

PROGRAMA HIBRIDO DE APOYO AL SECTOR ELECTRICO

(NI-0069)

RESUMEN EJECUTIVO

PRESTATARIO Y GARANTE:	República de Nicaragua												
ORGANISMOS EJECUTORES:	<p>1. Del proyecto de inversión: La Empresa Nicaragüense de Electricidad (ENEL), y la Comisión Nacional de Energía (CNE) para el de Energización Rural.</p> <p>2. Del Programa de Rápido Desembolso: La Secretaría Ejecutiva de la Comisión Interministerial de Competitividad (SECIC), a través de la Unidad de Reestructuración de la ENEL (URE).</p>												
MONTO Y FUENTE:	<p>1. del proyecto de inversión: (millones)</p> <table><tr><td>BID: (FOE)</td><td>US\$46,13</td></tr><tr><td>Cofinanciamiento tentativo:</td><td>US\$ 2,50</td></tr><tr><td>Aporte local:</td><td>US\$ 9,03</td></tr><tr><td>Total:</td><td>US\$57,66</td></tr></table> <p>2. del programa de rápido desembolso: (millones)</p> <table><tr><td>BID: (FOE)</td><td>US\$30,0</td></tr><tr><td>Total</td><td>US\$30,0</td></tr></table>	BID: (FOE)	US\$46,13	Cofinanciamiento tentativo:	US\$ 2,50	Aporte local:	US\$ 9,03	Total:	US\$57,66	BID: (FOE)	US\$30,0	Total	US\$30,0
BID: (FOE)	US\$46,13												
Cofinanciamiento tentativo:	US\$ 2,50												
Aporte local:	US\$ 9,03												
Total:	US\$57,66												
BID: (FOE)	US\$30,0												
Total	US\$30,0												
PLAZOS Y CONDICIONES FINANCIERAS:	<table><tr><td>Plazo de amortización:</td><td>40 años</td></tr><tr><td>Periodo de desembolso:</td><td>4 años y 30 meses respectivamente.</td></tr><tr><td>Tipo de interés:</td><td>1% los primeros 10 años y 2% en adelante</td></tr><tr><td>Inspección y vigilancia:</td><td>1.0%</td></tr><tr><td>Comisión de crédito:</td><td>0.5%</td></tr></table>	Plazo de amortización:	40 años	Periodo de desembolso:	4 años y 30 meses respectivamente.	Tipo de interés:	1% los primeros 10 años y 2% en adelante	Inspección y vigilancia:	1.0%	Comisión de crédito:	0.5%		
Plazo de amortización:	40 años												
Periodo de desembolso:	4 años y 30 meses respectivamente.												
Tipo de interés:	1% los primeros 10 años y 2% en adelante												
Inspección y vigilancia:	1.0%												
Comisión de crédito:	0.5%												
COMPONENTES Y OBJETIVOS:	<p>El programa híbrido propuesto está integrado por: un proyecto de inversión, y un programa de rápido desembolso. El proyecto de inversión está dirigido fundamentalmente a obras de transmisión de electricidad, actividad ésta que continuará siendo estatal, así como a la modernización del Centro Nacional de Despacho de Carga (CNDC). También incluye un pequeño componente piloto de energización rural. Por su parte, el programa de rápido desembolso apoyará al Gobierno de Nicaragua (GNI) en el proceso de reestructuración y privatización de las empresas de distribución y de generación que surjan de la reestructuración de la ENEL. La condicionalidad de cada uno de los dos componentes es independiente,</p>												

aunque se complementan para lograr los objetivos de continuar la consolidación de las reformas del sector eléctrico.

Los objetivos del Programa Híbrido propuesto son:

1. del proyecto de inversión: (i) mejorar la confiabilidad y eficiencia del suministro de energía eléctrica; (ii) ampliar la cobertura del suministro de energía eléctrica y prever la futura conexión de la red al Sistema de Interconexión Eléctrica para Países de América Central (SIEPAC); (iii) facilitar la incorporación del sector privado; y (iv) realizar estudios de energización rural e implantar resultados en al menos dos comunidades alejadas de la red del SIN.

2. del programa de rápido desembolso: (i) apoyar al GNI en la reestructuración de la ENEL y en la privatización y/o capitalización de las empresas de distribución y generación creadas como producto de la reestructuración, y (ii) proveer financiamiento al GNI y apoyar a la ENEL para solventar parte del impacto que sobre sus costos operativos originaría en 1998 la sequía ocasionada por el fenómeno El Niño.

DESCRIPCION:

1. del proyecto de inversión:

(i) rehabilitación y construcción de líneas de transmisión y subestaciones y rehabilitación del sistema de agua de la Planta Nicaragua; (ii) adquisición de equipo y herramientas de mantenimiento y reemplazo de esquemas de protecciones en líneas de transmisión; (iii) instalación de equipo de medición en las centrales generadoras del Sistema Interconectado Nacional (SIN); (iv) interconexión del sistema eléctrico de la isla Ometepe al SIN; (v) modernización del CNDC y su sistema de comunicaciones; y (vi) realizar un estudio para diseñar mecanismos de promoción de proyectos de energización rural, del cual se seleccionarán al menos dos comunidades para implantar proyectos de energización rural.

2. del programa de rápido desembolso:

consiste en una operación a ser desembolsada en tres tramos, ligados al logro de metas específicas hacia la privatización y/o capitalización de las empresas de distribución y generación que se formen como producto de la reestructuración del sector.

REVISION

Los estudios de impacto ambiental realizados indican

**AMBIENTAL
Y SOCIAL:**

que el programa híbrido propuesto es ambiental y socialmente viable, y básicamente presenta impactos positivos. Se propone la ejecución de un plan de acción y gestión ambiental asociado al proyecto de inversión (pár. 3.18) y auditorías ambientales de las empresas a ser privatizadas (pár.3.20).

BENEFICIOS:

El proyecto de inversión es de suma prioridad por los ahorros económicos que representará por concepto de reducción de energía no servida y de pérdidas de electricidad que ayudarán a mejorar la situación operativa y financiera de la ENEL, y por el apoyo para modernizar el CNDC y crear condiciones técnicas de medición y control para que el CNDC pueda administrar un mercado eléctrico competitivo. También preparará al Sistema Eléctrico de Nicaragua para la futura entrada del proyecto SIEPAC, tanto desde el punto de vista funcional del Mercado Eléctrico Regional como de infraestructura.

El programa de rápido desembolso será determinante en facilitar la incorporación del sector privado en los segmentos de actividad de distribución y generación de electricidad, a la vez que dará continuidad y apoyo a la consolidación de las reformas del sector eléctrico iniciadas con el PRESP.

RIESGOS:

El programa no plantea riesgos significativos en sus aspectos legales, institucionales, técnicos o ambientales. El principal riesgo consiste en que no se consolide la segmentación y privatización de ENEL, o que ésta no sea ejecutada con la suficiente agilidad, para que la privatización sea llevada a cabo dentro del plazo de la presente administración, por eventuales atrasos en la aprobación de la misma, ni se consolide el INE como ente regulador. Estos aspectos institucionales y regulatorios podrían incidir directamente en la nueva estructura del sector que surja de la reestructuración y en la Empresa Estatal de Transmisión (EET) a crearse, ya que los ingresos de ésta provendrán de la tarifa por conexión y uso de la transmisión y servicios del CNCD que deberá aprobar el INE. Para mitigar estos riesgos, se ha previsto apoyar al GNI en la ejecución de la reestructuración de la ENEL, y realizar reuniones anuales de evaluación, en las cuales se revisarán tanto los avances de la reestructuración y regulación como del componente del proyecto de inversión. La condicionalidad diseñada del componente de rápido desembolso, requiere de avances concretos hacia la reestructuración y privatización que minimizan dichos riesgos. Otro riesgo potencial pudiera surgir en la no aplicación oportuna del Plan

Gradual para eliminar las distorsiones en la estructura de las tarifas de electricidad y los subsidios entre los diferentes grupos de consumidores. Para minimizar este riesgo, el GNI se ha comprometido mantener los niveles tarifarios promedios reflejando el costo marginal de largo plazo, y a partir de 1999 cualquier subsidio cruzado que se mantenga será reflejado en forma transparente en las facturas de los clientes. Así mismo, la Matriz Políticas y la condicionalidad propuesta en cada tramo, darán oportunidad para su seguimiento y requieren del cumplimiento del Plan Gradual acordado para su desembolso. Otro riesgo potencial es que no se materialice a tiempo el cofinanciamiento del Norwegian Agency for Development Cooperation (NORAD) para la interconexión de la Isla Ometepe al SIN (ver 3.12). Dado que el monto de la inversión es relativamente pequeño y a ejecutar en tres años, se estima que la ENEL eventualmente podría ejecutar las obras con recursos propios.

**ROL DEL PROYECTO
EN LA ESTRATEGIA
DEL BANCO EN EL
PAIS Y EN EL
SECTOR:**

El Programa es consistente con la estrategia del Banco para Nicaragua de lograr un crecimiento sostenido con equidad mediante la promoción del sector privado y la reactivación productiva, ya que apoyará el mejoramiento de la confiabilidad del sistema eléctrico interconectado para promover la incorporación del sector privado en las adiciones de generación que son indispensables para lograr la reactivación productiva. Se visualiza difícil que los nuevos inversionistas privados estén dispuestos a instalar centrales generadoras, sin transferir todo el riesgo a una empresa estatal, si no ven una red eléctrica que satisfaga los requerimientos mínimos de confiabilidad y que cuente con los medios para administrar y coordinar un mercado eléctrico abierto y competitivo. La operación apoyará la consolidación de las reformas a la industria eléctrica que constituyen el Programa de Reforma de las Empresas de Servicios Públicos (PRESP).

**EXCEPCIONES A LAS
POLITICAS DEL
BANCO:**

Ver sección de adquisiciones a continuación.

ADQUISICIONES:

Se aplicará la política vigente del Banco para la adquisición de bienes y la contratación de obras. Los montos límites mínimos sobre los cuales las adquisiciones del proyecto de inversión se harán por licitación pública internacional serán: US\$300.000 para bienes, US\$2 millones para obras, y US\$200,000 para servicios de consultoría (3.11).

Se propone llevar a cabo, por administración directa, la instalación de los equipos que reemplazarán a los existentes en líneas de transmisión (3.10)

En el caso del programa de rápido desembolso, los nuevos procedimientos simplificados del Banco para préstamos sectoriales se aplicarán en este caso, de acuerdo con lo establecido en el documento GN-2001-2.

**CRITERIOS DE LA
POLITICA RELATIVA
A LA POBREZA Y
ASPECTOS SOCIALES:**

El Programa Híbrido propuesto no cumple con las características de un programa focalizado hacia los sectores pobres. Sin embargo, los componentes de Energización Rural y de interconexión eléctrica a la Isla Ometepe beneficiarán por su ubicación geográfica a los sectores pobres.

**CONDICIONES
CONTRACTUALES
ESPECIALES:**

1. **Condiciones previas al primer desembolso del proyecto de inversión:**
 - a. firma del convenio de transferencia de recursos entre el GNI y la ENEL (4.1);
 - b. creación de la Unidad Ejecutora del Proyecto de inversión (3.3);
 - c. **previas al primer desembolso del componente de energización rural.**
 - (i) firma del convenio de transferencia de los recursos entre el GNI y la CNE (4.1).
 - (ii) la CNE en funcionamiento, y tener asignado el presupuesto de 1999 y designado un Jefe de Proyecto (4.4).
2. **del programa de rápido desembolso:** El contrato contendrá las condiciones para el desembolso de cada tramo establecidas en la Matriz de Política (ver Anexo II-2).

I. MARCO DE REFERENCIA

A. Entorno Macroeconómico

- 1.1 El comportamiento de la economía durante el primer año de la administración que asumió al poder en enero de 1997, indica que por cuarto año consecutivo se tuvo un crecimiento del PIB (5% vs 4.5% en 1996), y que continuó la reducción de la inflación y del déficit del sector público. Además, se dieron algunos avances en las reformas estructurales. Sin embargo, el país tiene una enorme deuda externa y se caracteriza por profundos desequilibrios internos y externos que dificultan un desarrollo sostenido.
- 1.2 En marzo de 1998, el Fondo Monetario Internacional (FMI) aprobó la Carta de Intención y el Memorándum de Políticas Económicas para el segundo Programa Reforzado de Ajuste Estructural (ESAF II) con una duración de tres años, por el equivalente de US\$85 millones. El programa económico para el periodo 1998-2000 proyecta un crecimiento anual del PIB de 5%, la reducción de la inflación al 5% hasta el año 2000 y una ganancia de reservas de US\$155 millones para 1998. El gobierno se ha comprometido a ejecutar un programa de reformas estructurales que le permita eliminar las fuentes de los desequilibrios fiscal, monetario y de balanza de pagos y, crear un marco regulatorio y legal que permita que el sector privado lidere el crecimiento.
- 1.3 Cifras preliminares sobre la evolución macroeconómica durante el primer semestre de 1998 indican que el gobierno cumpliría las metas del primer y segundo trimestre del año acordadas con el FMI (reservas internacionales, déficit fiscal) aunque ha habido algunos retrasos en los desembolsos de la cooperación externa, sobre todo de los organismos donantes. El gobierno prevé un crecimiento del PIB del 6%, superior a la meta acordada con el FMI (5%) que se basa en la actividad de la construcción y en un mayor gasto fiscal posibilitado por mayores ingresos tributarios. Lo anterior ha puesto presiones en el nivel de inflación, la que a junio alcanzó el nivel de 10 % (meta de 8 % para el año) y también en la balanza comercial por el auge de las importaciones.
- 1.4 La firma del ESAF II facilitó las reuniones realizadas en abril con el Grupo Consultivo, lo que permitió comprometer un monto de US\$1,800 millones para apoyar el desarrollo y posibilitó una reducción de US\$200 millones en el servicio de la deuda en los próximos tres años con sus acreedores del Club de París. No obstante, la situación de las cuentas externas es muy frágil por lo que el país depende en gran medida de la ayuda externa.
- 1.5 En efecto, el sector externo nicaragüense presenta una gran vulnerabilidad porque no solo la cuenta comercial es muy deficitaria sino que la cuenta corriente también lo es, en tanto que el nivel de reservas internacionales no presenta una situación sólida. Si bien las exportaciones han ido en constante aumento su nivel es aún insuficiente para compensar el auge de las importaciones derivado de la reactivación de la economía y de la

liberalización comercial. En consecuencia, el déficit comercial representó, en promedio, un 20% del PIB en los últimos tres años. Esta situación se hace aún más severa si consideramos que a junio de 1998, el nivel de reservas internacionales netas disminuyó respecto a su nivel de diciembre de 1997 y cubría menos de dos meses de importaciones de bienes.

- 1.6 De otra parte, aunque el país ha hecho notables progresos en el manejo de la deuda externa, dicha deuda representa tres veces el valor del PIB en tanto el servicio absorbió el 33% de las exportaciones de bienes y servicios en 1997. Estos indicadores evidencian la difícil situación de balanza de pagos. El elevado nivel de la deuda externa y de pobreza podrían hacer elegible al país para el logro de una significativa reducción de su deuda externa al amparo de la iniciativa creada por el FMI y el Banco Mundial, conocida como "Highly Indebted Poor Countries" (HIPC).

B. Reforma a la industria eléctrica

- 1.7 **Antecedentes institucionales.** El Instituto Nicaragüense de Energía (INE), creado en 1979, concentró las funciones de Regulador (implícitas), Formulator de Políticas y Empresariales, tanto para el subsector eléctrico como de hidrocarburos, hasta 1994. Con el apoyo del Banco mediante el Programa de Reforma para las Empresas de Servicios Públicos (PRES-P) préstamo 933/SF-NI, se desprendieron del INE las empresas del subsector hidrocarburos y de energía eléctrica, quedando el INE como Ente Regulador, temporalmente con funciones de política energética. A fines de 1994 el Gobierno de Nicaragua (GNI) decretó la creación de la Empresa Nicaragüense de Electricidad (ENEL), empresa de giro comercial verticalmente integrada, a cargo del suministro del servicio público de energía eléctrica, la cual inició operaciones en enero de 1995.
- 1.8 El objetivo del PRES-P era apoyar la reforma de las Empresas de Servicios Públicos de Nicaragua con el fin de aumentar la eficiencia y la cobertura de la prestación de los servicios públicos para sustentar la recuperación y competitividad de los sectores productivos de la economía. Específicamente el PRES-P: (i) apoya la reestructuración de las empresas/ministerios de los sectores de energía, telecomunicaciones, acueductos y alcantarillados; y (ii) establece un nuevo marco jurídico/institucional, en cada uno de los subsectores indicados, a fin de fomentar la participación privada y el desarrollo sostenible de sus recursos. Para el subsector eléctrico los objetivos eran: (i) implantar un marco regulatorio subsectorial que promueva el suministro de electricidad eficiente, confiable y al mínimo costo; (ii) transformar la empresa eléctrica verticalmente integrada en una empresa de generación y otra de transmisión/distribución, como un paso intermedio hacia la reestructuración del sector; y (iii) adoptar niveles y estructura tarifaria de acuerdo a criterios económicos (costos marginales de largo plazo) y financieros.
- 1.9 Mediante el PRES-P, en lo referente al subsector eléctrico, se apoyó la preparación de la Ley de la Industria Eléctrica (LIE) y la

adecuación de la Ley Orgánica del INE para transformarlo en el Ente Regulador del sector energía. En sus metas el PRESP no incluye ningún proceso de privatización de los activos existentes.

- 1.10 La nueva administración del GNI ha decidido imprimir cambios más profundos a la IE de Nicaragua. Para ello ha definido segmentar vertical y horizontalmente la ENEL, y proceder en el corto plazo a la privatización/capitalización de las empresas de generación y distribución resultantes, privatizando en primer lugar la distribución, manteniendo estatal la de transmisión, y prohibiendo el régimen de propiedad cruzado. Esta reforma más radical a la IE ha sido incorporada en la LIE que fue aprobada por la Asamblea Nacional (AN) en marzo/98 y puesta en vigencia a raíz de su publicación en la Gaceta, Diario Oficial, a partir del 23 de abril, 1998. Esta ley contempla, entre otros aspectos: crear un mercado mayorista de electricidad y establece el acceso abierto a líneas de transmisión y distribución para facilitar la entrada de nuevos generadores, con regulación de los cargos por el uso de las mismas. La LIE crea la Comisión Nacional de Energía (CNE) cuya función principal es la formulación de objetivos, políticas, estrategias y directrices generales del sector energía de manera integral, así como formular la planificación indicativa del mismo. La CNE también será la responsable de desarrollar la electrificación rural.
- 1.11 **Relación de las reformas a la industria eléctrica nacional con el proyecto Sistema de Interconexión Eléctrica para los Países de América Central (SIEPAC).** El Proyecto SIEPAC involucra el desarrollo de un Mercado Eléctrico Regional (MER). Es fundamental que la estructura de la industria eléctrica de Nicaragua sea compatible con la del MER, ya que la creación de este mercado y la utilización eficiente de las futuras inversiones, ampliando la capacidad de transmisión regional, dependerán del desarrollo de arreglos y estructuras de mercado más eficientes. Dado que el principio básico del MER es lograr estructuras (de mercado y de régimen de propiedad) que faciliten que los compradores (empresas distribuidoras y grandes consumidores) puedan optar por escoger a sus suplidores, de acuerdo a la mejor oferta que obtengan, ya sea en el propio país o en otro de la región, resulta prácticamente indispensable separar la Transmisión de la Generación y Distribución. La visión planteada por el actual GNI respecto a la reestructuración de la industria eléctrica, coincide con la recomendable para el MER.
- 1.12 **Cómo luciría la IE nicaragüense dentro de unos tres años.** Con base en la LIE recientemente aprobada, se procederá a realizar los estudios y la implementación de la reestructuración de la actual ENEL. Dicha Ley establece que en un período máximo de 12 meses a partir del 23 de abril de 1998 deberán estar conformadas como sociedades anónimas, regidas por el derecho privado, las empresas resultantes de la segmentación de ENEL aún cuando su titular sea el Estado. Además, se deberán diseñar las reglamentaciones y procedimientos técnicos y económicos para el funcionamiento y la administración del mercado mayorista, así como la organización del

mismo, y realizar la privatización/capitalización de las empresas de distribución y generación resultantes. Se estima que estas actividades se desarrollarán durante los próximos dos años por lo que dentro de tres años se puede visualizar una IE reestructurada e iniciando actividades de mercado, con agentes económicos privados.

- 1.13 La operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN) será responsabilidad del Centro Nacional de Despacho de Carga (CNDC), Unidad Organizativa de la Empresa Estatal de Transmisión (EET), el cual tendrá entre otras, las funciones de dirigir el planeamiento operativo, la operación a costo mínimo y la liquidación de cuentas entre Agentes. Para lograr la gobernabilidad apropiada de la nueva estructura del subsector, la LIE ordena la creación del Consejo de Operación, encargado de establecer y fiscalizar los aspectos técnicos para garantizar que la operación integrada del SIN sea segura, confiable y económica.

C. Situación y perspectivas del subsector eléctrico

- 1.14 **Características del sector energía.** El sector energético de Nicaragua se caracteriza por una escasa utilización de los recursos naturales con que cuenta el país; sólo se explota el 2% del potencial geotérmico y 6% del hidroeléctrico, fuerte dependencia de los hidrocarburos (100% importados) y de la leña. El consumo energético por habitante es muy bajo y ha habido un persistente incremento del consumo de energía por unidad de valor agregado en la economía. La biomasa, principalmente leña, representa el 58% de la energía primaria que se consume en Nicaragua debido a que para los estratos más pobres es la única fuente energética; el 93% de la población rural consume leña. Sólo el 56% de la población tiene acceso al suministro de electricidad.
- 1.15 **El sistema eléctrico.** El SIN provee energía a 56 subestaciones, a través de 326 km de líneas de transmisión de 230 kV, 860 km líneas de 138 kV y 631 km líneas de 69 kV, dando servicio a 185 poblaciones, las cuales no incluyen caseríos o poblaciones pequeñas que se encuentran incorporadas comercialmente con otras poblaciones. El SIN se opera interconectado con los sistemas eléctricos de Panamá, Costa Rica y Honduras a través de enlaces sencillos de 230 kV entre cada par de países. El total de clientes a diciembre/97 fueron de 416.000.
- 1.16 **Sub-inversión en adiciones y mantenimiento.** Hasta 1997 las adiciones de capacidad durante los últimos 10 años consistieron únicamente en una unidad geotérmica de 35 MW (1989) y una turbina de gas de 27 MW (1992). Dos unidades de vapor de la planta Managua (de 15 MW c/u) ya superaron su vida útil por lo que fueron dadas de baja. Las centrales hidráulicas datan de 1964 y 1971; el Banco, mediante el préstamo 872/SF-NI financió obras de rehabilitación de estas centrales. El Gobierno de Suecia apoyó la rehabilitación de la planta Nicaragua (100 MW) y el Gobierno Danés la rehabilitación de la unidad tres de la planta Managua (45 MW). Las adiciones más recientes consisten en: una planta generadora privada de 30 MW, la cual inició operaciones en abril de 1997 mediante un contrato

Compra de Capacidad y Energía Asociada (PPA) (por sus siglas en inglés), tipo "take or pay" con ENEL, y una turbina de gas de 40 MW que inició operaciones en marzo de 1998. La ENEL suscribió un contrato tipo PPA para 50 MW, que se adjudicó mediante una licitación competitiva internacional, el cual cuenta con el apoyo del Departamento del Sector Privado del Banco, entrará en servicio en abril 1999. Adicionalmente, después de superar impugnación para una adjudicación directa, la ENEL está en negociaciones avanzadas para suscribir otro PPA de 50 MW para una barcaza.

- 1.17 El sistema de transmisión no ha registrado adiciones ni mantenimientos periódicos adecuados. La configuración de la red de transmisión principal es la misma que en 1982, cuando se puso en servicio la interconexión con Costa Rica. Existen en operación interruptores que ya superaron su vida útil y esquemas de protección obsoletos y de poca confiabilidad. Este problema se manifiesta en frecuentes fallas que ocasionan apagones parciales o totales en el país con los consiguientes daños económicos.
- 1.18 El sistema está sin reserva. La demanda máxima en 1998 es de 381 MW y la capacidad instalada es de 441 MW, sin embargo, la capacidad efectiva disponible, en el mejor de los casos, es de sólo 370 MW, por lo que el sistema eléctrico está operando sin reserva de generación. La central geotérmica de Momotombo está produciendo energía muy por debajo de su capacidad instalada (alrededor de 15 MW de los 70 MW instalados) debido a la falta de reposición de pozos 1/. Esto se manifiesta en que la falla de cualquier unidad generadora provoca racionamientos, particularmente si ocurre a las horas de demanda alta. Los apagones son menos frecuentes de lo que serían si el sistema eléctrico estuviera aislado; el apoyo de la interconexión existente con los países vecinos es vital para reducir los racionamientos en Nicaragua.
- 1.19 Impacto del fenómeno "El Niño". La crisis energética se ha visto agravada por el fenómeno conocido como "El Niño", el que provocó caudales muy reducidos al Lago de Apanás durante la época de lluvias de 1997. De dicho Lago depende la producción hidroeléctrica del país. El lago quedó con un nivel de operación bajo al finalizar la época de lluvias de 1997, por lo que la generación hidro en 1998 estará por debajo del promedio. Al déficit de oferta existente para atender la demanda de energía eléctrica en Nicaragua que se describió anteriormente, se ha sumado este problema. La energía faltante no puede provenir de los otros países de América Central con los que opera interconectado el sistema eléctrico de Nicaragua debido a que también fueron afectados por el mismo fenómeno. Se estima que la producción hidroeléctrica en 1998 será aproximadamente 150 GWh por debajo del valor esperado. Por el bajo nivel con que quedó el embalse, la situación para 1998 ha sido delicada, particularmente durante los

1/ La ENEL está en búsqueda de establecer una alianza con inversionistas privados que permita concretar las inversiones que demanda el aumento de producción de vapor del campo geotérmico Momotombo y la rehabilitación del equipo electromecánico de la central generadora.

primeros seis meses. Entre enero y junio de 1998 se racionaron del orden de 20 GWh.

- 1.20 **La confiabilidad del sistema eléctrico nicaragüense es baja.** En el caso de la generación por la antigüedad de las plantas y la falta de reserva para efectuar los mantenimientos adecuados y mejorar la disponibilidad de las unidades generadoras. En el caso de los sistemas de transmisión, subtransmisión y distribución, por el rezago que hay en las ampliaciones, el mantenimiento, la falta de repuestos y la sobrecarga en varios equipos, así como de la falta de equipos de control y supervisión de la red. La operación propuesta está orientada a aliviar esta situación de baja confiabilidad en la transmisión mediante el reemplazo de aisladores y equipos de protección y la dotación de equipo y materiales de mantenimiento adecuados.
- 1.21 **Nivel tarifario.** La tarifa promedio global por kWh ha pasado de US\$0,0798, en 1994, a US\$0,094, en 1996, y a US\$0.1004 en 1997, éste último ligeramente por debajo del costo marginal de largo plazo estimado en US\$0.1080. Desde marzo de 1997, la tarifa es reajustada mensualmente en 1,5% para compensar el deslizamiento monetario más un pequeño incremento real, y se aplicó un factor térmico a partir de octubre para compensar variaciones del costo de combustible. Como resultado de las negociaciones entre el GNI y el FMI para la firma del ESAF II, se aumentó, a partir del 1 de octubre de 1997, el 5% para todos los sectores de consumo, excepto para los clientes que consumen menos de 200 kWh/mes y para el alumbrado público. Además, se mantuvo para todos los sectores el aumento de 1,5% mensual.
- 1.22 **Estructura tarifaria.** La estructura tarifaria vigente mantiene importantes distorsiones que el gobierno actual tiene previsto corregirlas en un plazo de cuatro años a partir de 1998. Para ello, el GNI acordó con el Banco dentro del contexto del cumplimiento de la condicionalidad del PRESP, un Plan Gradual de ajustes a la estructura que permitirá que al final de dicho plan, la tarifa a aplicar a todos los niveles de consumo estará reflejando el costo marginal correspondiente, eliminándose los subsidios cruzados entre grupos de consumidores, con excepción de las tarifas residenciales en las que si bien, en forma global promedio, se alcanza el costo marginal, se estaría subsidiando al final del ajuste a los consumos hasta 100 kWh/mes por considerarlos que corresponden a los consumos de carácter social teniendo en cuenta los niveles de pobreza existentes en el país. Se destaca que el Plan Gradual acordado con el Banco concentra el esfuerzo en los dos últimos años, en razón a que el GNI espera que con las medidas tomada a nivel macro y los acuerdos alcanzados con la comunidad internacional, se reactivará la economía, creando espacios para ir corrigiendo la estructura tarifaria.
- 1.23 **La situación financiera de ENEL.** La situación financiera de ENEL sigue siendo débil. Aunque en 1996, por primera vez registró una utilidad neta de US\$6,2 millones, fue insuficiente para cubrir los requerimientos de inversión y el abultado servicio de la deuda. Se

espera que los planes de mejoramiento comercial, incluyendo la reducción de pérdidas de electricidad y los niveles de recaudación, y las rehabilitaciones actualmente en ejecución de las redes de distribución podrán aliviar la situación financiera de ENEL.

- 1.24 **Aspectos relevantes que afectan al subsector eléctrico.** En resumen, los principales son: (i) las altas pérdidas de energía eléctrica (técnicas y no técnicas) que en 1997 alcanzaron 27% de la energía neta disponible (en 1996 fueron del 30%); (ii) el alto índice de mora en la cobranza el que alcanzó 71 días en 1997 (en 1996 fue de 69 días); (iii) la distorsión en la estructura tarifaria que persiste; (iv) la falta de mantenimiento regular, tanto a las centrales generadoras como a las redes de transmisión y distribución; (v) la sub-inversión que ha sufrido el subsector por muchos años; (vi) el alto costo con que se contrató la compra de energía eléctrica, y (vii) la débil situación financiera de la empresa y la ingerencia política que persiste en la gestión de ENEL, lo cual dificulta que se mejore el desempeño global de la Empresa. La problemática anterior, es el rezago de un sector que se vió afectado por serios problemas estructurales durante la década pasada, y por la carencia de las inversiones necesarias. Si bien se ha logrado mejorar la eficiencia operativa de la empresa, éste es un proceso gradual y aún se requiere de esfuerzos e inversiones adicionales, las cuales se espera lograr con una reestructuración más amplia del sector y mediante la incorporación de inversionistas privados que apoyen al desarrollo sostenible del mismo, objetivos que se apoyan con el presente programa como se indica más adelante.

D. El rol del programa propuesto

- 1.25 La presente operación se está llevando a cabo en un ambiente de reforma de la IE, en la cual la transmisión se convertirá en actividad central para facilitar la competencia entre generadores para suministrar la energía eléctrica que demanden los consumidores, tanto empresas distribuidoras, como grandes usuarios. El contar con una red de transmisión adecuada y confiable, y con la infraestructura de informática, medición y comunicaciones, se torna imprescindible para el buen funcionamiento de un mercado eléctrico como el buscado con la reforma a la IE nicaragüense. Con el propósito de acelerar y continuar consolidando la reforma sectorial, esta operación se concentra en obras de transmisión y la modernización del CNDC, ayudará a superar parte de los problemas señalados, especialmente en obras de transmisión, y apoyará la creación de condiciones propicias para lograr la incorporación del sector privado al: (i) mejorar la capacidad y confiabilidad de la transmisión; (ii) adecuar el CNDC a un ambiente de mercado donde es necesario administrar la información de distintos agentes en los segmentos de actividad separados, y (iii) apoyar la reestructuración del sector para promover las inversiones del sector privado en los segmentos de generación y distribución de electricidad.

E. Compatibilidad con la estrategia del Banco para el país

- 1.26 El objetivo principal de la estrategia del Banco para Nicaragua es lograr un crecimiento sostenido con equidad, para lo cual se requiere el mantenimiento de la estabilidad macroeconómica y la consolidación de las reformas estructurales. Los instrumentos que se proponen 2/ para llevar adelante la estrategia, son: la reducción de la deuda externa, la promoción del sector privado y la reactivación productiva, la reducción de la pobreza y el desarrollo del capital humano, y la optimización del manejo de los recursos naturales. La presente operación es consistente con la estrategia y sus instrumentos ya que apoyará el mejoramiento de la confiabilidad del sistema eléctrico interconectado para promover la incorporación del sector privado en las adiciones de generación que son indispensables para lograr la reactivación productiva. Se visualiza difícil que los inversionistas privados estén dispuestos a instalar centrales generadoras si no ven una red eléctrica que satisfaga los requerimientos mínimos de confiabilidad, y sin una definición clara y estable de las reglas de juego. La operación apoyará también la consolidación de las reformas a la industria eléctrica y la reestructuración del sector.

F. Experiencia del Banco y otras entidades de financiamiento

- 1.27 Hasta la fecha, el Banco ha aprobado tres operaciones en el sector eléctrico de Nicaragua, por un total de US\$69,9 millones. El primer préstamo (436/SF-NI), por US\$16,5 millones fue aprobado el 11 de Septiembre de 1975. El segundo préstamo (421/OC-NI) por US\$34,4 millones fue aprobado el 16 de septiembre de 1982. El tercero y último préstamo al sector eléctrico (872/SF-NI) por US\$19 millones, fue aprobado el 11 de Diciembre de 1991 para financiar obras de rehabilitación del sistema hidroeléctrico, mejoras al sistema de distribución de Managua y un componente amplio de fortalecimiento institucional. Las tres se han caracterizado por retrasos en su ejecución, si bien han cumplido las metas originales. La operación propuesta también se relaciona y complementa con el PRESP (933/SF-NI) aprobado en noviembre de 1994 (ver párrafos 1.7 a 1.9) junto con la cooperación técnica paralela (ATN/SF-4724-NI). Así como con la cooperación técnica del Fondo Multilateral de Inversiones (FOMIN) TC-94-07-04-1 aprobada en 1995, la cual se encuentra en ejecución para complementar los marcos legales y regulatorios de los sectores de Energía, Telecomunicaciones y Acueductos y alcantarillado, y con la nueva CT con FOMIN (TC-98-03-32-2 y TC98-03-38-0) aprobadas en agosto de 1998, para apoyar la reestructuración y privatización de ENEL.

2/ Véase: Nicaragua. Documento de país (CP). GN-1931-1. Oct. 17, 1996

II. EL PROGRAMA

A. Componentes del Programa

- 2.1 El programa híbrido propuesto está integrado por: (i) un proyecto de inversión, y (ii) un programa de rápido desembolso. El proyecto de inversión está dirigido fundamentalmente a obras de transmisión de electricidad, actividad ésta que continuará siendo estatal. También incluye la modernización del CNDC que estará dentro de Empresa Estatal de Transmisión, más un pequeño componente piloto de energización rural. Por su parte, el programa de rápido desembolso apoyará al GNI en el proceso de segmentación, reestructuración y privatización de las empresas de distribución y generación que surjan de la reestructuración de la ENEL. La condicionalidad diseñada para cada uno de los dos componentes del programa híbrido es independiente, aunque se complementa para el logro de los objetivos de continuar la consolidación de la reforma del sector.

B. Los objetivos del Programa

1. Proyecto de inversión

- 2.2 (i) mejorar la confiabilidad y eficiencia del suministro de energía eléctrica; (ii) ampliar la cobertura del suministro de energía eléctrica y prever la futura conexión de la red SIEPAC; (iii) mejorar la disponibilidad de la Planta Nicaragua; (iv) facilitar la incorporación del sector privado, y (v) realizar estudio de energización rural e implantar resultados en al menos dos comunidades alejadas de la red del SIN.

2. Programa de rápido desembolso

- 2.3 Los objetivos son: (i) apoyar al GNI en la reestructuración de la ENEL y en la privatización y/o capitalización de las empresas de distribución y generación que resulten como producto de la reestructuración, y (ii) acompañar la reestructuración del sector y proveer financiamiento al GNI.

C. El Proyecto de Inversión

1. Descripción de los Componentes

- 2.4 Los componentes del Proyecto de Inversión son: (i) rehabilitación y construcción de líneas de transmisión, subestaciones, y rehabilitación del sistema de agua de circulación de la planta Nicaragua; (ii) adquisición de equipo y herramienta de mantenimiento y reemplazo de esquemas de protecciones en líneas de transmisión; (iii) instalación de equipo de medición en las

centrales generadoras del SIN, y (iv) modernización del CNDC y su sistema de comunicaciones. 3/

- 2.5 Se realizará un estudio integral para diseñar mecanismos de promoción de proyectos de energización rural. Estos mecanismos darán énfasis a la sostenibilidad institucional, técnica y financiera de los proyectos para lo cual se requerirá el compromiso de las comunidades beneficiadas con los proyectos. Una vez realizado el estudio y aprobado por el Banco, se seleccionarán al menos dos comunidades para implantar proyectos de energización rural, los cuales pueden consistir en microcentrales hidro, sistemas fotovoltaicos para pequeñas comunidades, pequeños sistemas diesel o viento/diesel, entre otras formas de proporcionar energía eléctrica a la población rural.

2. Metas (Anexo II-1, Marco Lógico)

- 2.6 La ejecución del Proyecto de Inversión permitirá que a partir del segundo semestre de 1999 empiece a aumentar la confiabilidad del suministro eléctrico mediante la disminución al 50% del índice de fallas en líneas de transmisión, y el tiempo de interrupciones se irá reduciendo hasta en un 40%. Los resultados esperados se presentan a continuación.

3. Resultados

- 2.7 Los principales resultados del Proyecto de Inversión empezarán a partir del segundo semestre de 1999, de acuerdo con las metas y resultados que se muestran en el Marco Lógico en el Anexo II-1, y serán los descritos sucintamente a continuación. Estarán en operación las mejoras a los equipos de líneas y subestaciones consistentes en cambios de aislamiento en 14 líneas, para un total de 717 km de líneas de transmisión, sustitución de 45 interruptores en 16 subestaciones e instalación de 23 esquemas de protección con localizadores de fallas en 14 líneas de transmisión.
- 2.8 Estará operando la línea de transmisión de Momotombo-León, la nueva subestación Ticuantepe y el cable subacuático a la isla Ometepe. Estará operando el CNDC con nuevas computadoras y sistemas de comunicación mejorados, incluyendo la instalación de fibra óptica en el hilo de guarda de líneas de transmisión.
- 2.9 Estará en operación el sistema de agua de circulación rehabilitado de la planta Nicaragua mediante el reemplazo de dos de las cuatro bombas de circulación y de tuberías y accesorios de conexión y los sistemas de medición en las plantas generadoras para cuantificar los montos de energía consumidos para autoconsumo.

3/

Una descripción más detallada, incluyendo los estimativos de costos para cada componente del Proyecto de Inversión, así como la evaluación económica se encuentran en el documento: "Descripción, Resumen de costos y Evaluación Económica de los proyectos del PRESE II", disponible en los archivos técnicos del Proyecto de Inversión en RE2 .

- 2.10 Contarán con servicio eléctrico al menos dos pequeñas comunidades alejadas de la red eléctrica del SIN y se dispondrá de mecanismos para promover y facilitar la gestación de proyectos de energización rural que sean sostenibles.

4. Costo y financiamiento

- 2.11 El costo total del proyecto de inversión se estima en el equivalente de US\$57,66 millones. Incluye los costos de ingeniería y administración, costos directos, costos indirectos, imprevistos, escalamiento, costos concurrentes y financieros. El detalle de los costos se presenta en el cuadro II-1, y se detalla a continuación:

Cuadro II-1 ESTIMATIVO DE COSTOS Y PLAN DE FINANCIAMIENTO (equivalente en US\$millones)					
CATEGORIAS	BID	CONTRAPARTE		TOTAL	%
		NORAD	ENEL		
1. INGENIERIA Y ADMINISTRACION	0,56	-	4,58	5,14	8,9%
1.1 Administración y Gastos Generales	-	-	2,21	2,21	3,8%
1.2 Ingeniería y Supervisión	0,56	-	2,38	2,93	5,1%
2. COSTOS DIRECTOS	37,31	2,50	2,20	42,01	72,9%
2.1 Transmisión	27,62	2,50	2,01	32,12	55,7%
2.2 Modernización CNDC y comunicaciones	8,70	-	-	8,70	15,1%
2.3 Rehabilitación agua circulación Pta. NI	0,99	-	0,20	1,19	2,1%
3. COSTOS INDIRECTOS	0,20	-	0,90	1,10	1,9%
3.1 Impactos Ambientales y Sociales	0,20	-	0,10	0,30	0,5%
3.2 Adquisición de Derechos de Vías	-	-	0,80	0,80	1,4%
4. COSTOS CONCURRENTES	4,00	-	-	4,00	6,9%
4.1 Energización Rural	4,00	-	-	4,00	6,9%
5. SIN ASIGNACIONES ESPECIFICA	3,60	-	-	3,60	6,2%
5.1 Imprevistos	2,40	-	-	2,40	4,2%
5.2 Escalamiento de Costos	1,20	-	-	1,20	2,1%
6. COSTOS FINANCIEROS	0,46	-	1,35	1,80	3,1%
6.1 Intereses	-	-	1,12	1,12	1,9%
6.2 Comisiones	-	-	0,23	0,23	0,4%
6.3 Inspección y vigilancia	0,46	-	-	0,46	0,8%
TOTAL GENERAL	46,13	2,50	9,03	57,66	100,0%
PORCENTAJES	80,00	4,38	15,70	100,00	
Nota: Los intereses causados por los gastos de energización rural durante el período de ejecución serán pagados por el GNI.					

a. Ingeniería y administración (US\$5.141.862)

- 2.12 **Administración y gastos generales (US\$2.208.900).** Incluye los costos incrementales de personal y otros gastos incurridos por ENEL y por la Unidad Ejecutora de Proyecto (UEP).
- 2.13 **Ingeniería y supervisión (US\$2.932.962).** Comprende la supervisión e inspección de la fabricación de los equipos principales y de la ejecución de las obras en el campo. También incluye servicios de ingeniería para apoyar a la UEP en el desarrollo de diseños de diversas obras.

b. Costos directos (US\$42.012.600)

- 2.14 El proyecto está conformado por los siguientes componentes específicos: (i) mejoras a equipos de líneas de transmisión y subestaciones (US\$7.192.000) consistente en el mejoramiento del nivel de aislamiento de las líneas de transmisión, la sustitución de interruptores de potencia y relés de protección; (ii) completar la línea de transmisión 138 kV Momotombo-León (US\$1.660.800) con la finalidad de conectar la Planta Momotombo (70 MW) a un segundo punto del SIN y aumentar la confiabilidad del SIN; (iii) rehabilitación de la subestación Managua (US\$2.210.000) para reducir las probabilidades de fallas en el SIN y la salida forzada de la unidad 3 de 45 MW de la Planta Managua; (iv) construcción de la nueva subestación Santo Domingo de 25 MVA 4/ (US\$5.668.400) para tomar carga que es servida con baja confiabilidad y alto nivel de pérdidas por la subestación Oriental; (v) construcción de la subestación de Ticuantepe de 75 MVA (US\$9.407.800) para reforzar el suministro de energía eléctrica a la ciudad de Managua e interconectar el SIN al sistema de transmisión regional 5/; (vi) interconexión Eléctrica Ometepe-SIN (US\$2.500.000), a través de un cable subacuático de 24,9 kV; (vii) modernización del CNDC y Sistemas de Comunicaciones (US\$8.700.000) para prepararlo a las nuevas condiciones que impondrá la creación del mercado eléctrico nacional y regional, y su interacción fluida con otros centros de despacho; (viii) Compensación de Reactivos (US\$1.642.200) para mejorar el perfil de voltaje del SIN, aumentar la confiabilidad y reducir las pérdidas de energía en transmisión; (ix) equipos y

4/ Debido a la concentración de generación que podría presentarse en la subestación de la planta Nicaragua debido a la entrada de generadores privados (ya ocurrió con AMFELS), por la ubicación estratégica de la misma, podría ser necesario reemplazar la subestación Santo Domingo por la adecuación y ampliación de la subestación de la planta Nicaragua, lo cual deberá justificarse técnica y económicamente, así como acordarse previamente con el Banco, en su caso.

5/ La subestación Ticuantepe tiene como finalidad servir para la conexión de la línea SIEPAC. Hasta ahora se ha considerado que el mejor punto de conexión para el proyecto SIEPAC sería la subestación Ticuantepe; sin embargo, los estudios realizados no profundizaron el análisis de las redes de transmisión nacionales interactuando a nivel regional. El estudio para dimensionar los refuerzos que serán necesarios en cada red nacional se está efectuando mediante una cooperación técnica Danesa, administrada por el Banco. Se recomienda que una vez terminado los estudios eléctricos avanzados y diseños preliminares, materia de dicha consultoría, lo cual se prevé para febrero/99, se confirme entre el Prestatario, el Ejecutor y el Banco este componente o se reemplace por la subestación y compensación que resulte de dichos estudios.

herramientas Especiales para Mantenimiento de Líneas (US\$1.630.000) para poder realizar, en una forma más efectiva, los trabajos de mantenimiento de las líneas del sistema; (x) circulación Agua Planta Nicaragua (US\$1.189.600), dado que el actual sistema de circulación no es confiable, lo que provoca la salida forzada de la planta con frecuencia; y (xi) medición Plantas Generación del SIN (US\$211.800) consiste en cambiar o instalar medidores de energía para establecer un control sobre el autoconsumo de la plantas.

c. Costos indirectos (US\$1.100.000)

- 2.15 **Impactos ambientales y sociales (US\$300.000).** Comprende los costos para apoyar la organización y normativa ambiental de la Unidad Ambiental y Social (UAS) de ENEL. Incluye los costos para el equipamiento de la UAS de ENEL, la puesta en operación de los Manuales de Procedimientos Ambientales (MPA), la auditoría ambiental al sitio de la actual planta en Altagracia, en la Isla Ometepe, para diseñar un plan de remediación ambiental del sitio una vez se cierre dicha planta cuando esté operando el cable subacuático, y capacitación en temas ambientales.
- 2.16 **Adquisición de terrenos y derechos de vías (US\$800.000).** Comprende el pago del derecho de servidumbre por donde pasará la línea de transmisión de 138 kV Momotombo-León y donde se construirán las subestaciones Ticuantepe y Santo Domingo.

d. Costos concurrentes (US\$4.000.000)

- 2.17 **Energización rural (US\$4.000.000).** Comprende los costos del estudio institucional y regulatorio por aproximadamente US\$500 mil para diseñar esquemas de energización a pequeñas comunidades, que sean financiera y técnicamente sostenibles, así como la implementación en al menos dos comunidades, incluyendo el entrenamiento para lograr dicha sostenibilidad. En base a experiencias para este tipo de pequeños proyectos se ha estimado su costo en el equivalente a (US\$3.500.000).

e. Sin asignación específica (US\$3.600.000)

- 2.18 Se estimó que los imprevistos (US\$2.400.000) constituyen alrededor del 6,4% de los costos directos e indirectos del proyecto. El escalamiento (US\$1.200.000) fue calculado a partir de un índice de 2,5% de inflación en los Estados Unidos de América.

f. Costos financieros del proyecto de inversión (US\$1.803.682)

- 2.19 Corresponden a: (i) intereses durante la construcción por US\$1.116.352, calculados de acuerdo a condiciones FOE; (ii) comisión de crédito por US\$230.632 y (iii) inspección y vigilancia por US\$456.698.

g. Costo total y fuentes de financiamiento

- 2.20 El Proyecto tiene un costo total equivalente a US\$57,66 millones que serán financiados de la manera siguiente: (i) US\$46,13 millones con recursos del Banco, provenientes del FOE, que serán utilizados enteramente para la adquisición de los materiales y equipos de todos los componentes de transmisión y generación. También se usarán para contratar los servicios de consultoría y los materiales y servicios de instalación para el proyecto de energización rural, y el pago de la comisión de inspección y vigilancia; (ii) US\$2,5 millones aportados por el Gobierno de Noruega, a través de NORAD, para la ejecución del proyecto Interconexión Eléctrica Ometepe-SIN, y (iii) US\$9,03 millones a ser aportados por ENEL/EET para cubrir los costos de administración e ingeniería del proyecto, los trabajos de montaje y construcción de la línea de 138 kV Momotombo-León, la instalación de los nuevos relés/localizadores de fallas, la instalación de los medidores en las Plantas del SIN, la instalación de la bomba de agua de circulación en la planta Nicaragua, y la construcción de la parte aérea del proyecto de Interconexión Eléctrica Ometepe-SIN.

D. El programa de rápido desembolso

1. Descripción del programa

- 2.21 Consiste en una operación diseñada en tres tramos, ligados al logro de metas específicas en el avance hacia la privatización y/o capitalización de las empresas de distribución y generación que se formen como producto de la reestructuración del sector.

2. Conceptualización y apoyo al desarrollo del programa

- 2.22 El Banco ha venido apoyando al GNI para llevar a cabo los estudios para la segmentación vertical y horizontal de ENEL y el diseño de la estrategia de privatización. Se espera contratar los servicios del Asesor Estratégico en septiembre/98 y la terminación de esta fase se prevé 6 meses más tarde. Estos estudios se financiarán con recursos disponibles de la CT ATN/SF-4724, paralela al PRESP. Para continuar con el proceso de privatización y/o capitalización, el Comité de Donantes aprobó a principios de agosto una CT con el FOMIN, - ventanilla 1, (TC9803322 y 9803380). El monto total de la CT es de US\$3,5 millones, de los cuales aproximadamente US\$1,9 corresponden a aporte local. 6/ Con esta CT se financiarán otras asesorías para completar el proceso, que incluyen los servicios de asesores de apoyo al GNI, Banco de Inversión, asesores legales, ambientales, en valuación de activos, y un componente de entrenamiento para funcionarios locales.

3. Resultados esperados

- 2.23 El cronograma general de actividades para este proceso, acordado inicialmente con el gobierno, indica que tomaría entre 18 a 24

6/ En los archivos de RE2 se encuentran los detalles específicos de esta CT, y borradores de los términos de referencia para las consultorías principales.

meses para culminar la reestructuración de las empresas una vez contratado el Asesor Estratégico. La secuencia prevista por el GNI es la de privatizar primero los sistemas de distribución, para luego continuar con los sistemas de generación. Este ordenamiento deberá ser producto de las decisiones que tome el GNI una vez conocidas las recomendaciones sobre la segmentación del sector y la estrategia de privatización del Asesor Estratégico, aproximadamente en marzo de 1999. Se espera solicitar ofertas para la privatización de la distribución durante el segundo semestre de 1999, y privatizar la misma a principios del año 2000. Para la generación, se espera solicitar ofertas a continuación de la terminación del proceso de venta de la distribución.

- 2.24 El programa que se propone se ha diseñado en tres tramos en función del logro de hitos específicos, tales como la aprobación y definición por parte del GNI de la estrategia y modalidad del proceso, la contratación del Banco de Inversión y la emisión del documento informativo inicial, la emisión del Memorando de Información, la privatización de la distribución de electricidad y la solicitud de ofertas para la generación. Las metas específicas y la condicionalidad de cada tramo se describe en la Matriz de Políticas que se presenta en el Anexo II-2; y en el Anexo II-3 se incluye la Cara de Políticas. En el Capítulo III se describe la condicionalidad correspondiente.

4. Dimensionamiento, financiamiento y desembolsos del programa

- 2.25 El monto del préstamo de rápido desembolso se sugiere en US\$30,0 millones que provendrían del FOE. El monto que se propone se dimensionó tomando en cuenta, por una parte, los requerimientos de financiamiento externo del país, en vista de la difícil situación de las cuentas externas (ver Capítulo I) y por la otra, el impacto potencial que en 1998 tendrá la sequía ocasionada por el fenómeno "El Niño", que se estima reducirá la producción de la generación hidroeléctrica en aproximadamente 150 GWh, como resultado de la reducción de los caudales en el Lago Apanás. Sobre esta base se ha estimado que los sobrecostos en que incurriría la empresa en 1998 por cambios en la estructura de generación y mayores costos por compras de combustibles y energía, después de considerar los ingresos adicionales por factor térmico y aumentos tarifarios, serían del orden de US\$8,0 millones, monto que se propone sea canalizado por el GNI a la ENEL.
- 2.26 Se proponen tres tramos por US\$10,0 millones cada uno. Se estima desembolsar el primer tramo durante el tercer trimestre de 1998, una vez se apruebe la operación por el Banco, el segundo tramo se espera desembolsar en el segundo semestre de 1999, y el tercero a mediados del año 2000.

III. LA EJECUCION DEL PROGRAMA

A. Aspectos Especiales

- 3.1 La actual ENEL será segmentada vertical y horizontalmente. Dentro de este contexto se llevaría a cabo la ejecución del programa, en una etapa de transición necesaria hacia la consolidación de las reformas y la conformación de las empresas resultantes de la reestructuración, por lo que se espera que dentro del esquema de ejecución del proyecto, la organización actual de la ENEL ejecutará transitoriamente el proyecto de inversión. El programa de obras a financiar que se detalla en el Capítulo II, en su gran mayoría corresponde a obras de transmisión y para la modernización del CNDC y se ejecutará teniendo en cuenta que estas obras formarán parte de los activos de la nueva EET.

B. Ejecución del Proyecto de Inversión

1. El Ejecutor

- 3.2 La ENEL será transitoriamente el ejecutor del proyecto de inversión, para lo cual constituirá la UEP que se deberá crear dentro de la División de Transmisión de ENEL.
- 3.3 La ENEL deberá nombrar un Director Ejecutivo para la UEP con experiencia en el sector eléctrico, y con la no objeción del Banco. La creación de la UEP dentro de la División de Transmisión de ENEL, junto con el compromiso por parte de la ENEL de su traslado posterior a la EET, será una condición previa al primer desembolso del proyecto de inversión. Esta condicionalidad incluirá también que la UEP se creará de conformidad con el Plan de Organización y funciones acordado con el Banco, y la dotación de personal convenidas con el Banco.
- 3.4 Habrá necesidad de incorporar consultorías especializadas de forma puntual para asistir la ejecución del proyecto de inversión. En forma específica, se requiere que las obras de modernización del CNDC sean supervisadas por un consultor especializado y que un consultor especializado revise los pliegos de licitación para las adquisiciones de los equipos requeridos para la rehabilitación del sistema de agua de circulación de la planta Nicaragua. Los consultores deberán estar contratados previamente a las licitaciones correspondientes.
- 3.5 El componente de energización rural será ejecutado por la CNE (Ver párrafo 4.4).

2. Estado de preparación del proyecto de inversión

- 3.6 Se dispone de documentos con especificaciones técnicas y estimativo de costos para los componentes que consisten en la adquisición de equipos y materiales. Se cuenta con los estudios de factibilidad para las subestaciones de Ticuantepe (ver nota de pie Nro. 4 y 5,

párrafo 2.14) y Santo Domingo, y la compensación reactiva. Igualmente, se dispone del estudio de factibilidad para la modernización del CNDC y se tiene contratada una consultoría, para la preparación de los pliegos de licitación del equipamiento correspondiente. Se está ejecutando el estudio de factibilidad del cable subacuático, que por tratarse de una área que requiere más especialización, la misma consultoría producirá los pliegos de licitación.

- 3.7 En lo que respecta al componente de energización rural, la primera fase consistirá en realizar el estudio integral (ver párrafo 2.5), incluyendo el diseño de mecanismos y el compromiso de las comunidades en las que se desarrollarán proyectos de energización rural para que los mismos sean autosostenibles. **Los desembolsos para la segunda fase: la implantación de los proyectos, se autorizarán después de que el Banco apruebe los resultados de la primera fase.**

3. Modalidad de ejecución

- 3.8 El Proyecto de inversión se ejecutará mediante la contratación de los rubros principales, tales como adquisiciones de equipos y materiales para el mejoramiento y mantenimiento de líneas y subestaciones, montaje de equipo para subestaciones y compensación reactiva, y del CNDC. Para este fin, se llevarán a cabo las licitaciones públicas internacionales correspondientes.
- 3.9 La ENEL/EET, a través de la UEP, tendrá la responsabilidad de la ingeniería, supervisión y administración del proyecto de inversión, apoyada por consultores y por la Unidad Ambiental de ENEL.

4. Obras por administración directa

- 3.10 El reemplazo de equipo para mejoras a líneas y subestaciones, serán realizados mediante administración directa por ENEL. Estas actividades son realizadas de manera rutinaria por las cuadrillas operativas de la empresa, la cual dispone del personal con experiencia para llevarlas a cabo. El monto estimado para el costo de estos trabajos es de US\$600 mil. Además, se tiene el antecedente de este mismo tipo de trabajo realizado satisfactoriamente, en el préstamo 872/SF-NI. Por lo tanto, se recomienda hacer uso de la excepción a la Licitación Pública Internacional prevista en las políticas del Banco, en el sentido de llevar estas obras por administración directa.

5. Adquisición de bienes y servicios

- 3.11 Se aplicarán las políticas vigentes del Banco para la adquisición de bienes, la contratación de obras y la selección y contratación de servicios de consultoría. Los montos límites mínimos sobre los cuales las adquisiciones de este proyecto de inversión se harán por licitación pública internacional serán: US\$300.000 para bienes, US\$2,0 millones para obras y US\$200.000 para servicios de

consultoría. El cronograma de las licitaciones más importantes se presentan en el Anexo III-1.

6. Cofinanciamiento

- 3.12 Funcionarios de NORAD han manifestado interés de que dicho Organismo participe en el cofinanciamiento de la interconexión de la Isla Ometepe al SIN y está a la espera de que se complete el estudio de factibilidad, que se espera finalizar en septiembre de 1998, para tomar una decisión. De no concretarse esta fuente, se ha estimado que la EET/ENEL tendría los recursos suficientes para ejecutar esta obra, considerando que el monto de la inversión es relativamente pequeño y a ser ejecutado en tres años.

7. Calendario de inversiones

- 3.13 El período de ejecución y desembolsos del proyecto de inversión se estima en cuatro años, lo que se considera adecuado para llevar a cabo las licitaciones, adquisiciones, construcción de las obras, entrega e instalación de los equipos y recepción final. El calendario de inversiones basado en el cronograma de ejecución del proyecto, se presenta en el Cuadro III-1.

CUADRO III-1 Calendario de Inversiones (Millones de dólares)						
	1999	2000	2001	2002	TOTAL	PORCENTAJE
BID	8,12	20,15	14,70	3,16	46,13	80,8
ENEL	1,60	4,00	2,90	0,53	9,03	15,7
NORAD	0,60	1,10	0,80	-	2,50	4,3
TOTAL	10,32	25,25	18,40	3,69	57,66	100,0
PORCENTAJE %	17,90	43,79	31,91	6,40	100	

8. Operación y mantenimiento

- 3.14 La operación y mantenimiento, tanto de las instalaciones rehabilitadas como de las nuevas que son objeto de este proyecto de inversión, estará a cargo de la unidad especializada existente en la División de Transmisión. ENEL cuenta con personal capacitado y suficiente para realizar las labores de mantenimiento. Si bien en el pasado no se hizo de manera oportuna, esto se debió principalmente a restricciones presupuestales. Con esta operación se espera mejorar el nivel y calidad del mantenimiento para líneas de transmisión y subestaciones, incluso es posible que parte del mantenimiento previsto en el Proyecto de inversión se pueda hacer sin sacar de servicio los equipos.

9. Terrenos y servidumbres

- 3.15 El proyecto para completar la línea de transmisión de 138 kV, 40 km de longitud de Momotombo a León requerirá servidumbre y no se

prevén dificultades para la constitución de la servidumbre; además, se cuenta con mecanismos legales de declaratoria como utilidad pública en caso de que fuese necesario utilizarlos. Se incluirá como condición previa a la licitación para la adquisición de esta obra, que la ENEL/EET presente evidencia de contar con la totalidad de los derechos de paso para la línea. Los terrenos para las subestaciones de Ticuantepe y Santo Domingo están en gestión de adquisición. Previo al llamado a licitación para estas obras se deberá comprobar, por parte de ENEL/EET, que ya dispone de los terrenos correspondientes para las subestaciones.

10. Impacto ambiental y social

i. Del proyecto de inversión

- 3.16 Siendo un proyecto de inversión que fundamentalmente consiste en la adquisición de equipos para instalación en construcciones existentes, los impactos ambientales y sociales serán menores y podrán controlarse adoptándose las precauciones requeridas por la planificación y construcción de las obras.
- 3.17 En relación a la instalación del cable subacuático, no se prevén impactos ambientales significativos debido a la baja tensión de operación del cable (24,9 kV) y a la baja corriente eléctrica que circularía por él. Tampoco se prevén impactos del ambiente sobre el cable por la baja agresividad que ofrece el área en donde se desarrolla el proyecto: es agua dulce, no hay corrientes y el lecho del lago es arenoso. Por otra parte, este componente presenta impactos ambientales y sociales positivos al eliminar el riesgo de derrames de combustible en el lago Nicaragua y potenciar el desarrollo económico de la población en la Isla.
- 3.18 El informe de evaluación del impacto ambiental y social del proyecto de inversión, propone un Plan de Acción y Gestión Ambiental asociado al proyecto de inversión, el cual incluye las siguientes actividades:
- a. Fortalecer institucionalmente la Unidad Ambiental existente en la ENEL y desarrollar, mediante capacitación especializada, al personal asignado a la misma. Proporcionarle equipamiento (hardware, software, equipo de monitoreo y vehículo). Con estas medidas se persigue garantizar un mejor monitoreo del Proyecto de inversión y el cumplimiento de las medidas ambientales.
 - b. Al mismo tiempo, continuar con las actividades de apoyo a la Dirección de Control Ambiental (DCA) del INE para la implantación de los entes reguladores de los servicios públicos en Nicaragua, financiado por el FOMIN.
 - c. Aplicar como documento guía para la ejecución de obras de líneas de transmisión, subestaciones, las recomendaciones establecidas en los MPA elaborados durante la ejecución del Préstamo 933/SF-NI, para lo cual se deben hacer operativos los

MPA. Los MPA deberán incluir instrucciones para el manejo y disposición de aceites PCB en instalaciones existentes. Para nuevos equipos, deberá mencionarse la prohibición de dicho líquido aislante.

- d. Promover un mejor apoyo por parte de ENEL en lo referente a higiene y seguridad en el trabajo, mediante entrenamiento y capacitación general de sus trabajadores. Así mismo, solicitar en los pliegos de licitación la obligación de los proveedores, del entrenamiento al personal de ENEL para la operación y mantenimiento de los vehículos, equipos y herramientas adquiridas con los recursos del préstamo.
 - e. Incluir en las revisiones anuales el cumplimiento de las medidas del Plan de Acción y Gestión Ambiental y Social del Proyecto de inversión por el Equipo de Proyecto en coordinación con la DCA del INE y con ENEL.
 - f. Realizar una auditoría ambiental del sitio de la planta en Altagracia para diseñar un plan de remediación ambiental del sitio, una vez se cierre dicha planta al alimentarse el suministro eléctrico de la isla Ometepe por medio del cable.
- 3.19 Para llevar a cabo las medidas de mitigación ambiental antes señaladas, se ha incluido el financiamiento necesario en el proyecto de inversión, de acuerdo con el estimado de costos incorporado en el Plan de Acción y Gestión Ambiental y Social (PAGAS) que hace parte del ESIR.

ii. Del programa de rápido desembolso

- 3.20 En lo que respecta al programa para la reestructuración del subsector que se apoya con la CT del FOMIN, el Comité de Impactos Ambientales y Sociales (CESI) consideró en su reunión de mayo 8 de 1998 la CT y recomendó que se lleve a cabo una auditoría ambiental de las compañías a ser privatizadas, para lo cual se ha previsto los fondos correspondientes en la CT.

C. Ejecución del programa de rápido desembolso

- 3.21 El ejecutor del programa de rápido desembolso será la SECIC, por intermedio de la URE, de acuerdo con el esquema de ejecución que se presenta más adelante. La utilización de los recursos del préstamo del Banco deberá ser llevada en su totalidad por el prestatario, por intermedio del Banco Central de Nicaragua (BCN).

1. Organización institucional para la ejecución

- 3.22 El GNI aprobó mediante Decreto Ejecutivo 16-98 publicado en La Gaceta el 12 de marzo de 1998, la organización básica para supervisar y coordinar las estrategias de privatización y los esquemas de participación privada en los servicios de infraestructura. La organización aprobada está compuesta por: (i) la Comisión Interministerial de Competitividad (CIC) integrada por

siete miembros, de los cuales cinco son ministros, el presidente del Banco Central y el Asesor Económico de la Presidencia; y (ii) por la Secretaría Ejecutiva de la Comisión Interministerial de Competitividad (SECIC). El esquema anterior, se completa con la Unidad de Reestructuración de la ENEL (URE).

- 3.23 A la CIC le corresponde supervisar, coordinar y dar consistencia a las estrategias y políticas de privatización entre los diferentes sectores, así como a los esquemas de participación privada en los servicios de infraestructura. La CIC, a través de SECIC, definió el Cronograma para la reestructuración de la ENEL y para la privatización y/o capitalización de las empresas que resulten de este proceso.
- 3.24 La SECIC, encabezada por un Secretario Ejecutivo, nombrado por el Presidente de la República, le corresponde velar por la ejecución, supervisión y seguimiento del cumplimiento de las Resoluciones de la CIC, y por ahora cuenta con el Secretario Ejecutivo, y un asistente administrativo.
- 3.25 Se ha previsto que la SECIC requiere de respaldo técnico, de por lo menos dos consultores individuales con experiencia en temas de regulación y reestructuración y con experiencia en el subsector de electricidad. Este reforzamiento se ha considerado dentro de las asesorías a ser financiadas con el apoyo de la CT del FOMIN. Se definió y aprobó por parte de la CIC la organización básica de la SECIC, su presupuesto operativo para 1998 y proyecto de presupuesto para 1999.

2. El ejecutor del programa de reestructuración

- 3.26 El tercer nivel de la organización corresponde a la URE, encargada de ejecutar el proceso mismo de reestructuración y privatización de la ENEL, bajo la supervisión de la SECIC, y en concordancia con los mandatos que emita la CIC. La URE se está trasladando a instalaciones independientes separadas de la ENEL pero sigue siendo financiada con recursos del presupuesto de la ENEL, situación que podría generar conflictos de interés en el desarrollo del proceso. Para minimizar estos conflictos, el GNI mediante Decreto Ejecutivo 53-98 de agosto de 1998, ratificó la creación de la URE autorizando a que su presupuesto de funcionamiento sea proveído por la ENEL. También se ha definido por parte de la SECIC que la URE depende jerárquicamente de la SECIC.
- 3.27 La URE inició funciones a finales de 1997, y su organización actual está formada por un Director Ejecutivo, con el apoyo de dos asistentes técnicos, un abogado y personal secretarial. La Junta Directiva de la ENEL aprobó la organización básica de la URE, y el presupuesto operativo para 1998.
- 3.28 Con el propósito de fortalecer la organización propuesta para la URE, se ha acordado con el GNI, el acompañar el proceso desde el inicio del mismo, con un asesor individual principal. Este asesor ya se contrató e inició sus actividades en julio de 1998.

- 3.29 La organización antes indicada, con los refuerzos previstos, y el apoyo de las consultorías para el desarrollo de los estudios de segmentación del subsector y posterior privatización, se considera adecuada para llevar adelante el proceso. Este proceso será a su vez acompañado por el Banco mediante las reuniones anuales de monitoreo del proyecto como se indica en el Capítulo IV.

3. Ejecución de los estudios de reestructuración

- 3.30 El proceso de reestructuración del subsector eléctrico, está apoyado por el Banco mediante una CT del FOMIN, y con recursos disponibles de la CT ATN/SF-4724. La contratación del Asesor Estratégico (primera fase) se encuentra en proceso avanzado, y su contratación se prevé para septiembre de 1998. Al término de esta etapa (seis meses) se tendrá la propuesta y recomendación de los consultores sobre la forma de segmentación y la estrategia de privatización y/o capitalización de las empresas que surjan de la reestructuración del subsector. Se requiere entonces la decisión del GNI sobre la estrategia y la forma en que se continuaría con este proceso.
- 3.31 Concluida la fase anterior se continuará con la implementación de la reestructuración. Para esto se contratará el Banco de Inversión, se constituirán las empresas resultantes de la segmentación y definidos los activos y su organización básica. Por intermedio del Banco de Inversión se emitirá el Memorando de Información Inicial ("Teaser"), posteriormente el Memorando de Información a potenciales inversionistas privados con los detalles del proceso y de las empresas en las cuales el GNI está interesado en la participación de los inversionistas privados y su modalidad de inversión, para concluir con la puesta a la venta de los sistemas de distribución y posteriormente las de generación.

4. Condiciones para los desembolsos

- 3.32 La condicionalidad para el desembolso de cada uno de los tramos propuestos se detalla en la Matriz de Política que se presenta en el Anexo II-2. La condicionalidad que es común para los tres tramos es: (i) desempeño macroeconómico consistente con los objetivos del programa, y (ii) que los niveles y estructura de las tarifas de electricidad se encuentren en los valores acordados con el Plan Gradual (ver párrafo 1.22).

5. Procedimiento para los desembolsos

- 3.33 Los recursos del préstamo para el programa de rápido desembolso se utilizarán para financiar el costo total en divisas de importaciones elegibles provenientes de países miembros del Banco. Los nuevos procedimientos simplificados del Banco para préstamos sectoriales deberán aplicarse en este caso de acuerdo con el documento GN-2001-2. Los desembolsos se efectuarán previa solicitud del prestatario acompañada de las evidencias que

demuestren el cumplimiento de las condiciones contractuales acordadas.

- 3.34 El BCN es responsable de mantener los registros de contabilidad y de la preparación de las solicitudes de desembolso. El prestatario presentará una solicitud sencilla en virtud de la cual el Banco desembolsará recursos del préstamo para el uso del prestatario. Los recursos del préstamo deberán ser depositados en una cuenta separada. El Banco requerirá al prestatario mantener registros apropiados de los fondos desembolsados del préstamo; y se reserva el derecho de requerir al prestatario informes auditados sobre los fondos desembolsados.

D. Administración del Programa

1. Inspección, vigilancia y monitoreo del Programa

- 3.35 Serán llevadas a cabo por la representación del Banco en Nicaragua, junto con la realización de reuniones anuales como se detalla en el Capítulo IV. Se ha previsto una dedicación promedio anual de diez semanas del especialista sectorial de la representación, que es compatible con su carga de trabajo actual. La ejecución del proyecto de inversión se coordinará también con otros programas en ejecución por parte de países donantes.

2. Evaluación ex-post del Programa

- 3.36 En consulta con el prestatario y ejecutor, éste decidió no incluir una evaluación ex-post como parte de las actividades del proyecto de inversión, de energización rural y del programa de rápido desembolso. Mediante el programa de rápido desembolso se busca consolidar aún más las reformas del sector eléctrico iniciadas con el PRESP, concentrando ahora el apoyo en el objetivo específico de lograr una mayor incorporación del sector privado en las empresas que resulten de la reestructuración del sector. De esta forma se toman en cuenta también las sugerencias del informe de EVO (Documento RE-228) de mantener un apoyo continuo a los procesos de reforma para asegurar su implantación continua. Se dispondrá de la información general del sector, para el caso en que fuera necesario evaluar su operación e impacto económico una vez concluida su ejecución.

3. Auditoría general del Programa

- 3.37 Para el proyecto de inversión, la ENEL contratará los servicios de Auditoría Externa independientes para la presentación de los estados financieros de la ENEL y los del proyecto durante la ejecución del mismo. Para el proyecto de energización rural la CNE presentará durante su ejecución los estados auditados del programa.

IV. PRESTATARIO Y EJECUTOR

A. El prestatario

- 4.1 El prestatario y el garante será la República de Nicaragua, quién traspasará a la ENEL los recursos para la ejecución del proyecto de inversión, en calidad de préstamo y bajo condiciones financieras equivalentes a las de capital ordinario que ofrece el Banco. El diferencial servirá para que el GNI cree un fondo de aportes locales destinado a la asignación de recursos de apoyo de contrapartida para proyectos financiados por el Banco. Los fondos para el proyecto de energización rural los traspasará el GNI a la CNE en las mismas condiciones FOE del préstamo del Banco. Como condición previa al primer desembolso, del proyecto de inversión, en forma separada, el prestatario presentará los Convenios de traspaso de fondos a celebrar con la ENEL y la CNE, debidamente firmados, de acuerdo con el texto previamente convenido con el Banco.

B. Los Ejecutores

- 4.2 La ENEL, será el ejecutor del proyecto de inversión. El proyecto de energización rural será ejecutado por la CNE. La ejecución del programa de rápido desembolso será a cargo de la SECIC, a través de la URE, y la utilización de los recursos será llevada por intermedio del BCN.

1. Marco legal de los ejecutores

- 4.3 La ENEL es una empresa estatal de giro comercial, creada mediante Decreto Ejecutivo No. 46-94, con fecha 1 de noviembre de 1994. Actualmente, ENEL mantiene un monopolio para la distribución de electricidad en el país, el cual, por ley, debe ser regulado, por el INE, quien por ley, opera como Ente Regulador del subsector eléctrico. La estructura de la organización actual de ENEL es transitoria y cambiará sustancialmente cuando se termine el proceso de reestructuración, y se lleve a cabo la segmentación vertical y horizontal del subsector eléctrico.
- 4.4 La LIE crea la CNE, como un organismo interinstitucional adscrito al Poder Ejecutivo. La CNE estará integrada por la Presidencia de la República, el Ministerio de Economía, el INE y dos representantes de la Sociedad Civil. La CNE contará con un Secretario Ejecutivo dedicado a tiempo completo y el personal profesional y de apoyo necesarios para ejercer sus funciones. Los miembros de la CNE y su Secretario Ejecutivo fueron nombrados por medio del Decreto Ejecutivo No. 170-98 de junio de 1998. En el Presupuesto General de la República se asignarán partidas para el funcionamiento de la CNE. Como condición previa al inicio de desembolsos para el proyecto de energización rural, el GNI deberá tener asignada la partida presupuestal para la gestión de la CNE durante 1999, y haber designado un Jefe de Proyecto a satisfacción del Banco.

- 4.5 En cuanto a la SECIC y a la URE, el marco legal y su organización institucional se describieron en detalle en el Capítulo III en los párrafos 3.22 al 3.29.

C. Análisis financiero histórico de la ENEL

- 4.6 La situación económico financiera del año 1994 del entonces INE se había visto afectada por sobrecostos incurridos en mayor consumo de combustibles por generación térmica de electricidad y pérdidas de ingresos originados por los racionamientos de energía ocasionados por la sequía que experimentaba el país. Se sumaban a esta situación, problemas estructurales en la organización y administración, mantenía una alta morosidad en cuentas por cobrar por venta de energía (95 días de ventas) y se registraban elevadas pérdidas técnicas y no técnicas de electricidad (28%), lo que llevaba al gobierno a apoyar financieramente al INE, ya sea aportando recursos para financiar el déficit de caja o haciéndose cargo del pago de los servicios de deuda internos y externos, los que llegaron en ese año a aproximadamente US\$14,0 millones.
- 4.7 En este marco se crea la empresa ENEL y comienza su actividad, elaborando un Plan de Gestión de corto plazo, como instrumento de apoyo al inicio de operaciones de la nueva empresa en el contexto del PRESP.
- 4.8 Los principales componentes del Plan de Gestión apuntaban a los siguientes aspectos: (i) la ejecución de un plan de control y reducción de las pérdidas de energía eléctrica; (ii) un plan para reducir la morosidad de las cuentas por cobrar; (iii) implementar una nueva estructura y niveles tarifarios manteniendo el valor real de la tarifa, y (iv) ejecutar presupuestos sin aportes del Gobierno con un flujo de caja equilibrado, con un manejo eficiente del capital de trabajo, plan de inversiones reducido, racionamiento del gasto de operación, y parámetros e indicadores financieros y operativos.
- 4.9 La evaluación global del Plan de Gestión durante el período 1995-1997, muestra mejoras en el manejo gerencial de la empresa y reforzamiento en el área de operación comercial y en otras áreas operativas. El cumplimiento alcanzado en los indicadores del Plan de Gestión ha sido desigual y parcial y se requieren esfuerzos adicionales para mejorar la gestión empresarial de la ENEL, aspectos que se considera se van a lograr paulatinamente una vez se vaya consolidando la reestructuración del sector y se materialice la privatización y/o capitalización de la distribución de electricidad.
- 4.10 Los indicadores del Plan de Gestión de la ENEL muestran la evolución siguiente:
- a. las pérdidas técnicas y no técnicas de electricidad alcanzaron el 29,6 y el 29,9% en el año 1995 y 1996 respectivamente, porcentajes por encima del 27% previsto en el Plan de Gestión. En 1997 las pérdidas promedio totales se redujeron y fueron de

- 27,0% lográndose revertir la tendencia creciente e incluso disminuirlas;
- b. en cuanto a la morosidad de las cuentas por cobrar se destaca que se ha mantenido un nivel de cobranza razonable que ha repercutido favorablemente en la reducción de las cuentas a cobrar, pasando de 95 días a fines de 1994 a 71 días en 1996 y a 73 días en 1997;
 - c. La tarifa media en promedio en 1997 alcanzó US\$/kWh 0,1004, situándose ligeramente por debajo del costo marginal de largo plazo estimado en US\$/kWh 0,1080. Persisten aún importantes distorsiones en la estructura tarifaria las que se espera corregir en forma gradual mediante un Plan a cuatro años, acordado con el Banco dentro del contexto del PRESP, tal como se menciona en el Capítulo I (par. 1.22).
 - d. la ejecución del presupuesto de la ENEL en 1996 y 1997 fue equilibrado y no dependió de transferencias del Gobierno Central. Sin embargo, el equilibrio del flujo de caja se logró fundamentalmente por restricciones en las inversiones y en el mantenimiento de la planta existente y financiamientos de corto plazo.
 - e. el programa de inversiones de la ENEL previsto para el año 1997 fue ejecutado parcialmente, como resultado de las restricciones de presupuesto de la ENEL y la falta de concreción de algunos financiamientos. Esto ha originado una postergación de inversiones especialmente en obras de transmisión y distribución y en los programas de rehabilitación y mantenimiento de plantas.
- 4.11 Durante el año 1996 se logró revertir la situación de resultados finales negativos de la empresa con una utilidad de US\$6,2 millones. A partir del año 1997 la estructura de costos operativos empieza a mostrar cambios importantes debido a la entrada de generadores privados y a un mayor consumo de combustibles (Bunker y Diesel). Este cambio origina que en 1997 los costos operativos por compras de energía y combustibles son del orden del 60%, de los costos totales (43% en 1995 y 47% en 1996). Como resultado de lo anterior, en 1997 y como producto de la reducción de la generación hidroeléctrica y las mayores compras de energía térmica especialmente a los países vecinos, los resultados netos del ejercicio 1997 arrojaron una pérdida neta del orden de US\$7,7 millones. Para equilibrar esta situación se le autorizó a la empresa un aumento tarifario del 5% a partir de octubre/97, junto con la aprobación otorgada por el Ente Regulador para la aplicación del factor térmico 7/ que representó un incremento adicional promedio del orden del 5% en los ingresos por ventas. Con estas medidas, así como con el aplazamiento de algunas inversiones y con el uso de financiamientos de corto plazo se logró mantener un flujo de caja equilibrado en 1997 sin necesidad de depender de transferencias del gobierno.

7/

Mecanismo de emergencia mediante el cual el Ente Regulador INE autoriza a la ENEL a recuperar costos adicionales por consumos de combustibles y compras de energía incurridos por encima de la generación hidráulica con hidrología media.

- 4.12 La situación financiera de la empresa continúa siendo débil por los cambios en la estructura de costos de generación por mayor consumo de combustibles, el impacto de la sequía en 1998, las altas pérdidas de electricidad. Además de lo anterior, la dependencia de un alto financiamiento de corto plazo, que unido al perfil de la deuda de largo plazo, representan una pesada carga financiera de aproximadamente un 37% de la generación interna de fondos en 1997. Las expectativas de una mejora en el corto plazo dependerán principalmente de las mejoras en la eficiencia operativa que pueda lograr la ENEL, especialmente en la reducción de las pérdidas de electricidad, reducción de la morosidad de las cuentas por cobrar, mejoras en la atención al cliente, de las condiciones de precios que se obtengan para las adiciones de nueva capacidad con terceros, de la evolución de los precios de los combustibles, y del potencial impacto que pudieran ocasionar fenómenos exógenos a la gestión de la empresa tales como el fenómeno de "El Niño".

D. Proyecciones financieras de corto plazo de la ENEL

- 4.13 Las proyecciones financieras de la ENEL han considerado para el año 1998 la incidencia potencial del fenómeno "El Niño", que a partir del mes de agosto de 1997 hace notar sus efectos en los caudales del Lago de Apanás del cual depende la producción hidroeléctrica del país. Esta situación llevó a la empresa a realizar una reprogramación del despacho de energía para 1998, revisada con el Banco, cambiando la estructura de generación que tenía prevista, reemplazando generación hídrica con energía generada con turbinas de gas y aumentando el monto de las compras de energía a privados y Centroamérica. En base a esta nueva programación se estima que la producción con las plantas hidroeléctricas se reducirá en aproximadamente 150 GWh en 1998.
- 4.14 Los resultados que arrojan las proyecciones financieras en el mediano plazo a partir del año 2000, muestran que con los niveles tarifarios actuales, y en condiciones de generación con hidraulicidad media, permitirían mantener un flujo de caja equilibrado en los ejercicios futuros, reduciendo el endeudamiento de corto plazo. La generación interna de fondos permite una adecuada cobertura del servicio de la deuda. No obstante, en el período 1998 y 1999, la situación de liquidez de la empresa continúa siendo restringida como resultado del endeudamiento de corto plazo, presentando déficits financieros en estos años del orden de US\$6,0 y US\$2,5 millones respectivamente, en los cuales el impacto de la reducción en 1998 de la producción hidroeléctrica en aproximadamente 150 GWh ha sido determinante, como se explica en párrafo 2.25.
- 4.15 Ante la débil situación financiera que presenta la ENEL, se recomienda que durante el período de ejecución del programa, se realice un seguimiento de la evolución financiera y operacional de la ENEL y del programa de reestructuración y privatización del subsector, como mecanismo para evaluar y corregir oportunamente las posibles desviaciones que se puedan ir presentando. Para estos efectos se recomienda incluir una cláusula contractual mediante la

cual se estipule que durante la ejecución del programa se llevarán a cabo reuniones anuales para evaluar los avances del programa de reestructuración, incluyendo el proyecto de inversión. La primera a más tardar dentro de los seis meses siguientes a la vigencia del contrato de préstamo con el Banco. A los efectos de la evaluación que se llevaría a cabo en tales reuniones, se han establecido a manera indicativa, una serie de indicadores de eficiencia operativa y financiera para la ENEL, mientras esta se mantenga como empresa verticalmente integrada, los que se presentan en el Cuadro IV-1 siguiente.

CUADRO IV-1 INDICADORES DE EFICIENCIA OPERATIVA Y FINANCIERA DE ENEL			
INDICADORES	1997 (real)	1998	1999
a. Endeudamiento (deuda L.P. a patrimonio)	0,5	1,0	1,0
b. Cobertura servicio deuda (veces)	2,7	1,5	1,5
c. Contribución a la inversión (%)	19	25	10
d. Margen de Operación (%)	22	20	20
e. Días de ventas en cuentas por cobrar	73	72	70
f. Nivel de cobranza (%)	83	85	85
g. Pérdidas de electricidad (%)	27	25	23
h. GWh vendidos por empleados	493	547	585
i. Tarifa media anual US\$/kWh	0,1004	0,1080	0,1080

- 4.16 Para las reuniones de evaluación, el prestatario, por intermedio del organismo ejecutor respectivo deberá presentar:
- Para el proyecto de inversión y en el caso de la ENEL: (i) el presupuesto aprobado del ejercicio corriente; (ii) proyecciones financieras que cubran por lo menos los próximos 5 años junto con la descripción y detalle de los supuestos utilizados en su preparación; (iii) análisis de la evolución de la cobranza y de la morosidad de las cuentas por cobrar; (iv) análisis de la evolución del programa de la recuperación de pérdidas de energía; (v) la evolución de los indicadores incluidos en el cuadro anterior; (vi) estado de avance de la ejecución del proyecto de inversión, y (vii) estado de cumplimiento de las medidas del Plan de Acción y Gestión Ambiental. En el caso de la CNE el estado de avance en la ejecución de los estudios de energización rural; y
 - Para el programa de rápido desembolso el estado de avance en el programa de acuerdo con el calendario aprobado junto con las acciones tomadas para corregir las desviaciones que se hayan presentado en el proceso de reestructuración, incluyendo también el estado de avance en la constitución y puesta en marcha de la EET.

E. Proyecciones financieras de la EET

- 4.17 El subsector eléctrico se encuentra enfrentado a un proceso de reestructuración y la creación de la EET surgirá como resultado del mismo, requiriéndose de un periodo de maduración para consolidar sus operaciones. La EET se creará como una sociedad anónima, regida por el derecho privado, aún cuando su titular sea el Estado, en concordancia con lo establecido por la LIE.
- 4.18 Las proyecciones financieras de la EET están basadas en las proyecciones de demanda de energía del subsector, y del plan de expansión actualizado recientemente. Las proyecciones de la EET fueron elaboradas a partir de una asignación preliminar de activos y pasivos, basados en los registros contables de la ENEL, y del estimado de los costos de operación y mantenimiento, basados en los registros separados de la actual división de transmisión de la empresa y considerando el plan de inversiones y su financiamiento previsto. Las proyecciones cubren un periodo de seis años. El Cuadro IV-2 presenta un resumen de los principales resultados.

CUADRO IV-2 EET - ESTADO CONDENSADO DE RESULTADOS Y FLUJO DE FONDOS (millones de US\$)							
ESTADO DE RESULTADOS	1999 (a)	2000	2001	2002	2003	2004	TOTAL PERIODO 99-04
Energía transmitida (GWh)	931	2009	2142	2259	2396	2533	12270
Tarifa media (cts/kWh)	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	
Ingresos Brutos	9,3	20,1	21,4	22,6	24,0	25,3	122,6
Gastos de explotación	5,5	8,2	8,8	10,0	11,5	12,1	56,1
Ingreso neto de explotación	3,8	11,9	12,6	12,6	12,5	13,2	66,5
Intereses y otros	2,8	5,0	4,8	4,5	4,8	4,5	26,3
Utilidad Neta	1,0	6,9	7,8	8,1	7,7	8,7	40,2
ORIGEN Y USO DE FONDOS							
Generación Interna de Fondos	7,1	15,6	16,6	17,5	18,6	19,9	95,3
Préstamos	7,4	20,2	14,7	4,3	1,7	7,7	56,0
TOTAL FUENTES	14,5	35,8	31,3	21,8	20,3	27,6	151,4
Servicio Deuda	4,7	4,8	5,4	5,2	5,7	6,0	31,8
Inversión	8,4	27,5	20,7	7,5	6,1	13,8	84,0
Impuestos	0,4	2,3	2,6	2,7	2,7	3,0	13,7
Otros usos	1,0	1,2	2,6	6,4	5,8	4,8	21,8
TOTAL USOS	14,5	35,8	31,3	21,8	20,3	27,6	151,4
a) Corresponde a medio año.							

- 4.19 El estado de resultados proyectado de la empresa de transmisión muestra inicialmente que los ingresos que se generarán por el servicio de transmisión de energía y del CNDC, serán suficientes para cubrir los gastos de operación, los gastos financieros, pagar impuestos a la renta y obtener resultados finales positivos. Los resultados que arroja preliminarmente el estado de origen y aplicación de fondos, muestran que la generación interna de

recursos será suficiente para cubrir el servicio de la deuda y otras obligaciones financieras, con una cobertura satisfactoria del servicio de deuda. Los indicadores de endeudamiento, solvencia y relación operativa son adecuados.

- 4.20 Un análisis de sensibilidad de los resultados anteriores, muestra que el punto de equilibrio del flujo de fondos, en el mediano plazo, se lograría con una tarifa media del orden de US\$0,07 centavos/kWh, tarifa que se considera dentro de los rangos típicos para la actividad de la transmisión y que está también dentro de los rangos que se han utilizado en evaluaciones recientes en otras empresas de la región. Con esta tarifa la empresa estaría cubriendo todas sus requerimientos financieros, y arrojando a la vez resultados operacionales netos positivos.

F. Evaluaciones de desempeño institucional y financiero de la EET

- 4.21 Teniendo en cuenta que el subsector se encuentra enfrentado a un proceso de reestructuración ya iniciado, y que la creación formal de la EET tomará todavía un período de maduración, se propone que a los efectos de evaluar la evolución de la situación institucional y financiera de la EET, así como la actualización de las perspectivas de corto y mediano plazo, se lleven a cabo las reuniones anuales conjuntas de seguimiento indicada en el párrafo 4.16. Para este efecto, se ha definido inicialmente un tablero de indicadores de desempeño institucional y financiero, cuyas metas serán revisadas anualmente con ocasión de las reuniones mencionadas. Los indicadores de desempeño se han preparado con base las proyecciones financieras preliminares de la EET. Estos indicadores se ajustarán una vez que el GNI defina la forma en que segmentará a la ENEL, evento que se espera tener cuando se concluya la primera etapa de los estudios de segmentación, y se consolide el proceso de creación de las empresas resultantes, así como cuando el INE como Ente Regulador del Sector Energía defina los indicadores para monitorear la eficiencia operativa de la empresa de transmisión, incluyendo el período de transición que se acuerde entre el INE y la empresa. Los principales indicadores se presentan en el Cuadro IV-3 siguiente.

CUADRO IV-3 INDICADORES DE DESEMPEÑO INSTITUCIONAL Y FINANCIERO DE LA EET					
Concepto	1999	2000	2001	2002	2003
Pérdidas de energía en transmisión (%)	5,0	4,9	4,8	4,7	4,6
Indice de salidas forzadas líneas 230 kV	15	14	13	12	12
Indice de salidas forzadas líneas 138 kV	14	13	13	12	12
Indice de salidas forzadas líneas 69 kV	17	16	15	15	14
Energía no servida por fallas en transmisión (MWh)	600	500	300	300	300
Empleados en transmisión por km de líneas de 230, 138 y 69 kV	22	20	18	16	14
Ingreso promedio (US\$/kW demanda)	47	47	48	48	48
Ingreso promedio (cts. US\$/kWh energía neta disponible)	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Gastos explotación - Relación de operaciones (% del ingreso total)	59	41	41	45	48
Gastos de administración (% del ingresos)	8,5	6,5	6,5	6,4	6,1
Gastos de mantenimiento materiales y suministros (% de gastos de explotación)	9,8	10	10	10	10
Margen de operación (%)	41	59	59	55	52
Cobertura del servicio de deuda (veces)	1,4	2,8	2,6	2,9	2,9
Tasa de rentabilidad (%)	6,0	18,0	18,0	13,0	10,0
Endeudamiento (pasivo largo plazo/patrimonio)	1,0	1,2	1,2	1,1	0,9
Período medio de cobranza (días)	30	30	30	30	30

V. VIABILIDAD Y RIESGOS

A. Viabilidad técnica

- 5.1 La definición de los componentes del Programa fue realizada por ENEL con el apoyo de consultores. Las características de los equipos y materiales que se adquirirán para la rehabilitación, mejora y mantenimiento de líneas y subestaciones, se basa en la experiencia registrada con las instalaciones existentes. Los componentes fueron evaluados y optimizados uno por uno.
- 5.2 Para los componentes que requerían estudios se contrataron consultorías especializadas las cuales se encuentran en un estado avanzado. Tal es el caso de la actualización del estudio de expansión de la transmisión, el estudio del cable para interconectar la isla Ometepe y el de la modernización del CNDC y del sistema de comunicaciones de dicho Centro. Los estudios técnicos realizados, así como el comportamiento real de sobrecarga y salidas forzadas frecuentes por lo envejecido de los componentes, aseguran la justificación técnica del proyecto de inversión.

B. Viabilidad institucional

a. para el proyecto de inversión

- 5.3 El proyecto de inversión propuesto cuenta con el antecedente positivo de ejecución del Programa de Rehabilitación del Sistema Eléctrico aprobado en 1991, (préstamo 872/SF-NI). Al igual que en dicha operación, se ha previsto la creación de una unidad ejecutora teniendo presente el proceso de reestructuración de la ENEL. La experiencia adquirida con la operación anterior y el fortalecimiento que ha recibido ENEL como una empresa especializada en el sector eléctrico permiten asegurar la viabilidad institucional del proyecto de inversión.

b. para el programa de rápido desembolso

- 5.4 Respecto a la organización institucional aprobada por el GNI para llevar a cabo el proceso de reestructuración de la ENEL, se considera que con el apoyo otorgado por el Banco y FOMIN y con el seguimiento que se ha previsto mediante reuniones periódicas de monitoreo, que el esquema institucional previsto es adecuado para llevar adelante el proceso.

C. Viabilidad económica

- 5.5 El análisis económico del proyecto de inversión muestra que es económicamente factible por lo siguiente:
- a. Cada componente alcanza una tasa interna de retorno económico igual o mayor a 12%;
 - b. los indicadores de beneficio-costos presentan valores elevados;

- c. es robusto, pues sus indicadores económicos se mantienen elevados ante cambios importantes de las principales variables que los afectan, y
 - d. el momento definido para la puesta en servicio de cada proyecto está oportunamente programado, pues su retraso provocaría pérdidas económicas netas significativas.
- 5.6 El cuadro V-1 muestra los valores obtenidos de beneficio-costo para los componentes del proyecto de inversión. En los Archivos Técnicos del Programa en RE2 se dispone del cálculo detallado para cada proyecto.

CUADRO V-1
Resultados del Análisis Económico del Proyecto

Descripción	Inversión (US\$)	T.I.R. (%)	IC/BENEF. (%)
1. Mejoras Equipos de Líneas y Subestaciones	8,06	12,87%	94,50%
2. Completar Línea 138 kV Momotombo-León	1,7	>40	17,30%
3. Rehabilitación Subestación Managua	2,51	>40	12,10%
4. Subestación Santo Domingo	6,37	30,25%	50,60%
5. Subestación Ticuantepe	10,9	13,77%	87,90%
6. Modernización CNDC y Sistemas de Comunicaciones	9,78	>40	10,80%
7. Compensación Reactiva	1,87	17,61%	77,10%
8. Circulación Agua Planta Nicaragua	1,37	>40	3,00%
9. Mejoras Medición Plantas Generación SIN	0,24	>40	9,22%
10. Interconexión Eléctrica Ometepe-SIN	3,12	17,35%	68,40%

- 5.7 Para los análisis económicos se proporcionaron herramientas a ENEL, como parte de una consultoría contratada para ayudar en la preparación del proyecto de inversión, financiada por el Banco, las cuales permitieron cuantificar los ahorros que se obtienen por mayor confiabilidad (reducción de la energía no servida para cada componente individual), mayor disponibilidad del equipo y reducción de pérdidas de energía eléctrica. En el caso de las dos subestaciones y de la compensación reactiva capacitiva, se verificó que éstas forman parte del plan de expansión de la transmisión nacional de mínimo costo.

D. Viabilidad financiera

- 5.8 Cabe destacar el esfuerzo que el GNI y ENEL han realizado para mejorar la situación financiera de la empresa al lograr revertir la tendencia creciente de las pérdidas de electricidad, en la aplicación del ajuste tarifario del 5% puesto en vigencia a partir de Octubre de 1997 y la aplicación del factor térmico en el último trimestre de 1997, así como el mantenimiento del valor de la tarifa mediante la aplicación de un ajuste mensual durante el año 1998.

- 5.9 Si bien los años 1998 y 1999 presentan déficit financieros, y la magnitud de los mismos dependerá de la situación coyuntural que se presente, especialmente en el año 1998, esta situación se subsanaría parcialmente con el apoyo parcial del programa de rápido desembolso, aunque la empresa sigue manteniendo una situación estrecha de liquidez. Se espera que una vez concluido el proceso de reestructuración, la situación financiera de la futura ENEL, y de las nuevas empresas que surjan como producto de la reestructuración mejore y sea sostenible, al incorporar al sector privado en la administración y en el manejo más eficiente, teniendo en cuenta los parámetros financieros que resultan de la reestructuración del sector.
- 5.10 El análisis prospectivo de la EET muestra inicialmente que la empresa contaría con una situación financiera adecuada. Los ingresos generados por las operaciones serían suficientes para cubrir los gastos de operación, los gastos financieros, pagar impuestos a la renta y obtener resultados finales positivos, e indicadores operativos y de gestión adecuados, que permitirían a su vez una cobertura adecuada de las obligaciones financieras que surgen de la asignación preliminar de activos y pasivos al inicio de sus operaciones, así como de las nuevas obligaciones que se originan en el financiamiento del proyecto de inversión, y de los compromisos de contrapartida local al proyecto.

E. Viabilidad ambiental y social

- 5.11 Los estudios de impacto ambiental realizados, muestran que el programa es ambiental y socialmente viable y básicamente presenta impactos positivos. Los proyectos de rehabilitación y mejoramiento de líneas y subestaciones tomarán en cuenta el manejo y disposición adecuados de los materiales y equipos descartados. En los pliegos de licitación para la adquisición de los equipos de mantenimiento, se incluirá la necesidad de capacitación para el uso de los mismos de acuerdo con las normas de seguridad industrial.
- 5.12 Como resultado de los estudios ambientales del Programa, se identificó y acordó con ENEL la necesidad de modificar la traza para la línea de transmisión Momotombo-León con el fin de no afectar el área protegida del complejo volcánico Pilas-El Hoyo.
- 5.13 Se han tomado las previsiones para que los posibles impactos ambientales de los componentes del programa se tomen en cuenta en su etapa de diseño y sean mitigados a niveles aceptables durante su construcción y operación. Para garantizar la supervisión directa de que se cumplan las previsiones, se recomienda que durante la primera reunión de supervisión del proyecto, ENEL muestre evidencia de que ha reforzado la organización de la UAS en el contexto institucional ambiental de Nicaragua (MARENA e INE), la cual fue creada como parte del préstamo 872/SF-NI. En el programa propuesto se incluye apoyo financiero para lograr el fortalecimiento de dicha UAS.

- 5.14 Se han tomado las acciones a fin de incorporar en la CT del FOMIN, los recursos necesarios a fin de llevar a cabo una auditoría ambiental de las empresas a ser privatizadas, que surjan de los estudios de segmentación correspondientes.

F. Beneficios y riesgos

- 5.15 El proyecto de inversión es de suma prioridad por los ahorros económicos que representará por concepto de reducción de energía no servida y de pérdidas totales de electricidad, que permitirá a su vez mejorar la eficiencia operativa y financiera de la ENEL.
- 5.16 El Programa será determinante en facilitar la incorporación del sector privado en los segmentos de actividad de distribución y generación, reducir las pérdidas y crear condiciones técnicas de medición y control para que el CNDC pueda administrar un mercado eléctrico competitivo.
- 5.17 Los principales riesgos del programa de rápido desembolso son: (i) que el GNI decida no llevar adelante el proceso mismo de privatización y/o capitalización de las empresas, o que no sea ejecutado con la suficiente agilidad, para que la privatización sea llevada a cabo dentro del plazo de la presente administración por eventuales atrasos en la aprobación del mismo; (ii) que la organización institucional prevista para supervisar el proceso por medio de la (SECIC), y para ejecutar el mismo (URE), carezcan de la capacidad adecuada para su implementación; (iii) que la aplicación del Plan Gradual para eliminar las distorsiones y subsidios entre grupos de consumidores de electricidad sea postergados en su aplicación.
- 5.18 Para minimizar el primer riesgo el GNI ha indicado su compromiso con la reestructuración del sector, al aprobar en primera instancia la creación de los entes que estarán al frente del proceso, y se encuentra avanzado el proceso de contratación del asesor estratégico. Igualmente, la Ley de la Industria Eléctrica ha fijado un plazo de 12 meses a partir de su publicación en abril/98, dentro del cual se deberá segmentar a la actual ENEL. Para dar seguimiento, el Banco mantendrá reuniones periódicas de evaluación de los avances del programa. Para minimizar el segundo riesgo, se ha previsto el apoyo respectivo a la SECIC y a la URE mediante consultorías especializadas que fortalecerán su desempeño en aspectos técnicos relacionados con la regulación del sector y con procesos de reestructuración. La condicionalidad diseñada para efectuar los desembolsos del componente de rápido desembolso requieren de avances concretos hacia la reestructuración del sector, que ayudan a minimizar dichos riesgos. Para minimizar el tercer riesgo, el GNI se ha comprometido mantener los niveles tarifarios globales promedio reflejando el costo marginal de largo plazo, y a partir de 1999 cualquier subsidio cruzado que se mantenga será reflejado en forma transparente en las facturas de los clientes y a transferir a las empresas que presten servicios de distribución la diferencia neta. Así mismo, la Matriz de Políticas y la condicionalidad propuesta en cada tramo, darán oportunidad

para su seguimiento y requieren del cumplimiento del Plan Gradual acordado para su desembolso.

- 5.19 En lo que respecta al componente de inversión, el Programa no presenta riesgos significativos. El principal riesgo consiste en que no se consolide la segmentación y privatización de ENEL, ni se fortalezca el INE como ente regulador, conformado por expertos en el sector energía, sin ser removibles por motivos políticos. Estos aspectos institucionales y regulatorios inciden directamente en la EET ya que los ingresos de ésta (de los cuales aportará la contraparte para el programa) provendrán de la tarifa por conexión y uso de la transmisión y servicios del CNCD que deberá aprobar el INE. Para mitigar este riesgo, se ha previsto apoyar al GNI en la ejecución de la reforma y realizar reuniones anuales de evaluación. Otro riesgo potencial es el de que no se concrete a tiempo el cofinanciamiento de NORAD para la interconexión de la Isla Ometepe al SIN (ver 3.12) y que está a la espera de que se terminen los estudios de factibilidad en septiembre/98 para la toma de la decisión por parte de NORAD. Dado que el monto de la inversión es relativamente pequeño, y las obras se ejecutarían en tres años, se estima que la ENEL/EET eventualmente podría ejecutar las obras con recursos propios, con lo cual se minimiza este riesgo.

MARCO LOGICO
PROGRAMA HIBRIDO DE APOYO AL SECTOR ELECTRICO
(NI-0069)

OBJETIVOS	METAS (INDICADORES)	MEDIOS/VERIFICACION	SUPUESTOS CLAVES
FIN			
Contribuir al mejoramiento del nivel de vida de la población mediante un servicio eléctrico más confiable y eficiente y el aumento de la cobertura.			
PROPOSITOS			
Mejoramiento de la confiabilidad y capacidad del SIN.	El índice de fallas por cada 100 km de líneas de transmisión del SIN, se reduce en un 50% durante el período 1998-2000. El tiempo total de interrupciones aplicables al sistema de transmisión, se reduce en un 40% durante el período 1998-2000.	Informes operativos de ENEL. Verificación de campo.	Voluntad política del Gob de la Empresa en realizar programa a cabalidad.
Apoyar al GNI en la reestructuración de la ENEL y dar apoyo financiero a la empresa	Memorando de Información publicado al menos para la venta de distribución (mayo/99). Privatización empresas de distribución (enero/2000)	Avance en la preparación de los estudios por consultorías especializadas, según cronograma acordado.	idem al anterior

OBJETIVOS	METAS (INDICADORES)	MEDIOS/VERIFICACION	SUPUESTOS CLAVES
COMPONENTES			
Sistema de Transmisión	<p>Línea de 138kV enetere Momotombo y León funcionando en mayo de 1999.</p> <p>Subestación Managua rehabilitada para mayo del 2000 con 3 bahías de líneas de 138kV, una de transformación de 138kV y un transformador de 138/13, 8, 40 MVA.</p> <p>Instalación de una nueva subestación de distribución en Santo Domingo de 25 MVA para abril del 2000.</p> <p>Construcción de la subestación de Ticuantepe e instalación de 1 autotransformador de 75 MVA en subestación Ticuantepe para agosto del 2001.</p> <p>Instalación de cable subacuático de 24.9 kV y de 10 km, para integrar la isla de Ometepe al SIN para el segundo trimestre del año 2000.</p> <p>Instalación de relés de protección equipados con localizadores de fallas en líneas de 230kV y 138kV.</p> <p>Instalación de 60 MVAR en Capacidad Reactiva en el sistema.</p> <p>Instalación de fibra óptica en hilo de guarda según resultado del análisis en el período 1998-2000.</p>	Informes Técnicos de Inspección.	<p>Declaración de utilidad p para servidumbre y adquis terrenos se da a tiempo.</p> <p>No ocurren huelgas que af tiempos de entrega de mat equipos.</p>
Modernización del CNDC y de las comunicaciones.	Instalación de un sistema de computación moderno, sistema de comunicaciones y de 7 unidades terminales remotas en el CNDC para febrero del 2001.		
Mejoras a sistema enfriamiento Pta. Nicaragua e instalación de medidores en centrales.	Instalación de sistema de circulación de agua en la Planta Nicaragua y de dos de las cuatro bombas de circulación, para junio de 1999.	Informes Técnicos de Inspección.	

OBJETIVOS	METAS (INDICADORES)	MEDIOS/VERIFICACION	SUPUESTOS CLAVES
Segmentar la ENEL horizontal y verticalmente	crear una empresa de transmisión estatal y las empresas que resulten de los estudios de segmentación para generación y distribución, para Marzo/99.	Aprobación del GNI de la creación de las empresas resultantes de la segmentación.	Voluntad política del GNI seguir adelante con el pr
ACTIVIDADES			
Componente No. 1: Adquisición de materiales para líneas de transmisión. Construcción de línea de transmisión. Adquisición de transformadores. Construcción de Subestación. Adquisición de vehículos especializados para mant. de líneas. Capacitación y herramientas. Adquisición de hardware y software. Instalación de equipos de computación. Instalación de UTRs. Adquisición de medidores especializados. Capacitación de personal.	Ver Presupuesto Detallado del Proyecto.	Informes de Progreso y Registros contables de la Unidad Ejecutora del Proyecto.	
Componente No. 2: Adquisición de materiales y equipos para rehabilitación de plantas. Adquisición de medidores especializados para plantas.	Ver Presupuesto Detallado del Proyecto.	Informes de Progreso y Registros contables de la Unidad Ejecutora del Proyecto.	
Definir estrategia y modalidad de la privatización	Aprobación del GNI de la estrategia de privatización (marzo/99)	Comunicación oficial del GNI	Terminación de los estudios de segmentación por consulto financiados por TC del FO
contratación del Banco de Inversión	Emisión del Memorando de Información para Junio/99. Licitación Internacional solicitando ofertas para la privatización de la distribución de electricidad, para octubre 1999	Memorando de Información publicado. Documentos de licitación.	

**NICARAGUA: PROGRAMA HIBRIDO DE APOYO AL SECTOR ELECTRICO
(NI-0069)
MATRIZ DE POLITICAS**

ACCIONES	ACCIONES TOMADAS	ACCIONES A TOMAR PREVIAS A		
Programa	Acciones a la Fecha	Presentación al Directorio	Segundo Tramo	Tercer Tramo
CONTEXTOS MACROECONOMICOS				
La de los Programa co.	Cartas de acuerdo presentadas para la Facilidad Ampliada de Ajuste Estructural (ESAF II) con el FMI.	Se ha recibido la Carta de Política a satisfacción del Banco. Desempeño macroeconómico consistente con los objetivos del Programa.	Desempeño macroeconómico consistente con los objetivos del Programa.	Desempeño macroeconómico consistente con los objetivos del Programa.
SECTOR ELECTRICO				
ión y n de ENEL, puesta en mercado caragüense	Ley de la Industria Eléctrica (LIE), Reforma a la Ley Orgánica del INE y Reglamento a la LIE están vigentes.	Cumplimiento a satisfacción del Banco de la condicionalidad del subsector eléctrico incluida en el PRESP.		
		Contratados: asesor individual de la URE y firma consultora (Asesor Estratégico) para los estudios de segmentación y de estrategia de privatización y/o capitalización de ENEL.	Constitución legal de las empresas resultantes de la segmentación. Definidos los activos de las nuevas empresas provenientes de la ENEL Contratación del Banco de Inversión. Emisión del Memorando de Información	La Empresa de Transmisión está funcionando como S.A., dirige la operación del SIN y obtiene sus ingresos de las tarifas de transmisión aprobadas por el INE

ACCIONES	ACCIONES TOMADAS	ACCIONES A TOMAR PREVIAS A		
Tipo	Acciones a la Fecha	Presentación al Directorio	Segundo Tramo	Tercer Tramo
			<p>Por medio de Licitación Internacional emitir las invitaciones para la recepción de ofertas para la privatización de las empresas distribuidoras de electricidad, indicando fecha(s) para la recepción de las ofertas y para la apertura de las ofertas económicas.</p>	<p>Cierre de la venta de las acciones o activos de las empresas de distribución para su privatización y/o capitalización</p> <p>Por medio de Licitación Internacional emitir las invitaciones para la recepción de ofertas para la privatización de las empresas de generación de electricidad, indicando fecha(s) para la recepción tanto de las ofertas como para la apertura de las ofertas económicas.</p>
	<p>Nombrados los integrantes de la CNE y designados su Secretario Ejecutivo.</p>	<p>Directores INE seleccionados en base a experiencia y capacidad técnica, designados.</p> <p>Presentación del Plan de Trabajo, el Reglamento y la Estructura Organizativa del INE, aprobados por el Consejo de Dirección, incluyendo la definición de la dedicación requerida de los Directores.¹</p> <p>CNE funcionando, y elaborada propuesta de organización y proyecto de presupuesto para 1999.</p>	<p>El INE funcionando en forma satisfactoria, incluyendo la eficiencia del Consejo de Dirección en el desempeño de sus funciones.</p> <p>Reglas del MEN aprobadas por el INE y en vigencia y aplicación, incluyendo normativas de operación del mercado, tarifas, transporte y normativas del servicio eléctrico.</p> <p>Modelos de concesión para la distribución, y licencias para generación y transmisión terminados</p> <p>CNE funcionando con la estructura organizativa acorde a las funciones que le asigna la LIE y presupuesto operativo vigente para el año corriente.</p>	<p>El INE funcionando en forma satisfactoria, incluyendo la eficiencia del Consejo de Dirección en el desempeño de sus funciones.</p> <p>Reglas del MEN aplicándose y en vigencia.</p> <p>CNE funcionando con la estructura organizativa acorde a las funciones que le asigna la LIE y presupuesto operativo vigente para el año corriente.</p>

ACCIONES	ACCIONES TOMADAS	ACCIONES A TOMAR PREVIAS A		
Tipo	Acciones a la Fecha	Presentación al Directorio	Segundo Tramo	Tercer Tramo
Niveles y estructura tarifaria y criterios de costos de largo	<p>Estudio tarifario basado en CMLP y acorde con la nueva estructura segmentada de la IE fue completado y aprobado.</p> <p>Se han aplicado aumentos de manera que en 1998 se alcanza en promedio el nivel correspondiente a CMLP (US\$0,108/kWh). El GNI mediante comunicación GOBID-116-06-98 del 4 de junio/98 del Ministerio de Economía acordó con el Banco un Plan Gradual (1998-2001) de acción para efectuar ajustes graduales a la estructura tarifaria acordada entre el GNI y el Banco.</p>	Niveles y estructura de las tarifas de electricidad se encuentran en valores acordados en el Plan Gradual de ajustes.	Niveles y estructura de las tarifas de electricidad se encuentran en valores acordados en el Plan Gradual de ajustes.	Niveles y estructura de las tarifas de electricidad se encuentran en valores acordados en el Plan Gradual de ajustes.



Ministerio de Fomento, Industria y Comercio
Despacho del Ministro

Managua, Septiembre 7, 1998
GOBID-171-0998

Señor
ENRIQUE V. IGLESIAS
Presidente
Banco Interamericano de Desarrollo (BID)
Washington D.C. 20577

Estimado Señor Iglesias:

Nuestro Gobierno asumió el poder en enero de 1997, con el firme propósito de llevar adelante un proceso continuo para convertir a Nicaragua en una economía abierta y competitiva a nivel internacional, buscando a su vez un desarrollo sostenible con equidad social. Por ello hemos continuado y profundizado una serie de reformas en diferentes sectores de la economía y programas de ajuste que han contado con el apoyo de la comunidad internacional. Como es de su conocimiento, desde comienzos de los años 90 Nicaragua viene haciendo grandes esfuerzos para alcanzar el desarrollo sostenible. Las medidas iniciales dieron prioridad a la estabilización de los precios, a lograr la reducción de los principales desequilibrios macroeconómicos y a devolver al sector privado el rol que le correspondía. Seguidamente se procedió a las reformas en el sector del comercio y en el sector financiero, para permitir el ingreso de bancos privados en la intermediación financiera. Se dio inicio a las reformas del sector agrícola, a la titulación y a la eliminación de las principales distorsiones en los mercados financieros.

En noviembre de 1994, a solicitud del Gobierno, el BID aprobó el Programa de Reforma a las Empresas de Servicios Públicos (PRES P) para incrementar la cobertura y eficiencia de la prestación de los servicios de electricidad, telecomunicaciones, hidrocarburos, agua potable y alcantarillado sanitario. Dicha reforma buscaba la separación de las funciones de operación, de regulación y de planificación indicativa, mediante el establecimiento de un nuevo marco legal e institucional que sentara las bases para la participación privada en cada sector.

En marzo de 1998, el Fondo Monetario Internacional (FMI) aprobó la Carta de Intención y el Memorándum de Políticas Económicas para el segundo Programa Reforzado de Ajuste Estructural (ESAF II) para Nicaragua, con una duración de tres años y por el equivalente de US\$85 millones. La firma del ESAF II facilitó posteriores reuniones realizadas tanto con el Grupo Consultivo, que permitió comprometer un monto de US\$1,800 millones para apoyar el desarrollo rural, como con el Club de París, con quienes se acordó una reducción de US\$200 millones para los próximos tres años en el servicio de la deuda. No obstante, la situación de las cuentas externas sigue siendo frágil, por lo que el país depende en gran medida de la ayuda externa.

En el caso específico del sector eléctrico, el Gobierno de Nicaragua está profundizando las reformas iniciadas con el apoyo del BID, reestructurando la áreas clave a fin de permitir una participación más pronta del sector privado en la operación y administración del sector. En ese sentido, cabe destacar lo siguiente:

1. Con el programa de reforma iniciado con el PRES P, se reestructuró el Instituto Nicaragüense de Energía (INE), quedando como Ente Regulador y temporalmente con funciones de política energética, se desprendieron del INE las empresas del subsector

hidrocarburos y de energía eléctrica. A fines de 1994 el Gobierno decretó la creación de la Empresa Nicaragüense de Electricidad (ENEL), empresa de giro comercial, verticalmente integrada, a cargo del suministro del servicio público de energía eléctrica, iniciando operaciones en enero de 1995.

2. El Gobierno ha decidido segmentar vertical y horizontalmente la ENEL, y proceder en el corto plazo a la incorporación del sector privado en las empresas resultantes de distribución y de generación, manteniendo estatal la transmisión, y prohibiendo el régimen de propiedad cruzado. Esta reforma ha sido incorporada en la Ley de la Industria Eléctrica (LIE), aprobada por la Asamblea Nacional y en vigencia desde el 23 de abril de 1998.
3. La LIE establece que, en un período máximo de 12 meses, las empresas resultantes de la segmentación de la ENEL deberán estar conformadas como sociedades anónimas, regidas por el derecho privado, aún cuando su titular sea el Estado. Además, se deberán diseñar las reglamentaciones y procedimientos técnicos y económicos para el funcionamiento y la administración del mercado eléctrico mayorista, la organización del mismo, y realizar la incorporación del sector privado en las empresas de distribución y generación resultantes. Se estima desarrollar estas actividades durante los próximos dos años, por lo que, en un futuro cercano, se puede visualizar un sector eléctrico reestructurado e iniciando actividades de mercado, con agentes económicos privados, y con entidades del Gobierno y del Estado a cargo de la formulación de políticas y de la regulación del sector.
4. El Gobierno aprobó mediante Decreto Ejecutivo 16-98 publicado en La Gaceta el 12 de marzo de 1998, la organización básica para supervisar y coordinar las estrategias de privatización y los esquemas de participación privada en los servicios de infraestructura, organizada en tres niveles: (i) el primer nivel consiste en una Comisión Interministerial de Competitividad (CIC), cuyas funciones son supervisar, coordinar y dar consistencia a las estrategias y políticas de privatización entre los diferentes sectores, así como a los esquemas de participación privada en los servicios de infraestructura; (ii) el segundo nivel es la Secretaría Ejecutiva de la CIC (SECIC), cuya responsabilidad es velar por la ejecución, supervisión y seguimiento de las resoluciones de la Comisión; (iii) en lo que compete al sector eléctrico, el tercer nivel consiste en la Unidad de Reestructuración de la ENEL (URE), bajo la supervisión de la SECIC, la que tiene a su cargo dirigir los trabajos de la reestructuración y privatización de esta empresa, en concordancia con los mandatos que emita la CIC. La organización descrita cuenta con el total apoyo del Gobierno y acompañará todo el proceso de reestructuración y privatización del sector eléctrico.
5. Para el desarrollo de este proceso se diseñó un cronograma que fue presentado al BID (ver carta GOBID 133-07-98) dentro de los trámites para la Cooperación Técnica (CT) del FOMIN (MIF/AT-193), y muestra el compromiso firme del Gobierno de llevarlo a cabo. La secuencia prevista en dicho cronograma, es privatizar primero las empresas de distribución y luego continuar con las de generación. El ordenamiento definitivo será producto de las decisiones que en su momento tome nuestro Gobierno, apoyado por los estudios y las recomendaciones del Asesor Estratégico sobre las alternativas de segmentación del sector y la estrategia de privatización. Esperamos que esto suceda en marzo de 1999. La contratación del Asesor Estratégico se estima concluir el presente mes. Según el cronograma indicado, se espera solicitar ofertas para la privatización de la distribución durante el segundo semestre de 1999, y cerrar la operación a fines de 1999 o inicios del 2000. Seguidamente se espera solicitar las ofertas para la generación.
6. Para llevar adelante este proceso, el Gobierno cuenta con el apoyo del BID y del FOMIN a través de recursos a ser utilizados de la CT ATN/SF-4724 hasta por un monto de US\$400.000 para la contratación de la primera fase de los estudios de segmentación. Además, se cuenta con el apoyo de la CT del FOMIN, (MIF-AT-193) recientemente aprobada por el Comité de Donantes, por un monto total de US\$3,476,000, dentro de los cuales el

aporte del Gobierno será de US\$870,000.

7. Como hitos específicos del proceso antes descrito, podemos mencionar que se contratará el Banco de Inversión y se constituirán las empresas resultantes de la segmentación definiendo los activos y su organización básica. Por intermedio del Banco de Inversión se emitirá el Memorando de Información Inicial "Teaser"; posteriormente el Memorando de Información a potenciales inversionistas con los detalles del proceso, de las empresas en las cuales el Gobierno está interesado en la inversión privada, y la modalidad de dicha inversión; se promoverá la venta ante inversionistas privados internacionales; y, finalmente, concluir con el cierre de la venta de las acciones o activos de las empresas de distribución para su privatización y/o capitalización, y seguidamente proceder con las empresas de generación.
8. En relación con las tarifas de electricidad, nuestro Gobierno acordó con el BID un Plan Gradual de ajustes a la estructura tarifaria, a fin de ir eliminando las distorsiones en la estructura actual. Este Plan, a ser ejecutado en cuatro años (1998-2001), fue presentado al BID en junio pasado (ref. GOBID 116-06-98). La implantación del Plan Gradual permitirá que la tarifa a aplicar a todos los niveles de consumo refleje el costo marginal correspondiente, eliminándose los subsidios cruzados entre grupos de consumidores, con excepción de las tarifas residenciales en las que, si bien la tarifa promedio alcanza el costo marginal, se estaría subsidiando al final del ajuste a los consumos hasta 100 kWh/mes, por considerar que corresponden a consumos de carácter social y teniendo en cuenta los altos niveles de pobreza existentes en el país.
9. Mediante dicho Plan Gradual se continuarán los ajustes mensuales a las tarifas del 1.5% durante 1998, de manera que, en promedio, el nivel tarifario global refleje el costo marginal de largo plazo, y que se estima en US\$0.1080/kWh para 1998. A partir de enero de 1999 se reducirán en forma gradual los subsidios cruzados entre categorías de consumo, pero se mantendrá sin modificaciones la tarifa equivalente en dólares aplicable a los clientes residenciales con consumos no mayores a 100 kWh por mes. Cualquier subsidio cruzado que se mantenga se hará de manera transparente reflejándolo explícitamente en las facturas de los clientes a partir de 1999. Teniendo en cuenta el cronograma mencionado (cfr. n.5), será necesario implementar oportunamente los esquemas para manejar los subsidios. En este sentido, el Gobierno ya ha indicado al Banco su compromiso de establecer los mecanismos correspondientes para transferir a las empresas de distribución, la diferencia neta entre las tarifas efectivas y el costo marginal correspondiente.
10. El Gobierno es consciente que el nuevo ordenamiento legal e institucional que está impulsando para el subsector eléctrico requiere, para su funcionamiento adecuado, que se consoliden y fortalezcan de manera sostenible las instituciones a cargo de la regulación y de la formulación de políticas. En cuanto al INE, el Gobierno apoyará y velará para que se fortalezca y se mantenga como una institución eficiente y de excelencia técnica y, tal como lo establece la Ley de Reforma a la Ley Orgánica de INE (Ley 271), su Presidente fungirá a tiempo completo. Una vez constituido su Consejo de Dirección (CD), y con base en la Ley 271, éste aprobará el Plan General de Trabajo, su propio Reglamento y la Estructura Organizativa. Con base en lo anterior, el CD definirá la dedicación necesaria por parte de sus otros dos Directores. En cuanto a la Comisión Nacional de Energía (CNE), responsable de la formulación de políticas, el Gobierno la apoyará y la dotará de los recursos necesarios para que ejerza las funciones que le asigna tanto la LIE, como la Ley 271.
11. Con el propósito de asegurar que se complete el proceso de privatización de la ENEL, el Gobierno de Nicaragua tomará las medidas necesarias, incluyendo la introducción de modificaciones al marco legal vigente, si éstas fueren necesarias.

12. Dentro del contexto anterior, el Gobierno apoya a la ENEL para que ejecute el programa de obras que ha acordado con el BID dentro de la presente operación propuesta y que está destinado principalmente a inversiones en obras de transmisión, única actividad que seguirá siendo estatal. Además, un pequeño programa piloto de energización rural, mediante el cual el Gobierno, a través de la CNE, continuará con los esfuerzos para incrementar de manera sostenible la cobertura del servicio eléctrico en zonas rurales. Igualmente, para apoyar parcialmente a la ENEL por el impacto que en las finanzas de la empresa han ocasionado los sobrecostos incurridos por la sequía originada por el fenómeno del Niño, y que han obligado a la empresa a reprogramar el despacho de energía, debido a cambios en la estructura de generación de electricidad que han derivado en mayores costos por compras de combustibles y energía, el Gobierno le transferirá el equivalente a US\$8 millones por este concepto, que provendrán de los recursos que se han estimado en el componente de rápido desembolso de la presente operación.

En resumen, puede apreciarse que Nicaragua está dando pasos importantes en la modernización: ha logrado avances significativos en la estabilización y en la apertura de su economía, ha iniciado la modernización del Estado y ha tomado las medidas conducentes a solucionar los problemas de la propiedad y del desempleo; todo ello está permitiendo un crecimiento sostenido de su economía, tal como lo muestran las cifras de crecimiento del PIB, reducción del desempleo y mejora en otros indicadores macroeconómicos. Asimismo, se ha establecido un marco legal que permitirá la reestructuración del sector eléctrico y la incorporación del sector privado en una forma más amplia. El Programa Híbrido de Apoyo al Sector Eléctrico, solicitado por este medio al BID, representa un elemento importante en este proceso y servirá de base para dar un acompañamiento a la reforma del sector. El Programa de Rápido Desembolso por su parte apoyará al Gobierno en la reestructuración de ENEL y en la privatización de las empresas de distribución y de generación resultantes.

Aprovecho la oportunidad para saludarle,

Atentamente,

(Original firmado)
NOEL J. SACASA C.
Ministro
Gobernador del BID por Nicaragua

cc: Doctor Arnoldo Alemán L., Presidente de Nicaragua
Ingeniero Enrique Bolaños G., Vicepresidente de Nicaragua
Miembros del Gabinete Económico

PROGRAMA HIBRIDO DE APOYO AL SECTOR ELECTRICO

(NI-0069)

CALENDARIO DE LICITACIONES DE BIENES Y SERVICIOS FINANCIADOS POR EL BID

DESCRIPCION	Anuncio Licitación	Contratación	Monto (US\$ Miles)	Financiamiento	Ambito
1.0 Adquisición de equipos línea y subestaciones					
1.1 Transformadores de Potencia	3/99	7/99	2,414	BID	LPI
1.2 Equipo de Subestaciones de Alta Tensión	3/99	8/99	9,247	BID	LPI
1.3 Equipo de Subestaciones de Media y Baja Tensión	3/99	9/99	4,391	BID	LPI
1.4 Materiales y Equipos Varios	4/99	8/99	4,266	BID	LPI
1.5 Materiales de Líneas de Transmisión	4/99	8/99	1,495	BID	LPI
1.6 Suministro e instalación de capacitores y equipo conexo	4/99	9/99	1,642	BID	LPI
1.7 Bombas y Tuberías	4/99	9/99	995	BID	LPI
1.8 Equipos de Medición para Plantas del SIN	5/99	9/99	192	BID	LPI
2.0 Suministro y Montaje Equipo Electrónico y Comunicaciones					
2.1 Estación Maestra, SCADA, Aplicaciones EMS y UTR's	6/99	1/2000	3,720	BID	LPI
2.2 Equipo de Comunicaciones	6/99	1/2000	3,380	BID	LPI
2.3 Cable de Fibra Optica	6/99	11/99	1,600	BID	LPI
3.0 Construcción y Montaje					
3.1 Obras Civiles de Subestaciones	3/2000	7/2000	1,280	ENEL	LPI
3.2 Montaje de Subestaciones	7/2000	12/2000	1,885	ENEL	LPI
3.3 Montaje de Líneas de Transmisión	6/2000	10/2000	805	ENEL	LPI

PROYECTO DE RESOLUCION

NICARAGUA. PRESTAMO ____/SF-NI A LA REPUBLICA DE NICARAGUA
(Programa Híbrido de Apoyo al Sector Eléctrico)
(Componente de Inversión)

El Directorio Ejecutivo

RESUELVE:

Autorizar al Presidente del Banco o al representante que él designe, para que en nombre y representación del Banco proceda a formalizar el contrato o contratos que sean necesarios con la República de Nicaragua, como Prestatario, para otorgarle un financiamiento destinado a cooperar en la ejecución del Componente de Inversión del Programa Híbrido de Apoyo al Sector Eléctrico. Dicho préstamo será hasta por la suma de US\$46.130.000, o su equivalente en otras monedas convertibles, que formen parte de los recursos del Fondo para Operaciones Especiales del Banco, y se sujetará a las "Condiciones Contractuales Especiales" y a los "Plazos y Condiciones Financieras" del Resumen Ejecutivo de la Propuesta de Préstamo.

PROYECTO DE RESOLUCION

NICARAGUA. PRESTAMO ____/SF-NI A LA REPUBLICA DE NICARAGUA
(Programa Híbrido de Apoyo al Sector Eléctrico)
(Componente de Ajuste Sectorial)

El Directorio Ejecutivo

RESUELVE:

Autorizar al Presidente del Banco o al representante que él designe, para que en nombre y representación del Banco proceda a formalizar el contrato o contratos que sean necesarios con la República de Nicaragua, como Prestatario, para otorgarle un financiamiento destinado a cooperar en la ejecución del Componente de Ajuste Sectorial del Programa Híbrido de Apoyo al Sector Eléctrico. Dicho préstamo será hasta por la suma de US\$30.000.000, o su equivalente en otras monedas convertibles, que formen parte de los recursos del Fondo para Operaciones Especiales del Banco, y se sujetará a las "Condiciones Contractuales Especiales" y a los "Plazos y Condiciones Financieras" del Resumen Ejecutivo de la Propuesta de Préstamo.