

PÚBLICO

DOCUMENTO DEL BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO

ECUADOR

**PRÉSTAMO AL INSTITUTO ECUATORIANO DE ELECTRIFICACIÓN
PARA UN PROYECTO DE ELECTRIFICACIÓN RURAL**

(EC0104; 669/SF-EC)

PROPUESTA DE PRÉSTAMO

1981

ECUADOR

PROYECTO DE ELECTRIFICACION RURAL
EC-0104

PROPUESTA DE PRESTAMO

INDICE

Datos Socio-Económicos del Ecuador

Resumen del Proyecto

Apéndice 1:	Proyecto de Resolución
Apéndice 2:	Recomendaciones
Apéndice 3:	Descripción del Proyecto (Anexo A del Contrato de Préstamo)

Datos Socioeconómicos Básicos del Ecuador

1. Datos Generales

Población total (miles de habitantes) 1979	8.078,0
Población rural %	56,5
Extensión territorial (km2)	270.670,0
Habitantes por Km2	29,8
Tasa de crecimiento demográfico (1974-79)	3,0
Producto interno bruto por hab. US\$ 1979	1.135,0
Tasa de natalidad por mil habitantes (1977)	43,2
Tasa de mortalidad por mil habitantes (1977)	7,8
Tasa de mortalidad infantil 0/00 (1977)	70,9
Médicos por 10.000 habitantes (1977)	6,2
Número de camas de hospital por cada mil habitantes (1977)	1,9
Alfabetismo (1979) %	78,0
Tasa de inscripción primaria (1976) %	
Tasa de inscripción secundaria (1976) %	56,6
Tasa de cambio (1980)	US\$1 = 25 sucres
Consumo de energía per cápita (año) kwh. 1978:	245,0

Población Económicamente Activa por Sectores (1979):

	<u>En miles</u>	<u>%</u>
Agricultura y pesca	1.296,1	49,0
Minería	8,4	0,3
Manufactura	277,7	10,5
Construcción	119,3	4,5
Comercio, restaurantes y hoteles	263,8	10,0
Otros	677,5	25,6
Total	2.642,5	100,0

Tasa de desempleo (Promedio censo 1974)

Producto	Composición (%)						Tasa Real de Crecimiento Anual (%) a/						
	1975	1976	1977	1978	1979 b/	1980 b/	1972-74	1975	1976	1977	1978	1979	1980
Producto Bruto	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	11,3	5,6	9,2	6,2	5,5	5,8	4,1
Producto Interno Bruto	26,7	23,2	27,0	26,8	27,0	25,9	11,6	17,2	-5,2	23,5	4,7	6,6	0,1
Exportaciones	79,7	79,8	81,5	81,2	81,7	85,8	10,1	11,8	9,3	8,5	5,0	6,5	9,0
Importaciones	26,2	26,0	23,0	22,7	20,5	17,3	21,4	-8,4	8,5	-6,3	4,3	-4,5	-11,1
Saldo	-32,7	-29,0	-31,5	-30,6	-29,2	-29,1	-15,2	16,7	-3,0	15,2	2,6	0,7	4,0
Factores													
Capital	17,9	16,9	16,0	14,9	14,4	14,1	5,3	2,3	2,9	0,4	-1,5	2,0	2,0
Terminales	14,6	15,8	14,5	15,3	15,3	13,9	104,1	-16,5	18,4	-3,0	11,7	5,5	-5,0
Electricidad, Agua, Gas	12,9	13,6	13,9	13,3	13,7	14,0	9,8	19,5	14,4	9,1	0,8	8,9	6,0
Transporte	0,8	0,8	0,9	0,9	1,0	1,3	13,4	16,7	13,1	21,5	8,0	16,5	32,0
Comercio	5,6	5,5	5,5	5,3	5,3	5,4	8,1	7,2	7,1	7,7	1,7	4,8	6,0
Industria	15,7	15,2	16,0	16,6	16,7	16,8	6,0	13,3	5,8	11,7	9,0	6,8	5,0
Financieros	5,7	5,9	6,2	6,4	6,5	6,7	8,6	15,8	12,6	11,7	8,0	7,7	7,0
Servicios	10,4	10,3	10,9	11,3	11,6	12,4	18,5	5,9	7,8	12,8	9,5	8,3	11,0
Productos	7,5	7,8	7,4	7,4	7,1	7,0	8,3	16,5	13,6	0,8	5,5	1,5	3,0
Productos de Productor	8,9	8,2	8,7	8,6	8,4	8,4	12,3	15,9	13,2	0,0	4,2	2,9	4,0

a 1975.

Central del Ecuador.

Producto	(En millones de US\$)						Tasa de Crecimiento Anual (%)						
	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1972-74	1975	1976	1977	1978	1979	1980
Producto Bruto	897,2	1.127,3	1.191,6	1.493,8	2.172,7	2.393,6	78,0	-13,3	25,6	5,7	25,4	45,4	10,0
Producto Interno Bruto	812,7	1.006,3	898,0	1.092,4	1.634,6	1.791,3	82,4	-15,4	23,8	-10,8	21,6	49,6	9,0
Exportaciones	84,5	121,0	293,6	401,4	538,1	602,3	46,8	10,4	43,2	142,6	36,7	34,1	11,0
Importaciones	142,4	136,7	138,3	171,8	200,1	237,0	12,8	9,5	-4,0	1,2	24,2	16,5	18,0
Saldo	42,3	32,5	58,7	50,4	42,3	30,4	61,6	-58,9	-2,3	80,6	-14,1	-16,1	-28,0
Producto de Cacao	28,4	62,4	185,7	207,4	234,0	180,7	74,2	26,3	119,7	197,6	11,7	12,8	-22,0
Productos	64,3	205,4	156,6	281,2	263,1	130,0	23,4	-3,4	219,4	-23,8	79,6	-6,4	-50,0
Productos	24,5	33,9	35,4	42,3	63,1	65,9	24,6	33,3	38,4	4,4	19,5	49,2	4,0
Producto de Petróleo	516,0	565,2	484,1	523,3	1.032,0	1.294,2	732,7	-15,3	9,5	-14,3	8,1	97,2	25,0
Productos	0,9	---	18,0	91,4	145,4	179,8	---	---	---	---	407,8	59,1	23,0
Productos	12,3	20,0	37,5	47,2	59,5	89,8	31,1	-14,9	62,6	87,5	25,9	26,1	50,0
Producto Bruto	987,0	958,3	1.508,4	1.630,2	1.985,6	2.249,5	25,9	45,5	-2,9	57,4	8,1	21,8	13,0
Producto Interno Bruto	69,2	64,6	85,2	85,8	87,0	---	26,7	38,4	-6,6	31,9	0,7	1,3	---
Exportaciones	60,5	43,0	82,6	92,7	93,5	---	56,1	17,0	-28,9	92,0	12,2	0,9	---
Importaciones	19,1	9,1	9,4	11,1	13,5	---	2,6	-36,1	-52,4	3,3	18,1	21,6	---
Productos Intermedios	412,8	409,7	602,8	609,7	836,3	---	25,1	32,9	-0,8	47,1	1,1	37,2	---
Capital	425,4	431,8	728,4	830,9	955,3	---	26,9	80,2	1,5	68,7	14,1	15,0	---

los permisos concedidos, por lo tanto difiere de los datos de la balanza de pagos del punto siguiente.

Central del Ecuador, CONADE.

za de Pagos

	En Millones de US\$						Tasa de Crecimiento Anual					
	1975	1976	1977	1978	1979 a/	1980 a/	1975	1976	1977	1978	1979 a/	1980 a/
taciones (FOB)	1.013	1.307	1.401	1.537	2.171	2.530	17,4	29,0	7,2	9,7	41,2	16,8
taciones (FOB)	1.006	1.048	1.361	1.559	2.097	2.204	15,0	4,2	29,9	14,5	34,5	5,0
cios	-259	-297	-418	-612	-721	-942	-24,7	14,7	40,7	46,4	17,8	30,0
ferencias	32	31	36	44	30	40	3,2	--	16,1	22,2	-25,0	33,3
en Cuenta Corriente	-220	-7	-342	-590	-617	-576	-578,9	-96,8	4.785,7	72,5	4,6	-6,1
ientos de Capital (Neto)	155	210	454	627	619	909						
argo Plazo	200	157	591	756	819	917						
úblico	63	170	492	528	353	--						
privado	137	-13	99	228	466	--						
orto Plazo	-45	53	-137	-129	-200	-8						
es y Omisiones	--	--	--	--	18	-53						
o en el Nivel de Reservas												
umento)	65	-203	-112	-37	-20	-280						
vas Internacionales Netas B.C.	246	434	570	601	631	857						

sional.

Banco Central del Ecuador, CONADE.

	En Porcentaje del PIB								Plan Nacional de Desarrollo			
	Sector Público								1980	1981	1982	1983
zas Públicas	1971	1974	1975	1976	1977	1978	1979 a/	1980 a/				
os Corrientes	19,1	21,5	19,2	19,1	17,6	20,6	20,7	23,9	25,6	25,8	25,6	25,1
adicionales	(19,1)	(14,2)	(13,6)	(13,9)	(13,7)	(14,1)	(14,0)	(12,8)	(15,5)	(16,1)	(16,7)	(16,6)
róleo	(--)	(7,3)	(5,6)	(5,2)	(3,9)	(6,5)	(6,7)	(11,1)	(10,1)	(9,7)	(8,9)	(8,5)
s Corrientes	14,1	13,7	11,4	11,3	11,5	15,4	17,5	21,0	18,3	18,2	17,9	17,5
o en Cuenta Corriente	5,0	7,8	7,9	7,8	6,1	5,2	3,2	2,9	7,3	7,6	7,7	7,6
os de Capital	0,3	1,3	2,9	2,4	1,0	1,0	0,4	0,2	0,6	0,4	0,5	0,4
s de Capital	6,1	9,7	11,7	12,5	10,9	9,9	9,2	10,3	11,7	12,1	11,9	11,6
versión Real	(5,6)	(7,9)	(9,8)	(10,5)	(10,2)	(8,5)	(8,9)	(10,1)	(10,0)	(10,2)	(10,6)	(10,7)
versión Financiera	(0,5)	(1,8)	(1,9)	(2,0)	(0,7)	(1,4)	(0,3)	(0,2)	(0,8)	(0,7)	(0,6)	(0,6)
nsferencias	(--)	(--)	(--)	(--)	(--)	(--)	(--)	(--)	(0,9)	(1,2)	(0,7)	(0,3)
it (-) o Superávit (+)	-0,8	-0,6	-0,9	-2,3	-3,8	-3,7	-5,6	-7,2	-3,8	-4,1	-3,8	-3,6
ciamiento del Déficit o												
onibilidad del Superávit	0,8	0,6	0,9	2,3	3,8	3,7	5,6	7,2	3,8	4,1	3,8	3,6
dito Interno Neto	(0,7)	(0,7)	(0,7)	(0,9)	(1,6)	(5,3)	(5,0)	(1,5)	(0,8)	(0,5)	(0,5)	(0,3)
dito Externo Neto	(-0,2)	(0,3)	(-0,1)	(1,4)	(2,4)	(-1,0)	(--)	(5,2)	(2,5)	(3,5)	(3,3)	(3,3)
os	(0,3)	(-0,4)	(0,3)	(--)	(-0,2)	(-0,6)	(0,6)	(0,5)	(0,5)	(0,1)	(--)	(--)

sional.

	En Porcentajes del PIB							
	Gobierno Central							
os Corrientes	10,1	16,8	8,4	14,7	13,5	13,2	14,7	15,2
s Corrientes	9,0	9,9	5,6	10,4	10,2	9,6	14,5	15,5
o en Cuenta Corriente	1,1	6,9	2,8	4,3	3,4	3,6	-0,1	-0,3
s de Capital	3,4	6,7	3,1	5,9	6,0	4,7	4,2	4,1
it (-) o Superávit (+)	-2,3	0,2	-0,3	-1,6	-2,6	-1,1	-4,0	-4,4
ciamiento del Déficit								
onibilidad del Superávit	2,3	-0,2	0,3	1,6	2,6	1,1	4,0	4,4
to Interno Neto	(2,4)	(1,0)	(0,2)	(1,3)	(1,2)	(-1,3)	(4,6)	(0,4)
to Externo Neto	(-0,1)	(-1,2)	(0,1)	(0,3)	(1,3)	(2,4)	(-0,6)	(3,9)

tema Bancario Nacional

	(Millones de Sucres al 31 de Diciembre)							Tasas de Crecimiento Anual					
	1971	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1972-74	1975	1976	1977	1978	1979
Reservas Internacionales Netas	660	6.428	11.413	15.317	16.139	17.070	23.291	134,9	-24,9	77,6	34,2	5,4	5,8
Autoridad Monetaria	621	6.139	10.860	14.258	15.026	15.773	21.413	139,1	-27,7	76,9	31,3	5,4	5,0
Comerciales	39	289	553	1.059	1.113	1.297	1.878	23,2	195,9	91,3	77,4	13,5	16,5
Crédito Interno Total	12.817	24.220	32.694	37.715	45.610	55.521	68.481	10,2	41,1	35,0	15,3	20,9	21,7
Sector Público Neto	2.583	-1.989	-2.133	-4.972	-6.531	-10.492	-12.241	-181,4	-42,8	-7,2	-133,1	-31,4	60,6
Sector Privado	8.321	22.199	29.018	36.354	43.649	53.525	66.434	25,5	35,0	30,7	25,3	20,1	22,6
Financieras	1.913	4.010	5.809	6.333	8.492	12.488	14.288	3,3	90,3	44,9	9,0	34,1	47,1
Porcentaje del PIB	6.119	15.539	21.463	26.368	29.925	34.998	44.790	29,8	16,1	38,1	22,9	13,5	17,0
Moneda	15,0	14,2	16,3	16,3	16,0	15,3	15,7						
Crédito	2.169	4.277	5.350	5.870	6.290	7.325	8.653	23,1	5,7	25,1	9,4	7,2	16,5
Porcentaje del PIB	5,3	3,9	4,1	3,6	3,4	3,2	3,0						

Banco Central del Ecuador.

	1971	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1972-74	1975	1976	1977	1978	1979
Factor del PIB	112,1	100,0	112,9	129,9	143,3	166,1	194,9	18,9	10,0	12,9	15,1	10,3	15,9
Consumidor b/	109,5	185,3	204,1	230,5	260,7	287,1	338,8	13,9	14,4	10,1	12,9	13,1	10,1

cional.
ce ponderado nacional.

Consejo Nacional de Desarrollo.

**a Pública Externa
dera en Divisas**

	Contratada a Final del Año							Desembolsado a Fines de 1980	
	1971	1975	1976	1977	1978	1979	1980	Total	Porcentaje
1	410,0	779,8	1.069,2	1.786,1	2.261,1	2.964,7	3.706,5	2.671,1	72,1
Tipo de Acreedor									
Proveedores	137,0	76,2	112,3	155,1	163,5	299,2	299,7	191,1	63,8
Bancos Privados	38,5	178,9	311,6	791,3	1.128,1	1.550,5	1.998,5	1.770,2	88,6
Emisión de Bonos	3,4	2,3	25,6	58,9	72,3	69,4	55,4	55,4	100,0
Organismos Internacionales	109,4	309,8	357,7	483,6	554,0	714,2	960,1	360,2	37,5
GD	(38,3)	(171,9)	(169,1)	(233,3)	(312,3)	(410,8)	(566,3)	(189,3)	(33,4)
Gobiernos	121,7	212,6	262,1	297,3	343,3	331,4	392,9	294,2	74,9

Banco Mundial.

<u>Deuda Externa Pagadera en Divisas</u>	<u>Contratada al Final del Año</u>						
	<u>1970</u>	<u>1975</u>	<u>1976</u>	<u>1977</u>	<u>1978</u>		
<u>Por Vencimiento del Pago del Servicio</u>							
1 a 4 años	147,1	316,6	350,9	656,6	973,4		
5 a 9 años	91,3	158,6	297,1	432,2	735,8		
10 años y más	108,6	303,4	377,1	663,6	547,8		
<u>Servicio de la Deuda</u>	<u>1970</u>	<u>1975</u>	<u>1976</u>	<u>1977</u>	<u>1978</u>	<u>1979 a/</u>	<u>1980 b/</u>
Servicio Total en (US\$)	23,5	50,4	81,6	117,1	205,3	967,5	855,4
Servicio/Export de B. y S. (%)	10,7	5,0	6,2	8,4	13,4	44,6	33,8
<u>Préstamos del BID (Aprobados hasta 12/31/80)</u>							
Total	832,9						
Capital Ordinario	122,4						
Capital Interregional	164,6						
FOE	453,6						
Otros Fondos	92,3						
Por Sector (%)	100,0						
Agrícola	31,6						
Industrial	12,0						
Transportes	7,2						
Energía	28,7						
Educación Ciencia y Tecnología	3,1						
Vivienda y Obras Urbanas	3,0						
Salud	12,7						
Preinversión	1,5						
Otros	0,2						

a/ Cifra provisional que incluye pago anticipado de préstamos refinanciados en 1979. Si dichos préstamos fuesen excluidos, el servicio de la deuda sería US\$ 375,7 millones, es decir, 14,8 por ciento de los bienes y servicios exportados.

Fuente: Banco Central del Ecuador.

WANG # 3496C
MCortés/ack

Rev. 8.IV.81
4.IX.81
5.X.81

I. INTRODUCCION

A. Marco de Referencia

1. El Sector de Energía Eléctrica en el Ecuador

- 1.01 El sector eléctrico en el país está regido por la Ley Básica de Electrificación, promulgada en septiembre de 1973. Esta Ley considera a la electrificación como obra de carácter nacional, siendo de responsabilidad del Gobierno su planificación, ejecución y control, a través del Instituto Ecuatoriano de Electrificación (INECEL). De acuerdo a la Ley Básica, es atribución privativa del Estado, que se ejerce a través de INECEL, la generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica, pero le está permitido autorizar la operación de empresas privadas. Otras funciones de INECEL, expresamente consideradas en la Ley, o derivadas de sus lineamientos, son la planificación del desarrollo del sector eléctrico nacional, la interconexión y coordinación de la exploración de las plantas de generación del país, la conformación de empresas eléctricas regionales distribuidoras y la determinación de las tarifas del servicio eléctrico.
- 1.02 Existen en el país 16 empresas eléctricas y una cooperativa eléctrica, que comercializan el 98% de la energía vendida. En 15 de las empresas eléctricas y la cooperativa, que son de propiedad mayoritaria del Estado, INECEL tiene la mayoría accionaria, siendo minoritaria la participación de las municipalidades y la de algunas particulares. Las restantes empresas, que sirven la ciudad de Guayaquil son de capital privado.
- 1.03 La orientación básica del desarrollo eléctrico ecuatoriano ha quedado establecida en el Plan Nacional de Electrificación en dos sistemas: (i) el Sistema Nacional Interconectado (SNI); y (ii) los Sistemas Eléctricos Regionales. El primero contempla la integración del abastecimiento eléctrico de las regiones de la Sierra y la Costa, que son las más pobladas, con los principales centros urbanos y fabriles. El objetivo básico es racionalizar el suministro de energía eléctrica aprovechando las economías de escala de los proyectos hidroeléctricos, eliminando gran número de pequeñas centrales de funcionamiento precario y antieconómico. Los Sistemas Eléctricos Regionales están formados por las instalaciones y equipos necesarios para la distribución de la energía eléctrica en áreas geográficamente definidas y bajo la administración de las mencionadas empresas regionales. Estas empresas que actualmente generan, distribuyen y comercializan su propia energía, posteriormente, una vez conformado el Sistema Nacional Interconectado (SNI), se encargarán de la compra en bloque, distribución y comercialización de la energía generada por INECEL.

- 1.04 Con este objeto, INECEL proyecta integrar las entidades eléctricas existentes en nueve Sistemas Eléctricos Regionales, cuyas áreas de influencia no coinciden necesariamente con las áreas geográficas de la división política-administrativa del país. Los nueve sistemas eléctricos regionales serían: Norte, Pichincha, Centro-Norte, Centro-Sur, Sur, Esmeraldas, Manabí, Guayas-Los Ríos y El Oro. Existen, además, pequeños centros aislados de suministro que no forman parte de los sistemas mencionados, en los cuales está incluida la zona oriental del país y las Islas Galápagos.
- 1.05 El consumo de electricidad en Ecuador es mayormente para uso residencial y comercial en los principales centros urbanos, con excepción de Guayaquil, Quito y Cuenca, donde hay gran concentración de industrias. El consumo de energía eléctrica ha tenido una tasa de crecimiento medio anual del 10,3% en el período 1965-1972 y del 14,6% en el período 1972-1980. El número de personas que cuentan con servicio eléctrico varía por regiones del país, como se muestra a continuación, en porcentajes, por sistema de distribución: Norte, 46,5; Pichincha, 63,0%; Centro Norte, 29,5%; Centro Sur, 29,7; Sur, 24,3; Esmeraldas, 25,6; Manabí, 25,8; Guayas Los Ríos, 55,3; El Oro, 37,7%. En general, se estima que sólo el 43,2% de la población del país cuenta con servicio eléctrico. La diferencia es más acentuada entre zonas urbanas (87%), y zonas rurales (13%), del total de la población servida.
- 1.06 El Programa de Desarrollo del Sector Eléctrico considera la ejecución de tres programas: (i) Sistema Nacional Interconectado (SNI), que está conformado por la construcción de varias centrales hidroeléctricas y térmicas, de líneas de transmisión y subestaciones de transformación; (ii) Sistemas Eléctricos Regionales, consistentes en la construcción de obras de transmisión y distribución de la energía que proviene del SNI; y (iii) Electrificación Rural a nivel nacional. La inversión estimada para estos programas asciende al equivalente de US\$1.636 millones en el quinquenio 1980-1984.
- 1.07 El sector eléctrico ecuatoriano se ha desarrollado aceleradamente en los últimos años. La capacidad instalada para el servicio público pasó de 285,3 MW en 1972 a 1.029,3 MW en 1980, lo que representa una tasa media anual de crecimiento de aproximadamente el 16,6% durante ese período. El 99% de la producción de energía a fines de 1980 provino del sistema público y el 1% de generación privada. La generación eléctrica para el servicio público aumentó 241,9% durante el período 1972-1980 de 976,5 GWh a 3.338,4 GWh. No obstante este crecimiento, la producción anual per cápita es de sólo 408 KWh y la capacidad instalada de 120 vatios per cápita, cifras estas inferiores a las correspondientes a otros países latinoamericanos. 1/

1/ La capacidad instalada por habitante de algunos de los países latinoamericanos es la siguiente (en vatios): Colombia (167); Chile (266); Perú (177); Brasil (235); y Uruguay (261).

- 1.08 De las agencias internacionales de desarrollo, la principal fuente de financiamiento externo del sector eléctrico ecuatoriano ha sido el BID, mediante nueve préstamos y una cooperación técnica por un monto total de US\$156,6 millones destinados exclusivamente al sector eléctrico. Con recursos del BID se financió parcialmente la construcción de la Central Hidroeléctrica de Pisayambo, con una capacidad de 70 MW; se ejecutan actualmente las obras de la Central Hidroeléctrica de Paute A y B con una capacidad de 500 MW; la transmisión de Paute; y se financiaron los estudios de factibilidad del aprovechamiento hidroeléctrico de Río Coca, Río Guayllabamba y el Proyecto Múltiple Jubones.
- 1.09 Al propio tiempo que se examina en el Banco la solicitud de préstamo a que el presente informe se refiere, se examina también una solicitud presentada por INECEL para el financiamiento parcial de la ampliación de la capacidad de generación de la presa hidroeléctrica de Paute en 500 MW adicionales.
- 1.10 Otras agencias internacionales de desarrollo, tales como el Banco Mundial y la USAID, también han participado en el financiamiento de proyectos en el sector eléctrico del Ecuador. El Banco Mundial, entre 1957 y 1972, otorgó tres préstamos a la Empresa Eléctrica de Quito por un monto total de US\$16,8 millones, para el financiamiento de tres proyectos eléctricos. Recientemente, el 21 de julio de 1981, el Banco Mundial otorgó un préstamo a INECEL, por el equivalente de US\$100,0 millones para el financiamiento parcial de las obras de transmisión del Sistema Nacional Interconectado, consistente en la instalación de las líneas de transmisión de 230 KV y 138 KV y las correspondientes subestaciones de distribución. El préstamo también incluye: (i) un componente para un plan de capacitación de personal de INECEL y de las empresas eléctricas regionales; (ii) un programa de fortalecimiento institucional de INECEL; (iii) los servicios de ingenieros consultores para la creación de un Centro Nacional de Despacho Eléctrico; y (iv) servicios de asesoría para la supervisión de la construcción de las obras civiles.
- 1.11 La participación de USAID ha sido, entre los años 1964 y 1972, mediante tres préstamos, por un total de US\$5,1 millones para proyectos de expansión de la capacidad de generación y transmisión en las empresas eléctricas de Cuenca y en la Península de Santa Elena, así como en proyectos de electrificación rural en Santo Domingo de los Colorados y otras áreas rurales del país.

2. La Electrificación Rural en el Ecuador

- 1.12 La electrificación rural en el Ecuador es el resultado de desarrollos periféricos en los principales centros urbanos del país, realizados en años anteriores, por las empresas eléctricas de nivel municipal. A partir de la expedición de la Ley Básica de Electrificación en 1961 y la

creación de INECEL, se inicia el esfuerzo en la integración de servicio eléctrico mediante la conformación primeramente de las empresas eléctricas regionales y recientemente de los sistemas eléctricos regionales, que conjuntamente con las obras de expansión de la capacidad de generación eléctrica, van creando la infraestructura básica para la electrificación rural.

- 1.13 La cobertura del sistema eléctrico en Ecuador es de menos del 44% de la población nacional, y de tan sólo un 13% para las áreas rurales. Con excepción de ciertas áreas de la Costa y la Sierra, el sector rural ecuatoriano, prácticamente no cuenta con servicio eléctrico, lo cual no sólo está en detrimento de las condiciones de bienestar del campesino sino que impiden un desarrollo más tecnificado y acelerado del sector agropecuario y de las actividades agroindustriales.
- 1.14 Las autoridades nacionales conscientes de la necesidad de elaborar programas que permitan un desarrollo armónico de los diversos sectores del país, conforme lo establece el Plan Nacional de Desarrollo y considerando que el sector agropecuario constituye una de sus mayores fuentes de producción y riquezas ha procedido a elaborar el Programa Nacional de Electrificación Rural, el cual permitirá ir incorporando a la población rural ecuatoriana dentro de los beneficios sociales y económicos derivados del sector eléctrico. La ejecución del programa ha sido prevista en etapas, la primera de las cuales a desarrollarse en el período 1981-1985, con una inversión estimada en aproximadamente US\$80 millones, está compuesta de dos proyectos: (i) Proyecto Costa y Sierra, para el cual se ha solicitado financiamiento parcial del BID y es objeto del presente documento; y (ii) Proyecto de pequeñas centrales para Oriente y Galápagos, consistente en obras de generación y distribución en dichas zonas. Con la puesta en marcha de los dos proyectos que conforman la primera fase del Programa Nacional de Electrificación Rural, se elevaría la cobertura eléctrica del sector rural del 13% a aproximadamente el 26%.

B. El Proyecto

1. Objetivos

- 1.15 El proyecto tiene como objetivos básicos mejorar las condiciones de vida de la población localizada en las zonas rurales, así como contribuir al desarrollo y eficiencia de la producción agropecuaria. Al mismo tiempo, se obtendría una sustitución de fuentes de energía, disminuyendo el uso de hidrocarburos, el que sería reemplazado por energía eléctrica. Para alcanzar estos propósitos, se tiene como meta tentativa ampliar el suministro de energía eléctrica en el área rural en Ecuador a aproximadamente 31.000 viviendas rurales, con un total de 166.000 habitantes.

2. Descripción

- 1.16 El proyecto se realizaría en áreas rurales correspondientes a 7 de los 9 sistemas eléctricos regionales, los que abarcan la mayor parte del país. De acuerdo con la división administrativa de los sistemas eléctricos regionales, se ha previsto que el proyecto puede dividirse en subproyectos, los que a su vez se subdividen en circuitos que constituyen las unidades más pequeñas del proyecto. En el mapa que figura al final de esta propuesta se muestra la ubicación de los circuitos que podrían formar parte del proyecto de electrificación rural. El proyecto consiste en obras de distribución solamente, por lo tanto no incluye obras de generación ni transmisión. El área a electrificar se alimentará de la empresa eléctrica regional que tiene la concesión en la zona donde se realizaría la obra.
- 1.17 Las obras previstas en el proyecto consisten en la instalación de las siguientes líneas de distribución: 1.300 kilómetros de líneas primarias de 13,2 Kv y 22,8 Kv; 280 kilómetros de líneas mixtas; y 580 Km. de líneas secundarias. Además, se colocarían aproximadamente 2.700 transformadores de distribución y la provisión de acometidas, medidores e instalaciones interiores en las viviendas que se conectarían. Adicionalmente, con el proyecto se ha previsto la adquisición de repuestos, herramientas y equipos de mantenimiento para los sistemas.

3. El Prestatario y Ejecutor

- 1.18 El prestatario y ejecutor del proyecto sería el Instituto Ecuatoriano de Electrificación (INECEL) que, conforme con la Ley Básica de Electrificación que lo creara en el año 1961, es una persona jurídica de derecho público con patrimonio y recursos propios y autonomía económica y administrativa adscrita al Ministerio de Recursos Naturales y Energéticos (MRNE). Para atender las necesidades de planificación, ejecución y administración del proyecto, existe una Unidad Ejecutora de Electrificación Rural (UNEPER) que cuenta con la organización apropiada para realizar estas funciones.

II. COSTO Y FINANCIAMIENTO

A. Costo del Proyecto

- 2.01 El costo total del proyecto, calculado con precios actualizados a septiembre de 1981, se ha estimado en el equivalente de US\$34.400.000 y su distribución por categorías de inversión y por fuentes de financiamiento se detalla a continuación:

(en miles de US\$ o su equivalente) 1/

<u>Categorías</u>	Financiamiento					
	BID			<u>Aporte</u>	Costo	Porcen- taje
	<u>Divisas</u>	Moneda <u>Local</u>	<u>Total</u>		<u>Total</u>	
1. <u>Ingeniería y Administración</u>	<u>1.000</u>	-	<u>1.000</u>	<u>1.740</u>	<u>2.740</u>	<u>8,0</u>
1.1 Ingeniería y supervisión	1.000	-	1.000	1.090	2.090	6,0
1.2 Administración	-	-	-	650	650	2,0
2. <u>Costos Directos de Construcción</u>	<u>22.080</u>	<u>3.500</u>	<u>25.580</u>	<u>5.100</u>	<u>30.680</u>	<u>89,1</u>
2.1 Materiales y equipamiento	21.340	-	21.340	-	21.340	62,0
2.2 Montaje de las líneas	-	3.500	3.500	4.400	7.900	23,0
2.3 Instalaciones interiores	-	-	-	670	670	1,9
2.4 Equipo de mantenimiento	740	-	740	30	770	2,2
3. <u>Gastos Financieros</u>	<u>820</u>	<u>100</u>	<u>920</u>	<u>60</u>	<u>980</u>	<u>2,9</u>
3.1 Comisión de crédito	-	-	-	60 a/	60	0,2
3.2 Intereses	580	65	645	-	645	1,9
3.3 Inspección y Vigilancia	<u>240</u>	<u>35</u>	<u>275</u>	-	<u>275</u>	<u>0,8</u>
TOTALES	<u>23.900</u>	<u>3.600</u>	<u>27.500</u>	<u>6.900</u>	<u>34.400</u>	<u>100,0</u>
Porcentajes	69,5	10,4	79,9	20,1	100,0	

- 2.02 Las partidas de costos del proyecto que aparecen en el detalle que antecede, individualmente incluyen las provisiones correspondientes a imprevistos y escalamientos.

B. Bases y Análisis del Cálculo de Costos

- 2.03 Para efectos del análisis del proyecto se recopilaron datos de carácter técnico y económico de una muestra representativa de 16 circuitos, por un total de 406 Kms., o sea, el 31% del total del kilometraje de líneas primarias previstas en el proyecto. Los parámetros considerados en dicha muestra consistieron: (a) diseños finales; (b) rentabilidad económica de cada circuito de un mínimo un 11%; 2/ (c) conexión de la región con el Sistema Nacional Interconectado; (d) de ejecución de obras de subtransmisión para los puntos de alimentación de los circuitos. Respecto a estos dos últimos parámetros se tomaron en cuenta todas las regiones que figuran en el programa de transmisión que se financia parcialmente con el préstamo reciente del Banco Mundial, así

1/ Tipo de cambio utilizado: US\$1,00 = S/.25,00.

2/ A efectos exclusivamente de inclusión como parte de la muestra representativa, ver párrafo 4.11.

a/ La comisión de crédito se devengaría en divisas.

como el plan vigente de obras de subtransmisión a cargo de las empresas eléctricas regionales e INECEL. La muestra consistió en circuitos tanto de la región de la Sierra, como de la Costa. De esa muestra se obtuvieron los valores promedios de cantidades físicas de obra, los cuales fueron debidamente extrapolados, así como las listas detalladas de los equipos y materiales componentes de cada unidad básica representativa que es el circuito.

C. Plan de Financiamiento

- 2.04 El monto equivalente de US\$27.500.000 del préstamo del Banco, el cual se recomienda sea concedido con recursos del Fondo para Operaciones Especiales, comprendería recursos en divisas por US\$23.900.000 y sucres por el equivalente de US\$3.600.000. De acuerdo con los criterios para la aplicación de la matriz, para un proyecto de energía en un país del Grupo D, el Banco podrá financiar con recursos en divisas hasta el 70% del costo total del proyecto. Asimismo, dada la naturaleza del proyecto y la clasificación del país se ha considerado incluir en el financiamiento del Banco un componente en moneda local, elevándose de esa manera el financiamiento del Banco a un 79,9% del costo total previsto para el proyecto.

D. Términos y Condiciones del Préstamo

- 2.05 El eventual préstamo del Banco que se recomienda sea concedido con recursos del Fondo para Operaciones Especiales tendría las siguientes condiciones: (i) plazo de amortización, 40 años; (ii) plazo de ejecución, 4 años; (iii) período de gracia, 10 años; (iv) tasas de interés durante el período de gracia y el período de amortización, 1% y 2% respectivamente; (v) comisión de crédito, 1/2% anual. El plazo para la iniciación material de las obras sería de 3 años contados a partir de la vigencia del eventual contrato de préstamo. La justificación de este plazo se presenta en el Capítulo VI.

E. Aporte Local

- 2.06 De la contribución local al proyecto estimada, el equivalente de US\$6,9 millones provendría de los recursos que Ecuador destina para electrificación rural y que son administrados por INECEL, y de los aportes de los Consejos Provinciales de Pichincha y Esmeraldas. El análisis sobre la factibilidad de la contribución local al proyecto se muestra en el Capítulo IV.

F. Reconocimiento de Gastos

- 2.07 INECEL ha realizado actividades de ingeniería necesarias para la definición del proyecto, las cuales han significado gastos en moneda local por un total equivalente de US\$700.000 durante 1980 y 1981. Se recomienda que estos gastos sean reconocidos como parte del costo del

proyecto imputable a la contrapartida local siempre que, al incurrir en dichos gastos, se hayan cumplido requisitos sustancialmente análogos a los previstos en la resolución y en el contrato de préstamo, y que los mismos se hayan efectuado en un período no superior a los 18 meses anteriores a la aprobación del préstamo y posteriormente a la presentación de la solicitud de préstamo (ver Recomendaciones, párrafo 3).

III. EJECUCION DEL PROYECTO

A. Aspectos Técnicos

- 3.01 Los diseños del proyecto han sido realizados de acuerdo a las normas aprobadas por INECCEL, de una tensión de 13,2 kV para las líneas alimentadoras y 240/120 voltios para las redes secundarias. Dichas normas fueron revisadas por ingenieros de NRECA ^{1/} y de la firma consultora internacional que asesoró a UNEPER en la preparación de los diseños finales. Para la conexión de las viviendas rurales, INECCEL dispone de diseños normalizados, los cuales incluyen una instalación interior que comprende dos puntos de iluminación y dos tomacorrientes.
- 3.02 Los diseños finales para la muestra representativa (406 Kms.) se encuentran totalmente terminados, pudiendo por lo tanto poder procederse al llamado a licitación para el suministro de materiales para el 30% de las obras del proyecto. A mediados de 1982 quedarían terminados un 40% adicional de los diseños y a fines de ese año el 30% restante, lo que permitiría efectuar las otras dos licitaciones por cantidades similares de los bienes requeridos para el proyecto.
- 3.03 Teniendo en cuenta los aspectos técnicos del proyecto y sus características socio-económicas, el Banco aprobará la construcción de cada circuito en la medida en que INECCEL presente evidencia al Banco de que se han cumplido los siguientes criterios de selección para cada uno: (a) que se hayan presentado los diseños finales, incluyendo la información descriptiva y técnica del circuito; (b) un análisis costo-beneficio que, empleando la metodología y los parámetros de la evaluación económica realizada durante el análisis del proyecto, demuestre que la rentabilidad del circuito es de por lo menos el 12%; (c) que se haya demostrado que los centros poblados a ser electrificados tiene acceso vial por carretera o equivalente hidrográfico que asegure el paso de vehículos de carga; (d) una demostración de que la región de quien depende el circuito está conectada al Sistema Nacional Interconectado o tiene la capacidad de generación propia suficiente para atender los requerimientos del circuito; y (e) un informe de la existencia del punto de conexión adecuado del circuito al sistema de transmisión-subtransmisión incluyendo la subestación correspondiente y la regulación de voltaje conveniente que asegure el correcto funcionamiento del circuito por 15 años. (Ver párrafo 8.01 del Apéndice 3 de esta Propuesta).

^{1/} "National Rural Electrification Cooperative Association" de EE.UU.

- 3.04 Antes del convocarse a cada licitación pública, o antes del inicio de cada subproyecto, se presentará al Banco documentación que permitiría constatar, entre otros aspectos, si en la determinación de esa obra o grupos de obras, se han aplicado los criterios de selección establecidos (Recomendaciones, 2 (a)).
- 3.05 A los efectos de acomodar la realización del proyecto a los requerimientos que surgen de la aplicación de los criterios de selección, se ha previsto ejecutar las licitaciones agrupadas en tres paquetes que representen el 30%, 40% y 30%, respectivamente, de la totalidad de los circuitos. A su vez cada paquete se dividiría en uno correspondiente a la adquisición de equipos y materiales y el otro para la contratación de las obras civiles y montaje de los sistemas. En lo que respecta a los bienes, el primer paquete se licitaría en el primer trimestre de 1982 y se adjudicaría un año después, plazo que se considera realista dado el largo proceso que se requiere en el país para tramitar las aprobaciones requeridas por distintas entidades del Gobierno. El segundo paquete se convocaría en el tercer trimestre de 1982 y el tercero en el primer trimestre de 1983, ambos con el mismo plazo de un año para las respectivas adjudicaciones.
- 3.06 Las fechas programadas para las contrataciones de servicios guardan relación con los primeros despachos de materiales y serían convocadas las respectivas licitaciones en el segundo trimestre de 1982, primero de 1983 y tercero de 1983, asegurándose de esta manera que la totalidad de los subproyectos en que se han agrupado los distintos circuitos se inicie su construcción dentro de los tres años de la firma del eventual contrato de préstamo.
- 3.07 Si bien el prestatario y ejecutor del proyecto sería INECEL, las obras de electrificación rural, una vez concluidas, serían transferidas a las empresas eléctricas regionales, recibiendo INECEL a cambio, una participación en el capital de las empresas equivalente al costo de las obras. Consecuentemente, la operación y mantenimiento de los sistemas que se pondrían en servicio como resultado de la ejecución del proyecto, estaría a cargo de las empresas eléctricas regionales, con el asesoramiento permanente de UNEPER, a través de sus unidades técnicas y administrativas. No obstante, INECEL se comprometerá a que las obras, equipos e instalaciones comprendidos en el proyecto serán administrados y mantenidos de acuerdo con normas ya establecidas, para lo cual deberá presentar al Banco anualmente, durante un período de 10 años desde la terminación de las obras, las medidas que se han tomado para dichos efectos y presentar un informe evaluando la gestión de cada año sobre el grado de eficiencia operativa y calidad del servicio. (Ver Recomendaciones, párrafo 4).

B. Aspectos Institucionales

- 3.08 INECEL creó en agosto de 1979 la Unidad Ejecutora del Programa Nacional de Electrificación Rural (UNEPER), para atender las necesidades de planificación, ejecución y administración de este proyecto, así como de

los demás proyectos de electrificación rural a nivel nacional a cargo de INECEL. Para la realización de sus funciones la Unidad Ejecutora del Programa de Electrificación Rural está organizada en la siguiente forma: (a) una Superintendencia Técnica compuesta de dos Divisiones Técnicas, una para el Proyecto BID en la Sierra y la Costa y otra para el Oriente, Galápagos y sistemas aislados; (b) una División Administrativa, compuesta por cinco Departamentos: Organización y Supervisión, Promoción, Bodega, Adquisiciones y Pagaduría; y (c) una Oficina de Programación y Control. La jefatura de la unidad está a cargo de un Director de Electrificación Rural.

- 3.09 El personal de la División Técnica (Sierra y Costa) Proyecto BID es de 45 empleados, distribuidos en las siguientes especialidades: ingenieros (14), asistentes de ingenieros (9), economista (1), psicólogo (1), abogado (1), tecnólogo (1), personal administrativo (4) y los 14 restantes a nivel auxiliar de oficina. UNEPER ha desarrollado una organización que comprende una apropiada distribución de las funciones y responsabilidades para el cumplimiento de sus objetivos.
- 3.10 La distribución y comercialización de la energía eléctrica en el Ecuador es prácticamente realizada por 15 empresas eléctricas, organizadas como sociedades anónimas, de las cuales el Estado, a través de INECEL, es el mayor accionista. La participación de INECEL en el capital de las empresas eléctricas fluctúa entre 54,4% y el 98,7%. Los otros accionistas en su mayoría son los Consejos Provinciales respectivos o los municipios. Hay una sola empresa eléctrica privada del país que sirve el área de Guayaquil y tiene concesión hasta el año 1985.
- 3.11 De acuerdo con las características operativas de las empresas eléctricas (ver detalle en el párrafo 5.57 del Informe de Proyecto), éstas difieren bastante de empresa a empresa y por lo tanto la desviación típica de la distribución es alta. Los promedios indican que las empresas tienen 93 abonados por empleado, que venden aproximadamente 267 KWh por empleado y el consumo por abonado para todas ellas es del orden de los 2.840 KWh. Asimismo, el examen de las informaciones disponibles indica que la relación energía vendida por empleado de las empresas subsidiarias de INECEL es muy baja en comparación con la de la empresa que sirve el área de Guayaquil (EMELEC).
- 3.12 Se estima que a corto plazo la eficiencia de las empresas eléctricas regionales no mejoraría. Sin embargo, de acuerdo con las metas previstas en el Plan Maestro de Electrificación, de consolidar las 16 empresas eléctricas en 9 sistemas eléctricos regionales e INECEL tomar un rol más activo en la supervisión de las empresas eléctricas, se mejoraría paulatinamente la situación actual. También con motivo de la reciente operación del préstamo con el Banco Mundial, se incluyó un subproyecto de desarrollo institucional que beneficiaría a las empresas eléctricas regionales en sus aspectos financiero, administrativo y de planificación y control de proyectos, lo que redundará en el mejoramiento de la situación actual.

C. Aspectos Financieros

1. INECEL

- 3.13 INECEL ha mostrado en el período analizado una situación económico-financiera desfavorable, caracterizada por los resultados económicos negativos originados principalmente en la insuficiencia de las tarifas para cubrir los gastos de explotación y producir una rentabilidad satisfactoria para atender los requerimientos financieros derivados del programa de expansión y el pago de sus obligaciones con instituciones de crédito. Para cubrir esa deficiencia la empresa ha debido apoyar su gestión financiera en recursos externos recibido bajo la forma de regalías y préstamos. Se espera no obstante, que las recientes medidas dictadas en materia de política tarifaria permitan revertir en un plazo razonable, que se extendería tentativamente hasta el año 1983, las tendencias económicas adversas de la reciente experiencia histórica. Sin embargo, desde el punto de vista financiero, la empresa requeriría a todo lo largo de la próxima década, la eventual transferencia de recursos del presupuesto nacional u otras medidas alternativas para el total cumplimiento de su programa de inversiones.

2. Empresas Eléctricas Regionales

- 3.14 De acuerdo con el análisis de los estados de resultados de las empresas eléctricas, de un total de 17 empresas, 7 obtuvieron pérdidas en sus operaciones en 1980 y 10 obtuvieron utilidades. De estas últimas, cinco obtuvieron una rentabilidad sobre su patrimonio inferior a 2% y sólo una superó el 10% de rentabilidad sobre el capital neto. El análisis de la limitada información financiera disponible no permite extraer conclusiones que expliquen los resultados obtenidos por las empresas como un conjunto, debido a que no existen correlaciones que se cumplan en un número suficiente de casos.
- 3.15 Desde el punto de vista de las tarifas se observa que 5 de las 10 empresas que obtuvieron utilidades muestran tarifas por sobre el equivalente de US\$0,07 por KWh y que sólo 2 empresas tenían tarifas inferiores a US\$0,05 por KWh; lo anterior situaría al subgrupo superavitario en los niveles más altos respecto del conjunto de empresas observadas. Sin embargo, y al igual que en el caso de los volúmenes de energía vendida, éste factor no parece ser un determinante exclusivo de resultados positivos, ya que entre las empresas que obtuvieron pérdidas se cuentan las siguientes empresas que tuvieron tarifas relativamente altas: Esmeraldas (US\$0,0728), Manabí (US\$0,0772) y Los Rios (US\$0,0792).
- 3.16 Si bien no se cuenta aún con información completa y actualizada sobre el sector eléctrico ecuatoriano en su conjunto, se conoce que la gestión de cobros en cada empresa está negativamente influida por el atraso considerable en que incurre el sector público nacional, provincial y

municipal, en la cancelación oportuna de las cuentas presentadas por las compañías eléctricas. Una estimación preparada por INECEL al 31 de diciembre de 1980, indica que el total de cuentas por cobrar acumulado es del equivalente de US\$29,4 millones, de los cuales aproximadamente el 36% (US\$10,5 millones) pertenecen a cuentas adeudadas por el sector público. Asimismo, se juzga que no menos de la mitad de esos saldos corresponde a cuentas vencidas desde hace varios años. Dado que esta situación afecta muy adversamente la liquidez de las empresas y su capacidad para la prestación del servicio, se han efectuado intensas gestiones para lograr la aplicación de la Ley Básica de Electrificación, que requiere la inclusión en el presupuesto de las entidades de derecho público de las partidas para abonar su consumo de energía eléctrica, así como su efectivo pago, en cuyo defecto corresponde a la Contraloría de Estado la formulación de los respectivos cargos a los Tesoreros responsables. A pesar de estas disposiciones y de reiteradas gestiones ante el Ministerio de Finanzas y Crédito Público, las deudas por consumo de energía de los organismos públicos han crecido sostenidamente, sin posibilidad de que las empresas eléctricas procedan a suspender el suministro de electricidad.

- 3.17 Durante su reciente visita al Ecuador, la misión de análisis expresó a las autoridades nacionales la preocupación del Banco por esta situación. El Ministro de Finanzas manifestó que, con respecto a las dependencias y entidades autónomas del Gobierno Central, a breve plazo se implantará un mecanismo que resuelva ese problema, el que podría consistir en la instrumentación de contratos de fideicomiso entre las instituciones deudoras y el Ministerio de Finanzas, quien procedería a retener y depositar a favor de las diferentes empresas eléctricas las sumas acordadas para la amortización de la deuda consolidada de cada organismo. Con respecto a otras entidades autónomas donde el Gobierno Central no tiene jurisdicción, los consejos provinciales, municipalidades, etc., que forman el Régimen Seccional Autónomo, INECEL, a través de las empresas eléctricas regionales, acepta esta responsabilidad. Para dichos efectos, en la presente operación, al igual que en la de Paute Fase "C" se incluirá en el respectivo contrato de préstamo una condición contractual por la que el Garante e INECEL se obligan, antes del primer desembolso, a presentar al Banco un análisis, por antigüedad, de los saldos adeudados a las empresas eléctricas, al 31 de diciembre de 1981, por organismos de derecho público, indicando el plazo en que dichos saldos, más los intereses por mora que correspondan, deberán abonarse. En el caso de las entidades públicas del Gobierno Central, ese plazo no podrá exceder los 12 meses a partir de la fecha de suscripción de los respectivos contratos de préstamo, y en el caso de las entidades del Régimen Seccional Autónomo, 18 meses. Asimismo, tales acuerdos detallarán el mecanismo a aplicar en el futuro para el pago puntual de las facturaciones por suministro de energía (ver Proyecto de Resolución, párrafo 8 (c)(i)(2) y (ii)). Además, en ambos casos se establecerá un plazo adicional de 3 meses para que el Garante y el Prestatario demuestren el cobro efectivo de los mencionados saldos deudores y los intereses correspondientes (ver Recomendaciones, párrafos 6 y 7).

D. Aspectos Jurídicos

- 3.18 Las obras fundamentales del proyecto afectarán terrenos ubicados al costado de las vías de acceso de las localidades a electrificarse. De conformidad con la legislación vigente, para la realización de esas obras procederá la correspondiente servidumbre de conducción eléctrica, cuya obtención es de fácil despacho una vez INECEL así lo determine para los efectos del proyecto.
- 3.19 En el contrato de préstamo se establecería el compromiso del prestatario de presentar al Banco, antes del llamado a licitación o del inicio de las obras, la evidencia de que se tiene posesión legal o los derechos necesarios sobre los terrenos donde se construirían las obras (ver Recomendaciones, párrafo 1(b)).

IV. JUSTIFICACION DEL PROYECTO

A. Viabilidad Técnica

- 4.01 Para efectos del análisis del proyecto se recopilaron datos de carácter técnico y económico de una muestra representativa de 16 circuitos, por un total de 406 Kms., o sea, el 31% del total del kilometraje de líneas primarias previstas en el proyecto. De esa muestra se obtuvieron los valores promedios de cantidades físicas de obra, los cuales fueron debidamente extrapolados, así como las listas detalladas de los equipos y materiales componentes de cada unidad básica representativa que es el circuito.
- 4.02 Las normas empleadas en la elaboración de los diseños de construcción, que se consideran adecuadas para este tipo de obras, son las establecidas por INECEL y que fueron actualizadas posteriormente por la Unidad Ejecutora (UNEPER) con el asesoramiento de una firma consultora internacional. Dichas normas fueron también revisadas por expertos de NRECA de EE.UU. y aprobadas por todas las empresas eléctricas regionales.
- 4.03 Permiten prever una eficiente ejecución del proyecto, entre otras condiciones: (i) el apoyo logístico que proporcionarían las bodegas de UNEPER, que le permitirá un mejor y eficiente control del movimiento de materiales y equipos; (ii) la posibilidad que proporciona la división de la adquisición de los materiales y equipos, en tres paquetes que representan el 30%, 40% y 30%, respectivamente, de la totalidad de los circuitos. Cada paquete se dividiría en la misma proporción para la contratación de las obras civiles y montaje de los sistemas.
- 4.04 Las empresas eléctricas regionales que realizarían el mantenimiento de los sistemas eléctricos comprendidos en la ejecución del proyecto se encuentran capacitadas para efectuar esa actividad, incluyéndose con ese fin en las adquisiciones previstas, la compra de herramientas y de equipos de medida, que pasarían a ser propiedad de las empresas eléctricas regionales una vez terminadas las obras.

B. Viabilidad Institucional

- 4.05 Se considera que la ejecución del proyecto es viable desde el punto de vista de organización administrativa-contable, ya que la Unidad Ejecutora ya establecida y adscrita a la Gerencia General de INECEL, que sería directamente responsable de la ejecución del proyecto, tiene la experiencia y organización suficientes para realizar una adecuada administración del mismo. Además, la Unidad Ejecutora contará, para la supervisión y control técnico de los trabajos, con los servicios de una firma consultora especializada.

C. Viabilidad Financiera

- 4.06 Como se ha señalado, los recursos de contrapartida local para la ejecución del proyecto provienen de rentas establecidas en tres Decretos Gubernamentales, cuyos reglamentos operativos delegan a INECEL la supervisión y fiscalización de las recaudaciones. Para dichos efectos, los fondos destinados a financiar el Programa Nacional de Electrificación Rural, serán centralizados en la medida que se vayan recaudando en cuentas especiales abiertas en el Banco Nacional de Fomento o en el Banco Central del Ecuador, según corresponda.
- 4.07 Los recursos provenientes del Acuerdo Ministerial 051 y del Decreto 306 se deben depositar en el Banco Central y el Banco Nacional de Fomento, respectivamente, según los montos recaudados por cada empresa eléctrica regional. De acuerdo con el reglamento previsto, el Tesorero de la entidad eléctrica deberá informar mensualmente a INECEL sobre los depósitos realizados. Los recursos provenientes del Decreto No.459-B para el Fondo Especial para conexiones de servicio a consumidores de bajos ingresos se depositan en una cuenta específica en el Banco Central del Ecuador.
- 4.08 De acuerdo con las proyecciones de los recursos provenientes de dichas fuentes y el requerimiento de aporte local para el proyecto, se prevé que existan suficientes recursos para atender la ejecución del proyecto. Esta estimación se basa en las acciones que INECEL deberá tomar para la aplicación de los reglamentos de cada uno de los Decretos con las empresas eléctricas regionales. En el caso del Decreto No. 306, su vigencia expira en marzo de 1983, aunque su extensión en forma permanente se encuentra bajo consideración del Gobierno. Por otra parte, los recursos a obtenerse por concepto del Acuerdo No. 051, no están respaldados por la experiencia de su aplicación anteriormente, ya que la proporción de dicho fondo que debe destinarse a los programas de electrificación rural no han sido percibidos por INECEL en ejercicios anteriores, sino que han sido retenidos por las empresas eléctricas regionales.

- 4.09 En consideración a los antecedentes anteriores y con el objeto de asegurar la oportuna y completa seguridad de la contrapartida local al proyecto, en el eventual contrato de préstamo se incluirá una cláusula mediante la cual INECEL, previo a la convocación de cada licitación para la adquisición de materiales deberá demostrar a satisfacción del Banco que: (a) dispondrá, antes del llamado a licitación para la construcción y montaje de los circuitos a que corresponde los materiales a adquirirse, del aporte local correspondiente para el financiamiento del montaje de dichos circuitos; (b) antes de la convocatoria para la construcción y montaje de cada grupo de circuitos, INECEL deberá demostrar al Banco de que se encuentran disponibles en efectivo, en la cuenta del proyecto, los recursos para financiar el aporte local de la construcción y montaje de esos circuitos (ver Recomendaciones, párrafo 2).

D. Viabilidad Económica

- 4.10 la evaluación económica realizada determina la necesidad del proyecto en las áreas a electrificar de forma tal que su demanda real está asegurada dentro de los valores previstos. Por otra parte se considera que la electrificación que se llevará a cabo corresponde a las formas mas económicas para el país, es decir que las obras del proyecto son en líneas generales la solución del mínimo costo.
- 4.11 La selección y trazado de los circuitos a ser construidos han sido determinados de acuerdo a criterios socioeconómicos y se considera que su realización dentro de las normas establecidas en este informe permitirán un mejoramiento de las condiciones de vida de la población rural beneficiada. El análisis costo-beneficio determina que la mayoría de los circuitos que componen la muestra representativa tienen una rentabilidad del 12%. Sólo unos cuantos mostraron una tasa ligeramente inferior a esta rentabilidad y fueron considerados dentro de la muestra dado que las características de este tipo de obras hacen que con pequeños ajustes en el trazado de los circuitos pueda fácilmente alcanzarse la tasa interna prevista en los criterios de selección. En este sentido, posteriormente sólo los circuitos que lleguen a obtener una rentabilidad del 12% podrían ser incluidos definitivamente en el proyecto.
- 4.12 El proyecto beneficia en su mayoría a habitantes de bajos ingresos. El ingreso per cápita promedio en las zonas de ejecución del proyecto asciende a S/.10.500, el cual es inferior a la cifra de referencia del Banco de S/.13.200 (US\$528, a precio de 1979). El 84% de los beneficiarios tiene ingresos inferiores a dicha cifra de referencia.

E. Justificación del Uso del FOE

- 4.13 La utilización de los recursos del Fondo para Operaciones Especiales se justifica con base en las siguientes consideraciones: (a) la proporción de la población de más bajos ingresos en la zona de influencia del proyecto es del 84,4%; (b) el 70% de los beneficios que generaría el proyecto serían percibidos directamente por los sectores de más bajos ingresos; (c) la zona de influencia del proyecto sería en las zonas rurales de la Costa y la Sierra, cuyos índices de electrificación son bajos y que prácticamente no cuentan con servicio eléctrico.

- 4.14 Cabe señalar, finalmente, que de conformidad con las orientaciones provisionales para la utilización de los recursos convertibles del FOE en 1981-1982 (Documento GP-82-8 del 20 de marzo de 1981), por tratarse de un proyecto de electrificación rural, corresponde que el 100% del financiamiento en divisas provenga del Fondo para Operaciones Especiales.

V. EVALUACION DE PRESTAMOS ANTERIORES A INECEL

A. Antecedentes

- 5.01 El Banco ha otorgado a la República del Ecuador un total de 9 préstamos y una operación de cooperación técnica para financiar estudios y/o la ejecución de proyectos de inversión en el sector eléctrico, por un total del equivalente de US\$156,6 millones. Todos estos proyectos han sido ejecutados por INECEL y son los siguientes:

<u>No. de Operación</u>	<u>Fecha de Aprobación</u>	<u>Proyecto</u>	<u>Monto en miles US\$</u>	<u>Porcentaje Desembolsado al 30/IX/81</u>
314/SF	26/XI/71	Central Pisayambo	16.200	100
18/CD	26/XI/71	" "	8.860	100
315/SF	26/XI/71	Estudios Paute	2.700	100
411/SF	26/IX/74	Paute A y B	16.500	46
271/OC	26/IX/74	" " "	33.500	95
412/SF	26/IX/74	Estudio Río Coca	1.500	100
323/OC	9/XII/76	Transmisión Paute A y B	25.000	40
492/SF	9/XII/76	Estudio Río Guayllabamba	1.600	100
38/IC	9/XI/78	LCC-Paute A y B y Transmisión	50.000	40
ATC/TF(SP)- 1354-EC	1/IX/75	Estudio Río Jubones <u>1/</u>	<u>760</u>	100
TOTAL			<u>156.620</u>	

- 5.02 En general se estima que los proyectos a cargo de INECEL han sido ejecutados en forma satisfactoria. Por otra parte, los atrasos producidos en el proyecto de Paute A y B, que ocurrieron al comienzo de su ejecución y que se debieron principalmente a cambios en los diseños de la presa que repercutieron en los plazos originalmente previstos para las licitaciones han sido superados y el proyecto ha continuado desarrollándose satisfactoriamente.

1/ Se trata de un estudio de prefactibilidad sobre un proyecto de propósito múltiple.

- 5.03 Con respecto al cumplimiento de las condiciones contractuales contenidas en los contratos de préstamo señalados en el párrafo 5.01 anterior, en general se considera que el prestatario e INECEL han dado cumplimiento a las mismas, con excepción de las que se relacionan con ciertos aspectos financieros de la empresa y tarifas. Dentro de este marco, merece especial atención las cláusulas que establecen la obligación de mantener tarifas suficientes para garantizar un nivel de rentabilidad tanto de INECEL como de las empresas regionales y del SNI.
- 5.04 En ocasión de aprobar los préstamos para el proyecto Pisayambo, se establecieron las siguientes condiciones al respecto:

1. Cláusula 5.06 del contrato 314/SF-EC y 5.05 del contrato 18/CD-EC:

"Tarifas. La República se compromete a tomar las medidas apropiadas aceptables al Banco para que: (a) Las tarifas por suministro de energía eléctrica del sistema Pisayambo I desde su puesta en servicio: (i) produzcan por lo menos ingresos suficientes para cubrir todos los gastos de explotación del sistema respectivo, incluyendo los relacionados con administración, operación, mantenimiento y depreciación; (ii) proporcionen una rentabilidad razonable sobre la inversión inmovilizada del sistema, y (iii) si el flujo de fondos por concepto de lo anterior no fuere suficiente para cubrir oportunamente el servicio de amortización, interés y comisiones de este préstamo y el servicio de amortización y comisión del préstamo No.18/CDEC, generen los ingresos adicionales que sean necesarios para este propósito; (b) Las tarifas por suministro de energía eléctrica de las empresas distribuidoras de energía generada por el sistema Pisayambo I desde el momento que utilicen energía generada en el citado sistema: (i) produzcan por lo menos ingresos suficientes para cubrir todos los gastos de explotación de los sistemas respectivos, incluyendo los relacionados con administración, operación, mantenimiento y depreciación; (ii) proporcionen una rentabilidad razonable sobre la inversión inmovilizada de los sistemas respectivos; y (iii) si el flujo de fondos por concepto de lo anterior no fuere suficiente para cubrir la oportuna amortización de todas las obligaciones a cargo de dichas empresas, generen los ingresos adicionales que sean necesarios para este propósito."

2. Del Anexo B de ambos contratos, Sección VII:

"Tarifas. A los fines de lo estipulado en la Sección 5.06 del contrato No. 314/SF-EC y en la Sección 5.05 del contrato de préstamo No. 18/CD-EC, las tarifas del sistema hidroeléctrico Pisayambo I deben ser establecidas para que produzcan una rentabilidad de por lo menos un 7% anual a partir del momento en que se venda sustancialmente toda la energía generable del citado sistema."

- 5.05 Como se explica en mayor detalle en los párrafos 7.17 a 7.19 del Informe de Proyecto, el hecho de que la energía generada por las centrales Pisayambo y Paute, así como la generada por otras centrales térmicas que posee INECEL y las empresas regionales, fuye a este sistema nacional, es difícil, si no imposible, medir la energía consumida por centrales de fuente, lo que imposibilitaría determinar la rentabilidad de cada una de las centrales.
- 5.06 Parece más lógico dirigir estos requisitos al sistema como un todo, por lo que las condiciones sobre el mantenimiento de tarifas adecuadas y el nivel de rendimiento financiero de INECEL y las empresas regionales que se propone se incluyan en los contratos de préstamo para el proyecto Paute "C" y electrificación rural, buscarían establecer que estas entidades mantengan tarifas suficientes para garantizar un nivel de rentabilidad satisfactorio sobre todas las operaciones de cada empresa.
- 5.07 Lo anterior es consistente con lo que INECEL ha negociado con el Banco Mundial en oportunidad de aprobar el préstamo de US\$100 millones para el sistema de transmisión y existe una razonable posibilidad de que tanto INECEL como las empresas regionales puedan dar cumplimiento a estas condiciones. Para mantener uniformidad en todos los contratos en que aparecen estas condiciones, se considera aconsejable modificar las cláusulas respectivas. A dichos efectos, simultáneamente a la consideración por el Directorio Ejecutivo de los proyectos Paute Fase "C" y Electrificación Rural, se presentará por procedimiento corto las modificaciones que sean del caso.

VI. ASPECTOS ESPECIALES

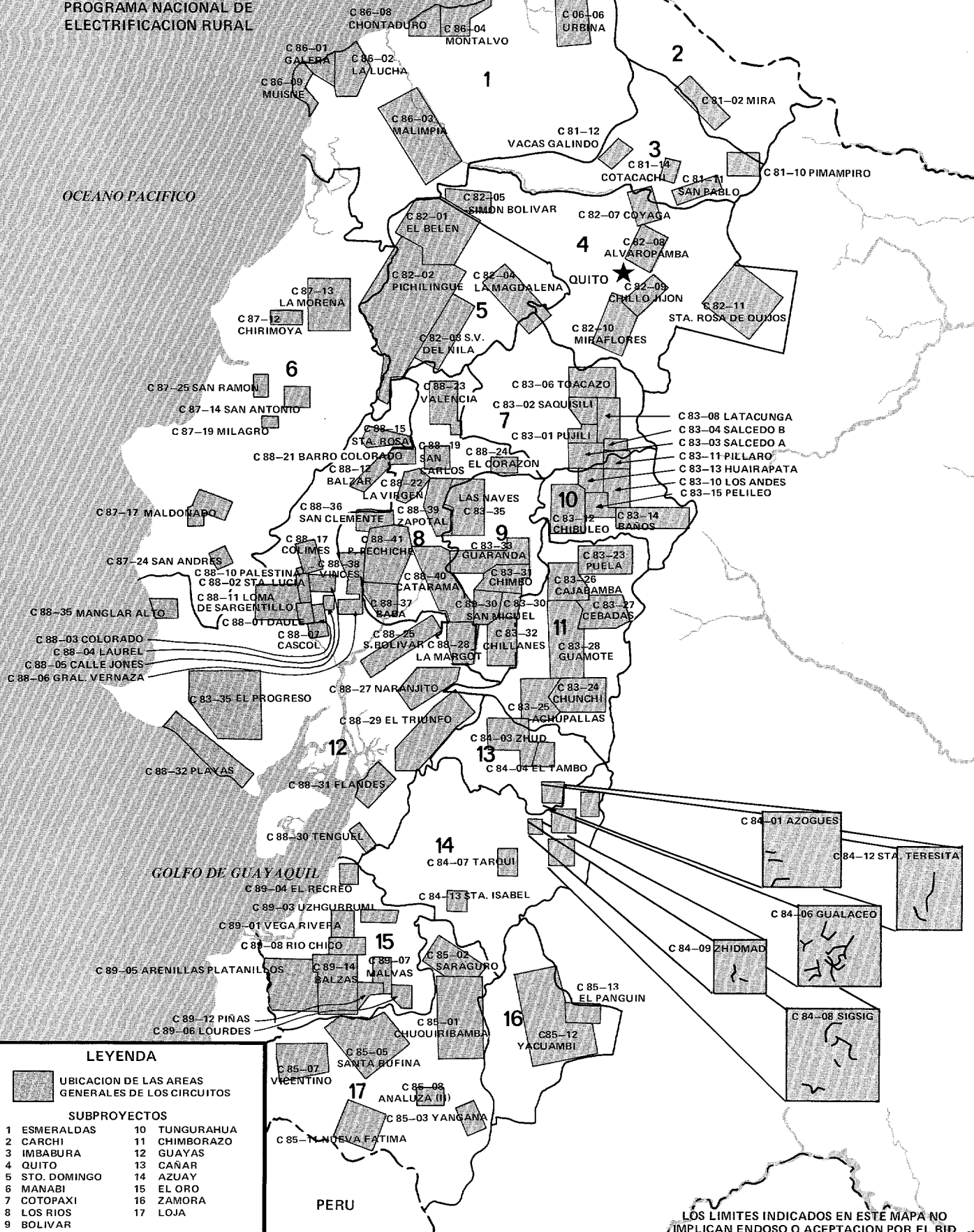
- 6.01 Para la iniciación material de las obras del proyecto se estima conveniente recomendar un período de tres años en razón de tener que cumplimentar los criterios establecidos con relación a las fechas en que estarán disponibles los puntos de alimentación y en que la región a que pertenece el circuito se abasteciera de energía eléctrica proveniente del sistema interconectado nacional. Por otra parte, según el cronograma de las licitaciones para la adquisición de materiales y el montaje, el último paquete de materiales y equipos previstos con el proyecto, así como la adjudicación de los contratos para el montaje se realizarían al final del segundo año contado desde la fecha del eventual contrato de préstamo. De esta manera se pueden empezar las obras de todos los circuitos dentro de los tres años. Asimismo, una vez iniciadas las últimas obras, su plazo de construcción es del orden de 8 a 10 meses por lo que el período de ejecución del proyecto podría extenderse hasta el cuarto año contado desde la firma del contrato de préstamo, tiempo suficiente para la liquidación y pago de la totalidad de los certificados de obra. En este caso particular, no es un limitante para la ejecución la preparación de los diseños dado el avance de los mismos, cuya terminación, según se anotó, sería a fines del año 1982.

ECUADOR

UBICACION GENERAL DE LOS CIRCUITOS
PROGRAMA NACIONAL DE
ELECTRIFICACION RURAL

COLOMBIA

OCEANO PACIFICO



PROYECTO DE RESOLUCION 1/

ECUADOR. PRESTAMO /SF-EC AL INSTITUTO ECUATORIANO
DE ELECTRIFICACION (INECEL)
(Proyecto de Electrificación Rural)

El Directorio Ejecutivo

RESUELVE:

Autorizar al Presidente del Banco o al representante que él designe, para que a nombre y en representación del Banco proceda a formalizar el contrato o contratos que sean necesarios con el Instituto Ecuatoriano de Electrificación (INECEL), de Ecuador, como prestatario, y la República del Ecuador, como garante, para otorgarle al primero un financiamiento destinado a cooperar en la ejecución de un proyecto de Electrificación Rural. Este financiamiento se sujetará sustancialmente a las siguientes disposiciones:

1. Monto y monedas. Hasta US\$27.500.000 o su equivalente en otras monedas que formen parte del Fondo para Operaciones Especiales del Banco de cuyo monto: (a) hasta US\$23.900.000 o su equivalente en otras monedas (excepto la del Ecuador) para pagar bienes y servicios adquiridos a través de competencia internacional en los países miembros del Banco, y para los otros propósitos que se indiquen en el contrato de préstamo; y (b) hasta el equivalente de US\$3.600.000 en sucres para cubrir gastos locales. Los pagos de las amortizaciones y de los intereses se efectuarán en las monedas desembolsadas.
2. Fuente de los fondos: El Fondo para Operaciones Especiales.
3. Garantía: Fianza solidaria de la República del Ecuador.
4. Comisión de crédito: 1/2% por año sobre la parte no desembolsada de la suma indicada en el párrafo (a) de la cláusula 1 de esta resolución, comisión que comenzará a devengarse a los 12 meses contados a partir de la fecha de esta resolución. El pago se hará en dólares de los Estados Unidos de América en las mismas fechas que los intereses.
5. Amortización: El prestatario amortizará el préstamo en el plazo de 40 años a partir de la fecha del contrato, mediante 60 cuotas semestrales, consecutivas y en lo posible iguales. La primera cuota se pagará a los 10-1/2 años de la fecha del contrato.

1/ Las disposiciones contenidas en este Apéndice y en los Apéndices 2 y 3 sólo serán definitivas cuando el Directorio Ejecutivo haya aprobado la propuesta de préstamo.

6. Interés: 1% por año durante 10 años a contar de la fecha del contrato y en adelante 2% por año. El interés será pagadero semestralmente sobre los saldos deudores y el primer pago se efectuará a los 6 meses de la fecha del contrato. A solicitud del prestatario podrán usarse los recursos del financiamiento para abonar los intereses durante el período de desembolso del mismo.
7. Iniciación material y desembolso: El plazo para la iniciación material de todos los subproyectos expirará a los 3 años a partir de la vigencia del contrato, y el plazo para el desembolso del financiamiento expirará a los 4 años a partir de la misma fecha.
8. Condiciones especiales:
 - (a) La utilización de los recursos del préstamo deberá ser llevada a cabo en su totalidad por el Prestatario. Si se aprobaren modificaciones en las disposiciones legales o en los reglamentos básicos concernientes al prestatario, o en los Decretos 306 y 459-B de 1975, o en el Acuerdo Ministerial 051, de 1979, o en el Reglamento para la Fijación de Tarifas de los Servicios Eléctricos, que, a juicio del Banco, puedan afectar sustancialmente el proyecto, el Banco podrá adoptar las medidas que juzgue apropiadas, conforme con las disposiciones que se incorporen en el contrato de préstamo.
 - (b) Los recursos del préstamo se destinarán a participar en la ejecución del proyecto, cuyo costo se estima en el equivalente de US\$34.400.000 y, en ningún caso, la participación de los recursos del préstamo podrá exceder el 79,9% monto total del proyecto. En consecuencia, el contrato de préstamo deberá contener las disposiciones apropiadas para asegurar que se proporcionarán oportunamente, de acuerdo con un plan de inversiones satisfactorio para el Banco, los recursos adicionales que se requieran para la completa ejecución del proyecto, en una suma que se estima en el equivalente de US\$6.900.000.
 - (c) Antes del primer desembolso del financiamiento deberán cumplirse los siguientes requisitos:
 - (i) el prestatario deberá presentar al Banco: (1) evidencia de haber contratado los servicios de una firma consultora para que colabore en la supervisión de la ejecución del proyecto, de acuerdo con términos de referencia y procedimientos aceptables para el Banco. (Párrafo 4.07); (2) un plan detallado en que: (aa) se incluya un análisis, por antigüedad, de los montos exigibles, adeudados al 31 de diciembre de 1981, por las entidades del Régimen Seccional Autónomo a las empresas eléctricas regionales; (bb) se fijen los plazos (que no deberán exceder de 18 meses de la fecha del contrato de préstamo) para que dichas entidades paguen a las empresas eléctricas el principal y los intereses que correspondan; y (cc) se establezcan las medidas

necesarias para que las empresas eléctricas regionales se aseguren el cobro oportuno de los montos que dichas entidades seccionales adeuden por el servicio eléctrico;

- (ii) el garante, por intermedio del prestatario, deberá presentar al Banco un plan detallado en el que: (1) se incluya un análisis, por antigüedad, de los montos exigibles adeudados al 31 de diciembre de 1981 por las entidades del sector público a las empresas eléctricas regionales; (2) se fijen los plazos (que no deberán exceder de 12 meses de la fecha del contrato de préstamo) para que las entidades del sector público paguen a las empresas eléctricas el principal y los intereses que correspondan; y (3) se establezcan las medidas necesarias para que las empresas eléctricas regionales se aseguren el cobro oportuno de los montos que las referidas entidades del sector público adeuden por el servicio eléctrico (Párrafo 5.66);
- (d) En la adquisición de maquinaria, equipo y otros bienes relacionados con el proyecto y en la adjudicación de contratos para la ejecución de obras, deberá utilizarse el sistema de licitación pública en todos los casos en que el valor de dichas adquisiciones o contratos exceda del equivalente de US\$100.000. Las licitaciones se sujetarán a los procedimientos que constarán como anexo del contrato de préstamo. (Párrafo 4.17)
- (e) No obstante lo establecido en el párrafo (d) anterior, el prestatario podrá ejecutar por administración directa el montaje de circuitos en el proyecto, hasta por un monto que se estima en el equivalente de US\$800.000, con cargo a los recursos de la contribución local, siempre que se trate de circuitos de tamaño reducido, o que se hallen ubicados en localidades remotas, y que el Banco exprese en cada caso que no lo objeta. (Párrafo 4.16)
- (f) El prestatario y el garante deberán tomar las medidas apropiadas a fin de que se logre a satisfacción del Banco, que las tarifas de suministro de energía eléctrica de las empresas eléctricas regionales: (i) produzcan ingresos suficientes para cubrir todos los gastos de explotación de los respectivos sistemas, incluyendo los relacionados con compra o producción de energía (según corresponda) administración, operación, mantenimiento y depreciación; y (ii) proporcionen una rentabilidad anual razonable sobre la inversión inmovilizada neta revaluada de los sistemas respectivos. Si la aplicación de lo anterior no generase los ingresos suficientes para cubrir el oportuno servicio de todas las obligaciones de las empresas eléctricas regionales, el prestatario y el garante, en coordinación con las empresas eléctricas regionales deberán adoptar las medidas necesarias para que se obtengan los recursos adicionales que se requieran para alcanzar dicho fin. (Párrafo 5.75)

- (g) El Banco establecerá los procedimientos de inspección que juzgue necesarios para asegurar el desarrollo satisfactorio del proyecto y el prestatario y el garante deberá proporcionar toda la cooperación que se requiera para el mejor cumplimiento de este propósito. Del monto del financiamiento se destinará la suma de US\$239.000, y el equivalente de US\$36.000 en sucres para que ingrese en las cuentas del Banco por concepto de inspección y vigilancia generales.

RECOMENDACIONES

- A. Se recomienda que en el contrato de préstamo o en el de garantía, según corresponda, se incluyan, además de las condiciones que aparecen en el proyecto de resolución, las siguientes, que deberán cumplirse a satisfacción del Banco:
1. Salvo que el Banco lo acuerde de otra manera, antes de convocarse a cada licitación pública, o cuando se ejecuten obras por administración directa, antes del inicio de las obras, el prestatario deberá presentar al Banco, según corresponda:
 - (a) los planos generales, las especificaciones, los presupuestos, las bases específicas de licitación y los demás documentos necesarios para la convocatoria; y
 - (b) solo en el caso de obras, evidencia de que se tiene la posesión legal o servidumbres u otros derechos sobre los terrenos necesarios para la construcción de las respectivas obras. (Párrafo 4.25)
 2. Además de los requisitos establecidos en la Recomendación A.1 anterior, y en la ocasión allí señalada, o en la que se señala en los párrafos (b) y (c) siguientes, según corresponda, el prestatario deberá presentar al Banco:
 - (a) para cada subproyecto, los documentos relativos a su selección, a que se refiere el párrafo 8.01 del Anexo A (Apéndice 3 de la propuesta de préstamo); (Párrafo 4.12)
 - (b) antes de las convocatorias a licitación para la adquisición de materiales, prueba de que dispondrá de la contribución local correspondiente para financiar la construcción y montaje de los circuitos a que correspondan los materiales que se propone adquirir; y
 - (c) antes de la convocatoria a licitación para construcción y montaje de cada grupo de circuitos, prueba de que se encuentran disponibles en efectivo, en la cuenta del proyecto, los recursos de la contribución local necesarios para financiar la construcción y montaje de esos circuitos. (Párrafo 6.15)
 3. El Banco podrá reconocer como parte de la contribución local de contrapartida para el proyecto, gastos de ingeniería, administración y generales hasta por un monto equivalente a US\$700.000, efectuados por el prestatario durante los 18 meses anteriores a la fecha de la resolución, pero con posterioridad a la fecha de la solicitud de préstamo, y siempre que se hayan cumplido requisitos sustancialmente análogos a los previstos en la Resolución y en el contrato de préstamo. (Párrafo 4.21)

4. El prestatario, deberá comprometerse a:
 - (a) que las obras, los equipos e instalaciones comprendidos en el proyecto serán administrados y mantenidos de acuerdo con normas técnicas generalmente aceptadas; y
 - (b) presentar al Banco, durante un período de 10 años contado desde la terminación de todas las obras e instalaciones del proyecto y dentro de los 3 primeros meses de cada año civil: (i) un plan anual de mantenimiento del sistema de electrificación rural; y (ii) un informe detallado sobre la gestión del año anterior en la misma materia y sobre el grado de eficiencia operativa y calidad de servicio y el estado de conservación del sistema al término del año anterior. A tales efectos, el prestatario deberá tomar las medidas necesarias para que las empresas eléctricas regionales incluyan en sus correspondientes presupuestos anuales los recursos requeridos para esos propósitos. (Párrafo 4.29)
5. Dentro del plazo de 6 meses contados a partir de la vigencia del contrato de préstamo, el Prestatario deberá presentar al Banco el plan definitivo con su correspondiente cronograma de aplicación para la campaña de promoción del proyecto y educación de los usuarios ubicados en las zonas de la Sierra y la Costa, con el objeto de estimular el uso eficiente de la electricidad con fines productivos. Dicho plan deberá ser aplicado de conformidad con el cronograma aprobado por el Banco. (Párrafo 4.28)
6. Dentro del plazo de 15 meses contados a partir de la vigencia del contrato de préstamo, el garante, por intermedio del prestatario, deberá demostrar al Banco que se han cobrado los montos a que se refiere la Cláusula 8(c)(ii)(3) del Proyecto de Resolución (Apéndice 1). (Párrafo 5.66)
7. Dentro del plazo de 21 meses contados a partir de la vigencia del contrato de préstamo, el prestatario deberá demostrar al Banco que se han cobrado los montos a que se refiere la Cláusula 8(c)(i)(2)(bb) del Proyecto de Resolución (Apéndice 1). (Párrafo 5.66).
8. Dentro del plazo de 12 meses contados a partir de la vigencia del contrato de préstamo, el prestatario presentará al Banco:
 - (a) los datos básicos iniciales, cuyas categorías se señalan en el párrafo 7.01 del Apéndice 3 de este documento; y (Párrafo 4.31)
 - (b) la descripción del sistema para compilar y procesar los datos que se utilizaron para efectuar las comparaciones anuales con los datos básicos iniciales para evaluar los resultados logrados en la ejecución del proyecto. (Párrafo 4.31)
9. Anualmente y durante 3 años, el prestatario deberá someter al Banco los datos anuales comparativos mencionados en el párrafo A.8 precedente. (Párrafo 4.32)

10. El prestatario presentará a fines del tercer año después de la fecha del último desembolso un Informe de Evaluación a Posteriori sobre los resultados del proyecto con base en la metodología y pautas acordadas con el Banco, similares a las usadas en la evaluación ex-ante del proyecto. (Párrafo 4.33)
11. En materia de estados financieros se observará lo siguiente:
 - (a) Deberán presentarse anualmente al Banco: (i) los estados financieros del prestatario, durante la vigencia del contrato; (ii) los del proyecto, durante su ejecución; y (iii) los de las empresas eléctricas regionales participantes, desde el año en que cada una de ellas haya recibido el último de los circuitos de su jurisdicción, hasta 10 años de la fecha del último desembolso del financiamiento.
 - (b) Los estados anteriormente referidos, deberán presentarse con dictámenes de una firma independiente de contadores públicos, aceptable para el Banco, y seleccionada por la Contraloría General del Estado. No obstante lo anterior, el prestatario y el Banco podrán acordar que la Contraloría General del Estado realice las labores de auditoría anteriormente referidas. Los primeros estados financieros referidos en A.11(a)(i) y (ii) anteriores, serán los correspondientes al ejercicio económico en que se haya iniciado la ejecución del Proyecto. (Párrafo 5.22)
- B. En el contrato de préstamo deberá incluirse un anexo de contenido sustancialmente similar al del Apéndice 3 (El Proyecto) de este documento.

EL PROYECTO
(Anexo A del Contrato de Préstamo)

I. Objeto

- 1.01 El proyecto tendrá como objetivos básicos mejorar las condiciones de vida en la población localizada en las zonas rurales, y contribuir al desarrollo y eficiencia de la producción agropecuaria. Para alcanzar estos propósitos se tendrá como meta tentativa ampliar el suministro de energía eléctrica en el área rural en Ecuador a aproximadamente 31.000 viviendas rurales con un total de unos 166.000 habitantes.

II. Descripción

- 2.01 El proyecto se ejecutará en los sistemas eléctricos regionales ubicados en las zonas de la Sierra y la Costa. Se prevé que las obras se agruparán en subproyectos, los que a su vez se subdividirán en circuitos. Los circuitos, por su parte, constituirán las unidades más pequeñas del proyecto.
- 2.02 Las obras previstas consistirán aproximadamente en la instalación de las siguientes líneas de distribución: 1.300 kilómetros de líneas primarias de 13,2 Kv y 22,8 Kv; 280 kilómetros de líneas mixtas; y 580 de líneas secundarias. Además, se colocarán aproximadamente 2.700 transformadores de distribución y se proveerán acometidas, medidores e instalaciones interiores en las viviendas que se conecten. Asimismo, se prevé la adquisición de repuestos, herramientas y equipos de mantenimiento para los sistemas.

III. Costo

- 3.01 El costo total del proyecto se ha estimado en el equivalente de US\$34.400.000 de acuerdo, aproximadamente, al siguiente cuadro de costo y financiamiento:

(en miles de US\$ o su equivalente)

<u>Categorías</u>	<u>Financiamiento</u>			<u>PRESTA-</u> <u>TARIO</u>	<u>Costo</u> <u>Total</u>	<u>%</u>
	<u>Divisas</u>	<u>B A N C O</u> <u>Moneda</u> <u>Local</u>	<u>Total</u>			
1. <u>Ingeniería y</u> <u>Administración</u>	1.000	-	1.000	1.740	2.740	8,0
1.1 Ingeniería y super- visión de obras	1.000	-	1.000	1.090	2.090	6,0
1.2 Administración	-	-	-	650	650	2,0
2. <u>Costos Directos de</u> <u>Construcción</u>	22.080	3.500	25.580	5.100	30.680	89,1
2.1 Materiales y equipamiento	21.340	-	21.340	-	21.340	62,0
2.2 Montaje de las líneas	-	3.500	3.500	4.400	7.900	23,0
2.3 Instalaciones interiores	-	-	-	670	670	1,9
2.4 Equipos de mantenimiento	740	-	740	30	770	2,2
3. <u>Gastos Financieros</u>	820	100	920	60	980	2,9
3.1 Comisión de crédito	-	-	-	60	60	0,2
3.2 Intereses	580	65	645	-	645	1,9
3.3 Inspección y Vigilancia	240	35	275	-	275	0,8
TOTALES	23.900	3.600	27.500	6.900	34.400	100,0
	=====	=====	=====	=====	=====	=====
Porcentajes	69,5	10,4	79,9	20,1	100,0	

IV. Licitaciones

- 4.01 Cuando los bienes o servicios que se adquieran o contraten mediante licitaciones, se financien total o parcialmente con las divisas del financiamiento, los procedimientos y las bases específicas de las licitaciones deberán permitir la libre concurrencia de bienes y servicios originarios de países miembros del Banco. Consecuentemente, en los citados procedimientos y bases específicas, no se impondrán condiciones que limiten o restrijan la oferta de bienes o la participación de contratistas originarios de esos países.

V. Selección y contratación de servicios de consultoría

- 5.01 Para la selección y contratación de servicios de consultoría financiados total o parcialmente con recursos del financiamiento, no podrán

establecerse disposiciones que restrinjan o impidan la participación de consultores originarios de países miembros del Banco.

VI. Tasas de rentabilidad

- 6.01 Las tasas de rentabilidad razonable sobre la inversión inmovilizada neta revaluada de los sistemas respectivos de las empresas eléctricas regionales, a que se refiere la Cláusula 8(f)(ii) de la resolución (Apéndice 1 de esta propuesta) serán las siguientes: (a) 4% en 1982; (b) 8% en 1983; y (c) 8,5% a partir de 1984. La tasa de rentabilidad será calculada para cada año calendario, sobre la base de los procedimientos establecidos a tal efecto en el Reglamento para la Fijación de Tarifas de los Servicios Eléctricos.

VII. Evaluación a posteriori

- 7.01 Con el propósito de evaluar las consecuencias socioeconómicas del proyecto, se deberá efectuar un análisis a posteriori del mismo que cubra, entre otros, los siguientes aspectos:
- (1) Costos: (a) inversión; (b) operación y mantenimiento; (c) administración (lectura, facturación y cobranza); (d) compra de energía; y (e) costos por abonado para cada circuito;
 - (2) Datos Técnicos: (a) pérdidas diferenciadas; (b) caída de tensión; y (c) crecimiento anual de la demanda;
 - (3) Beneficios y beneficiarios: (a) sustituciones que se hayan llevado a cabo en el consumo; (b) evaluación del consumo y de la carga por consumidor en volumen y valor mensuales, por categoría de ingreso; (c) aportes fijos de los usuarios por concepto de costos del proyecto y de instalación; (d) número de consumidores conectados por circuito y por empresa regional; (e) usos no residenciales; y (f) servicios sociales y comunales introducidos después del proyecto.
- 7.02 Los datos básicos iniciales para la evaluación podrán obtenerse mediante un muestreo de los circuitos de la Sierra y la Costa.

VIII. Criterios de Selección

- 8.01 Para que el Banco autorice la construcción de cada circuito, el prestatario deberá demostrarle que se han cumplido los siguientes criterios de selección para cada uno:
- (a) que se hayan presentado los diseños finales, incluyendo la información descriptiva y técnica del circuito;
 - (b) que el análisis costo-beneficio, sobre la base de la metodología y los parámetros acordados con el Banco haya establecido que la rentabilidad económica del circuito es de por lo menos el 12%;

- (c) que se haya demostrado que los poblados que se incluirán en el proyecto, tienen acceso vial por carretera o equivalente hidrográfico que asegure el paso de vehículos de carga;
- (d) que se haya demostrado que la región de la que depende el circuito, está conectada al Sistema Nacional Interconectado o tiene la capacidad de generación propia suficiente para atender los requerimientos del circuito; y
- (e) que se haya demostrado la existencia del punto adecuado de conexión del circuito al sistema de transmisión-subtransmisión, incluyendo la subestación correspondiente y la regulación de voltaje conveniente. El informe deberá demostrar que el circuito podrá funcionar correctamente durante los 15 años siguientes.