

PÚBLICO

DOCUMENTO DEL BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO

COLOMBIA

**PRÉSTAMO A LA EMPRESA DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE BOGOTÁ
PROYECTO DE TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA**

(CO0013; 249/OC-CO)

PROPUESTA DE PRÉSTAMO

1973

EQUIVALENCIAS ENTRE MONEDAS

US\$1,00	=	Pesos colombianos (Col. \$) 22,79 <u>1/</u>
Col.\$ millón	=	US\$43.879

UNIDADES Y SUS EQUIVALENTES

1 kilovoltio (Kv)	=	1.000 voltios (v)
1 megavoltio/amperio (MVA)	=	1.000 kilovoltios/amperios (Kva)
1 megavatio (MW)	=	1.000 kilovatios (Kw)
1 gigavatio/hora (Gwh)	=	1 millón de kilovatios/hora (Kwh)

SIGLAS

BIRF	-	Banco Internacional de Reconstrucción y Fomento
CAR	-	Corporación Autónoma Regional de la Sabana de Bogotá y Valles de Ubaté y Chiquinquirá
CHIDRAL	-	Central Hidroeléctrica del Río Anchicayá Ltda.
CORELCA	-	Corporación Eléctrica de la Costa Atlántica
CVC	-	Corporación Autónoma del Cauca
EEEB	-	Empresa de Energía Eléctrica de Bogotá
EMCALI	-	Empresas Municipales de Cali
EPM	-	Empresas Públicas de Medellín
ICEL	-	Instituto Colombiano de Energía Eléctrica
ISA	-	Interconexión Eléctrica S.A.
JNTSP	-	Junta Nacional de Tarifas de Servicio Público
PIDUZOB	-	Programa Integrado de Desarrollo Urbano de la Zona Oriental de Bogotá

1/ Este tipo de cambio se ha empleado en el presente documento para determinar todos los costos salvo aquellos respecto de los cuales se indica otro tipo.

DATOS BASICOS SOBRE COLOMBIA

(Los datos de 1971 son preliminares y los de 1972 son cálculos parciales)

EXTENSION: 1.138.400 Km²

POBLACION: 22,5 millones (a mediados de 1972)

439.513 millas cuadradas

Tasa de aumento: 3,2%

Mortalidad (1971): 8,1 por 1.000 habitantes

Mortalidad infantil (1970): 67,9 por 1.000 nacidos vivos

Expectativa de vida al nacer (1970): 53,3 años

Porcentaje de alfabetismo (1971): 78,5

Producto interno bruto (PIB) (1971)

Total: 7.886,3 (millones de dólares de 1970)

Per cápita: 361,9 (dólares de 1970)

Tasa media de crecimiento (1969-71): 6,1%

Producto interno bruto (PIB) (1972)

Tasa media de crecimiento: 7,4% (cálculo)

Inversión bruta (1971)

Total: 1.774,4 (millones de dólares de 1970)

Finanzas públicas

Operaciones del Gobierno Central (cifras efectivas) (1971)

	(Millones de Col.\$)	% de PIB
Ingresos corrientes	14.416	9,5
Gastos corrientes	10.175	6,7
Superávit corriente	4.241	2,8
Gastos de inversión	5.903	3,9
Crédito total (neto)	1.662	1,1

Medios de pago, precios y tipo de cambio

	1969	1970	1971	1972
Medios de pago (millones de Col.\$)	18.448	21.627	23.995	29.842
Precios al consumidor (Indice 1954/55 = 100)	421,9	450,2	503,4	573,1
Tipo de cambio (Col.\$ por US\$1)	17,90	19,13	20,94	22,83
(% de variación anual)				
Medios de pago	19,5	17,2	11,0	24,3
Precios al consumidor	6,9	6,7	11,8	13,8
Tipo de cambio	-5,8	-6,9	-9,5	-9,0

Comercio exterior y reservas internacionales netas del Banco Central

	<u>1969</u>	<u>1970</u>	<u>1971</u>	<u>1972</u>
	(Millones de US\$)			
Exportaciones	667	782	754	820 (★)
Importaciones	645	802	784	911 (★)
Reservas internacionales netas	96,6	152,0	170,4	353,4
	(Variaciones anuales)			
Exportaciones (%)	10,6	17,2	-5,6	29,2 (★)
Importaciones (%)	4,9	24,3	-2,3	14,8 (★)
Reservas internacionales netas (en millones de US\$)	61,4	55,4	18,4	183,0

Deuda externa (en millones de US\$)

Total (1971): 2.018

Proporción del servicio de la deuda en 1972 con las exportaciones de bienes y servicios de 1971: 17,1%

(★) Importaciones y exportaciones registradas.

COLOMBIA. PROYECTO DE TRANSMISION Y DISTRIBUCION DE ENERGIA

PRESTAMO A LA EMPRESA DE ENERGIA ELECTRICA DE BOGOTA

I N D I C E

	<u>Página</u>
DATOS BASICOS SOBRE COLOMBIA	
RESUMEN Y CONCLUSIONES	1
I. INTRODUCCION	6
A. La solicitud	6
B. Prioridad	6
C. Misión del Banco	6
II. MARCO DE REFERENCIA DEL PROYECTO	7
A. El sector de energía eléctrica en Colombia	7
1. Organización del sector	7
2. Capacidad generadora e inversiones en el sector	8
3. Financiamiento del sector	8
4. Planificación del sector	9
B. La zona de servicio del proyecto	10
1. Características generales	10
2. Mercado actual y futuro de la electricidad	10
3. Obras de electricidad en funcionamiento y en construcción	12
III. EL PROYECTO	13
A. Objetivos del proyecto	13
B. Descripción del proyecto	13
C. Costo y financiamiento del proyecto	14
D. Justificación del proyecto	21
1. Juicio técnico y económico sobre la bondad y viabilidad del proyecto	21
2. Análisis de los beneficios del proyecto	23
IV. EL PRESTATARIO Y LA EJECUCION DEL PROYECTO	25
A. El prestatario y organismo ejecutor	25
1. Naturaleza, finalidad y capacidad jurídica	25
2. Organización y dirección	25

Este documento fue preparado por el Comité de Proyecto EEEB constituido el 12 de enero de 1973 y compuesto de los señores F. Albergucci (ECO), A. García Alvarez (PRA), A. Larragoiti (reemplazado temporariamente por el Sr. B. Castro) (LEG), S. Liberatore (PRA) y A. Rodríguez Mansfield (OP2; Presidente), y se basa en las comprobaciones de la Misión de Análisis y Negociación que visitó a Colombia en febrero de 1973.

	<u>Página</u>
3. Administración financiera	27
4. Tarifas	28
5. Situación financiera, 1969-1972	29
6. Proyecciones financieras, 1973-1982	32
B. Ejecución del proyecto	34
1. Calendarios de construcción, inversión y adquisiciones	34
2. Situación de los diseños y especificaciones	35
3. Servicios de ingeniería y supervisión técnica para el proyecto	36
V. RECOMENDACIONES	38

APENDICES:

- A. Anexo B del Contrato de Préstamo
- B. Proyecto de Resolución
- C. General Location Map
- D. Detailed Cost and Financing Plan
- E. Organograma
- F. Financial Statements: Actual and Projected
- G. Projection of System Electric Power and Energy Requirements 1973-1982
- H. Detailed Investment and Disbursement Schedules
- I. Contracting Program for Goods and Services to be financed with IDB Funds
- J. Acontecimientos Económicos Recientes

COLOMBIA. PROYECTO DE TRANSMISION Y DISTRIBUCION DE ENERGIA

PRESTAMO A LA EMPRESA DE ENERGIA ELECTRICA DE BOGOTA

RESUMEN Y CONCLUSIONES

1. Prestatario y organismo ejecutor: La Empresa de Energía Eléctrica de Bogotá, sociedad anónima pública de propiedad municipal y de carácter autónomo.
2. Garante: La República de Colombia.
3. Monto del préstamo: US\$21.200.000.
4. Fuente de los fondos: Los recursos ordinarios de capital del Banco.
5. Plazos y condiciones: Amortización en 20 años, pago de la primera cuota a los cinco años de la fecha del contrato, interés al 8% anual (incluida la comisión especial de 1% del Banco) y comisión de compromiso de 1-1/4% anual. El préstamo se desembolsaría en el plazo de 4-1/2 años.
6. Objeto del proyecto: Ampliación y mejora de las instalaciones de transmisión y distribución de la EEEB para satisfacer el aumento proyectado de la demanda en la zona de servicio (demanda que viene aumentando a razón de más de 10% anual) en la medida en que dicho aumento previsto no esté cubierto por el subprograma de energía de PIDUZOB financiado en parte con el préstamo 238/OC-CO.
7. Descripción del proyecto: El proyecto consistiría en: (a) construcción de ocho tramos de líneas elevadas de subtransmisión de 115 Kv con extensión total de 124,5 Km; cuatro tramos cortos de líneas elevadas y subterráneas de subtransmisión de 57,5 Kv por un total de 11,7 Km y la construcción de unos 120 Km de línea elevada de 34,5 Kv para servir las cargas industriales, todas estas líneas dentro de la zona de servicio de la EEEB; (b) construcción y ampliación o aumento del nivel de voltaje de cinco subestaciones receptoras de 230 Kv, 115 Kv y 57,5 Kv dentro de la zona servida por la EEEB, lo que representa la instalación de 435 MVA en la capacidad de transformación de energía eléctrica; (c) construcción dentro de la zona servida por la EEEB de unos 212 Km de líneas primarias de distribución de 13,2 Kv, 81 Km de líneas primarias de distribución de 13,2 Kv, 81 Km de líneas secundarias, instalación de unos 556 MVA en la capacidad transformadora de distribución, instalación de aproximadamente 65.000 medidores de vatios/hora para usuarios, así como instalación de condensadores y reguladores de voltaje y la instalación de alumbrado público en las principales calles a construirse durante el período; (d) extensión de servicios eléctricos a 15 comunidades

suburbanas en la zona normalmente servida por la EEEB y a 24 localidades más pequeñas anteriormente servidas por la CAR, lo que representa la construcción de un total de 70 Km de alimentadores rurales de 34,5 Kv, 95 Km de líneas secundarias, y la instalación de 35 MVA en la capacidad transformadora de distribución, y (e) adquisición de equipo de teleseñalización y otros equipos relacionados con el proyecto, incluyendo los relativos a mantenimiento, transporte, comunicaciones y equipo de laboratorio, así como herramientas para trabajar en líneas calientes y otras herramientas manuales.

8. Costo y financiamiento del proyecto: El costo total del proyecto propuesto se calcula en US\$42.175.000 y se financiaría del modo siguiente:

(En miles de US\$ o su equivalente)

<u>Categorías de inversión</u>	<u>BID</u>	<u>Crédito de</u>	<u>EEEE</u>		<u>Subtotal</u>	<u>Total</u>	<u>%</u>
	<u>Moneda</u> <u>extranjera</u>	<u>proveedor</u> <u>Moneda</u> <u>extranjera</u>	<u>Moneda</u> <u>extranjera</u>	<u>Moneda</u> <u>local</u>			
1. INGENIERIA Y ADMINISTRACION	<u>150</u>	<u>160</u>	-	<u>2.381</u>	<u>2.381</u>	<u>2.691</u>	<u>6,4</u>
2. COSTOS DIRECTOS DE CONSTRUCCION							
2.2 Transmisión	2.459	-	-	1.191	1.191	3.650	8,6
2.3 Distribución	11.118	-	-	10.583	10.583	21.701	51,5
2.4 Instalaciones generales	<u>328</u>	<u>2.933</u>	<u>326</u>	<u>110</u>	<u>436</u>	<u>3.697</u>	<u>8,8</u>
Total, Categoría 2	13.905	2.933	326	11.884	12.210	29.048	68,9
3. COSTOS FINANCIEROS DURANTE LA CONSTRUCCION	<u>3.811</u>	<u>-</u>	<u>1.183</u>	<u>-</u>	<u>1.183</u>	<u>4.994</u>	<u>11,8</u>
5. SIN ASIGNAR <u>1/</u>	<u>3.334</u>	<u>827</u>	<u>92</u>	<u>1.189</u>	<u>1.281</u>	<u>5.442</u>	<u>12,9</u>
COSTO TOTAL	<u>21.200</u> <u>2/</u>	<u>3.920</u>	<u>1.601</u>	<u>15.454</u>	<u>17.055</u>	<u>42.175</u>	<u>100,0</u>
	(50,3%)	(9,3%)	(3,8%)	(36,6%)	(40,4%)	(100,0%)	

1/ Esta partida está destinada a cubrir los imprevistos generales y el margen para aumento de costos

2/ En esta suma van comprendidos costos indirectos en moneda extranjera por un total equivalente a US\$2.922.000.

9. Adquisiciones: En la adquisición de equipo con cargo al préstamo del Banco se aplicarían procedimientos de licitación internacional y se seguiría un programa de contratación de bienes y servicios satisfactorio para el Banco. A los fabricantes colombianos se les reconocería un margen de preferencia de 15%. La EEEB goza de exención frente a los derechos de importación.
10. Consultores: La EEEB contrataría los servicios de la Ingetec (firma colombiana) y de la J. G. White Engineering Company (firma de los Estados Unidos) para el desarrollo y la ejecución del proyecto.
11. Conclusiones: La EEEB, que tiene capacidad legal para contratar el préstamo y ejecutar el proyecto, viene operando con eficiencia, tal como lo demuestran el nivel razonable de su tarifa media en 1972 (1,12 centavos de US\$ por kilovatio/hora) y la tasa de rendimiento sumamente satisfactoria realizada sobre su inversión inmovilizada, tasa que fue de 10,3% en 1972. La proyección de la tasa de rendimiento anual sobre la inversión inmovilizada indica que en su operación total la EEEB realiza un rendimiento de más del 9% anual que el Banco considera razonable. Las instalaciones actuales de la EEEB se encuentran en condiciones entre buenas y excelentes y su organización administrativa y financiera es satisfactoria. Su organización de ingeniería cuenta con apoyo adecuado de la firma Ingetec de consultores en ingeniería para los trabajos referentes al diseño de las líneas de transmisión y las subestaciones y a la supervisión de obras. En cambio, la EEEB padece de deficiencias en cuanto a la administración y planificación del sistema de distribución. El contrato que se negocia con la J. G. White Engineering Company de Nueva York, en virtud del subprograma de la EEEB en el préstamo 238/OC-CO (PIDUZOB) será ampliado para incluir los servicios de administración del sistema de distribución que sean necesarios. La parte del proyecto relacionada con la instalación de líneas de subtransmisión y la construcción de subestaciones se considera factible y bien concebida desde el punto de vista técnico y se ha llegado a la conclusión de que se ajusta a los procedimientos de ingeniería más recientes. En su aspecto de distribución, el proyecto también se considera satisfactorio como medio de proporcionar un suministro suficiente de materiales y equipos para efectuar 65.000 conexiones nuevas con el sistema de la EEEB y mejorar el servicio a todos los clientes actuales durante el período 1973-1977. El costo de construcción del proyecto se considera que es razonable y que contiene suficiente margen para imprevistos. Se estima que el proyecto puede ser terminado dentro del plazo de cuatro años y medio previsto para la construcción, la cual se realizaría según la política habitual de la EEEB de contratar los servicios principales de construcción y montaje con firmas nacionales experimentadas pero proveyendo de sus propios almacenes todos los materiales y equipos. Se considera que el proyecto es factible desde el punto de vista económico, pues indica una tasa interna de rendimiento de 21,6%. La situación financiera de la EEEB al 31 de diciembre de 1972 ha sido investigada a fondo y encontrada satisfactoria en general. El aporte local de contrapartida provendría

de la generación interna de fondos y los créditos locales. Las proyecciones financieras indican que la EEEB estaría en condiciones de efectuar con puntualidad sus aportes para el proyecto propuesto, teniendo en cuenta los acuerdos existentes con un banco local según los cuales éste cubriría cualquier déficit de efectivo para financiar la contribución local durante los primeros dos años de ejecución del proyecto, lo mismo que otros acuerdos que se formalizarían antes del inicio del proyecto.

I. INTRODUCCION

A. La solicitud

- 1.01 El 14 de noviembre de 1972 la Empresa de Energía Eléctrica de Bogotá (EEEB) presentó a la Administración del Banco la solicitud de un préstamo por el equivalente de US\$25.000.000 para el financiamiento parcial del costo en divisas de un proyecto de ampliación y mejora del sistema de transmisión y distribución de la EEEB durante el período 1973-1977. El 29 de noviembre de 1972 el Banco concedió al Gobierno de Colombia un préstamo de US\$20 millones (238/OC-CO) para el financiamiento parcial del programa PIDUZOB, programa que incluía un subprograma de transmisión y distribución de energía eléctrica (US\$7 millones) a ser ejecutado por la EEEB en la zona oriental de Bogotá. El proyecto que aquí se propone más el subprograma de la zona oriental de PIDUZOB comprenden la totalidad del programa de ampliación de la EEEB para el período 1973-1977.

B. Prioridad

- 1.02 El 18 de enero de 1973 el Departamento Nacional de Planeación afirmó que atribuye la mayor importancia al proyecto de transmisión y distribución de la EEEB y por tanto le asignaba elevada prioridad dentro del grupo de proyectos que el Departamento aprobará para financiamiento externo en 1973. El proyecto propuesto ha sido incluido por las autoridades de Colombia en la lista de proyectos para financiamiento externo en 1973-1974 que se presentará a la próxima reunión del Grupo Consultivo para Colombia que tendrá lugar en junio de 1973.

C. Misión del Banco

- 1.03 Después de constituido el Comité de Proyecto el 12 de enero de 1973, una Misión de Análisis y Negociación del Banco estuvo en Colombia entre el 12 y el 23 de febrero de 1973 con el fin de evaluar los aspectos técnicos, financieros, económicos e institucionales del proyecto y tratar con funcionarios de la EEEB las condiciones bajo las cuales el Banco podría considerar la posibilidad de participar en el financiamiento. A base de los estudios efectuados en el terreno y del análisis posterior que el Comité de Proyecto realizó en la sede, se llegó a la conclusión de que el financiamiento requerido del BID debería reducirse a US\$21.200.000 ya que el equipo teleseñalizador (por ser de naturaleza especializada) no se presta al proceso de licitación irrestricta que el Banco exige (véase el párrafo 3.14). Esta alternativa fue aceptada por la EEEB en el mes de abril y se estableció que la última cifra mencionada sería la del préstamo por considerar.

II. MARCO DE REFERENCIA DEL PROYECTO

A. El sector de energía eléctrica en Colombia

1. Organización del sector

- 2.01 En Colombia el suministro de electricidad corresponde básicamente a empresas públicas de propiedad del Gobierno Central, los departamentos o municipios. Los generadores propios de las industrias representan cerca del 10% de la capacidad instalada. Cuatro empresas públicas suministran el 95% de la electricidad proporcionada por el sector público en Colombia, a saber: el Instituto Colombiano de Energía Eléctrica (ICEL), la Empresa de Energía Eléctrica de Bogotá (EEEB), las Empresas Públicas de Medellín (EPM) y la Corporación Autónoma Regional del Valle del Cauca (CVC). El ICEL es una empresa de propiedad estatal con jurisdicción nacional en la esfera del suministro de electricidad. Controla 15 electrificadoras que prestan servicio a 20 de los 29 departamentos del país, fuera de las zonas de servicio de la EEEB, las EPM y la CVC. EEEB y EPM son sociedades públicas de propiedad municipal que generan y distribuyen electricidad en Bogotá y Medellín y sus alrededores respectivamente. La CVC es una entidad regional y autónoma, de objeto múltiple, que se ocupa del desarrollo, principalmente de la agricultura y la electricidad en el Valle del Cauca. En el ámbito del suministro de electricidad, la CVC administra la Central Hidroeléctrica del río Anchicayá Ltda. (CHIDRAL), financiada parcialmente con los préstamos 175/OC-CO y 13/CD-CO del BID (Alto Anchicayá). Principalmente, la CHIDRAL vende electricidad en cantidades industriales para su distribución a las Empresas Municipales de Cali (EMCALI) y a otras distribuidoras más pequeñas.
- 2.02 En Colombia se crearon en 1967 otras dos entidades principales en el sector de la electricidad, a saber, la Corporación Eléctrica de la Costa Atlántica (CORELCA) y la Interconexión Eléctrica S.A. (ISA). La CORELCA es una sociedad que se ocupa de interconectar los mercados principales de la región septentrional. La ISA fue constituida como sociedad anónima por las ya mencionadas cuatro grandes empresas de servicio público (ICEL, EEEB, EPM y CVC) para interconectar los sistemas de transmisión de sus socios y la planificación, construcción y operación de nuevos generadores de electricidad. ^{1/} Desde la creación

^{1/} El BIRF financió parcialmente el primer proyecto de la ISA, una red de transmisión de 230 Kv, con una extensión de 535 Km, para interconectar los sistemas de sus socios. El BID y el BIRF contribuyen ahora a financiar el primer proyecto de generación de la ISA, una central hidroeléctrica de 500 MV que comenzará a funcionar a mediados de 1975 (Préstamo 214/OC-CO).

de la ISA en 1967 ha habido un significativo progreso en la integración nacional del suministro de electricidad. Las principales zonas de servicio se encuentran en la región central, que fue interconectada en 1972, el noreste, que pasará a formar parte del sistema de interconexión en 1974, y la región de la costa atlántica, cuya interconexión con el resto del país tendrá lugar al fin del decenio de 1970.

2. Capacidad generadora e inversiones en el sector

- 2.03 El sector de la electricidad en Colombia se ha desarrollado aceleradamente en los últimos ocho años. La capacidad generadora instalada, incluidos los generadores propios de las empresas industriales, pasó de 1.245 MV en 1965 a 2.545 MV en 1972, lo que representa una tasa anual media de crecimiento de aproximadamente el 13%. Actualmente el 71% de la capacidad generadora instalada es hidroeléctrica y el 29% restante de fuente térmica. Sin embargo, la capacidad instalada per cápita del país en su totalidad es de sólo 101 vatios, o sea, que es inferior a la correspondiente a la mayor parte de los países de América Latina (el promedio de América Latina en 1968 era de 130 vatios). Los niveles de consumo de electricidad difieren mucho según las regiones, siendo aun más pronunciada la diferencia entre las zonas urbanas y rurales. El consumo anual medio per cápita del país en 1971 fue de 400 Kvh, inferior al promedio de la América Latina (85 Kvh anuales de consumo per cápita en 1968). En las principales zonas de mercado, el consumo anual per cápita era de 500 Kvh; en los centros urbanos de 30.000 habitantes, el consumo medio per cápita ascendía a 600 Kvh. Aproximadamente el 30% de la población del país carecía de electricidad. Las inversiones en la electricidad pasaron de US\$14,7 millones en 1965 a US\$134,0 millones en 1971. Los planes actuales prevén la expansión de la capacidad generadora instalada a 5.000 MV al fin del decenio, para lo que se requerirá previsiblemente una inversión adicional calculada en US\$1.600 millones. Para esto se requeriría una tasa anual media de crecimiento de la capacidad generadora de aproximadamente el 10% durante dicho período.

3. Financiamiento del sector

- 2.04 En 1971 las inversiones del sector se financiaron del siguiente modo: el 50% con crédito externo, el 20% con recursos internos de los servicios públicos y el 30% con el presupuesto nacional y el crédito interno. El BIRF ha sido la principal fuente de financiamiento externo de Colombia con destino al sector de la electricidad, pues ha otorgado 19 préstamos a ocho servicios públicos colombianos, por un total de US\$350,1 millones, de los cuales US\$234,5 millones se desembolsaron al 31 de marzo de 1973. El Banco Mundial ha otorgado tres préstamos a la EEEB con destino a proyectos de generación, transmisión y distribución de electricidad, por un total de US\$85,6 millones, de los cuales se han desembolsado US\$83,5 millones. La gestión de la EEEB en

la ejecución de estos proyectos ha sido satisfactoria. En los últimos cinco años el BID, por su parte, ha asumido una función importante en el financiamiento del sector de electricidad de Colombia. El BID ha prestado US\$148,8 millones (de los cuales se habían desembolsado US\$97,3 millones al 28 de febrero de 1973) para los siguientes proyectos en el sector de la energía: Central Hidroeléctrica del Río Prado (préstamo 106/OC-CO por valor de US\$8,0 millones); Planta Termoeléctrica de Zulía (préstamo 107/OC-CO, por valor de US\$3,4 millones); un proyecto de transmisión y distribución ejecutado por EMCALI (préstamo 65/SF-CO, por US\$3,3 millones); Central Hidroeléctrica de Caldas (préstamo 125/OC-CO por US\$8,2 millones); Central Hidroeléctrica del Río Anchicayá (préstamos 175/OC-CO y 13/CD-CO por US\$70,0 millones); Central Hidroeléctrica de CHIVOR (préstamo 214/OC-CO por US\$33,9 millones); y un proyecto de transmisión y distribución ejecutado por conducto del ICEL (préstamos 211/OC-CO y 290/SF-CO por US\$25,0 millones). Además, el Banco, por conducto del préstamo 238/OC-CO con destino al Programa de Desarrollo Urbano de la Zona de Bogotá (PIDUZOB), financia un subprograma de electricidad de la EEEB para mejoras y expansión de la subtransmisión y distribución en la "zona oriental" de la ciudad (US\$7,0 millones).

4. Planificación del sector

- 2.05 Los objetivos principales del Gobierno de Colombia en el sector de la electricidad son la expansión y mejoramiento de la eficiencia de las obras de generación y transmisión y la integración de las obras de electricidad del país en el marco de un sistema nacional único. A este respecto, el apoyo del BID y del BIRF al sector de la energía y a ISA ha contribuido a una considerable racionalización del proceso de planificación en gran parte del sector. Con todo, además de la apremiante necesidad de instalar una capacidad adicional de generación e interconectar las regiones del noreste y la costa atlántica (véase el párrafo 2.02), se observan otros problemas por resolver en este sector, a saber: a) la ulterior consolidación de las subsidiarias del ICEL en una estructura regional; b) el mejoramiento de la distribución en las zonas urbanas de bajo ingreso (la EEEB y las EPM dan ahora alta prioridad a este problema); c) la elevación de la calidad de servicio en la mayor parte de los pueblos más pequeños atendidos por las subsidiarias del ICEL (con los préstamos del Banco 290/SF-CO y 211/OC-CO al ICEL se ha iniciado un programa con destino a 117 pueblos pequeños); y d) la electrificación rural para atender a las necesidades de aproximadamente seis millones de personas que residen en zonas carentes de electricidad (se están ejecutando estudios básicos, patrocinados por el ICEL, para identificar las prioridades). El Gobierno de Colombia ha comenzado a preparar un plan de desarrollo eléctrico que se ocupará de estos problemas e incluirá los cambios institucionales necesarios para acrecentar la eficiencia de planificación y operación del sector en el plano nacional. Este plan será coordinado con el plan nacional

de desarrollo, previéndose que quedará concluido a principios de 1974; asimismo, las autoridades colombianas han manifestado interés en consultar con el BIRF y el BID durante la preparación y ejecución del plan.

B. La zona de servicio del proyecto

1. Características generales

- 2.06 La EEEB suministra electricidad a la ciudad de Bogotá (capital de Colombia) y algunos pueblos adyacentes en Cundinamarca y Boyacá. Si bien la capital y algunas de las comunidades periféricas tienen servicio directo de la EEEB, funcionan otras tres empresas de distribución o transmisión, a saber, CAR 1/, ICEL e ISA, que adquieren electricidad en cantidades industriales a la EEEB.
- 2.07 El sistema de la EEEB es uno de los más importantes del país, pues presta servicio a la gran concentración de población e industria de Bogotá y alrededores y también a las ricas zonas agrícolas de los valles de Bogotá y el río Ubaté. De acuerdo con el censo de 1964, la población del Distrito Especial de Bogotá era de 1,7 millón. Se calcula que en 1972 la población de este centro urbano era de 2,5 millones. Si se incluye la población de las comunidades periféricas, la cifra ascendería a 3,0 millones. La tasa de crecimiento demográfico de la ciudad, en las últimas dos décadas, ha sido del 6,8%. Respecto del sector de manufacturas industriales de Colombia, la ciudad de Bogotá representa el 23% de la producción nacional, el 24% del valor agregado, el 23% del número de establecimientos fabriles y el 26% del empleo del sector. La industria de la construcción en Bogotá representa el 40% de la construcción total en las 23 ciudades más importantes del país. En el Apéndice C figura un mapa que señala la ubicación de las zonas de servicio de la EEEB.

2. Mercado actual y futuro de la electricidad

- 2.08 En 1972, la EEEB tenía 322.000 usuarios directos, con un consumo total de 2.163 Gvh. Además, la EEEB vendió 344 Gvh, al por mayor, a los organismos de distribución del ICEL (que prestaban servicio a Tolima, Huila, Boyacá y el Valle del Cauca) y al ISA. Seguidamente figura una exposición tabulada de las ventas de la EEEB correspondientes a 1969-1972, así como también otros datos importantes del período:

1/ La CAR fue constituida en 1961 para aprovechar los recursos naturales de las mesetas de Cundinamarca y Boyacá. La EEEB adquirió las obras de distribución de electricidad de la CAR en febrero de 1973 y se ha hecho cargo de las operaciones de electricidad de ésta desde abril de 1973.

No. de usuarios atendidos directamente	<u>1969</u> 262	<u>1970</u> 281	<u>1971</u> 301	<u>1972</u> 322
<u>Ventas (Gvh)</u>				
- Usuarios directos	1.570	1.765	2.002	2.163
- Ventas al por mayor a otros sistemas	<u>120</u>	<u>260</u>	<u>191</u>	<u>344</u>
	1.690	2.025	2.193	2.507
<u>Niveles de consumo (en miles de Kvh)</u>				
<u>por usuario</u>				
- Usuarios residenciales	2,3	2,4	2,6	2,7
- Usuarios comerciales	6,7	7,1	7,5	7,8
- Usuarios industriales	61,7	70,2	68,0	69,5
- Usuarios combinados <u>1/</u>	6,5	7,2	7,3	7,8
Pérdidas del sistema (% de las ventas)	12,0	10,8	11,3	10,3
Demanda máxima del sistema (MV)	424,7	479,4	535,1	579,2
Factor de carga del sistema (%)	51,8	54,0	52,7	55,1

2.09 Como se indica en el cuadro anterior, las ventas se han acrecentado a un ritmo medio del 14% anual en el lapso 1969-1972, debido a un aumento medio del 7% anual en el número de usuarios y a un aumento medio superior al 6% anual en la utilización anual media por consumidor (de 6.500 Kvh por año en 1969 a 7.800 Kvh por año en 1972). La demanda máxima del sistema se ha acrecentado, por término medio, a razón del 11% anual durante el período, una cifra representativa del crecimiento experimentado en todo el país.

2.10 Los cálculos de consumo de electricidad (kilovatios/hora de electricidad que adquirirán los usuarios) fueron elaborados por la EEEB, con la ayuda de su empresa consultora, Ingetec, habida cuenta de los siguientes factores:

- a) el crecimiento demográfico y geográfico de la ciudad de Bogotá hasta 1982 sobre la base de los cálculos de la División de Planificación Municipal;
- b) el nivel anual medio de consumo por usuario (de acuerdo con la clasificación de usuarios) y el crecimiento de éste basado en comparaciones con otras ciudades grandes de Colombia;
- c) el aumento anual medio de los usuarios (según la clasificación de usuarios) y su proyección sobre la base de los estudios demográficos de Bogotá;

1/ Incluidas las ventas al por mayor a otros sistemas.

- d) las tendencias históricas de consumo en el sistema de la EEEB desde 1951, y
 - e) la eliminación de las ventas al por mayor a las electrificadoras del ICEL a medida que aumente la capacidad de generación de éstas.
- 2.11 Utilizando estos factores, se muestran en el Apéndice G, las proyecciones de ventas del sistema de la EEEB. El aumento anual medio de las ventas indicado en el lapso 1973-1982 es de aproximadamente el 10%, proporción que se compara favorablemente con el aumento anual medio de todo el país, el 11%, en el lapso que va de 1960 a 1971. Los incrementos anuales medios de demanda máxima y usuarios son del 9 y el 7% respectivamente, cifras que se consideran prudentes.
3. Obras de electricidad en funcionamiento y en construcción
- 2.12 La EEEB es la única distribuidora de electricidad en la zona del proyecto. Para atender la demanda de sus usuarios, la EEEB tiene en propiedad, opera y conserva un sistema con una capacidad generadora instalada de 547,6 MV en cinco plantas hidroeléctricas consecutivas en el río Bogotá y 14,9 MV instalados en dos plantas térmicas, todas ellas ubicadas en un radio de 40 Km de Bogotá.
- 2.13 El sistema de transmisión de la EEEB tiene unos 370 Km de líneas aéreas de 115 KV de circuito único y circuito doble y 160 Km de líneas aéreas y subterráneas de 57,5 KV, así como también 21 subcentrales receptoras en funcionamiento.
- 2.14 El sistema de distribución de la EEEB atiende a más de 322.000 conexiones con medidor por conducto de 1.850 Km aproximadamente de circuitos primarios, 1.800 Km de líneas aéreas y 300 Km de líneas secundarias, con una capacidad instalada de transformadores de distribución de aproximadamente 950 MVA.
- 2.15 Además de un edificio central de administración en Bogotá, la EEEB tiene los siguientes elementos en su planta general, a saber: una tilla de rodados, equipo de oficinas, equipo de mantenimiento, equipo de laboratorio y de comunicaciones. La actual condición de la planta operativa de la EEEB es entre buena y excelente.
- 2.16 La EEEB completó, al fin de 1972, la construcción de la Central Hidroeléctrica de Canoas de 50 MV, a 25 Km al sudeste de Bogotá, con la interconexión del respectivo sistema de transmisión de 115 KV. La construcción de la tercera unidad (66,6 MV) en la Central Térmica de Zipaquirá se encuentra en curso, previéndose que quedará terminada en 1974. Al fin de 1972, se tenían en construcción unos tramos breves de línea de transmisión de 115 KV y también la expansión de las subcentrales receptoras. Se están realizando los trabajos normales de expansión del sistema de distribución y nuevo alumbrado público, incluido un cambio del voltaje de distribución a 208/120 v. en todo Bogotá.

III. EL PROYECTO

A. Objetivos del proyecto

- 3.01 Entre las obras que la Empresa de Energía Eléctrica de Bogotá ha estado ejecutando desde 1960, existen dos importantes programas de desarrollo que deberán continuarse en el período comprendido entre 1973 y 1982, y que son: (a) la ampliación y modernización de sus sistemas de subtransmisión y distribución, incluyendo la dotación de equipo de mantenimiento, de control y de comunicaciones; y, (b) las necesarias adiciones a las actuales instalaciones generadoras de energía y una mejor regulación del río Bogotá para la producción de energía eléctrica y control del caudal de agua.
- 3.02 El propuesto proyecto se relaciona con el primero de los programas indicado en el párrafo precedente y tiene por finalidad:
- a. ampliar y mejorar las instalaciones de subtransmisión y distribución de la EEEB a fin de poder satisfacer el proyectado aumento que se registrará en la demanda del consumidor por estos servicios hasta 1977;
 - b. elevar los niveles de eficiencia y regularidad de funcionamiento del servicio eléctrico mediante una distribución más adecuada de la carga eléctrica entre las subestaciones, la reducción de pérdidas del sistema y el mejoramiento de los sistemas de regulación, modernización del control y protección, como así también de las operaciones de manutención y explotación, y
 - c. extender los servicios a las zonas suburbanas próximas a la ciudad.

B. Descripción del proyecto

- 3.03 El proyecto de transmisión y distribución propuesto por la EEEB será ejecutado en toda la zona donde presta servicios excepto en la "Zona Oriental" para la cual las correspondientes mejoras en materia de subtransmisión, distribución y ampliación están siendo financiadas en un subprograma del Programa de Desarrollo Urbano de Bogotá (PIDUZOB) con recursos del préstamo 238/OC-CO.
- 3.04 El proyecto comprenderá lo siguiente: 1/

1/ Las descripciones de cada rubro incluido en el proyecto aparecen en el Apéndice C.

- a. la construcción de 8 tramos de líneas aéreas de subtransmisión de 115 Kv por un total de 124,5 Km; 4 tramos cortos de líneas aéreas y subterráneas de subtransmisión de 57,5 Kv por un total de 11,7 Km, y la construcción de unos 120 Km de línea aérea de 34,5 Kv para servir las cargas industriales, todas estas líneas dentro de la zona de servicio de la EEEB.
- b. la construcción y ampliación o aumento del nivel de voltaje de cinco subestaciones receptoras de 230 Kv, 115 Kv y 57,5 Kv dentro de la zona servida por la EEEB, lo que representa la instalación de 435 MVA en la capacidad de transformación de energía eléctrica;
- c. la construcción dentro de la zona servida por la EEEB de unos 212 Km de líneas primarias de distribución de 13,2 Kv, 81 Km de líneas de distribución secundarias, la instalación de unos 556 MVA en la capacidad transformadora de distribución, la instalación de aproximadamente 65.000 medidores vatio hora para usuarios, así como la instalación de condensadores y reguladores de voltaje y la instalación de alumbrado público en las principales calles a construirse durante el período;
- d. la extensión de servicios eléctricos a 15 comunidades suburbanas en la zona normalmente servida por la EEEB y a 24 localidades más pequeñas anteriormente servidas por la CAR, lo que representa la construcción de un total de 70 Km de alimentadores rurales de 34,5 Kv, 95 Km de líneas primarias de distribución, 400 Km de líneas secundarias, y la instalación de 35 MVA en la capacidad transformadora de distribución, y
- e. la adquisición de equipo de teleseñalización y otros equipos relacionados con el proyecto, incluyendo los relativos a mantenimiento, transporte, comunicaciones y equipo de laboratorio, así como herramientas para trabajar en líneas calientes y otras herramientas manuales.

C. Costo y financiamiento del proyecto

- 3.05 El costo total estimado del proyecto asciende al equivalente de US\$42.175.000 y se detalla en el Apéndice C. A continuación se ofrece un resumen del Apéndice D agrupando las partidas en categorías de inversiones y subdivisiones principales:

(En miles de US\$ o su equivalente)

Categorías y subdivisiones principales	Divisas			Moneda		%
	Directo	Indi-recto	Total	Local	Total	
1. INGENIERIA Y ADMINISTRACION	<u>310</u>	<u>-</u>	<u>310</u>	<u>2.381</u>	<u>2.691</u>	<u>6,4</u>
2. COSTOS DIRECTOS DE CONSTRUCCION						
2.2 Transmisión	2.278	181	2.459	1.191	3.650	8,6
2.3 Distribución	8.953	2.165	11.118	10.583	21.701	51,5
2.4 Instalaciones generales	<u>3.587</u>	<u>-</u>	<u>3.587</u>	<u>110</u>	<u>3.697</u>	<u>8,8</u>
Total Categoría 2	<u>14.818</u>	<u>2.346</u>	<u>17.164</u>	<u>11.884</u>	<u>29.048</u>	<u>68,9</u>
3. GASTOS FINANCIEROS DURANTE LA CONSTRUCCION						
3.1 Préstamo del BID						
3.11 Intereses BID	3.599	-	3.599	-	3.599	8,5
3.12 Comisión de compromiso	589	-	589	-	589	1,4
3.13 Fondo de Inspección y Vigilancia del BID	<u>212</u>	<u>-</u>	<u>212</u>	<u>-</u>	<u>212</u>	<u>0,5</u>
Total parcial	<u>4.400</u>	<u>-</u>	<u>4.400</u>	<u>-</u>	<u>4.400</u>	<u>10,4</u>
3.2 Créditos de abastecedores	<u>594</u>	<u>-</u>	<u>594</u>	<u>-</u>	<u>594</u>	<u>1,4</u>
Total Categoría 3	<u>4.994</u>	<u>-</u>	<u>4.994</u>	<u>-</u>	<u>4.994</u>	<u>11,8</u>
5. SIN ASIGNAR						
5.1 Imprevistos en general	1.482	235	1.717	1.189	2.906	6,9
5.2 Margen para aumento de precios	<u>2.195</u>	<u>341</u>	<u>2.536</u>	<u>-</u>	<u>2.536</u>	<u>6,0</u>
Total Categoría 5	<u>3.677</u>	<u>576</u>	<u>4.253</u>	<u>1.189</u>	<u>5.442</u>	<u>12,9</u>
COSTO TOTAL PROYECTO	<u>23.799</u>	<u>2.922</u>	<u>26.721</u>	<u>15.454</u>	<u>42.175</u>	<u>100,0</u>
	(56,4%)	(6,9%)	(63,3%)	(36,6%)	(100,0%)	

3.06 La categoría de costos directos de construcción se calculó tomando en cuenta la capacidad de la industria colombiana para proveer una parte de los abastecimientos requeridos. Todos los materiales y equipos fueron clasificados como probablemente importados o abastecidos por Colombia, y se les asignó el uso de moneda que se indica a continuación:

Categoría	Importado		Colombiano
	Costo directo en divisas	Costo indirecto en divisas	Costo en moneda local
2.2 Transmisión	Aproximadamente el 50% del abastecimiento de conductores; todos los cables aislados y subterráneos; torres de acero; aisladores de suspensión y de postes; ferretería; subestaciones receptoras; transformadores; control de protección y equipo de conexión a tierra	Materias primas para el resto del abastecimiento de conductores	Elaboración de materias primas en conductores terminados, postes, crucetas; aisladores de espiga y de disco
2.3 Distribución	Aproximadamente el 50% del abastecimiento de conductores; aproximadamente el 50% del abastecimiento de transformadores de distribución; equipo regulador y correctivo de voltaje; controles de alumbrado de calles; equipo de conexión a tierra, medidores y ferretería especial	Materias primas y componentes para el resto del abastecimiento de conductores y de transformadores de distribución	Elaboración de las materias primas y componentes en conductores acabados y transformadores de distribución; postes y crucetas, aisladores de espiga y de disco; ferretería corriente y elementos para el alumbrado de calles

Todo el equipo de teleseñalización, de mantenimiento, de transporte, de comunicaciones y de laboratorio, así como las herramientas para trabajar en líneas calientes será importado. Cabe señalar que el costo indirecto en divisas del proyecto, que asciende a US\$2.900.000 (o sea el 7% del costo total del proyecto), es el resultante de la incidencia de las materias primas y componentes para conductores y transformadores que el país importaría y que requerirían transformación adicional antes de ser aplicados al proyecto.

- 3.07 Para el abastecimiento local se han utilizado los precios de materiales de Colombia vigentes en 1972. Para calcular el costo del material importado se utilizaron los precios que resultaron de las últimas licitaciones de 1972 correspondientes a las obras de transmisión y distribución financiadas por el BIRF y que ejecuta la EEEB, además de la experiencia obtenida en otros proyectos que supervisan los ingenieros consultores de la EEEB, Ingetec.
- 3.08 Una vez establecido el origen de todos los bienes y los correspondientes precios de 1972, los precios de los respectivos artículos importados se ajustaron en forma ascendente para reflejar la depreciación del 10% en el dólar de los Estados Unidos que se anunciara el 11 de febrero de 1973. En base a estos costos de materiales y equipos, se calculó cada partida de las obras incluidas en el costo directo de construcción sumando a los costos de materiales y equipos las sumas necesarias para transporte, seguros, transformación de materias primas y mano de obra para la construcción. Los costos de estas partidas, que son las que constituyen la categoría de costos directos de construcción y que ascienden a un total de US\$29.000.000 figuran en el Apéndice C y se resumen en el cuadro del párrafo 3.05.
- 3.09 Los costos generales de construcción se calcularon como porcentajes de la categoría de costos directos de construcción valiéndose de la experiencia anterior de la EEEB para este tipo de construcción, del siguiente modo: (a) ingeniería y dirección de la construcción - aproximadamente 6%; (b) gastos administrativos de construcción y generales - aproximadamente 3%; y (c) imprevistos (para cubrir omisiones y elementos imprevistos) - aproximadamente 10%.
- 3.10 La suma del costo directo de construcción y los costos generales de construcción (rubros de inversión de Ingeniería y Administración e Imprevistos Generales) asciende a aproximadamente US\$34.600.000, que es el costo total de construcción del proyecto, pero no incluye un margen para aumento de precios ni los gastos financieros durante el período de construcción. En el cálculo para la categoría de Ingeniería y Administración están incluidos los costos en divisas de las firmas consultoras que la EEEB deberá contratar para la planificación del sistema de distribución y servicios de administración y para asistencia en las adquisiciones de elementos de ingeniería y servicios de construcción relacionados con el Centro de Teleseñalización.
- 3.11 Al componente de divisas del costo total de construcción se agregó un margen para sufragar posibles aumentos de precios de aproximadamente US\$2.500.000 y que cubriría todo el período 1973-1977. Para calcular esta suma se tuvieron en cuenta las tendencias en los índices de construcción y precios en Colombia y la depreciación del poder adquisitivo del dólar de los Estados Unidos, que es la moneda en la cual se ha expresado el costo. Al determinar el margen para los posibles aumentos de precios, se consideró que las inversiones anuales en moneda local en el costo de construcción, convertidas a dólares de los Estados Unidos según el tipo

de cambio promedio oficial de 1972, reflejará adecuadamente las inversiones en pesos colombianos que deberán hacerse para el proyecto durante el período de 1973-1977, partiendo desde luego de la base de que no se producirán cambios sustanciales en el alcance de las obras. Esto se debe al hecho de que en los últimos años los aumentos de precios en los costos locales de construcción atribuibles a la inflación han sido equivalentes a los aumentos en el tipo cambiario. Para el componente en divisas se utilizó un porcentaje acumulativo anual del 5% en el ajuste del costo de construcción. Este porcentaje se determinó en base a la experiencia sobre las tendencias en los precios durante los últimos siete años y refleja el reciente ajuste en monedas extranjeras. El costo de construcción de US\$34.600.000 (véase párrafo 3.10) más el margen para posibles aumentos de precios de US\$2.500.000, o sea un total de US\$37.100.000, representa el costo del proyecto, excluyendo los gastos financieros durante el período de construcción, el cual se considera razonable y que tiene un margen suficiente para imprevistos.

- 3.12 Para calcular los gastos financieros del préstamo del BID (US\$21.200.000 de los recursos ordinarios de capital), se partió de la base de los siguientes plazos y condiciones: amortización en 20 años al 8% de interés anual sobre los montos pendientes, pagadero semestralmente en divisas. Una comisión de compromiso del 1,25% por año pagadera semestralmente sobre los fondos sin desembolsar, y un período de desembolso de 4-1/2 años a partir de la fecha del contrato de préstamo. También se ha incluido como gasto financiero durante el período de construcción el aporte para la Inspección y Vigilancia del BID (que corresponde al 1% del monto del préstamo).
- 3.13 Al considerar los créditos de los abastecedores como parte del plan financiero del proyecto, se acordó con la EEEB que el 90% del costo en divisas del equipo de teleseñalización y el 100% del costo en divisas de los servicios de ingeniería relacionados con el mismo, no se financiarían con los recursos del préstamo del Banco, puesto que un equipo y servicios tan altamente especializados no se prestan para licitaciones sin limitaciones como requiere el Banco. Por consiguiente, se espera financiar con créditos de abastecedores el monto de US\$3.900.000 en plazos y condiciones similares a las que actualmente aplica el EXIMBANK (EE.UU.) para el financiamiento de productos, que son: período de amortización de 7 años; 8% de interés anual sobre la deuda pendiente pagadero semestralmente en divisas; un período de desembolso de 2 años y un período de gracia de 2-1/2 años a partir de los acuerdos de crédito. Con respecto a la posibilidad de financiar otros elementos importados del proyecto mediante créditos de abastecedores, se llegó a la conclusión de que si se aumentara el monto de la participación de los abastecedores en el financiamiento del proyecto, ello podría afectar negativamente la proyectada situación de liquidez de la EEEB durante la ejecución del proyecto y en los primeros años de funcionamiento del proyecto. Ello obedece a las condiciones más rígidas de los créditos de los abastecedores y a los precios normalmente más elevados que se pagarían por el equipo y materiales adquiridos bajo limitadas condiciones de licitación.

3.14 El plan financiero del proyecto sería el siguiente:

(En millares de US\$ o su equivalente)

Categorías y subdivisiones principales	Divisas	Divisas	E E E B			Total
	BID	abaste- cedores	Di- visas	Moneda local	Sub- total	
1. INGENIERIA Y ADMINISTRACION						
1.1 Ingeniería y supervisión de construcción	150	160	-	1.500	1.500	1.810
1.2 Administración	-	-	-	881	881	881
Total Categoría 1	150	160	-	2.381	2.381	2.691
2. COSTOS DIRECTOS DE CONSTRUCCION						
2.2 Transmisión	2.459	-	-	1.191	1.191	3.650
2.3 Distribución	11.118	-	-	10.583	10.583	21.701
2.4 Instalaciones generales	328	2.933	326	110	436	3.697
Total Categoría 2	13.905	2.933	326	11.884	12.210	29.048
3. GASTOS FINANCIEROS DURANTE LA CONSTRUCCION						
3.1 Préstamo del BID						
3.11 Intereses y comisión de servicio del BID	3.599	-	-	-	-	3.599
3.12 Comisión de compromiso del BID	-	-	589	-	589	589
3.13 Fondo de Inspección y Vigilancia del BID	212	-	-	-	-	212
Total parcial 3.1	3.811	-	589	-	589	4.400
3.2 Créditos de abastecedores	-	-	594	-	594	594
Total Categoría 3	3.811	-	1.183	-	1.183	4.994
5. SIN ASIGNAR						
5.1 Imprevistos generales	1.390	327	-	1.189	1.189	2.906
5.2 Margen para posibles aumentos de precios	1.944	500	92	-	92	2.536
Total Categoría 5	3.334	827	92	1.189	1.281	5.442
TOTALES	21.200 ^{1/}	3.920	1.601	15.454	17.055	42.175
	(50,3%)	(9,3%)	(3,8%)	(36,6%)	(40,4%)	(100,0%)

^{1/} Esta suma incluye los costos indirectos en divisas equivalente a US\$2.922.000 (véanse párrafos 3.05 y 3.06).

- 3.15 El propuesto préstamo del BID (US\$21.200.000), que cubriría el 50,3% del costo del proyecto, financiaría todos los gastos en divisas, excluyendo solamente el costo del equipo de teleseñalización, otros servicios afines y gastos y la comisión de compromiso del BID. El préstamo del Banco representaría el 79% del costo total en divisas. Incluido en el préstamo del Banco están los costos indirectos en divisas (US\$2.922.000) que representan el 11% del costo total en divisas del proyecto y el 14% del préstamo del BID. El financiamiento proporcionado por los créditos de abastecedores (aproximadamente US\$3.900.000) absorbería el 9,3% del costo total del proyecto y representarían el 15% del costo total en divisas.
- 3.16 El pago al contado del 10% para el equipo de teleseñalización, los gastos por intereses de los créditos de los abastecedores, la comisión de compromiso del BID y todos los costos locales serían financiados por la EEEB mediante generación interna de efectivo y obtención de préstamos locales (véase párrafo 4.21). La contribución de la EEEB (US\$17.055.000) financiaría el 40,4% del costo del proyecto. El equivalente de US\$15.454.000 sufragaría el costo total en moneda nacional y el resto, US\$1.601.000, sufragaría el 6% del total de las necesidades de divisas.
- 3.17 El origen y uso de las monedas para el financiamiento del proyecto sería el siguiente:

(En millares de US\$ o su equivalente)

	<u>Monedas de origen</u>		<u>Monedas de uso</u>		<u>Total</u>	<u>%</u>
	<u>Divisas</u>	<u>Moneda local</u>	<u>Divisas</u>	<u>Moneda local</u>		
BID	21.200	-	21.200 ^{1/}	-	21.200	50,3
Créditos de abastecedores	3.920	-	3.920	-	3.920	9,3
EEEB	-	17.055	1.601	15.454	17.055	40,4
	<u>25.120</u>	<u>17.055</u>	<u>26.721^{1/}</u>	<u>15.454</u>	<u>42.175</u>	<u>100,0</u>
	(59,6%)	(40,4%)	(63,4%)	(36,6%)	(100,0%)	

El plan financiero arriba esbozado se considera adecuado y satisfactorio para el financiamiento del proyecto en estudio.

^{1/} Incluye los costos indirectos en divisas equivalente a US\$2.922.000, correspondiente a la incidencia de materias primas y componentes para conductores y transformadores que el país importaría y que requerirían transformación adicional antes de ser aplicados al proyecto.

D. Justificación del proyecto

1. Juicio técnico y económico sobre la bondad y viabilidad del proyecto

- 3.18 Según se indica en el párrafo 2.11 y en el Apéndice G, las ventas kilovatio hora de la EEEB han sido proyectados para el período 1973-1982 a razón de un aumento promedio anual de 10%. La proyectada correspondiente demanda máxima basada en el 10% de las ventas kilovatio-hora como Pérdida del Sistema y utilizando un Factor de Carga del Sistema próximo al óptimo 57% en 1975, se espera que aumente de 579,2 MW registrado en 1972 a 1.375 MW en 1982, lo cual refleja un aumento promedio anual de aproximadamente 9%.
- 3.19 En el siguiente cuadro 1/ puede apreciarse la capacidad de la EEEB para atender las necesidades de energía del sistema y de la demanda ya sea mediante su propia capacidad generadora instalada o mediante adquisiciones a ISA (esta última compañía produce energía de la Etapa 1 CHIVOR 500 MW, actualmente en construcción, y de la Etapa 2 CHIVOR 500 MW, que se espera entrará en servicio en 1978). Para esta proyección se ha partido de la base de que la planta hidroeléctrica desarrolle sus operaciones bajo condiciones promedio de agua del río Bogotá.

Año	Demanda sistema (MW)	Necesidades energía del sistema (Gwh)	Capacidad disponible EEEB + ISA (Gwh)	Energía neta del sistema EEEB + ISA (Gwh)	Saldo capacidad (MW)	Saldo neto energía (Gwh)
1973	650	3.135	633	3.135	- 17	0
1974	619	3.038	699	3.038	+ 80	0
1975	648	3.234	999	3.234	+ 351	0
1976	721	3.598	999	3.598	+ 278	0
1977	802	4.004	999	4.004	+ 197	0
1978	893	4.457	1.299	4.457	+ 406	0
1979	994	4.963	1.299	4.963	+ 305	0
1980	1.107	5.529	1.299	5.529	+ 192	0
1981	1.234	6.161	1.299	6.161	+ 65	0
1982	1.375	6.864	1.299	6.864	- 76	0

- 3.20 El cuadro que antecede señala claramente la situación crítica en que se encontrará la EEEB en momentos de alcanzar el punto culminante de carga en 1973 (diciembre) en que tendrá que desplegar toda la capacidad generadora disponible y recargar alguna de las unidades para atender la anticipada demanda de 650 MW. Esta situación crítica se aliviará en 1974 merced al funcionamiento de la tercera unidad en Zipaquirá (66 MW). En 1975 se comenzarán a recibir los beneficios de la inversión de la EEEB en ISA con el funcionamiento de la primera etapa 500 MW CHIVOR; 300 MW de esta primera etapa estarán disponibles a la EEEB en todo momento. En

1/ Derivado del Apéndice G.

1978, se espera que la EEEB podrá disponer de unos 300 MW adicionales con el funcionamiento de la segunda etapa 500 MW CHIVOR, lo cual, agregado a la restante capacidad disponible a la EEEB, proporcionará a ésta una capacidad generadora para atender adecuadamente la demanda del sistema hasta el período 1980-1981. En 1981, la EEEB se verá obligada a concertar arreglos con ISA para obtener capacidad generadora adicional de modo de poder atender adecuadamente la demanda proyectada para 1982.

- 3.21 En cuanto a la planificación en materia de subtransmisión, para determinar las probables ubicaciones y tamaño de las subestaciones receptoras durante el próximo período de diez años se utilizó el pronóstico de las necesidades de energía del sistema y la demanda máxima de un estudio de densidades de carga por zonas, además de la experiencia en el uso de tierras lograda por la División de Planeación Urbana y las opiniones sobre alternativas de ubicación vertidas en estudios de la EEEB y sus consultores. Los circuitos de subtransmisión se trazaron y extendieron de modo de conectar las subestaciones a los correspondientes sistemas de transmisión de 115 Kv y/o 57,5 Kv.
- 3.22 Respecto de la planificación en materia de distribución, para establecer las densidades-demanda de zonas de carga específica según las cuales se determinaron el número y tamaño de los circuitos primarios, transformadores de distribución y circuitos secundarios, se utilizaron las previstas demandas de subestaciones y las superficies a ser atendidas por las subestaciones. En estos cálculos se utilizaron índices y porcentajes para convertir las densidades-demanda en cantidades de elementos físicos del sistema de distribución, basándose en las tendencias históricas de la EEEB y tamaño normal de los componentes. Los pronósticos sobre usuarios se basaron en las tendencias históricas de la EEEB teniendo en cuenta el uso de las tierras según lo establecido por la División de Planificación Urbana. El número y clase de medidores vatio-hora de usuarios, incluidos en el proyecto está basado en dichos pronósticos.
- 3.23 La EEEB proyecta instalar condensadores en todas las subestaciones existentes a fin de proporcionar la corrección del factor energía (por primera vez en su historia). La EEEB también proyecta instalar reguladores de voltaje en la parte secundaria de todas las subestaciones existentes de 57,5/11,4 Kv, y continuar su intenso programa de ampliación de alumbrado de la vía pública, así como la modernización de su actual sistema secundario para cambiar el voltaje original de Bogotá de 260/150 voltios a 208/120 voltios.
- 3.24 Como resultado del análisis técnico llevado a cabo, se ha llegado a la conclusión de que la clasificación de subtransmisión del proyecto ha sido adecuadamente planeada y ampliada a fin de atender las necesidades previstas del transporte y transformación de energía de 115 Kv y 57,5 Kv a los niveles de distribución. Esta parte del proyecto es técnicamente viable y bien concebida y su examen permitió verificar que se mantenía de acuerdo con las últimas prácticas de ingeniería.

- 3.25 La clasificación de distribución del proyecto también ha sido juzgada satisfactoria desde el punto de vista de la dotación de un adecuado abastecimiento de materiales y equipo para conectar 65.000 nuevos consumidores al sistema de la EEEB y para mejorar el servicio para todos los consumidores en el período 1973-1977. Métodos alternativos de computación de los componentes físicos requeridos no fueron estudiados, puesto que se consideró que cualquier diferencia en el costo de la ampliación propuesta del sistema de distribución con la alternativa de menor costo es muy probable que se encuentre dentro del margen de error de los cálculos. No obstante, se juzgó que los sistemas de la EEEB han llegado a un tamaño físico que requiere un enfoque más adelantado para planificar la distribución en lugar del enfoque sencillo de proyectar tendencias para determinar solamente cantidades de materiales a adquirir para ser almacenados e instalados cuando se necesiten sin las ventajas de un plan maestro para distribución. A este respecto, la EEEB requerirá asistencia en la planificación del sistema de distribución, particularmente con respecto a: (i) establecimiento de su modelo de sistema de distribución; (ii) preparación de un plan maestro conceptual para la ampliación de la distribución y, (iii) preparación y puesta en vigencia de un plan para coordinar la protección para el concepto del sistema de distribución adoptado. Esta última situación se trata en más detalle en los párrafos 4.04 y 4.28.

2. Análisis de los beneficios del proyecto

- 3.26 En los cálculos de la tasa interna de rentabilidad para las inversiones adicionales, en la serie de costos en los años indicados figuran: (a) inversiones de capital, excluyendo costos financieros, en la planta de transmisión y distribución que se necesita para hacer llegar la energía a los consumidores, y (b) los costos de operación y mantenimiento, excluyendo la depreciación, para las plantas de generación, transmisión y distribución, más los gastos administrativos, relacionados a las ventas de energía incluidas en los beneficios del proyecto. La serie de beneficios consiste en el aumento marginal de los ingresos por las ventas de energía atribuibles al proyecto (valuadas a los niveles actuales de tarifas promedio del sistema de la EEB), el que se calcula tendrá una vida de 25 años. A base de estos supuestos, los costos y beneficios en los años indicados son:

(En millones de US\$ o su equivalente)

	<u>Inversiones</u>	<u>Costo de operación y mantenimiento</u>	<u>Ingresos derivados de la instalación del proyecto</u>
1973	4,8	-	-
1974	6,6	0,8	2,1
1975	7,4	1,8	4,8
1976	9,6	2,8	7,7
1977	6,1	4,0	10,9
1978-98	-	4,0	10,9

- 3.27 Según lo que antecede, la tasa de rentabilidad interna de la inversión en el proyecto sería de 21,6%. El análisis de sensibilidad llevado a cabo revela que un aumento del 25% en la inversión reduciría la tasa de rentabilidad interna al 16%; un aumento del 25% en los costos de operación la reducirían al 18%, y una disminución del 25% en los costos de inversión resultaría en una tasa del 29%. Cabe señalar que para los cálculos que anteceden, no se han incluido los costos e ingresos correspondientes al subprograma "zona oriental" de PIDUZOB (238/OC-CO) que ejecutará la EEEB. Si se tiene en cuenta que los beneficios del proyecto para el subprograma PIDUZOB fueron muy satisfactorios (véase documento PR-546), la inclusión de los costos y beneficios de este subprograma a los del proyecto propuesto, no afectaría sustancialmente los resultados obtenidos más arriba (se estima que se podría obtener una tasa de rentabilidad interna ligeramente más elevada).
- 3.28 Además, debe destacarse de que se espera que la población combinada de Bogotá y de las comunidades colindantes, que se estima llegaba a un total de 3.000.000 a fines de 1972, se beneficiaría con el proyecto por las siguientes razones (además de los beneficios normales que representaría el recibir adecuados servicios eléctricos):
- a. Como se estima que el 70% aproximadamente de la población que se beneficiaría con este proyecto corresponde a las categorías de más bajos ingresos, el adecuado y relativamente económico servicio eléctrico que se contempla resultaría en una reducción del uso de leña, carbón y carbón de leña en la preparación de alimentos en el hogar. Esto reduciría a su vez la contaminación del aire, la despoblación forestal y la consecuente erosión de la cuenca del río Bogotá y de las cuencas hidrográficas vecinas;
 - b. Mejor servicio eléctrico y la resultante ampliación del servicio de alumbrado de las calles en todos los sectores urbanos, lo cual proporcionará una mayor seguridad en la vía pública, y
 - c. El mejoramiento de las condiciones de vida y el aumento de oportunidades de trabajo en las zonas rurales contribuiría a reducir la emigración a los ya congestionados barrios de bajos ingresos de Bogotá.

IV. EL PRESTATARIO Y LA EJECUCION DEL PROYECTO

A. El prestatario y organismo ejecutor

1. Naturaleza, finalidad y capacidad jurídica

- 4.01 El prestatario y organismo ejecutor sería la EEEB, entidad fundada en 1892 como empresa privada. En 1959, mediante el Acuerdo 18 del Distrito Especial de Bogotá, la EEEB pasó a ser una empresa pública de carácter autónomo y de propiedad municipal. Según ese acuerdo, la EEEB tendrá una duración de 99 años. De acuerdo con las disposiciones de su estatuto actual, que fue aprobado en marzo de 1969, el objeto principal de la EEEB consiste en suministrar electricidad a la ciudad de Bogotá y sus alrededores. El estatuto establece que la EEEB constituye una entidad dotada de personalidad jurídica, activos propios, autonomía administrativa y capacidad jurídica para contratar créditos internos y externos. El estatuto de la EEEB la autoriza específicamente para ejecutar obras de la naturaleza de las comprendidas en el proyecto. La EEEB está facultada para operar sus plantas e instalar un sistema de transmisión y distribución en los caminos y vías públicas de los municipios a los que presta servicio. Esta facultad, otorgada por un plazo de 50 años, vencerá en 1984. Por cuanto el préstamo del BID tendría un plazo de 20 años y dicha autorización vencerá en 1984, se recomienda que en el contrato de garantía el garante se comprometa a prorrogar la autorización necesaria por un plazo no inferior al del préstamo del BID (véase el Capítulo V, Recomendaciones). Asimismo, en virtud del Decreto 2675 de 1952, está facultada para adquirir derechos sobre bienes raíces y servidumbres para sus líneas de transmisión y distribución, lo cual comprende la facultad de entablar los correspondientes juicios de expropiación. Estos juicios son de corta duración y se basan en datos objetivos presentados por la EEEB a los tribunales competentes.

2. Organización y dirección

- 4.02 La dirección y administración de la EEEB está en manos de su Junta Directiva, cuyos siete miembros son: el Alcalde de Bogotá o su representante, un director designado por el Presidente de la República, dos electos por el Consejo Municipal de Bogotá y tres que designa ese Consejo de entre personas cuyos nombres figuren en listas presentadas por la Asociación de Banqueros, la de Comerciantes y la de Industriales. El Alcalde es, ex officio, presidente de la Junta Directiva, cuyos otros miembros son electos por períodos de dos años y pueden ser reelectos indefinidamente.
- 4.03 El representante legal y funcionario ejecutivo principal de la EEEB es su Gerente General, funcionario electo por períodos de dos años por la Junta Directiva y que puede ser reelecto indefinidamente. El actual Gerente General ha estado en su cargo desde 1968. De acuerdo con su estatuto, la EEEB cuenta con un revisor fiscal que también es electo por la

Junta Directiva por períodos de dos años y puede ser reelecto indefinidamente. El Gerente General dirige la gestión de la EEEB con la colaboración de cuatro subgerentes (administrativo, financiero, técnico y operaciones) y de las siguientes dependencias: Departamento de Organización y Métodos, Secretaría General y Asesoría Jurídica. El organigrama de la EEEB figura en el Apéndice E.

- 4.04 En general la EEEB ha definido con claridad sus sectores técnicos y administrativos y sus funciones operativas y de servicio. Su estructura administrativa, financiera, técnica y operativa fue examinada y hallada satisfactoria. Sin embargo, las Subgerencias Técnica y de Operaciones siguen padeciendo de ciertas deficiencias en el planeamiento y administración del sistema de distribución. Estas deficiencias fueron identificadas y reconocidas por la EEEB en la oportunidad en que se analizó el subprograma de PIDUZOB correspondiente a la zona oriental y como requisito previo al primer desembolso del préstamo 238/OC-CO que luego fue aprobado se exigió que la EEEB contratara los servicios de una firma de consultores en ingeniería para que le prestara servicios relativos a la administración del sistema de distribución. En el momento actual se adelantan negociaciones tendientes a contratar con la firma J. G. White Engineering Co. of New York para que preste estos servicios. Los términos de referencia que describen la labor que ha de realizar esta firma se examinan más detenidamente en el párrafo 4.27.
- 4.05 En lo que concierne a otras necesidades futuras, están a la espera de incorporación definitiva en la estructura permanente de la EEEB cuatro dependencias (véase el Apéndice E), a saber:
- (a) La Secretaría General y el Departamento de Organización y Métodos, para ejercer funciones que hoy desempeña la Subgerencia Administrativa;
 - (b) El Departamento de Control de Materiales. En la actualidad la firma consultora F. del Río and Company presta a la EEEB servicios satisfactorios de consultoría en relación con la organización y administración de suministros y materiales, reglamentos de compra y los correspondientes manuales de procedimiento. La EEEB tiene programado ejecutar las últimas recomendaciones de esta firma consultora a más tardar el 30 de junio de 1973, y
 - (c) La Sección de Control de Presupuesto. Los sistemas y la documentación correspondientes a esta Sección han sido diseñados y elaborados por el personal de la EEEB para aprobación de su Junta Directiva (véase el párrafo 4.07).

Dada la importancia de que la EEEB complete la consolidación de su organización, se recomienda que dentro de los 12 meses de la fecha del contrato de préstamo la EEEB presente al Banco un informe sobre las medidas que ha adoptado o adoptará en los aspectos de organización y administración de suministros y materiales y de control de presupuesto (véase el Capítulo V, Recomendaciones).

- 4.06 Al 31 de diciembre de 1972 el personal de la EEEB comprendía 1.617 funcionarios, de los cuales 109 pertenecían a la categoría de empleados ejecutivos y profesionales, 345 a la de empleados administrativos, 92 a la categoría técnica y 1.071 a la categoría de obreros. La calidad de la administración superior de la EEEB y de su personal técnico, administrativo y de servicios es satisfactoria. El índice de renovación del personal es bajo, pues no pasa del 5%. En 1972 la EEEB tenía un empleado por cada 199 clientes, relación muy satisfactoria en comparación con la de otras empresas de electricidad de la América Latina. Es más, dada la elevada densidad de población de Bogotá y otras características de este mercado, la proporción entre clientes y empleados ha de subir a niveles todavía mayores en el futuro. Las disposiciones que rigen las relaciones de la EEEB con su personal ha mejorado en los últimos años y se consideran aceptables.

3. Administración financiera

- 4.07 Las funciones relativas a la administración contable-financiera de la EEEB se ejecutan en forma satisfactoria. El sistema de contabilidad de la empresa se considera aceptable. A título ilustrativo, se señala que la EEEB sigue los lineamientos que prescribe la Federal Power Commission para las empresas de electricidad de los Estados Unidos. Las transacciones, incluidas la facturación y otros registros, se mantienen al día con la ayuda de una computadora IBM 1401. Los procedimientos de cobranza y pago de cuentas se consideran también satisfactorios. Sin embargo, la EEEB no tiene un sistema formal de presupuesto. Su presupuesto constituye en realidad un pronóstico de ingresos y egresos que se prepara anualmente y que indica solamente los elementos principales de las cuentas. Sin duda, el actual sistema es conveniente desde el punto de vista del Gerente General, ya que con un sistema formal la transferencia de partidas entre cuentas principales tendría que someterse a la aprobación de la Junta Directiva, lo cual haría mas lenta la toma de decisiones por el Gerente General. Aunque el empleo del actual sistema no ha presentado hasta ahora ningún problema, la EEEB ha preparado para la aprobación de la Junta Directiva toda la documentación necesaria para poner en práctica un sistema formal, completo y eficiente de presupuesto. De hecho, la EEEB ya tiene preparado el manual de control de presupuesto y ha incluido la Sección de Control de Presupuesto en su organograma detallado. En el párrafo 4.05 figura la recomendación relacionada con el sistema de control de presupuesto.
- 4.08 El sistema de auditoría interna de la EEEB es satisfactorio. Estas funciones corresponden al Revisor Fiscal, que responde directamente ante la Junta Directiva. Una firma de contadores públicos independientes revisa anualmente los estados financieros de la EEEB. Los del ejercicio terminado el 31 de diciembre de 1972 fueron examinados por la firma Arthur Anderson and Company, cuya opinión es que éstos presentan fielmente la situación financiera de la EEEB a esa fecha. A fin de asegurar el mantenimiento de auditorías adecuadas, se recomienda que los estados financieros de la EEEB y del proyecto sean dictaminados por una firma de contadores públicos independientes aceptable para el Banco y se presenten al

Banco anualmente dentro de los primeros 120 días del cierre de cada ejercicio fiscal, comenzando con los balances del ejercicio que termina el 31 de diciembre de 1973 (véase el Capítulo V, Recomendaciones).

4. Tarifas

- 4.09 Las tarifas que aplica la EEEB a la venta de electricidad se hallan reguladas por la Junta Nacional de Tarifas de Servicios Públicos (JNTSP), organismo creado por Decreto 3069 del 16 de diciembre de 1968. Los criterios que dicho decreto establece para la fijación de tarifas son los que por lo general se aplican a la reglamentación de las empresas de electricidad, o sea, que las tarifas que cobren estas empresas deben producir ingresos suficientes para cubrir los costos reales del servicio y proporcionar sobre los activos un rendimiento razonable que permita financiar la ampliación de los sistemas de electricidad. La Junta autorizó un aumento de las tarifas de la EEEB mediante su Resolución 4 del 8 de febrero de 1973, según la cual el ingreso medio por kilovatio/hora se elevó en 12%, del promedio de 1,11 centavos de dólar de los Estados Unidos al de 1,24 centavos de dólar. Con esta nueva tarifa, la EEEB espera conseguir un rendimiento sumamente satisfactorio de 12,2% sobre la inversión inmovilizada para 1973. Otra disposición de la Resolución 4 autoriza a la EEEB para aplicar a los municipios y localidades comprendidas en las zonas de servicio de CAR las tarifas aprobadas.
- 4.10 Las nuevas tarifas de la EEEB que entraron en vigor en marzo de 1973 fijan los siguientes precios por kilovatio/hora de consumo para las categorías principales de usuarios:

	<u>Centavos de peso colombiano/Kwh</u>	<u>Equivalencia en centavos de dólar de los EE.UU./Kwh 1/</u>
- Clientes residenciales	25,32	1,11
- Clientes comerciales	42,14	1,85
- Clientes industriales	31,02	1,37
- Consumo oficial y alumbrado de calles	23,00	1,01

Además de establecer las nuevas tarifas, la Resolución 4 de febrero de 1973 permite a la EEEB cobrar hasta 500 pesos colombianos (US\$21,94) por cada nueva conexión al sistema. Las tarifas de la EEEB son razonables y se ajustan a la escala de precios que cobran otras empresas de electricidad de Colombia. 2/

1/ Convertidos a US\$1,00 = Col. \$22,79.

2/ En un examen que la JNTSP hizo en febrero de 1973 de las tarifas de 40 entidades colombianas de electricidad, se observó que las tarifas aplicadas a clientes residenciales que consumen más de 100 Kwh por mes (tarifa media de cada entidad) variaban de US\$0,80 por Kwh a US\$1,91 por Kwh.

- 4.11 Durante las negociaciones se convino en aplicar y dejar en vigor para este proyecto, de ser aprobado el correspondiente préstamo, el acuerdo a que se había llegado con la EEEB respecto del subprograma de electricidad del programa PIDUZOB (préstamo 238/OC-CO) según el cual las tarifas que se establezcan deben proporcionar un rendimiento de 9% sobre la inversión inmovilizada. (Véanse el Apéndice A y el proyecto de resolución.) La actuación de la EEEB permite suponer que no tendrá dificultad alguna en cumplir este requisito.

5. Situación financiera, 1969-1972

- 4.12 La situación financiera de la EEEB al 31 de diciembre de 1972 ha sido investigada minuciosamente y encontrada satisfactoria en general. En el Apéndice F se presentan los estados financieros detallados para el período 1969-1972 (balance y estado de ingresos comparados, estado del ingreso proveniente de la venta de electricidad, y determinación de la tasa de rendimiento). Debe mencionarse que la EEEB no se ha visto afectada por la inflación interna ya que ha logrado obtener aumentos anuales en sus tarifas. Los aumentos anuales que se han operado en su deuda externa pendiente por fluctuaciones del tipo de cambio de las monedas en que contrajo esa deuda, deuda que se expresa en moneda nacional en los libros de la EEEB, se imputan a la cuenta del activo fijo. Al 31 de diciembre de 1972, la EEEB hizo los siguientes ajustes por valor total de US\$9,3 millones: US\$3,2 por revaluación de monedas de países de Europa y del Asia y US\$6,1 millones por fluctuaciones en el tipo de cambio entre el dólar de los Estados Unidos y el peso colombiano. Sin embargo la EEEB se vio afectada por la reciente revaluación de monedas de Europa y del Asia en relación con el dólar de los Estados Unidos. Se espera que la EEEB efectúe los correspondientes ajustes en el futuro.
- 4.13 A continuación se presentan varios datos basados en los estados financieros para el período 1969-1972:

Año terminado el 31 de diciembre
(En millones de US\$)

	<u>1969</u>	<u>1970</u>	<u>1971</u>	<u>1972</u>
<u>Activo fijo neto</u>	<u>105,0</u>	<u>107,2</u>	<u>110,3</u>	<u>114,2</u>
Indice (1969=100)	100	102	105	108
Como % de activo total	89%	85%	82%	80%
<u>Reserva para depreciación</u>	<u>3,2</u>	<u>3,6</u>	<u>3,8</u>	<u>4,3</u>
Como % de activo fijo	2,9%	2,8%	2,7%	2,7%
<u>Capitalización 1/</u>	<u>107,9</u>	<u>113,7</u>	<u>119,4</u>	<u>127,5</u>
Como % de activo fijo neto	103%	106%	108%	112%
<u>Deuda a largo plazo</u>	<u>70,4</u>	<u>71,3</u>	<u>72,8</u>	<u>75,6</u>
Como % de capitalización	65%	63%	61%	59%
<u>Patrimonio</u>	<u>37,5</u>	<u>42,5</u>	<u>46,6</u>	<u>51,9</u>
Como % de capitalización	35%	37%	39%	41%
<u>Inversión inmovilizada 2/</u>	<u>100,8</u>	<u>100,9</u>	<u>121,5</u>	<u>134,1</u>
<u>Ingresos de explotación</u>	<u>19,0</u>	<u>21,9</u>	<u>24,4</u>	<u>28,0</u>
<u>Gastos de explotación</u>	<u>8,5</u>	<u>9,6</u>	<u>10,8</u>	<u>12,7</u>
Como % de ingreso de explotación	45%	44%	44%	45%
<u>Ingreso neto de explotación</u>	<u>10,5</u>	<u>12,4</u>	<u>13,7</u>	<u>15,3</u>
Como % de inversión inmovilizada	9,6%	10,2%	10,2%	10,3%
<u>Relaciones financieras</u>				
Activo circulante/pasivo a corto plazo	1,87	1,57	1,83	1,94
Activo líquido/pasivo a corto plazo	1,05	0,67	0,94	0,96
Activo fijo neto/deuda a largo plazo	1,49	1,50	1,51	1,51
Dev. a largo plazo/patrimonio	1,9	1,7	1,6	1,5
Cobertura del servicio de la deuda 3/	2,3	1,9	2,0	2,1
Relación operativa 4/	26%	32%	33%	29%

1/ Deuda a largo plazo más total del patrimonio (incluido el superávit).

2/ Según la definición del Banco la "inversión inmovilizada" es el promedio del activo fijo neto anual más el capital de explotación (ajustado) para el correspondiente año.

3/ Ingreso de explotación más depreciación dividido por servicio de la deuda.

4/ Por "relación operativa" debe entenderse la proporción de los gastos de explotación (sin contar la depreciación) con el ingreso de explotación.

- 4.14 La situación financiera corriente de la EEEB se considera satisfactoria al 31 de diciembre de 1972. El coeficiente de liquidez de 1,94 y la relación activo disponible/pasivo corriente de 0,96 para 1972 son aceptables. La baja de estas proporciones en 1970 tuvo por causa la ejecución de los programas de ampliación de la EEEB. El capital neto de explotación aumentó de US\$4,8 millones en 1969 a US\$8,1 millones en 1972. La cobranza a los clientes particulares es excelente. Las facturas se preparan cada dos meses y los clientes tienen 15 días en los cuales pagar su cuenta sin multa; a partir de este plazo inicial el cliente tiene un nuevo plazo de 15 días en el cual puede pagar con una multa de 12,5% por mora. Vencidos estos 30 días, la EEEB suspende el servicio de electricidad al cliente que no haya pagado. Las cuentas privadas en mora por más de 30 días son raras, corresponden a casos aislados y representan sumas insignificantes. En cambio la EEEB tiene numerosas cuentas en mora que representan obligaciones de entidades oficiales a las cuales suministra electricidad. En 1972 las entidades oficiales adeudaban el equivalente de US\$2,1 millones a la EEEB. El 50% del total de las cuentas oficiales se encontraban en mora por más de 180 días; de estas cuentas el 90% correspondía a la Electrificadora de Cundinamarca. ^{1/} Se considera que esta situación no ha perjudicado los servicios de la EEEB, ya que las cuentas oficiales con más de 60 días de atraso representaban en 1972 solamente 5% de las ventas de energía. Cabe mencionar también que la EEEB considera que estas cuentas oficiales en mora son aún cobrables. Sin embargo, para que el Banco pueda mantenerse al tanto de los esfuerzos que realiza la EEEB para cobrar las cuentas oficiales que presentan más de 60 días de atraso, se propone exigir que la EEEB presente al Banco dentro de los 12 meses de la fecha del contrato de préstamo un informe sobre las medidas que ha adoptado junto con el garante para cobrar los saldos en mora de los organismos públicos (véase el Capítulo V, Recomendaciones).
- 4.15 El activo fijo neto, que constituye el renglón principal del activo, se financia principalmente con crédito externo. Si bien los activos fijos netos no aumentaron en promedio sino un 3% durante el período 1969-1972, la EEEB debió realizar un esfuerzo considerable para completar el financiamiento de sus inversiones fijas, sobre todo si se tiene en cuenta que la EEEB: (a) no recibe subvenciones del gobierno; (b) debe absorber el costo de la electricidad suministrada para el sistema de alumbrado público y el consumo de las dependencias municipales; y (c) debe reservar el 10% de su ingreso para la ampliación y mantenimiento del sistema municipal de alumbrado público. La capitalización guardó las siguientes proporciones con el activo fijo neto en los últimos años: 103% en 1969, 106% en 1970, 108% en 1971 y 112% en 1972. Estas cifras indican que la EEEB financió parte de su activo fijo neto con recursos internos. Además de adquirir activo fijo, la EEEB ha efectuado importantes inversiones en ISA para financiar la construcción de la central hidroeléctrica de CHIVOR y su sistema interconectado de transmisión. Al 31 de diciembre de 1972 las inversiones acumuladas en ISA ascendían a US\$24,9 millones.

^{1/} En febrero de 1973 la Electrificadora de Cundinamarca entregó a la EEEB valores avalados por la ICEL para cubrir la cancelación de todas sus cuentas con más de 180 días de atraso (US\$900.000).

- 4.16 Los datos financieros resumidos en el párrafo 4.13 indican excelentes resultados de operación. En todos los años de 1969 a 1972 los ingresos fueron ampliamente suficientes para cubrir los gastos de explotación del año; estos gastos de explotación (incluida la depreciación) se mantuvieron constantes a un nivel de alrededor de 45% de los ingresos de operación en estos años. La EEEB obtuvo en los últimos años el siguiente rendimiento sobre su inversión inmovilizada: 9,6% en 1969, 10,2% en 1970, 10,2% en 1971 y 10,3% en 1972; todos estos rendimientos excedieron el 9% que se considera razonable para empresas de servicio público en Colombia. Estos rendimientos fueron posibilitados en parte por la eficiencia de las operaciones y los aumentos de tarifa que obtuvo la EEEB. Asimismo, el margen de cobertura de la EEEB para sus obligaciones a largo plazo ha sido bastante holgado, oscilando entre 2,3 y 2,9 veces el valor de dichas obligaciones entre 1969 y 1972. Los excelentes resultados de operación de alrededor de 30% obtenidos por la EEEB durante el período de 1969 a 1972 son aún mejores que el promedio de 45% conseguido en el mismo período por las compañías de electricidad de los Estados Unidos.
- 4.17 La situación financiera de la EEEB a largo plazo es también satisfactoria. La relación de la deuda a largo plazo con el patrimonio mejoró de 1,9 en 1969 a 1,5 en 1972. La deuda de la EEEB consiste principalmente de tres préstamos obtenidos del BIRF que representaban el 95% de la deuda a largo plazo que había pendiente en 1972. El otro 5% de la deuda externa consistía de cinco préstamos por valor total de US\$6,1 millones obtenidos de las siguientes instituciones: KFW de Alemania, el Istituto Mobiliare Italiano de Italia, el Eximbank de los Estados Unidos y el Eximbank del Japón. La contratación de préstamos a largo plazo en el país ha sido de poco monto. El total del patrimonio aumentó de US\$37,5 millones en 1969 a US\$51,9 millones en 1972 (38%) y comprendía: capital en acciones, representado por el valor neto de las aportaciones del Municipio; utilidades retenidas con destino al Fondo de Ampliaciones; donaciones recibidas del Municipio y otros consumidores para la construcción de instalaciones materiales, y la reserva para cubrir reavalúos de bienes raíces. Las utilidades retenidas (Fondo de Ampliaciones) representaban el 82% del total del patrimonio en 1972.

6. Proyecciones financieras 1973-1982

- 4.18 En el Apéndice F-2 se presentan las proyecciones de ingreso para 1973-1982. Los ingresos se computaron según la hipótesis de que durante el período 1973-1982 la venta de electricidad en kilovatios/hora aumentaría a razón de 11% al año y las tarifas a su vez se elevarían en 2% anual, por término medio, sobre el nivel actual. Estas hipótesis se consideran razonables. Los gastos de explotación fueron proyectados teniendo en cuenta el promedio de su aumento anual durante el período 1969-1972, las tarifas actuales y previstas, por kilovatios/hora, por la compra de energía, y la participación de la EEEB en los gastos de explotación de ISA. La depreciación anual se calculó al 2,8% del valor del activo fijo bruto al fin de año. Este porcentaje constituyó el promedio anual del factor de depreciación en el período 1969-1972 y se considera razonable por la elevada

proporción que representan las instalaciones hidroeléctricas dentro del activo fijo de la EEEB. Las proyecciones del ingreso neto de explotación, que reflejan la diferencia entre el ingreso de explotación según las tarifas previstas y el cálculo de los gastos de explotación, indican resultados sumamente satisfactorios en todos los años. El ingreso neto de explotación aumentará de US\$17,9 millones en 1973 a US\$57,6 millones en 1982, representando estas cifras, respectivamente, 52% y 57% del total del ingreso de explotación, lo cual se compara favorablemente con las tendencias del pasado. En cuanto al índice de cobertura del servicio de la deuda, se proyecta que éste variará de 2,21 y 5,31 anual durante el período 1972-1982, lo cual es satisfactorio.

- 4.19 Las proyecciones de las tasas anuales de rendimiento sobre la inversión inmovilizada que figuran en el Apéndice F-3 indican que en sus operaciones totales la EEEB lograría un rendimiento de más del 9% anual que el Banco considera razonable (véase el párrafo 4.11). La tasa de rendimiento sobre nuevas inversiones en los últimos años de los pronósticos sería de más de 17% en 1979 y aumentaría hasta alcanzar 25% en 1982. Estas tasas son elevadas porque no consideran las inversiones que hará la EEEB en las dos etapas del proyecto de la Central Hidroeléctrica de CHIVOR y en el proyecto del Acueducto Chingaza, inversiones que figuran en el balance bajo el rubro "otros activos". Si la participación de la EEEB en estas instalaciones figurara como parte de su propio activo fijo, estas tasas se reducirían a 13% en 1979 y llegarían a 20% en 1982.
- 4.20 Como puede desprenderse del Estado de Aplicaciones de Fondos para el período de 1973 a 1982 que figura en el Apéndice F-4, la EEEB tiene proyectadas inversiones por valor de US\$69,8 millones en nueva construcción durante los años 1973 a 1977, período de construcción del proyecto. Estas inversiones tienen la siguiente distribución: US\$52,2 millones para el proyecto de transmisión y distribución; US\$11,9 millones para el proyecto de PIDUZOB (238/OC-CO); US\$11,5 millones para el proyecto Zipaquirá III, y US\$4,2 millones en otras inversiones varias. La EEEB financiaría estos proyectos de construcción del modo siguiente: US\$40,6 millones con créditos externos (comprendidos los aportes del BID provenientes del préstamo 238/OC-CO y del préstamo que aquí se propone) y US\$29,2 millones con fondos propios (US\$21,9 millones) y créditos locales (US\$7,3 millones) para cubrir el componente local. Cabe anotar que la situación de caja de la EEEB en los años 1973-1982 arroja saldos positivos e indica una acumulación de fondos de US\$174,5 millones para 1982. Debe mencionarse, sin embargo, que si la EEEB efectúa inversiones adicionales (por medio de ISA) para cubrir la capacidad generadora necesaria en 1982, esta cuantiosa disponibilidad de recursos tendría que comprometerse, junto con el financiamiento externo, para financiar las necesarias inversiones futuras en proyectos de ampliación.
- 4.21 El plan financiero del proyecto propuesto, que figura en el párrafo 3.15, prevé la siguiente estructura: el préstamo del Banco (US\$21,2 millones); créditos de proveedores (US\$3,4 millones) y fondos propios y créditos

locales para cubrir el componente local (US\$17,6 millones). Como la EEEB experimentara en los dos primeros años de la ejecución del proyecto déficit de caja por valor equivalente a US\$7,3 millones, tendrá que contratar préstamos a plazo corto o medio para cubrir estas necesidades de caja. El First National City Bank de Bogotá ha ofrecido por escrito a la EEEB un crédito a plazo medio equivalente a US\$6,7 millones (cinco años para amortización, dos años de gracia y un tipo de interés de dos puntos por encima de la tasa Interbank de Londres). No se prevé ninguna dificultad en obtener créditos a corto plazo para cubrir los US\$600.000 restantes. La EEEB goza de buen crédito y reputación, tanto en el país como en el exterior, en los círculos bancarios. Para que el Banco pueda confirmar el monto, naturaleza y procedencia de los préstamos locales que habría que obtener, se recomienda: a) que antes del primer desembolso la EEEB pruebe que ha obtenido el equivalente de US\$3,1 millones en créditos locales para cubrir déficit de fondos durante el primer año de ejecución del proyecto y b) que, dentro de los 12 meses de la fecha del contrato de préstamo, la EEEB pruebe que ha obtenido el equivalente de US\$4,2 millones de crédito interno para cubrir déficits de fondos durante el segundo año de ejecución del proyecto. En ambos casos, la EEEB dará preferencia, en el uso de estos créditos internos, al financiamiento de la contrapartida local del proyecto propuesto cuando no sea posible obtener estos recursos de la generación interna de fondos (véase el proyecto de resolución).

En vista de la situación y arreglos descritos en este párrafo, se puede concluir que la EEEB estaría en condiciones de efectuar puntualmente su aporte para el proyecto propuesto.

B. Ejecución del proyecto

1. Calendarios de construcción, inversión y adquisiciones

- 4.22 El período de construcción y desembolso correspondiente al proyecto propuesto sería del 1.º de julio de 1973 al 31 de diciembre de 1977, o sea que tendría una duración de cuatro años y medio. El calendario anual de inversiones y desembolsos ha sido calculado con arreglo al pronóstico de progreso de las obras del proyecto durante el período de construcción. Este calendario se presenta en el Apéndice GH desglosado por categorías de inversión y fuentes de financiamiento. Su resumen sería el siguiente:

(En miles de US\$ o equivalentes)

	<u>1/</u> <u>1973</u>	<u>1974</u>	<u>1975</u>	<u>1976</u>	<u>1977</u>	<u>Total</u>
BID	2.786	4.296	4.502	5.138	4.478	21.200
Créditos de proveedor	-	46	513	3.350	11	3.920
EEEB	<u>2.318</u>	<u>3.245</u>	<u>3.928</u>	<u>3.638</u>	<u>3.926</u>	<u>17.055</u>
Total	<u>5.104</u>	<u>7.587</u>	<u>8.943</u>	<u>12.126</u>	<u>8.415</u>	<u>42.175</u>
	(12%)	(18%)	(21%)	(29%)	(20%)	(100%)

1/ Segundo semestre.

El propuesto préstamo del Banco se desembolsaría en su totalidad para cubrir el costo en divisas de adquisiciones de bienes y servicios. Para poder asegurar el cumplimiento de los calendarios de construcción y de inversión, se propone que hasta el equivalente de US\$100.000 destinado a servicios de ingeniería se reconozca como parte de la contribución local efectuada para el financiamiento del proyecto antes de la fecha del contrato de préstamo y después del 14 de noviembre de 1972 (véase el Capítulo V, Recomendaciones). No se desembolsarían fondos del préstamo del Banco para cubrir gastos efectuados con anterioridad a la suscripción del contrato.

- 4.23 Está previsto que las obras de ampliación y mejora de los sistemas de distribución urbana y rural se ejecuten simultáneamente durante todo el período de 4-1/2 años. Las obras de las líneas de subtransmisión comenzarían en el cuarto trimestre de 1973 y las últimas líneas entrarían en servicio a fines de diciembre de 1975. La construcción de las subestaciones receptoras empezaría en el tercer trimestre de 1974 y continuaría hasta fines de 1977. La instalación de condensadores y reguladores de voltaje se haría simultáneamente con la construcción de las subestaciones receptoras. El equipo de despacho de carga se compraría en 1975 y 1976 y se instalaría durante 1976 y principios de 1977.
- 4.24 La EEEB obtendría los servicios de contratistas locales para las obras principales de construcción de todas las subestaciones y el tendido de la línea de transmisión. Los trabajos secundarios de este tipo se podrían confiar al personal propio de la EEEB. La EEEB tiene proyectado recurrir a contratistas para el tendido de las líneas principales de distribución y usará personal propio para instalar algunas de las extensiones más pequeñas destinadas a distribución y alumbrado de calles. En todos los casos la EEEB proporcionará los materiales y equipo y los contratistas pondrán los servicios de montaje y construcción. Este procedimiento ha sido empleado con éxito por la EEEB en programas de transmisión y distribución financiados por el BIRF.
- 4.25 Las adquisiciones para el proyecto se harían de acuerdo con procedimientos de licitación que el personal del Banco ya examinó y que se ajustan a los requisitos de esta Institución. Para asegurar el cumplimiento del calendario de construcción la EEEB se atenderá a un programa predeterminado en la contratación de bienes y servicios que han de financiarse con recursos del propuesto préstamo del BID. Este programa se presenta detalladamente en el Apéndice H. Los documentos de licitación de la EEEB correspondientes a llamados previstos para el mes de abril han sido también estudiados por el personal del Banco, que las encontró aceptables en su forma definitiva. La EEEB seguirá los procedimientos de licitación aceptados por el Banco.

2. Situación de los diseños y especificaciones

- 4.26 Los diseños de las líneas de subtransmisión y de las subestaciones son similares en sus detalles a los de algunas instalaciones del sistema de

la EEEB que ya se encuentran en funcionamiento. La está elaborando la Ingetec y su situación actual es tal que pueden servir de base a la preparación de especificaciones y documentos de licitación. En esta categoría ya se encuentran terminadas las especificaciones de torres de acero, aisladores y equipo para los conductores, transformadores y pararrayos. En cuanto a los elementos de distribución, si bien aún no se cuentan con dibujos de construcción ni modelo de distribución para el proyecto, los materiales se ajustan a los tipos estándar de la EEEB, para los cuales ya existen especificaciones. Se espera que para octubre de 1973 se habrán colocado los pedidos de aproximadamente 50% de los materiales necesarios para el proyecto. En la época de la misión de análisis y negociación del Banco (febrero de 1973) se calculaba que 20% de los diseños para el proyecto estaba terminado. Para fines de mayo de este año se calcula que estará terminado el 30% de los diseños.

3. Servicios de ingeniería y supervisión técnica para el proyecto

- 4.27 La EEEB confiaría a sus consultores generales, Ingetec, las labores de ingeniería y supervisión técnica del proyecto. Por otra parte la EEEB se encuentra en negociaciones con la firma J. G. White Engineering Company de los Estados Unidos para que preste los servicios referentes a planificación y administración de las obras de distribución, servicios que constituyen condición previa en el subprograma de la zona oriental del programa de PIDUZOB y cuyo financiamiento está comprendido en el préstamo 238/OC-CO (véase el párrafo 4.04). Como resultado del análisis de este proyecto se ha llegado a la conclusión de que los términos de referencia del contrato que se negocia con la J. G. White Engineering Company con respecto al subprograma PIDUZOB deben ampliarse para que incluyan lo siguiente: (a) compilación de datos básicos para la elaboración de un modelo de pronóstico de carga que comprenda información sobre áreas de carga, utilización de tierras, densidad de la clientela, necesidades de energía eléctrica y cargas actuales; (b) preparación y actualización anual del modelo de pronóstico de carga con el fin de que puedan determinarse las probables ubicaciones, necesidades de energía eléctrica y tipos de consumidores en 1974-1978, y (c) preparación de un "plan maestro de desarrollo" del sistema de distribución de Bogotá, con indicación del tipo de protección necesaria su coordinación con las medidas actuales de protección. El costo de agregar estos servicios durante un período de tres años al contrato que está en negociación con la J. G. White Engineering Company sería de US\$150.000 adicionales. Para facilitar la ejecución tanto del subprograma PIDUZOB como del presente proyecto, esta cantidad ha sido incluida como parte del costo del actual proyecto y figura como financiamiento a cargo del BID en la categoría "Ingeniería y Administración" (véase el Apéndice-B, proyecto de resolución, y el Capítulo V, Recomendaciones).
- 4.28 Para ejercer su inspección y supervisión sobre el proyecto se propone que el BID aproveche parte del tiempo del especialista en proyectos de energía que en la actualidad desempeña funciones semejantes en Colombia. Este especialista colaboraría con el personal de la EEEB y del Ingetec en las labores de supervisión del proyecto.

- 4.29 El plan esbozado arriba para la ingeniería y supervisión técnica del proyecto se considera satisfactorio. Tanto la EEEB como la Ingetec tienen personal técnico competente con experiencia en obras similares y ambas instituciones poseen suficiente capacidad ejecutiva para desempeñar debidamente los trabajos de supervisión y dirección de obras. El consultor viene trabajando con la EEEB por muchos años y conoce a fondo la estructura y programas de esa empresa.

V. RECOMENDACIONES

- 5.01 Como resultado de la evaluación que efectuó el Banco del proyecto de la EEEB referente a las instalaciones de transmisión y distribución de energía para la ciudad de Bogotá y localidades colindantes, proyecto que se resume en este documento, y de las conclusiones que aquí están consignadas, se recomienda conceder a la Empresa de Energía Eléctrica de Bogotá (EEEB), con garantía de la República de Colombia, un préstamo por el equivalente de US\$21.200.000, con cargo a los recursos del capital ordinario del Banco, para financiar parcialmente los costos en divisas de dicho proyecto. El préstamo tendría un plazo de 20 años, la primera cuota de amortización sería pagadera a los cinco años de la fecha del contrato de préstamo, el interés sería del 8% anual (incluida la comisión especial del Banco de 1%) y la comisión de compromiso sería de 1,25% anual. El préstamo se desembolsaría en un plazo de cuatro años y medio.
- 5.02 Se recomienda igualmente que, además de las cláusulas contractuales uniformes se incluyan en los contratos de préstamo y de garantía, según corresponda y en la resolución, las siguientes condiciones especiales, que deberán cumplirse a satisfacción del Banco:
- (a) Antes del primer desembolso del préstamo, el prestatario deberá comprobar ante el Banco: (i) que los términos de referencia de la empresa consultora contratada en virtud del subprograma de la EEEB del préstamo para el PIDUZOB (238/OC-CO) han sido ampliados conforme a lo previsto en el párrafo 4.27 de este documento; (ii) que ha obtenido compromisos de préstamos a mediano plazo por un total equivalente a US\$3.100.000 para cubrir déficits de fondos durante el primer año de ejecución del proyecto (véase el párrafo 8 (c) de la resolución).
 - (b) Dentro de los doce meses de la fecha del contrato de préstamo, el prestatario comprobará ante el Banco que ha obtenido compromisos de financiamiento de mediano plazo para cubrir los déficits de fondos que se prevé habrán de producirse durante el segundo año de ejecución del proyecto y que se calculan en el equivalente de US\$4.200.000 (véase el párrafo 8 (d) de la resolución).
 - (c) Dentro de los dieciocho meses de la fecha del contrato de préstamo, el prestatario comprobará ante el Banco que ha obtenido préstamos o créditos de proveedores, en condiciones compatibles con el proyecto, en una cuantía estimada en el equivalente de US\$3.920.000 para financiar el equipo de distribución de carga y otros servicios de ingeniería afines (véase el párrafo 8 (e) de la resolución).

- (d) El prestatario convendrá en adoptar las medidas pertinentes, a satisfacción del Banco, para asegurar que las tarifas del servicio eléctrico se mantengan en niveles que produzcan una tasa de rentabilidad razonable sobre los activos fijos y fondos suficientes para amortizar la deuda del prestatario (véase el párrafo 8 (f) de la resolución).
- (e) Salvo autorización escrita del Banco en contrario, el prestatario no ejecutará por administración obras que, en total, pasen de US\$2.500.000 con cargo al aporte local y de conformidad con programas anuales de trabajo previamente aprobados por el Banco (véase el párrafo 8 (g) de la resolución).

5.03 Además, se recomienda que se incluyan en los contratos de préstamo y de garantía, según corresponda, las condiciones siguientes, a más de las mencionadas en el párrafo 5.02, que serán cumplidas a satisfacción del Banco:

- (a) Antes del primer desembolso del préstamo, el prestatario remitirá al Banco: (i) una comunicación en la cual las autoridades competentes de Colombia expresen su intención de conceder los permisos de importación que sean necesarios para adquirir en el extranjero los bienes y servicios pagaderos en divisas que se requieran para la ejecución del proyecto; (ii) prueba de que el contrato de préstamo ha sido inscrito en la correspondiente oficina de registro de cambios del Gobierno de Colombia.
- (b) Dentro de los doce meses siguientes a la fecha del contrato de préstamo, el prestatario y el garante deberán presentar al Banco un informe sobre las medidas que hayan adoptado para el cobro de cuentas de organismos oficiales que estén en mora por más de 60 días.
- (c) Dentro de los doce meses de la fecha del contrato de préstamo, el prestatario presentará al Banco un informe en el que expondrá las medidas que haya adoptado o que adoptará en las áreas de organización y administración de suministros y materiales y de control de presupuesto.
- (d) Dentro de los seis meses siguientes a la fecha de terminación del trabajo que ha de desempeñar la firma consultora que se contratará para prestar los servicios indicados en el párrafo 5.02 (a) (i), el prestatario deberá presentar al Banco un informe que indique que se han tomado medidas apropiadas para poner en vigor las recomendaciones de dicha firma o que ha adoptado medidas alternativas satisfactorias para el Banco.
- (e) El Banco podrá reconocer como parte del aporte local al financiamiento del proyecto hasta el equivalente de US\$100.000 invertidos por el prestatario para el pago de costos locales de

servicios de ingeniería con anterioridad a la fecha del contrato, pero después del 14 de noviembre de 1972, siempre que se hayan cumplido requisitos sustancialmente análogos a los que se estipulan en la resolución y en el contrato de préstamo.

- (f) El prestatario se comprometerá a solicitar, y el garante a otorgar, prórrogas de las autorizaciones de que es titular el prestatario en relación con el proyecto, por un lapso no inferior al plazo del contrato de préstamo.
- 5.04 En el contrato de préstamo se estipulará el procedimiento para la verificación de cuentas de los estados financieros del prestatario y el proyecto habida cuenta de lo previsto en el párrafo 4.08 de este documento.
- 5.05 En el contrato de préstamo se incluirá un anexo de contenido esencialmente similar al Apéndice A (Descripción del proyecto) de este documento, incluida la especificación de que la tasa de rentabilidad considerada razonable de conformidad con el párrafo 5.02 (d) del presente será del 9%.
- 5.06 De los recursos del préstamo se usará la suma de US\$212.000 para cubrir los costos de inspección y vigilancia del Banco.

DESCRIPCION DEL PROYECTO
(Anexo B del Contrato de Préstamo)

I. Objetivo

El principal objetivo del proyecto es la expansión y mejoramiento de las obras de transmisión y distribución de la EEEB para satisfacer el crecimiento proyectado de la demanda en 1973-1977, en su zona de servicio, y mejorar la calidad del servicio eléctrico que presta a sus usuarios. Este último objetivo se logrará mediante la elevación de los niveles de eficiencia y confiabilidad de la distribución de energía, por conducto de la reducción de pérdidas, el perfeccionamiento de la regulación de voltaje y la modernización de los sistemas de control, protección, conservación y operación.

II. Descripción resumida del proyecto

El proyecto de transmisión y distribución estará compuesto de lo siguiente:

- a. La construcción de ocho tramos de líneas aéreas de subtransmisión de 115 Kv, con una extensión total de 124,5 Km; cuatro tramos breves de líneas aéreas y subterráneas de subtransmisión de 57,5 Kv, con una extensión total de 11,7 Km y la construcción de unos 120 Km de líneas aéreas de 34,5 Kv para cargas industriales, todo dentro de la zona de servicio de la EEEB;
- b. La construcción y expansión y/o elevación de voltaje de cinco subcentrales receptoras de 230 Kv, 115 Kv y 57,5 Kv en la zona de servicio de la EEEB, que requieren la instalación de 435 MVA de capacidad de transformación;
- c. La construcción, dentro de la zona de servicio de la EEEB, de unos 212 Km de líneas primarias de distribución de 13,2 Kv, 81 Km de líneas secundarias, la instalación de una capacidad de 556 MVA en transformadores de distribución, la instalación de aproximadamente 65.000 medidores de vatios/hora para los usuarios, la instalación de condensadores y reguladores de voltaje y la instalación de alumbrado público en calles principales por construir durante el período;
- d. La extensión de los servicios de electricidad a 15 comunidades suburbanas en la zona normalmente atendida por la EEEB y su extensión a 24 localidades más pequeñas anteriormente servidas por la CAR, que requiere la construcción de un total de 70 Km de alimentadores rurales de 34,5 Kv, 95 Km de líneas primarias de distribución, 400 Km de líneas secundarias y la instalación de una capacidad de 35 MVA de transformadores de distribución, y
- e. La adquisición de equipo de distribución de carga y otros equipos relacionados con el proyecto, incluidos los equipos de conservación, transportes, comunicaciones y laboratorio, así como también herramientas de líneas con corriente y otras herramientas de mano.

III. Costo total y financiamiento del proyecto

Se ha calculado el costo total del proyecto en el equivalente de US\$42.175.000, 1/ por financiar conforme a lo indicado en el siguiente cuadro:

1/ El tipo de cambio utilizado para la determinación del costo ha sido de US\$1,00 = Col\$22,79.

(En miles de US\$ o su equivalente)

Categorías y subdivisiones principales	Divisas aportadas por el BID			Divisas aportadas por los provee- dores	E E E B			To
	Gastos directos	Gastos indi- rectos	Total parcial		Divisas	Moneda nacional	Total parcial	
INGENIERIA Y ADMINISTRACION								
Ingeniería y supervisión de construc- ciones	150	-	150	160	-	1.500	1.500	1.
Administración	-	-	-	-	-	881	881	-
Total de la Categoría 1	150	-	150	160	-	2.381	2.381	2.
COSTO DIRECTO DE CONSTRUCCION								
Transmisión	2.278	181	2.459	-	-	1.191	1.191	3.
Distribución	8.953	2.165	11.118	-	-	10.583	10.583	21.
Obras generales	328	-	328	2.933	326	110	436	3.
Total de la Categoría 2	11.559	2.346	13.905	2.933	326	11.884	12.210	29.
CARGOS FINANCIEROS DURANTE LA CONSTRUCCION								
Préstamo del BID								
Interés y comisión de servicio del BID	3.599	-	3.599	-	-	-	-	3.
Comisión de compromiso del BID	-	-	-	-	589	-	589	-
Fondo de Inspección y Vigilancia del BID	212	-	212	-	-	-	-	-
Total parcial 3.1	3.811	-	3.811	-	589	-	589	4.
Créditos de proveedores	-	-	-	-	594	-	594	-
Total de la Categoría 3	3.811	-	3.811	-	1.183	-	1.183	4.
SIN ASIGNACION								
Total de la Categoría 5	2.758	576	3.334	827	92	1.189	1.281	5.
TOTALES	18.278	2.922	21.200	3.920	1.601	15.454	17.055	42.
	(43,4%)	(6,9%)	(50,3%)	(9,3%)	(3,8%)	(36,6%)	(40,4%)	(100,0%)

V. Origen y uso de monedas

El origen y uso de monedas para el financiamiento del proyecto es como sigue:

(En miles de US\$ o su equivalente)

	<u>Monedas de origen</u>		<u>Monedas de uso</u>		<u>Total</u>	<u>%</u>
	<u>Divisas</u>	<u>Moneda nacional</u>	<u>Divisas</u>	<u>Moneda nacional</u>		
BID	21.200	-	21.200 ^{1/}	-	21.200	50,3
Crédito de proveedores	3.920	-	3.920	-	3.920	9,3
EEEEB	-	17.055	1.601	15.454	17.055	40,4
	<u>25.120</u>	<u>17.055</u>	<u>26.721 ^{1/}</u>	<u>15.454</u>	<u>42.175</u>	<u>100,0</u>
	(59,6%)	(40,4%)	(63,4%)	(36,6%)	(100,0%)	

VI. Requisitos de licitación

Quando los bienes y servicios por adquirir mediante licitación deban ser financiados, en todo o en parte, con recursos del préstamo _____, los procedimientos y requisitos específicos de licitación pertinentes permitirán la libre participación de licitantes nacionales o residentes de países elegibles en virtud de las normas de elegibilidad que se apliquen al uso de los recursos con los que se efectuó el préstamo. Por lo tanto, en dichos procedimientos y/o requisitos específicos de licitación no se estipularán condiciones que impidan o restrinjan la participación de dichos licitantes.

VII. Tarifas y tasas de rentabilidad mínimas

En virtud de los objetivos estipulados en la Sección _____ del contrato de préstamo, la tarifa correspondiente a la provisión de electricidad del sistema específico comprendido por el préstamo a la Empresa de Energía Eléctrica de Bogotá será establecida con el fin de producir una tasa de rentabilidad sobre la inversión inmovilizada neta de, por lo menos, el 9% anual a partir de 1973, salvo cuando el Banco conviniere en una tarifa o tarifas distintas.

^{1/} Incluidos los costos indirectos en divisas por el equivalente de US\$2.922.000.

EMPRESA DE ENERGIA ELECTRICA DE BOGOTA (EEEB)
1973-1977 Transmission and Distribution Project
Summary of Project Investment and Financing Plan
(in thousands of US dollar equivalent)

Categories and Principal Subdivisions	Total Investments			Financing Sources			
	F. Ex.	Loc. Curr.	Total	IDB F. Ex.	Suppl. Credit F. Ex.	EEEB F. Ex.	Loc. Curr.
1. ENGINEERING AND ADMINISTRATION							
1.1 Engineering and Supervision of Construction	310.3	1 500.0	1 810.3	150.0	160.3	-	1 500.0
1.2 Administration	-	881.1	881.1	-	-	-	881.1
Total Category 1	310.3	2 381.1	2 691.4	150.0	160.3	-	2 381.1
2. DIRECT COST OF CONSTRUCTION							
2.2 Transmission							
2.21 Lines	1 216.5	923.8	2 140.3	1 216.5	-	-	923.8
2.22 Substations	1 242.1	267.6	1 509.7	1 242.1	-	-	267.6
Subtotal 2.2 Transmission	2 458.6	1 191.4	3 650.0	2 458.6	-	-	1 191.4
2.3 Distribution							
2.31 Urban Distribution	10 145.9	8 219.7	18 365.6	10 145.9	-	-	8 219.7
2.32 Rural Distribution	971.9	2 363.5	3 335.4	971.9	-	-	2 363.5
Subtotal 2.3 Distribution	11 117.8	10 583.2	21 701.0	11 117.8	-	-	10 583.2
2.4 General Installations							
2.41 Load Dispatching Equipment	3 259.3	93.4	3 352.7	-	2 933.4	325.9	93.4
2.42 Maintenance, Construction and Labor, Eqpt. etc.	327.7	16.8	344.5	327.7	-	-	16.8
Subtotal 2.4 General Installations	3 587.0	110.2	3 697.2	327.7	2 933.4	325.9	110.2
Total Category 2	17 163.4	11 884.8	29 048.2	13 904.1	2 933.4	325.9	11 884.8
3. FINANCIAL CHARGES DURING CONSTRUCTION							
3.1 IDB Loan							
3.11 IDB Interest and Service Charge at 8%	3 599.0	-	3 599.0	3 599.0	-	-	-
3.12 IDB Commitment Fee at 1.25%	588.6	-	588.6	-	-	588.6	-
3.13 IDB Project Supervision at 1% of Loan Amt.	212.0	-	212.0	212.0	-	-	-
Subtotal 3.1 IDB Loan	4 399.6	-	4 399.6	3 811.0	-	588.6	-
3.2 Suppliers' and Other Credits at 8% Interest	594.8	-	594.8	-	-	594.8	-
Total Category 3	4 994.4	-	4 994.4	3 811.0	-	1 183.4	-
5. UNALLOCATED							
5.1 General Contingency	1 716.3	1 188.5	2 904.8	1 390.4	325.9	-	1 188.5
5.2 Provision for "Escalation"	2 536.1	-	2 536.1	1 944.5	500.0	91.6	-
Total Category 5	4 252.4	1 188.5	5 440.9	3 334.9	825.9	91.6	1 188.5
TOTAL INVESTMENTS AND FINANCING	26 720.5^{1/}	15 454.4	42 174.9	21 200.0	3 919.6	1 600.9	15 454.4
Percentages	63.4	36.6	100.0	50.3	9.3	3.8	36.6
							40.4

^{1/} Includes approximately US\$2,922,000 in "Indirect Foreign Exchange Costs"

EMPRESA DE ENERGIA ELECTRICA DE BOGOTA (EEEB)
1973-1977 Transmission and Distribution Project
Project Construction Cost Estimate/
(in thousands of US dollar equivalent)

Categories and Subdivisions	Foreign Exchange Cost			Local Currency	Total
	Direct F. Ex.	Indirect F. Ex.	Total F. Ex.		
1. ENGINEERING AND ADMINISTRATION					
1.1 Engineering and Supervision of Construction					
1.11 Services of Consulting Firm for Load Dispatching	160.3	-	160.3	-	160.3
1.12 Services of Consulting Firm for Distribution Management	150.0	-	150.0	-	150.0
1.13 Local Engineering Services	-	-	-	1 500.0	1 500.0
Subtotal 1.1 Engineering and Supervision of Construction	310.3	-	310.3	1 500.0	1 810.3
1.2 Administration	-	-	-	811.0	811.0
Total Category 1	310.3	-	310.3	2 381.1	2 691.4
2. DIRECT COST OF CONSTRUCTION					
2.2 Transmission					
2.21 Subtransmission Lines					
2.21.1 Torca-Usaquén 16.0 kms (115 KV, one)	92.7	16.6	109.3	65.6	174.9
2.21.2 Torca-Autopista 17.5 kms (conductor)	101.4	17.3	118.7	68.4	187.1
2.21.3 Torca-Martín del Corral 22.5 kms (per phase)	130.4	22.1	152.5	88.0	240.5
2.21.4 Torca-Norte 7.0 kms (single)	40.6	6.8	47.4	27.4	74.8
2.21.5 Norte-Autopista 8.0 kms (circuit)	46.3	7.8	54.1	31.3	85.4
2.21.6 Facatativá-Balsillas 22.5 kms (605 MCM)	130.4	22.1	152.5	88.0	240.5
2.21.7 Balsillas-Mosquera 6.0 kms (ACSR, Metal)	34.8	5.9	40.7	23.5	64.2
2.21.8 Mosquera-Suba 25.0 kms (Towers)	144.8	24.7	169.5	97.8	267.3
2.21.9 Charquito-Techo 6.0 kms (57.5 KV, 1/c, 4/o, Metal Poles)	47.4	3.3	50.7	23.9	74.6
2.21.10 San Facon-San José 1.0 km (57.5 KV, 1/c)	30.6	-	30.6	21.6	52.2
2.21.11 San Facon-Gorgonzola 2.0 kms (UG Cable 3 p)	60.8	-	60.8	43.4	104.2
2.21.12 San Facon-Calle 67 2.7 kms (Copper 2/o)	82.2	-	82.2	58.6	140.8
2.21.13 Industrial Areas 120.0 kms (34.5 KV, 1/c, ACSR 4/o, Conc. poles)	93.4	54.1	147.5	286.3	433.8
Subtotal 2.21 Subtransmission Lines	1 035.8	180.7	1 216.5	923.8	2 140.3
2.22 Substations					
2.22.1 Balsillas, 230/115 KV, 300 MVA (Transformer and Control)	322.1	-	322.1	53.8	375.9
2.22.2 Facatativá, 115/34.5/11.4-13.2 KV, 15 MVA (New)	167.4	-	167.4	56.3	223.7
2.22.3 Concordia, 115/11.4-13.2 KV, 2 x 20 MVA (Expansion)	184.2	-	184.2	46.3	230.5
2.22.4 Calle 51, 115/11.4-13.2 KV, 2 x 20 MVA (Upgrading from)	284.2	-	284.2	55.6	339.8
2.22.5 Morat6, 115/11.4-13.2 KV, 2 x 20 MVA (57.5 KV SS)	284.2	-	284.2	55.6	339.8
Subtotal 2.2 Substations	1 242.1	-	1 242.1	267.6	1 509.7

EMPRESA DE ENERGIA ELECTRICA DE BOGOTA (EEEB)
1973-1977 Transmission and Distribution Project
Project Construction Cost Estimate^{1/}
(in thousands of US dollar equivalent)

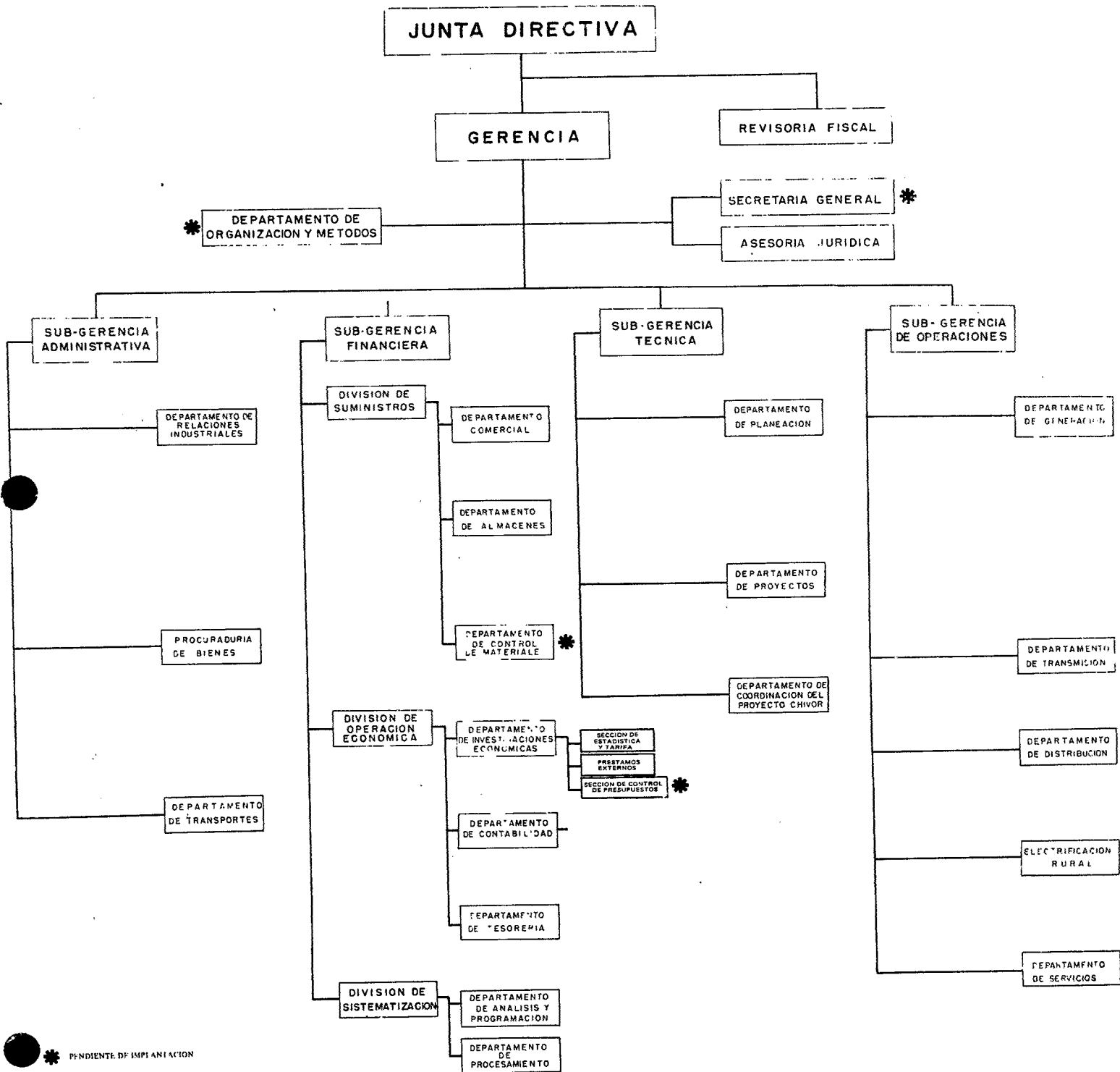
Categories and Subdivisions (Continued)	Foreign Exchange Cost			Local Currency	Total
	Direct F. Ex.	Indirect F. Ex.	Total F. Ex.		
2.3 Distribution					
2.31 Urban Distribution					
2.31.1 Primary Circuits: 173.8 kms OH and 38.1 UG	486.6	264.7	733.3	656.7	1 390.0
2.31.2 Distribution Transformers, 556.1 MVA	4 439.8	1 519.7	5 959.5	5 783.4	11 742.9
2.31.3 Secondary Circuits, 68.1 kms OH, 12.9 UG	113.9	88.0	201.9	866.9	1 068.8
2.31.4 Capacitors and Voltage Regulators	1 375.6	-	1 375.6	121.9	1 497.5
2.31.5 Customer Watthourmeters, 65017 Units	858.2	-	858.2	38.0	896.2
2.31.6 Street Ltg. (Main and Intermediate Avenues)	1 008.2	9.2	1 017.4	752.8	1 770.2
Subtotal 2.31 Urban Distribution	8 264.3	1 881.6	10 145.9	8 219.7	18 365.6
2.32 Rural Distribution					
2.32.1 Rural Electrification Services in the CAR Territory	351.0	138.4	489.4	1 171.4	1 660.8
2.32.2 Rural Electrification of Communities near Bogotá	337.7	144.8	482.5	1 192.1	1 674.6
Subtotal 2.32 Rural Distribution	688.7	283.2	971.9	2 363.5	3 335.4
2.4 General Installations					
2.41 Load Dispatching Equipment	3 259.3	-	3 259.3	93.4	3 352.7
2.42 Maintenance, Construction, Laboratory Eqpt., Tools, etc.	327.7	-	327.7	16.8	344.5
Subtotal 2.4 General Installations	3 587.0	-	3 587.0	110.2	3 697.2
Total Category 2	14 817.9	2 345.5	17 163.4	11 884.8	29 048.2
5. UNALLOCATED					
5.1 General Contingency	1 481.8	234.5	1 716.3	1 188.5	2 904.8
TOTAL CONSTRUCTION COST OF PROJECT ^{2/}	16 610.0	2 580.0	19 190.0	15 454.4	34 644.4

^{1/} Date of Estimate: February 14, 1973.

^{2/} Before Provision for "Escalation" and Financial Charges During Construction.

EMPRESA DE ENERGIA ELECTRICA DE BOGOTA ORGANIGRAMA

APENDICE E



EMPRESA DE ENERGIA ELECTRICA DE BOGOTA

APPENDI

Financial Statements: Comparative Balance Sheets 1969-1972 Actual (Closing Date December 31)
(in millions of US Dollars)

	1969	1970	1971	1972	Percentage of Total 1972 Assets		1969	1970	1971	1972
Exchange rate used US\$1.00=	Col. \$17.85	19.10	21.00	22.79		Exchange rate used US\$1.00=	Col. \$17.85	19.10	21.00	22.79
						<u>NET WORTH AND LIABILITIES</u>				
						<u>Long-Term Liabilities</u>				
Assets						External Long-Term Loans	69.37	73.30	76.75	79.67
Assets - Plant in Service at Cost.	97.23	108.32	109.58	123.22	85.8	Local Long-term Loans	3.35	2.41	0.71	0.23
Accumulated Depreciation	(15.02)	(17.58)	(19.61)	(22.27)	(15.5)	Less: Current Maturities	(2.33)	(4.43)	(4.65)	(4.30)
Fixed Assets - Plant in Service	82.21	90.74	89.97	100.95	70.3	Total Long-Term Liabilities	70.39	71.28	72.81	75.60
	3.33	3.30	3.12	2.92	2.0	<u>Net Worth</u>				
Construction work in progress	19.34	13.02	17.06	10.26	7.1	Contributions of DE de Bogotá	5.60	5.24	4.77	4.39
Investment of Real Estate	0.13	0.12	0.12	0.10	0.1	Retained Earnings (For System Expansion)	28.57	33.79	37.80	42.56
Total Fixed Assets	105.01	107.18	110.27	114.23	79.5	Participation of DE (Street Lighting)	2.96	3.17	3.69	4.67
Assets						Balance for revaluation and from sales of				
Investments in ISA (incl. advances)	0.74	5.35	7.05	9.07	6.3	Real Estate	0.23	0.26	0.29	0.28
Home Loans	1.69	1.66	1.59	1.60	1.1	Total Net Worth	37.46	42.46	46.55	51.90
Other Loans	0.23	0.25	0.35	0.38	0.3	Total Capitalization	107.85	113.74	119.36	127.50
Other Assets	0.18	0.18	0.16	0.14	0.1	<u>Reserves</u>				
Total Other Assets	2.84	7.44	9.15	11.19	7.8	Consolidated Severance	0.92	0.81	1.26	1.20
Assets						Pensions	2.77	3.20	3.69	4.24
Bank Accounts	2.58	1.67	3.55	2.93	2.0	Other Social Benefits	1.08	1.26	1.59	1.92
Other Assets	3.27	3.48	4.08	5.25	3.7	Special	0.04	-	0.26	0.29
Materials and Supplies (Net of Protection)	4.45	6.87	7.21	8.35	5.8	Total Reserves	4.81	5.27	6.80	7.65
Payment of Expenses	0.07	0.08	0.05	1.73	1.2	<u>Current Liabilities</u>				
Total Current Assets	10.37	12.10	14.89	18.26	12.7	Accounts Payable	2.59	2.60	1.81	2.33
Assets						Various Creditors	0.64	0.68	1.69	1.90
Current Assets	118.22	126.72	134.31	143.68	100.0	Current Maturities on Long-Term Loans	2.33	4.43	4.65	4.30
						Total Current Liabilities	5.56	7.71	8.15	8.53
						TOTAL NET WORTH AND LIABILITIES	118.22	126.72	134.31	143.68

EMPRESA DE ENERGIA ELECTRICA DE BOGOTA

APPENDIX F

Financial Statements: Comparative Income Statements 1969-1972 Actual; 1973-1982 Projected
(in millions of US dollars unless otherwise noted)

	ACTUAL				PROJECTED							
	1969	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980
ed US\$1.00 =	Col. \$17.50	18.66	20.20	22.13	24.00	26.40	29.00	31.90	35.10	38.60	42.50	46.70
illions KWH)	1 690	2 025	2 193	2 507	2 850	2 762	2 940	3 271	3 640	4 052	4 512	5 027
per KWH Sold (US cents/KWH)	1.12	1.08	1.11	1.12	1.24	1.27	1.29	1.32	1.34	1.37	1.40	1.43
Energy	17.91	20.33	22.69	25.42	31.44	33.97	37.98	43.10	48.93	55.55	63.10	71.70
g Revenue	1.07	1.58	1.75	2.58	2.96	3.41	3.92	4.43	5.00	5.65	6.22	6.84
ing Revenue	18.98	21.91	24.44	28.00	34.40	37.38	41.90	47.53	53.93	61.20	69.32	78.54
es												
ration and Maintenance	1.79	2.03	2.66	3.26	4.44	4.28	5.03	3.62	3.21	3.21	3.21	3.21
operation and Maintenance	0.60	0.66	0.87	0.71	0.73	0.77	0.82	0.87	0.92	0.98	1.04	1.10
operation and Maintenance	0.73	0.82	0.90	0.99	1.02	1.08	1.14	1.21	1.28	1.36	1.44	1.53
ling and Collecting	0.61	0.66	0.73	0.79	0.85	0.93	1.02	1.13	1.24	1.36	1.50	1.65
and General Expenses	1.47	1.50	1.61	1.97	2.22	2.57	2.98	3.45	4.00	4.63	5.26	6.21
rating Expenses	0.10	0.23	0.18	0.61	0.86	0.99	2.08	2.39	4.31	3.93	3.48	3.48
es	3.20	3.63	3.83	4.34	4.78	5.61	5.99	6.27	6.53	6.88	7.30	7.72
	-	-	-	-	-	-	0.14	3.50	4.76	5.89	7.16	6.57
ive Expenses	8.50	9.56	10.78	12.67	14.90	16.23	19.20	22.44	26.25	28.24	30.39	31.47
(before deductions for DE Consumption)	10.48	12.35	13.66	15.33	19.50	21.15	22.70	25.09	27.68	32.96	38.93	47.07
Street Lighting and Official Consumption	(0.83)	(1.06)	(1.28)	(1.43)	(1.60)	(1.84)	(2.03)	(2.45)	(2.67)	(2.99)	(3.35)	(3.76)
	9.65	11.29	12.38	13.90	17.90	19.31	20.67	22.64	25.01	29.97	35.58	43.31
r (Expenses) - Net	(0.22)	0.16	(0.49)	(0.53)	0.75	0.98	1.18	1.17	1.28	1.33	1.26	1.21
Interest Charges)	9.43	11.45	11.89	13.37	18.65	20.29	21.85	23.81	26.29	31.30	36.84	44.52
es	(4.51)	(4.95)	(4.45)	(4.87)	(5.62)	(5.65)	(5.08)	(4.72)	(4.91)	(6.45)	(5.93)	(5.43)
	4.92	6.50	7.44	8.50	13.03	14.64	16.77	19.09	21.38	24.85	30.91	39.09
or DE Street Lighting (10%)	(0.49)	(0.65)	(0.74)	(0.85)	(1.30)	(1.46)	(1.68)	1.91	(2.14)	(2.49)	(3.09)	(3.91)
ges Inputed to Works in Progress	0.95	1.30	0.65	0.31	-	-	-	-	-	-	-	-
ion Fund)	5.38	7.15	7.35	7.96	11.73	13.18	15.09	17.18	19.24	22.36	27.82	35.18
e/	2.13	2.28	2.78	2.85	3.18	3.41	4.06	4.79	5.09	4.64	6.00	7.97

Operating Income covers Interest Charges

EMPRESA DE ENERGIA ELECTRICA DE BOGOTA

APPENDIX F-3

Financial Statements: Net Utility Investment and Rate of Return Determination
(in thousands of US dollars unless otherwise noted)

	ACTUAL				PROJECTED								
	1969	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981
Used US\$1.00=	Col. \$17.85	19.10	21.00	22.79	24.00	26.40	29.00	31.90	35.10	38.60	42.50	46.70	57.40
Plant in Service ^{1/}													
Year balance	102 470.9	110 145.2	127 803.3	138 580.5	160 121.4	170 846.3	200 344.1	213 755.1	224 063.1	233 131.4	245 639.6	260 591.6	275 556.6
During year	7 674.3	17 658.1	10 777.2	21 540.9	10 724.9	29 497.8	13 411.1	10 308.1	9 068.3	12 508.2	14 952.0	14 965.0	14 980.0
Balance	110 145.2	127 803.3	138 580.5	160 121.4	170 846.3	200 344.1	213 755.1	224 063.1	233 131.4	245 639.6	260 591.6	275 556.6	290 536.6
Depreciation ^{1/}													
Year balance	7 056.8	10 255.8	13 890.2	17 720.3	22 060.7	26 844.4	32 454.0	38 439.1	44 712.9	51 240.6	58 118.5	65 415.1	73 130.7
During year	3 199.0	3 634.4	3 830.1	4 340.4	4 783.7	5 609.6	5 985.1	6 273.8	6 527.7	6 877.9	7 296.6	7 715.6	8 135.0
Balance	10 255.8	13 890.2	17 720.3	22 060.7	26 844.4	32 454.0	38 439.1	44 712.9	51 240.6	58 118.5	65 415.1	73 130.7	81 265.7
Assets - Plant in Service - Year-end Balance	99 889.4	113 913.1	120 860.2	138 060.7	144 001.9	167 890.1	175 316.0	179 350.2	181 890.8	187 521.1	195 176.5	202 425.9	209 270.9
Assets - Plant in Service (Average for Year)	97 651.8	106 901.3	117 386.7	129 460.5	141 031.3	155 946.0	171 603.1	177 333.1	180 620.1	184 706.0	191 348.8	198 801.2	205 848.4
Net - (Average for Year) ^{2/}	3 163.9	3 984.0	4 072.0	4 666.0	5 733.3	6 229.6	6 983.3	7 921.0	8 987.9	10 200.3	11 552.3	13 090.0	14 835.5
Utility Investment (Average for Year)	100 815.7	110 885.3	121 458.7 ^{3/}	134 126.5	146 764.6	162 175.6	178 586.4	185 254.1	189 608.0	194 906.3	202 901.1	211 891.2	220 683.9
Income (from Appendix E-2)	9 650.4	11 290.0	12 478.4	13 814.9	17 899.8	19 301.2	20 667.6	22 644.8	25 007.9	29 968.6	35 577.4	43 320.4	49 644.9
Return on Net Utility Investment (%)	9.57	10.18	10.19	10.29	12.19	11.90	11.57	12.22 ^{4/}	13.18 ^{4/}	15.37 ^{4/}	17.53 ^{4/}	20.44 ^{4/}	22.49 ^{4/}
Ratio (%)	25.66	31.80	33.25	28.60	34.05	33.35	36.38	39.15	41.52	39.79	38.14	35.01	35.89
Service Covered by Internal Cash	2.31	1.93	2.00	2.12	2.21	2.40	2.69	2.99	3.00	2.76	3.26	3.92	4.63

Assets and accumulated depreciation indicated in this table reflect conversion into US dollars of the December 31, 1966 figures at the average rate of exchange for 1966 and conversion of the corresponding net additions and depreciation for 1967-1972 at the average rate of exchange for the corresponding years. Annual depreciation allowance in the net is computed at 2.8% of year-end Fixed Assets - Plant in Service. Projected annual net additions to Fixed Assets, other than the 1973-1977 Transmission and Distribution, takes into account an escalation factor of 10% per year.

Working capital requirements computed as 1/6 corresponding annual billings

Utility Investment established at US\$121 458 700.00 based on December 31, 1971 Fixed Assets - Plant in Service of US\$138 580 500.00 and December 31, 1971 Accumulated Depreciation of 720 300.00.

EB investments in CHIVOR I and II and the Chingaza Aqueduct were reflected in the EEBB Net Utility Investment, the rates of return would be the following:

1976	1977	1978	1979	1980	1981
10.85	10.40	11.77	13.44	15.81	17.68

EMPRESA DE ENERGIA ELECTRICA DE BOGOTA

Financial Statements: Projections of Sources and Applications of Funds 1973-1982
(in millions of US dollars)

SOURCES	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	
Internal Sources	Exchange Rate US\$1.00 =	24.00	26.40	29.00	31.90	35.10	38.60	42.50	46.70	51.40	56.50
Operating Income		17.90	19.31	20.67	22.64	25.01	29.97	35.58	43.31	49.64	57.59
Depreciation		4.78	5.61	5.99	6.27	6.53	6.88	7.30	7.72	8.14	8.56
Other Income		0.75	0.98	1.18	1.17	1.28	1.33	1.26	1.21	1.16	1.09
Total Internal Sources		23.43	25.90	27.84	30.08	32.82	38.18	44.14	52.24	58.94	67.24
External Sources											
Borrowings: IBRD 3d. Program		2.50	-	-	-	-	-	-	-	-	-
IDB "PIDUZOB" Subprogram		2.16	2.51	2.12	0.24	-	-	-	-	-	-
IDB 1973-1977 Project		2.79	4.29	4.50	5.14	4.48	-	-	-	-	-
Suppliers and Other Credits		-	0.05	0.43	2.93	0.01	-	-	-	-	-
Eximbank-MHT (Zipa III)		2.34	0.42	-	-	-	-	-	-	-	-
C. Itoh and Co. (Zipa III)		3.71	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1978-1982 TED Project		-	-	-	-	-	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00
Total External Sources		13.50	7.27	7.05	8.31	4.49	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00
Other Sources											
Provision for Reserves (Net Annual Accumulation)		0.69	0.62	0.68	0.72	0.74	0.86	0.87	0.96	1.01	1.10
TOTAL SOURCES		37.62	33.79	35.57	39.11	38.05	48.04	54.01	62.20	68.95	77.34
APPLICATIONS											
Construction Costs (Including Interest)											
1973-1977 Transmission and Distribution Project		5.10	7.59	8.94	12.13	8.41	-	-	-	-	-
3d. Program		2.50	-	-	-	-	-	-	-	-	-
"PIDUZOB" Subprogram		4.40	4.36	2.93	0.24	-	-	-	-	-	-
Zipaquirá III		8.80	2.74	-	-	-	-	-	-	-	-
Contracted Engineering and Other Projects		0.30	0.31	0.32	0.34	0.35	0.37	0.38	0.40	0.41	0.42
Total Construction Costs		21.10	15.00	12.19	12.71	8.76	14.97	14.98	15.00	15.01	15.02
Investments in Affiliates and Other											
Investments in Interconexión Eléctrica S.A. (Chivor)		7.56	8.92	8.43	7.23	3.04	1.45	0.42	-	-	-
Contribution to Chingaza (EAAB)		1.56	2.65	2.76	2.51	-	-	-	-	-	-
Acquisition of CAR Electric System		0.63	0.19	-	-	-	-	-	-	-	-
Acquisition of New Building Site		0.29	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total Investments in Affiliates, etc.		10.04	11.76	11.19	9.74	3.04	1.45	0.42	-	-	-
Debt Service											
Amortization: IBRD Loans (and other)		4.12	4.31	4.45	4.49	4.72	4.96	5.17	5.36	5.25	5.46
IDB "PIDUZOB" Subprogram		-	-	-	-	0.44	0.44	0.44	0.44	0.44	0.44
IDB 1973-1977 Project		-	-	-	-	-	0.69	0.74	0.80	0.87	0.94
Suppliers and Other Credits		-	-	-	-	0.07	0.49	0.49	0.49	0.49	0.49
Eximbank Loans		0.42	0.43	0.42	0.43	0.42	0.43	0.42	0.43	0.42	0.43
C. Itoh and Co.		0.37	0.37	0.37	0.37	0.37	0.37	0.37	0.37	0.37	0.37
Colombian Banks		0.05	0.05	0.04	0.04	-	-	-	-	-	-
Subtotal Amortization		4.96	5.16	5.28	5.33	6.02	7.38	7.63	7.89	7.84	8.13
Interest: IBRD Loans (and other)		5.18	4.91	4.63	4.34	4.04	3.73	3.41	3.07	2.72	2.38
IDB "PIDUZOB" Subprogram		-	-	-	-	0.55	0.52	0.48	0.45	0.41	0.38
IDB 1973-1977 Project		-	-	-	-	-	1.68	1.63	1.57	1.50	1.43
Suppliers and Other Credits		-	-	-	-	-	0.25	0.20	0.17	0.14	0.10
Eximbank Loans		0.17	0.28	0.25	0.21	0.18	0.15	0.12	0.10	0.07	0.04
C. Itoh and Co.		0.24	0.44	0.19	0.17	0.14	0.12	0.09	0.07	0.04	0.02
Colombian Banks		0.03	0.02	0.01	-	-	-	-	-	-	-
Subtotal Interest		5.62	5.65	5.08	4.72	4.91	6.45	5.93	5.43	4.88	4.35
Total Debt Service		10.58	10.81	10.36	10.05	10.93	13.83	13.56	13.32	12.72	12.48
Increase in Working Capital Requirements		1.00	0.42	0.67	0.86	0.97	1.10	1.26	1.43	1.63	1.85
TOTAL APPLICATIONS		42.72	37.99	34.41	33.36	23.70	31.35	30.22	29.75	29.36	29.35
Increase (Decrease) in Cash											
Accumulated Cash Balance (Taking into account part of Dec. 31, 1972 Carry-over of US\$2.93 million)1/		(5.10)	(4.20)	1.16	5.75	14.35	16.69	23.79	32.45	39.59	47.99
		(3.10)	(7.30)	(6.14)	(0.39)	13.96	30.65	54.44	86.89	126.48	174.47
Possible Investments EEEB may make in additional generating capacity (through ISA)2/											
- Mesitas		-	-	5.57	13.77	31.16	71.41	48.40	19.81	-	-
- Samaná		-	-	0.09	0.28	0.77	0.89	0.95	1.09	0.50	-
		-	-	5.66	14.05	31.93	72.30	49.35	20.90	0.50	-
Accumulated Cash Balance (taking into account possible investments in Mesitas and Samaná) which would be financed through foreign borrowing		(3.10)	(7.30)	(11.80)	(20.10)	(37.68)	(93.29)	(118.85)	(107.30)	(68.21)	(20.22)

1/ Only US\$2.0 million of this amount would be carried over to meet 1973 requirements, since US\$0.9 million would be retained as the cash on-hand minimum balance.

2/ EEEB will have to make investments in new generating capacity to meet its 1981/82 requirements. The EEEB participation in the total investments for these plants has not yet been established. It is estimated that it will be around 40%.

EMPRESA DE ENERGIA ELECTRICA DE BOGOTA (EEMB)

Projection of System Electric Power and Energy Requirements 1973-1982

	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	
<u>Number of Consumers (thousands)</u>										
Residential	288.0	309.3	332.6	357.6	384.4	413.2	444.2	477.5	522.2	
Commercial	42.6	43.3	44.0	44.8	45.5	46.2	46.9	47.7	48.7	
Industrial	10.6	11.5	12.5	13.5	14.6	15.8	17.1	18.5	20.0	
Official and Street Lighting	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	
<u>Total Number of Consumers</u>	343.4	366.4	391.4	418.2	446.8	477.5	510.5	546.0	593.2	
<u>Energy Sales (millions of kilowatthours)</u>										
Residential	822.2	932.6	1 057.8	1 199.9	1 360.9	1 543.5	1 750.6	1 985.5	(Increases of	
Commercial	346.8	368.5	391.5	415.9	441.8	469.2	498.3	529.2	(11.4% per	
Industrial	752.4	833.9	924.1	1 024.0	1 139.4	1 257.8	1 394.0	1 545.0	(year in all	
Official and Street Lighting	345.6	384.3	426.9	475.2	528.8	588.6	655.1	729.1	(tations estima	
Bulk Power	583.02/	245.42/	139.9	155.8	173.3	192.8	214.4	238.5	(these two ye	
<u>Total Energy Sales</u>	2 850.0	2 762.0	2 940.2	3 270.8	3 639.7	4 051.9	4 512.4	5 027.3	5 601.0	6
<u>System Energy Requirement (millions Kwh) based on 10% losses</u>	3 135.0	3 038.0	3 234.0	3 598.0	4 004.0	4 457.0	4 963.0	5 529.0	6 161.0	6
<u>System Load Factor (%)</u>	55.1	56.0	57.0	57.0	57.0	57.0	57.0	57.0	57.0	
<u>System Maximum Demand (MW)</u>	649.5	619.3	647.7	720.6	801.9	892.6	993.9	1 107.3	1 233.9	1
<u>EEMB-owned Installed Capacity (MW)</u>										
Hydro	547.6	547.6	547.6	547.6	547.6	547.6	547.6	547.6	547.6	
Thermal	84.9	150.92/	150.9	150.9	150.9	150.9	150.9	150.9	150.9	
<u>Total EEMB-owned Installed Capacity</u>	632.5	698.5	698.5 ^{4/}	698.5	698.5	698.52/	698.5	698.5	698.5	
<u>System Generation (millions Kwh)</u>										
Hydro ^{5/}	2 600.0	2 600.0	2 600.0	2 000.0 ^{7/}	2 000.0	2 000.0	2 000.0 ^{8/}	2 800.0	2 800.0	2
Thermal	535.0	438.0	600.0	200.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	
<u>Subtotal Net System Generation</u>	3 135.0	3 038.0	3 200.0	2 200.0	2 100.0	2 100.0	2 100.0	2 900.0	2 900.0	2
<u>Energy Purchases</u>	-	-	34.09/	1 398.0 ^{10/}	1 904.0	2 357.0	2 863.0	2 629.0	3 261.0	3
<u>Total Net System Input (Including Purchases)</u>	3 135.0	3 038.0	3 234.0	3 598.0	4 004.0	4 457.0	4 963.0	5 529.0	6 161.0	6

es:

Bulk consumers number less than 100.

Includes bulk sales to other electric power systems in 1973 and 1974.

Bulk sales to other electric power systems will be discontinued in

1975, leaving only EEMB's own wholesale consumers.

Operation of Zipaquirá No. 3 Thermal Unit; 66.6 MW.

In addition to its own generating capacity, EEMB will have available

at CHIVOR I 300 MW for a total available capacity of 998.5 MW

5/ An additional 300 MW of generating capacity at CHIVOR II will be a

the disposition of EEMB for a total available capacity of 1 298.5

6/ Hydro generation based on average flow of Río Bogotá.

7/ Although average water conditions can support around 2 600 million

per year, EEMB will store water through 1979.

8/ Additional 12 m³/sec in Río Bogotá due to Chingaza operation.

9/ Purchase from EPM.

10/ Purchases starting in 1976 from ISA

EMPRESA DE ENERGIA ELECTRICA DE BOGOTA (EEEB)
1973-1977 Transmission and Distribution Project
Project Investment and Disbursement Schedule
(in thousands of US dollar equivalent)

APPENDIX H
Page 1 of 2

Items and Subdivisions	Total Investments			Annual Investments									
	F. Ex.	Loc.	Total	2nd Semester 1973		1974		1975		1976		1977	
				F. Ex.	Loc.	F. Ex.	Loc.	F. Ex.	Loc.	F. Ex.	Loc.	F. Ex.	Loc.
ENGINEERING AND ADMINISTRATION													
Engineering and Supervision of Construction	160.3	-	160.3	-	-	45.9	-	42.3	-	60.9	-	-	11.2
Dispatching Center Engineering Services	150.0	-	150.0	63.5	-	45.0	-	41.5	-	-	-	-	-
Additions to Distribution Mgt. Contract	-	1 500.0	1 500.0	-	222.2	-	307.8	-	344.3	-	330.1	-	-
Local and EEEB Services	310.3	1 500.0	1 810.3	63.5	222.2	90.9	307.8	83.8	344.3	60.9	330.1	-	11.2
Subtotal 1.1 Engineering and Sup. of Constr.	-	881.1	881.1	-	140.7	-	240.4	-	172.6	-	173.3	-	-
Administration	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Subtotal Category 1	310.3	2 381.1	2 691.4	63.5	362.9	90.9	548.2	83.8	516.9	60.9	503.4	-	11.2
NET COST OF CONSTRUCTION													
Transmission													
Subtransmission Lines	1 216.5	923.8	2 140.3	243.3	120.1	547.4	314.1	425.8	489.6	-	-	-	-
Substations	1 242.1	267.6	1 509.7	74.5	-	298.1	74.9	223.6	26.8	546.5	139.1	99.4	-
Subtotal 2.2 Transmission	2 458.6	1 191.4	3 650.0	317.8	120.1	845.5	389.0	649.4	516.4	546.5	139.1	99.4	-
Distribution													
Urban Distribution	10 145.9	8 219.7	18 365.6	1 623.3	1 214.6	2 029.2	1 488.3	2 130.6	1 653.7	2 333.6	1 810.8	2 029.2	-
Rural Distribution	971.9	2 363.5	3 335.4	185.2	378.9	156.6	376.4	186.6	437.2	225.8	519.7	217.7	-
Subtotal 2.3 Distribution	11 117.8	10 583.2	21 701.0	1 808.5	1 593.5	2 185.8	1 864.7	2 317.2	2 090.9	2 559.4	2 330.5	2 246.9	-
General Installations													
Load Dispatching Equipment	3 259.3	93.4	3 352.7	-	-	-	-	652.0	-	2 607.3	10.4	-	-
Maintenance, Constr., Lab Eqpt., tools, etc.	327.7	16.8	344.5	152.5	7.8	175.2	9.0	-	-	-	-	-	-
Subtotal 2.4 General Installations	3 587.0	110.2	3 697.2	152.5	7.8	175.2	9.0	652.0	-	2 607.3	10.4	-	-
Subtotal Category 2	17 163.4	11 884.8	29 048.2	2 278.8	1 721.4	3 206.5	2 252.7	3 618.6	2 607.3	5 713.2	2 480.0	2 346.3	-
SPECIAL CHARGES DURING CONSTRUCTION													
IDB Loan (OC)	3 599.0	-	3 599.0	60.5	-	399.2	-	726.1	-	1 060.8	-	1 352.4	-
IDB Interest and Service Charge at 8%	588.6	-	588.6	61.9	-	216.7	-	169.1	-	116.6	-	24.3	-
IDB Commitment Fee at 1.25%	212.0	-	212.0	27.0	-	53.0	-	53.0	-	53.0	-	26.0	-
IDB Project Supervision at 1% Loan Amount	4 399.6	-	4 399.6	149.4	-	668.9	-	948.2	-	1 230.4	-	1 402.7	-
Subtotal 3.1 IDB Loan Financial Charges	594.8	-	594.8	-	-	1.8	-	37.7	-	208.8	-	346.5	-
Suppliers' Credits Interest at 8%	4 994.4	-	4 994.4	149.4	-	670.7	-	985.9	-	1 439.2	-	1 749.2	-
Subtotal Category 3	4 994.4	-	4 994.4	149.4	-	670.7	-	985.9	-	1 439.2	-	1 749.2	-
LOCATED													
General Contingency	1 716.3	1 188.5	2 904.8	227.9	172.2	320.6	225.3	361.9	260.7	571.3	248.0	234.6	-
Provision for "Escalation"	2 536.1	-	2 536.1	128.5	-	271.4	-	508.0	-	1 109.8	-	518.4	-
Subtotal Category 5	4 252.4	1 188.5	5 440.9	356.4	172.2	592.0	225.3	869.9	260.7	1 681.1	248.0	753.0	-
ESTIMATED													
Subtotal Category 5	26 720.5	15 454.4	42 174.9	2 848.1	2 256.5	4 560.1	3 026.2	5 558.2	3 384.9	8 894.4	3 231.4	4 859.7	-

EMPRESA DE ENERGIA ELECTRICA DE BOGOTA (EEEB)
1973-1977 Transmission and Distribution Project
Project Investment and Disbursement Schedule
(in thousands of US dollar equivalent)

AL INVESTMENTS (from Page 1)

ANCING SOURCES

Loan

Additions to Distribution Mgt. Contract

Materials and Equipment (CIF)

Contingency

Provision for "Escalation"

IDB Project Supervision

IDB Interest and Service Charge

Total IDB Loan and Disbursements

Suppliers' Credits or Other Loans

Dispatching Center Engineering Services Contract

Load Dispatching Equipment (30% CIF)

Contingency

Provision for Escalation

Total Suppliers' Credits and Other Loans and

Disbursements

Load Dispatching Equipment (10% CIF)

Provision for "Escalation" on Load Disp. Equipment

IDB Commitment Fee

Interest on Suppliers' Credits and Other Loans

Local Costs

Total EEEB Participation

AL FUNDING AND DISBURSEMENTS

Investments	2nd. Semester		1973		1974		1975		1976		F. Ex.
	F. Ex.	Loc.	Total	F. Ex.	Loc.	F. Ex.	Loc.	F. Ex.	Loc.	F. Ex.	Loc.
26 720.5	15 454.4	42 174.9	2 848.1	2 256.5	4 560.1	3 026.2	5 558.2	3 384.9	8 894.4	3 231.4	4 8
Annual Disbursements											
150.0	-	150.0	63.5	-	45.0	-	41.5	-	-	-	-
13 904.1	-	13 904.1	2 278.8	-	3 206.5	-	2 966.6	-	3 105.9	-	2 34
1 390.4	-	1 390.4	227.9	-	320.6	-	296.7	-	310.6	-	2
1 944.5	-	1 944.5	128.5	-	271.4	-	418.4	-	607.8	-	5
212.0	-	212.0	27.0	-	53.0	-	53.0	-	53.0	-	2
3 599.0	-	3 599.0	50.5	-	399.2	-	726.1	-	1 060.8	-	1 3
21 200.0	-	21 200.0	2 786.2	-	4 295.7	-	4 502.3	-	5 138.1	-	4 4
160.3	-	160.3	-	-	45.9	-	42.3	-	60.9	-	-
2 933.4	-	2 933.4	-	-	-	-	326.1	-	2 607.3	-	-
325.9	-	325.9	-	-	-	-	65.2	-	260.7	-	-
500.0	-	500.0	-	-	-	-	79.0	-	421.0	-	-
3 919.6	-	3 919.6	-	-	45.9	-	512.6	-	3 349.9	-	-
325.9	-	325.9	-	-	-	-	325.9	-	-	-	-
91.6	-	91.6	-	-	-	-	13.6	-	11.0	-	-
588.6	-	588.6	61.9	-	216.7	-	169.1	-	116.6	-	-
594.8	-	594.8	-	-	1.8	-	37.7	-	208.8	-	3
-	15 454.4	15 454.4	-	2 256.5	-	3 026.2	-	3 384.9	-	3 231.4	-
1 600.9	15 454.4	17 055.3	61.9	2 256.5	218.5	3 026.2	543.3	3 384.9	405.4	3 231.4	3
26 720.5	15 454.4	42 174.9	2 848.1	2 256.5	4 560.1	3 026.2	5 558.2	3 384.9	8 894.4	3 231.4	4 8

EMPRESA DE ENERGIA ELECTRICA DE BOGOTA (EEEB)

APPENDIX I

Page 1 of 2

1973-1977 Transmission and Distribution Project
Contracting Program for Goods and Services to be Financed with IDB Funds
(Amounts in thousands of US dollar equivalent)

tion	DESCRIPTION	Estimated Date for Call of Bids	Estimated Date for Receipt of Bids	Estimated Date of Contract	Amo Con (
			(Already in progress)		
	Engineering Services and Part of Distribution Mgt. Services	May	1973	July	1973
	Steel Towers, 115 KV, 1 circuit	June	1973	July	1973
	" " " "	April	1974	July	1974
	Steel Poles, 57.5 KV, 1 circuit	Jan.	1974	April	1974
	Conductors, ACSR 1/	June	1973	July	1973
	" " m 2/	April	1974	July	1974
	Insulators and Hardware (0 H Lines)	June	1973	July	1973
	" " "	April	1974	July	1974
	Underground 57.5 KV Cables and Accessories	July	1974	Oct.	1975
	Sub-Total 2.21 Lines				
	Balsillas 230/115 KV 300 MVA Transformer Bank	Nov.	1973	Feb.	1974
	Facativá and Concordia: Transformers	June	1973	July	1973
	Other equipment	June	1973	July	1973
	Calle 51 and Morato: Transformers	March	1975	June	1975
	Other equipment	March	1975	June	1975
	Sub-Total 2.22 Substations				

APPENDIX I

Page 2 of 2

Location	DESCRIPTION	Estimated Date for Call of Bids	Estimated Date for Receipt of Bids	Estimated Date of Contract
	13.2 KV Primaries: Conductors ^{1/}	June 1973	July 1973	Oct. 1973
	Insulators and Hardware	April/June 1973	July 1973	Oct. 1973
	Conductors ^{1/}	April 1974	July 1974	Oct. 1974
	Insulators and Hardware	April 1974	July 1974	Oct. 1974
	Distribution Transformers ^{2/} (including street lighting transformers and controls)	July 1973	August 1973	Oct. 1973
	and Accessories:	April 1974	July 1974	Oct. 1974
	Secondaries: Conductors ^{1/}	June 1973	July 1973	Oct. 1973
	Capacitors and Voltage Regulators	July 1974	Oct. 1974	Jan. 1975
	Customer Watthour Meters:	July 1973	Oct. 1973	Jan. 1974
		July 1974	Oct. 1974	Jan. 1975
	Street lighting: Luminaries and Lamps	July 1973	Oct. 1973	Jan. 1974
		July 1974	Oct. 1974	Jan. 1975
Sub-Total 2.31 Urban Distribution				
	Rural Lines and Primaries ^{1/}	June 1973	July 1973	Oct. 1973
	Insulators and Hardware ^{2/}	June 1973	July 1973	Oct. 1973
	Distribution transformers, ^{2/} substations and street lighting controls	April 1974	July 1974	Oct. 1974
	Secondaries: Conductors ^{1/}	April 1974	July 1974	Oct. 1974
Sub-Total 2.32 Rural Distribution				
	Maintenance Equipment, Tools, etc.	July 1973	Oct. 1973	Jan. 1974
Sub-Total 2.4 General Installation				
TOTAL CATEGORY 2				
IDB Loan Interest and other financial charges during construction				
Unallocated (General Contingency and Provision for "Escalation")				
T O T A L				

of ACSR requirements to be purchased as finished conductor and balance as imported raw material
 approximately 50% of distribution transformer requirements to be purchased as finished units and balance as compo

COLOMBIA: ACONTECIMIENTOS ECONOMICOS RECIENTES

A. Crecimiento económico general

De acuerdo con estimaciones preliminares, el PIB de Colombia a precios constantes aumentó en un 7,4 por ciento en 1972, lo cual representó una significativa aceleración del ritmo de crecimiento con respecto al año anterior (5,5 por ciento) y al promedio del trienio 1969-71 (6,1 por ciento). Los principales factores que han coadyuvado en este comportamiento fueron la recuperación de los precios del café y de la producción agropecuaria, el fuerte incremento de las exportaciones menores y el crecimiento sostenido de la inversión pública. Dentro de este cuadro de la evolución de la economía colombiana, satisfactorio en términos generales, cabe señalar la tendencia creciente del aumento de los precios internos, iniciada en 1971 y acentuada en 1972, lo que se ha constituido en un elemento preocupante para las autoridades del país, sobre todo si se tiene en cuenta que en el período 1967-70 se había logrado una reducción en el crecimiento de los precios. Además, en 1972 se observó una notoria disminución del ritmo de aumento de las recaudaciones fiscales.

B. Sectores principales

El sector agropecuario es el de mayor importancia relativa dentro de la estructura económica colombiana, representando en 1971 el 27,6 por ciento del PIB, generando el 73 por ciento de los ingresos de exportación y dando ocupación al 40 por ciento de la población económicamente activa. En 1972 creció en un 5,4 por ciento, o sea a un ritmo inferior que el resto de la economía; sin embargo, esta tasa de aumento representó una importante recuperación en comparación con el año anterior, que fue del 2,2 por ciento, y con respecto al promedio del trienio 1969-71 (3,9 por ciento). El bajo nivel observado en 1971 se debió, principalmente, a las condiciones adversas de tipo climático que afectaron las cosechas de buena parte de los productos agrícolas. El crecimiento de 1972 se reflejó particularmente en los incrementos de la producción del trigo, algodón, sorgo, soya, papa y arroz.

El café ha sido el producto dominante en la economía colombiana, sin embargo en los últimos años ha disminuido su importancia relativa debido a los esfuerzos de diversificación de la producción agrícola y de las exportaciones. Dentro de estas últimas el café representaba el 72 por ciento en 1962 y en 1972 había descendido al 52 por ciento. Los precios del café en el mercado internacional se recuperaron, de un precio promedio de US\$ 0,49 la libra en 1971 subieron a US\$ 0,57 de promedio en 1972.

El sector manufacturero, uno de los más dinámicos de la estructura económica colombiana, creció en un 10,8 por ciento en 1972 de acuerdo con cifras preliminares, lo que significa que en este año se habría logrado la tasa de aumento más alta del período 1968-72. En base a datos parciales

para 1972, la producción de cemento aumentó en un 7 por ciento (enero-agosto 1972), la soda cáustica en un 49,1 por ciento (enero-agosto 1972), la producción de lingotes de acero en un 16,6 por ciento (enero-octubre 1972) y la producción de electricidad para usos industriales en un 12,7 por ciento.

El sector de la construcción creció un 6,0 por ciento en 1972 (cifra preliminar), o sea que disminuyó su tasa de crecimiento en comparación con el año anterior, que fue de 7,3 por ciento. La construcción urbana ha sido declarada actividad prioritaria en el último Plan de Desarrollo, y se está incentivando además la canalización del ahorro hacia este sector mediante la creación de un sistema de ahorro y préstamo con ajuste monetario, es de esperar, entonces, que esta actividad experimentará un notable impulso en el período 1973-74.

C. Situación fiscal

Los ingresos ordinarios del Gobierno Central a precios corrientes crecieron en un 12,9 por ciento, lo que representó una importante disminución de la tasa de aumento en comparación con los años 1970 y 1971, que registraron 26,2 y 20,6 por ciento, respectivamente. Asimismo, el crecimiento de 1972 se habría deteriorado en términos reales ante el aumento de las presiones inflacionarias experimentadas en ese año. El impuesto a la renta y complementarios aumentó en un 14,1 por ciento y los tributos sobre el comercio exterior lo hicieron en un 7,5 por ciento, incrementos notoriamente por debajo de los observados en los años anteriores. El Gobierno está adoptando un conjunto de medidas tendientes a mejorar los instrumentos tributarios y presupuestarios, con el objeto de obtener mayores ingresos que le permitan intensificar la inversión pública y lograr un control fiscal más eficiente.

Los gastos corrientes crecieron en un 12,1 por ciento en 1972, mientras que la inversión pública aumentó en un 21,3 por ciento. Los gastos e inversiones del Gobierno Central en este año muestran una saludable reorientación de los recursos hacia estas últimas, ya que el año anterior los gastos corrientes aumentaron en un 23,7 por ciento y la inversión pública en un 15,4 por ciento.

El déficit fiscal en 1972 alcanzó a 2.625 millones de pesos colombianos, lo que representó el 16,1 por ciento de los ingresos ordinarios netos 1/, mientras que el año anterior esta proporción fue del 11,5 por ciento. El financiamiento del déficit se realizó prácticamente a través del crédito externo, que aumentó en términos netos en un 167 por ciento respecto del año anterior, mientras que el crédito interno neto fue negativo, o sea que la política de endeudamiento permitió disminuir la deuda pública interna.

1/ Netos de los Certificados de Abono Tributario (CAT).

D. Oferta monetaria y desarrollo de los precios

Los medios de pago crecieron en 1972 en un 24,3 por ciento, o sea un incremento relativo de más del doble del observado en 1971, que fue de un 11,1 por ciento. Este fuerte aumento del medio circulante se debió, principalmente, a la expansión primaria derivada del importante aumento de las reservas netas internacionales del Banco de la República, el incremento del crédito neto al Fondo de Promoción de las Exportaciones y la reducción de los depósitos del Gobierno Nacional. El índice promedio de los precios al consumidor obrero creció en un 13,8 por ciento en 1972, ritmo superior al del año anterior que fue de un 11,8 por ciento, y por encima del promedio del período 1967-70 (7,0 por ciento). El rubro alimentos dentro del índice de precios es el que acusó el mayor aumento (15,4 por ciento), debido en parte a deficiencias de abastecimiento interno como consecuencia de las malas cosechas de 1971, fallas en el sistema de mercadeo y orientación de la producción hacia la exportación.

E. Balanza de pagos y reservas internacionales

Las exportaciones registradas aumentaron en un 29,2 por ciento en 1972, lo que representa una significativa recuperación con respecto al año anterior, en el que habían disminuido en un 4,4 por ciento. Las importaciones registradas también crecieron en un 14,8 por ciento, mientras que en 1971 habían declinado en un 14,7 por ciento. El importante incremento de las exportaciones se debió principalmente, al fuerte aumento de las exportaciones no tradicionales, que lo hicieron en un 66,6 por ciento, superando holgadamente las metas propuestas en el Plan Cuatrienal de Exportaciones. Las exportaciones de café crecieron en un 7,1 por ciento, como consecuencia del mejoramiento de sus precios en el mercado internacional, lo que se compara favorablemente con la declinación del 1,3 por ciento observada en el año anterior.

El saldo de la balanza de pagos en cuenta corriente continuó siendo negativo y fue compensado en parte con los ingresos netos de capital. Como resultado del movimiento de las cuentas del sector externo las reservas netas internacionales del Banco de la República aumentaron en US\$ 183 millones, alcanzando el nivel sin precedentes de US\$ 353 millones a fines de 1972. Este importante crecimiento de las reservas del Banco de la República se debió fundamentalmente al incremento de las exportaciones y de los flujos del crédito externo neto. Las reservas del sistema bancario comercial también aumentaron en US\$ 6 millones, aunque continúan siendo negativas por US\$ 316 millones.

F. Deuda externa y capacidad de pago

El endeudamiento externo a largo plazo y pagadero en divisas alcanzaba a US\$ 2.017 millones al 31 de diciembre de 1971, de los cuales un 32,9 por ciento quedaba por utilizar. La amortización de las obligaciones

contraídas se distribuyeron de la siguiente manera: más de 10 años, 53,9 por ciento; de seis a diez años, 21,6 por ciento; hasta cinco años, 24,5 por ciento.

Deuda Pública Externa a Largo Plazo Pagadera en Divisas
al 31 de Diciembre de 1971 a/
(en millones de US\$)

	<u>Total</u>	<u>Desembolsada</u>	<u>Por Desembolsar</u>
<u>Préstamos de Organismos Internacionales</u>	<u>890,9</u>	<u>488,4</u>	<u>402,5</u>
BID	159,1	78,2	80,9
BIRF	712,4	390,8	321,6
IDA	19,4	19,4	-
<u>Préstamos de Gobiernos Extranjeros</u>	<u>854,8</u>	<u>699,1</u>	<u>155,7</u>
EE.UU.	783,1	660,2	122,9
Canadá	18,2	7,8	10,4
Alemania	29,8	14,6	15,2
Italia	13,5	10,8	2,7
Otros	10,2	5,7	4,5
<u>Otros</u>	<u>271,8</u>	<u>166,9</u>	<u>104,9</u>
Bonos	15,1	15,1	-
Crédito de proveedores y bancos privados	256,7	151,8	104,9
TOTAL	<u><u>2.017,5</u></u>	<u><u>1.354,4</u></u>	<u><u>663,1</u></u>

a/ Con vencimiento original de un año o más.
Fuente: BIRF

De acuerdo con el cuadro siguiente, en 1972 el servicio de la deuda pendiente a fines de 1971 representa una relación de un 17,1 por ciento de los ingresos en divisas por concepto de las exportaciones de bienes y servicios en 1971 y disminuye en los años posteriores.

Servicio de la Deuda Externa al 31 de Dic. de 1971

	<u>1972</u>	<u>1973</u>	<u>1975</u>	<u>1978</u>	<u>1980</u>	<u>1985</u>
Servicio (US\$ millones)	170,1	178,0	159,5	157,8	133,4	98,7
Porcentaje de las exportaciones de 1971 <u>a/</u>	17,1	17,9	16,0	15,8	13,4	9,9

a/ Ingresos por bienes y servicios de US\$ 997 millones.

Teniendo en cuenta que la estructura de la deuda pública externa de Colombia es relativamente satisfactoria, y suponiendo la continuación de la política cambiaria y de la balanza de pagos en términos adecuados, este país parece tener una razonable capacidad para absorber el servicio adicional derivado de un aumento de la deuda pública externa, en términos y condiciones que no deterioren la situación actual.