2/} Promedio latinoamericano de generación eléctrica anual: 570 KWH por habitante.

C. Organización del Sector

1. El Marco Institucional

- 2.12 La acción oficial en el sector eléctrico ecuatoriano es conducida a través de INECEL, empresa estatal autónoma con patrimonio propio, a cuyo cuidado se encuentra la planificación, ejecución, operación y control de la electrificación del país. En el curso de los últimos cuatro años ha ocurrido un completo cambio en la orientación de este organismo, que de entidad encargada en la práctica de distribuir auxilios gubernamentales se ha convertido en una verdadera empresa nacional de electrificación, con el objetivo básico de formular y realizar el Plan Nacional de Electrificación.
- 2.13 El abastecimiento eléctrico en Guayaquil se halla a cargo de una compañía privada de propiedad norteamericana, la EMPRESA ELECTRICA DEL ECUADOR (EMELEC); en la ciudad de Quito, el servicio eléctrico es atendido por una organización municipal, la EMPRESA ELECTRICA QUITO, S.A. (EEQ). Estas dos empresas, además de explotar cerca de los dos tercios de la capacidad instalada en los sistemas de servicio público y de producir una proporción similar de la energía generada en los mismos, cuentan además con las únicas plantas generadoras de cierta importancia: la central hidroeléctrica Cumbayá (40 MW) de EEQ, que aprovecha las aguas del río San Pedro en las inmediaciones de Quito; y la central térmica de EMELEC en Guayaquil (110 MW), cuyas máquinas no exceden en potencias individuales de 22,5 MW, salvo una nueva unidad generadora a vapor de 33 MW. Con pocas excepciones el suministro de energía eléctrica para las demás zonas urbanas del país es prestado por empresas provinciales que son filiales de INECEL. Los sistemas eléctricos explotados por estas empresas provinciales son de pequeña magnitud y funcionan hasta el presente sin conexión entre sí. Existe además, un buen número de plantas de carácter estrictamente local y de muy poca potencia individual.
- 2.14 Los autoproductores industriales, principalmente industrias alimenticias, cementos y textiles, constituyen el segmento restante del sector eléctrico ecuatoriano. Su importancia relativa, 20%, se debe a las condiciones precarias en que se venía desarrollando el servicio eléctrico público en Ecuador.
- 2.15 INECEL está adquiriendo una participación mayoritaria en EEQ y en EMELEC, mediante la adquisición en el primer caso de capital accionario (56%) que tiene el Instituto Ecuatoriano de Seguridad Social y a través de la compra de acciones en el caso de EMELEC. Al culminar estas operaciones INECEL tendrá el control efectivo de la electrificación nacional en todos los niveles: generación, transmisión y distribución.

2. Estructura legal

- 2.16 La Ley Básica de Electrificación, del 4 de septiembre de 1973, ^{1/} es la norma que rige en este sector. Ella se basa en el principio constitucional de que el suministro de energía eléctrica es un servicio de utilidad pública de interés nacional y de que es atribución privativa del Estado, ejercida por medio del Instituto Ecuatoriano de Electrificación - INECEL -, la generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica. El Estado puede celebrar, sin embargo, contratos de prestación de servicios y otorgar permisos a empresas públicas o privadas para la consecución de esos fines, en cuyo caso lo representará el Ministro de Recursos Naturales y Energéticos.
- 2.17 El Poder Ejecutivo es el que formula la política de electrificación. Para ello, el Ministerio de Recursos Naturales y Energéticos elabora el Plan Nacional de Electrificación, e INECEL programa, coordina, ejecuta y supervisa el desarrollo de todas las fases de la electrificación del Ecuador.
- 2.18 La Ley Básica de Electrificación, luego de establecer las normas relativas a INECEL, determina que este último Instituto integrará a las entidades de suministro de energía eléctrica librada al servicio público, con el objeto de formar empresas Eléctricas Regionales, de modo de cubrir áreas de servicios cada vez más extensas, de conformidad con lo establecido en el Plan Nacional de Electrificación. Esas empresas, de acuerdo con lo que fija la ley, están obligadas a sujetarse a la política nacional en la materia, suministrar energía eléctrica en el área fijada en el respectivo contrato de servicios, cobrar a sus clientes por la energía suministrada según las tarifas aprobadas por el Directorio de INECEL sin establecer exoneración alguna, pagar a INECEL el valor de la energía eléctrica recibida del Sistema Nacional Interconectado de Generación y Transmisión o de cualquier otro sistema eléctrico, y ejercer todos los actos necesarios vinculados con su objeto.

D. Desarrollo Propuesto para el Sector

1. Resumen del Plan Nacional de Electrificación

- 2.19 La orientación general del desarrollo eléctrico ecuatoriano ha quedado establecida en un Plan Nacional de Electrificación que, en síntesis, contempla la integración, en un gran Sistema Nacional Interconectado, del abastecimiento eléctrico de la Sierra y de la Costa, que son las regiones más pobladas del país y contienen los principales centros urbanos y fabriles. El objetivo básico es racionalizar el suministro eléctrico mediante economías de escala, eliminando de este modo gran número de pequeñas plantas aisladas, de funcionamiento

^{1/} Decreto Supremo No.1042, publicado en el Registro Oficial No.387 del 10 de septiembre de 1973.

precario y antieconómico.

- 2.20 El Plan Nacional de Electrificación está dividido en el Sistema Nacional Interconectado al cual ya se hizo referencia y en Sistemas Eléctricos Regionales. El Sistema Nacional Interconectado de generación y transmisión de energía eléctrica, que tiene que ser planificado, ejecutado y operado por INECEL, se ocupa del aprovechamiento integral y técnico de los recursos energéticos del país para ponerlos a disposición de los centros de consumo. Estará formado esencialmente por un gran sistema troncal de transmisión que unirá los sistemas eléctricos del norte, incluyendo la ciudad de Quito, con los del sur y de la Costa cuyo centro es el puerto de Guayaquil. Este sistema de transmisión será alimentado en sus extremos por grandes proyectos hidroeléctricos, de los cuales el proyecto Pisayambo (69 MW) se encuentra actualmente en construcción. A Pisayambo, siguen sucesivamente los proyectos Paute, en el extremo Sur del Sistema Nacional Interconectado, y Coca, en el extremo Norte.
- 2.21 Los Sistemas Eléctricos Regionales constituyen el conjunto de instalaciones y equipos necesarios para la distribución de la energía eléctrica en áreas geográficamente definidas y bajo la administración de empresas regionales de propiedad o en sociedad con INECEL. Estas empresas se encargan actualmente de generar, distribuir y comercializar su propia energía eléctrica y, posteriormente, una vez conformado el Sistema Nacional Interconectado, se encargarán de la compra, distribución y comercialización de la energía generada y transmitida por el Sistema Nacional Interconectado. En realidad las empresas regionales vienen a servir de agentes de recaudación que permiten recuperar las inversiones del sector eléctrico. Los Sistemas Eléctricos Regionales se conforman por la fusión de las empresas cantonales o provinciales existentes, a través de las líneas de interconexión provinciales.
- 2.22 En resumen, la concepción del Plan Nacional de Electrificación es sencilla. El Gobierno a través de INECEL, producirá energía eléctrica en grandes centrales generadoras, la transmitirá a los puntos principales de conexión con los sistemas regionales y la venderá en bloque a las Empresas Regionales, las cuales se encargarán de distribuirla a los usuarios.
- 2.23 Las metas globales del Plan Nacional de Electrificación para lo que resta del decenio, o sea hasta 1980 inclusive, pueden resumirse así:
- a) Duplicar la población cubierta por los sistemas eléctricos, es decir, atender con servicio eléctrico aproximadamente a las dos terceras partes de los habitantes de Ecuador; y
 - b) Llegar a un consumo per cápita del orden de 340-350 KWH por año, lo cual significa llevarlo al doble del actual.

- 2.24 Para alcanzar estas metas globales el crecimiento medio de la demanda de energía eléctrica hasta 1980 debería ser del 13,4% por año, lo que parece factible, habida cuenta de los siguientes factores: (i) crecimiento histórico de los 3 ó 4 últimos años del 12% anual; (ii) la influencia que tendrán los ingresos de la explotación petrolera en la economía ecuatoriana; y (iii) los recursos financieros con que contará INECEL por su participación en las regalías petrolíferas.

2. Financiamiento del Sector Eléctrico

- 2.25 Para asegurar la continuidad de recursos por montos suficientes para financiar el Plan Nacional de Electrificación, en mayo de 1970, mediante la Ley No.70-09 se creó el Fondo Nacional de Electrificación, que forma parte del patrimonio de INECEL. El 4 de septiembre de 1973 se promulgó la nueva Ley Básica de Electrificación. En esta ley se modifica el porcentaje de participación del Fondo Nacional de Electrificación en las regalías petroleras y en los derechos de transporte de crudo por los oleoductos estableciéndolo, a partir de 1974, en 47%. Estos recursos son la fuente básica para el financiamiento del programa de inversiones. Se ha estimado que este concepto durante el período 1974-1980 produciría ingresos por un monto equivalente a US\$467 millones, los que representan el 78% del valor estimado del programa de inversiones en obras de INECEL para el mismo período. (Ver Apéndice L)
- 2.26 Los recursos provenientes de la aplicación del sistema tarifario hasta la fecha, han sido utilizados por las empresas regionales para atender sus costos de operación e inversiones de escasa importancia. A partir de 1976 entraría en operación el primero de los grandes proyectos (Pisayambo) componente del sistema nacional interconectado que generaría recursos para INECEL en el período 1976-1980 por un monto equivalente a US\$44 millones. Adicionalmente se preve la utilización del crédito de proveedores, de organismos internacionales y de la banca privada que colaborarían en el financiamiento del programa de inversiones.
- 2.27 Por lo que se refiere a EEQ y EMELEC, sus financiamientos para inversión han provenido básicamente de las propias generaciones internas de fondos y de préstamos externos, del Banco Mundial en el caso de la primera de estas empresas y del EXIMBANK en la segunda.

III. EL PROYECTO

A. Objeto del Proyecto

- 3.01 Conforme al estudio de mercado recientemente preparado por INECEL con la ayuda de una misión técnica suiza y revisado por el Banco la demanda máxima de potencia del conjunto de las regiones que se integrarían al Sistema Nacional Interconectado aumentaría de 282 MW en 1973 a 660 MW en 1980 y a 927 MW en 1983, con lo cual resulta un incremento acumulativo medio de 12,7% anual, lo cual parece razonable habida cuenta del bajísimo nivel de electrificación que presenta el país y las excelentes perspectivas de expansión económica que se le han abierto por la explotación en gran escala de los yacimientos de hidrocarburos del oriente ecuatoriano.
- 3.02 En el área que será cubierta por el Sistema Nacional Interconectado existía a fines de 1973 una potencia generadora instalada para servicio público de 283 MW incluyendo 77 MW en unidades diesel-eléctricas de pequeñas capacidades cuyo servicio debe descontinuar una vez que se cuente con instalaciones de mayor envergadura y con el sistema de transmisión previsto. EEQ está terminando la construcción de la central hidroeléctrica Nayón (30 MW), inmediatamente aguas abajo de la central Cumbayá y el proyecto hidroeléctrico Pasocha (4,5 MW) que aprovecha una caída en la conducción del nuevo sistema de agua potable de Quito. Ante el fuerte crecimiento de la demanda eléctrica en Quito, por el auge económico que ha traído la explotación de petróleo, EEQ conjuntamente con INECEL está instalando 41,5 MW 1/en unidades diesel eléctricas buscando resolver, de esta manera, el problema inmediato de falta de capacidad generadora en la zona de la Capital. Para 1976 se proyecta completar las obras de la central hidroeléctrica Pisayambo (69 MW) que viene siendo construida con ayuda de los préstamos del BID, 314/SF-EC y 18/CD-EC, y que permitirá integrar el servicio eléctrico en todo el norte de Ecuador.
- 3.03 En cuanto a la zona de Guayaquil, EMELEC prevé la instalación sucesiva en 1974 y 1975 de 2 grupos generadores con turbina a gas de 22,5 MW cada uno, e INECEL, en 1976, de un turbogenerador a vapor de 50 MW 2/ seguido de otra unidad de la misma potencia en 1978. 2/
- 3.04 Con las instalaciones señaladas, que suman un total de 290 MW, el abastecimiento en las regiones que alimentará el Sistema Nacional Interconectado quedaría asegurado hasta el año 1979; a contar de este año será necesario disponer de capacidad generadora adicional. El gráfico adjunto (Apéndice C) permite apreciar el balance previsto entre capacidad instalada y demanda de potencia.

1/ Estas instalaciones generadoras serán entregadas a EEQ, a cambio de participación accionaria de INECEL.

2/ Estas instalaciones generadoras serán entregadas a EMELEC, a cambio de participación accionaria de INECEL.

- 3.05 Se ha concluido que como resultado de los análisis de las necesidades energéticas del Ecuador, las soluciones más ventajosas para hacer frente a las deficiencias de potencia que se anticipan de 1979 en adelante son los aprovechamientos hidroeléctricos Paute en el sur de Ecuador y Coca en el norte.

B. Descripción del Proyecto

- 3.06 El aprovechamiento hidroeléctrico del río Paute, que drena una buena parte de la Sierra en el sur de Ecuador, consistiría en la utilización, para fines energéticos, de las aguas provenientes del curso superior del río a su salida del Corredor Interandino donde recorre una serie de tres curvas forzadas - la "Cola de San Pablo" - perdiendo algo más de 1000 metros entre puntos situados en línea recta a una distancia de sólo 13 kilómetros. Se presenta por lo tanto una excelente oportunidad para llevar a cabo un desarrollo hidroeléctrico de gran magnitud, ya que el caudal medio anual del río (módulo del río) es del orden de 120 metros cúbicos por segundo. La materialización de este proyecto estaría constituida esencialmente por la central Molino, que aprovecha cerca de 700 metros de caída en la segunda curva de la Cola de San Pablo, y que sería desarrollada en 2 etapas, Paute I y Paute II, hasta llegar a una capacidad total instalada de 1000 MW en una gran casa de máquinas subterránea. La operación de la central hidroeléctrica así formada, dependería básicamente de la regulación proporcionada por dos embalses, Mazar y Amaluza, con capacidad total de 480 millones de metros cúbicos, formados por sendas presas a través del valle del Río Paute. El mapa del Apéndice D muestra la ubicación geográfica del aprovechamiento propuesto.
- 3.07 El esquema finalmente adoptado para la primera etapa de la Central Molino, o sea para Paute I, contempla una potencia instalada de 400 MW y una producción energética media anual de 3340 millones de KWH; con ello se aprovecharía el caudal mínimo regulado del río en una caída bruta de 667 metros. La regulación será provista por el reservorio de Amaluza, que serviría de embalse de cabecera. La energía generada en esta central sería transmitida mediante una línea de doble circuito a 230 KV, de 156 kilómetros de longitud, hasta las cercanías de Guayaquil donde quedaría ubicada la subestación de conexión con el Sistema Nacional Interconectado.
- 3.08 Para facilitar el financiamiento, y ajustándose al cronograma de ejecución previsto, se ha convenido con INECEL en dividir la construcción de la primera etapa de Paute en 2 fases, a saber:
- (a) la. Fase de Financiamiento. Central generadora con 2 unidades 100 MW cada una, pero con obras civiles que permitan agregar otras 2 unidades de la misma capacidad. Los trabajos de esta fase deben iniciarse en el segundo semestre de 1974 para lograr poner en servicio los dos primeros grupos generadores a comienzos de 1979.

- (b) 2a. Fase de Financiamiento. Obras de transmisión hasta Guayaquil. La construcción de estas obras debería iniciarse a comienzos de 1976 y completarse simultáneamente con la puesta en funcionamiento de las dos primeras unidades generadoras. Conjuntamente con tales obras se contempla la instalación de la tercera y cuarta unidad de Paute, que de acuerdo al programa de equipamiento previsto por INECEL deberían entrar en servicio a más tardar en 1980 y 1981 respectivamente, o sea con uno y dos años de diferencia con respecto a las 2 primeras máquinas.

3.09 Las obras comprendidas en la primera fase de financiamiento de Paute I constituyen la inversión en construcción del Proyecto cuyo financiamiento parcial se estudia en el presente documento. Adicionalmente, se ha considerado recomendable incluir dentro del Proyecto el financiamiento de los estudios de factibilidad del desarrollo hidroeléctrico del río Coca al noreste de Quito, en la vertiente amazónica de los Andes, cuya primera etapa debe seguir a Paute I en el programa de equipamiento de centrales generadoras en Ecuador para el decenio 1980/1990. Esta primera etapa, de hasta unos 700 MW, aprovecharía básicamente una caída natural ubicada directamente aguas abajo de un amplio vaso de embalse que permitiría la regulación anual del caudal medio del río, estimado en alrededor de 300 metros cúbicos por segundo. El Proyecto consistiría, por lo tanto, de 2 componentes principales:

- (i) Las obras de la central hidroeléctrica Paute I, a la cual nos referimos en adelante como "Proyecto Paute"; y
- (ii) Los estudios del proyecto Coca.

Paute

3.10 La disposición general del proyecto Paute aparece en el Apéndice D ya citado. Según los diseños finales en etapa final de preparación por los ingenieros consultores (International Engineering Co.-IECO, de San Francisco, EE.UU.), que han servido para estudiar su financiamiento, el aprovechamiento hidroeléctrico del río Paute en una primera etapa se llevaría a cabo mediante un proyecto de 634 metros de caída neta media sobre la margen izquierda, en derivación de una presa localizada como se indicó en el sitio denominado Amaluza, donde la cuenca vertiente tiene una superficie de 5086 kilómetros cuadrados. Este proyecto consta de las siguientes partes funcionales: (Véase: Anexo 2 - Disposición General del Proyecto).

- (a) Presa de concreto del tipo arco-gravedad, de 180 metros de altura medidos desde la base de la fundación y un volumen de 660.000 metros cúbicos de hormigón, para embalse útil de 100 millones de metros cúbicos, con vertedero de superficie controlado por compuertas de sector capaz de evacuar una crecida máxima de 8.000 metros cúbicos por segundo. La presa estaría equipada

además, con dos desagües de fondo para 200 metros cúbicos por segundo. El esquema propuesto para la desviación del agua durante la construcción de la presa consulta un túnel revestido de 8,60 metros de diámetro y 260 metros de longitud, combinado con una atagüa de 25 metros de altura situada aguas arriba; esta combinación permitiría evacuar crecidas de 1.300 metros cúbicos por segundo sin rebosar la atagüa.

- (b) Túnel de carga circular con capacidad de 100 m³/seg., revestido en concreto, de 6,2 kilómetros de longitud y 5 metros de diámetro, para conducir las aguas hasta el sitio de la caída. La toma de agua en el embalse de Amaluza se realizaría mediante una estructura de hormigón donde quedarían ubicadas las rejillas y compuertas de control;
- (c) Chimenea de equilibrio del tipo de "orificio restringido" con diámetro interior de 7 metros y una altura de 173 metros. La chimenea de equilibrio iría revestida en hormigón y serviría para amortiguar sobrepresiones producidas por las maniobras de operación de la central Molino;
- (d) Pozo inclinado a 45° en la caída, revestido en concreto con blindaje de acero, de 1.000 metros de longitud y 3,75 metros de diámetro;
- (e) Central subterránea en Molino con 4 grupos turbina-generador de 100 MW cada uno, dos de los cuales se instalarían durante la fase inicial del proyecto, materia del financiamiento solidificado. La caverna donde se alojarían estos equipos y los transformadores elevadores a 138 KW, sería excavada con dimensiones de 25 metros de ancho, 104 metros de largo y 38 metros de altura.
- (f) Patio de conexión a la intemperie, ubicado en la margen derecha del río Paute, con salidas para las líneas a 138 KV a Cuenca, y a 230 KV hacia Guayaquil.

- 3.11 De acuerdo con la información meteorológica e hidrológica disponible, el volumen útil de embalse permitiría una descarga continua mínima de 50 m³/seg. que es suficiente para la operación de la central hidroeléctrica con 400 MW en condiciones críticas de estiaje. El período de estiaje empleado para el estudio de operación del embalse (abril 1968 a marzo 1969) es el lapso de 12 meses más secos en los 9 años de registros con que se cuenta, e incluye los meses de diciembre de 1968 y enero de 1969, que han sido los más secos registrados. La inspección de los registros de precipitación en Baños y Cuenca indican, por lo demás, que este período de 12 meses es también el más seco desde 1934 o sea de los últimos 40 años.

Coca

- 3.12 En el punto denominado San Rafael, a unos 160 kilómetros al noreste de Quito, el río Coca, principal afluente del Napo, presenta un salto de 150 metros de altura seguido por una zona de fuerte pendiente donde el río pierde alrededor de 350 metros adicionales de altura; en ese punto la hoya hidrográfica es de unos 4.000 kilómetros cuadrados. El proyecto Coca consulta el aprovechamiento hidroeléctrico del trecho en cuestión, siendo su obra fundamental una presa de 160 metros de altura que cerraría el vaso existente inmediatamente aguas arriba de la catarata San Rafael.
- 3.13 El desarrollo hidroeléctrico del proyecto se ha concebido preliminarmente en tres centrales generadoras en cascada, la primera de las cuales se situaría inmediatamente aguas abajo del salto. En esta primera central se podría instalar una capacidad generadora no inferior a 700 MW.
- 3.14 Los estudios y prospecciones del proyecto Coca se comenzaron hace unos 10 años, pero en los últimos 3 años la tarea se ha facilitado por la construcción de la carretera Quito-Lago Agrio que sirve de acceso a la zona petrolera nor-oriental de Ecuador y que tiene un recorrido paralelo al río Coca en buena parte de su curso.
- 3.15 El objetivo principal de los estudios propuestos es el de establecer la magnitud e importancia del recurso hidroeléctrico en el tramo comprendido entre la cascada San Rafael a 1.300 metros sobre el nivel del mar (m.s.n.m.) y el Codo Sinclair (700 m.s.n.m.) a nivel de prefactibilidad, la determinación del esquema más conveniente para el desarrollo del recurso, la secuencia de las etapas del aprovechamiento y el estudio de factibilidad de la solución que se recomienda como primera etapa.

C. Costo del Proyecto

- 3.16 El costo total estimado del proyecto, incluido el estudio de factibilidad de Coca, asciende al equivalente de US\$196.000.000, que se desglosa en la forma siguiente:

INECEL - PROYECTO PAUTE

COSTO TOTAL

(en miles de US\$ dólares o su equivalente)

		<u>Presupuesto de Inversión</u>		
		<u>Costos</u> <u>Externos</u>	<u>Costos</u> <u>Locales</u>	<u>Total</u>
I.	<u>INGENIERIA Y ADMINISTRACION</u>	4.167	3.774	7.941
	- Consultoría Extranjera	4.167	-	4.167
	- Gastos de INECEL	-	3.774	3.774
II.	<u>COSTOS DIRECTOS</u>	87.816	43.431	131.247
	- Central Subterránea y Túneles	33.165	21.490	54.655
	- Presa de Embalse	29.102	13.154	42.256
	- Tubería de Presión, Compuertas, Válvulas y Puente Grúa	11.868	302	12.170
	- Turbinas, Generadores y Transformadores	12.087	243	12.330
	- Cables Alta Tensión, Equipos Interrupción y Alta Tensión, y Auxiliares	1.194	52	1.246
	- Vehículos para Supervisión	400	-	400
	- Campamento INECEL y Accesos	-	8.190	8.190
III.	<u>GASTOS FINANCIEROS</u>	13.688	3.679	17.367
	<u>Préstamo con Recursos Ordinarios:</u>			
	- Intereses	8.094	-	8.094
	- Comisión de Compromiso	1.038	-	1.038
	- Inspección y Vigilancia	335	-	335
	<u>Préstamo con Fondos Especiales:</u>			
	- Intereses	530	-	530
	- Comisión de Compromiso	205	-	205
	- Inspección y Vigilancia	165	-	165
	- Diferencial de Gastos Financieros - Fondo Electrificación Popular	-	3.679	3.679
	<u>Préstamo con Fondos Especiales</u>			
	- Intereses	45	-	45
	- Comisión de Compromiso	15	-	15
	- Inspección y Vigilancia	15	-	15
	<u>Créditos Paralelos:</u>			
	- Intereses	3.246	-	3.246
IV.	<u>COSTOS CONCURRENTES</u>	1.485	1.165	2.650
	- Estudios de Coca	1.485	1.165	2.650
V.	<u>GASTOS SIN ASIGNACION ESPECIFICA</u>	22.518	14.277	36.795
	- Imprevisto General	5.383	3.055	8.438
	- Escalamiento de Precios	17.135	11.222	28.357
	<u>TOTAL DE INVERSIONES</u>	<u>129.674</u>	<u>66.326</u>	<u>196.000</u>
	<u>PORCENTAJES</u>	66,1%	33,9%	100%

- 3.17 El presupuesto del proyecto Paute se basa en la estimación de costos preparada recientemente (mayo de 1974) por la firma A.A. Mathews, Inc. Se cree que la misma representa una estimación confiable tanto en cuanto al costo de equipos y servicios de ingeniería y administración, como en lo que se refiere a las obras civiles y trabajos de montaje. Ante la importancia y complejidad del proyecto se consideró aconsejable contar con una estimación preparada independientemente de la del consultor IECO; para ello, INECCEL decidió contratar a comienzos del presente año a A.A. Mathews, firma especializada en la confección de presupuestos para empresas de contratistas de obras. El trabajo realizado por A.A. Mathews, que es muy prolijo, satisface totalmente las exigencias del BID para un proyecto de esa envergadura. Al confrontar las cifras de A.A. Mathews con el presupuesto preparado por IECO, se ha encontrado una buena coincidencia, siendo las del primero ligeramente superiores a las de la firma consultora de Paute.
- 3.18 Con respecto a los renglones de imprevistos y de escalamiento de precios A.A. Mathews ha seguido los siguientes criterios:
- (i) Imprevistos:
- Por el estado avanzado de los diseños y el conocimiento que existe de todos los aspectos geológicos del proyecto estima suficiente una provisión para imprevistos del 10% en lo que se refiere a las obras civiles y montajes. En cuanto a equipos y materiales, ha considerado un margen de imprevistos de 5%.
- (ii) Escalamiento:
- En este aspecto la firma aplicó un criterio selectivo, escalando los componentes principales de costo susceptibles de aumentos apreciables. Cuantitativamente, utilizó un 10% acumulativo por año para los costos externos y un 12% para los gastos locales.
- 3.19 El análisis del Banco coincide con los planteamientos de A.A. Mathews en lo que se refiere a gastos sin asignación específica, que en términos porcentuales vienen a representar un 26% de los costos directos más ingeniería y administración. Esta previsión parece razonable y suficiente, particularmente cuando se apoya en la opinión de una firma que trabaja básicamente para contratistas de obras, ante los cuales asume una grave responsabilidad al prepararles ofertas.
- 3.20 Los servicios de ingeniería y administración técnica de la construcción de Paute y el costo de los estudios de Coca se han estimado con base en presupuestos detallados de personal, equipos y gastos varios. En lo que se refiere a Paute, estos gastos vienen a representar el

6,4% del costo directo de construcción, cuantía que se considera adecuada a la importancia de las obras que se van a realizar.

- 3.21 En el cálculo del costo externo del Proyecto sólo se han computado gastos directos en divisas. En este sentido debe explicarse que no se prevé ninguna manufactura intermedia de equipos o materiales antes de ser incorporados a las obras, y que, debido a lo extendido del período de ejecución, debe considerarse la maquinaria de construcción como íntegramente depreciada al término de las faenas. (Ver párrafo 3.43).

D. Financiamiento del Proyecto

- 3.22 El plan de financiamiento propuesto para la operación es el siguiente:

PLAN DE FINANCIAMIENTO
(en miles de US\$ o su equivalente)

Banco					Fondos de Contrapartida				
	Préstamo	Préstamo	Préstamo	Total	Créditos	Aporte Local			Total General
	No.	No.	No.		Paralelos				
	(CO)	(FOE)	(FOE)						
	Moneda Externa	Moneda Externa	Moneda Externa		Moneda Externa	Moneda Externa	Moneda Local	Total	
I. Ingeniería y Administración	-	-	-	-	-	4.167	3.774	7.941	7.941
1.01 Consultoría Extranjera	-	-	-	-	-	4.167	-	4.167	4.167
1.02 Gastos de INECEL	-	-	-	-	-	-	3.774	3.774	3.774
II. Costos Directos	33.165	16.335	-	49.500	20.842	17.474	43.431	81.747	131.247
2.01 Central Subterránea y Túneles	33.165	-	-	33.165	-	-	21.490	21.490	54.655
2.02 Presa de Embalse	-	16.335	-	16.335	-	12.767	13.154	24.451	42.256
2.03 Tubería de Presión, Compuertas, Válvulas y Puente Grúa	-	-	-	-	10.292	1.576	302	1.878	12.170
2.04 Turbinas, Generadores y Transformadores	-	-	-	-	10.550	1.537	243	1.780	12.330
2.05 Cables Alta Tensión, Equipos Interrupción y Alta Tensión y Auxiliares	-	-	-	-	-	1.194	52	1.246	1.246
2.06 Vehículos para Supervisión	-	-	-	-	-	400	-	400	400
2.07 Campamento INECEL y Accesos	-	-	-	-	-	-	8.190	8.190	8.190
III. Gastos Financieros	335	165	15	515	-	13.173	3.679	16.852	17.367
3.01 Préstamo con Recursos Ordinarios	-	-	-	-	-	8.094	-	8.094	8.094
-Intereses	-	-	-	-	-	1.038	-	1.038	1.038
-Comisión de Compromiso	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-Inspección y Vigilancia	335	-	-	335	-	-	-	-	335
3.02 Préstamo con Fondos Especiales	-	-	-	-	-	530	-	530	530
-Intereses	-	-	-	-	-	205	-	205	205
-Comisión de Compromiso	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-Inspección y Vigilancia	-	165	-	165	-	-	-	-	165
-Diferencial de Fondos Financieros - Fondo de Electrificación Popular	-	-	-	-	-	-	3.679	3.679	3.679
3.03 Préstamo con Fondos Especiales	-	-	-	-	-	45	-	45	45
-Intereses	-	-	-	-	-	15	-	15	15
-Comisión de Compromiso	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-Inspección y Vigilancia	-	-	15	15	-	-	-	-	15
3.04 Créditos Paralelos	-	-	-	-	-	3.246	-	3.246	3.246
-Intereses	-	-	-	-	-	-	-	-	-
IV. Costos Concurrentes	-	-	1.485	1.485	-	-	1.165	1.165	2.650
4.01 Estudios de Coca	-	-	1.485	1.485	-	-	1.165	1.165	2.650
V. Gastos sin Asignación Específica	-	-	-	-	-	22.518	14.277	36.795	36.795
5.01 Imprevisto General	-	-	-	-	-	5.383	3.055	8.438	8.438
5.02 Escalamiento de Precios	-	-	-	-	-	17.135	11.222	28.357	28.357
TOTALES	33.500	16.500	1.500	51.500	20.842 a/	57.332	66.326	144.500	196.000
PORCENTAJES	(17,1)	(8,4)	(0,7)	(26,2)	(10,6)	(29,3)	(33,9)	(73,8)	(100,0)

La suma correspondiente a estos créditos es estimativa y puede variar.

- 3.23 Como puede observarse, los recursos de contrapartida nacional ascenderían al equivalente de US\$123.658.000 y representarían el 63% del costo estimado del proyecto mientras que, el propuesto financiamiento del Banco por US\$51.500.000 financiaría el 26% del referido costo. El 11% restante sería cubierto con otros préstamos por un total aproximado de US\$20.842.000.
- 3.24 La significativamente elevada proporción, 74% del costo del proyecto, que en el presente caso sería cubierta con el aporte local y con los otros préstamos a que se ha hecho referencia, está determinada por la circunstancia de que el Ecuador, en virtud de la explotación de sus riquezas petroleras, consiguientes exportaciones de petróleo iniciadas en el mes de agosto de 1972 y futuras perspectivas de continuados ingresos por este último concepto: (a) se encuentra en posición de contribuir y dispuesto a aportar al proyecto una proporción más elevada de recursos de contrapartida nacional de los que tradicionalmente ha venido aportando en operaciones de este tipo; y (b) tiene en la actualidad una más amplia posibilidad de acceso a otras fuentes externas de financiamiento, a las que ha decidido concurrir. Por otro lado, con respecto al posible financiamiento del BID, las autoridades ecuatorianas originalmente solicitaron que la totalidad o la mayor parte del mismo fuera aprobado con cargo a los recursos del Fondo para Operaciones Especiales, justificando esta petición en base a los siguientes hechos y circunstancias: (i) las dificultades que el país deberá vencer y los esfuerzos que deberá realizar, incluyendo la inversión de cuantiosos recursos, para acelerar el ritmo histórico de su desarrollo económico y social; 1/ (ii) la ubicación del Ecuador en el grupo (D), de la clasificación en que, para fines del otorgamiento de los citados recursos, se han agrupado los países prestatarios miembros del Banco; (iii) el hecho de que el Banco inició el financiamiento parcial del Plan Nacional de Electrificación del Ecuador aprobando para la Primera Etapa de ese Plan, constituida por la construcción del proyecto hidroeléctrico Pisayambo y la realización de los estudios y diseños del proyecto Paute, recursos sujetos a una baja tasa de interés y amplios plazos de amortización.2/
- 3.25 En el presente informe, el propuesto financiamiento del Banco, totalmente denominado en divisas, se descompone de la siguiente forma: un préstamo por un monto de US\$33.500.000 en recursos de capital ordinario y otro por US\$16.500.000 en recursos del Fondo para Operaciones Especiales, los cuales cubrirían parcialmente el costo de ejecución del proyecto Paute I, y un préstamo por US\$1.500.000 también en recursos del Fondo para Operaciones Especiales, con el que se financiaría parte del costo estimado de los estudios para el posible aprovechamiento hidroeléctrico del río Coca. El financiamiento

1/ Las metas y objetivos del proceso de desarrollo económico y social del Ecuador parecen señaladas en el párrafo 2.07 del presente informe mientras que, la apreciación del esfuerzo a realizar, se describe en el párrafo 2.08.

2/ En efecto el Banco financió el 67,2% de la Primera Etapa del Plan Nacional de Electrificación con los siguientes recursos: (a) un total de US\$18.900.000 del Fondo para Operaciones Especiales y (b) el equivalente de US\$8.800.000 provenientes de los recursos canadienses administrados en ese momento por el Banco con condiciones sumamente concesionales. (Ver Capítulo IV-G, Evaluación de los préstamos 114/SF-EC, 115/SF-EC y 18/CD-EC).

recomendado con los recursos ordinarios de capital representaría el 17,1% del costo del proyecto y, el monto total de los eventuales préstamos con los recursos del Fondo para Operaciones Especiales el 9,1%.

- 3.26 La inclusión que se propone dentro del eventual financiamiento del Banco, del préstamo con recursos ordinarios de capital se explica principalmente en razón de los siguientes factores: (a) los efectos que la explotación de la riqueza petrolera está teniendo sobre la balanza de pagos, reservas netas internacionales y situación fiscal del Ecuador; ^{1/} y (b) que el proyecto cuyo financiamiento se ha solicitado configura una inversión que oportunamente va a generar recursos suficientes para recuperar su costo y una utilidad razonable sobre dicho costo. Por su parte, el uso parcial de recursos del Fondo para Operaciones Especiales se justifica, en base a la situación del país que recibiría el financiamiento, expuesta en el párrafo 2.08 de este documento y, además, en base al impacto del proyecto sobre sectores de población que se encuentran entre los más marginados del país.
- 3.27 El préstamo con recursos del Fondo para Operaciones Especiales para la ejecución del proyecto hidroeléctrico Paute I se propone por un monto de US\$16.500.000 y representaría el 33% del financiamiento del Banco propuesto para el proyecto, excluido de éste el costo de los estudios del aprovechamiento hidroeléctrico del río Coca. La determinación de dicho porcentaje ha sido efectuada en base a las consideraciones que se presentan a continuación:
- (a) La energía generada por Paute se consumiría aproximadamente en la siguiente forma: 39% por usuarios domésticos; 31% por el sector industrial; 16% en alumbrado y otros servicios públicos y 14% por establecimientos comerciales;
 - (b) De conformidad con los porcentajes anteriores, un 55% (39% + 16%) de la electricidad que Paute generaría sería utilizada en usos domésticos y en alumbrado y otros servicios públicos, beneficiando a una población activa que, en más de un 50%, percibe ingresos inferiores al equivalente de US\$240 al año. ^{2/} Por consiguiente, el 28% (50% de 55%, en números redondos) de la energía producida en Paute beneficiaría a consumidores domésticos de muy escasos recursos económicos.
 - (c) El consumo industrial y comercial, como se ha indicado, absorbería el 45% (31% + 14%) de la energía producida en Paute, incluyendo dichos sectores una proporción de pequeños artesanos y de modestos comerciantes que puede estimarse, muy conservadoramente, en un 10% por lo menos, de este consumo. En números redondos, por lo tanto, el 5% (10% de 45%) de la fuerza generada en Paute sería consumida por dichos artesanos y comerciantes de limitada capacidad económica.
 - (d) El 28% calculado en la forma que se indica en el literal (b),

^{1/} Ver párrafos 2.02 y 2.04 del presente informe.

^{2/} "Ecuador - Current Economic Situation", IDB, Economic and Social Development Department, Country Studies Division, Washington, D.C., June, 1974.

sumado al 5% estimado en el párrafo que antecede, totaliza el 33% que, del total de la energía generada en Paute, puede razonablemente estimarse que beneficiaría directamente a usuarios de muy reducida capacidad económica elegibles para el uso de recursos subvencionados de acuerdo con las políticas del Banco. El 33% así estimado, se ha aplicado al monto total de US\$50.000.000 del financiamiento del Banco -excluidos los recursos del Fondo para Operaciones Especiales por US\$1.500.000 que cubrirían parte del costo de los estudios de Coca- con el fin de establecer el monto ascendente a US\$16.500.000 del préstamo propuesto con Fondos Especiales para la ejecución del proyecto Paute I.

3.28 Conviene destacar que para financiar el total de divisas del contrato para la Presa de Embalse, que sería el que se financiaría parcialmente con recursos del Fondo para Operaciones Especiales, el prestatario destinaría divisas propias por US\$12.767.000 -sin incluir en este monto imprevistos y escalamiento de precios- que, de acuerdo con las políticas del BID, se usarían en los mismos mercados en que deberían usarse los recursos del Fondo para Operaciones Especiales propuestos por US\$16.335.000. Este hecho, considerando que los precios ofertados podrían llegar a ser más elevados en dichos mercados que si se abriera una competencia internacional más amplia, revela la importancia que el Ecuador concede a la percepción de financiamientos de bajo costo y amplio plazo de amortización, dado el estado actual de su economía y los esfuerzos que deberá realizar para acelerar su ritmo de desarrollo económico y social. 1/

3.29 Se estima procedente señalar, con respecto al financiamiento propuesto para este proyecto, que el mismo determinaría un cambio sustancial en el contexto del financiamiento anual que el BID concedería al Ecuador en 1974, con respecto a los años anteriores. En efecto, dentro del programa de préstamos para Ecuador para este año, además de los que aquí se recomiendan, figura una operación con recursos del Fondo para Operaciones Especiales por US\$4.000.000 para un Programa de Preinversión. En consecuencia, se tendrían los siguientes totales, por fuentes de recursos del Banco, de préstamos del BID al Ecuador en los últimos 5 años.

(en millones de US\$)

	<u>Total</u>	<u>Recursos Ordinarios de Capital</u>	<u>Fondo para Operaciones Especiales</u>	<u>Fondo Canadiense</u>
1974	55,5	33,5	22,0	-
1973	55,7	-	55,7	-
1972	39,8	10,1	29,7	-
1971	30,3	-	21,5	8,8
1970	32,5	-	29,7	2,8

1/ Ver párrafos 2.07 y 2.08.

- 3.30 Como puede observarse de la lectura de las cifras transcritas, el año 1974 marcaría un acentuado cambio en las condiciones históricas del financiamiento anual del BID al país, configurando un significativo endurecimiento de esas condiciones. Si bien el citado endurecimiento se justificaría por las nuevas posibilidades abiertas para el país por la explotación petrolera, se estima que, las condiciones de los préstamos propuestos, a excepción del plazo del préstamo que se recomienda con recursos del Fondo para Operaciones Especiales para cubrir parcialmente el costo de los estudios relativos al aprovechamiento hidroeléctrico del río Coca, sean las más favorables posibles.
- 3.31 El préstamo BID de Capital Ordinario se destinaría a cubrir la totalidad del costo básico 1/ en divisas del contrato que cubre la construcción del túnel de conducción, de la chimenea de equilibrio, del pozo de carga y la central subterránea, así como el montaje de equipos. Con el préstamo del BID por US\$16.500.000 proveniente del Fondo para Operaciones Especiales se financiaría el 56,1% del costo básico en divisas del contrato de construcción de la presa de embalse mientras que el préstamo por US\$1.500.000 con recursos de ese mismo Fondo cubriría el 56,5% del costo total de los estudios de pre factibilidad y factibilidad del aprovechamiento hidroeléctrico del río Coca.
- 3.32 De conformidad con lo expresado en los párrafos precedentes, las condiciones que se recomiendan para los tres préstamos propuestos, son las siguientes:

	Préstamo Capital Ordinario	Préstamo Fondos Especiales (Proyecto Paute)	Préstamo Fondos Especiales (Estudios Coca)
Intereses <u>2/</u>	8%	1% y 2%	1% y 2%
Plazo de amortiza- ción <u>3/</u>	20 años	40 años	25 años
Período de gracia en pago de principal	5 años	10 años	10 años
Comisión de compro- miso	1,25%	0,5%	0,5%

En lo que respecta al financiamiento parcial de los estudios del posible aprovechamiento hidroeléctrico del río Coca procede señalar que: (a) el préstamo propuesto cubriría la totalidad de los costos en divisas estimados para dichos estudios; (b) como el proyecto de inversión correspondiente no estaría en operación hasta el año 1984, los 10 años de gracia en el pago del principal recomendados permitirían que la amortización del préstamo se iniciara simultáneamente con la obtención de ingresos generados por dicho proyecto y, por

1/ Sin incluir imprevistos y escalamiento de precios.

2/ En los préstamos con recursos del Fondo para Operaciones Especiales, 1% durante el período de gracia y 2% posteriormente.

3/ Incluye período de gracia.

último, (c) dado que el préstamo propuesto está destinado a estudios y es de muy reducido monto, se estima que no es necesario llegar, en este caso, al límite posible de 40 años para su amortización.

- 3.33 Con el fin de facilitar los trámites jurídicos y teniendo en cuenta que la República del Ecuador tendría la responsabilidad del cumplimiento, a través de INECEL, de todas las condiciones especiales establecidas en el eventual contrato, se recomienda que los tres préstamos propuestos sean otorgados directamente a la República del Ecuador. La República, en calidad de prestatario, recibiría los recursos del Banco y, mediante convenio suscrito con INECEL - respecto al cual se recomienda su presentación al BID antes del primer desembolso del financiamiento recomendado 1/ transferiría a esta última entidad: (a) los recursos de Capital Ordinario y del préstamo por US\$1.500.000 proveniente del Fondo para Operaciones Especiales para los estudios de Coca en las mismas condiciones en que dichos recursos hubieren sido otorgados a la República, y (b) los recursos del Fondo para Operaciones Especiales, correspondientes al préstamo propuesto por US\$16.500.000, en los siguientes términos financieros normalmente establecidos para operaciones con Capital Ordinario: interés, 8% anual; plazo de amortización, incluyendo el período de gracia, 20 años; período de gracia, 5 años; comisión de compromiso, 1,25% sobre saldos no desembolsados. Con la diferencia entre los montos de los pagos periódicos de principal, intereses y comisión de compromiso que realizaría INECEL en base a las condiciones precedentemente enumeradas, y los pagos por los mismos conceptos que la República efectuaría al Banco de conformidad con las condiciones que se establecerían en el contrato del préstamo por US\$16.500.000 con Fondos Especiales, se constituiría, de acuerdo con los planes del Gobierno Ecuatoriano al respecto, el denominado Fondo Especial para Conexiones de Servicios a Consumidores de Bajos Recursos (Fondo de Electrificación Popular).
- 3.34 Con los recursos por un monto estimado de US\$3.679.000 que, en virtud de las diferencias de pagos indicados, se acumularían en el Fondo de Electrificación Popular, se atenderían dentro del sector eléctrico, las necesidades de instalación y mejoramiento de las clases más pobres (acometidas, instalaciones interiores y otras labores). De esta forma, quedaría asegurada la percepción de las ventajas concesionales del FOE por parte de los beneficiarios finales de bajos ingresos.
- 3.35 Antes del primer desembolso de los préstamos recomendados, el prestatario sometería a la consideración del Banco la ley constitutiva del Fondo de Electrificación Popular 1/. Las bases generales de operación del Fondo, sin embargo, han sido ya elaboradas y se presentan en detalle en el Apéndice N de este informe.

1/ Ver Proyecto de Resolución.

3.36 En el citado Apéndice N se señalan, entre otros aspectos del Fondo de Electrificación Popular, los siguientes: (a) los pagos de principal e intereses serían efectuados por INECEL al Banco Central del Ecuador. Este último, que tendría a su cargo, como agente financiero de la República, la realización de los pagos por servicio de la deuda del BID, retendría las diferencias a que se ha hecho mención anteriormente y las depositaría en la cuenta del Fondo que se mantendría en el Banco Central; (b) serían beneficiarios del Fondo los habitantes que, preferentemente localizados en regiones con redes de distribución secundarias, tengan un total de ingresos familiares inferior a tres salarios mínimos vitales; 1/ (c) la ayuda a los beneficiarios del Fondo se concedería mediante créditos a un plazo de 5 años y con un interés anual del 6% que otorgarían las empresas eléctricas regionales, las cuales, a su vez, obtendrían los recursos de INECEL mediante solicitudes debidamente formuladas y amparadas por programas detallados de acción; (d) INECEL verificaría el avance de las actividades financiadas con recursos del Fondo y, dentro de los 90 días posteriores al cierre de cada ejercicio económico, presentaría un informe al BID detallando, entre otros aspectos, el movimiento del Fondo, número y costo de las conexiones efectuadas, longitudes de las redes de distribución secundaria tenidas y capacidad de los transformadores instalados en dichas redes.

3.37 En cuanto al financiamiento parcial por parte del Banco de los estudios relativos al posible aprovechamiento hidroeléctrico del río Coca, el préstamo por US\$1.500.000 con recursos del Fondo para Operaciones Especiales recomendado a ese fin, no obstante su carácter concesional, no sería objeto del procedimiento "dos pasos" que, de conformidad con la descripción anteriormente expuesta, operaría en el caso del otro préstamo propuesto con recursos del FOE, sino que sería transferido a INECEL en las mismas condiciones establecidas para la República del Ecuador. Este arreglo parece razonable en vista de la naturaleza del trabajo a efectuarse, estudios de prefactibilidad y factibilidad, y el hecho de que INECEL normalmente sería elegible para recibir tal financiamiento directamente bajo los términos del FOE.

3.38 Los créditos paralelos indicados en el cuadro del párrafo 3.22 se refieren al financiamiento que INECEL está gestionando con varias instituciones de promoción de exportaciones en países capaces de proveer los componentes mayores de equipo eléctrico y materiales requeridos para el proyecto. Se prevé que estos créditos de exportación, por US\$20.842.000, cubrirían el 85% del precio CIF de los contratos para la tubería de presión, compuertas, válvulas, puente grúa, generadores, turbinas y transformadores, incluyendo los imprevistos generales y provisiones de escalación correspondientes. INECEL, con un aporte de US\$3.112.000, cubriría el 15% restante de los mencionados contratos en la forma de un "downpayment" a los

1/ Por cuanto el importe del salario mínimo vital es en Ecuador de S/2000 al año, los ingresos anuales correspondientes a 3 salarios mínimos vitales ascenderían a S/6000, equivalentes a US\$240 al año (ver párrafo 2.08 del presente informe).

proveedores. Los gastos financieros de estos créditos durante el período de ejecución del proyecto se estiman en US\$3,25 millones.

- 3.39 Las informaciones recabadas por el BID con motivo de los estudios para el financiamiento de otros proyectos hidroeléctricos recientes permiten considerar como viable la obtención de estos créditos paralelos de exportación, de conformidad con las condiciones que usualmente otorgan los países del llamado Acuerdo de Berna, a saber:

- Proporción financiada: 85% del suministro.
- Intereses: Alrededor de 8% por año.
- Plazo de amortización: 10 años como mínimo a partir de la puesta en servicio de la central hidroeléctrica.

- 3.40 Con el fin de interesarlos en el proyecto y obtener cartas preliminares de intención, una misión de INECCEL visitará a los organismos de crédito de exportación de los principales países susceptibles de fabricar el tipo de equipo requerido por Paute. Para preparar el camino de la misión, el Banco, a solicitud del Gobierno ecuatoriano y sobre la base de la información contenida en este informe, confeccionó un documento en el cual se explican todos los aspectos salientes de la operación propuesta. Este documento de consulta paralela, que ya se ha distribuido a los organismos mencionados en Europa, EE.UU., Japón y Canadá, contiene información suficiente, de acuerdo con la experiencia del Banco en otros casos similares, para cubrir las preguntas que puedan surgir a las autoridades de tales organismos de financiamiento de exportación. En todo caso, en los proyectos de resolución recomendados para los préstamos con recursos de Capital Ordinario y del Fondo para Operaciones Especiales por US\$16.500.000, se ha establecido que el prestatario, dentro de los 6 meses posteriores a la firma del contrato, deberá presentar al Banco, por intermedio de INECCEL, la evidencia de que existe disposición favorable de instituciones de crédito de exportaciones de los países industrializados para financiar, en condiciones satisfactorias, los bienes cuya adquisición se proyecta llevar a cabo con el crédito que concederían dichas instituciones. (Ver citados Proyectos de Resolución).

- 3.41 Como demuestra el plan financiero del proyecto Paute, INECCEL aportaría la mayor parte (63,2%) de los recursos requeridos para su ejecución. El aporte del Instituto consistiría en el equivalente de US\$123.658.000, dividido entre: (i) US\$57.332.000 para cubrir totalmente los costos en divisas de la ingeniería y administración, los gastos financieros (excepto la inspección y vigilancia del BID) y los gastos sin asignación específica y aproximadamente el 25% de los costos directos externos del proyecto; y (ii) el equivalente de US\$66.326.000, para financiar todos los gastos en moneda local. (Ver proyecciones financieras en el Capítulo IV y el Apéndice L.).

3.42 Se considera que la distribución porcentual de las fuentes de financiamiento del proyecto Paute entre el BID (26,2%), créditos paralelos (10,6%) y aporte local (63,2%), refleja un nivel satisfactorio de participación de fuentes externas en la operación, así como una utilización sustancial de recursos propios de INECEL. Además, con el programa de financiamiento externo previsto para INECEL durante los próximos 10 años se demuestra claramente que el Instituto y la República del Ecuador estarían orientando adecuadamente las posibilidades de obtención de crédito externo para desarrollar el sector energético dentro de límites aceptables de endeudamiento. Sobre las bases citadas, en el año 1977 el endeudamiento de INECEL llegaría a un punto máximo, cuando el Instituto tendrá una relación de deuda/patrimonio de 1.04:1 (ver párrafo 4.55) la que se considera aceptable para empresas de esta naturaleza.

3.43 El origen y uso de las monedas para el financiamiento del proyecto sería el siguiente:

(en miles de US\$ o su equivalente)

	<u>Origen de Fondos</u>		<u>Gastos a Efectuarse</u>		<u>Total</u>	<u>%</u>
	<u>Externa</u>	<u>Local</u>	<u>Externa 1/</u>	<u>Local</u>		
BID	51.500	-	51.500	-	51.500	26,2
Créditos Paralelos	20.842	-	20.842	-	20.842	10,6
INECEL	<u>57.332</u>	<u>66.326</u>	<u>57.332</u>	<u>66.326</u>	<u>123.658</u>	<u>63,2</u>
Totales	<u>129.674</u>	<u>66.326</u>	<u>129.674</u>	<u>66.326</u>	<u>196.000</u>	<u>100,0</u>
Porcentajes	(66,2)	(33,8)	(66,2)	(33,8)	(100,0)	

3.44 En el Capítulo IV de este informe se analizan en detalle las proyecciones financieras de INECEL que demuestran la viabilidad financiera de la operación propuesta.

E. Estado de los Estudios y Diseños

3.45 El proyecto fue estudiado a nivel de factibilidad por la firma de ingenieros consultores Chas. T. Main (EE.UU.) y actualmente se están terminando los trabajos de diseño con la ayuda de la firma IECO, para lo cual INECEL ha contado con el préstamo BID 315/SF-EC, y se tienen diseños avanzados y especificaciones de la mayor parte de las obras que forman parte de la primera etapa del proyecto hidroeléctrico. (Ver evaluación del Préstamo 315/SF-EC, Capítulo IV).

1/ Representa sólo costos directos en divisas (ver párrafo 3.21).

F. Juicio sobre la Bondad Técnica del Proyecto Paute

- 3.46 Desde el punto de vista geológico el proyecto Paute se situaría básicamente en rocas intrusivas de excelente calidad. Como puede verse en el Apéndice D, estas rocas intrusivas afloran de un extenso batolito que es el origen de las curvas forzadas del río en el sitio de la "Cola de San Pablo". La represa y cerca del 80 por ciento del túnel de conducción quedarían ubicados en ese tipo de rocas. El resto del túnel, la chimenea de equilibrio, el pozo de caída y la central subterránea serían excavados en esquistos con diques basálticos intercalados.
- 3.47 Las rocas constituyentes del batolito son granodioritas; estas rocas son duras, poco fracturadas y de muy buenas condiciones para ubicar la presa. En cuanto a los equisitos, muestran muy buenas características físicas y mecánicas y, en general, no se esperan mayores problemas en su excavación.
- 3.48 Los trabajos exploratorios llevados a cabo por INECEL bajo la dirección de los consultores, mediante galerías y sondajes con tala-dro, han permitido confirmar que las condiciones geológicas son muy favorables para el tipo de estructuras que forman la primera etapa de Paute y que las rocas interesadas por el aprovechamiento hidroeléctrico son de buena calidad y resistencia mecánica.
- 3.49 El dimensionamiento del proyecto, del embalse y de sus obras de aducción se apoya en información hidrológica que comprende cuando menos un período, de un año, de extraordinario estiaje. Este dimensionamiento ha partido de un estudio de regulación del río Paute tomando en cuenta el factor de carga previsto para la central hidroeléctrica dentro del Sistema Nacional Interconectado y distintas alturas y tipos de presas, particularmente presas de arco de hormigón y presas de enrocado. La potencia final del aprovechamiento hidroeléctrico y la de la primera etapa se definieron mediante estudios económicos de sus diversas obras y los últimos antecedentes sobre los recursos hídricos disponibles. De acuerdo con estos estudios la potencia final, de 1.000 MW, y de la primera etapa, de 400 MW, ^{1/} se hallan en puntos económicos óptimos. (Ver párrafos 3.74 y 3.82).
- 3.50 Para una producción energética media de 3.340 millones de KWH y sobre la base de una rentabilidad anual del 9% sobre la inversión inmovilizada en la central hidroeléctrica, equipada con 400 ^{1/} MW de capacidad generadora, y la línea de transmisión a Guayaquil, se calcula que el costo promedio del KWH entregado al Sistema Nacional Interconectado representará alrededor de 7 milésimas de US dólar, que se compara favorablemente con los valores obtenidos en proyectos latinoamericanos similares, por ejemplo Chivor (Colombia).

^{1/} Paute I consiste de dos fases; durante la primera, objeto del presente análisis, se instalaría capacidad generadora de 200 MW. Para la segunda fase (1980-81) se instalarían otras dos unidades de generadores/turbinas/transformadores, elevando la potencia de generación hasta 400 MW.

G. Ejecución del Proyecto

1. Modalidad de Ejecución

- 3.51 La construcción de Paute será llevada a cabo por INECEL empleando para ello firmas de contratistas de obra y de proveedores. Las adquisiciones de equipos, materiales y servicios de contratistas de obra serán realizadas mediante licitación pública internacional; se exceptúan solamente la construcción de vías de acceso y del campamento para el personal de INECEL, que se efectuarán por licitaciones restringidas al ámbito nacional y se pagarán exclusivamente con recursos nacionales adicionales al aporte local del proyecto. 1/ Todas las construcciones costeadas con fondos del préstamo del BID estarán sujetas a las políticas del Banco en materia de elegibilidad de los posibles participantes de acuerdo con el tipo de fondos.
- 3.52 La dirección técnica y administrativa de las obras de Paute estará a cargo básicamente del personal técnico de INECEL, contando para ello con la asesoría de una firma consultora de reputación internacional que tendrá la responsabilidad final de llevar el proyecto a buen término. (Véase Organigrama en el Apéndice F). Esta firma asesora deberá seleccionarse por concurso siguiendo las políticas del BID en la materia. Se recomienda que en el contrato de préstamo se establezca la condición de que esta firma consultora sea contratada antes del primer desembolso de los recursos de los créditos BID. La inspección de la fabricación de equipos será encargada a firmas especializadas en ese tipo de servicios.
- 3.53 Por la gran importancia y complejidad de la obra de Paute se ha convenido con INECEL que el Grupo de Consultores Especiales (Board of Consultants) que viene asesorando al organismo, continúe vigilando el desarrollo del proyecto. Los informes del Grupo serían puestos a disposición del Banco, regularmente, luego de cada visita a la obra. Debido a la importancia que para la buena marcha del proyecto representa la labor de este Grupo de Consultores, se recomienda que se establezca en el contrato de préstamo el requisito de que INECEL deberá formalizar el contrato respectivo con estos consultores antes del primer desembolso del eventual préstamo para el proyecto Paute.
- 3.54 En cuanto a los estudios de Coca, INECEL contratará una firma de ingenieros consultores para que se encargue de ejecutarlos. La firma, que será seleccionada por concurso siguiendo los lineamientos de las políticas del Banco, quedará sujeta a la vigilancia de una oficina especial de INECEL que tendrá a su cargo todo lo referente a esta parte del Proyecto. Se recomienda que el contrato de préstamo correspondiente incluya la condición

1/ Estas obras se están llevando a cabo por el Consejo Provincial de El Oro y el Departamento de Obras Públicas de la Provincia, bajo contratos firmados entre INECEL y tales entidades. El costo de estas obras no se ha incluido en el presupuesto aquí presentado.

de que esta firma consultora sea contratada antes del primer desembolso de los recursos del BID.

- 3.55 Para supervisar la construcción del Proyecto, INECCEL conformará la Jefatura del Proyecto Paute, I Etapa, dentro del marco estructural de la Dirección del Sistema Nacional de Generación y Transmisión, en la División de Construcción de esa Dirección.
- 3.56 La Jefatura del Proyecto Paute sería la unidad de trabajo de campo que vigilaría y se responsabilizaría porque la construcción de las diferentes obras y el montaje y erección de los varios equipos del proyecto se ejecuten de acuerdo con los diseños, las especificaciones y normas técnicas, y las estipulaciones de los contratos respectivos.
- 3.57 La Jefatura del Proyecto contaría con los necesarios Grupos de Fiscalización que se determinarían oportunamente de acuerdo con la naturaleza de las obras y el Plan de Trabajos del, o de los contratistas de la construcción. Además, tendría un grupo administrativo, también ubicado en el campo, que se encargaría de suministrar los servicios necesarios para que el personal de la Jefatura pueda cumplir con sus obligaciones y tareas específicas.
- 3.58 Por otra parte, la Jefatura de Programación-Coordinación de la División de Construcción se encargaría principalmente de las siguientes gestiones en la ejecución del proyecto.
- (a) Coordinar la supervisión de la fabricación de los diferentes equipos electromecánicos;
 - (b) Preparar los programas de construcción del proyecto, en coordinación con la Jefatura de Campo y los contratistas;
 - (c) Emitir informes periódicos de avance del proyecto que faciliten la evaluación del cumplimiento del programa y del presupuesto de construcción y la adopción de las medidas correctivas necesarias.

Finalmente, la División Administrativa de la Dirección del Sistema Nacional se encargaría de llevar la administración de los fondos con que se financiaría el proyecto, -entre ellos, los recursos provenientes de los préstamos del BID- de llevar la contabilidad del proyecto, y de proveer los servicios administrativos generales que se requieran.

- 3.59 Para la fase de operación del Proyecto Paute I Etapa, éste pasaría a la División de Operación y Mantenimiento y sería incluido dentro del Distrito de Operación del área en que se encuentra ubicado. La División de Operación y Mantenimiento de la Dirección del Sistema

Nacional, estará conformada en 1976, a la finalización de la construcción del proyecto Pisayambo, I Etapa.

- 3.60 La coordinación del uso de la energía del proyecto Paute I con la de otras centrales que estarán en funcionamiento en el Sistema Nacional en 1978 (Pisayambo, I Etapa, y Térmica Norte) lo haría el Centro de Despacho de Carga de la referida División de Operación y Mantenimiento.
- 3.61 INECEL está tomando las providencias necesarias para adiestrar al personal requerido para la construcción y operación del proyecto Paute I, utilizando los convenios y relaciones que mantiene con organismos nacionales de electrificación de otros países americanos, como la Comisión Federal de Electrificación de México y ENDESA de Chile.

2. Calendario de Construcción, Inversiones y Licitaciones

- 3.62 En el supuesto de que el financiamiento externo quede asegurado en el segundo semestre del presente año, y puedan suscribirse los contratos de préstamo con el BID dentro de ese lapso, sería posible tener en funcionamiento las dos primeras unidades de Paute en 1979, coincidiendo con las necesidades adicionales de potencia y energía previstas para el Sistema Nacional Interconectado; esto significa un plazo de ejecución de 5 años. El Apéndice G muestra gráficamente el programa general de construcción de Paute. Se estima por otra parte que los estudios de Coca demandarían unos 2 años, 1975 y 1976 ^{1/}. Se calcula que ambos cronogramas son realistas y pueden cumplirse razonablemente.
- 3.63 Para cumplir con el cronograma de construcción previsto en el Apéndice G, y la ejecución de los estudios de Coca, se requieren inversiones en las cuantías que aparecen en el cuadro del Apéndice H. En este mismo cuadro se muestra el calendario de desembolsos de los recursos del eventual préstamo del BID, de los créditos paralelos y del aporte local.
- 3.64 De acuerdo con el cronograma de construcción de Paute y el correspondiente presupuesto de costos, la contratación de las obras y de los equipos fijos de la central hidroeléctrica será llevado a cabo conforme a un programa presentado al Banco por INECEL. Este programa, que aparece en el Apéndice I, ha sido revisado conjuntamente con el personal técnico del Instituto y el mismo se considera adecuado al cronograma de ejecución previsto. En el Apéndice I se detallan los paquetes de licitación con el monto estimado de cada contrato, incluyendo imprevistos y escalonamiento y el origen de los recursos que serán utilizados para financiar su costo.

^{1/} Para poder iniciar las obras del proyecto hidroeléctrico Coca a fines de 1978, permitiendo que la central se ponga en marcha aproximadamente por 1984, será necesario que INECEL contrate la preparación de los diseños finales durante 1977-1978.

3. Inspección y Vigilancia del BID

- 3.65 La inspección y vigilancia del proyecto puede quedar a cargo del Especialista Sectorial en Energía que cumple actualmente estas tareas en los préstamos 314/SF-EC y 18/CD-ES (Pisayambo) y 315/SF-EC (Diseños de Paute).

H. Aspectos Ambientales y Energéticos

- 3.66 La formación de un embalse como el propuesto en Paute suscita alguna aprehensión en lo que dice relación con el mantenimiento de las condiciones ecológicas en la zona interesada por el proyecto. En este caso, la presa quedará localizada en el punto en que el río Paute cambia bruscamente de pendiente, pasado de ser un río suave a un régimen de torrente y atravesando una región selvática de difícil acceso. Con la construcción de la presa no se modifican sensiblemente las condiciones actuales debido a la pequeña superficie del embalse y al régimen torrencial aguas abajo que permite una oxigenación completa del agua descargada por el aliviadero o por las turbinas antes de llegar a los valles inferiores del Paute donde existen algunas pequeñas concentraciones urbanas. Debe agregarse que en los ríos de la zona no existen especies migratorias, de tal manera que es innecesaria la provisión de escalas para peces. El arrastre de sólidos en la cuenca vertiente al embalse se estima en cerca de 1 millón de metros cúbicos por año con lo cual el embalse muerto (20 millones de metros cúbicos) por debajo del nivel mínimo de operación quedaría ocupado en unos 20 años. Sin embargo, como se explicó, inmediatamente aguas arriba del embalse de Amaluza se construirá la presa de Mazar cuyo embalse (360 millones de metros cúbicos) será ampliamente suficiente para acomodar varias veces la sedimentación que pudiera formarse en el curso de toda la vida útil del aprovechamiento hidroeléctrico (50 a 60 años).

I. Justificación Económica del Proyecto

1. El Mercado de Energía

- 3.67 Para realizar los estudios del mercado de energía eléctrica y definir las metas de requerimientos, INECEL ha realizado los estudios que toman en cuenta varios factores y en especial: la tasa de crecimiento de la población, el número de habitantes que disponía de servicio eléctrico, considerando varios grupos de población (urbana, periférica, cabeceras parroquiales y rural), definición de un programa para extender el servicio eléctrico y determinación del crecimiento de la demanda de energía y potencia por clase de consumidores en base a una encuesta (abonados residenciales, comerciales e industriales).

- 3.68 A los efectos de complementar los estudios anteriores sobre la base de una relación funcional específica, se efectuó una investigación especial sobre la relación entre el consumo de energía per cápita y el producto interno bruto per cápita a costo de factores. Los resultados principales de los estudios mencionados en los dos párrafos anteriores, se analizan a continuación.
- 3.69 Según se indicó en el Capítulo II, la meta del plan de desarrollo eléctrico señala para 1980 un consumo de 344 KWH por habitante y de 77 vatios per cápita. Para lograr tal objetivo se parte del supuesto de una tasa anual de crecimiento de la demanda de energía de un 13,4%. A más largo plazo, dentro del horizonte de tiempo del período 1980-2000 la meta del plan tiene por objetivo lograr un consumo medio por habitante similar al logrado por los demás países de América del Sur. Esto significará un consumo de 3.570 KWH per cápita y una potencia de 778 vatios por habitante, lo que implicaría en el citado período 1980-2000, una tasa de aumento de la demanda de un 16,2% anual. En el período de 1964-70 el crecimiento anual de la demanda total de energía fue de un 10,2% y el aumento per cápita por año de un 7%. Sin embargo, a fines de la década el crecimiento per cápita de la demanda experimentó una aceleración considerable, aumentando de 6,2% en 1967 a 8% anual en 1970-72. 1/
- 3.70 De acuerdo con lo anterior, INECEL hizo una proyección independiente del crecimiento de la demanda de energía para 1973-80 en base al pronóstico de crecimiento del producto interno bruto establecido en el Plan de Transformación y Desarrollo (10,1% anual). 2/. Para ésto se utilizó la metodología de relacionar el aumento en el consumo per cápita de energía con el crecimiento por habitante del producto interno bruto, 3/ variables éstas que muestran históricamente y en un considerable número de países una relación bastante estable.
- 3.71 La demanda de potencia se proyecta que aumente de 212 MW en 1971 a 660 MW en 1980, aumentando a una tasa anual de un 15,2%. 4/ En lo que respecta a las características de la demanda de energía eléctrica en el Ecuador, en 1971 un 39% se originaba en el consumo residencial, un 14,7% provenía de consumidores comerciales, un 32% del sector industrial y el resto de alumbrado público y otros usos. Se proyecta que para 1980 la estructura del consumo de energía no se altere en grado apreciable, manteniéndose las proporciones del consumo residencial y comercial, pero incrementándose la demanda del sector industrial y disminuyendo relativamente otros usos y alumbrado. 5/ El mayor crecimiento se proyecta en el sector industrial (17,2% anual) y residencial (14,4% anual) para el período 1971-80).

1/ Ver Cuadro No. 1 del Anexo Estadístico.

2/ Ver Cuadro No. 2 del Anexo Estadístico.

3/ Aoki, H. "Long Range Forecasting of the Demand for Electric Energy".

4/ Ver Cuadro No. 6 del Anexo Estadístico.

5/ Ver Cuadro No. 3 del Anexo Estadístico.

3.72 De acuerdo con el programa de electrificación que se ha previsto, se proyecta que la población servida con electricidad aumente de 2,5 millones en 1971, a 5,7 millones en 1980, o sea de un 38% a un 66% de la población total. En cuanto al aumento en el número de abonados, se espera este alcance a 773 mil consumidores residenciales en 1980 con respecto a 257 mil en 1971. Se supone que la relación habitantes por abonado, descienda de 9,7 en 1971 a 7,4 en 1980. 1/

3.73 La mayoría de la población que recibe servicio eléctrico en la actualidad, radica en las zonas urbanas (91%), mientras que las zonas periféricas y las zonas rurales carecen en la actualidad de este servicio. Por otra parte, un 36% de la población de las cabeceras parroquiales disfrutan de este servicio. Las metas del plan de desarrollo eléctrico para 1980 son proporcionar energía a un 100% de la población urbana, un 90% de las zonas periféricas y hasta 500.000 habitantes en las zonas rurales.

2. Análisis Económico de las Alternativas de Equipamiento del Programa de Desarrollo Eléctrico

3.74 Se ha llevado a efecto un estudio muy detallado de las alternativas más económicas para desarrollar el sistema nacional interconectado y la posición relativa y secuencia que el proyecto Paute tiene en el programa de desarrollo eléctrico. El criterio utilizado para la selección de alternativas fue el de minimizar el valor presente de la secuencia de inversiones y gastos anuales de los diferentes proyectos de generación, transmisión y transformación, de manera de obtener el menor costo por KWH. En la metodología utilizada se han definido tres tipos de alternativas: hidroeléctricas, termoeléctricas y mixtas. Estas últimas podrán analizarse una vez que se han definido las mejores alternativas hidráulicas o térmicas.

3.75 El estudio realizado para determinar la alternativa más económica del programa de desarrollo eléctrico seleccionó que la secuencia que minimiza el costo sería la interconexión entre Paute I y Paute II en la zona sur y Montúfar-Toachi-Pisayambo II-Coca I en la zona norte, seguido por Paute III al V y Coca II.

3.76 A continuación se indican las varias alternativas. Es conveniente aclarar que el sistema con interconexión inicial norte-sur es en general más económico que el sistema sin interconexión inicial:

1/ Ver Cuadro No. 4 del Anexo Estadístico.

Alternativas del Programa Hasta 1990 de Desarrollo
Eléctrico con Interconexión Inicial Norte-Sur

	Valor presente neto actualizado al 10% (millones de US\$)
a) Paute I-Montúfar-Toachi- Paute II-Pisayambo II-Coca I- Paute III al V-Coca II.	609,6
b) Paute I-Montúfar-Paute II- Toachi-Pisayambo II-Coca I- Paute III al V-Coca II	605,9
c) Paute I-Paute II-Montúfar- Toachi-Pisayambo II-Coca I Paute III al V-Coca II.	601,4
d) Paute I-Montúfar-Paute II- Coca I-Toachi-Pisayambo II- Paute III al V-Coca II	610,6
e) Paute I-Paute II-Montúfar- Coca I-Toachi-Pisayambo II- Paute III al V-Coca II	606,1
3.77 Por lo tanto, el desarrollo de equipamiento de potencia hidroeléctrica más favorable, para cubrir el mercado de energía del Ecuador en el período 1979-1990 para una tasa de crecimiento de la demanda de un 15,5% es la secuencia Paute I-Paute II-Montúfar-Toachi-Pisayambo II-Coca I-Paute III al V-Coca II. Se comprobó que esta alternativa sigue siendo la más favorable en el caso de que el crecimiento de la demanda de energía sea de un 12% anual.	
3.78 Para determinar un patrón que permita medir la economicidad de la alternativa hidroeléctrica seleccionada, se procedió a estudiar un equipamiento térmico (vapor) equivalente con centrales localizadas en los centros de consumo principales como son Guayaquil y Quito. Del análisis de la demanda se concluye que para una tasa de crecimiento de un 15,5% anual será necesario instalar una central en Guayaquil de 1.500 MW y otra en Santo Domingo de 900 MW. El valor presente de esta alternativa térmica sería de US\$749 millones, lo cual representa un costo del 30% mayor que la hidráulica más económica.	
3.79 Dadas las características del mercado eléctrico del Ecuador, que tiene un factor de carga del 50% y se considera que en el futuro no experimentará variaciones sustanciales, se observa que para el 50% de la demanda máxima sólo corresponde el 18% de energía. O sea,	

que como se dispone de proyectos hidroeléctricos con gran capacidad de generación, es necesario complementarlos con centrales a gas para trabajar al pico de la curva.

- 3.80 Por lo tanto, en el plan de desarrollo eléctrico se ha determinado la siguiente alternativa mixta como la más económica: se mantiene la secuencia de la alterantiva hidroeléctrica óptima antes mencionada y la fecha de entrada en servicio de los proyectos Paute I y II; se desplazan los proyectos Montúfar y Pisayambo II y Coca II, hasta aprovechar su máxima capacidad de generación y se instalan sucesivamente unidades de gas hasta una potencia total de 850 MW hasta 1990, es decir, el equivalente de los proyectos desplazados. El valor presente de esta alternativa mixta alcanza a US\$491 millones, o sea un 15% más económica que la mejor alternativa puramente hidráulica.
- 3.81 Para efectuar este plan habría que construir en síntesis las siguientes instalaciones:

Generación Hidroeléctrica	1.800 MW
(Paute I)	(200 MW)
Generación Termoeléctrica (gas)	850 MW
Líneas de Transmisión	
Período 1976-78	1.479 km. ^{1/}
Período 1983-86	356 Km.

Se estima que el costo promedio por KWH del sistema antes descrito y con los supuestos adoptados alcance a US\$0,011.

- 3.82 Es necesario hacer notar que en todas las alternativas del Programa de Desarrollo Eléctrico antes mencionadas, el proyecto Paute encabeza la secuencia de obras a realizar, demostrando que es el pivote inicial de desarrollo del sistema. Asimismo, considerando que Coca I debería entrar en inicio en el año 1984 y en función del plazo que demandarían los estudios del proyecto: prefactibilidad, factibilidad y diseños definitivos, la fase de estudios de prefactibilidad y factibilidad debe iniciarse en 1975. (Ver párrafo 3.62). La secuencia de proyectos podría tener variantes adicionales, dependiendo de una definición más precisa de los aspectos técnicos de las obras restantes.

3. El Proyecto Paute y su Comparación con la Alternativa Térmica

- 3.83 El proyecto hidroeléctrico Paute tiene un costo económico de inversión de US\$188,5 millones. Este costo económico excluye gastos financieros, escalamiento y costos concurrentes y adiciona algunos componentes no incluídos en el costo del proyecto como las obras civiles y equipos, línea de transmisión y subestaciones de transformación. La vida media de la central y la presa se estima en 50 años y la vida

^{1/} Incluye 433 kms. en la zona norte, 936 kms. en la zona sur y 110 kms. de interconexión sur-norte.

útil de la línea de transmisión y subestaciones se calculó en 30 años. Los costos de operación y mantenimiento incluyen los reemplazos interinos y gastos de administración y alcanzan a US\$3.6 millones anuales. Sobre estos supuestos el valor presente al 10% de este proyecto se estimó en US\$155.5 millones. 1/

- 3.84 Esta obra en su primera etapa se comparó con la alternativa térmica equivalente (400 MW) que tendría un costo de inversión estimado en US\$148.1 millones (excluyendo escalamiento), y un costo anual de operación y mantenimiento de US\$49.9 millones, incluyendo el costo de combustible (US\$48 millones) sobre la base de US\$8.8 por barril (precio de referencia de US\$7.4 por barril 2/ más precio adicional de US\$1.4 por barril que paga la Compañía ERINAM). En base a esos parámetros el valor presente al 10% de la alternativa térmica con una vida útil promedio de 30 años, sería de US\$338.6 millones. 3/
- 3.85 Es de notar que aún a tasas muy superiores al 20%, el proyecto Paute sigue siendo una alternativa más favorable que la opción de la central térmica equivalente.

J. Procedimientos de licitación

- 3.86 La Ley Básica de Electrificación expresa que los contratos para la realización de obras, adquisición de bienes y prestación de servicios se sujetarán a la Ley de Licitaciones. A su vez, por Decreto Supremo No. 1357, del 7 de diciembre de 1973, se facultó a INECEL para que procediera a precalificar a las personas jurídicas o físicas, nacionales o extranjeras, que puedan tener interés en intervenir en las licitaciones que INECEL convoque. Según esa disposición legal, sólo las firmas precalificadas por el Comité de Licitaciones de INECEL podrán intervenir en esas licitaciones.
- 3.87 La Ley de Licitaciones, por su parte, establece que cuando haya financiamiento internacional, se aplicarán a los procedimientos de licitación, adjudicación y contratación de obras, prestación de servicios o adquisición de bienes, las condiciones que se establezcan en los respectivos contratos de préstamo. Para el proyecto Paute se aplicarían los mismos procedimientos de licitación que se han utilizado en el proyecto Pisayambo; sólo se modificarían las reglas relacionadas con los montos de contratos que requieren licitación internacional, estableciendo US\$50.000 como el límite en el caso de capital ordinario y US\$25.000 cuando se utilicen recursos del Fondo para Operaciones Especiales. En el caso de contratación de los servicios de consultores la selección correspondiente se haría sin recurrir a la licitación con cotización de precios, sino se basaría en una evaluación de las calificaciones profesionales de los postulantes, de acuerdo a las políticas establecidas por el Banco en esta materia.

1/ Ver Cuadro 5 del Anexo Estadístico.

2/ Este análisis fue llevado a cabo cuando el precio de referencia era sustancialmente por debajo del actual (US\$13.70/barril). En consecuencia, puede considerarse la alternativa térmica aún menos económica, ya que con precios más altos de combustibles los costos de operación de las instalaciones térmicas suben a montos completamente prohibitivos.

3/ Ver Cuadro 6 del Anexo Estadístico.

K. Otros aspectos jurídicos del proyecto

- 3.88 Además de los aspectos señalados en otras partes de este informe, relacionados con licitaciones, el régimen jurídico del sistema nacional de electrificación y capacidad jurídica de INECEL, deben señalarse los siguientes:
- (a) En materia de expropiaciones, la ley dice que el Ministerio de Recursos Naturales y Energéticos hará la declaración pertinente, a pedido de INECEL, cuando fuere necesaria para sí o para las Empresas u otras Entidades de suministro de energía eléctrica de uso público. El expropiante depositará el precio correspondiente al del avalúo catastral vigente y podrá entrar de inmediato en posesión del inmueble expropiado. La expropiación es un acto irreversible.
 - (b) La ley determina que el Instituto Ecuatoriano de Recursos Hídricos - INERHI - deberá conceder a INECEL los derechos de aprovechamiento de agua que éste solicite, fundado en los respectivos estudios de prefactibilidad y factibilidad correspondientes al proyecto hidroeléctrico respectivo. INECEL y las Empresas Eléctricas Regionales quedarán exentos del pago de la tarifa pertinente al INERHI en esos casos.
 - (c) INECEL y las Empresas Eléctricas gozan del derecho de imponer servidumbres para tender líneas de transmisión y distribución y para colocar otras instalaciones propias del servicio eléctrico, en coordinación con el Ministerio de Obras Públicas.
 - (d) En materia de tarifas, el Decreto Supremo No. 135, que reformó la Ley Básica de Electrificación en ese aspecto y en otros, establece que corresponde al Directorio de INECEL aprobar las tarifas para los servicios de energía eléctrica, las cuales deberán cubrir los costos de operación y mantenimiento, las cuotas de depreciación, y la rentabilidad sobre la base tarifaria de acuerdo a lo que al respecto establece el Reglamento para Fijación de Tarifas de Servicios Eléctricos.
- 3.89 El marco legal arriba enunciado ha permitido al sector eléctrico ecuatoriano mejorar los niveles tarifarios completamente inadecuados que existían con anterioridad.
- 3.90 El cuadro siguiente da la evolución de los precios medios de venta del KWh, entre 1968 y 1971, de los 22 organismos más importantes que administran sistemas eléctricos públicos en el Ecuador, y cuya producción de energía supera el 90% de la generación de electricidad del país:

EVOLUCION DEL PRECIO MEDIO DE VENTA DEL KWH

Centavos de U.S. Dólar/KWH

<u>EMPRESA ELECTRICA</u>	<u>1968</u>	<u>1969</u>	<u>1970</u>	<u>1971</u>
<u>Area del Proyecto Paute</u>				
Cuenca	1.43	1.62	1.74	1.87
Gualaceo	-	3.02	3.02	3.02
Alausí	2.16	2.16	2.16	2.41
El Oro	4.11	4.33	4.25	3.71
Daule	3.73	3.80	3.74	3.83
Durán	2.46	2.41	2.51	N.A.
Del Ecuador (Guayaquil)	2.31	2.27	2.38	2.68
Península Sta. Elena	4.55	4.36	4.08	4.24
Loja	2.04	2.17	2.28	2.66
Quevedo	3.93	3.68	3.72	N.A.
Manta	2.40	2.32	2.35	2.94
Portoviejo	3.42	3.52	3.50	N.A.
Los Ríos	-	-	-	3.18
Promedio Area Paute	<u>2.31</u>	<u>2.31</u>	<u>2.41</u>	<u>2.69</u>
<u>Otras Areas del País</u>				
Bolívar	2.36	2.32	2.32	2.60
Montúfar	1.40	1.73	1.90	1.82
Tulcán	1.60	1.60	1.61	1.61
Riobamba	1.06	1.55	1.57	1.70
Esmeraldas	3.84	3.55	3.59	3.90
Ibarra	2.33	2.13	2.12	2.15
Quito	1.98	1.88	2.05	2.56
Santo Domingo	3.19	3.19	3.08	3.49
Ambato	<u>1.53</u>	<u>1.54</u>	<u>1.53</u>	<u>1.55</u>
Promedio País	<u>2.16</u>	<u>2.14</u>	<u>2.26</u>	<u>2.60</u>

Tipo de Cambio US\$1 = S/.25.00

3.91 Del cuadro anterior se observa que:

- (a) Los precios medios ocupan una amplia gama de valores. Los más bajos corresponden a sistemas con generación hidráulica; los más altos, a sistemas con pequeñas unidades diesel-eléctricas. Obviamente, esta variación de valores, también proviene del diferente tamaño de los mercados.
- (b) En el período 1968-1971 el precio medio de venta general del país, ha tenido un incremento del 20%. En ese mismo período, las empresas eléctricas del área del Proyecto Paute, han incrementado sus precios medios de venta en el 16,5%. Las tres Empresas Eléctricas más grandes del país han experimentado los siguientes incrementos:

<u>Empresa Eléctrica</u>	<u>Generación 1/</u>	<u>Incremento de precio medio, período 1968-71</u>
Del Ecuador	48,9%	16%
Quito	33,8%	29%
Cuenca	3,9%	31%

- 3.92 El precio tentativo establecido por INECEL para aplicar en sus ventas de energía en bloque a las empresas regionales es 14 milésima/KWH. Como se demuestra en el párrafo 4.50 se ha proyectado que este precio producirá una rentabilidad para el Instituto de aproximadamente 8,7% en 1985 y de tasas superiores en los años sub-siguientes. Con la recomendación presentada en el párrafo 4.64 INECEL se comprometería a mantener sus tarifas en un nivel que le permita cubrir todos sus gastos de operación, administración, mantenimiento y depreciación, así como producir una rentabilidad de 8,5% sobre sus inversiones inmovilizadas.

1/ En porcentaje de la generación total del país.

IV. EL ORGANISMO EJECUTOR

A. Personería jurídica y fines de INECEL

- 4.01 El ejecutor del proyecto sería INECEL, que es una persona jurídica de derecho público, con patrimonio y recursos propios, y con autonomía económica y administrativa. Su sede es Quito y se halla adscrito al Ministerio de Recursos Naturales y Energéticos.
- 4.02 INECEL tiene entre sus fines los de programar, coordinar y supervisar el desarrollo de todas las fases de la electrificación del Ecuador de acuerdo con la política energética que dicte el Gobierno para el país. Asimismo, tiene por objeto proyectar, financiar, construir, adquirir y operar obras de generación, de transmisión y distribución de energía eléctrica y las instalaciones y equipos necesarios para su funcionamiento. INECEL, en consecuencia, puede vender, intercambiar, comprar energía eléctrica o autorizar su negociación dentro del territorio ecuatoriano.
- 4.03 De lo que antecede se concluye que INECEL goza de capacidad jurídica para ejecutar el proyecto.

B. Organización de INECEL

- 4.04 INECEL ha sido reestructurado para acomodarlo en la mejor forma posible a la función principal que le toca desempeñar ahora, como empresa nacional de electrificación, encargada principalmente de la construcción y explotación de los grandes sistemas eléctricos propuestos en el Plan Nacional de Electrificación. La revisión ha consistido, básicamente, en distribuir las actividades de explotación entre dos divisiones mayores; una de ellas está a cargo de los grandes proyectos del Plan, mientras que la otra se entiende exclusivamente con los problemas de los sistemas eléctricos menores. Por razones prácticas la ejecución de los grandes proyectos será realizada por la misma división que se encargará posteriormente de su explotación. Las demás divisiones del organismo cumplen funciones de servicios para las dos divisiones operativas. El esquema estructural del Instituto puede apreciarse en el organograma del Apéndice J.
- 4.05 La Ley Básica de Electrificación (septiembre 1973) le otorga a INECEL adecuada autonomía administrativa y financiera, y establece claramente las atribuciones de su administración superior. En particular, están bien definidas y precisadas las respectivas funciones y facultades del Directorio 1/ y de la Gerencia General.

1/ Compuesto por 7 miembros ad-honorem, en representación de: Ministro de Recursos Naturales, Ministro de Finanzas, Ministro de Industria y Comercio, Junta Nacional de Planificación, Comando de las Fuerzas Armadas, Empresas Eléctricas del País, y Colegio de Ingenieros Eléctricos.

- 4.06 El personal directivo y técnico superior se compone de unos 150 profesionales, la mayor parte de los cuales son ingenieros con buena experiencia, que llevan varios años trabajando en el organismo. Se trata de un personal competente, capaz de hacerse cargo gradualmente de todas las tareas que demandará la expansión de los sistemas eléctricos de Ecuador, contando, desde luego, con el asesoramiento técnico de firmas consultoras para el estudio y ejecución de los proyectos de mayor entidad.

C. Administración Financiera

1. Dirección Financiera y Administrativa

- 4.07 La administración de los recursos financieros del INECEL está a cargo de la Dirección Financiera y Administrativa que depende de la Gerencia General. El organigrama de esta Dirección muestra una aceptable distribución de funciones que están a cargo de las secciones de: Contabilidad; Tesorería; Personal; Suministros y la de Presupuesto.
- 4.08 La Sección de Contabilidad tiene a su cargo el mantenimiento de los registros contables de la institución, los que son llevados de acuerdo a un plan de cuentas que formuló una firma consultora (International Middle West Service Co.). Si bien el plan de cuentas es aceptable, la forma en que se registran las operaciones no siempre es correcta, lo que determina dificultades para la interpretación de los estados financieros. (Ver párrafo 4.13).
- 4.09 Los registros contables utilizados para contabilizar las inversiones en los proyectos financiados parcialmente por los préstamos del Banco 18/CD, 314/SF y 315/SF son mantenidos dentro de la contabilidad general y permiten extraer la información necesaria para preparar los datos financieros del estado de los proyectos. La contabilidad presupuestaria es mantenida en forma independiente de la contabilidad patrimonial y en base al sistema de "caja", en tanto que la contabilidad patrimonial lo es en base al sistema de "devengado". La Dirección Financiera hasta la fecha no tiene establecido un sistema adecuado de información financiera a nivel gerencial.

2. Auditoría Interna

- 4.10 La auditoría interna del instituto está ubicada a un nivel aceptable, dependiendo directamente del Directorio. La actividad de la auditoría interna se ha limitado al control previo de los pagos que efectúa el instituto, por tanto que no se han desarrollado las funciones típicas de una auditoría interna.

3. Auditoría Externa

4.11 El examen de los estados financieros del instituto correspondientes a los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 1971 y 1972 fue efectuado por la Contraloría General de la Nación. La Contraloría indica en su dictamen las siguientes salvedades: (a) algunos pasivos en moneda extranjera al 31.XII.72 no se habían ajustado ante las variaciones del tipo de cambio y, (b) las depreciaciones del activo fijo se efectúan en forma global sin discriminar a qué bien afectan. Los estados financieros del ejercicio 1970 y anteriores no fueron dictaminados. Hasta la fecha de este informe no se han recibido los estados financieros del ejercicio 1973. No obstante, la entidad suministró información sobre origen de fondos y su uso hasta septiembre de 1973 que se ha utilizado en este análisis.

4.12 Debido a la magnitud del proyecto Paute, así como al crecimiento acelerado de las actividades financieras de INECEL se recomienda que los posibles contratos de préstamo estipulen que:

(a) INECEL debería presentar anualmente al Banco, dentro de los 120 días de cerrado su ejercicio económico comenzando con el ejercicio económico finalizado el 31 de diciembre de 1974, y durante la vigencia de dichos contratos de préstamo, los estados financieros e información financiera complementaria correspondientes a la Institución, al Fondo Nacional de Electrificación, y al proyecto que se financiaría, dictaminados por la Contraloría General de la Nación, de acuerdo con los criterios establecidos por el Banco. En el caso de que la Contraloría no pudiera efectuar en tiempo y forma los dictámenes requeridos, los estados financieros citados se presentarían dictaminados por una firma de contadores públicos independientes aceptable al BID, el costo de cuya contratación correría por cuenta de INECEL.

(b) Antes de los 30 días del inicio de cada ejercicio económico del ejecutor, y durante el período de ejecución del proyecto, INECEL presentará su programa de inversiones y de construcciones para el respectivo ejercicio, señalando las respectivas fuentes de financiamiento.

4. Reorganización Administrativa Contable

4.13 El instituto, teniendo en consideración las debilidades que existen en el área de su administración financiera-contable, contrató con sus propios recursos una firma consultora para efectuar un trabajo de reorganización administrativo-contable. Los términos de referencia para este trabajo, se consideran aceptables. Incluyen

la revisión del área de administración financiera; establecimiento de procedimientos de control de ejecución de proyectos; reorganización de la auditoría interna y el establecimiento de un sistema de información gerencial. Se estima que las etapas de diagnóstico y formulación de recomendaciones por parte de la firma consultora estarían finalizadas dentro de un período de seis meses. Para asegurar la implantación oportuna de estas mejoras del sistema financiero-administrativo de INECEL se recomienda que se establezca el requisito de que dentro de los 12 meses a partir de la firma de un eventual contrato de préstamo, el ejecutor deberá informar al Banco sobre las medidas que ha adoptado para poner en práctica las recomendaciones que formulen los consultores con respecto a este campo.

D. Análisis Financiero

1. Antecedentes

- 4.14 INECEL ha actuado hasta el presente, basicamente, captando recursos para la ejecución de obras eléctricas, cuya operación se le entrega luego a las empresas provinciales. INECEL mantiene un control sobre algunas de ellas ya que según se indicó el costo de las obras es convertido en aportes de capital. En otros casos INECEL entrega las obras en calidad de préstamo. En forma transitoria, INECEL ha explotado tres pequeños sistemas de suministro de energía (Manta, Durán y el Oro) que han sido de escasa significación dentro de la estructura de INECEL.
- 4.15 Los recursos para formar el patrimonio de INECEL desde el inicio de sus operaciones hasta mayo de 1970 estaban constituidos por aportes que efectuaba el Gobierno con recursos del Presupuesto de la Nación y con el producido de algunos impuestos que específicamente se destinaban al INECEL. En mayo de 1970 mediante la Ley No. 70-09 fue creado el Fondo Nacional de Electrificación cuyos recursos pasan a constituir el patrimonio de INECEL. Las fuentes de recursos que se destinaron al Fondo Nacional de Electrificación fueron las siguientes:
- (a) El 50% de los ingresos fiscales provenientes de la explotación minera, con la excepción de los yacimientos de hidrocarburos (este recurso no fue recaudado).
 - (b) Los siguientes porcentajes de los ingresos anuales que percibe el Gobierno por concepto de regalías y de derecho de transporte por los oleoductos del petróleo que produzca la región oriental del país:
 - 50% en los años 1972, 1973 y 1974
 - 35% del año 1975 en adelante.

4.16 Por decreto supremo del 10 de septiembre de 1973 se aprueba la nueva Ley Básica de Electrificación que establece que los principales ingresos de INECEL serán los siguientes:

- (a) El 47% de los ingresos que perciba el Fisco en concepto de regalías por la explotación de los recursos hidrocarbúricos del país y por los derechos de transporte de crudo por los oleoductos.
- (b) El producto de S/.0.05 por cada kilowatio-hora de energía vendida por las empresas eléctricas o por cualquier otra persona natural o jurídica. Este gravamen en enero de 1974 fue derogado.
- (c) Los ingresos que obtenga de la operación del Sistema Nacional Interconectado.

2. Estados de Situación

4.17 Los estados de situación correspondientes a los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 1970, 1971 y 1972 han sido reclasificados a los efectos del análisis financiero. En base a la información proporcionada por INECEL sobre el origen y aplicación de recursos en el período lo. de enero al 30 de septiembre de 1973 se proyectó el estado de situación al 31 de diciembre de 1973. Estos estados de situación en forma condensada son los siguientes:

Estados de Situación
(miles US\$) 1/

	<u>31/12/70</u>		<u>31/12/71</u>		<u>31/12/72</u>		<u>31/12/73</u>
	<u>US\$</u>	<u>%</u>	<u>US\$</u>	<u>%</u>	<u>US\$</u>	<u>%</u>	<u>US\$</u>
Activo							
Activo fijo	2.783.1	13.0	3.572.6	13.8	4.620.5	11.5	8.204.0
Activo corriente	3.658.4	17.1	4.252.0	16.4	8.601.0	21.3	9.726.0
Cuentas a Cobrar							
Corto Plazo	4.340.4	20.3	4.443.2	17.2	10.853.0	26.9	13.633.0
Propiedades e Inversiones	9.148.0	42.8	10.783.4	41.8	11.637.6	28.9	15.456.0
Prepago	1.463.9	6.8	2.809.5	10.8	4.589.6	11.4	6.198.0
Total Activo	21.393.8	100.0	25.860.7	100.0	40.301.7	100.0	53.217.0
Pasivo y Patrimonio							
Patrimonio	11.508.0	53.8	12.552.7	48.5	20.342.9	50.5	30.336.0
Corto Plazo	4.345.3	20.3	5.868.7	22.7	10.840.3	26.9	13.395.0
Activo corriente	1.674.6	7.8	2.486.5	9.6	5.577.5	13.8	5.945.0
Prepago	2.442.2	11.4	2.344.2	9.1	2.202.2	5.5	2.202.0
Pasivos	1.423.7	6.7	2.608.6	10.1	1.338.8	3.3	1.339.0
TOTALES	21.393.8	100.0	25.860.7	100.0	40.301.7	100.0	53.217.0

Ratio de cambio: \$25.00 por US\$1.-

- 4.18 Los activos del instituto aumentaron en el 20% en 1971 y en el 55% en 1972 en relación a los ejercicios inmediatamente anteriores. La estructura del activo muestra que su principal concepto ha sido el rubro "Otras Propiedades e Inversiones", aunque su importancia relativa dentro del total del activo disminuyó del 43% en 1970 al 29% en 1972. El rubro Cuentas a Cobrar a Largo Plazo en el período ha ido aumentando su importancia relativa, del 20% en 1970 al 27% en 1972, como también en valores absolutos en que se experimentó un aumento del US\$4.4 millones a US\$10.8 millones en los dos últimos ejercicios. Durante el mismo período el patrimonio ha representado aproximadamente el 50% de los activos. El endeudamiento a largo plazo ha aumentado su importancia; al 31 de diciembre representaba el 20% del total de los activos y a diciembre de 1972 el 27%. En valores absolutos el pasivo a largo plazo aumentó de US\$4.3 millones al 31 de diciembre de 1970 a US\$10.8 millones al 31 de diciembre de 1972. Durante 1973 los activos de la institución habrían aumentado en el 32%, y su estructura se habría mantenido sin variaciones de importancia. El patrimonio de la empresa al 31 de diciembre de 1973 representaría el 57% de los activos.

(a) Activo Fijo

- 4.19 El activo fijo representó al finalizar el año 1972 el 11,5% de los activos, y su evolución ha sido la siguiente:

(miles US\$)

	<u>31.12.70</u>	<u>31.12.71</u>	<u>31.12.72</u>
Activo Fijo en Servicio	4.243.5	4.259.5	4.263.4
Depreciación	<u>1.968.4</u>	<u>2.183.3</u>	<u>2.440.1</u>
Total Activo Fijo en Operación	<u>2.275.1</u>	<u>2.076.2</u>	<u>1.823.3</u>
Obras en Construcción	<u>508.0</u>	<u>1.496.4</u>	<u>2.797.2</u>
TOTAL	<u>2.783.1</u>	<u>3.572.6</u>	<u>4.620.5</u>

- 4.20 El activo fijo en operación corresponde al valor de las plantas de Manta y Durán, como también al valor de un buque generador de energía. Durante el período examinado no se han efectuado inversiones de importancia en estos activos. El rubro obras en construcción, ha aumentado su valor de US\$508 mil a US\$2.8 millones, e incluye los montos invertidos en el proyecto Pisayambo que al 31 de diciembre de 1972 alcanzaban a US\$966.700.

(b) Activo Corriente

- 4.21 El activo corriente ha incrementado su importancia durante el período examinado, pasando de representar el 17% del total de los activos al 31 de diciembre de 1970, al 21% al finalizar 1972. Al 31 de diciembre de 1972 el principal concepto del activo corriente lo constituían las disponibilidades por un total de US\$3.9 millones y que representan el 45% de estos activos.
- 4.22 Las cuentas a cobrar a consumidores han aumentado en valor absoluto, pasando de US\$410 mil en diciembre de 1970 a US\$1 millón en 1972. Debido a que la actividad básica de INECEL no es la explotación de sistemas eléctricos, sino la venta en bloque de energía a las empresas regionales, este rubro representa únicamente el 12% de los activos corrientes y el 2,6% del total de los activos. Los saldos a cobrar se distribuyeron al 31.12.72 en la forma siguiente:

(miles US\$)

El Oro	591.1
Manta	452.1
Durán	11.5
TOTAL	<u>1.054.7</u>

- 4.23 INECEL desde julio de 1972 ha dejado de vender energía y del saldo de cuentas a cobrar el principal deudor es la empresa eléctrica El Oro, por un monto equivalente a US\$537 mil. Este saldo no ha sido cobrado por INECEL debido a que se decidió que esa empresa utilizará estos recursos para financiar parcialmente inversiones en activo fijo y actualmente el Directorio de INECEL está considerando el convertir esta deuda en acciones de esa empresa. El resto de las cuentas a cobrar provienen de servicios prestados a varias municipalidades y tienen una antigüedad superior a seis meses. La empresa no prepara regularmente un análisis de la antigüedad de las cuentas a cobrar a consumidores.
- 4.24 El saldo de cuentas a cobrar por la empresa Manta se integra en el 62% por el monto adeudado por la empresa eléctrica Portoviejo, que mantiene saldos sin pagar desde agosto de 1970; las entidades públicas adeudan el 36% del saldo que en la mayoría de los casos llegan a 270 días de antigüedad. De acuerdo a lo comentado anteriormente la cobranza de estos activos corrientes sería muy difícil.
- 4.25 No obstante la disminución progresiva que se preve en la importancia relativa de las cuentas a cobrar actuales de INECEL, se estima que el Instituto debe tomar medidas efectivas para determinar la disposición específica de las mismas. También se considera importante que INECEL comience a formular reglas conducentes a la

cobranza de los pagos adeudados por las empresas regionales, ya que estas actividades ganarán en importancia una vez que el sistema interconectado esté en marcha y el Instituto aumente significativamente sus ventas de electricidad en bloque a estas entidades. Por lo expuesto se recomienda que en el eventual contrato de préstamo se establezca un requisito en virtud del cual INECEL deberá presentar al Banco dentro de los 12 meses de la firma del contrato de préstamo: (i) un informe indicando las acciones tomadas para castigar o cobrar sus cuentas antiguas pendientes de pago; y (ii) las reglas que serán aplicadas conducentes a una cobranza adecuada de las facturas que INECEL presente a las empresas regionales por venta de electricidad.

- 4.26 El concepto de otras cuentas a cobrar corresponde a entrega de equipos y materiales a las empresas eléctricas y su cobranza se realiza normalmente.

(c) Cuentas a Cobrar a Largo Plazo

- 4.27 Las cuentas a cobrar a largo plazo son préstamos que ha efectuado INECEL a las empresas eléctricas con recursos que ha obtenido de préstamos del exterior para financiar programas de inversiones en obras. Este activo ha aumentado su importancia durante el período examinado pasando de US\$3.6 millones a US\$9.9 millones desde el 31 de diciembre de 1970 al 31 de diciembre de 1972. Al 31 de diciembre de 1972 existían cuotas vencidas de estos préstamos por un total de US\$895 mil, que representan el 12% del total a cobrar de estos préstamos.

- 4.28 La relación entre los montos cobrables y los efectivamente cobrados durante el período examinado ha sido la siguiente:

(miles de US\$)

	Saldos Vencidos a Principios de Ejercicio	Vencimientos del Ejercicio	Total a Cobrar Vencido	Cobrado	%
1971	336.4	455.8	792.2	67.4	8,5
1972	724.8	315.6	1.040.4	144.8	13,9
1973	895.6	393.2	1.288.8	199.1	15,4
(1/1 al 30/9)					

- 4.29 La efectividad de la cobranza durante el período ha sido muy baja, debido a la situación financiera de las empresas deudoras. Como el Gobierno del Ecuador tiene programado que INECEL convierta en acciones la mayoría de los saldos que tiene a cobrar, buscando con esto mejorar la situación financiera de esas empresas, no se efectuaban recomendaciones específicas para mejorar la cobranza, pero se

recomienda que dentro de los 12 meses de la firma del contrato de préstamo INECEL informe al Banco las acciones tomadas para transformar en capital los saldos deudores descritos.

(d) Otras Propiedades e Inversiones

- 4.30 Este concepto, que al finalizar los años 1970 y 1971 representaba aproximadamente el 42% de los activos, redujo su importancia relativa al 29% en 1972 debido a que no aumentó en la misma proporción que los demás rubros que forman el activo de la institución. Dentro de este concepto se incluyeron las inversiones en empresas eléctricas que al 31 de diciembre de 1972 eran por un valor de US\$3.9 millones. Estas inversiones corresponden a obras que ha efectuado INECEL y que ha entregado a las empresas eléctricas como aportes de capital. No se pudo determinar el valor actual de esas inversiones ya que en muchos casos las empresas eléctricas aún no han preparado los estados financieros correspondientes al último ejercicio, y en otros casos aún no existe acuerdo entre INECEL y las empresas eléctricas que reciben las obras sobre el valor de las mismas. 1/ Durante el período examinado los montos que se han aplicado a estas obras han sido los siguientes:

	<u>Miles de US\$</u>
1971	2.556.9
1972	1.195.3
1/1 al 30/9/73	1.677.0

- 4.31 Los materiales en trámite de importación constituyen el principal concepto de este rubro del activo; al 31 de diciembre de 1972, su saldo era de 4.1 millones, el 10% del total del activo de la empresa.

(e) Diferido

- 4.32 El activo diferido de la empresa se integra por los montos aplicados a estudios de proyectos. El costo de estos estudios en caso de que el proyecto se ejecute es transferido al valor de la respectiva obra y en caso contrario se amortiza anualmente, sin embargo, hasta la fecha, la empresa no ha efectuado las amortizaciones correspondientes a este rubro.

(f) Patrimonio

- 4.33 El patrimonio del instituto se ha constituido por aportes del Gobierno con recursos provenientes de asignaciones en el presupuesto de la Nación. En mayo de 1970 por Ley No. 70-09 se creó el Fondo Nacional de Electrificación por el cual se hace partícipe a INECEL en los recursos producidos por las regalías petroleras,

1/ Se preve que estos valores, así como la disposición general de las cuentas por cobrar de INECEL, serán determinados dentro de un año. (Ver la recomendación en párrafo 4.25).

constituyendo este recurso a partir de 1973 en la fuente básica de aumento del patrimonio. Durante 1971 y 1972 las variaciones del patrimonio han sido las siguientes:

	<u>Miles de US\$</u>	
	<u>1971</u>	<u>1972</u>
Resultado Neto	10.0	678.0
Asignaciones Presupuestarias	1.034.7	3.277.4
Regalías Petróleo	-	3.834.8
	<u>1.044.7</u>	<u>7.790.2</u>

- 4.34 Las regalías del petróleo durante 1972, pese a que recién se comenzaron a producir en julio de ese año, alcanzaron a US\$3.8 millones, que representan el 50% del incremento del patrimonio durante el año.

(g) Pasivo a Largo Plazo

- 4.35 INECCEL para financiar la ejecución de obras y estudios de factibilidad ha obtenido préstamos a largo plazo. Al 30 de septiembre la empresa estaba al día en el servicio de sus deudas. El detalle de las deudas a la misma fecha era el siguiente:

(Miles de US\$)

<u>Prestamista</u>	<u>Fecha Contrato</u>	<u>Monto del Préstamo</u>	<u>Plazo</u>	<u>Saldo al 30/9/73</u>	<u>Saldo a Desembolsar</u>
<u>EXIMBANK</u>	9/64	7.640	17 años	3.511	-
<u>AID</u>					
- L-023	8/64	900	30 años	645	-
- H-025	8/64	970	40 años	696	-
- L-035	3/72	3.550	40 años	148	3.402
<u>Gobierno Británico</u>					
- 1966	2/66	2.178	20 años	1.325	-
- 1969	11/69	1.089	25 años	771	12
- 1972	12/72	784	25 años	784	-
- 1973	3/73	5.750	25 años	272	5.478
- 1973	10/73	2.417	25 años	-	2.417
<u>ELECTRIM</u>	5/69	4.066	8 años	1.866	-
<u>English Electric</u>	7/70	2.680	10 años	915	1.765
<u>MTSUI</u>	8/70	428	5 años	239	-
<u>ITACONSULT</u>	11/68	1.750	8 años	714	-
<u>INTECSA</u>	12/71	568	4 años	327	-
<u>Instituto Ecuatoriano</u>					
<u>Seguridad Social</u>	6/72	500	2 años	500	-
<u>G.Suizo</u>	4/73	1.980	12 años	-	1.980
<u>Colt Industries</u>	7/73	383	5 años	-	383
<u>BID</u>					
- 18/CD-EC	4/72	8.976	40 años	5	8.971
- 314/SF-EC	4/72	16.200	20 años	826	15.374
- 315/SF-EC	4/72	2.700	12 años	412	2.288
		<u>65.509</u>		<u>13.956</u>	<u>42.070</u>

- 4.36 INECEL ha obtenido préstamos a largo plazo por el equivalente de US\$65.5 millones y tenía saldos a desembolsar al 30.IX.73 por US\$42 millones; de este monto a desembolsar, el equivalente de US\$26.6 millones correspondían a préstamos del BID. Los pasivos a largo plazo han aumentado en los últimos ejercicios su importancia relativa, pasando a representar el 20% de los activos al 31 de diciembre de 1970 y el 27% al 31 de diciembre de 1972. En valores absolutos, las deudas a largo plazo se han triplicado. El pasivo corriente se integra principalmente de cuentas a pagar a proveedores y de la porción corriente de la deuda a largo plazo.

Indices Financieros

- 4.37 En base a los estados de situación se formulan las siguientes relaciones financieras:

	<u>1970</u>	<u>1971</u>	<u>1972</u>
Indices Corrientes	2.1:1	1.7:1	1.5:1
Indices de Endeudamiento			
Corto Plazo	.14:1	.19:1	.27:1
Largo Plazo	<u>.38:1</u>	<u>.47:1</u>	<u>.53:1</u>
Total	.52:1	.66:1	.80:1

- 4.38 La relación corriente se mantiene a un nivel aceptable, pese a la lentitud y dificultades con que se efectúa la cobranza de las cuentas a cobrar ya que las disponibilidades representan un porcentaje elevado del activo corriente y por otra parte se cuenta con las regalías para hacer frente a cualquier eventualidad. Los índices de endeudamiento muestran una tendencia creciente, pero se mantienen dentro de un nivel aceptable, especialmente, teniendo en cuenta el nivel mayor de los ingresos que se estima que en el futuro percibirá anualmente INECEL por concepto de regalías de petróleo que pueden ser utilizados para atender anualmente el servicio de estas deudas.

Resultados de los sistemas explotados por INECEL

- 4.39 INECEL participa sólo indirectamente en el suministro de energía eléctrica, pero actualmente está explotando en forma directa y como excepción y transitoriamente, los sistemas de Manta y Durán y explotó hasta junio de 1972 el sistema El Oro. Los estados de resultados de estos sistemas, se consignan a continuación como dato informativo:

Estados de Explotación de los Sistemas Operados por INECCEL

Período 1970 a 1972

(en miles de U.S.\$)

	SISTEMA MANTA		
	<u>1970</u>	<u>1971</u>	<u>1972</u>
Ingresos por Venta de Energía	445	475	407
Gastos de Explotación	<u>610</u>	<u>849</u>	<u>649</u>
Resultados de Explotación	<u>(165)</u>	<u>(374)</u>	<u>(242)</u>

	SISTEMA DURAN		
	<u>1970</u>	<u>1971</u>	<u>1972</u>
Ingresos por Venta de Energía	84	104	90
Gastos de Explotación	<u>99</u>	<u>109</u>	<u>98</u>
Resultados de Explotación	<u>(15)</u>	<u>(5)</u>	<u>(8)</u>

	<u>INECEL</u>	<u>SISTEMA</u>	<u>EL ORO</u>
	<u>1970</u>	<u>1971</u>	<u>1972</u>
Ingresos por Venta de Energía	338	350	81
Gastos de Explotación	<u>382</u>	<u>314</u>	<u>331</u>
Resultados de Explotación	<u>(44)</u>	<u>36</u>	<u>(250)</u>

4.40 Los resultados de los sistemas explotados por INECCEL han sido negativos. Con respecto a los gastos de administración incurridos para atender las otras actividades de INECCEL, se ha contado con recursos provenientes del gravamen de \$.0.05 por K.W.H. y con fondos que se han asignado en el presupuesto de la Nación. Estos recursos han sido suficientes durante el período examinado, según se muestra en el cuadro siguiente:

	Miles de US\$		
	<u>1970</u>	<u>1971</u>	<u>1972</u>
<u>INGRESOS</u>			
Gravamen \$.0.05 por K.W.H.	1.275	981	1.290
Asignaciones Presupuestarias	1.100	252	733
Otros	<u>183</u>	<u>27</u>	<u>54</u>
Total	<u>2.558</u>	<u>1.260</u>	<u>2.077</u>
<u>GASTOS</u>			
Administración	1.174	612	757
Otros Gastos	<u>107</u>	<u>322</u>	<u>142</u>
Total	<u>1.281</u>	<u>934</u>	<u>899</u>
Remanente	<u>1.277</u>	<u>326</u>	<u>1.178</u>

Origen y Aplicación de Recursos

4.41 En base a la información obtenida se formularon los estados de origen y aplicación de recursos del instituto que se muestran a continuación:

Origen y Aplicación de Recursos (Miles de US\$)						
	<u>1.1.71 al</u> <u>31.12.71</u>		<u>1.1.72 al</u> <u>31.12.72</u>		<u>(9 meses)</u> <u>1.1.73 al</u> <u>30.9.73</u>	
	US\$	%	US\$	%	US\$	%
RECURSOS						
Impuesto S/.0.05 por KWH	981	18.7	1.290	8.7	1.378	10.5
Recursos Fiscales	1.286	24.5	4.010	27.0	1.573	12.0
Regalías de Petróleo	-	-	3.834	23.4	6.163	46.9
Otros	27	.5	55	2.8	677	5.1
	<u>2.294</u>	<u>43.7</u>	<u>9.189</u>	<u>61.9</u>	<u>9.791</u>	<u>74.5</u>
MENOS						
Resultados explotación sistemas eléctricos	316	6.1	500	3.4	680	5.2
Gastos de administración	612	11.6	757	5.1	400	3.0
Otros Gastos	322	6.1	142	.9	-	-
	<u>1.250</u>	<u>(23.8)</u>	<u>1.399</u>	<u>(9.4)</u>	<u>1.080</u>	<u>(8.2)</u>
Depreciaciones	215	4.0	257	1.7	193 ^{1/}	1.5
Sub-Total	<u>1.259</u>	<u>23.9</u>	<u>8.047</u>	<u>54.2</u>	<u>8.904</u>	<u>67.8</u>
Préstamos a Largo Plazo	2.743	52.2	6.652	44.8	4.045	30.7
Recuperaciones subpréstamos	67	1.3	145	1.0	199	1.5
Recursos Recibidos Municipios	1.185	22.6	-	-	-	-
Total Recursos	<u>5.254</u>	<u>100.0</u>	<u>14.844</u>	<u>100.0</u>	<u>13.148</u>	<u>100.0</u>
APLICACION						
Servicio de la Deuda	980	18.6	1.213	8.2	1.042	7.9
Ejecución Obras Sistema Interconectado	988	18.6	1.301	8.8	4.988	37.9
Ejecución de Obras Regionales	2.557	48.7	1.195	8.0	1.677	12.8
Estudios de Proyectos	316	6.1	1.529	10.3	1.451	11.0
Subpréstamos a Largo Plazo	29	.6	6.631	44.7	2.979	22.7
Otras Aplicaciones	222	4.3	1.328	8.9	-	-
Total Aplicación	<u>5.092</u>	<u>96.9</u>	<u>13.197</u>	<u>88.9</u>	<u>12.137</u>	<u>92.3</u>
Remanente (Déficit)	<u>162</u>	<u>3.1</u>	<u>1.647</u>	<u>11.1</u>	<u>1.011</u>	<u>7.7</u>

^{1/} Monto estimado.

4.42 Del cuadro precedente se pueden formular los siguientes comentarios:

- (a) Los recursos provenientes del impuesto de S/.0.05, regalías petroleras y asignaciones de recursos fiscales, muestran una tendencia creciente en su participación dentro de los recursos que ha percibido INECEL. En 1971 representaban el 44% del total de ingresos en tanto que en los primeros nueve meses de 1973 representaban el 74%. Este aumento se origina en los ingresos provenientes de las regalías petroleras. A partir de 1974, debido al monto que se prevé que INECEL percibirá por concepto de regalías, no se le asignarán recursos fiscales.
- (b) Los sistemas eléctricos que por excepción explota INECEL han absorbido fondos durante el período examinado. Estos sistemas dejarán de ser explotados por INECEL cuando comience a operar el sistema nacional interconectado, entregándolo a las empresas regionales.
- (c) Los gastos de administración muestran una reducción en 1973 la que es originada en que se modificó el criterio de imputación de los mismos, ya que una parte de ellos ahora se aplica al costo de las obras que se están ejecutando.
- (d) Los recursos provenientes de préstamos han sido una fuente importante de recursos; sin embargo, han ido perdiendo importancia en relación al total de fondos que ingresan anualmente. Los fondos se están utilizando actualmente en la ejecución de obras regionales o para el sistema interconectado. Durante los primeros nueve meses de 1973 se destinaron para este fin el 50% de los recursos ingresados.
- (e) Los subpréstamos a las empresas eléctricas durante 1972 y 1973 han sido un concepto importante de aplicación de fondos; sin embargo, con el programa de INECEL de fortalecer a las empresas regionales y dotarlas con una capacidad financiera ampliada, estos préstamos en el futuro se convertirán en acciones.

E. Proyecciones Financieras

Proyección de Resultados

4.43 La proyección de resultados de INECEL, que se muestra en el Apéndice "I" fue formulada en base a los siguientes supuestos:

- (a) Los ingresos y gastos de operación, mantenimiento y administración del sistema nacional interconectado son los estimados por INECEL, y revisados por el Banco. Se ha estimado que para el período proyectado el precio de K.W.H. vendido en bloque por

INECEL sería del equivalente de 14 milésimas de dólar. Con respecto a los sistemas Manta y Durán se ha estimado que éstos pasarán a las respectivas empresas regionales en 1976. Por tanto, solamente se muestran los resultados netos de explotación durante el período 1973-1975.

- (b) Las depreciaciones fueron calculadas en el 2% anual sobre el costo de las obras de Pisayambo y Paute y en el 3% anual para el sistema de transmisión.
- (c) Los ingresos provenientes de las regalías del petróleo se han estimado asumiendo que su precio de venta sería de US\$15.39 por barril hasta el 31 de agosto de 1974 (fecha en que expira el contrato de venta actualmente en vigencia) ^{1/} y de US\$10.00 por barril a partir de esa fecha. (Ver párrafo 4.44). El cuadro comentado excluye el equivalente de US\$22 millones aún no recibidos por INECEL por concepto de ingresos por regalías del petróleo correspondientes al año 1973. Los datos sobre el nivel de producción, en miles de barriles diarios, se han tomado de las estimaciones del Gobierno en la siguiente forma:

<u>1974</u>	<u>1975</u>	<u>1976</u>	<u>1977</u>	<u>1978</u>	<u>1979 y siguientes</u>
200	220	235	280	320	360

- (d) Los gastos de administración generales para 1974 se estimaron en base a los montos presupuestados por INECEL, en que se toma en consideración el aumento de personal y de los salarios.
- (e) Los gastos financieros se han estimado en base a las condiciones financieras que rigen para los préstamos vigentes. Para los préstamos a obtenerse de proveedores se ha estimado que éstos se obtendrían a una tasa de interés del 8% anual. Además, para los préstamos adicionales que serían necesarios gestionar para completar el financiamiento del sistema de transmisión, se ha estimado una tasa de interés del 8% para los externos y para los préstamos bancarios una tasa de interés del 12%.

4.44 En las proyecciones financieras se ha aplicado un precio de referencia de petróleo de US\$10.00/barril por todo el período comprendido en el análisis. Aunque es posible que dentro de corto plazo Ecuador reciba recursos provenientes de las regalías sobre la base de un precio algo superior al de US\$10.00, se ha considerado prudente utilizar esta estimación, teniendo también en cuenta la posibilidad de que dentro de los próximos diez años el precio del petróleo crudo en el mercado internacional baje a niveles inferiores de los US\$10.00 por barril. No obstante los aumentos significativos observados recientemente en el precio mundial del petróleo, existe actualmente dentro de la Organización de Productores de Petróleo (OPEC) ciertas

^{1/} Ecuador está ejerciendo su derecho de recibir las regalías de petróleo en especie y a través de remate, venderlo al comprador que someta la oferta más alta.

presiones en favor de la baja de precios. Cabe anotar que recientemente OPEC discutió una propuesta para que el precio de referencia fuera bajado a un nivel promedio de US\$8.50 por barril. Aún cuando aparentemente los precios promedios existentes continuarán siendo alrededor de US\$11.50/barril hasta octubre de 1974, en vista de la incertidumbre que prevalece en el mercado mundial de petróleo, unida al deseo de presentar proyecciones financieras algo conservadoras para INECEL, se ha asumido que el precio de referencia con base en el cual Ecuador percibirá sus regalías de petróleo continuará siendo de US\$10.00 por barril hasta 1984.

- 4.45 Se incluyen dentro del concepto de gastos financieros los intereses del BID y por otra parte el diferencial de intereses que pagaría INECEL al Gobierno por los recursos del Fondo de Operaciones Especiales del préstamo del BID en estudio y que se destinaría al Fondo de Electrificación Popular.

Proyección de Origen y Aplicación de Fondos

- 4.46 La proyección de origen y aplicación de fondos que se muestra en el Apéndice "L" se formuló en base a los siguientes supuestos:
- (a) Los recursos internos son los que se determinaron en la proyección de resultados.
 - (b) Los recursos de origen externo se obtienen del desembolso de préstamos; la estimación de estos recursos se detalla a continuación:
 - 1. El desembolso de préstamos vigentes se determinó en base al cronograma de desembolsos de cada uno de ellos.
 - 2. El desembolso de los préstamos del BID en estudio y de los créditos paralelos de proveedores se efectuarían de acuerdo al cronograma de ejecución de las obras del Proyecto Paute. Los créditos paralelos de los proveedores se ha estimado que se amortizarían en un período de 10 años luego de la puesta en marcha del respectivo equipo y que la tasa de interés sería del 8% anual.
 - 3. Se ha asumido que se obtendrían créditos de proveedores de equipo que financiaría el 85% del componente importado de las Centrales Térmicas de Guayaquil, y de los sistemas regionales. Las condiciones serían similares a las mencionadas en el párrafo anterior.
 - (c) Los recursos se aplicarían básicamente a la ejecución de obras, los montos anuales que se aplicarían se determinaron de acuerdo

al programa de inversiones formulado por INECEL. El servicio de la deuda se proyectó en base a las condiciones establecidas para los préstamos vigentes, y los que se obtendrían en aquellos préstamos a obtener y que se mencionaron anteriormente.

- (d) Se ha supuesto que la empresa invertiría el equivalente de US\$2 millones anuales en estudios hasta 1978, a partir de ese año se invertirían US\$4 millones anuales.

Créditos Adicionales

- 4.47 La proyección de origen y aplicación de fondos indica que la empresa deberá obtener financiamiento adicional durante 1975 a 1978 destinado basicamente a financiar parcialmente el sistema de transmisión e inversiones ajenas al sistema interconectado. Se ha estimado que la empresa gestionaría préstamos a largo plazo por US\$90 millones destinados a financiar el 85% del componente importado del sistema de transmisión. Se ha asumido que estos préstamos se obtendrían a un plazo de 15 años y al 8% de interés. Además, para atender el programa de inversiones proyectado por INECEL éste deberá obtener préstamos bancarios por un monto de US\$30 millones, que se obtendrían al 12% de interés anual. En la proyección de origen y aplicación de fondos se muestran como estos créditos adicionales absorberían los déficit de fondos que se producirían de 1975 a 1978. El servicio de estos préstamos se ha incluido en las proyecciones de resultados y de origen y aplicación de fondos.

Proyección de Estados de Situación (Balances Proforma)

- 4.48 En el Apéndice "M" se muestran los balances proforma formulados en base a los resultados de las proyecciones de resultados y de origen y aplicación de fondos, y tomando en cuenta los créditos adicionales que tendría que obtener la empresa. Para su formulación, además se han adoptado los siguientes supuestos:
 - (a) El saldo del activo fijo en operación al 31 de diciembre de 1975, que corresponde a las plantas de Manta y Durán se transfiere al rubro "Inversiones en Empresas" ya que a partir de 1976 estas plantas serán entregadas a las respectivas empresas regionales para su explotación.
 - (b) A partir de 1976 se incorporan al activo fijo en operación el valor de las obras de Pisayambo, Paute y del Sistema Nacional de Transmisión de acuerdo al cronograma de finalización de estas obras.
 - (c) Los montos aplicados en las centrales térmicas de Quito y Guayaquil, y en los sistemas regionales, fueron aplicados al rubro "Inversiones en Empresas" ya que estas obras serán entregadas a las

empresas regionales.

- (d) Se asumió que el saldo a cobrar a las empresas regionales sería convertido en un plazo de 5 años en acciones de las respectivas empresas.
- (e) Se estimó que se mantendría, al finalizar cada ejercicio, un saldo de Caja y Bancos del equivalente de US\$3 millones. El resto de las disponibilidades se muestra separadamente ya que se estima que se trata de recursos que la empresa dispone para la ejecución de las obras.

Resultado de las Proyecciones

- 4.49 La proyección de resultados muestra que el resultado neto durante cada uno de los ejercicios es negativo (salvo en 1983); sin embargo estas pérdidas son absorbidas por los ingresos provenientes de las regalías del petróleo. La explotación del sistema nacional interconectado durante los tres primeros años de operación presentaría pérdidas, pero a partir de 1979 comenzaría a producir utilidades que se incrementarían anualmente.
- 4.50 La rentabilidad sobre la inversión inmovilizada del sistema nacional interconectado desde 1979 a 1986 evolucionaría en la siguiente forma:

	<u>Inversión Inmovilizada</u>	<u>Resultado Explotación</u>	<u>%</u>
1979	224.484	2.406	1,1
1980	408.491	3.889	1,0
1981	420.563	8.529	2,0
1982	411.698	14.489	3,5
1983	402.096	21.459	5,3
1984	391.332	26.893	6,9
1985	380.568	33.088	8,7
1986	369.804	40.152	10,8

- 4.51 Mientras que el Sistema Nacional Interconectado, como se muestra en el precedente detalle, obtendría en 1982 una rentabilidad de sólo el 3,5% sobre la inversión inmovilizada neta, en el sistema correspondiente al proyecto Pisayambo - considerando, aisladamente del resto, los ingresos, gastos e inversiones de este sistema - se estaría percibiendo en el citado año, en base al nivel de tarifas oportunamente acordado con el BID, una tasa de rendimiento del 7% anual. Además, en el año 1982 ya el Sistema de Paute contaría con sus 400 MW. de potencia instalada y estaría en capacidad de tener tarifas con requerimientos similares a los expresados para el Sistema Pisayambo. 1/ La diferencia entre estos dos porcentajes de

1/ Ver párrafos 4.64 y 4.65.

rentabilidad se explica por cuanto, en 1982: (a) los requerimientos de energía de determinadas zonas y localidades del país estarían todavía siendo atendidas mediante la operación, a un alto costo por kilowatt-hora, de pequeñas e ineficientes plantas térmicas, mientras que, (b) los sistemas de Pisayambo y Paute se encontrarían ya funcionando a un nivel de operación que: (i) proporcionaría ingresos significativos, y (ii) como resultado de economías de escala y por el hecho de aprovecharse recursos hidráulicos, reduciría sustancialmente el costo del kilowatt-hora.

- 4.52 La proyección de origen y aplicación de fondos muestra que la principal fuente de recursos serían los propios que incluyen los provenientes de las regalías y que representan el 71% del total de recursos proyectados. La principal utilización de recursos es la ejecución de obras, que durante el período proyectado sería por el equivalente de US\$631.6 millones, siguiéndole en orden de importancia el servicio de la deuda con un monto de US\$237 millones. Para garantizar las asignaciones necesarias de los recursos provenientes de las regalías y derechos de transporte del petróleo a los proyectos en los cuales participe el Banco, se recomienda establecer en las resoluciones correspondientes a los préstamos propuestos que: (a) si se aprobasen modificaciones en las disposiciones legales o en los reglamentos básicos concernientes a INECEL y al Fondo Nacional de Electrificación, en especial la Ley Básica de Electrificación y su reglamento que, a juicio del Banco, puedan afectar sustancialmente el programa o si, las aportaciones al citado Fondo no fuesen realizadas oportunamente, el Banco podrá adoptar las medidas que juzgue apropiadas, conforme a las disposiciones que se incorporen en el contrato de préstamo, y (b) el prestatario deberá presentar al Banco, a satisfacción de éste, dentro de los 6 meses de la fecha de los contratos de préstamo: (i) constancia de que ha hecho los pertinentes arreglos irrevocables con el Banco Central del Ecuador para que éste retenga automática y mensualmente, y deposite en la cuenta del Fondo Nacional de Electrificación, a nombre de INECEL, de conformidad con lo establecido en el Decreto Supremo No. 1042 del año 1973, "Ley Básica de Electrificación", el 47% de los ingresos que perciba la República en concepto de regalías por la explotación de los recursos hidrocarburíferos del país y por los derechos de transporte de crudo por los oleoductos; (ii) copia certificada de la resolución del Directorio de INECEL en virtud de la cual los recursos provenientes del Fondo Nacional de Electrificación serán aplicados prioritariamente tanto al financiamiento del aporte local y del servicio de la deuda correspondiente a los proyectos de electrificación en que participe INECEL y financiados parcialmente con préstamos del Banco, como al financiamiento de las obras de transmisión e interconexión eléctrica vinculadas con los mismos proyectos. 1/

1/ Ver Proyectos de Resolución.

- 4.53 Teniendo en cuenta el financiamiento adicional que tendría que obtener la empresa, las proyecciones muestran que en 1974 se produciría un superávit de fondos que sería absorbido por los déficit que se producirían desde 1975 a 1978; a partir de 1979 se comenzaría a producir superávit anuales de fondos que al 31 de diciembre de 1983 serían por un total acumulado del equivalente de US\$175 millones. Estos recursos serían utilizados para la ejecución de obras que a la fecha de formulación del presente informe no se ha cuantificado su valor.
- 4.54 Las veces que los recursos internos atienden el servicio de la deuda llegan a su punto mínimo en 1980 en que el índice es de 2,4 veces, llegando en 1983 a 3 veces; estos índices se consideran aceptables.
- 4.55 A continuación se muestra la capacidad del sistema nacional interconectado de atender el servicio de la deuda que se contrataría para su financiación:

	Resultados Explotación	Intereses	Resultados Netos	Depreciación	Generación de Recursos	Amortización Deuda 1/	Superávit (Déficit) de Fondos
1976	(520)	687	(1.207)	665	(542)	523	(1.065)
1977	(86)	666	(752)	1.331	579	544	35
1978	(2.095)	644	(2.739)	4.190	1.451	566	885
1979	2.406	621	1.785	7.237	9.022	589	8.433
1980	3.889	12.616	(8.727)	10.284	1.557	12.125	(10.568)
1981	8.529	11.827	(3.298)	10.764	7.466	12.371	(4.905)
1982	14.489	11.452	3.037	10.764	13.801	12.396	1.405
1983	21.459	10.509	10.950	10.764	21.714	16.505	5.209

- 4.56 Con base a las tarifas supuestas, el sistema nacional interconectado recién a partir de 1982, obtendría ingresos suficientes para atender sus costos de explotación y sus gastos financieros; también a partir de ese año generaría fondos suficientes para atender la amortización de los préstamos que se obtendrían para financiar su ejecución. Los balances proforma muestran que el endeudamiento de la empresa llega a un punto máximo de 1977, en que el índice de endeudamiento sería de 1.04:1, a partir de ese ejercicio este índice disminuye para ser en 1983 de .25:1. Esta disminución obedece, además de la disminución de los pasivos, a los importantes aumentos del patrimonio de la institución, que se incrementaría del equivalente de US\$30 millones al 31 de diciembre de 1973, al equivalente de US\$641 millones en 1983. No obstante lo anterior se considera prudente incluir dentro del eventual contrato de préstamo la condición por la cual el prestatario se compromete a que INECCEL, salvo que el Banco expresamente acordare lo contrario, no incurrirá en deudas

1/ No incluye la amortización de aproximadamente US\$30 millones en créditos de bancos privados que serían utilizados para comprar interés accionario en empresas regionales. Estas inversiones se consideran como fuera del sistema interconectado y, consecuentemente, no están comprendidas dentro de los resultados del mismo. (Ver el Apéndice L para el origen y aplicación global de fondos de INECCEL).

adicionales con vencimiento superior a un año a consecuencia de las cuales: (i) su deuda a largo plazo exceda 1.5 veces su patrimonio; o (ii) la relación proyectada para cada año entre el resultado de explotación más depreciación y los ingresos proyectados que le correspondan del Fondo Nacional de Electrificación por una parte, y la suma de amortizaciones e intereses sobre la deuda a largo plazo por otra, resultare inferior a 1.5.

- 4.57 Al finalizar el período proyectado, el activo fijo en operación totalizaría el equivalente de US\$395 millones, el 47% de los activos, y las inversiones en empresas regionales serían por US\$229 millones, el 27% del activo. A partir de 1979 la proyección de los estados de situación muestra que la empresa acumularía disponibilidades que a diciembre de 1983 serían por el equivalente de US\$170 millones. Estos recursos serían utilizados en el financiamiento de obras cuyo costo aún no ha sido determinado.

F. Conclusiones sobre Aspectos Financieros

- 4.58 La administración de los recursos financieros de INECEL está a cargo de su Dirección Financiera y Administrativa, que tiene una aceptable distribución interna de funciones. Existen debilidades en el área de la administración financiera, radicadas en el mantenimiento al día de los registros contables, auditoría interna y falta de un sistema de información financiera a nivel gerencial. Para subsanar estas debilidades se ha contratado, con recursos de la institución, una firma consultora para efectuar un trabajo de reorganización en el área de administración financiera. Los términos de referencia para este trabajo son aceptables.
- 4.59 Hasta 1972, cuando comenzaron las primeras obras del sistema interconectado nacional (Pisayambo), la principal actividad de INECEL había sido la captación de recursos para invertir en pequeños proyectos que eran entregados a las empresas regionales, ya sea en calidad de aporte de capital o de préstamos. A fin de mejorar la situación financiera de las empresas regionales, los préstamos se convertirán en aportes de capital de INECEL en dichas empresas.
- 4.60 El establecimiento del Fondo Nacional de Electrificación, por el cual se hace partícipe a INECEL en las regalías petroleras y el aumento producido en el precio de venta de éstas, ha modificado substancialmente la estructura de los recursos de INECEL, dotándole a partir de 1973 con recursos financieros anuales varias veces superiores a los de los años precedentes.
- 4.61 La proyección de resultados muestra que en cada uno de los años proyectados la empresa tendría resultados netos negativos (excepto 1983), y que los ingresos provenientes de las regalías petroleras absorben estas pérdidas y permiten además incrementar anualmente en forma

sustancial el patrimonio de INECEL.

4.62 La proyección de origen y aplicación de fondos muestra:

- (a) Que la principal fuente de fondos la constituyen los recursos de las regalías petroleras.
- (b) La empresa dispondría de recursos para atender la contribución local al proyecto en estudio y el servicio de la deuda. Sin embargo, la proyección de origen y aplicación de fondos indica que la institución deberá obtener créditos a largo plazo para financiar la ejecución de las obras correspondientes al sistema nacional de transmisión por un monto de US\$90 millones y para atender la totalidad de su programa de inversiones, en 1976 y 1977 se deberán obtener créditos bancarios adicionales por un monto estimado en el equivalente de US\$30 millones.
- (c) A partir de 1979 la empresa tendría excedentes de recursos que serían utilizados en la ejecución de obras cuyo costo en el momento actual aún no se ha determinado.

4.63 La proyección de los estados de situación muestra que, en base a los supuestos utilizados, la empresa mantendría índices de endeudamiento a niveles aceptables de acuerdo a su nivel de ingresos.

4.64 Como resultado de la aplicación de las tarifas, el Sistema Nacional Interconectado, a partir de 1982 produciría ingresos suficientes para atender sus gastos de explotación y financieros, y generaría recursos para cubrir la amortización de las deudas que se contraerían para financiar parcialmente su construcción. Adicionalmente, comenzando con el año 1985 cuando los primeros componentes mayores del Sistema Interconectado Nacional habrán sido puestos en marcha (Pisayambo I, Paute I y Coca I), la rentabilidad sobre las inversiones inmovilizadas de INECEL llegaría a aproximadamente el 8,7% anual. Sin embargo, como se señaló en este informe 1/, ya anteriormente el sistema Pisayambo - considerando, aisladamente del resto, sus ingresos, gastos y su inversión inmovilizada - estaría percibiendo una rentabilidad del 7% y generando flujos de fondos suficientes para el servicio de la deuda originada en la construcción y equipamiento del sistema, y, a partir de 1982, el sistema Paute estaría en la misma capacidad. Por lo tanto, en base a lo precedentemente expuesto y con el propósito de asegurar que INECEL mantenga un alto nivel de eficiencia en sus operaciones y aplique tarifas que produzcan una rentabilidad consistente con criterios normales para inversiones en el sector eléctrico, se recomienda que en los proyectos de resolución y contratos correspondientes a los préstamos propuestos con recursos de Capital Ordinario y del FOE por US\$16.500.000 (Paute I), se incluyan las siguientes cláusulas relativas a fijación de tarifas: 2/

1/ Ver párrafo 4.51.

2/ Ver Proyectos de Resolución citados.

- (a) El prestatario deberá tomar medidas aceptables para el Banco conducentes a que las tarifas para la venta de energía eléctrica, aplicadas por INECEL: (1) desde la puesta en servicio de los primeros 400 MW de potencia instalada del Sistema Paute hasta el año 1984 inclusive, respecto a la energía generada por el sistema Paute; y (2) a partir del año 1985, respecto a la totalidad de la energía generada por el Sistema Nacional Interconectado: (i) produzcan, por lo menos, ingresos suficientes para cubrir los gastos de explotación - incluyendo los relacionados con administración, operación, mantenimiento y depreciación - del sistema Paute hasta el año 1984 inclusive y de la totalidad del Sistema Nacional Interconectado a partir de 1985; (ii) proporcionen, hasta el año 1984 inclusive, una rentabilidad razonable sobre la inversión inmovilizada del sistema Paute, y a partir del año 1985, sobre la totalidad de la inversión inmovilizada del Sistema Nacional Interconectado; y (iii) si el flujo de fondos por concepto de lo anterior no fuere suficiente hasta el año 1984 inclusive, para cubrir las obligaciones originadas en la construcción y equipamiento del sistema Paute y, a partir de 1985, para cubrir todas las obligaciones provenientes de la construcción y equipamiento del Sistema Nacional Interconectado, generen los ingresos adicionales que sean necesarios para esos propósitos.
- (b) El prestatario deberá tomar medidas aceptables para el Banco conducentes a que las tarifas aplicadas por las empresas en cuyo capital participe INECEL: (1) desde la puesta en servicio de los primeros 400 MW de potencia instalada del Sistema Paute hasta el año 1984 inclusive, por suministro de electricidad generada en el sistema de Paute; y (2) a partir del año 1985, por el suministro de electricidad generada por el Sistema Nacional Interconectado: (i) produzcan, por lo menos, ingresos suficientes para cubrir, los gastos de explotación de esas empresas - incluyendo los relacionados con administración, operación, mantenimiento y depreciación -; (ii) proporcionen una rentabilidad razonable sobre la inversión inmovilizada de esas empresas; y (iii) si el flujo de fondos por concepto de lo anterior no fuere suficiente para cubrir las obligaciones a cargo de esas empresas generen los ingresos adicionales que sean necesarios para esos propósitos.
- 4.65 Se recomienda que, para satisfacer los objetivos mencionados en las cláusulas precedentemente propuestas, adicionalmente se establezca que las tarifas a ser aplicadas, deberán producir una tasa de rentabilidad: (1) de por lo menos el 7% anual desde la puesta en servicio de los primeros 400 MW de potencia instalada del Sistema Paute hasta el año 1984 inclusive sobre la inversión inmovilizada neta correspondiente y (2) de por lo menos el 8,5% anual a partir del año 1985 sobre la inversión inmovilizada neta correspondiente. 1/

1/ Ver proyecto de Anexo B de los contratos.

G. Evaluación de los Préstamos 314/SF-EC, 18/CD-EC y 315/SF-EC

1. Préstamos 314/SF-EC y 18/CD-EC

- 4.66 El 26 de noviembre de 1971 el Banco aprobó tres préstamos a la República del Ecuador para cooperar en el financiamiento de: (i) la construcción de la primera etapa del aprovechamiento hidroeléctrico Pisayambo (Préstamos 314/SF-EC y 18/CD-EC); y (ii) la ejecución de los estudios y diseños finales del proyecto hidroeléctrico Paute (Préstamo 315/SF-EC). El ejecutor de los tres préstamos es el Instituto Ecuatoriano de Electrificación.
- 4.67 La construcción de la primera etapa de Pisayambo comprende la ejecución de las siguientes obras principales: (1) construcción de un embalse en la laguna Pisayambo con una capacidad útil de 90 millones m³; (2) construcción de un tunel de aducción de aproximadamente 5,5 Km. de longitud y pozo blindado para la conducción de las aguas desde el citado embalse hasta el sitio de la central generadora; (3) construcción y equipamiento de la central generadora subterránea Pucará con una capacidad instalada de 69 MW; y (4) construcción del sistema de transmisión asociado que comprende las siguientes líneas a 138 KV: Pucará-Latacunga-Quito (aproximadamente 107 Km.) y Pucará-San Miguelito-Ambato) aproximadamente 29 Km.), y las subestaciones reductoras correspondientes.
- 4.68 Los recursos del Préstamo 314/SF-EC, en un monto de US\$16.200.000, fueron destinados a financiar los gastos en moneda extranjera de las obras civiles del proyecto, parte del equipo eléctrico y una parte proporcional de los imprevistos generales de la operación. El Préstamo 18/CD-EC, por un monto de US\$8.800.000, fue otorgado de los recursos canadienses administrados en ese momento por el Banco y fueron destinados a financiar todos los gastos en moneda extranjera del suministro y supervisión de montaje del equipo para la central generadora, el suministro y supervisión del montaje del equipo de subestaciones y el suministro de materiales para líneas de transmisión, así como una parte proporcional de los imprevistos generales. Los contratos de préstamo correspondientes al proyecto Pisayambo fueron firmados el 19 de abril de 1972. El costo total del proyecto fue estimado inicialmente en el equivalente de US\$37 millones, con un aporte local del equivalente de US\$12.000.000 (32%) y un financiamiento por parte del BID equivalente a un total de US\$25.000.000 (68%).

(a) Aspectos Principales

(i) Modificaciones Contractuales

- 4.69 Fue necesario prorrogar los plazos para el primer desembolso de los

dos Préstamos 314/SF-EC y 18/CD-EC. En el caso del Préstamo 314/SF-EC, la prórroga fue autorizada por el Banco por nueve meses, hasta el 20 de enero de 1973 y en el caso del Préstamo 18/CD-EC por un año, hasta el 19 de abril de 1973. Estas prórrogas del primer desembolso fueron necesarias principalmente por las demoras que surgieron durante el proceso de aprobación por parte de las autoridades competentes ecuatorianas de los procedimientos de licitación requeridos por los respectivos contratos de préstamo. Con excepción de las prórrogas mencionadas no se ha introducido ningún cambio en los contratos de préstamo respectivos.

(ii) Avance Físico del Proyecto

- 4.70 Al 31 de marzo de 1974, el avance físico del proyecto Pisayambo era el siguiente:

AVANCE PISAYAMBO AL 31 DE MARZO, 1974
Valores en miles de US\$

<u>CATEGORIA</u>	<u>Valor Presupuestado en miles US\$</u>	<u>%</u>	<u>Coefficiente de ponderación</u>	<u>%</u>
1. Ing. y Administración	1.780	50	0.05	2,5
2. Costo Directo	34.870			
2.1 Obras Preliminares	1.300	90	0.03	2,7
2.2 Obras Civiles	20.000	16,7	0.55	9,2
Contrato P/1				
2.3 Tuberías, Válvulas	986	40	0.03	1,2
Contrato P/2				
2.4 Equipo Electromecánico	8.465	16	0.23	3,6
Contrato P/3				
2.5 Material Líneas	1.350		0.038	
Contrato P/4				
2.6 Construcción Líneas	1.852		0.05	
Contrato P/5				
2.7 Transporte marítimo	829		0.02	
Contratos P/3 y P/4				
2.8 Instrumentos y vehíc.	88	55	0.002	0,1
Totál	36.650		1.00	19,3

- 4.71 Como puede observarse en el cuadro anterior, el avance físico del proyecto Pisayambo llega aproximadamente al 20% de los trabajos totales programados. A pesar de que existe cierto atraso en las obras civiles con respecto al programa original se considera que, en líneas generales, el proyecto se ha desarrollado normalmente.

- 4.72 El detalle de los contratos de obras y adquisiciones financiadas con

recursos del Préstamo 314/SF-EC, es el siguiente:

- (a) Contrato P/1 para obras civiles, suscrito a fines de 1972, sufrió durante 1973 un atraso de 5 meses debido, fundamentalmente, a errores de programación inicial del contratista y a deficiencias de organización del mismo. Según recientes informaciones de la Representación del Banco en el Ecuador, el desarrollo de este contrato ha mejorado sustancialmente en el año en curso, debido, entre otras cosas, a la suscripción de un contrato ampliatorio en enero de 1974, en el cual se incorporaron varias cláusulas relativas a penalidades por atrasos parciales y otras obligaciones del contratista. El ritmo actual de trabajo es aceptable y aún cuando no se logre recuperar totalmente el tiempo perdido, se considera que la obra quedará terminada dentro de un plazo aceptable.
- (b) Contrato P/2 por suministro de tubería y otros equipos se desarrolla normalmente. Como algunos de los equipos fue necesario adquirirlos en una fábrica en Italia, no fueron financiados con recursos del Préstamo 314/SF-EC.
- (c) Contrato P/5 por construcción y montaje de líneas y subestaciones se encuentra actualmente en etapa de licitación y no se prevén problemas para su ejecución.

4.73 El detalle de los contratos de adquisiciones financiados con recursos del Préstamo 18/CD-EC, es el siguiente:

- (a) Contratos P/3 por equipos de generación y transformación, fueron suscritos en septiembre de 1973 y se desarrollan normalmente. Es de anotar que el monto de estas adquisiciones resultó superior a las estimaciones iniciales, por lo cual no se financiaron totalmente con recursos del Préstamo 18/CD-EC y fue necesario utilizar el aporte local.
- (b) Contratos P/4 para conductores y accesorios para líneas, se suscribieron a comienzos de 1974.

4.74 Con la suscripción de los Contratos P/3 y P/4 los recursos del Préstamo 18/CD-EC han quedado totalmente comprometidos.

4.75 Se estima actualmente que el proyecto Pisayambo, sin incluir las obras de captaciones secundarias, tendrá un costo total real de aproximadamente US\$40 millones. Esta cifra representa un aumento de unos US\$3 millones sobre la estimación original, debido principalmente al escalamiento en los precios del equipo de generación y transformación. INECEL está aportando todos los recursos adicionales necesarios para terminar este proyecto.

4.76 Al 31 de marzo de 1974 el Banco había desembolsado US\$2.266.888 (14% del total) de los recursos del Préstamo 314/SF-EC, dejando como saldo disponible el equivalente de US\$13.933.112 (86% del total). En cuanto al Préstamo 18/CD-EC, el Banco había desembolsado al 31 de marzo de 1974, el equivalente de US\$853.829 (9,7%), dejando como saldo disponible US\$7.947.171 (90,3%). Tal como se indica en el párrafo 4.71, este saldo está totalmente comprometido. Hasta la misma fecha INECEL había invertido como aporte local en el proyecto Pisayambo el equivalente de US\$5.780.972, que constituye aproximadamente el 48% del monto total del financiamiento local.

4.77 El Especialista de Proyecto del Banco, asignado a supervisar el proyecto Pisayambo, ha informado ultimamente que INECEL está efectuando un control y fiscalización adecuada de esta operación y que actualmente el proyecto tiene un ritmo de desarrollo totalmente aceptable. Por lo anterior se considera que a pesar de las demoras iniciales sufridas en el proyecto Pisayambo, los Préstamos 314/SF-EC y 18/CD-EC, están siendo utilizados eficientemente y que la labor de INECEL como ejecutor de los mismos ha sido satisfactoria en todo momento.

2. Préstamo 315/SF-EC

(a) Antecedentes

4.78 Como fue mencionado anteriormente, el objeto del préstamo 315/SF-EC fue cooperar en el financiamiento de la preparación de los estudios y diseños finales para la primera etapa del aprovechamiento hidroeléctrico Paute. El préstamo 315/SF-EC, por el equivalente de US\$2.700.000, fue aprobado simultáneamente con los préstamos 314/SF-EC y 18/CD-EC, el 26 de noviembre de 1971. El contrato de préstamo correspondiente fue firmado el 19 de abril de 1972. El plazo original para el primer desembolso del préstamo fue el 20 de octubre de 1972, el cual tuvo que prorrogarse por tres meses, hasta el 20 de enero de 1973.

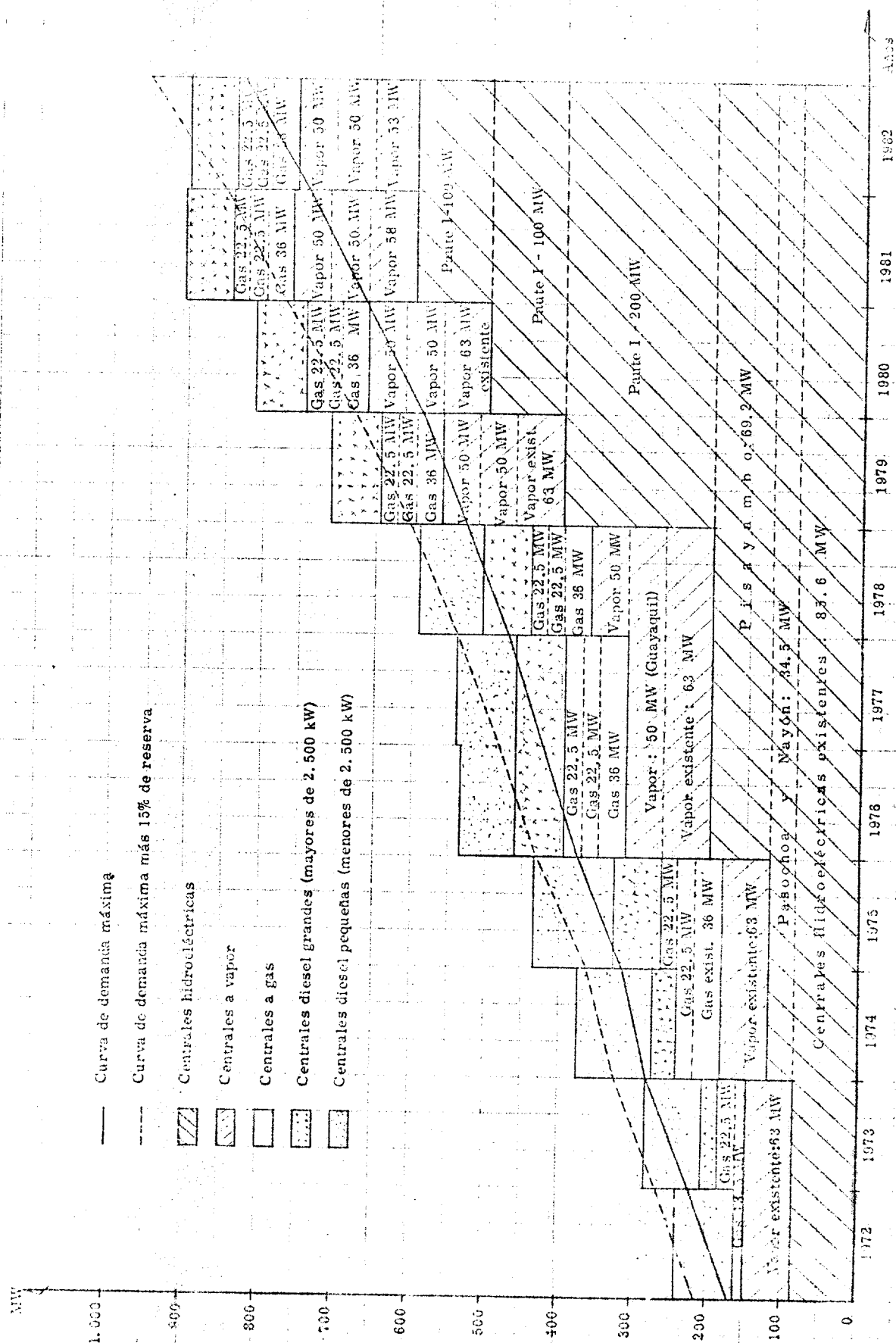
(b) Aspectos principales

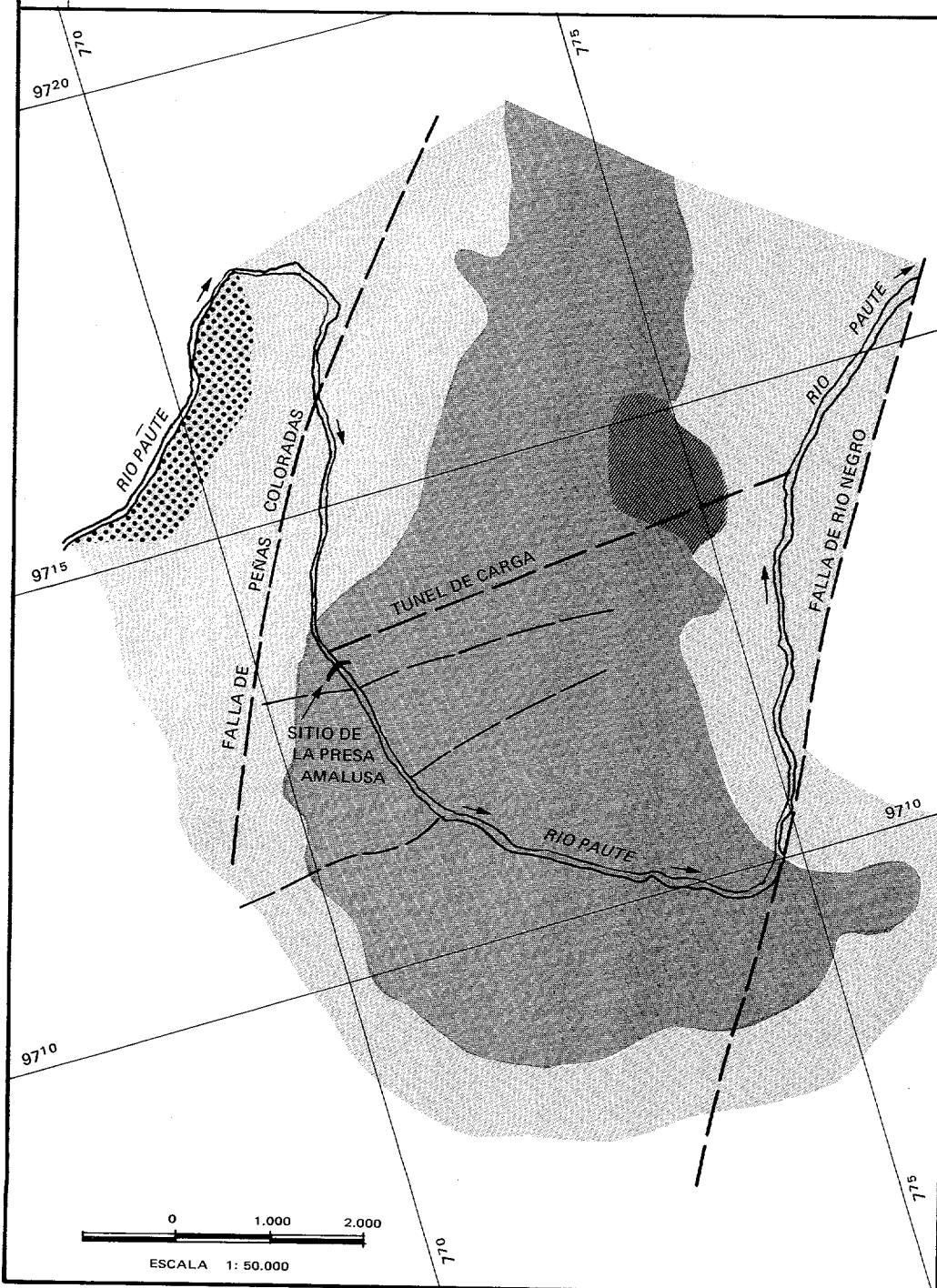
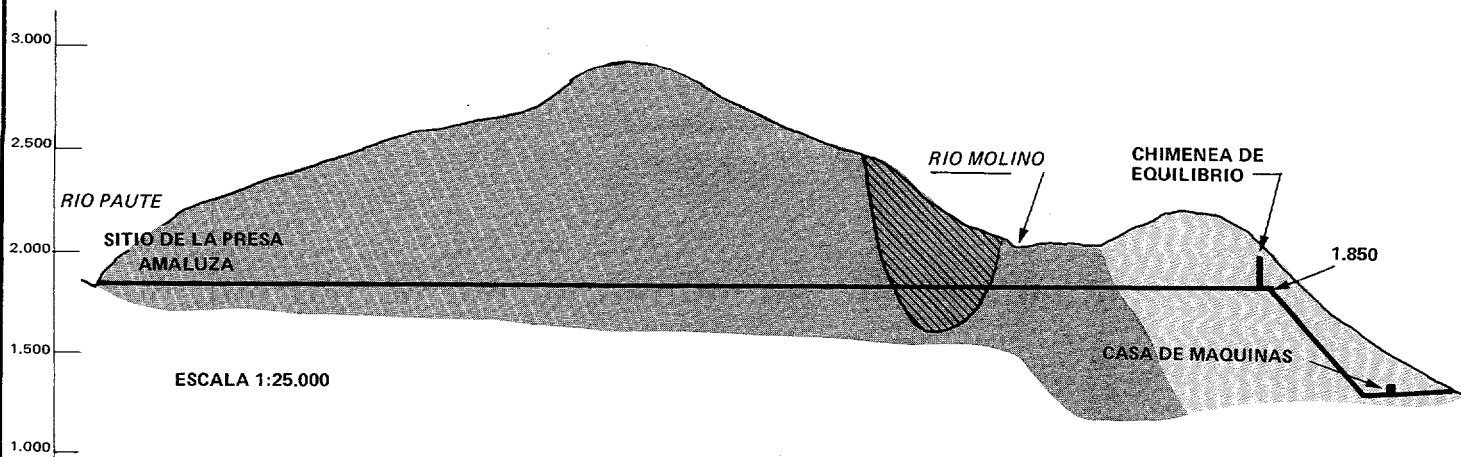
4.79 El 3 de noviembre de 1972 INECEL contrató los servicios del Consorcio International Engineering Co. (IECO) y Consultora Paute (CP), para ejecutar los estudios y diseños objeto de esta operación. Los estudios se han adelantado en forma satisfactoria presentando al 31 de marzo de 1974 un avance físico del 69%, el cual se considera compatible con el trabajo programado de los mismos. Hasta la misma fecha el Banco había desembolsado US\$779.908 (28,8% del monto total), dejando un saldo disponible de US\$1.920.092 (71,2% del préstamo). Con respecto al aporte local, INECEL había invertido al 31 de marzo de 1974 el equivalente de US\$1.322.601, equivalente al 88% del monto estimado como contribución nacional al financiamiento del proyecto.

- 4.80 El nivel de desembolsos de este préstamo se considera bajo, teniendo en cuenta que el plazo final de desembolsos vence el 20 de noviembre de 1974, por lo cual es probable que el prestatario tenga que solicitar al Banco una prórroga del período autorizado para desembolsos. Sin embargo, en vista del avance sustancial de los estudios preparados por los consultores, los cuales han servido como base para formular el presupuesto de las inversiones en el proyecto hidroeléctrico Paute, y el ritmo satisfactorio del trabajo involucrado en esta operación, no se preve ningún problema especial para la terminación de estos estudios dentro de un plazo razonable. Tampoco se considera que una prolongación corta de la ejecución de esta operación pueda perjudicar en forma alguna la iniciación oportuna de los trabajos del proyecto Paute, ya que los diseños correspondientes a las obras iniciales de Paute ya están terminados.

PROYECCION DE LA DEMANDA Y EVOLUCION DE LA POTENCIA

SISTEMA NACIONAL





PROYECTO PAUTE

- ESQUISTOS
- GRANODIORITA
- GRANODIORITA (Puede incluir algunos esquistos)
- DESLIZAMIENTOS

ANEXO ESTADISTICO

Pag. 1

Cuadro 1

ECUADOR: Energía Generada, 1964-71

<u>Año</u>	<u>Servicio público GWH</u>	<u>Autoprodutores GWH</u>	<u>Total</u>		
			<u>GWH</u>	<u>KWH per cápita</u>	<u>Tasa de crecimiento anual per cápita %</u>
1964	454	72	526	104	-
1965	498	72	570	109	4.8
1966	541	68	609	113	3.7
1967	592	80	672	120	6.2
1968	667	82	749	130	8.3
1969	744	106	850	142	9.2
1970	829	120	949	154	8.5
1971	890	128	1 018	164	6.5
<u>1971</u>	<u>961</u>	<u>138</u>	<u>1 099</u>	<u>178</u>	<u>8.5</u>

Fuente: INECEL y estimados del BID.

ANEXO ESTADISTICO

Cuadro 2

ECUADOR: Proyección de la Energía
Generada, 1973-80

<u>Año</u>	<u>Producto interno bruto per cápita (US\$)</u>	<u>Energía generada per cápita KWH</u>	<u>Energía generada total GWH</u>
1973	297	188	1 282
1974	317	210	1 480
1975	338	234	1 702
1976	360	263	1 980
1977	383	295	2 295
1978	408	331	2 662
1979	435	371	3 083
1980	463	410	3 522
Tasa de cre- cimiento (%)	6,5	11,5	15,5

Fuente: INECEL y estimados del BID.

ANEXO ESTADISTICO

Cuadro 3

ECUADOR: Proyección de la Energía Generada
por Sectores Consumidores, 1971-80
 (GWH)

<u>Año</u>	<u>Residencial</u>	<u>Comercial</u>	<u>Industrial</u>	<u>Al público y otros</u>
1971	306	115	251	106
1975	521	186	581	130
1980	1.031	340	1,053	175
Tasa de cre- cimiento anual (%)	14.4	12.8	17.2	9.6

Fuente: INECEL.

ANEXO ESTADISTICO

Cuadro 4

ECUADOR: Proyección de Abonados y Relación
Habitantes por Abonado, 1971-80

<u>Año</u>	<u>Número de abonados residenciales</u> <u>(miles)</u>	<u>Relación de habitantes por</u> <u>abonado residencial</u>
1971	257	9.7
1975	418	9.0
1980	773	7.4

Fuente: INECEL.

ANEXO ESTADISTICO

Cuadro 5

Costo Económico del Proyecto Hidroeléctrico Pante
(millones de US\$)

<u>Año</u>	<u>Costo de inversión a/</u>	<u>Costo de operación y mantenimiento</u>	<u>Total</u>	<u>Valor presente descontado al 10%</u>
1974	3.0	-	3.0	2.7
1975	26.7	-	26.7	22.2
1976	53.2	-	53.2	39.9
1977	49.7	-	49.7	33.8
1978	37.2	-	37.2	23.0
1979	10.9	3.4	14.3	8.0
1980	6.0	3.6	9.6	4.9
1981	1.3	3.6	4.9	2.3
1982	0.4	3.6	4.0	1.7
1983			3.6	1.4
v				
2023		3.6	3.6	Total US\$ 155,5 millones

a/ Incluye renovación de la línea de transmisión a los 30 años de vida útil.

ANEXO ESTADISTICO

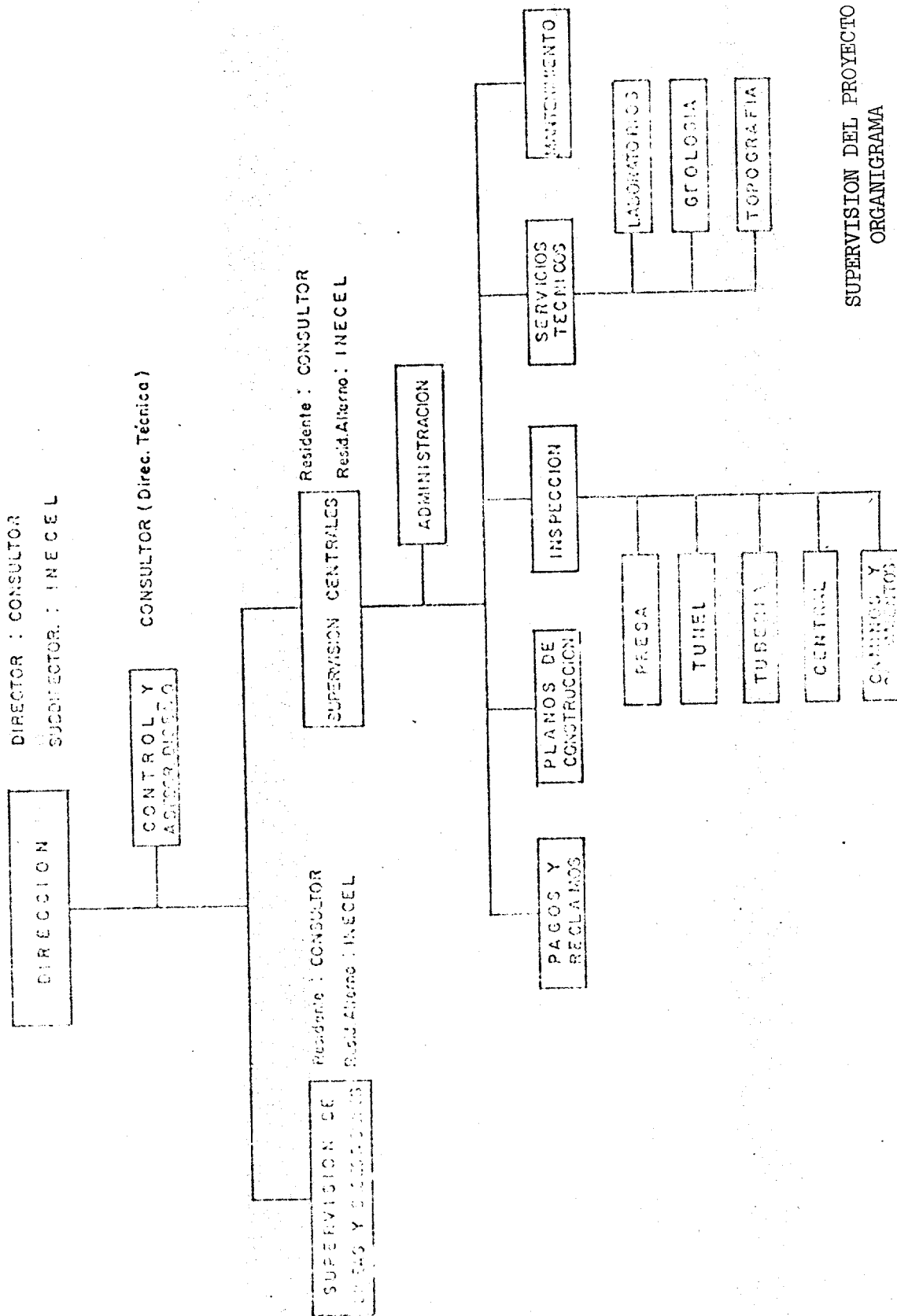
Cuadro 6

Costo Económico de la Central Térmica Equivalente
(millones de US\$)

<u>Año</u>	<u>Costo de inversión a/</u>	<u>Costo de operación y mantenimiento</u>	<u>Total</u>	<u>Valor presente descontado al 10%</u>
1974	8.9	-	8.9	8.1
1975	19.2	-	19.2	15.9
1976	28.2	-	28.2	21.2
1977	28.2	-	28.2	19.2
1978	37.0	-	37.0	22.9
1979	19.3	8.0	27.3	15.3
1980	7.3	13.3	20.6	10.5
1981		20.2	20.2	9.5
1982		26.6	26.6	11.2
1983		34.1	34.1	13.3
1984		41.7	41.7	14.6
1985		49.9	49.9	16.0
<hr/>				
v 2023		v 49.9	v 49.9	Total US\$ 338,6

a/ Incluye reposición de la central térmica a los 30 años de vida útil.

PROYECTO PAUTE



PAUTE PROJECT - STAGE I
EXECUTION SCHEDULE

GROUPS

DDING

Rio Negro-Guarumales
Paute - Queb. Honda
Queb. Honda - Rio Negro
El Descanso - Paute

idge

AND OPERATING CAMPS

structure Facilities
ng

CONTRACTS

or's Camps

ntenance

nnel

aft

se

rds

tion gen. and transfer. Equipment

tion switchyard Equipment

nd Install. Elect. and mech.

iliary Equipment

d Intake

C. EQUIP., MATERIALS AND VEHICLES

, steel liver, valves, gates,

cks and bridge crane

rs/Turbines

mers

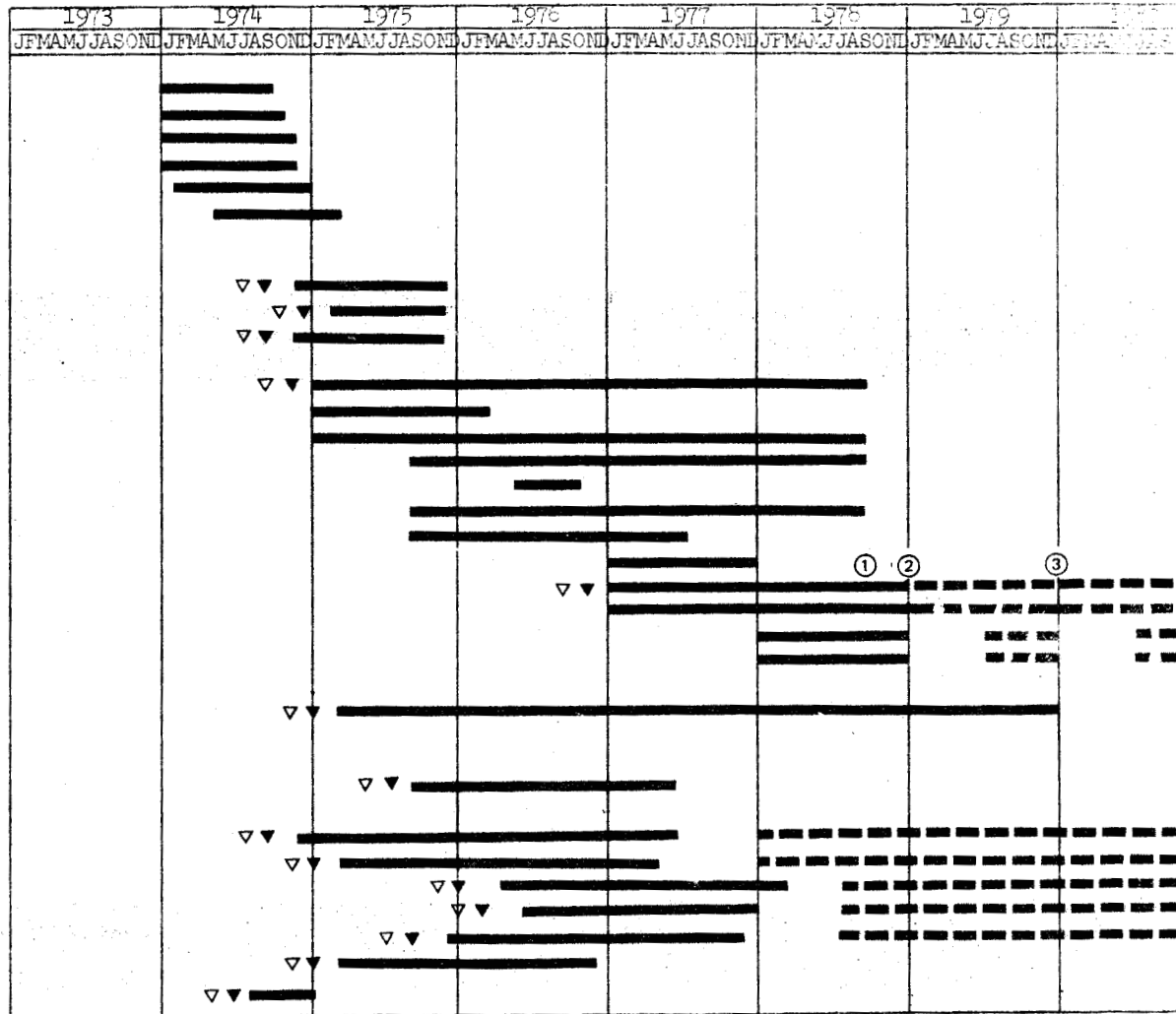
38 kV)

Breaker

panels and cables

Equipment

s



Call for bids



Receipt of offers



Execution of contracts - 1st. financing phase



Execution of contracts - 2nd. financing phase

PROYECTO PAUTE - CALENDARIO DE INVERSIONES Y DE RECURSOS ANUALES
(en miles de US dólares equivalente)

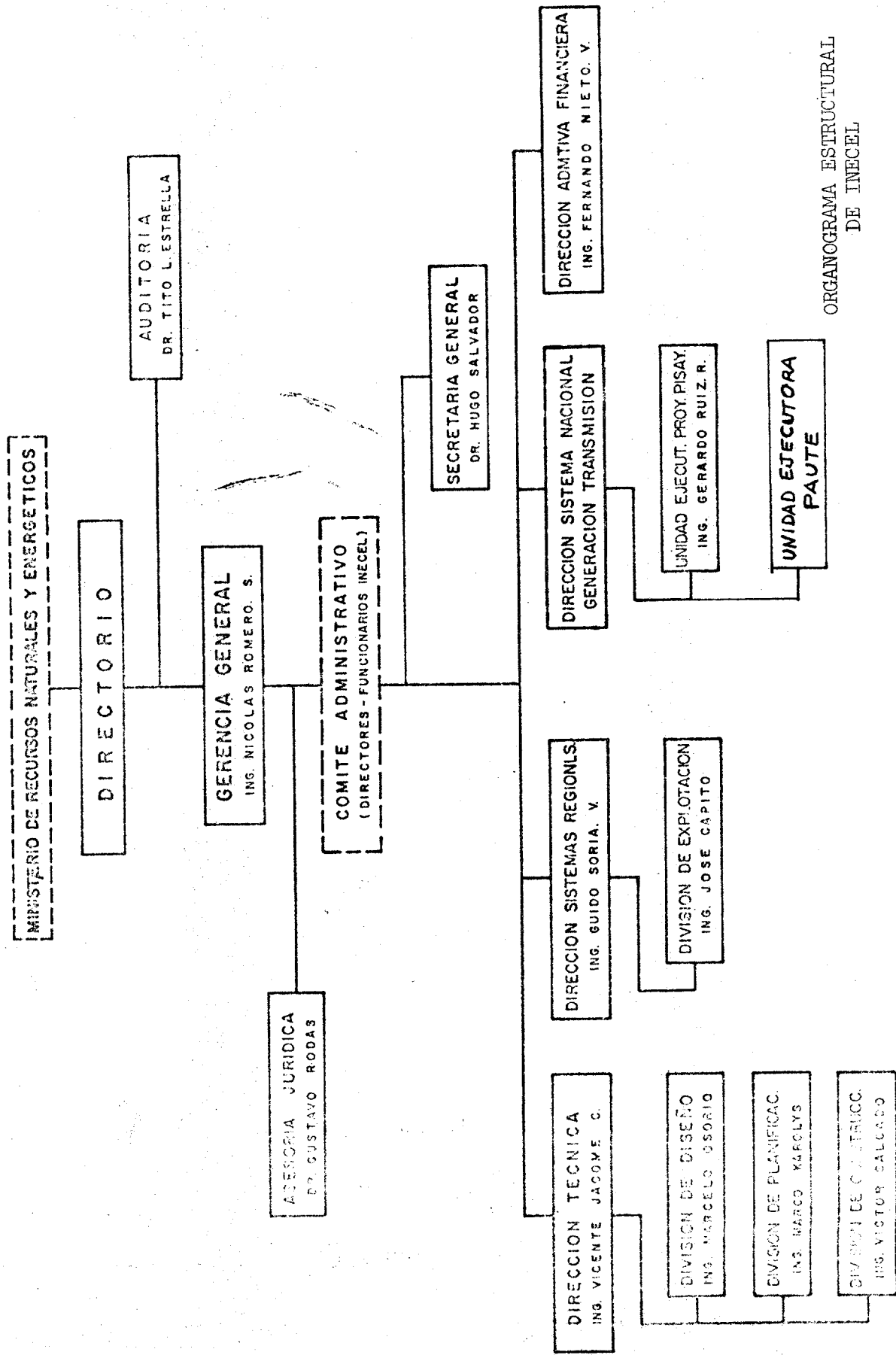
	Presupuesto		1974		1975		1976		1977		1978		1979		
	ME	MN	ME	MN	ME	MN	ME	MN	ME	MN	ME	MN	ME	MN	
Inversiones del Proyecto															
ADMINISTRACION Y ADMINISTRACION	4 167	3 774	165	183	602	542	846	761	990	881	918	826	646	581	
Aduana Extranjera	4 167	-	165	-	602	-	846	-	990	-	918	-	646	-	
Costos de INECEL	-	3 774	-	183	-	542	-	761	-	881	-	826	-	581	
DIRECTOS	37 816	43 431	-	2 730	9 091	11 303	26 647	10 834	21 913	9 440	22 053	7 088	6 993	2 036	1
Tubo Subterránea y túneles	33 165	21 490	-	-	5 642	4 680	11 794	7 212	10 166	6 163	5 489	3 425	80	-	
Caja de Embalse	29 102	13 154	-	-	2 300	1 150	8 050	3 450	7 245	3 105	8 050	3 450	3 457	1 999	
Cable de Presión, Compuertas,	11 868	302	-	-	899	12	5 049	99	1 222	81	3 135	98	1 249	12	
Turbinas, Generadores, Transform.	12 087	243	-	-	-	-	1 536	72	2 814	81	4 943	90	2 044	-	
Cables Alta Tensión, Equipos Inten-	1 194	52	-	-	50	1	218	1	272	-	436	25	163	25	
ción y Alta Tensión, y Auxiliares	400	-	-	-	200	-	-	-	200	-	-	-	-	-	
Cables para Supervisión	-	8 190	-	2 730	-	5 460	-	-	-	-	-	-	-	-	
Mantenimiento INECEL y Accesos	-	-	-	-	-	199	-	-	-	-	-	-	-	-	
FINANCIAMIENTO	13.688	3 679	-	-	863	199	1.786	491	2.914	820	3.727	1.059	4 398	1 110	
Crédito Préstamo BID-CO	8 094	-	-	-	228	-	931	-	1 815	-	2 446	-	2 674	-	
Crédito Préstamo BID-FOE	575	-	-	-	16	-	69	-	139	-	174	-	177	-	
Cesión de Compromiso CO	1 038	-	-	-	419	-	347	-	199	-	71	-	2	-	
Cesión de Compromiso FOE	220	-	-	-	97	-	81	-	39	-	3	-	-	-	
Cesión y Vigilancia BID	515	-	-	-	103	-	103	-	103	-	103	-	103	-	
Créditos Paralelos	3 246	-	-	-	-	-	255	-	619	-	930	-	1 442	-	
Diferencial de Gastos Financieros para	-	3 679	-	-	-	199	-	491	-	820	-	1 059	-	1 110	
Fondo de Electricidad Popular	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
CONCURRENTES	1.485	1 165	-	101	663	456	822	608	-	-	-	-	-	-	
Cables de Coca	1.485	1 165	-	101	663	456	822	608	-	-	-	-	-	-	
INVERSIONES ESPECIFICAS	22 518	14 277	-	-	1.387	1 133	5 412	3.298	6 643	4 129	6 853	4 122	2 177	1 595	
Revisión General	5 383	3 055	-	-	691	507	1 734	927	1 528	807	1 199	599	229	215	
Mantenimiento de Precios	17 135	11 222	-	-	696	626	3 678	2.371	5 115	3 322	5 654	3 523	1 948	1 380	
Inversiones del Proyecto	129 674	66 326	165	3 014	12 606	13 633	35 513	15 992	32 460	15.270	33 551	13 095	14 214	5 322	1
Recursos de Financiamiento															
Recursos:	51 500	-	-	-	8 555	-	19 708	-	16 690	-	6 067	-	480	-	
Recursos:	33 500	-	-	-	5 709	-	11 861	-	10 227	-	5 556	-	147	-	
Recursos:	18 000	-	-	-	2 846	-	7 847	-	6 463	-	511	-	333	-	
Recursos:	20 842	-	-	-	-	-	4 403	-	4 028	-	8 064	-	3 286	-	1
Tubería, Compuertas, Válvulas	10 292	-	-	-	-	-	4 403	-	1 214	-	3 121	-	1 242	-	
Cable Grúa	10 550	-	-	-	-	-	-	-	2 814	-	4 943	-	2 044	-	
Turbinas, Generadores y Transf.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Recursos de Financiamiento	37 332	66 326	165	3 014	4 051	13 633	11 402	15 992	11 742	15 270	19 420	13 095	10 448	5 322	
Recursos de Financiamiento	129 674	66 326	165	3 014	12 606	13 633	35 513	15 992	32 460	15 270	33 551	13 095	14 214	5 322	1

APENDICE I

PROYECTO PAUTE - MONTO Y CRONOGRAMA DE LICITACIONES

I T E M	Cronograma de Licitaciones			Monto del Costo incluyendo			Financiamiento BID		Créditos Paralelos
	Llamado	Cierre	Adjudicación	Imprevistos y Escalamiento			CO	FOE	
	mes/año	mes/año	mes/año	ME	ML	Total			
				(en miles de US dólares)			(en miles de US d'ó)		
nes Internacionales:									
Obras Civiles:									
Central Subterránea, Túneles,	6/74	10/74	12/74	43.721	29.298	73.019	33.165 <u>1/</u>	-	-
y Montaje de Equipos	1/75	5/75	8/75	40.435	19.279	59.714	-	16.335 <u>2/</u>	-
Presa de Embalse									
Equipos:									
Tubería de Presión	11/74	2/75	5/75	6.056	242	6.298	-	-	5.258
Compuertas	1/76	6/76	8/76	5.072	21	5.093	-	-	4.398
Válvulas									
Equipos de la Presa	2/75	5/75	7/75	740	39	779	-	-	636
Puente Grúa	3/75	7/75	11/75	12.087	243	12.330	-	-	10.550
Turbinas y Generadores	4/75	8/75	12/75	1.632	88	1.720	-	-	-
Transformadores									
Cables Alta Tensión	6/75	10/75	12/75	105	2	107	-	-	-
Equipos Interrupción y A.T.									
Equipos Auxiliares	1/75	3/75	6/75	400	-	400	-	-	-
Grupo Diesel Auxiliar									
Vehículos para Supervisión									
Estaciones Internacionales				110.248	49.212	159.460	33.165	16.335	20.842
nes Nacionales:									
Campamento INECEL y Vías	6/74	10/74	12/74	-	8.190	8.190	-	-	-
de Acceso									
LICITACIONES				110.248	57.402	167.650	33.165	16.335	20.842

del costo básico (excl. imprevistos y escalamiento) en divisas del contrato.
del costo básico en divisas del contrato.



ORGANOGRAMA ESTRUCTURAL
DE INECEL

INECEL-PROY.DE RESULTADOS
MILES DE US\$ 1/

	1973 ^{2/}	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	TOTAL
INGRESOS												
INGRESOS SIST. NAC.INTERCONECT.	0	0	0	860	2790	3640	16190	20770	25890	31850	38820	140810
TOTAL INGRESOS	0	0	0	860	2790	3640	16190	20770	25890	31850	38820	140810
DEP.Y MANTENIM.	0	0	0	615	1445	1445	6397	6397	6397	6397	6397	35490
ADMINISTRACION	0	0	0	100	100	100	150	200	200	200	200	1250
DEPRECIACIONES	0	0	0	665	1331	4190	7237	10284	10764	10764	10764	55999
SUBTOTAL	0	0	0	1380	2876	5735	13784	16881	17361	17361	17361	92739
RESULT.DE EXPLOT.	0	0	0	-520	-86	-2095	2406	3889	8529	14489	21459	48071
OTROS GASTOS												
RESULTADOS												
EXPLOT.SISTEMA MANTA Y DURAN 3/	1170	1410	1110	0	0	0	0	0	0	0	0	2520
OTOS.ADMON. DE INVERSIONES	540	1636	1745	2320	2420	2660	2700	2800	2900	3000	3100	25281
ENTRENAM.PERSONAL	0	1000	1100	1500	1500	1500	2200	2500	2500	2500	2500	18800
SUBTOTAL	1710	4046	3955	3820	3920	4160	4900	5300	5400	5500	5600	46601
RESULTADOS ANTES OTOS.FINANCIEROS	-1710	-4046	-3955	-4340	-4006	-6255	-2494	-1411	3129	8989	15859	1470
OTOS.FINANCIEROS												
A) INTERESES:												
PTMOS.VIGENT.	400	382	228	1567	2307	2104	1969	1812	1656	1504	1359	14888
PROVVED.CENTRAL QUAYACUIL	0	0	0	0	0	1204	2287	2046	1806	1565	1324	10232
PROVVED.SIST. REGIONALES	0	0	0	219	870	1471	1554	1380	1192	989	769	8444
PTMOS.A GESTIO- NAR P/SISTEMAS INTERCONECTADO	0	0	0	0	0	0	0	6718	6238	5758	5279	23993
PTMOS.BANCARIO	0	0	0	1200	2400	3600	3300	3000	2700	2400	2100	20700
PROVVED.-PAUTE	0	0	0	0	0	0	0	1500	1500	1333	1167	5500
FASE 1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PROVVED. PAUTE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	576	576	1152
FASE 2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PTMOS. BID EN ESTUDIO	0	0	0	0	0	0	0	2660	2473	2294	2115	9542
B) CONTRIB.AL FDO. DE ELECTRIFIC. POPULAR												
	0	0	0	0	0	0	0	1140	1044	948	852	3984
SUBTOTAL	400	382	228	2986	5577	8379	9110	20256	18609	17367	15541	98435
RESULTADO NETO	-2110	-4428	-4183	-7326	-9583	-14634	-11604	-21667	-15480	-8378	318	-96965
RECURSOS FONDO -NAC.DE ELECTRIF.												
RECAL.PETROLEO	8100	61661	49916	53796	64110	73289	82419	82419	82419	82419	82419	714867
IMP.S/.0.05 POR KWH Y APORTE GOB.	4329	140	0	0	0	0	0	0	0	0	0	140
TOTAL OTROS ING.	12429	61801	49916	53796	64110	73289	82419	82419	82419	82419	82419	715007
AUMENTO PATRIMONIO	10319	57373	45733	46470	54527	58655	70815	60752	66939	74041	82737	618042

1/ Tipo de cambio: S/. 25.00 = US\$ 1.

2/ Estimación formulada en base a datos reales proporcionados por INECEL hasta el 30 de septiembre de 1973.

3/ Corresponde a los resultados netos de explotación de los sistemas Manta y Durán que INECEL traspasará en 1976 a las empresas regionales correspondientes.

INECEL-PROY. DE ORIGEN Y APLIC. FONDOS
MILES DE US\$ 1/

ANEXOS I

	1973 ^{2/}	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	TOTAL
ORIGEN												
INTERNO:												
-RESULADO ANTES												
CIOS. FINANCI.	-1710	-4046	-3955	-4340	-4006	-6255	-2494	-1411	3129	8989	15859	1470
-DEPRECIACION	250	250	250	665	1331	4190	7237	10284	10764	10764	10764	56499
RECURSOS FONDO												
NAC. DE ELECTRIF.	12429	61801	49916	53796	64130	73289	82419	82419	82419	82419	82419	715027
TOTAL REC. PROPIOS	16969	58605	46211	50121	61455	71224	87162	91292	96312	102172	109042	772996
EXTERNO:												
-DESEM. PIMO. VIG.	5000	21750	24295	8537	34	0	0	0	0	0	0	54616
-PIMO. BID EN												
ESTUDIO	0	0	8555	19708	16690	6067	480	0	0	0	0	51500
-PROVEED. PAUTE 1	0	0	0	4403	4028	8064	3286	1061	0	0	0	20842
-PROVEED. PAUTE 2	0	0	0	0	0	3089	0	5992	2476	906	0	12463
-PIMO SIST. NAC.												
DE TRANSMIS.	0	0	10945	30120	33054	15431	393	0	0	0	0	89943
(EN GESTION)												
TOTAL ORIGEN EXTERNO	5000	21750	43795	62768	53806	32651	4159	7053	2476	906	0	229364
TOTAL DE ORIGEN	15969	79755	90006	112889	115261	103875	91321	98345	98788	103078	109042	1002360
APLICACION												
EJEC. DE OBRAS												
PROY. PISCAYAMBO	3834	20413	30959	10423	0	0	0	0	0	0	0	61795
PROY. PAUTE 1	0	3078	25117	50057	47700	46628	19606	1164	0	0	0	193350
PROY. PAUTE 2	0	0	0	0	1865	3515	3341	10390	3051	906	0	23068
CENT. TECN. DE QUITO	0	1534	11226	2958	0	0	0	0	0	0	0	15718
SIST. NAC. TRANSMIS.	0	0	20013	46047	64748	30951	7819	0	0	0	0	169579
SUBTOTAL	3834	25025	87315	109485	114313	81094	30766	11554	3051	906	0	463509
SERV. DE LA DEUDA												
A) INTERESES	400	382	228	1567	2307	2104	1969	13830	12911	12413	11348	59059
B) AMORTIZACIONES:												
PROV. PAUTE 1	1700	1683	1938	1804	2408	2702	2237	2061	3241	3416	3452	24936
PROV. PAUTE 2	0	0	0	0	0	0	0	2084	2084	2084	3330	9582
BID-PIMOS. EN												
ESTUDIO	0	0	0	0	0	0	0	2233	2233	2233	2233	8932
PAGOS AL FOD. DE												
ELECT. POPULAR	0	0	0	0	0	0	0	1100	1100	1100	1100	4400
PIMO. SIST. NAC.	0	0	0	0	0	0	0	5996	5996	5996	5996	23984
DE TRANSMISION												
TOTAL SERV. DEUDA	2100	2065	2166	3371	4715	4806	4200	27304	27565	27242	27459	130893
TOTAL APLICACION	5934	27090	89481	112856	119028	85900	34966	38858	30616	28148	27459	594402
SUPERAVIT (DEFICIT)												
ANUAL	10035	52665	525	33	-3767	17975	56355	59487	68172	74930	81583	407958
OTROS RECURSOS												
PROV. CENT. GUAY.	0	1505	5418	9306	9632	4239	0	0	0	0	0	30160
PROV. SIST. REG.	0	0	0	5481	11991	6700	0	0	0	0	0	24172
PIMOS. BANCARIOS	0	0	0	15000	15000	0	0	0	0	0	0	30000
TOTAL OTROS RECURSOS	0	1505	5418	29787	36623	10939	0	0	0	0	0	84272
OTRAS APLICACIONES												
INVERS. Y ESTUDIOS												
CENT. TERM. GUAYAQ.	0	1974	7563	14610	16846	8767	0	0	0	0	0	49760
SIST. REGIONALES	6600	14745	10981	12215	12798	12081	12344	13200	10600	10000	10000	118364
ADQUIS. ACCIONES	0	1500	1500	1500	1500	1500	1500	2000	2500	2500	2500	18500
ESTUDIOS	1934	2000	2000	2000	2000	2000	4000	4000	4000	4000	4000	30000
SUBTOTAL	8534	20219	22044	30325	33144	24348	17844	19200	16500	16500	16500	216624
SERV. DEUDA OTROS RECURSOS:												
A) INTERESES	0	0	0	1419	3270	6275	7141	6426	5698	4954	4193	39376
B) AMORTIZACIONES:												
PROV. CENT. GUA.	0	164	758	1812	2977	3494	3561	3847	4154	4487	4487	29741
PROV. SIST. REG.	0	598	1831	2313	2178	2352	2540	2743	2963	3200	3456	24174
PIMOS. BANCARIOS	0	0	0	0	0	0	2500	2500	2500	2500	2500	12500
SUBTOTAL	0	762	2589	5544	8425	12121	15742	15516	15315	15141	14636	105791
TOTAL DE OTRAS APLICACIONES	8534	20981	24633	35869	41569	36469	33586	34716	31815	31641	31136	322415
ANUAL	1501	33189	-18690	-6049	-8713	-7555	22769	24771	36357	43289	50447	169815
ACUMULADO 3/	4405	37594	18904	12855	4142	-3413	19356	44127	80484	123773	174220	
VECES REC. PROPIOS CUBREN SERV. DEUDA												
	5.6	20.5	9.1	5.6	4.7	4.2	4.4	2.4	2.6	2.8	3.0	

1/ Tipo de cambio: S/. 25.00 = US\$ 1.00

2/ Estimación formulada en base a datos reales proporcionados por INECEL hasta el 30 de septiembre de 1973.

3/ Los excedentes de fondos mostrados a partir de 1979, serían utilizados en obras cuyo valor aún no se ha cuantificado.

INECEL-BALANCE PROFORMA
MILES DE US\$ 1/

	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983
ACTIVO												
ACTIVO FIJO												
EN SERVICIO	4263	7060	7060	7060	65629	65629	160929	235207	428557	450719	451625	451625
DEPRECIACION	2440	2690	2940	3190	665	1996	6186	13423	23707	34471	45235	55999
TOTAL ACTIVO FIJO EN OPERACION	1823	4370	4120	3870	64964	63633	154743	221784	404850	416248	406390	395626
ACTIVO FIJO EN CONSTRUCCION	2797	3834	27325	103414	144312	258625	244419	200907	19111	0	0	0
OTROS ACTIVOS FIJO	5617	5616	5616	5616	5616	5616	5616	5616	5616	5616	5616	5616
TOTAL ACTIVO FIJO	10237	13820	37061	112900	214892	327874	404773	428307	429577	421864	412006	401242
ACTIVO CORRIENTE												
CAJA Y BANCOS	3901	5426	3000	3000	3000	3000	688	3000	3000	3000	3000	3000
CUENTAS A COBRAR Y OTROS	4700	4300	3600	2100	1350	1200	1200	3200	4000	4800	5800	7000
TOTAL ACTIVO CORRIENTE	8601	9726	6600	5100	4350	4200	1888	6200	7000	7800	8800	10000
OTROS ACTIVOS												
DISPONIBILIDADES PARA INVERTIR EN OBRAS	0	0	36315	19125	13826	5243	0	18457	42428	77985	120274	169521
SUB-PTOS. A EMP.	10853	13633	8683	6513	4343	2173	0	0	0	0	0	0
INV. EN EMPRESAS	6020	9340	34543	67983	105306	138620	163141	176985	192185	204685	217185	225685
TOTAL OTROS ACTIVOS	16073	23473	79541	93621	123475	146036	163141	195442	234613	282670	337459	395206
DIFERIDO	4590	6193	7772	9246	10620	11394	13068	16042	18816	21390	23764	25938
TOTAL ACTIVO	40301	53217	130974	220867	353337	490004	582875	645991	690006	733724	782029	836386
PASIVO												
PATRIMONIO												
DEUDA LARGO PLAZO	20343	30336	87637	133198	179396	233551	291734	361877	421757	487624	560393	641659
	10840	13395	32123	75407	160399	242280	275038	256633	239415	216875	19127	164673
TOTAL CAPITALIZACION	31183	43731	119760	208605	339795	475831	566772	618510	661172	704499	751620	806332
CORRIENTE												
PORCION CORRIENTE DEUDA LARGO PLAZO	1680	2445	4527	5929	7563	6548	10832	22564	24271	25016	26554	26554
OTROS PASIVOS CORRIENTES	3897	3500	3500	3500	3500	3500	3500	3500	3500	3500	3500	3500
SUB-TOTAL	5577	5945	8027	9429	11063	12048	14332	26064	27771	28516	30054	30054
DIFERIDO Y OTROS	3541	3541	3187	2833	2479	2125	1771	1417	1063	709	355	0
TOTAL PASIVO Y PATRIMONIO	40301	53217	130974	220867	353337	490004	582875	645991	690006	733724	782029	836386
ESTRUCTURA CAPITALIZACION												
PASIVO LARGO PLAZO/PATRIMONIO	35:65	31:69	27:73	37:63	47:53	51:49	49:51	42:58	37:63	31:69	26:74	21:79

FONDO ESPECIAL PARA CONEXIONES
DE SERVICIOS A CONSUMIDORES DE BAJOS RECURSOS

(Fondo de Electrificación Popular)

Bases Generales de Operación

1. FINALIDAD DEL FONDO ESPECIAL

- 1.1 El Fondo Especial se destinará exclusivamente a ayudar a las Empresas Eléctricas para financiar redes de distribución secundaria y acometidas de servicio en las zonas marginales de las ciudades y en las zonas rurales; servirá igualmente para ayudar a los usuarios residenciales en estas zonas en el financiamiento de acometidas, cuya longitud exceda los 30 mts., así como al financiamiento de sus instalaciones interiores.

2. CRITERIO DE SELECCION DE LOS BENEFICIARIOS

- 2.1 Serán beneficiarios del Fondo Especial los habitantes de las zonas señaladas cuya renta familiar total sea igual o inferior a tres salarios mínimos vitales (\$2.000 c/u.)
- 2.2 Tendrán prioridad los consumidores localizados en regiones donde ya existan redes de distribución secundarias.

3. CONSTITUCION Y MANEJO DEL FONDO

- 3.1 El Fondo constituirá una cuenta específica del PASIVO NO EXIGIBLE en la Contabilidad de INECEL, y se le depositará una cuenta especial en el Banco Central del Ecuador.
- 3.2 El Fondo se constituirá: (a) con los recursos provenientes de la diferencia de intereses que pagará el Gobierno del Ecuador al Banco Interamericano de Desarrollo (BID), por el Préstamo No. que financiará el Proyecto Paute, y el interés que por el mismo concepto pagará INECEL al Gobierno Ecuatoriano por efecto de traspaso del crédito; (b) con los intereses de los préstamos concedidos por INECEL a las Empresas Eléctricas con los recursos de este Fondo Especial; y, (c) con las diferencias de capital entre las cuotas de amortización que pagará INECEL al Gobierno, y las cuotas que pagará éste al BID para la amortización del crédito; para este efecto INECEL abonará los intereses y el principal del Sub-préstamo al Banco Central del Ecuador y éste a su vez efectuará el servicio de la deuda al Banco Interamericano de Desarrollo (BID). Todos los recursos que se produzcan por el diferencial, serán transferidos por el Banco Central a la cuenta del Fondo Especial, abierta para este efecto y a órdenes de INECEL.

4. ADMINISTRACION DEL FONDO

- 4.1 El Fondo Especial será utilizado por INECEL para otorgar préstamos a las Empresas Eléctricas, para la ejecución de programas que contemplen las obras señaladas en el Numeral 1.1 en el área de sus respectivas concesiones. Estos préstamos serán concedidos bajos las siguientes condiciones: Plazo de pago: 6 años; Interés Anual: 6%.
- 4.2 Las Empresas Eléctricas a su vez, con cargo a los recursos obtenidos de este fondo, podrán conceder préstamos a los consumidores de las zonas rurales y áreas marginales de las ciudades, para ayudarlos en el financiamiento de acometidas que excedan los 30 mts. y al financiamiento de sus instalaciones interiores. Estos sub-préstamos serán concedidos por las Empresas a estos consumidores, a un plazo de cinco años y con un interés anual del 6%.

Las cuotas mensuales a pagar por los usuarios deberán ser facturadas junto con el importe por consumo de energía eléctrica.
- 4.3 Las Empresas Eléctricas interesadas deberán solicitar a INECEL el financiamiento, con recursos del Fondo Especial, presentando programas anuales completos, en los que se especifiquen las áreas de aplicación y los presupuestos correspondientes.
 - 4.3.1 En los presupuestos que presenten las Empresas Eléctricas, deberán indicarse las redes secundarias a construirse, las acometidas de servicio a instalarse a los consumidores y el número de unidades físicas de obras, con los respectivos presupuestos.
 - 4.3.2 A la solicitud y presupuesto deberán acompañarse los cronogramas estimativos de desembolsos.
 - 4.3.3 Los préstamos deberán ser aprobados por INECEL y su efectivación estará sujeta a las disponibilidades del Fondo Especial.
 - 4.3.4 La Dirección de Sistemas de Distribución de INECEL, a través de la Superintendencia de Electrificación Rural, deberá aprobar el programa anual de obras, tomando en consideración las solicitudes presentadas por las Empresas Eléctricas.
- 4.4 INECEL verificará por lo menos semestralmente el avance físico de las obras, así como también los registros financieros de las mismas.
- 4.5 Para la solicitud del desembolso semestral, las Empresas Eléctricas se ceñirán a las normas de los sistemas presupuestarios establecidos por INECEL.

- 4.6 El primer desembolso se efectuará en la fecha de la firma del Contrato de Préstamo. El valor del mencionado desembolso será fijado de acuerdo con el programa de inversión, aprobado para el año correspondiente.
- 4.7 Los siguientes desembolsos serán solicitados por las Empresas Eléctricas, acompañando a la respectiva solicitud, la siguientes información:
 - (a) Relación de las redes ejecutadas en el período de aplicación del desembolso indicando la localización, extensión, número de acometidas y costos de las obras ejecutadas.
 - (b) Relación de los préstamos concedidos a los usuarios para el financiamiento de acometidas en exceso a 30 mts., o de sus instalaciones interiores.
- 4.8 Al cerrar el ejercicio anual y dentro del plazo de 90 días posterior al cierre, INECEL pagará al BID un informe conteniendo el extracto del movimiento del Fondo, los desembolsos efectuados a las Empresas Eléctricas, el número de conexiones efectuadas y el costo correspondiente, los kilómetros de redes de distribución secundaria y la capacidad de transformadores ligados a las mismas