

PÚBLICO

DOCUMENTO DEL BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO

REGIONAL

**FINANCIAMIENTO SUPLEMENTARIO AL PROYECTO
HIDROELÉCTRICO YACYRETÁ**

(RG0045)

PROPUESTA DE PRÉSTAMO

NOVIEMBRE 1988

REGIONAL

FINANCIAMIENTO SUPLEMENTARIO AL
PROYECTO HIDROELECTRICO YACYRETA
(RG-0045)

PROPUESTA DE PRESTAMO

INDICE

Datos Socioeconómicos Básicos

Propuesta de Préstamo

Anexo 1

Apéndices:

- 1: Proyecto de Resolución
- 2: Recomendaciones
- 3: Descripción del Proyecto
(Anexo A al Contrato de Préstamo)
- 4: Indicadores y Definiciones
(Anexo A al Contrato de Garantía)
- 5: Proyecto de Resolución Modificatoria a la
Resolución DE-41/84
- 6: Proyecto de Resolución Modificatoria a la
Resolución DE-42/84.
- 7: Proyecto de Resolución Modificatoria a la
Resolución DE-209/82
- 8: Proyecto de Resolución Modificatoria a la
Resolución DE-208/82
- 9: Proyecto de Resolución Modificatoria a la
Resolución DE-210/82
- 10: Proyecto de Resolución Modificatoria a la
Resolución DE-159/86

Datos Socioeconómicos Básicos de Argentina

1. Datos Generales

Población total (millones de habitantes, 1987)	31,5
Población rural (%) (1987)	14,7
Extensión territorial (miles de Km ²)	2.776,7
Habitantes por Km ²	11,3
Tasa de natalidad por 1.000 habitantes (1980-85)	24,6
Tasa de crecimiento demográfico (1980-85) (% promedio)	1,6
Tasa de mortalidad por 1.000 habitantes (1980-85)	8,7
Tasa de mortalidad infantil por 1.000 nacidos vivos (1980-85)	36,2
Producto interno bruto por habitante US\$ 1987 ^{a/}	2.745,0
Años de expectativa de vida al nacer (1980-85)	69,7
Alfabetismo (1982) (%)	94,2
Tasa de cambio oficial (diciembre de 1985): (australes/US\$)	0,80
diciembre 1986 (australes/US\$)	1,26
diciembre 1987 (australes/US\$)	3,75
abril 1988 (australes/US\$)	6,21
Consumo per cápita de energía, 1985 (Kwh)	1.245,0
Nivel de bajos ingresos por habitante	
diciembre 1985 (en australes)	765
diciembre 1986 (en australes)	1.423
diciembre 1987 (en australes)	2.415
marzo 1988 (en australes)	3.385

Población económicamente activa por sectores (1986):

	<u>En Miles</u>	<u>%</u>
<u>T o t a l</u>	<u>9.989</u>	<u>100,0</u>
Agricultura y Pesca	1.289	12,9
Minería	50	0,5
Manufactura	2.138	21,4
Construcción	1.079	10,8
Comercio	1.828	18,3
Transporte	499	5,0
Electricidad, gas y agua	109	1,1
Servicios financieros y otros	2.997	30,0
<u>Tasa de desempleo y subempleo</u>	<u>Desempleo</u>	<u>Subempleo</u>
Octubre 1983	3,9	5,9
Octubre 1984	4,5	5,9
Octubre 1985	5,9	7,4
Octubre 1986	5,2	7,3
Octubre 1987	5,7	8,1

^{a/} En dólares a precios de 1986.

2. <u>Producto Interno Bruto a/</u> (a precios de mercado)	<u>Composición (%)</u>					<u>Tasa Real de Crecimiento Anual (%)</u>				
	<u>1983</u>	<u>1984</u>	<u>1985</u>	<u>1986</u>	<u>1987</u>	<u>1983</u>	<u>1984</u>	<u>1985</u>	<u>1986</u>	<u>1987 b/</u>
<u>Por Gasto</u>										
PIB	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	2,8	2,6	-4,4	5,4	1,6
Inversión interna bruta	14,9	12,0	10,3	11,6	13,3	-10,7	-10,6	-20,0	18,2	16,1
Consumo	79,4	82,9	82,1	83,9	84,2	3,6	6,0	-6,2	7,7	2,0
Exportaciones	14,5	14,0	16,8	14,8	13,6	7,8	-0,7	12,5	-7,0	-6,4
Importaciones	8,8	8,9	9,2	10,3	11,1	-4,7	6,1	-14,4	17,4	9,3
<u>Por Origen c/</u>										
Agropecuaria	15,3	15,4	15,9	14,6	14,7	1,9	3,6	-1,3	-2,8	1,8
Minería	2,8	2,7	2,7	2,5	2,5	0,2	-0,6	-2,6	-0,5	-1,9
Manufactura	24,2	24,8	22,6	24,2	23,6	10,8	4,0	-10,3	12,9	-0,6
Construcción	4,7	3,6	3,2	3,3	3,7	-13,1	-20,0	-6,7	9,0	14,8
Transporte	11,4	11,6	11,7	11,5	11,5	4,2	4,4	-2,9	3,4	2,2
Comercio	12,8	13,1	14,1	14,5	14,5	2,1	4,6	-8,3	8,7	1,5
Gobierno	10,7	10,7	10,7	10,5	n.d.	0,1	1,9	0,9	0,4	n.d.
Electricidad, agua y gas	4,3	4,4	4,7	4,8	4,9	8,0	6,5	1,3	7,4	5,4
Servicios financieros	7,7	7,7	7,8	7,9	8,0	-7,0	1,3	-1,2	6,9	2,9
Otros servicios	6,1	6,0	6,7	6,0	16,6 d/	1,2	2,5	1,4	1,5	n.d.

a/ A precios constantes de 1970.

b/ Preliminar.

c/ A costo de factores.

d/ Incluye Gobierno.

n.d. No disponible.

Fuente: Banco Central y Ministerio de Economía.

	Millones de dólares				
3. <u>Comercio Exterior</u>	<u>1983</u>	<u>1984</u>	<u>1985</u>	<u>1986</u>	<u>1987 a/</u>
<u>Exportaciones de bienes (FOB)</u>	<u>7.836</u>	<u>8.107</u>	<u>8.396</u>	<u>6.852</u>	<u>6.356</u>
Carne vacuna	338	182	160	226	227
Otras carnes	92	75	64	60	59
Maíz	803	744	766	651	291
Trigo	1.474	923	1.133	329	348
Sorgo	554	451	296	152	66
Semillas oleaginosas	364	948	731	647	316
Aceites vegetales	517	945	970	645	532
Cueros y pieles	300	331	317	381	410
Lanas	145	112	130	122	137
Productos industria alimenticia	1.147	1.141	855	1.168	1.369
Productos minerales	372	365	657	184	129
Metalmecánica, maquinaria y transporte	591	695	1.013	966	959
<u>Importaciones de bienes (CIF)</u>	<u>4.505</u>	<u>4.584</u>	<u>3.814</u>	<u>4.724</u>	<u>5.800</u>
Productos de consumo	208	249	198	286	276
Productos intermedios	3.074	3.224	2.514	3.409	3.916
Bienes y equipos de capital	769	643	648	614	975
Combustibles	454	468	454	415	633

a/ Datos preliminares.

Fuente: Banco Central.

Millones de dólares					
4. <u>Balanza de Pagos</u>	<u>1983</u>	<u>1984</u>	<u>1985</u>	<u>1986</u>	<u>1987</u> a/
Saldo en cuenta corriente	-2.440,5	-2.543,0	-963,6	-2.861,4	-4.702,0
Balanza de mercancías	3.710,5	3.940,1	4.895,0	2.456,6	558,0
Exportaciones de bienes (FOB)	7.833,6	8.072,0	8.419,2	6.847,8	6.196,0
Importaciones de bienes (FOB)	4.123,1	4.131,8	3.524,2	4.391,2	5.638,0
Balanza de servicios netos	-6.167,1	-6.484,2	-5.858,5	-5.319,2	-5.252,0
Transferencias	16,0	1,0	0,0	1,2	-8,0
Cuenta de capital (neto)	410,5	2.738,8	2.254,1	1.681,2	1.850,0
Variación de reservas (- = aumento)	2.472,6	-143,5	-977,8	874,0	2.209,0

a/ Datos preliminares.

Fuente: Fondo Monetario Internacional y Banco Central.

Porcentaje del PIB					
5. <u>Sector Público No Financiero</u>	<u>1983</u>	<u>1984</u>	<u>1985</u>	<u>1986</u>	<u>1987</u> a/
Ingresos corrientes	23,6	22,9	27,5	25,9	24,4
Gastos corrientes	26,8	25,2	25,4	23,2	-24,4
Aborro corriente	-3,2	-2,3	2,1	2,7	0,0
Gasto de capital	7,9	6,1	5,6	5,4	6,3
Déficit (-) Superávit (+)	-11,1	-8,4	-3,5	-2,7	-6,3
Financiamiento interno	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.

a/ Preliminar.

Fuente: Ministerio de Economía.

- v -

6. <u>Panorama Monetario</u>	<u>Tasas de Crecimiento</u>				
	<u>1983</u>	<u>1984</u>	<u>1985</u>	<u>1986</u>	<u>1987*</u>
Crédito interno	400,8	565,7	356,1	86,8	151,7 <u>a/</u>
Público (neto)	669,8	549,4	389,7	68,1	233,7 <u>a/</u>
Privado (neto)	345,5	567,2	345,4	93,2	119,5 <u>a/</u>
Oferta monetaria (M1)	362,0	546,7	697,9	70,7	106,6 <u>a/</u>

a/ Datos preliminares. Crecimiento en 12 meses, hasta junio.

Fuente: Fondo Monetario Internacional.

7. <u>Precios (Tasa de crecimiento anual)</u>	<u>1978</u>	<u>1979</u>	<u>1980</u>	<u>1981</u>	<u>1982</u>	<u>1983</u>	<u>1984</u>	<u>1985</u>	<u>1986</u>	<u>1987</u>
Deflactor del PIB	158,2	150,2	100,7	105,6	248,2	349,4	654,9	684,1	78,1	129,4
Al consumidor										
Promedio anual	175,5	159,5	100,8	104,5	164,8	343,8	626,7	672,2	90,1	131,3
(Dic. a Dic.)	169,8	139,7	87,6	131,3	109,7	433,7	688,0	385,4	81,9	174,8
Al por mayor										
(promedio anual)	146,0	149,3	75,5	109,6	256,2	360,9	575,1	662,9	63,9	122,9

Fuente: Banco Central.

8. <u>Deuda Externa</u>	<u>1983</u>	<u>1984</u>	<u>1985</u>	<u>1986</u>	<u>1987</u>
<u>T o t a l</u> (000 millones US\$)	<u>45,07</u>	<u>46,17</u>	<u>49,33</u>	<u>51,42</u>	<u>54,20 a/</u>
Sector público	31,71	35,53	40,87	44,72	n.d.
Sector privado	13,36	10,64	8,46	6,70	n.d.
Instituciones bilaterales	1,34	2,02	0,90	0,59	n.d.
Club de Paris 1982-85	-	-	2,06	2,29	n.d.
Club de Paris 1986	-	-	-	2,24	n.d.
Instituciones multilaterales	1,72	1,68	2,28	2,89	n.d.
FMI	1,17	1,14	2,29	2,72	n.d.
Bonos	4,21	4,31	3,92	3,64	n.d.
Bancos	31,87	32,74	33,78	33,70	n.d.
Otros acreedores	4,76	4,29	4,10	3,35	n.d.
<u>Servicio de la Deuda</u>					
Servicio total					
(000 millones US\$)	8,56	6,26	8,26	6,18	6,45
Servicio/exportaciones de					
bienes y servicios no					
factoriales (%)	91,9	86,0	81,8	72,8	81,3

a/ Obligaciones denominadas en monedas distintas del dólar valoradas a los tipos de cambios del 31 de diciembre de 1986.

n.d. No disponible.

Fuente: Banco Central.

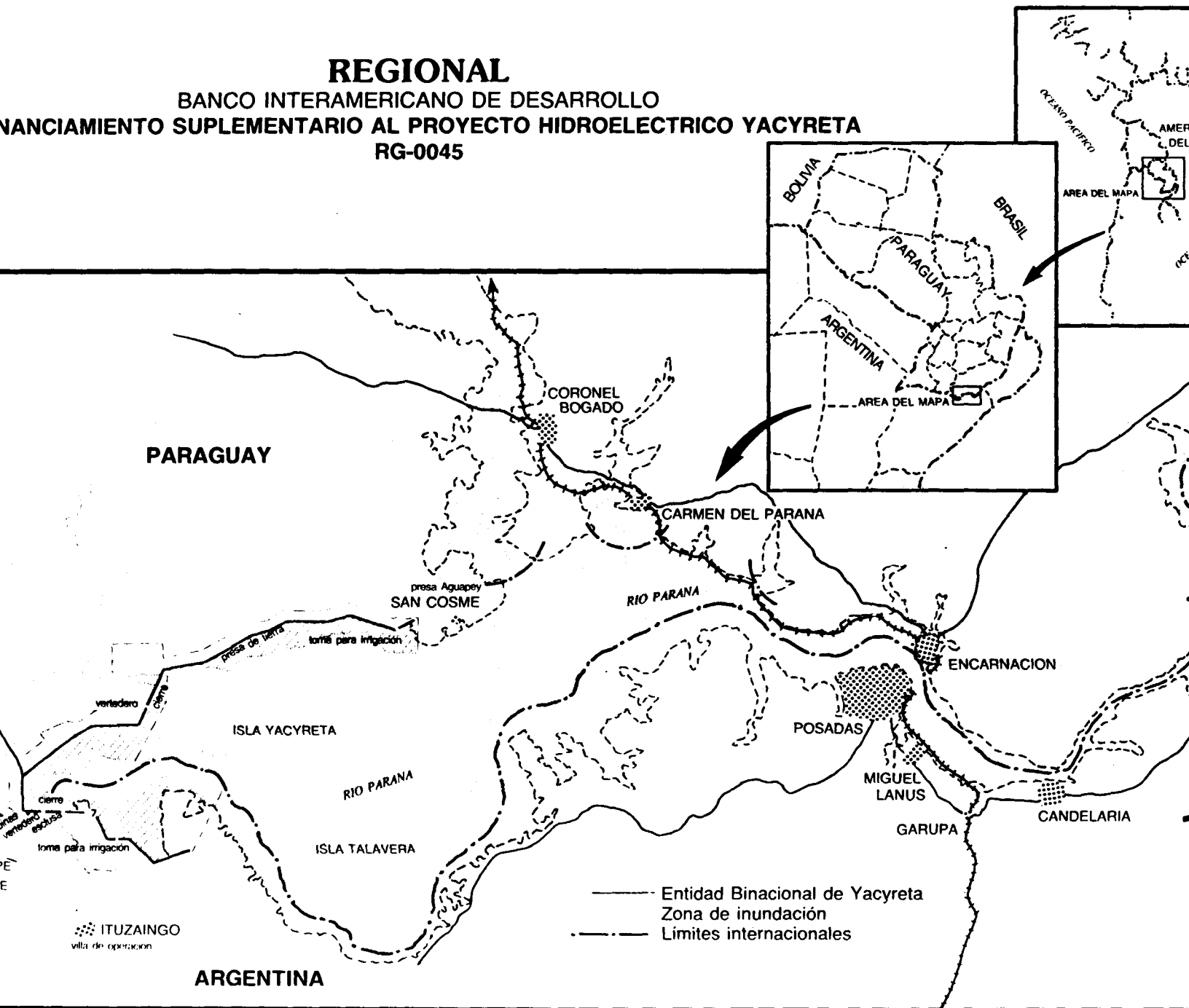
9. <u>Préstamos del BID</u> (Aprobados hasta 31-XII-87)	<u>Millones de US\$</u>	<u>% del Total</u>
<u>T o t a l</u>	<u>4.264,5</u>	<u>100,0</u>
Capital ordinario	1.904,1	44,7
Capital interregional	1.791,9	42,0
FOE	519,4	12,2
FFPS	45,9	1,1
Otros fondos	3,1	0,1
<u>Por Sector</u>	<u>4.264,5</u>	<u>100,0</u>
Agricultura y pesca	437,8	10,3
Industrial y minería	741,9	17,4
Transportes y comunicaciones	418,9	9,8
Energía	1.814,3	42,5
Educación, ciencia y tecnología	283,4	6,6
Vivienda y obras urbanas	163,8	3,8
Salud pública y ambiental	304,5	7,1
Preinversión	3,3	0,1
Financiamiento de exportaciones	96,7	2,3

DOC. DATOS-AR.TXT
5-VII-88
ECC/POOL

REGIONAL

BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO

FINANCIAMIENTO SUPLEMENTARIO AL PROYECTO HIDROELECTRICO YACYRETA

RG-0045

REGIONAL

Financiamiento Suplementario al Proyecto Hidroeléctrico Yacyretá (RG-0045)

PROPUESTA DE PRESTAMO

I. EL PROYECTO

A. Objeto y descripción

- 1.01 El financiamiento suplementario que se propone en este documento tiene como objeto contribuir a la continuación de la construcción de la Central Hidroeléctrica Yacyretá, iniciada en 1979 con financiamiento parcial del Banco (346/OC-RG). La Central tendrá una capacidad instalada de 2.700 MW y energía promedio anual de 20.200 Gwh, que permite satisfacer parte de la demanda de energía de Argentina y Paraguay (aunque en el futuro previsible, toda la energía será comprada por Argentina). La terminación del proyecto representa la alternativa más económica para la provisión de energía eléctrica a la Argentina.

B. Costo, Prestatario y Ejecutor

- 1.02 El proyecto tiene un costo estimado de US\$5.846,6 millones, de los cuales ya se han invertido, al 31 de diciembre de 1987, aproximadamente US\$2.640,0 millones, incluyendo US\$210,0 millones del préstamo anterior del Banco y una suma igual del préstamo correspondiente del BIRF. El financiamiento que se propone asciende a US\$250,0 millones, también con un préstamo del BIRF por el mismo monto, para el proyecto y US\$2,0 millones adicionales para el refuerzo institucional de la Secretaría de Energía (préstamo total del BIRF es de US\$252,0 millones). Los dos préstamos del BID constituirán el 7,9% del costo del proyecto. El préstamo del BID se otorgará a la Entidad Binacional Yacyretá (50% del capital es argentino y 50% paraguayo), encargada de ejecutar el proyecto, con la garantía de la Nación Argentina.

C. Términos y Condiciones del Préstamo

- 1.03 Los recursos del préstamo provendrán del Capital Ordinario del Banco, con un período de desembolsos de 2 años, con 5 años de gracia, a ser amortizado en 20 años. La comisión de compromiso sería del 1,25% sobre el saldo no desembolsado, con un cargo para el Fondo de Inspección y Vigilancia del 1% sobre el monto del préstamo y con una tasa de interés a ser fijada anualmente y revisable semestralmente, para cada desembolso (al momento de aprobarse el préstamo, la tasa es del 7,0%).

- 1.04 El proyecto cuenta además con el financiamiento de agencias de crédito de exportación y bancos internacionales por un total de US\$693,4 millones y de recursos locales (argentinos) por US\$3.833,1 millones, parte de los cuales están ya invertidos. El plan de financiamiento tiene un déficit de US\$400,0 millones, que las autoridades de la Entidad Binacional Yacyretá han indicado que contemplan solicitar al BID y al BIRF, en forma de préstamos adicionales y/o financiamientos complementarios, en el año 1990.
- 1.05 Como en la ocasión anterior, el financiamiento suplementario está siendo procesado en forma simultánea con el BIRF y se han coordinado las acciones de tal manera de compatibilizar las disposiciones contractuales en ambos préstamos. El financiamiento del BIRF, si bien asigna todos los recursos a las inversiones de EBY, forma parte de una estrategia de financiamiento de las inversiones del subsector de energía eléctrica, de la cual ésta sería una primera etapa. El BID, si bien lo considera un préstamo específico a EBY, también, como en la oportunidad anterior, incorpora aspectos del sector, como se detalla más adelante.

II. SITUACION DEL SUBSECTOR DE ENERGIA ELECTRICA DE ARGENTINA

A. Antecedentes

1. Introducción

- 2.01 Como se mencionó anteriormente, el Proyecto Hidroeléctrico Yacyretá es un esfuerzo binacional de Argentina y Paraguay, no obstante, el principal proveedor de recursos financieros es Argentina y también será este país el que, en el futuro previsible, comprará a la Entidad Binacional Yacyretá toda la energía que el proyecto genere. Aun cuando los recursos de la operación propuesta en este documento vayan directamente a financiar las obras de la Central Hidroeléctrica Yacyretá, ésta utiliza recursos financieros comunes (Fondos Energéticos) a las demás empresas del subsector, además de constituir una parte importante del suministro de energía eléctrica cuando entre en operación. Por otra parte, el Banco tiene actualmente en proceso de desembolsos cuatro operaciones a las empresas Agua y Energía Eléctrica (AyEE) e Hidroeléctrica Norpatagónica S.A. (HIDRONOR), que junto con Servicios Eléctricos del Gran Buenos Aires (SEGBA), prestataria en cinco ocasiones del BIRF, constituyen las empresas nacionales del subsector, dependientes de la Secretaría de Energía. Estas empresas nacionales, junto con la Comisión Nacional de Energía Atómica (CNEA) y la binacional de Salto Grande (Comisión Técnica Mixta Salto Grande, CTMSG, con Uruguay) controlan el 80% de la capacidad instalada de generación y el 64% de la distribución. El resto está en manos de empresas provinciales. La dependencia de las empresas nacionales en el uso de los recursos de los Fondos Energéticos y la difícil situación fiscal del país hace imperativo un manejo adecuado del subsector, con una mejora de la situación financiera de las empresas, además de poder asegurar los recursos necesarios para la terminación de los proyectos en ejecución.

- 2.02 Por estas razones se ha considerado oportuno efectuar una revisión de la situación del subsector en el contexto de esta operación. Si bien la conclusión es de que el subsector cumple adecuadamente con el suministro de energía eléctrica, la situación financiera es muy precaria y la institucional es relativamente compleja. Ante estas circunstancias se ha considerado necesario mejorar y reforzar el subsector mediante el desarrollo de un programa de reestructuración y recuperación a corto y mediano plazo. Las siguientes secciones incluyen un diagnóstico de la situación del subsector, las medidas que han venido requiriendo tanto el BIRF como el BID y las acciones que deberán tomarse para subsanar la situación.

2. Evolución Reciente

- 2.03 Argentina cuenta con una amplia dotación de recursos energéticos, teniendo por otra parte una estructura de producción que se ha ido transformando en los últimos años, reflejando el costo relativo y la abundancia de las fuentes energéticas. En términos generales aumentó significativamente la participación de la energía hidroeléctrica y del gas natural a costa de una disminución porcentual del uso del petróleo, que es en términos relativos el recurso con menores reservas. Como tendencia este proceso deberá continuar, estimándose que a mediados de la próxima década la participación del gas natural se elevará al 40% con la consiguiente disminución en el consumo de hidrocarburos líquidos.
- 2.04 El desarrollo del subsector de energía eléctrica se ha visto dificultado por las serias restricciones financieras derivadas de la situación económica desfavorable de la última década, que junto con la escasez de recursos para efectuar nuevas inversiones, ha tenido que enfrentar las limitaciones de la autogeneración de recursos restringida por una política anti-inflacionaria que ha impedido efectuar los aumentos necesarios de tarifas. Por otra parte, la incertidumbre de tal situación ha impedido una planificación sistemática, tanto a nivel agregado como a nivel de las empresas. Al enfatizar acciones que tienden a cubrir las necesidades y problemas puntuales del corto plazo, en un ambiente de severa restricción financiera, se han introducido ineficiencias operativas que han complicado aún más la situación de las empresas.

B. Situación actual del Subsector de energía eléctrica

1. Organización

- 2.05 El subsector de energía eléctrica tiene una organización compleja y fragmentada. Los lineamientos de política son dictados por la Secretaría de Energía del Ministerio de Obras y Servicios Públicos, la cual también tiene a su cargo la planificación de las inversiones en el subsector y la distribución de las recaudaciones de los Fondos Energéticos (que se describen más adelante). Algunas de las empresas, como AyEE, Hidronor y SEGBA responden a la Secretaría, en tanto que de las binacionales, solamente lo hace EBY, ya que la CTMSG responde al

Ministerio de Asuntos Exteriores. La Comisión Nacional de Energía Atómica reporta directamente al Presidente de la República.

- 2.06 Por otra parte existen 20 empresas provinciales de energía eléctrica, algunas de las cuales con generación, que dependen de los Ministerios Provinciales (la mayoría de estas empresas fueron creadas en 1979 con la descentralización de las tareas de distribución de AyEE, que entregó los activos pero no los pasivos correspondientes). Estas empresas provinciales son relativamente independientes de la Secretaría de Energía, la cual ejerce una supervisión limitada y su principal instrumento de control lo constituye la asignación de recursos de los Fondos Energéticos, para efectuar inversiones. La coordinación entre las diferentes empresas provinciales y la Secretaría ha mejorado recientemente con la reactivación del Consejo Federal de Electricidad, organismo que agrupa estas entidades.
- 2.07 Adicionalmente, y de reciente creación (1986) existe el Directorio de Empresas Públicas (DEP), dependiente del Ministerio de Obras y Servicios Públicos, encargado de la supervisión de la administración de las empresas públicas, entre las cuales se encuentran AyEE, SEGBA, Hidronor y EBY. El DEP se ha trazado como principal objetivo el mejoramiento de la productividad de todas empresas y para ello estimula programas de control de costos y de mejoras en la eficiencia administrativa.

2. Fondos Energéticos

- 2.08 Los Fondos Energéticos se constituyen con recaudaciones de impuestos que gravan el consumo de electricidad (recargo del 15% sobre el valor de venta), el gas natural (10%), derivados de petróleo (entre el 1% y 18%) y crudos procesados (10%). Durante 1987, los fondos manejaron recursos por US\$752 millones. Aproximadamente el 30% de las recaudaciones totales provienen del consumo de electricidad, regresando al subsector aproximadamente el 75% del total de los fondos, o sea, el subsector recibe sus propias recaudaciones y parte de los impuestos a las demás fuentes de energía. Estos recursos financian en gran parte las inversiones y algunos gastos operativos de las empresas del subsector, en particular AyEE, Hidronor, SEGBA, EBY y Electricidad de Misiones, EMSA (este último también prestatario del Banco).
- 2.09 Estos recursos se canalizan a través de la Secretaría de Energía, sin embargo, son recaudados por las diferentes empresas que prestan el servicio, como AyEE, Yacimientos Petrolíferos Fiscales, YPF (en hidrocarburos), SEGBA y las empresas provinciales, entre otros. Ante la situación financiera relativamente comprometida de algunos de estos agentes de retención y ante la inflación elevada, estas empresas tienden a retrasar las transferencias de recursos, con la consecuente pérdida de poder adquisitivo y los perjuicios a las empresas que requieren de estos fondos para su financiamiento. Este esquema introduce ineficiencias en la asignación de recursos.

3. Tarifas

- 2.10 En lo referente a la fijación de tarifas por el servicio, el sistema también es fragmentario, con diversas instituciones y organismos nacionales y provinciales capacitadas para aprobar cambios tarifarios e imponer impuestos al consumo. Por ejemplo, las tarifas son aprobadas por el DEP, aunque en la práctica, ante los esfuerzos por controlar la inflación, los aumentos tarifarios son fijados por el Ministerio de Economía, tomando en parte el criterio de necesidad de cada empresa y en parte el efecto que tendrá sobre el nivel de precios. No existe una política coherente de fijación de tarifas de electricidad a largo plazo y su evolución depende mayormente de las necesidades y posibilidades coyunturales del corto plazo. Sin embargo, el objetivo del gobierno nacional ha sido el tratar de mantener sus valores reales constantes, con algunas recuperaciones en la medida de lo posible, espaciados en el tiempo y en los diferentes consumidores.
- 2.11 En lo referente a los niveles tarifarios, el consumidor paga en la tarifa impuestos al valor agregado para el fisco nacional (15%) impuestos a las provincias (en el promedio un 15%, aunque varían mucho entre provincias) y un sobrecargo para los Fondos Energéticos (15%). Incluyendo todos los impuestos y sobrecargos, el consumidor final paga, en promedio, 0.065 US\$/kwh, que es un valor cercano al costo marginal promedio, que se estima entre 0.065 y 0.075 US\$/Kwh. Aun cuando esta situación es válida en el agregado, presenta severas distorsiones en casos individuales de empresas y consumidores, lo que ocasiona distorsiones en la asignación de recursos. Para corregir esta situación se está llevando a cabo un estudio de niveles y estructura de tarifas a costo marginal (ver sección D).
- 2.12 Desde el punto de vista financiero, estos niveles de tarifas, como se demuestra más adelante son insuficientes para las empresas, en parte por la baja proporción que reciben de lo que paga el consumidor (alrededor del 69% en forma directa, aunque por otra parte reciben los recursos de los fondos energéticos). Sin embargo, el consumidor paga un precio que no incluye elementos de subsidios, ya que con ello también paga impuestos. No se trata de que las tarifas que se pagan son insuficientes, el problema es de tipo fiscal.

4. Planificación de las inversiones

- 2.13 La planificación de las inversiones en el subsector está bajo la responsabilidad de la Secretaría de Energía, que prepara y actualiza los planes cada dos años, de acuerdo con una metodología aceptable, basada en proyecciones de demanda propias contrastadas con el personal de las empresas. La expansión de la generación se determina mediante modelos matemáticos de optimización y simulación. El último plan elaborado por la Secretaría es el de 1985-1986 el cual contempla la terminación de las obras de generación ya comenzadas (Termoeléctrica de Bahía Blanca, 620 MW, Hidroeléctrica Piedra del Aguila 1.400 MW e Hidroeléctrica Yacyretá 2.700 MW que entrarían en operación en 1991, 1992 y 1993,

respectivamente) y la adición de capacidad hidroeléctrica y nuclear. También incluye la terminación de la tercera central nuclear de la CNEA, Atucha II (845 MW), prevista para 1992, pero que tiene serias dificultades financieras, que hacen dudar de su entrada en servicio oportuna.

- 2.14 Sin embargo, este programa de expansión no constituye la opción de mínimo costo ya que los parámetros utilizados no se basan en estimaciones apropiadas del costo económico de los recursos, ni contemplan la incertidumbre inherente en parámetros claves e incorpora otros elementos producto de consideraciones ajenas a la eficiencia económica. De tal manera que se deberán revisar los parámetros utilizados, en particular la tasa de descuento y los parámetros de operación de las alternativas termoeléctricas antes de contar con un plan que pueda considerarse de mínimo costo.
- 2.15 Sin embargo, las estimaciones preliminares efectuadas por la Secretaría de Energía, a solicitud de los Bancos con un amplio rango de estos parámetros, que incluyen los valores que serían aceptables, aunque no acordados todavía con las autoridades nacionales, indican que el programa para los años 1988-1993 continúa incluyendo la terminación de obras en ejecución mencionadas. La terminación de las Centrales Bahía Blanca, Piedra del Aguila y de Yacyretá continúa siendo la decisión óptima desde el punto de vista económico. En el caso de Yacyretá, el proyecto resulta la mejor opción para la expansión del sistema en el mediano plazo, si se compara con las demás opciones factibles de sustitución.

5. Situación financiera de las Empresas Nacionales

(a) Evolución Financiera Reciente

- 2.16 Las dificultades por las que ha atravesado la economía en los últimos años, con una aguda inflación, una devaluación continua, la reducción en términos reales de las tarifas medias de las empresas resultante de la política anti-inflacionaria impuesta por el gobierno, el aumento en los costos operacionales de las empresas y la ineficiencia en algunas de ellas han contribuido a que la situación financiera del sector haya registrado un sensible deterioro. Es así como en 1987 los ingresos operacionales de las tres empresas fueron insuficientes para cubrir sus costos de operación. En el caso de HIDRONOR, ésta ha mantenido resultados operativos positivos durante 1985 y 1986 que en promedio representaron el equivalente de US\$16.5 millones, con una corriente estable de utilidades operativas en 1985 y 1986 que en promedio representaron el equivalente de US\$20 millones por año, no obstante, el margen operacional se ha reducido, situándose por debajo de los niveles logrados en 1985. En el caso de AyEE y SEGBA, la situación es inversa, ya que en las dos empresas los ingresos operaciones no han alcanzado a cubrir sus costos operativos, consecuentemente, durante el trienio 1985-1987 estas dos empresas generaron pérdidas operativas del orden de US\$883 millones. El panorama más negativo lo presenta SEGBA, con una

pérdida operacional en 1987 de US\$297 millones, es decir sus ingresos de operación alcanzaron a cubrir aproximadamente el 76% de sus costos erogables (costos totales menos depreciación) frente a un 98% en 1986, evidenciando así que sus niveles tarifarios permanecieron muy por debajo de sus necesidades operativas. En AyEE la cobertura de los costos erogables fue del 108% en 1987, con un deterioro frente al año precedente en el cual la empresa cubrió el 116% de los mismos.

2.17 Como resultado de lo anterior las empresas del sector muestran rentabilidades negativas crecientes, siendo SEGBA la que presenta una peor evolución en su rentabilidad, la que se situó en -13,7% en 1987 (-5,3% en 1986), mientras que para AyEE este indicador fue del -2,2% en 1987 (-1,6% 1986) y finalmente para HIDRONOR del -0,9% en 1987 (0,9 en 1986). En estas circunstancias la generación interna de fondos ha sido insuficiente, especialmente en 1987, para cubrir el servicio de la deuda, generándose un déficit de recursos en ese año del orden de US\$350 millones, que fueron cubiertos con aportes del Tesoro. El deterioro en el monto de los recursos generados ha forzado a las empresas a apoyarse en el Tesoro Nacional para hacer efectivo el servicio de su deuda, a mantener saldos entre empresas generadoras y distribuidoras por más de 100 días de venta, y a posponer sus planes de inversión. La situación de estrechez financiera se vio empeorada aún más por la disminución neta en el saldo de la deuda a largo plazo, el que disminuyó en US\$384 millones en el último trienio, siendo aún más significativo su efecto durante los dos últimos años en que los préstamos externos se vieron reducidos, como resultado del proceso de renegociación de la deuda externa. Por lo tanto, la ejecución de los programas de inversión de las tres empresas se apoyaron básicamente en las transferencias de recursos provenientes de los Fondos Energéticos (del orden de los US\$460 millones estimados para 1988), 30% de cuyos recursos son generados vía sobrecargos en las tarifas de electricidad.

2.18 En términos de estructura de capitalización cabe observar que tanto HIDRONOR como SEGBA mantienen índices de endeudamiento a largo plazo bastante modestos, producto fundamentalmente de una base de activos inicial saneada y de una política de endeudamiento moderada, así como de la inyección de recursos provenientes de los Fondos Energéticos, los cuales son capitalizados. La situación de las cuentas por cobrar de las empresas está mostrando que si bien el indicador continúa elevado en el caso de A y EE, el mismo ha tenido una mejora substancial respecto a los atrasos que se registraban el año 1986. No obstante lo anterior las empresas del sector siguen teniendo dificultades en mantener corrientes sus deudas entre sí y con terceros.

C. Acciones de los Bancos en operaciones anteriores

1. Introducción

2.19 Los problemas del subsector mencionados anteriormente han sido objeto de atención por parte del BID y del BIRF en sus operaciones anteriores.

Algunos de estos problemas no revestían, en el momento de aprobarse la respectiva operación, la seriedad que tienen ahora, en tanto que en otros las acciones de los Bancos todavía no se han completado. Esta sección describe brevemente tales acciones y la sección siguiente el programa conjunto que se propone para reforzarlos en el contexto de la presente operación.

2. Acciones del BID

- 2.20 Con motivo de la consideración del préstamo para las Líneas de Transmisión de la Central Hidroeléctrica Piedra del Aguila, HIDRONOR, (528/OC-AR) a finales de 1986, se revisó, conjuntamente con el BIRF, el esquema contractual vigente y se incorporaron disposiciones contractuales en el Contrato de Garantía de la Central Hidroeléctrica Yacyretá (346/OC-RG). Estas modificaciones surgieron de la identificación de los problemas financieros de las empresas del sector que se mencionaron anteriormente y de las deficiencias en el sistema de planificación energética y de las dificultades que experimentaban las recaudaciones de los fondos energéticos. Para contribuir a resolver estas situaciones, se estableció un esquema de revisiones anuales de la situación financiera de las empresas del sector, que se efectuaron simultáneamente con las misiones conjuntas (con el BIRF) que estudiaron la operación objeto de este documento. De estas revisiones se concluyó que las acciones tomadas fueron insuficientes para corregir la difícil situación del subsector, por lo que se requiere un ataque más amplio e integral a los problemas financieros del subsector basado en acciones concretas de aumentos tarifarios, reducción de costos y la obtención de recursos financieros, lo cual se propone en la siguiente sección.
- 2.21 En lo referente a las acciones para mejorar la organización y recaudación de los fondos energéticos, se puede decir que tuvieron un éxito parcial, ante la situación de elevada inflación experimentada desde entonces y el empeoramiento de la situación financiera de las empresas recaudadoras. Las acciones requeridas en el contrato de préstamo 528/OC-AR, tendientes a mejorar el sistema de planificación de la Secretaría de Energía son de carácter parcial y se encuentran en proceso de implantación. No obstante, estas medidas también deberán englobarse en un esquema más amplio de reforzamiento institucional de la Secretaría de Energía. Por otra parte, se requirió del desarrollo de un programa para la implantación de programas y procedimientos administrativos en HIDRONOR; este programa fue presentado recientemente al Banco, encontrándolo satisfactorio y procediéndose a su ejecución.

3. Acciones del BIRF

- 2.22 Dentro de la revisión del contrato de Yacyretá mencionada, el BIRF incluyó el requerimiento de llevar a cabo un estudio sobre la organización del subsector, para detectar las trabas de tipo legal e institucional a su desarrollo. Este estudio todavía no se ha completado, esperándose los primeros resultados a comienzos de 1989. En una operación para la racionalización del subsector, aprobada en 1987,

se incluyó el requerimiento de completar un diagnóstico de la situación de los servicios prestados y de la coordinación de inversiones en distribución en las empresas provinciales. También incluye un refuerzo de la Secretaría de Energía para mejorar su sistema de planificación de inversiones, particularmente en uniformar criterios entre las empresas. En la reciente operación a SEGBA (1988) se requirió la ejecución de un programa para mejorar la eficiencia y reducir las pérdidas operativas de la empresa. El estudio de los niveles y estructura de tarifas a costo marginal es un requisito vigente incluido en la revisión de la operación a Yacyretá; este estudio debe completarse a finales de 1989. Al igual que con el BID, el BIRF ha tenido dificultades en el logro de los compromisos contractuales.

4. Conclusión

- 2.23 Si bien ambos Bancos han demostrado preocupación por los problemas identificados, en algunos casos las acciones tomadas han sido insuficientes ante el deterioro continuado de las finanzas del subsector y la situación económica adversa, y en otros casos se requiere reiteración o refuerzo de los esfuerzos ya iniciados. Las acciones propuestas representan una consolidación de los esfuerzos de ambos Bancos basado en el estado de implantación antes indicado y una consolidación del mecanismo de seguimiento y control.

D. Acciones propuestas

1. Marco legal e institucional

- 2.24 Como se mencionó anteriormente, el marco legal e institucional en que operan las empresas es muy complejo e introduce complicaciones que les restan eficiencia. Aun cuando se han identificado los problemas, las soluciones no son obvias. Se recomienda requerir la terminación del estudio iniciado en el marco de la operación del BIRF con el objeto de proponer una estrategia a largo plazo para revisar la estructura legal e institucional del subsector, el sistema de recaudación y asignación de recursos financieros, las relaciones con las empresas provinciales, y las necesidades de refuerzo institucional de las instituciones. Incluirá además medidas específicas para mejorar la eficiencia y control de la administración de los Fondos Energéticos y propondrá una metodología para la revaluación de los activos de las empresas y su implantación. Este estudio deberá estar listo a los seis meses de la vigencia del contrato de garantía, sus recomendaciones serán discutidas con los Bancos y a los doce meses de la vigencia del contrato se deberá presentar un cronograma de implantación de las acciones que sean pertinentes. Posteriormente, cada año, al efectuar la revisión anual del subsector, se analizarán los resultados obtenidos y se acordarán las acciones necesarias (ver Recomendaciones).

2. Tarifas

- 2.25 A fin de permitir una asignación más eficiente de recursos, se recomienda requerir la terminación del estudio de niveles y estructura de tarifas a costo marginal, cuya primera etapa será completada a los seis meses de la vigencia del contrato de préstamo con una segunda etapa a los doce meses. Este estudio permitirá desarrollar un cronograma de implantación de los resultados en un período de tres meses más, al cual se comprometerán las autoridades nacionales. Para el logro oportuno de los objetivos del estudio, este cronograma deberá contemplar el menor plazo posible. En el corto plazo, mientras se implantan los resultados, las tarifas continuarán siendo determinadas por consideraciones de tipo financiero para asegurar la viabilidad financiera de las empresas. La implantación de los resultados de este estudio también será objeto de control en las revisiones anuales (ver Recomendaciones).
- 2.26 De los resultados de los estudios legal/institucional y de tarifas podrían surgir cambios en la modalidad de distribución de los recursos recibidos del consumidor final, que actualmente se reparten entre el gobierno nacional, los gobiernos provinciales, y las empresas, directamente o indirectamente vía los Fondos Energéticos.

3. Plan de Expansión y Programa de inversiones

- 2.27 Las autoridades argentinas han concordado en principio con la necesidad de elaborar un plan de expansión optimizado; los préstamos propuestos de ambos Bancos estarán basados, entre otras, sobre la condición de la definición, y actualización periódica de un plan de expansión de mínimo costo. Para ello se ha acordado una tasa de descuento del 12% y se ha propuesto que, se realice un estudio técnico independiente sobre los parámetros de operación de plantas termoeléctricas (ver Recomendaciones), con términos de referencia aceptables a ambos Bancos, el cual deberá presentarse antes de los seis meses de la vigencia del contrato de préstamo. Esto permitirá que se concrete la elaboración del plan de expansión a tiempo para el momento de la primera revisión anual de la evaluación del subsector. Debe destacarse que la definición de los parámetros en discusión no afecta las inversiones del sector en el corto plazo, 1988-1991, ya que sólo afecta los proyectos que entren en operación después de 1995; esto permite la revisión detallada del plan por parte de las autoridades del sector (ver Recomendaciones). El préstamo del BIRF incluye un componente de US\$2,0 millones para el refuerzo institucional de la Secretaría de Energía, que es la entidad encargada de preparar y coordinar el plan de expansión y el programa de inversiones.
- 2.28 Dentro de este esquema, el prestatario también se compromete a que las empresas nacionales sólo acordarán la iniciación, durante la vigencia del contrato de préstamo, de obras mayores de generación o transmisión que estén en concordancia con el plan de expansión de mínimo costo y que cuenten con financiamiento adecuado. Las reuniones anuales de

evaluación del subsector revisarán estos aspectos (ver párrafo 2.39), (ver Recomendaciones).

4. Programa de Recuperación Financiera del Subsector

(a) Introducción

- 2.29 Con el propósito de lograr una recuperación de las finanzas de las empresas del sector eléctrico controladas por la Secretaría de Energía, se ha estructurado junto con las autoridades argentinas un Programa de Recuperación Financiera del Sector (PRF) tendiente a lograr los siguientes objetivos: (i) una recuperación sostenida de las finanzas del subsector y de las empresas en particular; (ii) la recomposición de sus ingresos netos operacionales a fin de obtener un margen operacional creciente (definido como el porcentaje de los ingresos operacionales que queda después de cubrir los gastos erogables, definidos estos últimos como gastos totales menos depreciación) que les permita cubrir en el corto plazo sus gastos operacionales; (iii) un porcentaje creciente de contribución de la Generación Interna de Fondos a los programas de inversión; (iv) la ejecución de un programa de inversiones del sector (AyEE, SEGBA, HIDRONOR, EBY) consistente con el plan de expansión del mínimo costo y (v) el incremento de la capacidad de autofinanciamiento del sector eléctrico y de las respectivas empresas, con el propósito de reducir las transferencias del gobierno a las empresas, y evitando a su vez los superávit o déficit excesivos en sus flujos de caja.

(b) Acciones

- 2.30 El logro de los objetivos trazados descansa fundamentalmente en la toma oportuna de las acciones específicas por parte de las autoridades argentinas, especialmente en lo relacionado con los reajustes en términos reales de las tarifas, el apoyo financiero de los Fondos Energéticos y, a mediano plazo, del Tesoro Nacional así como el control adecuado de los costos operativos en las empresas. Dichas acciones incluyen (i) incrementos tarifarios dentro un rango que va entre el 5% al 12% en los casos de AyEE e HIDRONOR y del 3% al 9% en el caso de SEGBA; (ii) aportes de los Fondos Energéticos los que en promedio alcanzan el equivalente de US\$372 millones por año durante el quinquenio 1988-1992; (iii) apoyo financiero del Tesoro Nacional para el pago del servicio de la deuda externa refinanciada a un promedio del equivalente de US\$285 millones por año durante 1988 a 1992; y (iv) reducción de los costos operacionales erogables por kWh vendido, excluyendo compras de energía, en un rango que va entre el 15% al 19% en el caso de AyEE y SEGBA, respectivamente y del 30% para HIDRONOR, a ser alcanzados durante el período proyectado 1988 a 1995. Dichas acciones serían controladas por los Bancos en las reuniones anuales previstas para evaluar y revisar el logro de las metas acordadas con los Bancos a fin de alcanzar los objetivos del PRF. A su vez serían objeto de informes periódicos sobre el progreso alcanzado en la implantación de estas medidas, habiéndose establecido los requisitos contractuales correspondientes.

(c) Resultados

(i) Margen Operacional

- 2.31 Las proyecciones financieras de las empresas del sector, que recogen los objetivos y medidas del PRF, muestran una evolución positiva de los márgenes operacionales de las tres empresas, es así como los ingresos operacionales alcanzarían a cubrir sus costos erogables a partir de 1988, frente a márgenes negativos que presentaba SEGBA en 1987. Asimismo la tendencia sería que los ingresos por tarifas proyectados de las empresas empezarían a cubrir el total de costos operacionales incluyendo depreciación, a partir de 1988 para el caso de HIDRONOR, 1989 para el caso de SEGBA y 1991 para AyEE respectivamente, como se aprecia en el cuadro que se presenta más adelante. Se ha recomendado en la operación bajo análisis que se incluyan como condición contractual los márgenes operacionales basados en el total de costos erogables (costos operacionales menos la depreciación) que se indican a continuación (ver además Anexo A al Contrato de Garantía). A efectos ilustrativos, se presenta además el resultado del margen operacional basado en el total de costos operacionales.

Año	Márgenes Operacionales %					
	AyEE		SEGBA		HIDRONOR	
	Metas <u>a/</u>	<u>b/</u>	Metas <u>a/</u>	<u>b/</u>	Metas <u>a/</u>	<u>b/</u>
1987(Real)	7,3	-21.9	-30,9	-48.5	23,9	-15.4
1988	7,0	-25.0	7,0	-8.0	22,0	15.0
1989	10,0	-21.0	17,0	3.0	47,0	41.0
1990	18,0	-10.0	19,0	5.0	39,0	31.0
1991	25,0	1.0	20,0	7.0	62,0	60.0
1992 (en adelante)	27,0	5.0	23,0	10.0	65,0	62.0

a/ Sobre el total de costos operacionales menos depreciación

b/ Sobre el total de los costos operacionales

- 2.32 Los resultados proyectados indican a su vez que después de incluir la recomposición de los ingresos de las empresas en los porcentajes indicados en párrafos precedentes, aún los resultados obtenidos conducen a índices de rentabilidad negativos en los primeros años de la proyección, como consecuencia del deterioro financiero generalizado de las empresas en años recientes y el no acompañamiento de medidas correctivas oportunas y suficientes, especialmente en lo relacionado con incrementos tarifarios. Ante estas circunstancias el alcanzar los niveles de rentabilidades actualmente pactadas con el Banco requeriría, a corto plazo, de incrementos en los ingresos operacionales de las empresas de tal magnitud, que no serían viables solamente vía tarifas (aumentos a corto plazo del orden del 40% al 70%, en términos reales, y aumentos de entre el 10% y el 30% en los próximos dos años), lo cual además generaría excedentes de caja sumamente elevados. Por ello es que

se requiere de una mejora en la eficiencia operativa de las empresas, y una reestructuración de los niveles y estructura de las tarifas y de los impuestos y recursos fiscales incluidos dentro de la misma al consumidor final, objetivos estos que solamente pueden ser alcanzados en el mediano y largo plazo. Por lo tanto, en la práctica, no sería viable ni pertinente alcanzar las metas de rentabilidad en las oportunidades acordadas con el Banco. Sin embargo, el PRF, en base a las acciones contempladas, muestra que, aún cuando no sería factible alcanzar los niveles de rentabilidad vigentes, se estaría logrando el objetivo de ir obteniendo una mejora sostenida de la situación financiera del sector y logrando su equilibrio financiero para, en el largo plazo, eliminar la dependencia de aportes del Tesoro.

(ii) Generación de fondos

- 2.33 La proyección del flujo de fondos de las empresas muestra que la generación interna neta de fondos adicionada con los recursos provenientes de los Fondos Energéticos, estaría contribuyendo en forma creciente al programa de inversiones. A su vez la generación interna de fondos, adicionada con los recursos que regresan al sector provenientes de los Fondos Eléctricos (que se originan en el mismo por el recargo del 15% sobre el consumo de electricidad), estarían contribuyendo a una proporción creciente en cada año al programa de inversiones, con excepción de AyEE durante 1988, período en el cual dicha proporción sería ligeramente negativa. Las metas que se proponen se indican en el cuadro siguiente (ver Anexo A al Contrato de Garantía).

Generación Interna de Fondos
Porcentaje de Contribución al Programa de Construcción a/

<u>Año</u>	<u>AyEE</u>	<u>SEGBA</u>	<u>HIDRONOR</u>
1988	0	10	10
1989	5	40	10
1990	40	40	40
1991 (en adelante)	40	40	40

a/ Definido como (Generación Interna de Fondos + Aportes
Fondos Eléctricos-Servicio Deuda Neta)/ Programa de Construcción.

(iii) Fondos Energéticos y Aportes del Tesoro

- 2.34 Las necesidades de recursos de los fondos energéticos, para cubrir los requerimientos financieros no cubiertos de las tres empresas ascienden a US\$463 millones en 1988, con un descenso continuado, para llegar a US\$256 millones en 1992; para el caso de EBY los requerimientos se

mantienen relativamente constantes, entre US\$130 y US\$180 millones. Los recursos estimados del Tesoro Nacional para cubrir el servicio de la deuda refinanciada de las tres empresas son relativamente uniformes, con un promedio de US\$285 millones anuales en el próximo quinquenio. Para EBY los requerimientos, para el servicio de la deuda externa, son crecientes comenzando con US\$124 millones y alcanzando a US\$235 millones en 1992 (en el caso de EBY los recursos son transferidos en calidad de préstamo).

- 2.35 La proyección del flujo de caja de los fondos energéticos permiten establecer que los ingresos proyectados de los mismos serían suficientes para cubrir las necesidades de fondos tanto de las empresas nacionales del sector eléctrico como de EBY (no habrá aportes de los fondos energéticos a los programas de la CNEA). Además, dichas proyecciones muestran que se estarían generando recursos excedentarios a partir de 1990 y siguientes.
- 2.36 La proyección muestra que a partir de 1989 se estarían presentando saldos disponibles en los recursos de los fondos que ascenderían al equivalente de US\$408 millones en el período 1989-1991 y del equivalente de US\$1.893 millones en el cuatrenio 1992-1995 después de efectuar los aportes comprometidos a EBY y a las empresas del sector. En estas circunstancias los aportes del Tesoro Nacional a las empresas, por el servicio de deuda refinanciada, podrían no ser necesarios a partir de 1990 y el efecto neto en las finanzas públicas se reduciría sustancialmente a partir de 1990. En las revisiones anuales de la evolución del sector, se analizarán y acordarán las medidas pertinentes para que los excedentes de los Fondos Energéticos conduzcan a la reducción de los aportes del Tesoro.

(d) Viabilidad del Programa de Recuperación Financiera

- 2.37 El análisis realizado permite establecer que las empresas nacionales del sector contarían en forma oportuna con los recursos provenientes de los Fondos Energéticos, en los montos indicados en la proyección financiera de las mismas, como se desprende del flujo de caja proyectado de los Fondos Energéticos y de su asignación a las empresas. A su vez el apoyo financiero del gobierno a las empresas para el servicio de la deuda externa refinanciada ha sido ratificado por el Ministerio de Economía e incluido dentro de los presupuestos aprobados de cada una de las empresas. Complementariamente, las empresas contarían con los recursos necesarios para ejecutar el programa de inversiones determinado de acuerdo con un programa de expansión de mínimo costo asegurando así una adecuada utilización de los recursos. A su vez los costos operacionales de caja, controlables directamente por las empresas, estarían mostrando una reducción en términos de costos por kWh vendido, contribuyendo a mejorar el margen operacional y a una mayor eficiencia de las empresas en el mediano y largo plazo.
- 2.38 En relación con los incrementos tarifarios previstos en el PRF, se destaca que las autoridades argentinas durante el primer semestre de

1988 han venido efectuando ajustes tarifarios periódicos para cada empresa tendientes a mantener los niveles tarifarios acordes con el aumento de la inflación, la que en el primer semestre alcanzó un índice acumulado del 219,3% (Índice de Precios Mayoristas no Agropecuarios). Los ajustes tarifarios efectuados muestran una recuperación por encima de este índice del 5% en el caso de SEGBA, mientras que se presentan atrasos del orden del 8% en AyEE y del 18% en HIDRONOR, los que deberían ser compensados y superados con las medidas tarifarias y de reducción de costos a ser tomadas durante el segundo semestre. A estos efectos, durante las negociaciones de la presente operación se revisaron con las autoridades argentinas las medidas que han sido tomadas hasta ese momento y las que se tomarían hasta finalizar el período a fin de alcanzar las metas establecidas en el PRF. Para los períodos subsiguientes se ha establecido el sistema de revisiones anuales a fin de determinar las medidas necesarias en cada período, las que se acompañarán con los respectivos informes de seguimiento.

5. Reuniones Anuales

- 2.39 En virtud de la multitud de acciones que se requieren para la solución a corto y largo plazo de la problemática del subsector y de la experiencia reciente de los Bancos, se recomienda continuar con el esquema de reuniones anuales para evaluar tanto la evolución de la situación financiera de las empresas, como los demás aspectos que forman parte del programa de acciones. Durante estas reuniones se analizarán no solamente aspectos financieros sino además el programa de inversiones, el progreso alcanzado en los estudios del marco legal e institucional, de tarifas a costo marginal, de implantación de los resultados de tales estudios y de las acciones acordadas en revisiones anteriores (para una descripción más detallada del contexto de estas reuniones, véase el Apéndice 4 a esta Propuesta). Para ello se deberá preparar un conjunto de información preparatoria que será remitida a los Bancos antes del 30 de abril de cada año, para las reuniones programadas antes del 31 de mayo. También se requerirá un informe de progreso sobre los acuerdos alcanzados en esas reuniones, a ser sometido a los Bancos antes del 31 de octubre de cada año (ver Recomendaciones y Anexo A al Contrato de Garantía, Apéndices 2 y 4 de esta Propuesta).
- 2.40 A través de estas revisiones se mantendrá un control no solamente de los acuerdos alcanzados en el contexto de esta operación, sino que además permitirá mantener información actualizada para determinar la conveniencia y oportunidad de futuras operaciones al subsector, así como de la necesidad de refuerzos contractuales que puedan requerirse en estas nuevas operaciones. El BIRF tiene ya contemplada una nueva operación al subsector, con gran parte de los recursos destinados a la Central Hidroeléctrica Yacyretá, para 1990, en tanto que el BID mantiene un interés muy activo en el subsector y podría continuar su apoyo financiero.

6. Conclusión

- 2.41 Las acciones descritas en los párrafos precedentes establecen el marco informativo apropiado para tomar las decisiones apropiadas en la reestructuración del subsector que es institucional y legalmente muy complejo. De los estudios indicados surgirán las acciones para, en el mediano plazo, ir efectuando las simplificaciones requeridas para una operación más eficiente. Simultáneamente se van estableciendo las bases para la fijación de tarifas basados en costos marginales y se comienza con la planificación de las inversiones con criterios de eficiencia económica. En el entretanto, para resolver la delicada situación de las empresas del sector se implanta un programa de recuperación financiera basada en aumentos tarifarios, reducciones de costos y obtención de recursos financieros (no obtenibles por las vías tradicionales de endeudamientos). El programa de acciones en el corto plazo deberá mejorar la condición financiera de las empresas y en el largo plazo desarrollar las bases para una operación más eficiente del subsector.

E. Modificaciones contractuales

1. Introducción

- 2.42 La implantación, control y seguimiento de las acciones mencionadas en los párrafos precedentes requiere de la modificación y adecuación de los contratos existentes. Los Anexos VI-5, VI-6, VI-7 y VI-8 del Informe de Proyecto incluyen los cambios pertinentes, algunos de los cuales requieren Resoluciones Modificatorias. Los correspondientes Proyectos de Resolución se incluyen en la Propuesta de Préstamo como Apéndices 5 al 10.

2. Propuesta

- 2.43 El esquema de control que se propone descansa en una supervisión más estrecha de todas las acciones mencionadas en los párrafos precedentes, tanto las de carácter financiero como las de carácter legal, institucional y económico. Para ello se debe ampliar el ámbito y la flexibilidad de las revisiones anuales ya incluidas en los contratos vigentes. Se debe destacar que se está ante una situación financiera del sector muy negativa, donde las tres empresas nacionales (dos de ellas prestatarias del Banco) no cumplen con la cláusula de tarifas del Banco y donde las perspectivas de recuperación a corto plazo no son muy favorables. Por otra parte, el entorno económico está rodeado de una gran incertidumbre que no permite desarrollar estrategias rígidas de largo plazo y debe operarse en el corto plazo con mejoras que aunque pequeñas, sean sistemáticas y continuas.
- 2.44 Ante la situación con intensas interrelaciones financieras entre las empresas del sector y entre éstas y el Tesoro Nacional, el esquema contractual vigente basado en el logro de metas individuales rígidas para cada empresa, debe ser revisado hacia un esquema global, que parta del sector en su conjunto y tome en cuenta la posibilidad de hacer

sacrificios en algunos aspectos si con ello se mejoran otros y el resultado final es favorable. Por otra parte, ante la situación adversa y continuamente cambiante, se requiere un esquema adaptable a las circunstancias del momento, sin que ello quiera decir que no se exijan medidas concretas de aplicación sistemática.

2.45 El esquema que se propone tiene las siguientes características:

- (a) Está basado en controles anuales amplios de la evolución del subsector y de las empresas nacionales (descritas anteriormente).
- (b) En los aspectos financieros reduce al mínimo posible el número de indicadores financieros que serían objeto de supervisión y control y amplía su definición para hacerlos más globales, de tal manera que su logro sea el resultado de todas las acciones de mejoramiento financiero de la empresa, pero sin imponer decisiones específicas para su logro. Para esto se proponen dos indicadores: (i) Margen Operativo, que controle la eficiencia operativa de la empresa, cuyo logro es el resultado de decisiones de tarifas y otros ingresos y de controles de costos operativos; y (ii) Cobertura del Programa de Inversiones, que controla la generación neta de recursos para hacerle frente a sus necesidades de expansión, cuyo logro es el resultado de decisiones de financiamiento, liquidez, cobro y pago de cuentas, eficiencia operativa y requerimientos de expansión. La gran mayoría de las acciones necesarias están bajo su control. Los indicadores son fijados al aprobarse la operación y no son objeto de revisión durante la vigencia del contrato, salvo en circunstancias excepcionales. El Apéndice IV a la Propuesta de Préstamo (Anexo A al Contrato de Garantía) incluyen los valores fijados para estos indicadores y sus correspondientes definiciones.
- (c) Complementando el esquema básico anterior, cada año se establecerán y revisarán indicadores suplementarios específicos de la situación financiera de cada empresa, como liquidez, endeudamiento, cobro de cuentas, eficiencia operativa, etc., a efectos de establecer rangos de acción en cada una de estas áreas para evitar situaciones extremas en la libertad de acción del esquema mencionado en (a). Estas metas serán revisadas anualmente y se adaptarán a cada empresa y a las circunstancias económicas imperantes. Las metas iniciales han sido acordadas y se incluyen como Anexo 1 de esta Propuesta.

3. Cláusulas de tarifas

- 2.46 Es de destacar además que el esquema propuesto requiere de la modificación de la cláusula de tarifas de los contratos vigentes en las empresas del sector, la cual exige la cobertura de todos los gastos de administración, operación, mantenimiento y depreciación y el logro de una rentabilidad razonable sobre la inversión. La cláusula propuesta exigiría el logro de un margen operacional predeterminado (excedente de ingresos sobre costos) y la cobertura de parte del programa de inversiones con la generación de fondos.

- 2.47 La cláusula propuesta es consistente con la política del Banco sobre tarifas de servicios públicos (GP-65-5 del 29 de julio de 1982), aun cuando en el mediano plazo, algunas de las empresas no puedan alcanzar los indicadores que serían requeridos por la política y temporalmente deban aceptarse niveles inferiores a los deseables. La política requiere la cobertura de "...los costos operativos y de mantenimiento de los servicios prestados incluida la depreciación de la planta en servicio, tomen en cuenta la expansión de los servicios...", permitiendo en el caso particular de proyectos de energía eléctrica el "...establecer un aporte mínimo a la inversión futura como condición financiera; es decir establecer que los fondos generados internamente (procedentes de las tarifas) deberán equivaler, una vez deducidos los gastos operativos y el servicio de la deuda, a determinado porcentaje de las inversiones futuras.,,". Además establece que "...la cláusula puede ser flexible en lo que respecta a la celeridad con que se espera que en una empresa de servicio público alcance las metas exigidas".
- 2.48 La propuesta cumple con los objetivos de esta política, incluyendo metas crecientes que implican una tendencia hacia la autosuficiencia financiera de las empresas del sector y haciendo uso de la opción prevista en el párrafo anterior, en el sentido de incluir la cobertura del programa de inversiones como alternativa al alcance de una meta de rentabilidad.
- 2.49 Por otra parte, es de destacar, que estas cláusula tarifarias estarán suplementadas con otras medidas de tipo financiero que constituirán un refuerzo a la tendencia de autosuficiencia de las empresas del sector, además de estar respaldadas con un programa de revisiones y acuerdos anuales de medidas a ser implantadas para alcanzar las metas previstas.
- 2.50 Adicionalmente, este esquema de fijación de tarifas estaría siendo substituido, en el mediano plazo, por uno basado en costos marginales como se destacó anteriormente. Este esquema también sería consistente con la política de tarifas de servicios públicos, que en este sentido expresa que "...se reconoce que los costos económicos marginales sirven para orientar la formulación de estructuras tarifarias que favorezcan la asignación eficiente de recursos".

III. EL PROYECTO, COSTO, FINANCIAMIENTO Y EJECUCION

A. Objetivos

- 3.01 El proyecto tiene como objeto la construcción de una planta hidroeléctrica con una capacidad instalada de 2700 MW y 20200 GWh de energía promedio anual, la cual forma parte del plan de expansión de generación de mínimo costo del sistema interconectado nacional, y permitirá contribuir a satisfacer los requerimientos de energía eléctrica previstos para Argentina y Paraguay.

- 3.02 Adicionalmente el proyecto contribuirá al mejoramiento de la navegación, la interconexión vial entre Argentina y Paraguay y el desarrollo del riego, piscicultura y turismo.

B. Descripción

- 3.03 El proyecto se localiza sobre el río Paraná, 90 km. aguas abajo de las ciudades de Posadas y Encarnación y está compuesto por las siguientes obras:
- (a) Central generadora con 20 unidades de 135 MW cada una y una subestación elevadora, desde donde parten las líneas de 220 kv a Paraguay y de 500 kv a la Argentina.
 - (b) Las obras de embalse con un volumen de 21.000 Hm³ y una superficie de 1.700 km², constituidas por presas de tierra de aproximadamente 70 km. de longitud, una esclusa de navegación, dos vertederos y estructuras de riego.
 - (c) Conjunto de viviendas para la relocalización de aproximadamente 35.000 personas y de obras de infraestructura afectadas por el embalse en ambas márgenes del río Paraná.
 - (d) Obras de protección de cuencas de los arroyos de la margen paraguaya.
 - (e) Protección del medio ambiente que prevé dentro del cuerpo de la central instalaciones para la circulación hacia aguas arriba de los peces, reservas para la fauna existente en la zona inundada y limpieza del embalse.

C. Costo y Financiamiento

1. Costo

- 3.04 El estimativo de costos actualizado a diciembre de 1987 que se muestra en el siguiente cuadro asciende a US\$5846,6 millones de los cuales US\$2627,5 millones corresponden a inversiones ya realizadas al 31 de diciembre de 1987 y el saldo de US\$3219,1 millones son las estimaciones a invertir entre los años 1988 y 1997, año éste de terminación del proyecto.

INVERSION Y PLAN FINANCIERO
(En millones de US\$)

	<u>BID</u>		<u>BIRF</u>		<u>Crédit</u>	<u>Contrapart.</u>	
	<u>346/OC-RG</u>	<u>PROP.</u>	<u>1761/AR</u>	<u>PROP.</u>	<u>Export</u>	<u>Local</u>	<u>Total</u>
1. INGENIERIA Y ADMINISTRACION	<u>51,5</u>	<u>29,0</u>	<u>40,5</u>	<u>29,2</u>	-	<u>825,5</u>	<u>975,7</u>
1.1 Ingeniería y Dirección	51,5	29,0	40,5	29,2	-	364,4	
1.2 Adm. y Gastos Generales	-	-	-	-	-	461,1	
2. COSTO DIRECTO CONSTRUCCION	<u>141,5</u>	<u>152,3</u>	<u>169,5</u>	<u>177,2</u>	<u>582,3</u>	<u>2.018,6</u>	<u>3.241,4</u>
2.1 Obras preliminares	141,5	-	-	-	-	333,7	
2.2 Obras civiles y seguros	-	152,3	169,5	177,2	179,5	1.004,1	
2.3 Equipo y generación	-	-	-	-	325,9	78,0	
2.4 Equipo electromecánico	-	-	-	-	76,9	141,0	
2.5 Medioambiente	-	-	-	-	-	18,1	
2.6 Indemnizaciones	-	-	-	-	-	133,2	
2.7 Relocalizaciones	-	-	-	-	-	310,5	
3. GASTOS FINANCIEROS	<u>17,0</u>	<u>42,5</u>	-	<u>40,6</u>	-	<u>1.197,7</u>	<u>1.297,8</u>
3.1 Intereses del préstamo	-	15,0	-	-	-	50,0	
3.2 Intereses del 346/OC-RG	14,9	25,0	-	-	-	65,5	
3.3 Comisión Crédito BID	-	-	-	-	-	15,7	
3.4 Inspección y Vigilancia	2,1	2,5	-	-	-	-	
3.5 Intereses BIRF	-	-	-	40,6	-	162,5	
3.6 Intereses otros créditos	-	-	-	-	-	904,0	
4. GASTOS SIN ASIGNACION	-	<u>26,2</u>	-	<u>3,0</u>	<u>111,2</u>	<u>191,3</u>	<u>331,7</u>
4.1 Imprevistos	-	12,8	-	1,6	21,8	47,8	
4.2 Escalamiento	-	13,4	-	1,4	89,4	143,5	
TOTAL GENERAL	<u>210,0</u>	<u>250,0</u>	<u>210,0</u>	<u>250,0</u>	<u>693,35</u> a/	<u>4.233,1</u> b/	<u>5.846,6</u> c/
PORCENTAJES	3,6	4,3	3,6	4,3	11,8	72,4	100,0

a/ Incluye US\$162,2 millones invertidos al 31/XII/87.

b/ Incluye US\$2.057,2 millones invertidos al 31/XII/87.

c/ No incluye US\$2.000 millones de intereses devengados de los préstamos de los Fondos y del Tesoro por no constituir un requerimiento financiero durante la ejecución del Proyecto.

3.05 Con respecto a los gastos financieros se han evaluado dentro del costo del proyecto los intereses y comisiones de todos los préstamos de origen externo y local pagaderos durante el período de construcción hasta la entrada en operación de la central. Desde ese momento hasta la puesta en marcha de todas las unidades generadoras, lo que ocurre en un plazo

de cuatro años, los cargos financieros imputables a la inversión guardan relación con los intereses de los créditos de exportación y por lo tanto van decreciendo acorde con el número de máquinas que van entrando en servicio cada año.

- 3.06 Cabe destacar que en los gastos financieros incluidos dentro del costo del proyecto no se han incluido los intereses de los préstamos del Gobierno Argentino, consistentes en los fondos energéticos, que ascienden a US\$2.000 millones ya que si bien desde el punto de vista estrictamente contable forman parte del activo, en la realidad de acuerdo a los decretos del Gobierno, durante el período de construcción se van capitalizando y por lo tanto no constituyen para EBY un requerimiento de caja.
- 3.07 Una vez que la central alcanza su generación anual promedio, la EBY con su generación interna de recursos atiende sus gastos de operación y mantenimiento y el servicio de deuda de los otros préstamos y el saldo lo aplica al pago parcial de los intereses de los Fondos. La diferencia se sigue capitalizando y recién a partir del año 1998 se comienza a amortizar la totalidad de la deuda contraída con el Gobierno.

2. Financiamiento

- 3.08 El financiamiento de las inversiones del proyecto se muestra en el siguiente cuadro:

Inversiones y fuentes de financiamiento
(en millones US\$)

<u>Inversiones</u>	Hasta Dic.1987	1988 1996	Total
Ingeniería y administración	705.1	270.6	975.7
Costo Directo Construcción	1354.5	1886.9	3241.4
Gastos Financieros	567.9	729.9	1297.8
Gastos sin asignación	-	331.7	331.7
TOTAL	2627.5	3219.1	5846.6
<u>Fuentes</u>			
Préstamo 346/OC-R6	210.0	-	210.0
Préstamo BIRF (1761-AR)	198.1	11.9	210.0
Préstamo BID (propuesto)	-	250.0	250.0
Préstamo BIRF (propuesto)	-	250.0	250.0
Créditos por obtener	-	400.0 a/	400.0
Créditos exportación	162.2	531.3	693.5
Bancos comerciales	446.0	-	446.0
Banco Central	39.5	145.0	184.5
Generación interna	-	135.0	135.0
Fondos energéticos	1202.7	788.4	1991.1
Aportes de capital	56.7	40.0	96.7
Préstamos del Tesoro	312.3	667.5	979.8
TOTAL	2627.5	3219.1	5846.6

a/ Posibles préstamos adicionales del BIRF y BID y/o cofinanciamientos.

- 3.09 Las inversiones realizadas hasta diciembre de 1987 en costos directos corresponden a las obras preliminares tales como campamentos, caminos de acceso, obradores y a las obras civiles principales que a la fecha registran un avance del 40%. En este período el financiamiento del BID y del BIRF se concentró en los contratos de ingeniería y en el de obras civiles, servicios estos que fueran adjudicados con base a concursos públicos de carácter internacional.
- 3.10 Las obras civiles las están ejecutando un consorcio de firmas extranjeras, argentinas y paraguayas, coliderizado por las empresas Impregillo de Italia y Dumez de Francia. Los servicios de ingeniería que comprenden los diseños constructivos y la supervisión de la ejecución están a cargo de un consorcio liderizado por Harza Engineering de USA, con la participación de la empresa Lahmeyer de Alemania y otras firmas argentinas y paraguayas.
- 3.11 Con respecto a las inversiones por realizar se puede anotar que, por haberse agotado los préstamos de los Bancos, el proyecto en la

actualidad tiene un déficit en el financiamiento de las inversiones futuras del orden de US\$900 millones, considerando las fuentes aseguradas o previstas de obtener dentro de las cuales se cuentan los créditos de exportación y la línea de crédito del Banco Central para las compras de equipo, los Fondos Energéticos y la generación interna de EBY una vez que la central haya comenzado a producir.

- 3.12 Bajo estas circunstancias quedaría sin completar el financiamiento de los contratos de ingeniería y obras civiles principales, que hasta la fecha estaban siendo cubiertos en su totalidad por ambos Bancos. El monto faltante por invertir en estos contratos hasta el año 1991 inclusive, a partir del cual las inversiones en estos contratos disminuyen sensiblemente, asciende a US\$880 millones que hasta el momento no tienen financiamiento. Esta cantidad es la que EBY y las autoridades argentinas han solicitado como préstamos adicionales o cofinanciamiento de ambos Bancos y en el cuadro anterior se indican como nuevas fuentes del BIRF y del BID. La oportunidad de estos recursos sería para los propuestos préstamos de ambos Bancos por US\$250 millones cada uno, el año 1988 los cuales se agotarían a fines de 1989, y este año EBY debería tramitar otros créditos por un monto aproximado de US\$400 millones tendientes a cerrar la brecha anotada, los cuales se desembolsarían en los años 1990 y 1991. A partir de este año hasta la terminación del proyecto en el año 1996 estos contratos serían financiados con los Fondos Energéticos y por la autogeneración de EBY, ya que las inversiones faltantes son de menor magnitud, los Fondos tendrían recursos disponibles y la central entraría a producir en forma significativa a partir del año 1994.
- 3.13 Además de este contrato principal existen otros cuyas fuentes aún no han sido aseguradas y que son: (i) los créditos de las agencias de exportación y proveedores de los equipos aún no licitados que cubren el costo en divisas de los mismos; y (ii) los créditos del Banco Central por la moneda local argentina correspondiente al mismo equipo. En las revisiones anuales contempladas para hacer el seguimiento de la marcha del sector, EBY deberá demostrar que ha ido obteniendo este financiamiento.

3. Utilización de los recursos del BID

- 3.14 El monto del préstamo propuesto asciende a US\$250 millones y tendría un período de gracia de 5 años y un plazo de amortización de 20 años. Aunque se estima que el préstamo se desembolsaría en un año y medio, se propone un período de desembolsos de 2 años y el inicio del repago después de cinco años, lo que es consistente con la política del Banco. Durante ese período todavía continúa la ejecución de la obra y persisten las necesidades de financiamiento ya que recién en el año 1994, EBY dispondría de una adecuada generación interna de fondos para atender las amortizaciones de este préstamo adicional.
- 3.15 El préstamo está previsto desembolsarlo durante los años 1988, 1989 y 1990 y sus recursos se aplicarían al pago parcial de los contratos de

ingeniería, de obras civiles principales. También se utilizarían recursos para cubrir los intereses de este préstamo en ese período y los correspondientes al préstamo anterior 346/OC-RG, desde el momento de la aprobación del nuevo préstamo; este último destino está de acuerdo con la política del Banco que permite el financiamiento de intereses de préstamos anteriores del Banco, siempre que ambos préstamos sean para el mismo proyecto y con recursos del mismo fondo. El pari-passu a aplicarse en esos contratos conjuntamente con el BIRF sería en principio del 50% cada Banco aunque este podría variar acorde con la oportunidad de la elegibilidad de ambos préstamos compensándose posteriormente la mayor proporción en que uno u otro Banco haya participado en el cubrimiento de estos pagos.

D. Ejecución del Proyecto

1. Estado de Avance

- 3.16 Al 30/4/88 la ejecución del contrato de obras civiles principales se sintetiza en lo que sigue: (i) la esclusa tiene la estructura principal terminada y los canales de aproximación sumamente avanzados; (ii) en la presa se ha completado la pantalla bentonítica de fundación en la isla, en lo que se refiere a la margen derecha su avance es del 40% y en lo correspondiente al terraplenado se ha avanzado un 26%; (iii) el vertedero principal tiene su excavación avanzado en un 87% mientras que las estructuras de hormigón registran un avance del 78%; (iv) en el vertedero de Aña-Cuá solamente se registra avance en las excavaciones que alcanza al 90%; y (v) en la central las excavaciones tienen un avance del 70% mientras que el hormigón colocado en las diferentes estructuras representa el 20% del total. La ponderación de estos avances significa que en su conjunto el contrato de obras civiles alcanza una ejecución del 40% respecto a los volúmenes actualmente previstos.
- 3.17 En lo referente al equipamiento, que no es financiado por el Banco, durante 1987 se suscribieron los siguientes contratos:
- (a) Turbinas: Voith (USA), DEW (Canadá) y METANAC (Argentina) por US\$267,2 millones;
 - (b) Generadores (10 Unid.): Japan Consortium por US\$82,0 millones;
 - (c) Compuertas: ATB (Italia), CIE (Paraguay) y Metanac (Argentina) por US\$95,4 millones; y
 - (d) Equipamiento esclusa: ATB (Italia), Cometarsa (Argentina), Tecno Elect (Paraguay) y CIE (Paraguay) por US\$18,5 millones.
- 3.18 Los demás equipos, cuyo presupuesto asciende a US\$158 millones, corresponden a los restantes diez generadores y al equipamiento menor constituido por las grúas, el equipamiento para la escala de peces, los transformadores y los elementos de control y medida de la central. Las llamadas a licitación respectivas se prevén realizar en el transcurso del año 1988 y en los primeros meses del año 1989.

2. Terminación del proyecto

- 3.19 La terminación del proyecto que fuera reprogramada con el objeto de adaptar sus inversiones a las disponibilidades financieras del sector, así como la disminución en el ritmo de crecimiento de la demanda, se desarrollaría en el período 1988-1996, mostrándose en el cuadro siguiente, el cronograma de inversiones y los desembolsos de las distintas fuentes previstas para su financiamiento.

(en millones US\$)

	<u>1988</u>	<u>1989</u>	<u>1990</u>	<u>1991</u>	<u>1992/96</u>	<u>Total</u>
<u>Inversiones</u>	562.2	639.0	610.8	491.8	915.3	3219.1
<u>Fuentes</u>	562.2	639.0	610.8	491.8	915.3	3219.1
Préstamo BID	60.0	180.0	10.0	0.0	0.0	250.0
Otros Financ. Internac.	236.4	175.1	280.1	197.2	304.6	1193.4
Recursos locales	265.8	283.9	320.7	294.6	610.7	1775.7

- 3.20 En cuanto a la ejecución física cuyo cronograma se muestra en Anexo se prevén los siguientes eventos claves:

(a) Desvío del río: Brazo principal	Junio 1989
Brazo Aña Cuá	Junio 1990
(b) Llenado embalse:	Noviembre 1992
(c) Primera unidad en servicio:	Enero 1993
(d) Todas las unidades en servicio:	Enero 1997

3. Financiamiento retroactivo

- 3.21 Por otra parte desde que se completaron los desembolsos de los recursos del Préstamo 346/OC-RG hasta que el Directorio apruebe el nuevo préstamo habría transcurrido un período estimado en 9 meses, en el cual los pagos deberán ser atendidos por EBY a través de un préstamo puente. Ante esta circunstancia se propone que con los recursos del nuevo financiamiento se puedan reembolsar parte de estos gastos hasta un monto que no exceda de US\$60 millones. Este monto cubre el 50% de los gastos incurridos en los rubros elegibles para el período marzo - noviembre de 1988; el resto sería el financiamiento retroactivo correspondiente al BIRF (ver Proyecto de Resolución). Cabe destacar que el contratista está certificando a razón de US\$13 millones mensuales en promedio, durante 1988.

4. Anticipo de fondos

- 3.22 Ante el ritmo de desembolsos mencionado y a efectos de facilitar los pagos ya acordados con los contratistas se recomienda constituir un anticipo de fondos por un monto equivalente al 15% del monto del préstamo, que constituye aproximadamente cuatro meses de la utilización

de los recursos del BID (US\$9 a US\$10 millones mensuales en promedio, durante 1989 y 1990 para cada Banco). (Ver Recomendaciones). El anticipo del 15% sólo se constituirá una vez que EBY demuestre que se está alcanzando el ritmo de ejecución mencionado; hasta ese momento, el anticipo será del 10% del monto del préstamo.

E. Evaluación a Posteriori

- 3.23 A efectos de evaluar los resultados obtenidos con la ejecución del Proyecto, el prestatario deberá comprometerse a presentar al Banco dos informes de evaluación a posteriori, los cuales se referirán a: (a) los aspectos técnicos, económicos y financieros de acuerdo con una metodología previamente acordada con el Banco; y (b) aspectos ambientales y de relocalizaciones con base en la metodología y las pautas acordadas con el Banco, que se indican en el Capítulo IV del Apéndice 3. Para estos efectos, el garante deberá proporcionar al prestatario toda la información de carácter sectorial que sea necesaria (ver Recomendaciones).
- 3.24 El prestatario se compromete a presentar, antes del 30 de abril y 31 de octubre de cada año, mientras no se haya presentado al Banco el informe de evaluación a posteriori a que se refiere el párrafo anterior y con base en las pautas indicadas en el párrafo 7.01 del Apéndice 3, un informe que evalúe el cumplimiento de los programas de relocalizaciones y de protección del medio ambiente en el área del Proyecto, comprometiéndose a tomar las medidas correctivas que fueren necesarias (ver Recomendaciones).

F. Operación y mantenimiento

- 3.25 La explotación de la central quedará a cargo de EBY, que para esos efectos deberá constituir una organización adecuada, ya que la actual solamente cuenta con el personal y la estructura necesaria para administrar y supervisar la ejecución del proyecto. Con ese objeto se recomienda establecer una disposición contractual para que requiera que el prestatario presente seis meses antes de la entrada en servicio de la central la organización que contará para atender la operación y mantenimiento de la planta (ver Recomendaciones).

G. Auditoría Externa

- 3.26 Los estados financieros del Proyecto, durante su ejecución, y los del Prestatario, durante la vigencia del contrato de préstamo, se presentarán anualmente al Banco auditados por una firma de contadores públicos independientes, siguiendo procedimientos satisfactorios para el Banco (ver Recomendaciones). EBY ha venido cumpliendo satisfactoriamente con esta disposición contractual, siendo los estados financieros entregados oportunamente, dictaminados por un consorcio de firmas argentino-paraguayo.

H. Inspección y Vigilancia

- 3.27 La inspección y vigilancia del proyecto por parte del BID ha estado a cargo de la Representación del Banco en Argentina.

I. Programa de Relocalizaciones

- 3.28 La construcción del proyecto, afectará las viviendas de 5549 familias del área urbana, y 261 familias en el área rural en Argentina, por una parte, y 1714 y 1418 familias en Paraguay, en las áreas urbana y rural respectivamente. Adicionalmente, se verán afectados establecimientos comerciales e industriales, el puerto y la estación de ferrocarril en Encarnación y Posadas, y numerosas instalaciones comunitarias y públicas.
- 3.29 En función de los lineamientos establecidos en el tratado de Yacyretá se han elaborado los procedimientos para la relocalización e indemnización urbana y periurbana, de la población rural, comercio, industria, y equipamiento comunitario y servicios en ambas márgenes. El costo estimado de obras de relocalización e indemnizaciones alcanza los US\$443,7 millones, de los cuales se han invertido aproximadamente US\$104,7 millones.
- 3.30 El avance general del programa es satisfactorio, y el cronograma actual adecuado en función de los trabajos a realizar entre 1988 y 1992. En el área de viviendas, se han construido 364 viviendas urbanas y se encuentran en construcción 1496 adicionales en Argentina, con 359 familias ya relocalizadas, 300 indemnizadas, y aproximadamente 600 a ser relocalizadas en 1988; existen aproximadamente 900 viviendas urbanas en construcción en Encarnación, donde también se ha definido ya el sitio para la reubicación del comercio. En Paraguay se encuentran construidas 40 viviendas en el área rural, con 20 parcelas ya ocupadas; adicionalmente se ha aprobado la apropiación de un terreno para la reubicación de la tribu MBA-PU manteniendo sus sistemas de vida, proceso que está siendo supervisado por INDI (Instituto Nacional de Indígena). Se encuentra en ejecución un estudio de las alternativas de solución para la industria cerámica, y en revisión la ubicación para las instalaciones portuarias y ferroviarias en Encarnación; en Argentina se encuentra en estudio con el gobierno de la provincial de Misiones la posible postergación de la construcción del puerto de Posadas, con el fin de optimizar el uso del puerto de Encarnación y el nuevo puente Posadas-Encarnación.
- 3.31 Debido a su complejidad, y con el objeto de efectuar la relocalización de población minimizando los costos de adaptación de la población afectada, se elaboraron y se encuentran en implementación en ambas márgenes, programas de acción social (PAS) cuyo objetivo es informar, apoyar y entrenar a los relocalizados en el proceso de adaptación al nuevo ambiente; dentro del PAS se incluyen programas de: Capacitación laboral, Salud Pública, Reasentamiento y adaptación habitacional,

Regularización documentaria y normalización previsional, Promoción social, Comunicaciones para Relocalización.

J. Impacto Ambiental

1. Introducción

- 3.32 La construcción del proyecto de Yacyretá creará un lago aguas arriba de la presa de aproximadamente 1.720 km². de superficie de los cuales 872 km². son áreas inundadas y el resto forma parte del lecho actual del río. Los impactos en el medio ambiente (además del reasentamiento de la población) han sido objeto de constante preocupación tanto por parte de EBY como del BID y del BIRF, quienes en el análisis original del proyecto y a través de la supervisión de la ejecución han efectuado numerosas recomendaciones sobre el tema.
- 3.33 Los impactos negativos del proyecto en el ambiente pueden discriminarse entre aquellos inevitables, que se constituyen en el costo a pagar por el uso del potencial hidráulico, y aquellos efectos potenciales que puedan ser sujeto de control o acciones correctivas por parte el la EBY.
- 3.34 Es de destacar que el proyecto, además de la generación de electricidad, contribuirá a mejorar la navegabilidad del Río Paraná, utilizando la esclusa actualmente en construcción. En el futuro, permitirá ejecutar programas de riego en ambas márgenes y programas de desarrollo turístico en la zona.

2. Impactos ambientales negativos inevitables

- 3.35 Los impactos negativos inevitables comprenden: (i) la inundación de 249 km de pastos naturales 18,8 km de tierras agrícolas y 401 km de pantanos, 196 km de bosques y arbustos con la consiguiente pérdida de plantas y especies animales; y (ii) la conversión de un ecosistema de agua corriente a ecosistema de agua estancada y el consiguiente cambio en las comunidades vegetales y animales.

3. Impactos ambientales negativos potenciales

- 3.36 Los efectos potenciales negativos que pueden ser sujetos de control por parte de la entidad comprenden: (i) erosión en la cuenca que conduzca a incrementar los sedimentos en el embalse; (ii) eutricación en el embalse y contaminación de sus aguas; (iii) incremento en enfermedades originadas en el agua; y (iv) extinción de animales raros y prevención de los procesos migratorios de peces a lo largo del río Paraná. Es importante destacar que ninguno de estos efectos es de una envergadura que produzca consecuencias catastróficas y que no puedan ser objeto de control del tipo que ha previsto EBY y que se detalla en la sección siguiente. De hecho, el tamaño del embalse es muy pequeño comparado con el caudal del río Paraná y la función de la presa no es la de regular el río sino producir el salto para el desarrollo hidroeléctrico. Por consiguiente, el agua no permanece mucho tiempo en el embalse, el cual

tampoco inunda bosque tropical, y los problemas de calidad de agua son de varios órdenes de magnitud menores que los experimentados por otros proyectos en zonas tropicales. De igual forma el posible problema de sedimentación es despreciable cuando se compara con el promedio de proyectos de este tipo considerados por el Banco.

4. Medidas tomadas para evitar y/o mitigar los impactos ambientales negativos

- 3.37 Desde el inicio del proyecto la EBY ha constituido una unidad ambiental, encargada de coordinar y contratar el conjunto de estudios requeridos para establecer las medidas que conduzcan a mitigar o evitar el impacto ambiental negativo. Mediante estas investigaciones se establecieron las líneas de referencia para medir los impactos y se estimaron los parámetros pertinentes. Esta unidad, igualmente, ha desarrollado un Plan Maestro Ambiental, el cual ha sido discutido y aprobado por el BIRF y el BID. El programa de evaluación y mitigación desarrollado tiene un costo de US\$55,4 millones. Adicionalmente se han requerido estudios adicionales y compromisos que hacen que el proyecto se ajuste a sus pautas para evaluaciones de impacto ambiental, y consideraciones sociales y culturales de proyectos hidroeléctricos.
- 3.38 Los estudios y medidas paliativas incluidas en el plan se resumen a continuación:
1. Un programa de reforestación del perímetro del lago para contrarrestar los posibles efectos erosivos.
 2. Estudios completos de la fauna acuática y del potencial pesquero, construcción de una estación completa de piscicultura en la parte aguas arriba del embalse. Estudios de migración de peces y construcción de un elevador de peces en un lugar contiguo a la presa para facilitar sus movimientos migratorios.
 3. Remoción de toda la biomasa en el área a ser inundada con el objeto de evitar posibles problemas de eutricación.
 4. Estudios completos de calidad de agua, normas de control de calidad de efluentes y construcción de plantas de tratamiento de efluentes en las nuevas ciudades.
 5. Estudios de enfermedades acuáticas (hasta el momento no se han detectado) y programas de salud.
 6. Estudios completos de la fauna terrestre y establecimiento de una reserva faunística de 8.000 has. Programas para rescate y traslado de fauna.
 7. Programa de recuperación del patrimonio arqueológico.

K. Transmisión asociada

- 3.39 Las obras de transmisión de la Hidroeléctrica de Yacyretá no estaban incluidas en el proyecto de generación analizado durante el año 1978 ya que en esa época la configuración del sistema aún no había sido definido por la empresa A y EE que será la ejecutora y propietaria de estas líneas y subestaciones dentro del territorio argentino. Con el objeto de lograr esta definición, la Secretaría de Energía creó un Comité Interempresarial que con la asesoría de firmas especializadas del exterior desarrolló el diseño básico del sistema de transmisión de Yacyretá que consiste en la unión de esta central con el sistema interconectado nacional a través de líneas de 500 kv con los sistemas del NEA y NOA en las estaciones de Resistencia y el Bracho respectivamente y con el sistema del Litoral Gran Buenos Aires en la estación de Salto Grande.
- 3.40 El estudio que abarca varias etapas y que comprende la preparación de los diseños finales y documentos de licitación de este sistema de transmisión es financiado por los Préstamos 466/OC-AR y 746/SF-AR otorgados a AyEE, estando en proceso la selección de consultores para la primera etapa que deberá completarse en el último trimestre del año 1992 a los efectos de que las primeras líneas y estaciones correspondientes, estén en condiciones de operar con la puesta en servicio de la primera unidad de Yacyretá a comienzos del año 1993.
- 3.41 El análisis de la programación prevista por A y EE para la realización de los estudios y la construcción de las obras tiene plazos sumamente ajustados que no admiten demoras, ya que de lo contrario se comprometería la oportuna habilitación de la planta. Como consecuencia de esto se recomienda la inclusión de una cláusula contractual estableciendo que en un plazo de seis meses a partir de la firma de los contratos, el Garante debería presentar el programa de ejecución del sistema de transmisión de Yacyretá, el esquema de financiamiento para atender las inversiones del mismo, y la organización de la ejecución del proyecto (ver Recomendaciones).

L. Acuerdo de Ejecución

- 3.42 Con motivo de la firma de los contratos del préstamo 346/OC-RG, el 6 de noviembre de 1979 se firmó un Acuerdo de Ejecución entre los gobiernos de la Argentina, del Paraguay y el Banco donde se establecían las obligaciones de ambos gobiernos para permitir la ejecución del proyecto en sus territorios. Si bien este Acuerdo de Ejecución continúa vigente, al otorgarse un nuevo préstamo se ha considerado necesario ratificar su contenido, por lo cual se recomienda la firma de un documento semejante (ver Recomendaciones).

IV. JUSTIFICACION DEL PROYECTO

A. Introducción

- 4.01 El proyecto cuyo financiamiento es objeto del presente documento está en plena etapa de ejecución y los resultados que se están alcanzando son satisfactorios. Las empresas que efectúan la ingeniería y supervisión del proyecto, así como las que tienen a su cargo las obras civiles han estado realizando sus tareas oportuna y competentemente. Por otra parte, la Entidad Binacional Yacyretá cuenta con una organización y personal adecuado para adelantar las gestiones que le corresponden. El Gobierno Argentino junto con EBY también desarrollan adecuadamente lo referente a la obtención de los recursos financieros requeridos para terminar el proyecto. Además de la ejecución satisfactoria, más adelante se establece que la terminación del mismo está económicamente justificada, que el impacto ambiental está debidamente determinado y que se están tomando las acciones pertinentes y que el programa de relocalizaciones se lleva a cabo adecuadamente.
- 4.02 Desde el punto de vista de abastecimiento del sector el proyecto se constituye en una oferta imprescindible para mediados de la década de los años noventa en la Argentina, ya que su generación de 20.200 GWH representaría en ese entonces un 27% de los requerimientos de producción del sistema interconectado. La terminación de esta planta se hace más necesaria en el momento actual, ya que se ha constatado una sensible demora en los programas de ejecución de la central térmica de Bahía Blanca y la nuclear Atucha II que hace que los aproximadamente 1.500 MW de estas centrales entrarían en operación con una demora de uno o dos años respecto a lo programado.
- 4.03 Como consecuencia de lo expuesto se puede deducir la imperiosa necesidad de terminar el proyecto en la oportunidad requerida pues de no ser así el programa de recuperación financiera cuyos logros se han descrito anteriormente tendría solamente un impacto parcial en el saneamiento del sector ya que sin el proyecto se correría el riesgo de tener que recurrir al racionamiento del servicio eléctrico.

B. Evaluación Técnica

- 4.04 En términos generales la concepción técnica del proyecto, realizada años atrás, se ha mantenido durante el período de construcción, habiéndose introducido, sin embargo, ciertas modificaciones al diseño, que aunque no relevantes, han contribuido a la economía y optimización de las instalaciones del proyecto.
- 4.05 En lo referente a los costos para la terminación del proyecto, los mismos revisten un grado de confiabilidad elevado en razón del avance de los contratos en ejecución y al hecho de que las licitaciones pendientes son de menor envergadura y sus estimativos han sido constantemente actualizados. Por otra parte, como elemento de interés, se destaca que el costo vigente del proyecto respecto al original no registra

diferencias significativas con excepción de las ocasionadas por los gastos de administración ante el mayor período de construcción respecto al previsto originalmente.

- 4.06 Los plazos de terminación para el proyecto se consideran realistas ya que están basados en los cronogramas de construcción acordados con los contratistas y en la programación de las contrataciones faltantes y, en especial, en una adecuada planeación de las obras de relocalización de la población e infraestructura afectadas por el proyecto.

C. Evaluación Económica

1. Introducción

- 4.07 El proyecto Yacyretá es un proyecto fundamentalmente de generación de energía eléctrica; tiene una capacidad de 2700MW, y una producción de energía de 20.200 GWh anuales, la mitad de la cual corresponde a Paraguay, y la mitad a Argentina. Sin embargo, dado que el sistema eléctrico paraguayo no requerirá la energía de Yacyretá hasta el año 2025 aproximadamente, se estima que esta energía será vendida al sistema argentino por los primeros 30 años de operación del proyecto.
- 4.08 El proyecto tiene, potencialmente, la capacidad de generar otros beneficios en el futuro para ambos países. Entre estos se cuentan los de control de crecidas, navegación, y desarrollo de riego, piscicultura y turismo. Estos beneficios potenciales no han sido cuantificados, por cuanto ellos dependerán fuertemente de decisiones que se tomen en el futuro acerca de inversiones adicionales necesarias para hacerlos efectivos. Estas inversiones están actualmente a nivel de idea, o en el mejor de los casos, a nivel de prefactibilidad técnica, tanto en el caso de Paraguay como de Argentina. En el caso de riego, por ejemplo, se encuentran en etapa de estudio de prefactibilidad el riego de 102.000 hectáreas en la margen Argentina y de 108.000 hectáreas en la margen paraguaya, ambas áreas potenciales productoras de arroz, soja, hortalizas, algodón y pasturas. Del aumento de la producción agrícola en el área, especialmente en Paraguay, podría resultar un aumento en la navegación, la que sería factible gracias al mejoramiento de la navegación permitido por el proyecto. Sin embargo, al nivel de estudio en que se encuentran, la factibilidad económica de estos proyectos de desarrollo agrícola no está probada aún, y se requieren tiempo y estudios adicionales para su maduración.
- 4.09 Consecuentemente, la evaluación económica del proyecto Yacyretá se ha centrado en el análisis de aquellos aspectos que afectarían la decisión de continuar o no su ejecución. Para esto, por una parte, se ha revisado el papel que el proyecto juega dentro del programa de expansión de la generación de electricidad en Argentina y se ha estimado el ahorro de costos que la terminación del proyecto representa respecto a otras alternativas de generación. Por otra parte, se ha realizado el análisis beneficio costo del proyecto, desde el punto de vista de la región,

mostrando los beneficios netos que su terminación representa para la región y para cada país involucrado.

2. Resultados

- 4.10 Los resultados obtenidos muestran que, comparado con la segunda mejor alternativa de generación para cubrir los requerimientos del sistema eléctrico argentino en el mediano plazo (a partir de 1993-1994) la terminación del proyecto representa un ahorro de por lo menos US\$89,7 millones (en Valor Presente a Enero de 1988) y que puede llegar a US\$146,8 millones para la Argentina, usando un rango razonable del costo económico del gas natural. Para la región como un todo, el ahorro neto resulta de por lo menos US\$423,0 millones, esto se debe a que del total del costo para Argentina, US\$362,6 millones son transferencias a Paraguay, como compensación por territorio inundado y pago por la energía.
- 4.11 Por otra parte, del análisis beneficio costo se concluye que el valor de la energía adicional entregada por el proyecto al sistema, más el costo de la energía térmica sustituida representan beneficios mayores que los costos evitables de generación y transmisión y distribución asociados. De este modo, la terminación del proyecto representa para ambos países un Valor Presente Neto (a una tasa de descuento del 12%) de US\$1394,7 millones, con una Tasa Interna de Retorno de 19,5%. Para Argentina, y debido a las transferencias a Paraguay, el VPN resulta de US\$1031,9, con una TIR DE 17,2%. Para Paraguay, tal como se ha dicho, el VPN resulta de US\$362,8 millones. Del total de Beneficios netos de la terminación del proyecto, el 26% es percibido por Paraguay y el 74% por Argentina.
- 4.12 Si se toman en cuenta los costos del proyecto desde su inicio, incluidas las inversiones realizadas entre 1978 y 1987, el VPN para los dos países, y para Argentina, es negativo, con US\$2304,8 millones, y US\$1869,3 millones respectivamente; la TIR resultante es en este caso de 7,8% y 8,5% respectivamente. Para Paraguay, sin embargo, y debido a que los costos de inversión han sido incurridos por Argentina, el valor presente neto actualizado resulta de US\$435,5 millones.

3. Incertidumbre en la evaluación económica del Proyecto

- 4.13 Los resultados obtenidos, debido al grado de ejecución del proyecto, y a los parámetros utilizados, son conservadores en el sentido que los posibles errores en la estimación del retorno económico del proyecto tenderían a su subvaluación más que a su sobre-evaluación.
- 4.14 El proyecto se encuentra en avanzada etapa de ejecución, y con un alto porcentaje de obra ya contratada, por lo tanto el riesgo de sobre costos es pequeño; por otra parte, dentro de los costos de no terminar el proyecto no se han incluido los de indemnizaciones en caso de interrupción de contratos, que podrían llegar a ser importantes.

- 4.15 Por el lado de los beneficios, los principales riesgos serían que (a) la demanda creciera más lentamente que lo pronosticado; (b) que el nivel de tarifas, y por lo tanto el valor marginal de la energía, fuera menor que lo supuesto para el análisis.
- 4.16 Con el fin de evaluar el efecto de cambios en estas variables sobre la rentabilidad económica del proyecto, se efectuó un análisis de sensibilidad a: (a) aumentos de 10% en costos de inversión; (b) disminución del ritmo de crecimiento del consumo de 6% a 5% por año; (c) disminución de la tarifa media marginal de US\$0,075/Kwh a US\$0,07/Kwh adicional; y (d) precios de combustibles 20% menores. Los resultados muestran que en todos los casos se obtienen tasas de rendimiento superiores al 14,5% y que los beneficios netos globales, y los de cada país siguen siendo positivos.
- 4.17 Finalmente, se evaluó si el proyecto efectivamente se requiere en 1993, o podría ser aplazado hasta al menos 1 año más tarde; debido a que las postergaciones de inversión factibles de efectuar sin incurrir en sobrecostos son muy pequeñas dentro del total (menos del 10% del costo total) la fecha óptima es 1993, no justificándose un atraso adicional. Sólo en el caso en que la demanda del SIN creciera a una tasa promedio igual o menor que 5% anual entre 1988 y 1995 se justificaría el atraso del proyecto por 1 año, para entrar en 1994, lo que sin embargo dependería de la indemnización a convenir con los contratistas al atrasar sus programas de ejecución, que podría ser substancial.
- 4.18 Debe destacarse que los beneficios netos para Paraguay no están sujetos al mismo grado de incertidumbre que para Argentina. Efectivamente, y debido a que ellos están establecidos por el tratado de Yacyretá sobre la base de variables que no dependen del beneficio que Argentina obtenga del proyecto, Paraguay no enfrenta riesgos.

4. Impacto Distributivo

- 4.19 Los beneficios para el grupo de bajos ingresos ha sido estimado desde un punto de vista regional, incluyendo los beneficios percibidos por la mano de obra no calificada de Paraguay y Argentina y por los consumidores de energía que pueden ser incluidos en el grupo de bajos ingresos de Argentina.
- 4.20 El resultado indica que de los US\$524,6 millones (en valor presente) percibidos por el sector privado, US\$90,4 millones corresponden a sobrepago a la mano de obra no calificada en ambos países, y US\$74,4 millones corresponden a consumo incremental del grupo de bajos ingresos. De esta forma, el 31,4% del total de beneficios del sector privado es percibido por el grupo de bajos ingresos.

D. Evaluación Financiera e Institucional del proyecto

1. Viabilidad Institucional

- 4.21 La organización de EBY desde el punto de vista administrativo y financiero se considera adecuada, sus sistemas y procedimientos de planificación financiera, auditoría y control interno y registro de sus operaciones son aceptables. La empresa ha venido supervisando y controlando la ejecución del proyecto en forma satisfactoria contando con la organización adecuada para ejecutar las labores que ha venido desarrollando. La empresa cuenta con un adecuado sistema de planificación financiera de corto y largo plazo que le permite mantener una actualización y control permanente de los costos totales del proyecto así como de sus fuentes de financiamiento.
- 4.22 La empresa requeriría ajustar su estructura organizacional y de personal para adecuarla a las necesidades que se le presenten una vez que entre en operación la central, la que se ha previsto para el año 1993. A su vez será necesario definir la cobertura y tipo de riesgos cubiertos por las pólizas de seguros actualmente contratadas una vez de empieza la operación de la central. Para tales efectos se han establecido dentro de la operación bajo estudio, los requerimientos contractuales correspondientes para que previamente a la entrada en operación de la central, se tomen las medidas necesarias a satisfacción del Banco sobre los temas indicados (ver Recomendaciones).

2. Viabilidad Financiera del Proyecto

- 4.23 Los análisis efectuados permiten concluir que los recursos a ser prestados a EBY provenientes de los Fondos para Grandes Obras Eléctricas (FONGOE) y Chocón Cerros Colorados-Alicopa, estarían disponibles en los montos y oportunidad estimados en el esquema de financiamiento del proyecto de acuerdo con el análisis realizado. A su vez, el servicio de la deuda externa refinanciada de EBY sería cubierto por el Tesoro Nacional mediante préstamos a EBY. La disponibilidad oportuna de estos recursos es la única incertidumbre significativa en el plan de financiamiento del proyecto; sin embargo, la importancia del proyecto es tal que se estima que el gobierno argentino hará lo necesario para disponer u obtener de tales recursos.
- 4.24 Se estima además que EBY estará en condiciones de obtener los demás recursos financieros previstos en el Plan de Financiamiento del Proyecto, los que incluirían: (i) créditos a obtener por US\$400 millones, por los que existe la intención del Gobierno de solicitarlos al BID y al BIRF y cuyos recursos se necesitarían entre 1990 y 1991; (ii) créditos de Agencias de Exportación y Proveedores que corresponderían al financiamiento del 85% de los bienes a ser adquiridos, de los cuales aún no se han concretado préstamos estimados en US\$91 millones; y (iii) créditos de bancos locales pendientes de concretar por US\$44 millones, para lo cual el Banco Central ha establecido las líneas de redescuento correspondientes.

E. Impacto Ambiental

- 4.25 Los programas de protección ambiental elaborados por EBY son satisfactorios y han sido elaborados en estrecha colaboración con el BIRF y el BID. Los estudios incluidos en el Plan Maestro Ambiental deberán ser completados de acuerdo con un cronograma previamente acordado con el Banco y los resultados sometidos a su consideración. Se recomienda, por lo tanto, que se efectúe un seguimiento detallado del progreso de la implantación del plan maestro a través de los informes semestrales que la entidad someta al Banco sobre el programa de relocalizaciones (ver Recomendaciones). Adicionalmente, a efectos de establecer los lineamientos y criterios requeridos para otras inversiones en el subsector, se recomienda completar las regulaciones tendientes a establecer los lineamientos para la protección del medio ambiente, actualmente en elaboración, que sea aplicable a las obras en plantas termoeléctricas (ya se cuenta con lo correspondiente a plantas hidroeléctricas), en un plazo no superior a dieciocho meses contados a partir de la vigencia del contrato de préstamo (ver Recomendaciones).

F. Evaluación General del Programa de Relocalizaciones

1. Introducción

- 4.26 En términos generales, el Programa de Relocalizaciones está bien estructurado, cuenta con personal calificado, ha establecido y mantiene comunicación y coordinación efectiva con las autoridades regionales correspondientes y organismos de apoyo, en ambas márgenes. Sin embargo, en diferentes misiones de los Bancos se ha identificado la necesidad de reforzar los equipos encargados del programa en la medida en que este está entrando en una etapa de ejecución acelerada respecto al ritmo mantenido hasta 1987; unido a esto subsisten aspectos por definir en ambas márgenes: en Argentina está pendiente la decisión de EBY y el gobierno de la provincia del tratamiento a los hogares de "intrusos" en las áreas de afectación; en Paraguay, se requiere la identificación de soluciones definitivas para la industria cerámica y para la ubicación del puerto e instalaciones ferroviarias, que deberán formar parte del Plan director de Encarnación, y establecer un mecanismo formal de reevaluación de la población afectada. Finalmente, en ambas márgenes, está pendiente la implantación de un sistema integrado de seguimiento del proceso de relocalizaciones.

2. Recomendaciones

- 4.27 Consecuentemente, y con el objeto de asegurar el desarrollo eficaz y oportuno del proceso de relocalizaciones, se recomienda que el Banco supervise semestralmente su ejecución, y que se requiera del prestatario la implementación de las siguientes acciones (ver Recomendaciones).
- (a) Presentar un diagnóstico y dimensionamiento del problema de las familias no incluidas en el censo original y las medidas que se están tomando para evitar la proliferación de problema, antes del 30

de abril de 1989. Las soluciones consideradas deberán presentarse antes del 30 de abril de 1991 y la solución adoptada antes del 31 de octubre de 1991.

- (b) Semestralmente se deberá: (i) evaluar el progreso alcanzado en la implantación de las acciones de relocalización, así como evidencia de que se han tomado las medidas necesarias para asegurar que las opiniones de la población afectada han sido apropiadamente consideradas; (ii) determinar los requerimientos de personal profesional y de apoyo para fortalecer los Programas de Acción Social en cada margen, en función del número de familias relocalizadas y en proceso de relocalización, tanto para el área urbana como rural; y (iii) presentar un programa de incorporación y adiestramiento de personal.
- (c) Completar el diseño del sistema de seguimiento, evaluación y control en ambas márgenes, y presentar a satisfacción del Banco informes de avance anuales detallando los resultados parciales del programa de relocalización de población en su dimensión física y social. Con este objeto, deberá diseñarse un sistema unificado y coordinado de recopilación de información en todas las áreas del programa de relocalizaciones.
- (d) Definir, conjuntamente con las autoridades correspondientes, el Plan Director de Encarnación. Para ello, deberá: (i) completar el estudio de alternativas de solución para la industria cerámica (oleros) en la margen derecha; (ii) completar el estudio de factibilidad de protección del "área de recuperación" en la margen derecha; y (iii) presentar a satisfacción del Banco el Plan Director de Encarnación, con cronograma de ejecución y costos; estas acciones deberán completarse antes del 31 de octubre de 1989.
- (e) Actualizar las cifras de población afectada en la margen derecha, tanto en el área urbana como rural, antes del 31 de octubre de 1989, y diseñar, como parte del sistema de seguimiento, evaluación y control, un método que permita la actualización periódica de ellas para ambas márgenes.

V. RECOMENDACIONES

- 5.01 Por las razones expuestas anteriormente, se considera que el proyecto es viable desde el punto de vista técnico, ambiental, institucional, financiero, económico y jurídico. Por lo tanto se recomienda la aprobación del préstamo, para lo cual se presentan a la consideración del Directorio Ejecutivo los Documentos Normativos siguientes:

- Proyecto de Resolución (OC)
- Recomendaciones
- Descripción del Proyecto (Anexo A del Contrato de Préstamo)
- Indicadores y Definiciones (Anexo A del Contrato de Garantía)

- 5.02 En adición a lo anterior, también se recomienda la aprobación de:
- (a) la modificación a los capítulos de las Recomendaciones y Anexo A correspondientes a los préstamos 466/OC-AR, 746/SF-AR, 114/IC-AR, 430/OC-AR, 704/SF-AR y 528/OC-AR que se detallan en los Anexos VI-5 al VI-8 del Informe de Proyecto; y
 - (b) de los correspondientes Proyectos de Resolución Modificatorios a las Resoluciones DE-41/84, DE-42/84, DE-209/82, DE-208/82, DE-210/82, DE-159/86 que aparecen como Apéndices 5 al 10 de esta Propuesta.

Principales Indicadores de Desempeño
Empresas Nacionales del Sector Eléctrico

	<u>1988</u>	<u>1989</u>	<u>1990</u>	<u>1991</u>	<u>1992</u>
<u>AGUA Y ENERGIA ELECTRICA</u>					
1. Cobertura Servicio Deuda-neta (veces)	0.1	0.2	1.2	1.6	2.1
2. Endeudamiento %	49.5	46.3	44.3	42.2	40.2
3. Período de cobranza (días)	145.4	85.2	73.9	71.9	70.2
4. Período de pago electricidad (días)	210.0	150.0	110.0	60.0	60.0
5. Relación corriente (veces)	1.0	0.7	0.7	0.8	0.8
6. Rentabilidad %	-2.3	-2.0	-1.1	0.1	0.7
7. Aportes Fondos Energ.totales (Millones US\$)	171.1	252.4	211.3	186.6	204.6
8. Aportes Fondos Eléctricos (Millones US\$)	93.6	168.8	176.1	186.6	69.2
9. Pago Serv.Deuda por Gobierno (Millones US\$)	214.8	190.8	189.9	197.2	195.9
<u>HIDRONOR</u>					
1. Cobertura Servicio Deuda-neta (veces)	0.2	0.5	0.3	1.0	1.1
2. Endeudamiento %	35.9	35.8	35.6	32.7	28.8
3. Período de cobranza (días)	89.8	90.0	90.0	90.0	90.0
4. Período de pago electricidad (días)	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
5. Relación corriente (veces)	0.3	0.3	0.2	0.4	0.4
6. Rentabilidad %	0.6	2.1	1.4	5.4	5.8
7. Aportes Fondos Energ.totales (Millones US\$)	206.8	155.7	163.8	115.0	42.8
8. Aportes Fondos Eléctricos (Millones US\$)	91.0	86.4	102.4	103.4	22.6
9. Pago Serv. Deuda por Gobierno (Millones US\$)	14.3	45.7	41.4	43.4	38.3
<u>SEGBA</u>					
1. Cobertura Servicio Deuda-neta (veces)	1.2	5.8	5.7	3.2	3.2
2. Endeudamiento %	29.5	30.4	33.0	35.8	35.4
3. Período de cobranza (días)	61.6	57.3	56.7	51.1	51.1
4. Período de pago electricidad (días)	178.0	91.0	61.0	61.0	61.0
5. Relación corriente (veces)	0.6	0.8	0.9	0.7	0.7
6. Rentabilidad %	-2.6	1.2	2.0	3.0	4.0
7. Aportes Fondos Energ. Totales (Millones US\$)	84.5	44.7	13.3	-	9.0
8. Aportes Fondos Eléctricos (Millones US\$)	-	-	-	-	-
9. Pago Serv. Deuda por Gobierno (Millones US\$)	52.8	58.2	58.7	26.0	58.1

PROYECTO DE RESOLUCION 1/

REGIONAL. PRESTAMO /OC-RG A LA ENTIDAD BINACIONAL YACYRETA (EBY)
(Financiamiento Suplementario al Proyecto
Hidroeléctrico Yacyretá)

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 la Entidad Binacional Yacyretá (EBY), como prestatario, y la República Argentina, como garante, para otorgar al primero un financiamiento suplementario destinado a cooperar en la ejecución del Proyecto Hidroeléctrico Yacyretá ("Proyecto"). Este financiamiento se sujetará sustancialmente a las siguientes disposiciones:

1. Monto y monedas: Hasta US\$250.000.000 o su equivalente en otras monedas (excepto las del Paraguay y de la Argentina) que formen parte de los recursos del capital ordinario del Banco 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. Los pagos de las amortizaciones y de los intereses se efectuarán en la moneda o monedas que el Banco oportunamente especifique, en una suma equivalente al correspondiente monto adeudado, calculada por unidades de cuenta en términos de dólares de los Estados Unidos de América, de acuerdo con las disposiciones que se incorporen en el contrato de préstamo.
2. Fuente de los fondos: Los recursos del capital ordinario del Banco.
3. Garantía: Fianza solidaria de la República Argentina.
4. Comisión de crédito: 1-1/4% por año sobre la parte no desembolsada del financiamiento, comisión que comenzará a devengarse 60 días

1/ Las disposiciones contenidas en este Apéndice 1 y en los Apéndices 2 al 10 sólo serán definitivas cuando el Directorio Ejecutivo haya aprobado la propuesta de préstamo.

después de la fecha del contrato y que se pagará 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 20 años contados a partir de la fecha del contrato, mediante cuotas semestrales, consecutivas y en lo posible iguales. La primera cuota se pagará a los 42 meses contados a partir de la fecha prevista para el último desembolso del financiamiento. El Banco podrá abonar las cuotas de amortización proporcionalmente al saldo deudor de cada una de las porciones del préstamo que devenguen distintas tasas de interés.
6. Interés: El prestatario pagará intereses semestralmente sobre los saldos deudores del préstamo. El primer pago se efectuará a los seis meses contados a partir de la fecha del contrato de préstamo. Durante el período de desembolsos, el Banco: (a) determinará la tasa de interés que se aplicará a partir del 1° de enero de cada año, y por toda la vigencia del préstamo, sobre los montos desembolsados durante ese año; y (b) de conformidad con la política del Banco, podrá modificar la tasa de interés que se aplicará a los desembolsos del préstamo realizados durante la segunda mitad del año. A solicitud del prestatario podrán utilizarse los recursos del financiamiento para abonar los intereses de este préstamo, y los intereses del préstamo 346/OC-RG incurridos a partir de la fecha de esta resolución, durante el plazo de desembolso de este financiamiento.
7. Desembolso: El plazo de desembolso del financiamiento expirará a los 2 años contados a partir de la fecha de vigencia del contrato.
8. Condiciones especiales:
 - (a) La utilización de los recursos del préstamo deberá ser llevada a cabo en su totalidad por el prestatario. Si se aprobaran modificaciones en las disposiciones legales o en los reglamentos básicos concernientes al prestatario, o en el Tratado de Yacyretá o en cualquiera de sus notas reversales que, a juicio del Banco, puedan afectar sustancialmente al Proyecto, el Banco tendrá derecho a requerir una información razonada y pormenorizada del prestatario y del garante a fin de apreciar si el cambio o cambios podrían tener un impacto desfavorable en la ejecución del Proyecto. Sólo después de oír al prestatario y al garante y de apreciar sus informaciones y aclaraciones el Banco podrá adoptar las medidas que juzgue apropiadas, conforme con las disposiciones que se incorporen en los contratos de préstamo y de garantía.
 - (b) Los recursos del préstamo, junto con los del Préstamo 346/OC-RG, se destinarán a participar en la ejecución de un proyecto que se estima en el equivalente de US\$5.846.600.000. En consecuencia, los contratos de préstamo y de garantía deberán contener las

disposiciones apropiadas para asegurar que se proporcionarán oportunamente, de acuerdo con un plan de inversiones satisfactorio al Banco, los recursos adicionales a los dos préstamos del Banco que se requieran para la completa ejecución del Proyecto, en una suma que se estima en el equivalente de US\$5.386.600.000 la que podrá incluir créditos de otras fuentes, incluyendo los recursos de un segundo préstamo a la República Argentina del Banco Internacional de Reconstrucción y Fomento (BIRF) por un monto no inferior al equivalente de US\$250.000.000.

- (c) Antes del primer desembolso del financiamiento el prestatario deberá presentar, a satisfacción del Banco, evidencia de que el garante ha suscrito con el BIRF el contrato de préstamo a que se refiere el párrafo (b) anterior.
- (d) Se podrá utilizar hasta el equivalente de US\$60.000.000 de los recursos del financiamiento para atender gastos efectuados por el prestatario en el Proyecto antes de la fecha de esta resolución pero con posterioridad al 1.º de marzo de 1988 y siempre que se hayan cumplido requisitos sustancialmente análogos a los previstos en esta resolución y en el contrato de préstamo.
- (e) Seis meses antes de la fecha prevista para la puesta en servicio de la central del Proyecto, el prestatario deberá presentar, a satisfacción del Banco, el programa para el establecimiento del costo del servicio dispuesto en el Anexo C, Capítulo III, del Tratado de Yacyretá, que atenderá los siguientes rubros:
 - (i) el monto necesario para el pago a las partes que constituyen Yacyretá, de utilidades del doce por ciento anual sobre su participación en el capital integrado;
 - (ii) el monto necesario para el servicio de la deuda;
 - (iii) el monto necesario para el pago a Agua y Energía Eléctrica ("AyEE"), de la Argentina, y a la Administración Nacional de Electricidad ("ANDE"), del Paraguay, en partes iguales, a título de resarcimiento de la totalidad de sus gastos propios relacionados con Yacyretá;
 - (iv) el monto necesario para el pago de la compensación total en razón del territorio inundado;
 - (v) el monto necesario cargado a la energía vendida a las entidades del país que adquiriera la energía cedida por el otro país, para el pago de la compensación prevista en el Tratado;

- (vi) el monto necesario para cubrir los gastos de explotación; y
 - (vii) el monto del saldo, positivo o negativo, de la cuenta de explotación del ejercicio anterior.
- (f) En la adquisición de maquinaria, equipo y otros bienes relacionados con el Proyecto y en la adjudicación de contratos para la ejecución de obras, financiados total o parcialmente:
- (i) con recursos provenientes del préstamo, deberá utilizarse el sistema de licitación pública internacional en todos los casos en que el valor de dichas adquisiciones o contratos exceda del equivalente de US\$200.000. Las licitaciones para esos contratos se sujetarán a los procedimientos que constarán como anexo del contrato de préstamo;
 - (ii) con recursos de contrapartida local, deberán utilizarse procedimientos aceptables para el Banco; y
 - (iii) con recursos de créditos de proveedores, créditos de compradores y otros recursos externos que no sean provenientes de los préstamos del Banco y del BIRF, el prestatario, a solicitud del Banco, deberá demostrar la razonabilidad tanto del precio pactado o pagado de compra de los bienes como de las condiciones financieras establecidas en cuanto a los créditos, inclusive que la calidad de los bienes guarde conformidad con los requisitos técnicos del Proyecto.
- (g) Si durante el período de ejecución del Proyecto los recursos provenientes del Fondo Chocón-Cerros Colorados y del Fondo Nacional de Grandes Obras Eléctricas fueron insuficientes respecto de los montos previstos en el plan de financiamiento, el garante se obliga a otorgar o facilitar la obtención de los créditos adicionales necesarios en términos y condiciones compatibles con dicho plan.
- (h) El Banco establecerá los procedimientos de inspección que juzgue necesarios para asegurar el desarrollo satisfactorio del Proyecto, y el prestatario, el garante y la República del Paraguay deberán proporcionar toda la cooperación que se requiera para el mejor cumplimiento de este propósito. Del monto del financiamiento se destinará la suma de US\$2.500.000 para que ingrese en las cuentas generales del Banco por concepto de inspección y vigilancia generales.

RECOMENDACIONES

A. Además de las disposiciones que figuran en el proyecto de resolución (Apéndice 1), se recomienda que en los contratos de préstamo y/o de garantía, según corresponda, se incluyan las siguientes que deberán cumplirse a satisfacción del Banco:

1. A menos que el Banco lo acuerde de otra manera, antes de cada llamado a licitación pública el prestatario presentará:
 - (a) los planos, las especificaciones y los demás documentos necesarios para la convocatoria, y
 - (b) en el caso de obras, la evidencia de que los terrenos necesarios para la ejecución de los trabajos se encuentran dentro de las áreas delimitadas de acuerdo con el Artículo XVII del Tratado de Yacyretá. Antes de la adjudicación de la licitación el prestatario presentará la evidencia de que tiene la posesión de dichos terrenos o se está en condiciones de tomarla de inmediato.
2. El garante deberá tomar las medidas apropiadas a fin de asegurar que los ingresos por las tarifas de las empresas nacionales de energía eléctrica (HIDRONOR S.A. Hidroeléctrica Norpatagónica Sociedad Anónima, Agua y Energía Eléctrica, Sociedad de Estado (AyEE) y Servicios Eléctricos del Gran Buenos Aires, S.A. (SEGBA)) cubran la totalidad de los gastos de operación, excluida la depreciación, y generen un excedente para cubrir total o parcialmente los demás gastos que incluyen la depreciación y las demás obligaciones financieras de la respectiva empresa. Adicionalmente, los ingresos por tarifas de la respectiva empresa después de atender sus gastos de operación y el servicio neto de su deuda deberán contribuir a una generación interna neta de fondos que cubra una proporción razonable del programa de inversión. Si lo anterior no llegase a cubrir todas las obligaciones financieras de la respectiva empresa, ésta y el garante tomarán las medidas que sean necesarias, las que pueden incluir el aumento de las tarifas, para lograr ese fin.
3. El garante se compromete a: (a) completar y presentar el "Estudio de Niveles y Estructura de Tarifas a Costo Marginal: Alta Tensión" dentro de un plazo de 6 meses contado a partir de la fecha de vigencia del contrato de garantía; (b) presentar un plan, con su respectivo cronograma, con las acciones que corresponda realizar para llevar a cabo las recomendaciones que se acuerden entre las partes, emergentes del citado estudio, dentro del plazo de 9 meses contado a partir de la fecha de vigencia del contrato de garantía; (c)

completar y presentar el "Estudio de Niveles y Estructura de Tarifas a Costo Marginal: Baja Tensión", dentro de un plazo de 12 meses contado a partir de la fecha de vigencia del contrato de garantía; y (d) presentar un plan, con su correspondiente cronograma, con las acciones que corresponda realizar para llevar a cabo las recomendaciones que se acuerden entre las partes, emergentes del citado estudio, dentro del plazo de 15 meses contado a partir de la fecha de vigencia del contrato de garantía.

4. Dentro del plazo de 6 meses contado a partir de la fecha de vigencia del contrato de garantía, el garante se compromete a presentar un "Estudio del Marco Legal e Institucional del Subsector Eléctrico" cuyo objeto será identificar las principales restricciones de carácter legal e institucional que limitan el normal funcionamiento del subsector eléctrico y definir una política a largo plazo para su solución. Dicho estudio deberá ser preparado de acuerdo con términos de referencia y un cronograma previamente aprobado por el Banco. El estudio deberá, además: (a) analizar los factores que limitan la regularización de los estados financieros de las empresas nacionales del subsector por concepto de defecto de beneficio; (b) establecer una metodología de aplicación periódica para la revaluación de los activos de las empresas; y (c) analizar la situación de administración y recaudaciones de los Fondos Energéticos.
5. Dentro del plazo de 12 meses contado a partir de la fecha de vigencia del contrato de garantía, el garante se compromete a presentar un plan, con su correspondiente cronograma, con las acciones que corresponda realizar para llevar a cabo las recomendaciones acordadas entre las partes, emergentes del estudio a que se refiere el párrafo 4 anterior.
6. Antes del 31 de mayo de cada año, y durante un plazo de 10 años contado a partir de la fecha de vigencia del contrato de garantía, el garante y/o cada una de las empresas nacionales de energía eléctrica, por un lado, y el Banco, por el otro, celebrarán reuniones anuales destinadas a evaluar la evolución de la situación financiera e institucional del subsector eléctrico y de la respectiva empresa, de acuerdo con lo señalado en el párrafo I del Apéndice 4. El garante y/o la respectiva empresa velarán para que se ejecuten las acciones y se cumplan las metas acordadas en dichas reuniones. Si de la evaluación llegare a determinarse que no se están cumpliendo los acuerdos o alcanzando los indicadores financieros y operativos establecidos para cada empresa en el párrafo II del Apéndice 4, el garante y/o la respectiva empresa deberán adoptar las medidas necesarias para alcanzar este fin.
7. Para la realización de la evaluación a que se refiere el párrafo anterior, el garante presentará anualmente:
 - (a) antes del 30 de abril, un informe que contenga para el año precedente la información referida en el párrafo 1.05 del Apéndice 4; y

- (b) antes del 31 de octubre, un informe que detalle el progreso alcanzado en ese mismo año en la implantación de las acciones de los planes a que se refieren los párrafos 3 y 5 anteriores.
8. Durante la vigencia del contrato de préstamo, y a partir del año calendario siguiente al que comience la venta de energía, el prestatario se compromete a tomar las acciones pertinentes a fin de asegurar que los saldos al final de cada semestre de las cuentas por cobrar no excederán del equivalente de 60 días del promedio de ventas de los 12 meses precedentes.
 9. El garante se compromete durante la vigencia del contrato de garantía a ajustar el programa de inversiones del subsector de energía eléctrica para reflejar el plan de expansión de mínimo costo, actualizado anualmente, preparado con base en los parámetros previamente acordados entre las partes.
 10. El garante se compromete durante la vigencia del contrato de garantía a que las empresas nacionales de energía eléctrica sólo acordarán la iniciación de obras mayores de generación o transmisión que estén en concordancia con el plan de expansión de mínimo costo y cuenten con financiamiento adecuado. Las partes podrán acordar modificaciones al plan de expansión de mínimo costo con ocasión de la evaluación anual a que se refiere el párrafo 6, o en cualquier otra oportunidad que las partes acuerden.
 11. El garante se compromete a presentar: (a) dentro del plazo de 6 meses contado a partir de la vigencia del contrato de garantía, los resultados del "Estudio de los Parámetros de Operación de Plantas Termoeléctricas" para ser considerados en el plan de expansión de mínimo costo a que se refiere el párrafo 9; y (b) dentro del plazo de 12 meses contado a partir de la vigencia del contrato de garantía, los resultados del "Estudio Económico de la Rehabilitación de Plantas Termoeléctricas".
 12. El garante se compromete durante la vigencia del contrato de garantía:
 - (a) a tomar las medidas necesarias para que la tarifa de venta de electricidad de la Comisión Nacional de Energía Atómica (CNEA) no sea superior al valor mayor de las tarifas de las restantes fuentes de suministro del Sistema Interconectado Nacional (SIN);
y
 - (b) a que sólo se destinarán recursos de los Fondos Energéticos a la CNEA para financiar sus requerimientos financieros, una vez que todos los requerimientos financieros de las demás empresas del sector estén siendo cubiertos adecuadamente.
 13. El prestatario deberá presentar al Banco 6 meses antes de la fecha prevista para iniciar la operación de la central, su organigrama, el manual de organización, el programa de contrataciones de personal

para llenar los cargos requeridos y el programa de seguros para la etapa de operación.

14. El prestatario se compromete a presentar, antes del 30 de abril y 31 de octubre de cada año, mientras no se haya presentado al Banco el informe de evaluación a posteriori en aspectos ambientales y de relocalizaciones a que se refiere el párrafo 18 de este Apéndice, y con base en las pautas indicadas en el párrafo 7.01 del Apéndice 3, informes que evalúen el cumplimiento de los programas de relocalizaciones y de protección del medio ambiente en el área del Proyecto, comprometiéndose a tomar las medidas correctivas que fueren apropiadas.
15. El garante se compromete a completar y presentar, en un plazo no superior a los 18 meses contado a partir de la fecha de vigencia del contrato de garantía, las normas tendientes a establecer los lineamientos para la protección del medio ambiente en la ejecución de nuevas obras en el subsector de energía termoeléctrica.
16. El garante se compromete a presentar en un plazo no superior a los 6 meses contado a partir de la fecha de vigencia del contrato de garantía, el plan de ejecución (incluyendo la organización que adoptará para su ejecución), junto con el esquema de financiamiento de la primera etapa del Sistema de Transmisión de la Central Hidroeléctrica de Yacyretá cuya puesta en servicio está prevista para comienzos de 1993.
17. El prestatario se compromete 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 plazo de 5 años contado a partir de la entrada en servicio de la primera unidad del Proyecto, y dentro de los 3 primeros meses de cada año calendario: (i) un plan anual de mantenimiento de cada una de las obras construidas dentro del Proyecto; y (ii) un informe detallado sobre la gestión del año anterior en la misma materia, y sobre el grado de confiabilidad, eficiencia operativa y calidad de servicio y el estado de conservación del sistema al término del año anterior. Para tales efectos, el prestatario deberá tomar las medidas necesarias para incluir en sus correspondientes presupuestos anuales los recursos requeridos para esos propósitos.
18. A efectos de evaluar los resultados obtenidos con la ejecución del Proyecto, el prestatario deberá comprometerse a presentar al Banco, dos informes de evaluación a posteriori los cuales se referirán: (a) a los aspectos técnicos, económicos y financieros de acuerdo con una metodología previamente acordada con el Banco; y (b) a los aspectos ambientales y de relocalizaciones, con base en la metodología y las

pautas acordadas con el Banco que se indican en el Capítulo VI del Apéndice 3. Para estos efectos, el garante deberá proporcionar al prestatario toda la información de carácter sectorial que sea necesaria.

19. Cumplidos los requisitos pertinentes que se establezcan en los contratos de préstamo y de garantía, el Banco podrá establecer un anticipo de fondos de hasta el 15% del monto del financiamiento.
 20. Los estados financieros del Proyecto, durante su ejecución, y los del prestatario durante la vigencia del contrato de préstamo, se presentarán anualmente al Banco auditados por una firma de contadores públicos independiente, siguiendo procedimientos satisfactorios para el Banco.
 21. En el mismo acto en que se suscriban los contratos de préstamo y de garantía, se firmará entre la República Argentina, la República del Paraguay y el Banco un documento similar al Acuerdo de Ejecución suscrito el 6 de noviembre de 1979 con ocasión del préstamo 346/OC-RG.
- B. En los contratos de préstamo y de garantía, según corresponda, deberán incorporarse como anexos documentos de contenido similar a los Apéndices 3 (El Proyecto) y 4 (Reuniones Anuales de Evaluación) de la propuesta de préstamo.

EL PROYECTO
(Anexo A del Contrato de Préstamo)

I. Objetivos

- 1.01 El Proyecto tiene como objeto la construcción de una central hidroeléctrica con capacidad instalada de 2.700 MW y 20.300 GWh de energía promedio anual, que permita contribuir a satisfacer los requerimientos de energía eléctrica previstos para mediados de la década de los años noventa, en la Argentina y el Paraguay.
- 1.02 Adicionalmente, el Proyecto contribuirá al mejoramiento de la navegación, la interconexión vial entre la Argentina y el Paraguay, y el desarrollo del riego, la piscicultura y el turismo.

II. Descripción

- 2.01 El Proyecto se localiza sobre el río Paraná, 90 kms. aguas abajo de las ciudades de Posadas y Encarnación y está compuesto por las siguientes obras:
- (a) una central generadora con 20 unidades de 135 MW c/u y una subestación elevadora, desde donde parten las líneas de 220 kv al Paraguay y de 500 kv a la Argentina;
 - (b) las obras de embalse con un volumen de 21.000 Hm³ y una superficie de 1.700 km², constituidas por presas de tierra de aproximadamente 70 kms de longitud, una esclusa de navegación, dos vertederos y las estructuras de riego;
 - (c) un conjunto de viviendas para el reasentamiento de aproximadamente 35.000 personas y la relocalización de obras de infraestructura afectadas por el embalse en ambas márgenes del río Paraná;
 - (d) las obras de protección de las cuencas de los arroyos de la margen paraguaya; y
 - (e) la protección del medio ambiente que prevé, dentro del cuerpo de la central instalaciones para la circulación hacia aguas arriba de los peces, reservas para la fauna existente en la zona a ser inundada y limpieza del embalse.

III. Costo y financiamiento

3.01 El estimativo de costos, actualizado a diciembre de 1987 que se muestra en el siguiente cuadro asciende a US\$5.846.600.000 distribuidos en las siguientes categorías:

(En millones de US\$)

	CONTRAPARTIDA						TOTAL
	BID 346/OC-RG PROP.	BID 346/OC-RG PROP.	BIRF 1761/RG PROP.	BIRF 1761/RG PROP.	CREDIT. EXPORT	GOBIERNO/ OTROS	
1. <u>INGENIERIA Y ADMINISTRACION</u>	<u>51,5</u>	<u>29,0</u>	<u>40,5</u>	<u>29,2</u>	<u>-</u>	<u>825,5</u>	<u>975,7</u>
1.1 Ingeniería y Dirección	51,5	29,0	40,5	29,2	-	364,4	
1.2 Adm. y Gtos. Grales.	-	-	-	-	-	461,1	
2. <u>COSTO DIRECTO CONSTRUCCION</u>	<u>141,5</u>	<u>152,3</u>	<u>169,5</u>	<u>177,2</u>	<u>582,3</u>	<u>2.018,6</u>	<u>3.241,4</u>
2.1 Obras preliminares	-	-	-	-	-	333,7	
2.2 Obras civiles y seguros	141,5	152,3	169,5	177,2	179,5	1.004,1	
2.3 Equipo y generación	-	-	-	-	325,9	78,0	
2.4 Equipo electromec.	-	-	-	-	76,9	141,0	
2.5 Medioambiente	-	-	-	-	-	18,1	
2.6 Indemnizaciones	-	-	-	-	-	133,2	
2.7 Relocalizaciones	-	-	-	-	-	310,5	
3. <u>GASTOS FINANCIEROS</u>	<u>17,0</u>	<u>42,5</u>	<u>-</u>	<u>40,6</u>	<u>-</u>	<u>1.197,7</u>	<u>1.297,8</u>
3.1 Intereses prést.	-	15,0	-	-	-	50,0	
3.2 Intereses prést. 346/OC-RG	14,9	25,0	-	-	-	65,5	
3.3 Comisión crédito BID	-	-	-	-	-	15,7	
3.4 Inspección y vigilancia	2,1	2,5	-	-	-	-	
3.5 Intereses BIRF	-	-	-	40,6	-	162,5	
3.6 Intereses otros créditos	-	-	-	-	-	904,0	
4. <u>GASTOS SIN ASIGNACION</u>	<u>-</u>	<u>26,2</u>	<u>-</u>	<u>3,0</u>	<u>111,2</u>	<u>191,3</u>	<u>331,7</u>
4.1 Imprevistos	-	12,8	-	1,6	21,8	47,8	
4.2 Escalamiento	-	13,4	-	1,4	89,4	143,5	
<u>TOTAL GENERAL</u>	<u>210,0</u>	<u>250,0</u>	<u>210,0</u>	<u>250,0</u>	<u>693,35</u>	<u>4.233,1</u>	<u>5.846,6</u>
PORCENTAJES	3,6	4,3	3,6	4,3	11,8	72,4	100%

IV. Adquisiciones

- 4.01 Cuando los bienes y servicios que se adquieran o contraten se financien total o parcialmente con divisas del financiamiento, los procedimientos y las bases específicas de las licitaciones u otras formas de compra o contratación deberán permitir la libre concurrencia de bienes y servicios de países miembros del Banco, incluidos los relacionados con cualquier medio de transporte. Consiguientemente, en los citados procedimientos y/o bases específicas, no se establecerán condiciones que impidan o restrinjan la oferta de bienes o la concurrencia de tales oferentes.

V. Servicios de consultoría

- 5.01 Para la selección y contratación de servicios de consultoría financiados total o parcialmente con los recursos del préstamo, no podrán establecerse disposiciones o estipulaciones que restrinjan o impidan la participación de consultores originarios de países miembros del Banco.
- 5.02 Para la selección y contratación de los servicios de consultoría financiados con los recursos de la contrapartida local, el prestatario deberá presentar a la aprobación del Banco, antes de proceder a la contratación correspondiente, los nombres de las firmas o consultores individuales seleccionados, los términos de referencia de los mismos y los honorarios acordados.

VI. Evaluaciones a posteriori

A. Evaluación a posteriori del Proyecto

- 6.01 Antes de transcurridos dos años contados a partir de la entrada en servicio de la última unidad, el prestatario presentará al Banco el informe de evaluación a posteriori del Proyecto, para lo cual deberá recopilar los datos anuales que se indican a continuación hasta un año antes de la elaboración del citado informe.
- 6.02 Se recopilarán datos anuales a partir de la fecha de vigencia del contrato de préstamo sobre las categorías que se indican a continuación, pudiendo consolidarse con los informes periódicos del prestatario durante el lapso en que éstos se presenten:

1. Ejecución del Proyecto: datos anuales

- (a) La inversión anual.
- (b) Las modificaciones en el Proyecto, según sus causas.
- (c) Las modificaciones en el presupuesto, según sus causas.
- (d) Las modificaciones en los calendarios de licitaciones y contrataciones, y en los plazos de construcción y suministro.

- (e) Las modificaciones en el esquema financiero.

2. Operación del sistema: datos anuales

- (a) El balance de energía y la potencia del sistema interconectado.
- (b) Los datos por tipo de generación: hidroeléctrica, nuclear y térmica. Los tipos y las cantidades de combustible utilizado, el costo económico del combustible y los costos de mantenimiento.
- (c) La información de fallas o racionamiento por déficits en el sistema interconectado.
- (d) Los costos de operación y mantenimiento del Proyecto.

B. Programa de relocalizaciones: datos anuales y evaluación a posteriori

6.03 A los 2 años contados a partir del llenado del embalse, el prestatario presentará al Banco el informe de evaluación a posteriori del programa de relocalizaciones. Para este efecto, y a partir de la fecha de vigencia del contrato de préstamo, el prestatario recopilará anualmente la siguiente información, que será presentada anualmente al Banco antes del 30 de abril de cada año:

- (a) El número de las viviendas construidas en el período y el número acumulado.
- (b) El número de las familias relocalizadas en el período y el número acumulado.
- (c) Basada en una muestra representativa de familias, la descripción cualitativa de la población relocalizada, ex-ante y a posteriori, incluyendo:
 - (i) la ocupación del jefe de familia y de sus miembros;
 - (ii) el nivel del ingreso familiar;
 - (iii) la tasa de desempleo o subempleo en el grupo;
 - (iv) la participación en programas de adiestramiento y adaptación ocupacional;
 - (v) los indicadores de salud poblacional;
 - (vi) la asistencia de niños en edad escolar a las escuelas construidas para cada comunidad;
 - (vii) la producción agrícola del predio de los reasentados rurales; y

- (viii) la permanencia de las familias relocalizadas en las nuevas viviendas.
- (d) El número de las familias indemnizadas en el período y el número acumulado, más una descripción cualitativa de ellas.
- (e) El número y la descripción de las industrias, comercios, establecimientos públicos y comunitarios relocalizados o indemnizados. El monto invertido en indemnizaciones.
- (f) La descripción del grado de avance (en obra y monto) acumulado y para el período en la relocalización de la infraestructura pública.
- (g) El personal empleado en los programas de acción social en cada margen, por categoría profesional.
- (h) La participación de los organismos gubernamentales y no gubernamentales en convenios relativos a la ejecución del programa de relocalizaciones.

VII. Programas de relocalizaciones y del medio ambiente

7.01 Los informes semestrales a que se refiere el párrafo 14 del Apéndice 2 deberán cubrir lo siguiente:

- (a) Todos los informes semestrales contendrán: (i) la relación del progreso alcanzado en la implantación de las acciones de relocalización, así como evidencia de que se han tomado las medidas necesarias para asegurar que las opiniones de la población afectada han sido apropiadamente consideradas; (ii) la evaluación de los requerimientos de personal profesional y de apoyo para fortalecer la ejecución de los Programas de Acción Social en ambas márgenes, así como el cronograma de incorporación y adiestramiento de dicho personal; y (iii) el progreso alcanzado en la implantación del Plan Maestro Ambiental adoptado y el grado de cumplimiento del cronograma establecido para ejecutar dicho plan.
- (b) El primer informe incluirá: (i) un diagnóstico y el dimensionamiento del problema de las familias no incluidas en el censo original y las medidas que se están tomando para evitar la proliferación del problema; (ii) el diseño del Sistema de Seguimiento, Evaluación y Control en ambas márgenes, para lo cual se deberá diseñar: (1) una base de datos computarizada; y (2) un sistema unificado y coordinado de recopilación de información en todas las áreas del programa de relocalizaciones.
- (c) El segundo informe incluirá:
 - (i) el Plan Director de Encarnación, el cronograma y los costos de su ejecución, incluyendo el estudio de alternativas de solución para la industria cerámica en la margen derecha y el estudio de factibilidad técnica y económica de la

protección del "área de recuperación" de Encarnación, Paraguay;

- (ii) las cifras actualizadas de la población afectada en la margen derecha tanto en el área urbana como rural; y
 - (iii) evidencia de la implantación del Sistema de Seguimiento, Evaluación y Control.
- (d) El quinto informe incluirá las opciones preliminarmente consideradas para la solución del problema de las familias no incluidas en el censo original y el sexto informe incluirá la solución definitiva seleccionada.
- 7.02 Los estudios incluidos en el Plan Maestro Ambiental deberán ser completados de acuerdo con un cronograma previamente acordado con el Banco y sus resultados sometidos a su consideración.

REUNIONES ANUALES DE EVALUACION DEL SUBSECTOR ELECTRICO
(Anexo A del Contrato de Garantía)

I. Reuniones anuales

- 1.01 Con base en lo dispuesto en el párrafo 6 del Apéndice 2, y antes del 31 de mayo de cada año, el garante, las empresas nacionales de energía eléctrica a que se refiere el párrafo 2 del Apéndice 2 ("empresas") y el Banco efectuarán reuniones anuales destinadas a analizar la evolución financiera e institucional de las empresas y los aspectos relacionados con el subsector eléctrico a que se refieren los párrafos 3, 4 y 9 del Apéndice 2.
- 1.02 En tales reuniones anuales se acordarán acciones y metas compatibles con la evolución de la situación financiera e institucional del subsector y/o con el logro de los indicadores financieros y operativos establecidos para cada una de las empresas en los respectivos contratos de préstamo y de garantía. Estas acciones podrán incluir, entre otras, aumentos tarifarios, reducciones de costos, transferencias de recursos, obtención de financiamientos y aspectos institucionales y normativos. Por su parte, las metas podrán incluir, entre otras, los índices de liquidez, solvencia, eficiencia operativa, estructura financiera y cobro de cuentas y los porcentajes de aumento tarifarios.
- 1.03 Durante la primera reunión anual se deberá: (a) verificar el logro de las acciones y de las metas ya convenidas entre el garante, las empresas y el Banco; (b) acordar, con base en lo señalado en el párrafo 1.02 anterior, las acciones a ser tomadas dentro del período anual siguiente para alcanzar las metas convenidas; y (c) rever el programa de inversiones a largo plazo que resulte del plan de expansión de mínimo costo a que se refiere el párrafo 9 del Apéndice 2.
- 1.04 A partir de la segunda reunión anual, se deberá: (a) verificar el avance de las acciones acordadas entre el garante y el Banco para la implantación de los estudios sobre "Niveles y Estructura de Tarifas a Costo Marginal" y "El Marco Legal e Institucional del Subsector Eléctrico" a que se refieren los párrafos 3 y 4 del Apéndice 2, respectivamente; (b) verificar el cumplimiento de las metas establecidas en la reunión anual anterior; (c) acordar, para el período anual siguiente, con base en lo señalado en el párrafo 1.02 precedente, las acciones a ser tomadas dentro del citado período para alcanzar las metas convenidas; (d) acordar la asignación de los Fondo Energéticos a las

empresas; y (e) rever el programa de inversiones a largo plazo que resulte del plan de expansión de mínimo costo a que se refiere el párrafo 9 del Apéndice 2.

- 1.05 Antes del 30 de abril de cada año, el garante deberá presentar un informe que contenga para el año precedente la siguiente información: (a) los estados financieros de las empresas para el año recientemente concluido; (b) las proyecciones financieras para los próximos cinco años, de acuerdo con el formato previamente acordado con el Banco; (c) el análisis de la ejecución de las acciones acordadas en la reunión del año anterior; (d) el programa de inversiones de las empresas, con su respectivo plan de financiamiento basado en un plan de expansión actualizado; (e) el avance de las acciones realizadas, emergentes del estudio de las tarifas a costo marginal, de acuerdo con lo dispuesto en el párrafo 3 del Apéndice 2; (f) el plan de financiamiento actualizado del prestatario; y (g) cualquier otra información que razonablemente pueda solicitar el Banco.

II. Indicadores

- 2.01 El excedente a que se refiere el párrafo 2 del Apéndice 2 no será inferior a la diferencia entre los ingresos operacionales y los gastos erogables (definidos estos últimos como gastos totales de operación, menos la depreciación), expresado como un porcentaje de los ingresos operacionales. Para cada empresa se deberán alcanzar los porcentajes siguientes:

	<u>AyEE</u>	<u>SEGBA</u>	<u>HIDRONOR, S.A.</u>
1988	7	7	22
1989	10	17	47
1990	18	19	39
1991	25	20	62
1992 (en adelante)	27	23	65

- 2.02 La proporción razonable a que se refiere el párrafo 2 del Apéndice 2 se determinará relacionando la generación interna neta de fondos de un año con el programa de inversiones para ese mismo año, incluyendo gastos financieros durante el período de construcción. Dicha proporción no será inferior a los siguientes porcentajes:

	<u>AyEE</u>	<u>SEGBA</u>	<u>HIDRONOR, S.A.</u>
1988	0	10	10
1989	5	40	10
1990	40	40	10
1991 (en adelante)	40	40	40

III. Definiciones

- 3.01 Para los fines de lo establecido en el párrafo anterior se entiende por:
- (a) generación interna de fondos: el monto resultante de calcular, para un ejercicio fiscal cualquiera, los ingresos de explotación más la depreciación y provisiones de ese año, más lo transferido por concepto de contribuciones de los Fondos Eléctricos, menos el costo de explotación y gastos de administración y ventas; (b) servicio de deuda: el monto resultante de sumar, para el mismo ejercicio fiscal indicado en (a), los importes correspondientes a las amortizaciones (incluyendo pagos por concepto de fondos amortizantes), intereses totales y otros cargos de toda la deuda a más de un año de plazo cuyo servicio esté a cargo de la empresa; (c) generación interna neta de fondos: la diferencia entre la generación interna de fondos y el servicio de la deuda; y (d) programa de inversiones: el monto que debió invertir cada empresa en el año respectivo, según lo acordado previamente con el Banco, en las reuniones anuales a que se refiere el párrafo 6 del Apéndice 2.

PROYECTO DE RESOLUCION

ARGENTINA. PRESTAMO 466/OC-AR A AGUA Y ENERGIA ELECTRICA,
SOCIEDAD DEL ESTADO (AyEE)
(Modificación de la Resolución DE-41/84)

El Directorio Ejecutivo

RESUELVE:

Modificar las cláusulas 8(c) y 8(e) de la Resolución DE-41/84,
modificada, aprobada el 1° de marzo de 1984, en la siguiente forma:

"8. Condiciones especiales:

.....

- (c) El prestatario y el garante deberán tomar las medidas apropiadas a fin de asegurar, a satisfacción del Banco, que los ingresos por las tarifas del prestatario cubran la totalidad de los gastos de operación, excluida la depreciación, y generen un excedente para cubrir total o parcialmente los demás gastos que incluyen la depreciación y las demás obligaciones financieras del prestatario. Adicionalmente, los ingresos por tarifas del prestatario después de atender sus gastos de operación y el servicio neto de su deuda deberán contribuir a una generación interna neta de fondos que cubra una proporción razonable del programa de inversión. Si lo anterior no llegase a cubrir todas las obligaciones financieras del prestatario, éste y el garante tomarán las medidas que sean necesarias, las que pueden incluir el aumento de las tarifas, para lograr ese fin.

.....

- (e) Durante la vigencia del contrato de préstamo el prestatario no podrá, sin la previa autorización del Banco: (i) adquirir ni redimir las acciones que pueda emitir para circulación; y (ii) otorgar préstamos o cualquier otro tipo de financiamiento distintos a los que realice dentro del giro normal de sus actividades, a otras entidades."

PROYECTO DE RESOLUCION

ARGENTINA. PRESTAMO 746/SF-AR A AGUA Y ENERGIA ELECTRICA,
SOCIEDAD DEL ESTADO (AyEE)
(Modificación de la Resolución DE-42/84)

El Directorio Ejecutivo

RESUELVE:

Modificar las cláusulas 7(c) y 7(e) de la Resolución DE-42/84, modificada, aprobada el 1° de marzo de 1984, en la siguiente forma:

"7. Condiciones especiales:

.....

- (c) El prestatario y el garante deberán tomar las medidas apropiadas a fin de asegurar, a satisfacción del Banco, que los ingresos por las tarifas del prestatario cubran la totalidad de los gastos de operación, excluida la depreciación, y generen un excedente para cubrir total o parcialmente los demás gastos que incluyen la depreciación y las demás obligaciones financieras del prestatario. Adicionalmente, los ingresos por tarifas del prestatario después de atender sus gastos de operación y el servicio neto de su deuda deberán contribuir a una generación interna neta de fondos que cubra una proporción razonable del programa de inversión. Si lo anterior no llegase a cubrir todas las obligaciones financieras del prestatario, éste y el garante tomarán las medidas que sean necesarias, las que pueden incluir el aumento de las tarifas, para lograr ese fin.

.....

- (e) Durante la vigencia del contrato de préstamo el prestatario no podrá, sin la previa autorización del Banco: (i) adquirir ni redimir las acciones que pueda emitir para circulación; y (ii) otorgar préstamos o cualquier otro tipo de financiamiento distintos a los que realice dentro del giro normal de sus actividades, a otras entidades."

PROYECTO DE RESOLUCION

ARGENTINA. PRESTAMO 114/IC-AR A HIDRONOR S.A.
HIDROELECTRICA NORPATAGONICA
SOCIEDAD ANONIMA
(Modificación de la Resolución DE-209/82)

El Directorio Ejecutivo

RESUELVE:

Modificar las cláusulas 8(d) y 8(e) de la Resolución DE-209/82, modificada, aprobada el 2 de diciembre de 1982, en la siguiente forma:

"8. Condiciones especiales:

.....

- (d) El prestatario y el garante deberán tomar las medidas apropiadas a fin de asegurar, a satisfacción del Banco, que los ingresos por las tarifas del prestatario cubran la totalidad de los gastos de operación, excluida la depreciación, y generen un excedente para cubrir total o parcialmente los demás gastos que incluyen la depreciación y las demás obligaciones financieras del prestatario. Adicionalmente, los ingresos por tarifas del prestatario después de atender sus gastos de operación y el servicio neto de su deuda deberán contribuir a una generación interna neta de fondos que cubra una proporción razonable del programa de inversión. Si lo anterior no llegase a cubrir todas las obligaciones financieras del prestatario, éste y el garante tomarán las medidas que sean necesarias, las que pueden incluir el aumento de las tarifas, para lograr ese fin.

.....

- (e) Durante la vigencia del contrato de préstamo el prestatario no podrá, sin la previa autorización del Banco: (i) adquirir ni redimir las acciones que pueda emitir para circulación; y (ii) otorgar préstamos o cualquier otro tipo de financiamiento distintos a los que realice dentro del giro normal de sus actividades, a otras entidades".

PROYECTO DE RESOLUCION

ARGENTINA. PRESTAMO 430/OC-AR A HIDRONOR S.A.
HIDROELECTRICA NORPATAGONICA
SOCIEDAD ANONIMA
(Modificación de la Resolución DE-208/82)

El Directorio Ejecutivo

RESUELVE:

Modificar las cláusulas 8(d) y 8(e) de la Resolución DE-208/82, modificada, aprobada el 2 de diciembre de 1982, en la siguiente forma:

"8. Condiciones especiales:

-
- (d) El prestatario y el garante deberán tomar las medidas apropiadas a fin de asegurar, a satisfacción del Banco, que los ingresos por las tarifas del prestatario cubran la totalidad de los gastos de operación, excluida la depreciación, y generen un excedente para cubrir total o parcialmente los demás gastos que incluyen la depreciación y las demás obligaciones financieras del prestatario. Adicionalmente, los ingresos por tarifas del prestatario después de atender sus gastos de operación y el servicio neto de su deuda deberán contribuir a una generación interna neta de fondos que cubra una proporción razonable del programa de inversión. Si lo anterior no llegase a cubrir todas las obligaciones financieras del prestatario, éste y el garante tomarán las medidas que sean necesarias, las que pueden incluir el aumento de las tarifas, para lograr ese fin.
-
- (e) Durante la vigencia del contrato de préstamo el prestatario no podrá, sin la previa autorización del Banco: (i) adquirir ni redimir las acciones que pueda emitir para circulación; y (ii) otorgar préstamos o cualquier otro tipo de financiamiento distintos a los que realice dentro del giro normal de sus actividades, a otras entidades".

PROYECTO DE RESOLUCION

ARGENTINA. PRESTAMO 704/SF-AR A HIDRONOR S.A.
HIDROELECTRICA NORPATAGONICA
SOCIEDAD ANONIMA
(Modificación de la Resolución DE-210/82)

El Directorio Ejecutivo

RESUELVE:

Modificar las cláusulas 7(d) y 7(e) de la Resolución DE-210/82, modificada, aprobada el 2 de diciembre de 1982, en la siguiente forma:

"7. Condiciones especiales:

.

(d) El prestatario y el garante deberán tomar las medidas apropiadas a fin de asegurar, a satisfacción del Banco, que los ingresos por las tarifas del prestatario cubran la totalidad de los gastos de operación, excluida la depreciación, y generen un excedente para cubrir total o parcialmente los demás gastos que incluyen la depreciación y las demás obligaciones financieras del prestatario. Adicionalmente, los ingresos por tarifas del prestatario después de atender sus gastos de operación y el servicio neto de su deuda deberán contribuir a una generación interna neta de fondos que cubra una proporción razonable del programa de inversión. Si lo anterior no llegase a cubrir todas las obligaciones financieras del prestatario, éste y el garante tomarán las medidas que sean necesarias, las que pueden incluir el aumento de las tarifas, para lograr ese fin.

.

(e) Durante la vigencia del contrato de préstamo el prestatario no podrá, sin la previa autorización del Banco: (i) adquirir ni redimir las acciones que pueda emitir para circulación; y (ii) otorgar préstamos o cualquier otro tipo de financiamiento distintos a los que realice dentro del giro normal de sus actividades, a otras entidades."

PROYECTO DE RESOLUCION

ARGENTINA. PRESTAMO 528/OC-AR A HIDRONOR S.A.
HIDROELECTRICA NORPATAGONICA
SOCIEDAD ANONIMA
(Modificación de la Resolución DE-159/86)

El Directorio Ejecutivo

RESUELVE:

Suprimir las cláusulas 8(d) y 8(e) y modificar la cláusula 8(f) de la Resolución DE-159/86, modificada, aprobada el 12 de diciembre de 1986, en la siguiente forma:

"8. Condiciones especiales:

.....

- (f) El prestatario y el garante deberán tomar las medidas apropiadas a fin de asegurar, a satisfacción del Banco, que los ingresos por las tarifas del prestatario cubran la totalidad de los gastos de operación, excluida la depreciación, y generen un excedente para cubrir total o parcialmente los demás gastos que incluyen la depreciación y las demás obligaciones financieras del prestatario. Adicionalmente, los ingresos por tarifas del prestatario después de atender sus gastos de operación y el servicio neto de su deuda deberán contribuir a una generación interna neta de fondos que cubra una proporción razonable del programa de inversión. Si lo anterior no llegase a cubrir todas las obligaciones financieras del prestatario, éste y el garante tomarán las medidas que sean necesarias, las que pueden incluir el aumento de las tarifas, para lograr ese fin".