

REPUBLICA DEL ECUADOR
SECRETARIA GENERAL DEL CONSEJO
DE SEGURIDAD NACIONAL
INSTITUTO DE ALTOS ESTUDIOS
NACIONALES



XVII Curso Superior de Seguridad Nacional
y Desarrollo

TRABAJO DE INVESTIGACION INDIVIDUAL

"LA CRISIS FINANCIERA DE INECEL, SUS CAUSAS,
CONSECUENCIAS Y ALTERNATIVAS DE SOLUCION".

ECON. FERNANDO M. RODRIGUEZ DIAZ

1989 - 1990

I N D I C E

CAPITULO I

1. <u>ASPECTOS GENERALES</u>	1
1.1 BREVE RESEÑA HISTORICA	1
1.2 OBJETIVOS FUNDAMENTALES	1
1.3 EVOLUCION DE INECEL 1982 - 1989	6
1.3.1 <u>Principales realizaciones de INECEL hasta 1989</u>	6
1.3.2 <u>Análisis Histórico del Presupuesto de INECEL</u>	21

CAPITULO II

CAUSAS DE LA CRISIS FINANCIERA DE INECEL	28
2.1 PARTICIPACION EN LAS REGALIAS	29
2.2 VARIACION DE LA PARIDAD CAMBIARIA	31
2.3 RECARGOS ARANCELARIOS Y OTROS	37
2.4 INCREMENTO DE LO PRECIOS DE LOS COMBUSTIBLES	39
2.5 REAJUSTE DE SALARIOS DEL PERSONAL DE INECEL	40
2.6 RECUPERACION DE LA CARTERA VENCIDA	45
2.6.1 <u>Empresa Eléctrica Guayas - Los Ríos S.A.</u>	49
2.6.2 <u>Empresa Eléctrica Quito S.A.</u>	51
2.6.3 <u>Empresa Eléctrica Ambato S.A.</u>	53
2.6.4 <u>Empresa Eléctrica del Ecuador Inc.</u>	56
2.7 PROBLEMÁTICA DE LAS TARIFAS	59

CAPITULO III

<u>CONSECUENCIAS DE LA CRISIS FINANCIERA</u>	69
3.1 ENDEUDAMIENTO INTERNO Y EXTERNO	69
3.1.1 <u>Deuda Externa</u>	69
3.1.2 <u>Deuda Interna</u>	77
3.2 SUSPENSION DE DESEMBOLSOS POR PARTE DEL BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO (BID)	78
3.3 IMPOSIBILIDAD DE IMPORTAR EQUIPOS CONTRATADOS PARA ESTUDIOS Y EJECUCION DE PROYECTOS	80
3.4 ELEVACION DE LOS COSTOS DE LOS PROYECTOS	82

CAPITULO IV

<u>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES</u>	90
4.1 TARIFAS ELECTRICAS	91
4.2 MEDIDAS PARA RECUPERAR LA CARTERA VENCIDA	92
4.3 VARIACIONES EN LA PARTICIPACION DE LAS REGALIAS PETROLERAS	95
4.4 INVERSIONES CON FONDOS ESPECIFICOS DEL DECRETO 459-B	96
4.5 OTRAS CONSIDERACIONES	97

ANEXOS

Gráficos

INDICE DE CUADROS

CAPITULO I

1.1	Sistema Nacional de Transmisión	9
1.2	Inversión realizada acumulada a Noviembre de 1988	16
1.3	Presupuesto de INECEL 1982 - 1989	22
1.4	Evolución Histórica Presupuesto especial INECEL. Ingresos y otras entradas de Financiamiento	23
1.5	Evolución Histórica especial INECEL Serie 82 - 88, Egresos	24
1.6	Ejecución Presupuestaria, 1982 - 1989	25
1.7	Estructura de los Ingresos y otras Fuentes de Financiamiento	26
1.8	Estructura porcentual de los Ingresos Efectivos	27

CAPITULO II

2.1	Congelamiento tipo de cambio de regalías y participación exportaciones directas de CEPE	32
2.2	Congelamiento tipo de cambio Impuesto Unificado	33
2.3	Ahorro de combustible por sustitución de entrega termoeléctrica por hidráulica	36

2.4	Montos anuales por recargo de estabilización monetaria, derechos arancelarios, tasas de inspección y servicios de las importaciones y materiales y equipos	38
2.5	Variación de precios de los combustibles utilizados en la generación eléctrica	39
2.6	Incidencia por incremento de los precios de de los combustibles. Período 1982 - 1990	41
2.7	Bunker	42
2.8	Diesel	43
2.9	Salario Mínimo Vital	44
2.10	Incremento Salario Mínimo Vital	45
2.11	Resumen de la incidencia de las medidas económicas	46
2.12	Cartera vencida Empresas Eléctricas	48
2.13	Evolución deuda Empresa Eléctrica Guayas - Los Ríos S. A.	51
2.14	Evolución deuda Empresa Eléctrica Quito S.A.	53
2.15	Variación deuda Empresa Eléctrica Ambato S.A.	56
2.16	Saldos adeudados a la DOSNI por compra de Energía al 31 de Diciembre de 1989	60

2.17	Cartera vencida Empresa Eléctricas	61
2.18	Determinación de la reantabilidad y la contribución a la Inversión	68

CAPITULO III

3.1	PIB, Consumo Final Privado y Público, Formación Bruta de Capital	82
3.2	Sistema Nacional Interconectado. Estudio Comparativo de Costos (3.2.1, 3.2.2)	86

DETALLE DE GRAFICOS

GRAFICO No. 1	Sistema Nacional de Transmisión hasta Fase C - 3 (1988).
GRAFICO No. 2	Potencia Instalada 1981 - 1989
GRAFICO No. 3	Energía Generada 1981 - 1989
GRAFICO No. 4	Expansión del Sistema de Subtransmisión y Distribución Sistemas Eléctricos Regionales.
GRAFICO No. 5	Sistema de Subtransmisión existente a Diciembre de 1986 y Programados para el período 1987 - 1991, Zona Sur.
GRAFICO No. 6	Ingresos, otras entradas de Financiamiento Programados y Ejecutados.
GRAFICO No. 7	Egresos programados y efectivo.
GRAFICO No. 8	Ingresos Egresos, Déficit Efectivos

I N T R O D U C C I O N

Ha sido constante preocupación del Instituto Ecuatoriano de Electrificación (INECEL), el que se conozca las razones por las que, el sector Eléctrico atraviesa por una grave crisis financiera, sus causas y sus efectos.

Es en este sentido el presente Trabajo de Investigación Individual, en el que se presenta el esfuerzo institucional por cumplir con su responsabilidad, enfoco mi análisis hasta Diciembre de 1989. Realizo un estudio de los logros alcanzados en los diferentes frentes de acción como son "Generación", "Transmisión", "Distribución", "Electrificación" Rural", etc., además de la evolución presupuestaria a 1989.

Efectúo un estudio de las causas por las cuales se genera la "Crisis Financiera", es así, que puntualizo los principales aspectos que han afectado la economía del Instituto: el congelamiento en la participación de las regalías del petróleo; variación en la paridad cambiaria, que tiene relación con el cierre de la cuenta dólares que mantenía INECEL en el Banco Central; los elevados recargos arancelarios; incremento de los precios de los combustibles; reajuste de salarios del personal; difícil recuperación de la cartera vencida, aspectos en el que se analiza la situación de las Empresas frente a INECEL, de las Entidades Públicas y los Organismos Seccionales frente a las Empresas Eléctricas; exploro la problemática de las tarifas tendiente a demostrar el impacto generado entre 1982 y 1989.

Frente a esta situación, considero menester, en función de

algunos parámetros como el Endeudamiento tanto interno como externo al que ha debido acudir INECEL para ejecutar sus programas y proyectos, la paralización de desembolsos por parte del BID, el incremento de los costos de los Proyectos, la imposibilidad de importar equipos contratados para estudios y ejecución de Proyectos, que permiten en alguna medida valorar de manera objetiva las consecuencias de la crisis financiera de INECEL.

Consideré conveniente, con la mayor seriedad en el análisis, plantear alternativas de solución, muchas de las cuales han sido implementadas por el Instituto con resultados no siempre satisfactorios. Realizo una evaluación de sus resultados, sugiero ajustes que se debería realizar. Además, se incorporan alternativas que aún no han sido estudiadas por el Instituto y que estimo factibles de ser incorporadas.

Aspiro a dar una visión global de la situación de INECEL, con el único afán de que cualquiera que sea el Gobierno, mediante las diferentes políticas y medidas económicas que adopten no afecten a los sectores considerados como estratégicos para el desarrollo del país, ya que afectar a un sector como el eléctrico, significaría en forma directa, ir en contra de los altísimos intereses del Estado Ecuatoriano.

Unas palabras de agradecimiento a INECEL por la oportunidad que me brindó para asistir como cursante del IAEN, sentir y palpar el país tal como es en su realidad.

C A P I T U L O I

1. ASPECTOS GENERALES

1.1 BREVE RESEÑA HISTORICA

La electrificación en el Ecuador tiene sus antecedentes, a partir de 1897, con el establecimiento de diversas empresas eléctricas extranjeras con las cuales el Estado suscribió contratos para abastecer de energía a las principales ciudades del país.

Recién en la década de los cuarenta los Municipios asumen la función de suministrar energía eléctrica, situación que se extiende por alrededor de veinte años. Se produce una gran atomización y dispersión de la oferta y por tanto, este proceso, extraño a una planificación técnico económica integral. Se trata del período en el que la electrificación se desenvuelve en forma anárquica.

El Estado, consciente de esta realidad, resolvió crear un organismo responsable del desarrollo futuro del sector eléctrico. El 23 de Mayo de 1961, mediante Decreto Ley de Emergencia No. 024 se creó el Instituto Ecuatoriano de Electrificación, INECEL, como el ente público rector de la planificación, ejecución y control de la política en materia de electrificación.

Cabe señalar que, en aquella época, la potencia instalada en el Ecuador era de alrededor de 120.000 KW, para servir a una población de 871.000 habitantes que daba un índice medio de 29 vatios por habitante.

En el proceso de establecimiento y desarrollo de INECEL se pueden apreciar cuatro periodos claramente diferenciados: el primero, comprendido entre los años 1961-1966; el segundo, que va desde 1967 a 1972; el tercero, comprende el lapso 1973 a 1979; y, el último, se inicia en 1980.

En la primera fase, INECEL se organiza y planifica sus actividades a nivel nacional y para el largo plazo. Las acciones más importantes pueden resumirse en: recopilación de los datos estadísticos de los recursos hidráulicos disponibles en el país; realización de un censo de instalaciones eléctricas existentes; y, elaboración del primer Plan Nacional de Electrificación, en el que ya se advierte la concepción del Sistema Nacional Interconectado en procura de la integración eléctrica nacional. En este período, el servicio eléctrico creció hasta disponer, a fines de 1966 de una generación de 534.000 MW, para servir a una población de 1'200.000 habitantes, equivalentes al 23.5% de la población total de ese año, dando un índice de electrificación de 33 vatios por habitante.

En el período 1967-1972, se dispuso del primer Plan Nacional de Electrificación, en el que se planteó principalmente la construcción de los proyectos Pisayambo y Paute; la instalación de 414 KW en el lapso, de los cuales, 62 MW serían térmicos y 352 MW de origen hidráulico, con lo cual se propició un cambio en la estructura de generación, mediante una oferta predominantemente hidráulica. Paralelamente, en el Plan se establecía la instalación de 2021 MVA en Subestaciones, 365 Km. de líneas a 138 KV, 835 Km. de líneas a 230 KV, 1415 KM de líneas a 13.8 KV y redes de distribución para atender con el servicio a 330.000 usuarios adicionales. Para construir estas obras se requería de una inversión estimada de 5.141 millones de sucres a precios corrientes.

Mediante Decreto Supremo No. 1042, publicado en el Registro

Oficial No. 387, de 10 de Septiembre de 1973, se expide la Ley Básica de Electrificación, que introduce reformas al marco legal de INECEL, modificando su naturaleza jurídica, al definir en el Art. 7o. que: "El Instituto Ecuatoriano de Electrificación, INECEL, es una persona jurídica, de derecho público, con patrimonio y recursos propios, autonomía económica y administrativa, con sede en la capital de la República y adscrita al Ministerio de Recursos Naturales.

Dentro de los fondos patrimoniales, relevante importancia tiene la participación en las regalías a la producción de petróleo, en el impuesto unificado sobre la renta que pagaba Texaco Petroleum Co. y en la participación en el valor de las exportaciones directas que ejecuta la Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana CEPE, actualmente denominada PETRECUADOR.

Esta asignación patrimonial ha servido de base para el financiamiento del Plan Maestro de Electrificación, puesto que sus ingresos, en dólares de los Estados Unidos de Norteamérica, permitirían a INECEL cubrir satisfactoriamente sus compromisos en divisas, a través del pago a proveedores y servicio de la deuda (intereses, comisiones y principal).

Los ingresos en 1973 fueron muy significativos ya que alcanzaron a 18.600 millones de sucres. La población servida fue de 1'800.000 habitantes, equivalentes al 29.3% de la población total a 1972; la potencia instalada llegó a 284.000 MW, con un índice de electrificación promedio de 46 vatios por habitante.

En el lapso de 1973-1979 se inicia el segundo Plan Nacional de Electrificación; se construye el Proyecto Hidroeléctrico Pisayambo; y se pone en operación las centrales térmicas de Quito y Guayaquil con una capacidad de 130 KW; más 30 KW en

los Sistemas Eléctricos Regionales.

Posteriormente, con el Proyecto Pisayambo, entra en operación el Sistema de Transmisión Pisayambo-Quito, Pisayambo-Ambato y sus subestaciones; se inicia la construcción de algunas líneas y subestaciones, con lo cual se empieza a conformar el Sistema Nacional Interconectado.

La población servida, al finalizar este período fue de 3'500.000 habitantes, que representaba el 47.3% de la población total a 1979. La generación fue de 2.742 GWh, con una potencia instalada de 110 vatios por habitante.

Entre 1980 y 1988 se pone en vigencia el Plan Maestro de Electrificación de corto plazo, recomendado por el CONADE, culmina la construcción del Proyecto Hidroeléctrico Paute Fases A y B con 500 MW instalados y Agoyán de 156 MW; se pone en servicio las centrales térmicas Estero Salado No. 3 de 73 MW, Esmeraldas de 125 MW y Santa Rosa, a gas, con 51.3 MW. Además entran en operación las líneas Guayaquil-Quito, Quito - Ibarra, Paute - Cuenca, Santo Domingo-Esmeraldas y Quevedo - Portoviejo, con sus respectivas subestaciones y se concluye el semianillo de 230 KV, que parte desde el Proyecto Paute hacia las ciudades de Milagro y Guayaquil.

La potencia instalada al final de 1989 fue de 1.741 MW, de los cuales 898 MW (51.5%) corresponden a centrales hidroeléctricas y 843 MW (48.5%) a unidades térmicas. La población servida fue de 7'200.000 habitantes, equivalentes al 72.2% de la población total.

1.2 OBJETIVOS FUNDAMENTALES

Los hitos fundamentales en el desarrollo eléctrico del Ecuador, a partir de la creación de INECEL en 1961, son los siguientes:

- Establecimiento de un sistema de planificación central y orgánico en función de los lineamientos básicos del Gobierno contenidos en el Plan Nacional de Desarrollo.
- El inicio de la construcción del Sistema Nacional Interconectado, como uno de los medios esenciales para lograr la integración nacional.
- La construcción del Proyecto Pisayambo que arranca en 1973 y culmina en 1977.
- La iniciación de la construcción del Proyecto Paute A y B en 1976 y su operación en 1983.
- La instalación de las Centrales Térmicas Estero Salado en Guayaquil Nos. 1, 2 y 3 en 1976, 1978 y 1980, respectivamente.
- La instalación de la Central a gas de Santa Rosa, en Quito, en 1981.
- La instalación de la Central Térmica Esmeraldas en 1981.
- La construcción y operación del Proyecto Hidroeléctrico Agoyán, en 1987.
- Se inició la construcción del Proyecto Paute Fase "C" en el año 1983 y se espera que entre en operación en el año 1991.
- La construcción del Sistema de Transmisión Fases A y B, se inició en 1980 y 1981 respectivamente, y entraron en operación, la Fase A en 1981, y la Fase B 1984.
- La construcción del Sistema Nacional de Transmisión Fase "C" se inició en el año 1985 y se estima que se

concluirá en el año 1990; pero a partir de 1987 han entrado en operación algunas líneas que componen esta fase.

- Estudio de factibilidad del Proyecto Paute - Mazar, se inició en 1980 y se concluyó en 1985.
- Los estudios de factibilidad de los Proyectos San Francisco Sopladora y Coca - Codo Sinclair se iniciaron a partir de 1986 y se esperaba concluirlos en el año 1989.

1.3 EVOLUCION DE INECEL 1982 - 1989

1.3.1 Principales realizaciones de INECEL hasta 1989

Los índices estimados a Diciembre de 1989, demuestran los logros directos conseguidos en el sector eléctrico:

Población total	10'490.000 Hab.
Población servida	7'202.000 Hab.
Porcentaje población total servida	68.7 %
Energía generada bruta	5.362.0 GWh
Potencia instalada	1.741 MW
Demanda máxima	1.086 MW
Potencia instalada por habitante	166 W/h
Energía generada por habitante	550.0 KWh/h
Número de abonados	1'303.000 abonados
Número de empresas eléctricas	17
(No incluye EMELEC)	

El origen y distribución de la energía son los siguientes:

Energía generada por INECEL para la venta	4.343.0 GWh
---	-------------

Energía generada por las Empresa Eléctricas	1.019.2 GWh
TOTAL:	5.362.2 GWh

FUENTE: Dirección de Planificación

	CONSUMO GW/h	%	NUMERO ABONADOS	%
Residencial	2.144.8	40.0	1.037.2	85.0
Industrial	1.742.7	32.5	17.0	1.3
Comercial	857.9	16.0	155.8	12.7
Otros	616.6	11.5	12.0	1.0

TOTAL:	5.362.0	100.0	1.222.0	100.0

FUENTE: Dirección de Planificación

1.3.1.1 Generación, Transmisión y Subtransmisión

En el Gráfico No. 1, se aprecian las instalaciones eléctricas del Sistema Nacional Interconectado que actualmente se encuentra en operación, que han permitido generar la cantidad de energía antes señalada y que es transportada hacia los principales centros de consumo nacional, mediante líneas de transmisión de 230 KV y 138 KV en longitudes de 615 y 1.147 Km, en su orden.

El abastecimiento de la demanda de la energía eléctrica del Sistema Nacional Interconectado se cubre, en forma conjunta

por INECEL y las Empresas Eléctricas, que actualmente se hallan interconectadas.

Es importante resaltar las obras de generación que han sido ejecutadas por el Instituto para cumplir con este objetivo.

a) Centrales hidroeléctricas:

Paute Fases A y B	500 MW
Pisayambo	70 MW
Ayogán	156 MW
Empresas Eléctricas	169 MW

b) Centrales Térmicas:

Esmeraldas	125 MW
Guayas	168 MW
Quito a gas	48 MW
Empresas Eléctricas	363 MW

Como se manifestó, el sector eléctrico dispone al momento de 1.791 MW de potencia instalada, habiendo generado 5.362.0 GWh durante 1988 y 5.770 en 1989, de los cuales corresponden a generación hidráulica el 85% y termogenerados el 15%, como puede observarse en los Gráficos Nos. 2 y 3.

Los estudios de Planificación del Sistema Eléctrico Nacional, realizados por INECEL, a partir de 1966, han permitido establecer la conveniencia de desarrollar un sistema de transmisión que permita transportar, hacia los principales centros de consumo la energía producida por las grandes centrales de generación.

El Sistema de Transmisión (Cuadro No. 1.1) que se encuentra operando en el país, está conformado por el semianillo de 230 KV que parte desde la Central Hidroeléctrica Paute hacia las ciudades de: Milagro, Guayaquil, Santo Domingo, Quito y Ambato, en una longitud de 605 Km.

CUADRO No. 1.1
 SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISION
 (A DICIEMBRE 31 DE 1987)

1.-	Lineas de Transmision			
	Quito - Guayaquil	230 KV	327 Km	
	Paute - Milagro - Pascuales	230 KV	183 Km	
	Quito - Totoras	230 KV	105 Km	605 Km
	Pascuales - Salitral	138 KV	17 Km	
	Quito - Ibarra	138 KV	80 Km	
	Pisayambo - Quito	138 KV	107 Km	
	Pisayambo - Ambato	138 KV	30 Km	
	Vicentina - Guangopolo	138 KV	7 Km	
	Santa Rosa - Vicentina	138 KV	18 Km	
	Esmeraldas - Santo Domingo	138 KV	154 Km	
	Quevedo - Portoviejo	138 KV	107 Km	
	Paute - Cuenca	138 KV	70 Km	
	Milagro - Babahoyo (*)	138 KV	47 Km	
	Agoyan - Totoras	138 KV	33 Km	
	Agoyan - Puyo (*)	138 KV	53 Km	723 Km
	T O T A L :			1328 Km
2.-	Subestaciones			
	Elevacion	1,434 MVA (OA)		
	Reduccion	1,474 MVA (OA)		
	(*) Operan a 69 KV			

A partir del semianillo se derivan líneas de 138 KV hacia otras ciudades del Ecuador, cubriendo una longitud total de 723 Km. En consecuencia, el Sistema Nacional de Transmisión está constituido al momento por 1.328 Km. de longitud en líneas de 230 KV y 138 KV.

También el Sistema Nacional está conformado por 2.908 MVA de capacidad en subestaciones; de las cuales, 1.434 MVA corresponden a subestaciones de elevación y 1.474 MVA de reducción (Gráficos No. 4 y 5).

El desarrollo del Sistema Nacional de Transmisión ha venido efectuándose en base a la construcción de paquetes de obras definidas como fases de ejecución de este sistema.

Al momento se encuentran en operación los siguientes Sistemas de Transmisión:

1. Sistema de Transmisión Pisayambo:

Constituye una fase previa del Sistema Nacional de Transmisión e inició su operación en Agosto de 1976. Incluye las siguientes obras:

- L/T Pisayambo-Quito (La Vicentina), de 138 KV simple circuito, entre Pisayambo y la Subestación Santa Rosa y doble circuito, entre las Subestaciones Santa Rosa y La Vicentina y 125 Km. de longitud.
- L/T Pisayambo-Ambato de 138 KV, simple circuito y 30 Km. de longitud.
- L/T Ambato-Latacunga de 69 Km, simple circuito y 30 Km. de longitud.

- L/T Guangopolo-Vicentina de 138 KV simple circuito y 7 Km. de longitud.
- S/E Vicentina de 138/46 KV y 88 MVA.
- S/E Ambato, de 138/69 KV y 44 MVA.
- S/E Latacunga de 69/13.8 KV y 10 MVA.

2. Fase A

- Sistema de Transmisión Quito - Guayaquil.
- Es el sistema que sirve para la interconexión de los principales centros de consumo del país. Está formado por la línea de transmisión Santa Rosa-Pascuales, de 230 KV, doble circuito y 327 Km. de longitud: la línea de transmisión Pascuales-Salitral de 17 Km. de longitud, 138 KV, doble circuito y por cinco subestaciones de reducción que son:
 - S/E Santa Rosa (Quito), de 230/138 KV, 225 MVA y 138/46 KV, 45 MVA.
 - S/E Santo Domingo, de 230/138 KV, 100 MVA y 138/69 KV, 60 MVA.
 - S/E Quevedo, de 230/138 KV, 100 MVA y 138/69 KV, 20 MVA.
 - S/E Pascuales (Guayaquil), de 230/69 KV, 225 MVA y 138/69 KV, 150 MVA.
 - S/E Salitral (Guayaquil), de 138/69 KV, 90 MVA.

Este sistema opera desde Agosto de 1980, y hasta la entrada en servicios del Proyecto Paute, el sistema funcionó a 138 KV con las subestaciones de 138/69 en Quevedo y Salitral y 138/46 en Santa Rosa.

Las Subestaciones Santo Domingo y Pascuales, así como los patios de 230 KV de las Subestaciones Santa Rosa y Quevedo, iniciaron su operación con el Sistema de Transmisión Paute - Guayaquil (Abril de 1983).

- Sistema de Transmisión Quito - Ibarra

El sistema de transmisión contempla la L/T Quito-Ibarra de 138 KV, que parte de la S/E Vicentina en Quito hasta la S/E Ibarra, con una longitud de 80 Km. y la S/E Ibarra de 138/34.5 KV, 30 MVA.

- Sistema de Transmisión Santo Domingo-Esmeraldas

Este sistema de transmisión está conformado por la L/T Santo Domingo-Esmeraldas, de 138 KV, doble circuito y 154 Km. de longitud y la S/E Esmeraldas, de 138/69 KV, 40 MVA. Está operando desde Agosto de 1981.

- Sistema de Transmisión Quevedo-Portoviejo

Este sistema de transmisión está formado por la L/T Quevedo - Portoviejo de 138 KV, doble circuito y 107 Km. de longitud; y la S/E Portoviejo de 138/69, 40 MVA. Está operando desde Diciembre de 1981.

3. Fase B

Es el conjunto de líneas de transmisión y subestaciones que sirven para transmitir la energía generada por la

primera etapa de la Central Hidroeléctrica Paute, hasta la S/E Pascuales en Guayaquil, y hacia las diferentes regiones del país, mediante los diferentes sistemas de 138 KV.

Las obras que forman el sistema Paute-Guayaquil son la L/T Paute-Pascuales, de 188 Km. de longitud, doble circuito y 230 KV, una subestación de 138/69 KV, 60 MVA. También se incluyen los patios de 239 KV en las Subestaciones Quevedo y Santa Rosa, y la Subestación 230/138/69 KV, en Santo Domingo. Está operando desde Abril de 1983.

Dentro de este programa está previsto el suministro e instalación de una Subestación de 138/69 KV, en Pascuales para el área de Guayaquil, 150 MVA, que está en servicio desde el mes de Diciembre de 1985; el suministro de una subestación móvil de 30 MVA, 138/69/46 KV y la instalación de 30 MVARS en capacitores en varias subestaciones. Incluye además la instalación de la S/E Policentro de 150 MVA, 138/69 KV, la L/T Pascuales Policentro de 138 KV y 15 Km. y la ampliación de la S/E Santa Rosa - Quito, que consiste en la construcción de dos posiciones de 230, para recibir la L/T Totoras-Quito del Proyecto Agoyán.

- Sistema de Transmisión Fase "C"

Constituye la Fase "C" del Sistema Nacional de Transmisión, las siguientes obras:

- . L/T Milagro - Machala, de 138 KV, doble circuito y 133 Km. de longitud.
- . L/T Paute - Ríobamba, Ambato (Totoras), de 230 KV, doble circuito y 207 Km. de longitud.

- . L/T Cuenca - Loja de 138 Kv, simple circuito y 135 Km. de longitud.
- . L/T Pascuales - Las Juntas - Santa Elena, de 138 KV, doble circuito hasta Las Juntas, con 45 Km, y simple circuito Las Juntas - Santa Elena con 62 Km. de longitud.
- . L/T Las Juntas - Posorja, de 138 KV, circuito simple y 48 Km. de longitud.
- . L/T Ibarra - Tulcán de 138 KV, circuito simple y 70 Km. de longitud.
- . L/T Totoras - Ambato de 138 KV, simple circuito y 7 Km. de longitud.
- . S/E Machala de 138/69 KV y 60 MVA.
- . S/E Riobamba de 230/69 y 60 MVA.
- . S/E Santa Elena de 138/69 y 40 MVA.
- . S/E Posorja de 138/69 KV y 20 MVA.
- . S/E Tulcán de 138/69 KV y 20 MVA.
- . S/E Loja de 138/69 KV y 40 MVA.
- . Ampliación de las Subestaciones Ibarra, Ambato, Pascuales, Cuenca, Milagro y Molino.

Este sistema de transmisión ha entrado en operación en forma paulatina, a partir de 1987.

Las inversiones acumuladas, realizadas en el Sistema Nacional de Transmisión, hasta 1988, sumaron

14.831.8 millones de sucres, más 208.4 millones de dólares distribuidos en los siguientes conceptos:

CONCEPTOS	(Millones)	
	M.L. S/.	M.E. US \$
Estudios, diseños e inveriones generales	1.167.1	9.8
Generación	4.392.0	51.0
Transmisión	9.272.7	147.6
TOTAL	14.831.8	208.4

FUENTE: Dirección de Planificación

Es importante destacar que los proyectos que absorben la mayor parte de los recursos son los de generación y transmisión con el 29.16% y 62.52% en moneda local y 24.47% en moneda extranjera (US \$ 42'570.000).

1.3.1.2 Distribución y Comercialización

A 1988 el INECEL había invertido aproximadamente 26.845.3 mil millones de sucres, de los cuales 8.114.3 mil millones, corresponden a moneda local y 18.731 mil millones a moneda extranjera (US \$ 42'570.000)

Los valores indicados en el Cuadro No. 1.2, han permitido realizar la construcción de 14 subestaciones, 3 subestaciones de seccionamiento y la adquisición de suministros importados y nacionales, que a partir de 1989 son utilizados en la construcción de 1.153 Km. de líneas de transmisión de diferentes voltajes (69 KV, 46 KV y 34.5 KV), además de la instalación de 44 subestaciones con capacidad de 373.3 KVA.

C U A D R O No. 1.2

DISCOM: INVERSION REALIZADA
ACUMULADA A NOVIEMBRE DE 1988
(Millones de Suces)

No.	PROYECTO O SUBPROYECTO	M.L. (a)	M.E. US\$ EQ	(1) (b)	TOTAL INVER. c=a+b
1	Capitaliz.E.E.	425.4			425.4
2	Plan Nac. Dist.	51.1	1.72	757.0	808.1
3	Subtransmisión	5939.4	40.85	17974.0	23913.4
4	Distribución	809.6			809.6
5	Gener. Térmica	250.1			250.1
6	Oper. y Manten.	438.7			438.7
7	Adquisició capa citores				
8	Prést. Emp.Eléct.	200.0			200.0*
T O T A L		8114.3	42.57	18731.0	26845.3

(1) 1 US \$ = S/. 440,00

* Préstamos a las empresas eléctricas, con cargo al Decreto 459-B, para instalaciones a usuarios de escasos recursos de la zona rural.

FUENTE: Dirección de Planificación.

Dentro de las obras de distribución cabe destacar la construcción de 473 Km. de líneas a 13.8 KV, para servir a varias poblaciones del Oriente y Galápagos.

Con estas obras se ha incorporado al beneficio de energía eléctrica proxímadamente 7.138 abonados, que equivalen a servir a una población de 42.826 abonados.

El Plan Nacional de Distribución, es un "estudio" que permitirá mejorar las condiciones técnicas, económicas y financieras en el manejo de la energía eléctrica y comprende la ejecución de 5 programas:

1. Estudio del Mercado de Energía

Esta actividad permitirá determinar la demanda potencial en cada una de las Empresa Eléctricas, tomando en cuenta todas sus regiones y por tipo de abonado.

2. Diagnóstico y Rehabilitación

Para conocer la situación administrativa, técnica, económica y financiera, bajo la cual están desarrollando sus actividades.

3. Catálogo de Costos

Esta actividad permitirá disponer de datos técnico-económicos actualizados, de equipos y materiales requeridos, para la expansión de las Empresas Eléctricas.

4. Planificación de Sistemas Eléctricos a mediano y largo plazo, para una empresa piloto

Se planificará íntegramente, a corto, mediano y largo plazo, logrando optimizar la utilización de los recursos técnicos, económicos y financieros de las Empresas Eléctricas.

5. Elaboración del Plan Nacional de Distribución

Se sintetizarán los recursos y se determinarán las medidas correctivas a implementarse, para poder obtener los sistemas eléctricos en las mejores condiciones posibles para su operación.

En vista de que INECEL es el mayor accionista en las Empresas Eléctricas, se ha constituido en el socio que, a medida de sus posibilidades económicas, ha venido entregando aportes en efectivo y además capitalizando mediante la entrega de obras, para que las empresas posteriormente hagan la labor de administración y mantenimiento.

Hasta 1989, INECEL viene capitalizando sus aportes con una inversión acumulada de aproximadamente 10.900 millones de sucres.

1.3.1.3 Pequeñas Centrales Hidroeléctricas

INECEL, en 1982, inicia la construcción de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas. Este programa se desarrolla en dos etapas:

Primera Etapa: Comprende cuatro años desde su implementación (1982 - 1985) y se construyen cuatro centrales hidroeléctricas, con una potencia instalada de 460 KW, para dar servicio a la Región Oriental y a una población de 14.475 habitantes.

Segunda Etapa: Abarca el período 1986 - 1990, se caracteriza por la ejecución de los estudios, diseños, construcción de obras civiles y equipamiento hidromecánico y eléctrico de 16 Pequeñas Centrales Hidroeléctricas, con una potencia instalada de 6.150 KW para servir a unos 70.733 habitantes.

Las poblaciones servidas en las diferentes etapas, están localizadas como sigue:

Primera Etapa:

- Región Oriental	Localización	No. Habitantes
Baeza	Napo	3800
Curuja	Napo	1327
Borja I	Napo	3848
- Región Costa - Sierra	Cotopaxi	5500
	SUBTOTAL	14475

Segunda Etapa:

- Convenio INECEL - COMPLAT (CHINA)		
Quinzaloma	Los Ríos	9500
El Estado	Cotopaxi	15838
Lumbaqui	Napo	4615
La Bonita	Napo	2600
Angamarca	Cotopaxi	4350
Intag	Imbabura	14685
Molleturo	Azuay	1106
Chaucha	Azuay	1500
- Convenio INECEL IILA		
Valladolid	Zamora-Chinchipe	4200
Oña	Loja	2945
Zumaba I	Zamora-Chinchipe	4430
Borja II	Napo-Guijos	4000
- Cooperación Gobierno de Francia		
Cosanga	Napo	714

- Convenio INECEL - COMPLAT (CHINA)		
Oyacachi	Napo	250
	SUBTOTAL	70733
	TOTAL	<hr/> 85208

Otros Convenios

En el mes de Febrero de 1988, se iniciaron negociaciones para obtener un Convenio de Cooperación Técnica con el Gobierno de la República de Bulgaria, para la dotación de equipos electromecánicos, de cuatro centrales, cuya oferta técnica y económica, resulta conveniente a los intereses del país.

Igualmente, se ha presentado el pedido para obtener, del Gobierno de Italia un préstamo no reembolsable para el equipamiento de centrales hasta una capacidad de 4.100 KW.

1.3.1.4 Electrificación Rural BID - INECEL

El Instituto Ecuatoriano de Electrificación considerando que la electrificación rural es parte de la infraestructura básica para el desarrollo socio-económico del país, para el mejoramiento de las condiciones de vida de los campesinos y para el incremento de la producción agropecuaria y de la pequeña industria, resolvió impulsar el Programa Nacional de Electrificación Rural, que forma parte del Plan Maestro de Electrificación. Con este objeto INECEL, obtuvo del Banco Interamericano de Desarrollo el Préstamo 699/SF-EC por 27.5 millones de dólares U.S.A., de los cuales se utilizarán US \$ 21'485.000, habiéndose renunciado a la utilización de US \$ 6'015.000, pues con el valor a desembolzarse se concluirá

el proyecto.

El costo estimado total del proyecto, será financiado con los fondos del Préstamo 669/SF-EC del BID y con recursos propios de INECEL y entidades seccionales (Decretos Nos. 124 y 459-B).

El Proyecto de Electrificación Rural INECEL-BID, comprende los estudios y diseños, la adquisición de materiales y equipos y la construcción de líneas y redes de distribución e instalaciones, para beneficiar a aproximadamente 33.000 nuevos abonados (165.000 habitantes) del sector rural de país.

1.3.2 Análisis Histórico del Presupuesto de INECEL

Siendo el Presupuesto el mecanismo a través del cual se expresan las transacciones económico-financieras de una institución, constituye un elemento fundamental de información de los objetivos alcanzados, de las realizaciones, de los recursos humanos, materiales y financieros, en las diversas etapas de su operación. Su examen, permite apreciar el grado de dinamismo de su actividad, a pesar de que parte de las variaciones tenga que ver con los cambios en los sistemas de precios y remuneraciones.

En el período de análisis se puede apreciar el proceso seguido por el Instituto:

C U A D R O N o . 1.3

PRESUPUESTO DE INECEL 1982 - 1989
(Millones de Suces)

ANOS	PRES. INICIAL (a)	PRESUP. CODIFIC (b)	DIF. c=a+b	VARIA. ABSOL.	RELACION PORCENT.
1982	12540	12919	379		
1983	14522	14522		1603	12
1984	20522	20522		6000	41
1985	29929	30129	200	9607	47
1986	34735	34961	226	4832	16
1987	50043	55349	5306	20388	58
1988	70266	70065	201	14716	26
1989*	163260	163312	52	93247	133

* Cifras provisionales

FUENTE: División de Presupuesto

ELABORACION: F. Rodríguez

Como se observa en el cuadro anterior, el Presupuesto Codificado de INECEL en el período 1982-1989, crece de S/. 12.919 millones a 163.312 millones lo cual significa un incremento promedio anual de S/. 21.487.7 millones; y en términos relativos el 47.57 % en el período citado (Cuadros Nos. 1.4 y 1.5).

EVOLUCION HISTORICA PRESUPUESTO ESPECIAL INECEL (Serie 92 - 88)
 INGRESO Y OTRAS ENTRADAS DE FINANCIAMIENTO
 (en millones de sucres)

CONCEPTO	1982		1983		1984		1985		1986		1987		1988	
	CODIFI- CADO	EFEC- TIVO	CODIFI- CADO	EFEC- TIVO	CODIFI- CADO	EFEC- TIVO	CODIFI- CADO	EFEC- TIVO	CODIFI- CADO	EFEC- TIVO	CODIFI- CADO	EFEC- TIVO	CODIFI- CADO*	EFEC- TIVO**
INGRESOS	9246	9214	11544	10541	11547	11362	13016	16151	15475	11790	22018	11999	24354	13414
Operacionales	2293	1460	2634	1719	1883	1808	3769	3487	6064	4335	9690	5858	11559	6349
No Operacionales	6953	6754	8910	8822	9664	9554	13247	12664	9411	7415	12328	6341	12795	7065
Fdo. Ncnal. de Electric	4609	4609	7650	7680	8264	8264	10028	9730	6035	5736	5950	3617	5691	5690
Aportes del Gobierno	1998	1998	978	970	1431	1086	2379	2379	2818	1194	5887	2264	6638	1030
Donaciones			56	17	70	62	320	173	229	169	196	181	353	232
Otros	346	147	196	155	199	142	520	382	329	316	295	279	113	113
OTRAS ENTRADAS DE FINANCIAM	3673	3065	2901	1859	8509	5093	12896	6445	19216	11461	27885	19466	39922	22488
Saldos Iniciales	856	856	594	594	2645	2845	2951	2951	1044	1044	707	707	1628	1628
Reembolsos de Prestamos	2612	2206	2043	1263	4423	1057	6816	2250	11215	6357	23336	16051	27563	17896
Internos	777	722	543	511	250	242	875	43	879	493	568	217	661	632
Externos	1635	1464	1500	752	4233	815	5941	2247	10336	5864	22768	15834	26302	17264
Operacion Cartera Vencida					969	969	1436	684	1486	547	2495	1402	9794	2334
Otras	205	3	264	2	212	212	1643	520	5471	3513	1347	1306	937	630
FONDOS DE TERCEROS			77	57	166	165	217	217	270	270	489	488	585	585
SUBROGACION DEUDA											4957	4957	6950	14064
T O T A L	12919	11279	14522	12457	20522	16610	30129	22813	34961	23511	55349	36910	71811	50551
Porcentaje de Ejecucion		87		86		81		76		67		67		70
Tasa de Crecimiento			12	10	41	33	47	37	16	3	58	57	30	37
Periodo (codificado) 25I														
Periodo (efectivo) 24I														

* Al 30 de noviembre /88
 ** Estimado

FUENTE: Liquidaciones Presupuesto

EVOLUCION HISTORICA PRESUPUESTO ESPECIAL INECEL (Serie 82 - 88)

E G R E S O S
(en millones de sucres)

CONCEPTO	1982		1983		1984		1985		1986		1987		1988	
	CODIFI- CADO	EFEC- TIVO	CODIFI- CADO	EFEC- TIVO	CODIFI- CADO	EFEC- TIVO	CODIFI- CADO	EFEC- TIVO	CODIFI- CADO	EFEC- TIVO	CODIFI- CADO	EFEC- TIVO	CODIFI- CADO*	EFEC- TIVO**
ADMINISTRACION CENTRAL	378	305	416	344	507	439	704	606	915	816	1151	1041	1822	1619
Actividades Centrales	325	272	356	334	432	432	675	534	884	794	1119	1011	1586	1517
Proyectos Centrales	53	33	50	10	15	7	29	12	31	22	32	30	136	102
SISTEMA NACIONAL INTERCONEC	6108	5344	5596	3695	8382	4000	12590	7438	16586	12210	16695	10431	23712	19091
Administracion DEIC	44	41	58	49	64	60	82	79	108	102	135	131	210	189
Estudios, Diseños e Inv. Gra	443	341	482	357	813	412	1288	505	1472	832	2145	1330	2731	2202
Generacion	4313	3779	3510	2525	5532	2578	7094	5670	8676	6516	7852	5142	11146	8303
Transmision	1308	1183	1546	764	1973	950	4126	1184	6330	4700	6563	3828	9625	6337
OPERACION Y MANTENIMIENTO S	1064	818	1645	1156	1545	555	2800	2198	3157	2112	4039	2718	5287	4312
DISTRIBUCION Y COMERCIALIZA	982	542	1740	1286	2038	1635	4048	2641	1816	808	14710	12070	16205	13433
Administracion	146	121	168	143	170	164	217	204	266	252	288	274	515	486
Totalizacion Exp. Electricas	402	296	1121	884	1119	1053	244	1625	346	93	1227	199	945	563
Otras Inversiones	434	125	451	259	609	468	138	812	1204	483	13195	11597	14745	12364
ELECTRIF. RURAL INECEL-BID	328	204	32	18	811	24	216	77	1538	569	1650	1440	1781	956
PEQUEÑAS CENTRALES HIDROEL.					37	19	116	2	320	228	244	130	674	487
GLOSALES Y OBLIG. GRALES	448	441	1680	987	1634	1711	2099	2030	188	95	122	122	1983	1942
SERVICIO DE LA DEUDA	3611	3564	3413	2916	5308	3798	7556	7235	10381	9707	16738	10223	20446	20440
Aportizacion	1349	1349	871	843	1593	854	1909	1820	3731	3686	6151	5350	9130	9147
Gastos Financieros	2262	2215	2542	2073	3715	2914	5647	5415	6650	6021	10587	4873	11308	11293
T O T A L	12919	11218	14522	10402	20522	12631	39129	22227	34961	26545	55349	38175	71811	60280
Porcentaje de Ejecucion		86		71		61		73		75		68		87
Tasa de Crecimiento			12	(7)	41	21	47	76	16	19	58	44	38	63
t/c periodo (codificado) 281														
t/c periodo (efectivo) 271														

* Al 30 de noviembre /88
** Estimado

FUENTE: Liquidaciones Presupuestaria

C U A D R O No. 1.6

EJECUCION PRESUPUESTARIA
(En Millones de Suces Corrientes)
1982 - 1989

AÑOS	INGRESOS	VARIACIONES		EGRESOS	VARIACIONES	
	EFFECTIVOS	ABSOL.	REL.	EFFECTI.	ABS.	REL.
1982	11279			11218		
1983	12457	1178	10	10402	(816)	(7)
1984	16610	4153	33	12631	2229	21
1985	22813	6203	37	22227	9596	76
1986	23511	698	3	26545	4318	19
1987	36910	13399	57	38175	11630	44
1988	50551	13641	37	62280	24105	63
1989*	112565	62014	123	94715	32435	52

* Cifras Provisionales

FUENTE: División de Presupuesto

Como se demuestra en el cuadro anterior, la captación de recursos desde S/. 11.279 millones en 1982 asciende a S/. 112.565 millones en 1985, lo que representa una tasa de crecimiento promedio anual en el período del 42.85 %. En el caso de los egresos, la ejecución en 1982 fue de S/. 11.218 millones y en 1989 creció a S/. 94.715 millones, con un crecimiento promedio anual del 40.29 %, es decir con una tendencia de crecimiento inferior a la de los ingresos (Gráficos Nos. 6, 7 y 8), debido al impacto que se genera durante 1989.

C U A D R O N o . 1.7

ESTRUCTURA DE LOS INGRESOS Y OTRAS FUENTES DE
FINANCIAMIENTO
(Porcentual)

ANOS	INGRESOS	OTRAS FUENTES DE FINANCIAMIENTO	TOTAL
1982	72	28	100
1983	84	16	100
1984	68	32	100
1985	70	30	100
1986	50	50	100
1987	32	68	100
1988	26	74	100
1989	36	64	100

FUENTE: División de Presupuesto

Analizando el comportamiento porcentual de los ingresos y de las otras fuentes de financiamiento, se observa que a partir de 1983, la participación de los ingresos disminuye del 84% a un 36% en 1989, debido en buena parte a la incidencia de algunas de las medidas de política económica; en cambio las otras entradas de financiamiento experimentaron un notorio crecimiento por los desembolsos de los préstamos contraídos.

C U A D R O No. 1.8

ESTRUCTURA PORCENTUAL DE LOS INGRESOS EFECTIVOS

-----	-----	-----	-----	-----	-----
AÑOS	ADMINIS	INVER	OPERA	SERVICIO	TOTAL
	TRACION	SIONES	CION	DEUDA	
-----	-----	-----	-----	-----	-----
1982	3	59	7	31	100
1983	3	58	11	28	100
1984	4	59	8	29	100
1985	3	55	10	32	100
1986	3	52	8	37	100
1987	3	63	3	27	100
1988	3	58	7	32	100
1989	6	58	7	29	100

FUENTE: División de Presupuesto

Como se observa, la participación de los gastos administrativos se mantiene en el 3% hasta 1988, con un crecimiento al 6% en 1989, las inversiones alrededor del 60%, los gastos de operación entre el 7 y 11%, y el servicio de la deuda entre el 27 y 31%. Cabe señalar que en los tres últimos años el porcentaje del pago del servicio de la deuda no se a visto incrementado debido al refinanciamiento.

C A P I T U L O I I

CAUSAS DE LA CRISIS FINANCIERA DE INECEL

Si bien es verdad que la Ley Básica de Electrificación en su Art. 7 manifiesta que: "El Instituto Ecuatoriano de Electrificación, INECEL, es una persona jurídica de derecho público con patrimonio y recursos propios, autonomía económica y administrativa, con sede en la Capital de la República y adscrita al Ministerio de Recursos Naturales y Energéticos", no es menos cierto que en la fijación de políticas de inversión, financiamiento y tarifas obedece a las políticas de gobierno. Este derecho constituye un elemento fundamental que ha determinado la condición económica, financiera, administrativa y legal del Instituto.

Es así como la política de inversiones en algunos momentos fue dimensionada sin considerar debidamente la capacidad vigente y potencial de financiamiento. Algún proyecto se inició como respuesta a presiones, esto significó que la política de financiamiento se haya orientado al uso de créditos no planificados, cuyo servicio a la postre no debería ser cubierto por el Instituto

En general la política tarifaria ha sido económicamente paternalista, subsidiando, en mayor o menor escala tanto a los sectores productivos como a los demás usuarios. En ocasiones el subsidio benefició proporcionalmente, más a los consumidores con mayores recursos, mientras en otros se pretendió una redistribución de carácter social. Esto ha significado que los costos de operación incluyendo la depreciación del activo fijo y los gastos financieros, superen a los ingresos por venta de energía. Estas

pérdidas, teóricamente en un principio, y luego en la práctica han debido ser cubiertos por el gobierno.

Es preciso manifestar que los recursos financieros provenientes de las regalías del petróleo más los aportes gubernamentales fueron insuficientes para cubrir los déficits de operación y las deficiencias de financiamiento de las inversiones, dando lugar a un constante crecimiento de la deuda interna, como fundamentalmente de la deuda externa por parte de INECEL. Consecuencia de ello, es que los montos de servicio de amortización, intereses, comisiones y más gastos financieros han alcanzado, en los últimos años, valores que superan ampliamente los recursos de que dispone el INECEL.

A continuación se realizará un análisis exhaustivo de las medidas que han tomado los diferentes gobiernos y que han ido en detrimento de las finanzas de INECEL.

2.1 PARTICIPACION EN LAS REGALIAS

Mediante Decreto No. 1042, publicado en el Registro Oficial No. 387 del 10 de Septiembre de 1983, se establece en el Título IV "Del Régimen Patrimonial y Financiero de INECEL", Art. 22 "Constituyen patrimonio y recursos del Instituto Ecuatoriano de Electrificación, los siguientes:

El "Fondo Nacional de Electrificación, destinado específicamente a realizar los estudios y la construcción de las obras del Sistema Nacional Interconectado de Generación y Transmisión de Energía Eléctrica y de los Sistemas Regionales, que estará integrado, sin perjuicio de otras asignaciones, por el 47% de los ingresos que percibe el fisco por concepto de Regalías por la explotación de los recursos hidrocarburíferos del País, y por los derechos de transporte de crudo por los oleoductos".

Es en virtud de este Decreto, y del artículo antes citado que propiamente se le dio vida al INECEL, pues se le dotaba de los recursos necesarios para realizar las tareas a él encomendadas. Es así como, el INECEL recibe participación de las Regalías, valores que eran liquidados en dólares, toda vez que los diferentes programas y proyectos que ejecutan demandan el pago en divisas.

Dentro de los fondos patrimoniales, relevante importancia tiene la participación en la regalías a la producción de petróleo e impuesto unificado. Pues, como se manifestó, esta asignación patrimonial ha servido de base para el financiamiento del Plan Maestro de Electrificación, puesto que sus ingresos en dólares permitían a INECEL cubrir satisfactoriamente sus compromisos en divisas, a través del pago a proveedores y servicio de la deuda (amortización, intereses, comisiones), lo que daba al Instituto el prestigio y credibilidad necesaria para acceder, cierta facilidad, a créditos que procuraron no sólo el desarrollo del sector, sino del país en general.

Sin embargo, en Junio 16 de 1983, se dictó la "Ley de Vialidad Agropecuaria y de Fomento de la Mano de Obra", la cual se publicó en el Registro Oficial No. 515. Esta Ley, es su Art. 3 establece: "Las participaciones de las instituciones beneficiarias de las rentas estatales provenientes de la exportación del petróleo y derivados, se calcularán hasta el equivalente de S/. 44,00 por dólar de los Estados Unidos de Norteamérica. El excedente de recaudación sobre el límite, con excepción de las participaciones correspondientes a la Junta de Defensa Nacional y a Universidades y Escuelas Politécnicas se destinará al financiamiento del Plan de Vialidad Agropecuaria y de Fomento de Mano de Obra".

Posteriormente, el 22 de Marzo de 1985, se dicta la "Ley de Elevación de Sueldos y Salarios". Esta Ley en su Art. 10

manifiesta: "Los partícipes de las rentas del petróleo y de exportación de derivados, a los que se refiere el Art. 3 de la Ley No. 182, publicada en el Registro Oficial No. 803 de 10 de Agosto de 1984 y Art. 9 de la Ley No. 166 publicada en el Registro Oficial No. 764 de 13 de Junio de 1984, con excepción de la Junta de Defensa Nacional y de las Universidades y Escuelas Politécnicas recibirán sus ingresos considerándose como máximo de tipo de cambio de S/. 66,50 por dólar de los Estados Unidos de Norteamérica. El excedente ingresará a la Cuenta Corriente Unica del Tesoro Nacional, en favor del Presupuesto General del Estado para financiar el alza de remuneraciones del Gobierno Central y Entidades del Régimen Nacional".

Es necesario manifestar que en lo que se refiere al Impuesto Unificado, hasta la presente fecha, se sigue reconociendo al INECEL S/. 44,00 por dólar, mientras que las regalías se cotizan a S/. 66.,50 por dólar de los Estados Unidos de Norteamérica.

Este tratamiento ha significado para el INECEL, ingentes pérdidas de recursos calculados en aproximadamente 2.073.4 millones de sucres para el caso de Impuesto Unificado, y, 69.804.9 millones de sucres para regalías y participación en exportaciones realizadas por CEPE, actual Petroecuador, dando un total de S/. 71.878.3 millones de sucres hasta 1989.

El detalle del análisis se encuentra en los Cuadros Nos. 2.1 y 2.2.

2.2 VARIACION EN LA PARIDAD CAMBIARIA

Mediante Ley No. 122 publicada en el registro Oficial No. 453 del 17 de Marzo de 1983, se expide la "Ley de Regulación y Control del Gasto Público".

CONGELAMIENTO TIPO DE CAMBIO EN REGALIAS Y PARTICIPACION EXPORTACIONES DIRECTAS DE CEPE

AÑOS	INGRESOS RECIBIDOS POR I N E C E L (mill. de sucres)	INGRESOS RECIBIDOS <u>2/</u> COTIZACION US\$ 66,5 (mill. de dólares)	TIPO DE CAMBIO PROMEDIO ANUAL	INGRESOS ESPERADOS (millones de suc.)	PERDIDA PARA I N E C E L (mill. sucres)
1985	9.583.2	144.11	95.0	13.690.4	4.107.2
1986	5.215.7	78.43	123.3	9.670.4	4.454.7
1987	3.543.4	53.28	170.4	9.078.9	5.535.5
1988 <u>1/</u>	4.063.2	61.10	246.0	15.030.6	10.967.4
1988 <u>1/</u>	1.223.6	18.40	439.6	8.888.6	7.665.0
1989	4.772.9	77.77	538.1	41.848.0	37.075.1
1990	--	--	--	--	--

1/ Promedio Enero - Agosto/88 1 US \$ = 246.0
 Promedio Septiembre - Diciembre/88 1 US \$ = 439,60

2/ Ley de elevación de Sueldos y Salarios Art. 10 R.O. No. 150, Marzo 22/85

FUENTE: División de Estudios Económicos y Financiamiento (INECEL)

CONGELAMIENTO TIPO DE CAMBIO IMPUESTO UNIFICADO

AÑOS	INGRESOS RECIBIDOS POR I N E C E L (millones de suc.)	INGRESOS RECIBIDOS COTIZ. 1US \$44.0 <u>2/</u> (millones de dólar.)	TIPO DE CAMBIO PROMEDIO ANUAL	INGRESOS ESPERADOS (millones de suc.)	PERDIDA PARA (mill. sucres)
1983	180.4	4.10	82,86	339.7	159.3
1984	170.2	3.87	92.60	358.4	188.2
1985	146.5	3.33	95.00	316.3	169.8
1986	78.0	1.77	123.30	218.2	140.2
1987	74.1	1.68	170.40	286.3	212.2
1988 <u>1/</u>	56.2	1.28	246.00	314.9	258.7
1988 <u>1/</u>	30.3	0.69	439.60	303.3	273.0
1989	59.8	1.36	538.10	731.8	672.0
1990	24.0*	0.55	825.10	453.8	429.8
T O T A L				S/. 2.073.4	

1/ Promedio Enero - Agosto/88 S/. 246

Promedio Septiembre - Diciembre/88 S/. 439,60

2/ Ley de Vialidad Agropecuaria y de Fomento de la Mano de Obra Art. 3 R.O, 515, Junio 16/83

* Valor estimado sobre Proforma Presupuestaria

FUENTE: División de Estudios Económicos y Financiamiento (INECEL)

En la antes citada Ley, en su Art. 30, se establece: "Prohíbese a las entidades, organismos y empresas del sector público, a abrir o mantener cuentas en moneda extranjera en el Banco Central de Ecuador, en el sistema bancario nacional o en la banca internacional. La H. Junta de Defensa Nacional continuará manteniendo su cuenta en dólares en el Banco Central del Ecuador.

La Junta Monetaria, en cada caso y bajo las condiciones que considere convenientes, podrá autorizar la apertura o mantenimiento de cuentas en moneda extranjera.

Las Instituciones autorizadas deberán enviar trimestralmente, un informe de dichas cuentas al Banco Central del Ecuador"... Se realizará un análisis de la Regulación de la H. Junta Monetaria, mediante la cual se regula lo dispuesto por la Ley No. 122, por las implicaciones que ella tiene para el Instituto. En dicha regulación manifiesta: "La Junta Monetaria, en uso de las facultades que le confiere el Art. 30 del Decreto Legislativo No. 122, publicado en el suplemento del Registro Oficial No. 453 de 17 de Marzo de 1983, resuelve: Art. 1- Podrán mantener cuentas en moneda extranjera en el Banco Central del Ecuador, previa autorización de la Junta Monetaria, aquellas entidades, organismos y empresas del sector público, que de conformidad con las leyes especiales tengan ingresos en divisas y obligaciones al exterior. En este caso, presentarán trimestralmente un estado de fuentes y usos, el mismo que servirá de base para establecer el saldo mínimo de la cuenta corriente en el Instituto Emisor".

Se podría manifestar que esta Ley y este Artículo, en particular, tiene una gran incidencia dentro de la crisis financiera de INECEL, pues le privó de continuar utilizando la cuenta en dólares, que precisamente era alimentada por la participación en las regalías, la misma que se utilizaba

para las transacciones en divisas correspondientes al pago del servicio de la deuda e importaciones. La consecuencia de esta Ley fue que INECEL tenga que sucretizar sus ingresos en divisas y, al mismo tiempo, comprar divisas en el Banco Central, perdiendo el diferencial cambiario.

Esta medida ha significado para el INECEL una pérdida aproximada de 56.563 millones de sucres, cuyo detalle se encuentra en el Cuadro Resumen No. 2.11.

En virtud de lo expuesto, el Instituto, realizó innumerables gestiones ante la Junta Monetaria, con el fin de que se reabra la cuenta en dólares. El argumento fundamental del INECEL es que si bien, éste no produce divisas en forma directa, mediante la generación hidroeléctrica ahorra ingentes recursos al Estado.

El ahorro de combustible por sustitución de energía termoeléctrica por hidráulica es de aproximadamente 170229.6 millones de sucres, como se demuestra en el Cuadro No. 2.3.

Aparte de las consideraciones anteriores, es necesario manifestar que el hecho de no contar con la cuenta dólares ha significado que se vea obligado a esperar que el Banco Central del Ecuador disponga de divisas, para a su vez, poder satisfacer las obligaciones con contratistas en el exterior. Esto ha causado problemas por la demora que implica y, consecuentemente le ha restado credibilidad al Instituto. Además se debe señalar que el Banco Central, en general, recibe oportunamente la contraparte en sucres, mientras que remite las divisas luego de algún tiempo, esto a su vez ha significado, incluso, que el INECEL haya sido sujeto de demandas por parte de contratistas del extranjero.

AHORRO DE COMBUSTIBLE POR SUSTITUCION DE ENERGIA TERMoeLECTRICA POR HIDRAULICA
Período 1983 - 1988

CUADRO No. 2.3

	1983	1984	1985	1986	1987	1988	SUBTOTAL 83 - 88	1989	TOTAL 83 - 89
Generación Hidráulica (GWh)	1.134.8	2.638.4	2.816.0	3.275.0	3.935.0	4.558.0	18.357.2	4.693.1	23.050.3
Generación Térmica (GWh)	<u>1.124.2</u>	<u>213.6</u>	<u>406.0</u>	<u>374.0</u>	<u>265.0</u>	<u>804.0</u>	<u>3.186.8</u>	<u>804.0*</u>	<u>3.990.8</u>
TOTAL: GENERACION NETA	2.259.0	2.852.0	3.222.0	3.649.0	4.200.0	5.362.0	21.544.0	5.497.1	27.041.1
Equivalente de Generación Hidráulica en Barriles de Petróleo (miles)*	2.251.6	5.234.9	5.587.3	6.498.0	7.807.6	9.043.7	36.423.0	9.311.7	53.653.0
Precio Medio de Exportación US \$ x Barril de Petróleo	27.650.9	27.369.3	25.864.1	13.633.4	13.788.6	12.495.5	--	13.000.0	--
Combustible ahorrado Miles US \$	62.258.8	143.275.6	144.510.5	88.589.8	107.655.9	113.005.6	659.296.2	121.052.1	780.348.3
Precio medio del Dólar Mercado Libre	82.856.2	92.602.9	96.000.0	123.143.4	175.096.1	342.800.0	--	573.8	--
Equivalencia en sucres del Ahorro de Combustible (millones)	5.158.6	13.267.7	13.873.0	10,909.3	18.850.1	38.738.3	100.796.9	69.459.7	170.256.6

RENDIMIENTO: Valor promedio 12 KWH/Galón de Combustible
Equivalencia: 1 Barril = 42 galones

Estimado de Generación Térmica

FUENTE: División de Estudios y Financiamiento

2.3 RECARGOS ARANCELARIOS Y OTROS

Sobre este aspecto, el INECEL y otros organismos estuvieron exonerados de recargos y gravámenes, a excepción de la tasa del 1% por servicios, cobrados sobre el valor CIF de las importaciones, que representó erogaciones pequeñas entre los años 1980, 1981 y 1982, de aproximadamente 3.3, 0.7, y 2.5 millones de sucres respectivamente.

Sin embargo, con la expedición de la Ley de Regulación Económica y Control del Gasto Público, en el Art. 7 se establece: "Creáse el Recargo de Estabilización Monetaria del 5% para el Segmento "A" de la Lista "a"; el 8% para el Segmento "B" y el 15% para la Lista 2 advalorem CIF a las Importaciones".

El INECEL, estaba obligado a pagar estas tasas, por cuanto la mayoría de sus importaciones se localizaron en el Segmento "B" de la Lista "a" gravados, como se indicó con el 8% de recargo sobre el valor CIF.

De igual manera, se crea el Fondo de Emergencias Nacionales, FONEN, por lo cual se establece una reducción del 35% en las exoneraciones de "Los Impuestos Arancelarios y adicionales que gravan las importaciones establecidas por leyes generales y especiales...".

Además, en 1985, mediante Regulación No. 279 de la Junta Monetaria, se establece un recargo del 2% sobre el valor FOB de las importaciones para pago de Inspección Aduanera (S.G.S.).

Todas estas cargas añadidas a otras de menor cuantía han significado para el INECEL el pago de 3.277.4 millones de sucres, cuyo detalle se encuentra en el Cuadro No. 2.4.

MONTOS ANUALES PAGADOS POR RECARGO DE ESTABILIZACION MONETARIA, DERECHOS ARANCELARIOS, TASAS DE INSPECCION
Y SERVICIOS EN LAS IMPORTACIONES DE MATERIALES Y EQUIPOS

(millones de sucres)

AÑOS	# PEDIDOS IMPORTACIONES	VALOR C I F	RECAR.ESTAB. MONET. (REM)	DERECHOS ARANC. 35% CIF (FONEM)	TASAS INSPEC. S.G.S. 2% FOB	TASAS SERV. 1% CIF y OTROS	TOTAL GRAVAM.
1982	109	244.8	--	--	--	2.5	2.5
1983	70	348.1	27.8	121.8	--	3.5	153.1
1984	26	70.9	5.7	24.8	--	0.7	31.2
1985	44	2.752.5	220.2	668.9	46.5	27.5	963.1
1986	37	1.933.3	154.7	470.0	8.0	19.3	652.0
1987	85	2.311.3	184.9	359.5	--	23.1	567.5
1988	38	--	276.2	514.7	--	3.2	794.1
1989	50	--	1.300.0	2.600.0*	--	1.500.0*	113.9
T O T A L							S/.3.277.4

FUENTE: División de Control de Materiales
División de Estudios Económicos y Financiamiento

2.4 INCREMENTO DE LOS PRECIOS DE LOS COMBUSTIBLES

Para la generación térmica INECEL utiliza tres tipos de combustibles: bunker, diesel oil y la mezcla de las dos anteriormente mencionados; los precios de ellos a partir de 1982 experimentan apreciables incrementos como puede observa continuación.

C U A D R O No. 2.5

VARIACION DE PRECIOS DE LOS COMBUSTIBLES UTILIZADOS EN LA GENERACION ELECTRICA (Suces por Galón)

AÑOS	BUNKER	DIESEL	MEZCLA 1) 2)
1982	8.05	13.25	10.65
1983	10.20	19.80	15.00
1984	12.30	20.30	16.30
1985	24.30	39.30	31.80
1986	25.00	40.00	31.80
1987	32.70	52.03	
1988	a) 35.00	55.00	
1989	b) 70.00	130.00	
	c) 90.00	150.00	
	d) 190.00	250.00	

NOTAS: 1) Valores promedio anuales
2) A partir de 1987, INECEL no utiliza mezcla

1988 a) Tramo Julio - Agosto
b) Tramo Septiembre - Diciembre
1989 c) Precio al mes de Julio
d) Precio al mes de Diciembre

Para 1989, mediante Acuerdo No. 283 de Julio 20 de 1989,

del Ministerio de Energía y Minas, publicado en el Registro Oficial No. 238 del 21 de mismo mes y año, se modifica el precio de los combustibles, entre ellos de bunker y diesel, elevando su valor de S/. 90,00 y S/. 150,00 por galón respectivamente, y se fija un aumento mensual de S/. 20,00 hasta Diciembre, en el que cuesta S/. 190,00 y S/. 250,00 el galón de bunker y diesel.

Es necesario manifestar que el INECEL a pesar de que subsidia la energía eléctrica, en ningún momento recibe subsidio por la adquisición de combustibles. La aplicación del incremento del precio de los combustibles representó al Instituto un aumento en los costos de operación de S/. 2.679.8 millones de sucres entre 1982 y 1989. Su detalle se encuentra en los Cuadros No. 2.6, 2.7 y 2.8.

Además, se debe hacer notar que las inversiones realizadas por INECEL en la implementación del Plan Maestro de Electrificación en el período 1982 - 1989, ha significado la puesta en operación de las Centrales Hidroeléctricas Paute Fases A y B, y Agoyán, las cuales generaron 23.050 GWh, lo cual como se manifestó ha representado liberación del consumo de 45.7 millones de barriles de petróleo, estos cotizados a los diferentes precios de venta, ha significado para el país, una exportación similar, puesto que, en caso contrario hubieran sido utilizados para la generación de esa cantidad de electricidad, utilizando generación térmica. El ahorro que se ha producido es de aproximadamente 170.257 millones de sucres.

2.5 REAJUSTE DE SALARIOS DEL PERSONAL DE INECEL

Merece una especial atención este tema, pues la opinión pública, considera que uno de los aspectos fundamentales para que se haya producido la crisis financiera de INECEL, son los incrementos salariales

INCIDENCIA POR INCREMENTO DE LOS PRECIOS DE LOS COMBUSTIBLES

PERIODO 1982 - 1990

(millones de sucres)

AÑOS	BUNKER	DIESEL	MEZCLA	TOTAL
1982	192.4	22.27	3.4	218.27
1983	193.5	19.00	2.6	215.10
1984	65.1	0.10	0.1	65.30
1985	518.4	5.70	31.0	555.10
1986	22.8	0.63	--	23.43
1987	191.7	7.22	--	198.92
1988	385.8	6.36	--	392.16
1989	969.5	42.00	--	1.011.50
	<hr/>	<hr/>	<hr/>	<hr/>
T O T A L	2.539.4	103.28	37.1	2.679.78

FUENTE: Dirección Operativa del Sistema Nacional Interconectado
División de Estudios Económicos y Financiamiento

1. BUNKER

AÑOS	CONSUMO (mill. de Galon.)	PRECIO AÑO SUCRES x GAL.	INCREMENTO ANUAL DE PRECIOS	CONSUMO (mill.de sucres)	DIFERENCIA CONSUMO x PRECIOS CORRIENTES (millones de sucres)
1982	104.1	8.05	1.85	838.0	192.6
1983	90.0	10.20	2.15	918.0	193.5
1984	31.0	12.30	2.10	381.3	65.1
1985	43.2	24.30	12.00	1.049.8	518.4
1986	32.5	25.00	0.70	812.5	22.8
1987	24.7	32.76	7.76	809.2	191.7
1988 a)	19.1	35.00	2.24	668.5	42.8
1988 b)	9.8	70.00	35.00	686.0	343.0
1989	27.7	105.00	35.00	2.908.5	969.5

a) Promedio Enero - Agosto/88

b) Promedio Septiembre - Diciembre/88

FUENTE: División de Estudios Económicos y Financiamiento

2. DIESEL

CUADRO No. 2.8

AÑOS	CONSUMO (mill. de Galon.)	PRECIO AÑO SUCRES x GAL.	INCREMENTO ANUAL DE PRECIOS	CONSUMO ANUAL (mill. de sucres)	DIFERENCIA CONSUMO x PRECIOS CORRIENTES (millones de sucres)
1982	7.3	13.25	3.05	96.7	22.27
1983	2.9	19.80	6.55	57.4	19.00
1984	0.2	20.30	0.50	4.0	0.10
1985	0.3	39.30	19.00	11.8	5.70
1986	0.9	40.00	0.70	36.0	0.63
1987	0.6	52.03	12.03	31.2	7.22
1988 a)	0.12	55.00	2.97	6.6	0.36
1988 b)	0.08	130.00	75.00	10.4	6.00
1989	1.2	165.00	35.00	198.0	42.00

a) Promedio Enero - Agosto

b) Promedio Septiembre - Diciembre

FUENTE: División de Estudios Económicos y Financiamiento

producidos por la suscripción de los diferentes contratos colectivos.

En este sentido se debe manifestar que en el período analizado, el incremento ha sido de 9.176.5 millones de sucres.

Por esto, y dado el alto costo de la vida, los gobiernos han tratado de compensar la pérdida del poder adquisitivo de la moneda decretando aumentos en los salarios. Esta medida, a más de encarecer los costos de los proyectos, por aplicación de la fórmula de reajuste de precios, aumentó también los costos administrativos y operacionales del Instituto.

Del valor total antes mencionado, 1.356.8 millones de sucres corresponden a los proyectos y, 7.819.7 millones de sucres es el incremento de los costos de administración de operación de INECEL.

La evolución del salario mínimo vital desde 1982, ha sido la siguiente:

C U A D R O No. 2.9

AÑOS	SALARIO MINIMO VITAL
1982	S/. 4.000
1983	S/. 4.600
1984	S/. 6.600
1985	S/. 8.500
1986	S/. 10.000 - S/. 12.000
1987	S/. 14.500
1988	S/. 19.000 - S/. 22.000
1989	S/. 27.000

El incremento que ha significado para el INECEL, ha sido el que se detalla a continuación:

C U A D R O No. 2.10

(Cifras en Millones)

AÑO	INCREMENTO EN PROYECTOS	INCREMENTO INECEL	TOTAL
1982	213.2	307.4	520.6
1983	119.5	318.3	437.8
1984	99.9	547.3	647.2
1985	228.4	704.8	933.2
1986	163.9	885.9	1049.8
1987	152.4	930.6	1083.0
1988	160.5	1650.4	1810.9
1989	219.0	2475.0	2694.0
	----- 1356.8	----- 7819.7	----- 9176.5

FUENTE: División de Estudios Económicos y Financiamiento

Es necesario manifestar que en el incremento de INECEL, se encuentran contemplados los aumentos por los contratos colectivos.

En el Cuadro No. 2.11 se presenta un resumen respecto de la incidencia de las medidas económicas dictadas por los diferentes gobiernos de turno.

2.6 RECUPERACION DE LA CARTERA VENCIDA

Uno de los aspectos que ha tenido mayor influencia, no sólo desde el punto de vista presupuestario, sino de disponibilidad de caja, es la recuperación por concepto de

RESUMEN DE LA INCIDENCIA DE LAS MEDIDAS ECONOMICAS

Período 1982-1990
(millones de sucres)

	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	TOTAL
1. Congelamiento del tipo de cambio									
- Regalías	--	--	--	4.107.2	4.454.7	5.535.5	18632.4	37.075.1	69.804.9
- Impuesto Unificado	--	159.3	188.2	169.8	140.2	212.2	531.7	672.0	2.073.4
2. Elevación costos por política arancelaria	2.5	153.1	31.2	963.1	652.0	567.5	794.1	113.9	3.277.40
3. Aumento precios de los combustibles	218.3	215.1	65.3	555.1	23.4	198.9	392.2	1.011.5	2.679.8
4. Elevación Salarios									
a) Proyectos	94.2	198.9	447.4	476.4	722.0	778.2	1.964.4	1.908.2	6.589.6
b) INECEL	213.2	119.5	99.9	228.4	163.9	152.4	160.5	180.0	1.317.8
5. Variaciones en paridad cambiaria	--	3.357.5	1.814.2	5.211.0	4.722.4	12.670.0	20.723.5	8.064.4	56.563.0
TOTAL	528.2	4.203.3	2.646.2	11.711.0	10.878.6	20.114.7	43.198.8	49.025.1	142.305.9

FUENTE: Liquidación Presupuestaria
 Informes Proyectos
 Información DEIC, DOSNI
 División de Estudios Económicos y Financiamiento

venta de energía. Sobre este particular hay que manifestar que el problema de recuperación tomó su auge a partir de 1984; es en este año, en que cada una de las empresas comienzan a atrasarse en los pagos, fundamentalmente por la crisis general del país.

Mediante Decreto No. 1042 del 4 de Septiembre de 1973, por el cual se emite la nueva Ley Básica de Electrificación, en su Art. 25, se establece: "... el cobro de la respectiva planilla de consumo de energía eléctrica, para lo cual se constituye como agentes de retención, personal y pecuniariamente responsables, a los gerentes y tesoreros de las Empresa Eléctricas y de las Entidades Públicas, o a quienes hagan sus veces y a los propietarios de plantas eléctricas particulares.

Dentro de los primeros diez días hábiles de cada mes, los agentes de retención depositarán la totalidad de los fondos recaudados por este concepto durante el mes anterior, en la Sucursal del Banco Nacional de Fomento de su localidad, o en la más cercana, en la cuenta del "Instituto Ecuatoriano de Electrificación" o en el Banco Central.

En el título VI "De la Integración Eléctrica Regional", en su Art. 31 "Las empresas y otras entidades de suministro de energía eléctrica para uso público, están obligados a:

- d) Pagar el valor de la energía eléctrica recibida del Sistema Nacional Interconectado de Generación y Transmisión o de cualquier otro sistema eléctrico ...".
- e) Cobrar el suministro de potencia y energía eléctrica según los trabajos aprobados por el Directorio de INECEL sin establecer exoneración alguna".

Por otra parte, de acuerdo con los diferentes convenios por

venta de energía, se establece un plazo máximo de 60 días para el pago de la planilla total correspondiente a cada mes.

Sin embargo de lo establecido en los artículos citados, las Empresas Eléctricas no han dado cumplimiento con el pago oportuno de los valores por concepto de energía; posteriormente se analizarán las causas por las cuales no ha sido posible el pago oportuno de estos valores.

A Diciembre de 1989, el valor acumulado correspondiente a cartera vencida de las empresas eléctricas, con excepción de EMELEC, que será tratado posteriormente, asciende a aproximadamente 12.964 millones de sucres.

El detalle de los valores adeudados, exigibles a Diciembre de 1989, es el siguiente:

C U A D R O No. 2.12

AÑOS	SALDO DEUDOR	INCREMENTO	
	SUCRES	ABSOLUTO	RELATIVO
1984	1.065'312.078.0		
1985	1.699'660.764.74	634'348.688.58	59.55%
1986	2.794'758.820.44	1095'098.055.83	64.43%
1987	4.245'399.455.44	1450'640.634.87	51.91%
1988	6.754'474.061.20	2509'074.605.76	59.10%
1989	12.964'235.142.40	6209'761.081.20	91.94%

FUENTE: Dirección de Distribución y Comercialización

El detalle de los valores adeudados por cada una de las empresas, se encuentra en el Cuadro No. 2.16.

Es necesario resaltar las causas por las cuales las

diferentes empresas no cancelan los valores por concepto de venta de energía, para ello se ha considerado aleatoriamente cuatro empresas, cada una de las cuales será analizada lo más objetivamente posible a fin de tomar conocimiento de su situación, con lo cual hasta cierto punto se justificaría el porqué de sus adeudos.

2.6.1 Empresa Eléctrica Guayas-Los Ríos S.A.

La Empresa EMELGUR S.A. atiende parcialmente a las provincias de Guayas y Los Ríos con el servicio de energía, de acuerdo con el siguiente detalle:

<u>Provincia</u>	<u>Cantones</u>	<u>Parroquias</u>	
		<u>Urb.</u>	<u>Rur.</u>
Guayas	13	16	18
Los Ríos	1	3	4

El mercado de servicio eléctrico ha tenido una tasa acumulativa anual del orden del 10%, partiendo de 40.172 abonados a 58.250 entre 1984 y 1988, destacándose el sector residencial que va de 33.698 a 50.187 abonados en el período, el mismo que representa el 86% del total de abonados.

El comportamiento del consumo arroja la siguiente distribución: residencial con el 36% del total de KWH; el industrial con el 23%; otro tipo de abonados con el 22%.

El 53% y 33% de los abonados residenciales y comerciales, respectivamente, se hallan comprendidos en el nivel de consumo de 0 a 80 KWH, por tanto gozan de la tarifa congelada, usuarios que consumen el 7% del total de la facturación.

Dentro del activo la cuenta abonados registra un valor de

240 millones de sucres en 1984 y 1.209 millones de sucres en 1988, correspondiendo una tasa de crecimiento anual del 50% en el quinquenio.

Cabe manifestar que, del total de la cartera vencida a las entidades oficiales, corresponde el 79%, destacándose las seccionales que adeudan a la empresa 73 millones de sucres. La EMAPG constituye la mayor deudora por consumo de energía eléctrica cuya deuda asciende a 611 millones de sucres.

Dentro de su pasivo, juega papel importante las cuentas por pagar, y corresponde fundamentalmente a la deuda que la Empresa tiene con INECEL por la compra de energía, y cuyo monto, a 1989, alcanza aproximadamente a 2508 millones de sucres.

Es menester manifestar que el mercado de servicio de la Empresa, es netamente residencial y con un alto porcentaje de abonados con consumos mínimos, y por tanto, con una tarifa congelada.

Además, la compra de energía a INECEL, es la única fuente de abastecimiento para su comercialización.

Los ingresos provenientes de la explotación no alcanzan a cubrir los gastos operacionales, presentando un alto déficit acumulado que registra una permanente descapitalización de la empresa.

La evolución de la deuda de la empresa a INECEL, es la siguiente:

C U A D R O No. 2.13

AÑO	SALDO DEUDOR	INCREMENTO	
	SUCRES	ABSOLUTO	RELATIVO
1984	176'699.871.80		
1985	258'111.727.75	81'411.855.95	46.07%
1986	425'516.115.77	167'404.388.02	64.86%
1987	704'657.178.52	279'141.062.75	65.60%
1988	1292'097.391.92	587'440.213.40	83.37%
1989	2507'976.889.04	1212'879.497.12	94.10%

FUENTE: Dirección de Distribución y Comercialización

2.6.2 Empresa Eléctrica Quito S.A.

La Empresa Eléctrica Quito S.A. presta servicio a los cantones Quito, Mejía y Rumiñahui de la Provincia de Pichincha. La población servida por la empresa en 1988 fue de 1'385.328 habitantes, cifra que comparada con la población total del área representa el 88%.

En 1989, se registra un total de 289.251 abonados, de los cuales mantienen consumos mínimos con tarifa congelada (0-80 KWH) 105.800 abonados, correspondiendo al sector residencial 91.800 y al sector comercial 14.000 abonados.

Este grupo de usuarios con tarifa congelada que, en número es representativo, consume aproximadamente 47.800 KWH valor que al ser comparado con la facturación total del año, representa apenas un 6%, consecuentemente los ingresos que genera este grupo de abonados son mínimos para la empresa.

Los abonados industriales y los residenciales sin

congelamiento de tarifa, son los pilares fundamentales para la generación de ingresos de la compañía.

La empresa, acusa un pasivo de 35.671 millones de sucres al 31 de Diciembre de 1988, el mismo que en el quinquenio 1984 - 1988, creció a una tasa acumulativa del 61%.

Las obligaciones a largo plazo por préstamos del exterior en el año 1984, tuvieron un saldo de 3.072 millones de sucres, y en 1988 la deuda ascendió a 25.043 millones de sucres, incremento que se debió fundamentalmente a los ajustes por paridad cambiaria, por las devaluaciones de nuestra moneda. Parte de esta deuda es renegociada a través del Gobierno.

La deuda externa constituye para la Empresa Eléctrica Quito, una carga insostenible en su economía; la amortización del capital y pago de intereses consumen buena parte de los recursos financieros de la entidad e inciden notablemente en sus resultados.

La deuda a INECEL, por concepto de compra de energía en 1988, registró un saldo de 858 millones de sucres, lo cual se debe a que la empresa mensualmente no cancela el total facturado por la DOSNI, los pagos realizados alcanzan a cubrir un 80% de dichos valores, acumulándose la diferencia mes a mes. En 1989 la deuda asciende a 2.396 millones de sucres, esto debido a que la tarifa de la energía vendida por INECEL se incrementó a partir de Octubre de 1988, y durante 1989, experimentó el crecimiento mensual del 3% acumulativo. Es importante destacar que este valor equivale aproximadamente a dos meses y medio de facturación, retraso que no representa mayor problema para INECEL en razón de que la empresa demuestra permanente interés en cubrir la deuda mediante pagos adicionales.

La empresa, tiene un mercado altamente concentrado al que

presta el servicio de energía eléctrica, los sectores residencial e industrial son los más representativos en el consumo y en la generación de los ingresos.

En explotación los resultados de la empresa son favorables (superávit), es decir, los ingresos por venta de energía y otros servicios permiten cubrir los gastos de explotación, incluyendo la depreciación, pero los resultados totales se vuelven negativos (déficit) debido al impacto de los gastos financieros por efecto del alto endeudamiento de la empresa que, en su mayor parte, es en moneda extranjera.

La evolución de la deuda de la Empresa Eléctrica Quito, ha sido la siguiente:

C U A D R O N o . 2.14

AÑO	SALDO DEUDOR		INCREMENTO	
	SUCRES	ABSOLUTO	RELATIVO	
1984	335'121.985.084			
1985	591'950.220.42	256'828.235.34	76.64%	
1986	828'326.975.52	236'376.755.10	39.93%	
1987	888'356.995.32	60'030.019.80	7.25%	
1988	858'342.619.98	(30'014.375.34)	-3.38%	
1989	2395'807.250.00	1537'464.630.02	179.12%	

FUENTE: Dirección de Distribución y Comercialización

2.6.3 Empresa Eléctrica Ambato S. A.

La Empresa Eléctrica Ambato S.A. - Regional Centro Norte presta servicio eléctrico a las Provincias de Tungurahua y Pastaza y a los Cantones: Palora de la Provincia de Morona Santiago y Tena de la Provincia

del Napo.

El mercado al que atiende la Empresa, es disperso por las características geográficas propias de la zona, la cual incluye a una Provincia de la Sierra y tres del Oriente Ecuatoriano.

La Empresa sirve en su mayor parte a zonas rurales, en las que se registran abonados con consumos mínimos de energía y por ende les corresponde la aplicación de tarifas congeladas, en desmedro de la economía de la misma.

En 1988, el consumo promedio por abonado del sector residencial fue de 84 KWH/mes, del sector comercial 178 KWH/mes y del sector industrial 2.206 KWH/mes. El número de abonados registrado en el mismo año fue de 75.569, clasificados en 63.714 residenciales, 95.00 comerciales, 1.278 industriales y 1.197 otros.

Los ingresos generados en 1988 por cada uno de estos sectores fueron de: 461 millones de sucres por el sector residencial, que frente al total de ingresos representa el 43%; 145 millones de sucres por el sector comercial, que representa el 14%; y 243 millones de sucres por el sector industrial que representa el 23% de los ingresos facturados; el 20% restante corresponde a los demás usuarios.

En 1989, el número de abonados registrados por la Empresa fue de 82.083, de los cuales 57.700 (70%) constituyen usuarios con rangos de consumo con tarifas congelada (0-80 KWH), de los cuales 52.300 corresponden al sector residencial y 5.400 abonados al sector comercial.

Los datos anteriores evidencian que éste es un sistema caracterizado por un mercado eminentemente residencial, de consumos bajos y por consiguiente de ingresos bajos.

Dentro de su activo, en el grupo de Documentos y Cuentas por Cobrar, el saldo acumulado en la Cuenta Abonados por 349 millones de sucres equivale aproximadamente a cuatro meses de facturación promedio, es decir que la Empresa registra una significativa cartera vencida, que le ocasiona problemas de liquidez.

El sector público es el que mayor participación tiene en el saldo de cartera vencida. Debiendo destacarse que las Entidades que mayor deuda registran son: la EMAPA con 150 millones de sucres, el Municipio de Ambato con 16 millones de sucres y la Empresa Eléctrica Bolívar con 81 millones de sucres.

La Empresa suscribió un convenio con la EMAPA por el valor antes mencionado que correspondía al monto adeudado por dicha Entidad hasta 1987. Sin embargo de existir este documento debidamente legalizado que le obliga con más rigor a reconocer los pagos a favor de la Empresa, en la práctica la EMAPA no lo ejecuta, consecuentemente la deuda se sigue acumulando cada mes.

Con el Municipio de Ambato también se suscribió un convenio de pago por la deuda que mantenía con la Empresa por concepto de alumbrado público y consumo de energía hasta 1987, el mismo que tampoco ha sido cancelado con oportunidad.

La deuda de la Empresa Eléctrica Bolívar que corresponde a compra de energía para la reventa, no ha sido posible incluirla como compensación a deudas entre la Empresa Eléctrica Ambato S.A, Regional Centro Norte e INECEL, por la energía suministrada por la DOSNI

Dentro de los pasivos corrientes y acumulados, se observa la deuda que mantiene con INECEL, por concepto de compra de

energía, y que al 31 de Diciembre de 1988 ascendió a 428 millones de sucres, de los cuales, 52 millones están regulados por un convenio de pago suscrito con INECEL. Según acta de conciliación de saldos al 31 de Diciembre de 1989, el monto adeudado por la Empresa al Instituto asciende a 645 millones de sucres.

El mercado de la Empresa se caracteriza por ser netamente residencial, de consumos mínimos y que, por consiguiente, genera ingresos bajos, particular que de continuar en los mismos términos no permitirá a la Empresa cumplir con sus obligaciones.

La variación de la deuda de la Empresa, con un incremento de año a año, es la siguiente:

C U A D R O No. 2.15

AÑOS	SALDO DEUDOR SUCRES	INCREMENTO	
		ABSOLUTO	RELATIVO
1984	46'851.399.92		
1985	79'356.227.29	32'504.832.37	69.38%
1986	201'939.057.70	122'582.830.41	154.47%
1987	234'322.835.81	32'383.778.11	16.04%
1988	421'735.456.54	187'412.620.73	79.98%
1989	645'232.313.33	223'496.866.79	52.99%

FUENTE: Dirección de Distribución y Comercialización

2.6.4 Empresa Eléctrica del Ecuador Inc.

Se ha considerado pertinente realizar un análisis particularizado de la situación de la deuda de la Empresa Eléctrica del Ecuador Inc. (EMELEC), por lo que ello significa dentro de la cartera vencida total, además de que su contrato de operación fue celebrado con el

Estado Ecuatoriano. Esta característica ha significado, que el Instituto siempre deba esperar decisiones de un muy alto nivel para realizar gestiones de cobro, por lo que, cada vez la cartera vencida de esta empresa ha continuado elevándose hasta límites realmente peligrosos, la Empresa Eléctrica, para no proceder al pago de sus adeudos, siempre argumentó la existencia del artículo pertinente que le garantizaba utilidades en su operación.

Realizando un análisis somero de la situación, se puede manifestar lo siguiente:

El 29 de Octubre de 1925, se eleva a Escritura Pública el Contrato suscrito entre el I. Municipio de Guayaquil y la Empresa Eléctrica del Ecuador Inc., por el cual se conceden derechos de operación por un plazo de sesenta años, esto es hasta 1985.

Posteriormente, mediante Decreto Ley No. 580 de 10 de Mayo de 1966, se autorizó a los Ministerios de Finanzas e Industrias y Comercio a fin de que convengan con EMELEC, obligando al Gobierno de la República con la Empresa Eléctrica a la celebración de un contrato.

Por otra parte, en virtud de la disposición transitoria de la Ley Básica de Electrificación, se establece que " los contratos de concesión entre Municipalidades y Empresas Eléctricas que a la fecha de la Ley estuvieren vigentes, así como los contratos firmados por las Empresas Eléctricas con el Estado, mantendrán su plena validez hasta la terminación de su respectivo plazo".

Es en virtud de ello que el 26 de Octubre de 1982, el Estado Ecuatoriano, notifica a EMELEC, en el sentido de que se ha tomado la decisión de dar por terminado a su fecha de expiración, el contrato suscrito entre la Municipalidad e Guayaquil y dicha empresa. Por ello, se nombra la Comisión

Permanente a fin de que estudie el traspaso de los bienes de EMELEC al Estado Ecuatoriano, además de que defina el esquema administrativo de la entidad que deberá tomar a cargo el suministro de energía eléctrica para la ciudad de Guayaquil.

Por cuanto EMELEC no satisfacía sus obligaciones por el suministro de energía de que era objeto por parte de INECEL, pues únicamente cancelaba un mínimo porcentaje de la planilla mensual, el Ministerio de Energía a fin de precautelar la recuperación de los valores por venta de energía, el 10 de Enero de 1989 constituye un fondo de recuperación de los valores, habiéndose negado a cumplir con el depósito mensual dispuesto en el Acuerdo Ministerial No. 169.

Es así como a Diciembre de 1988, EMELEC tenía una deuda acumulada con INECEL de aproximadamente 12.000 millones de sucres, a pesar de que conforme estudios de la Comisión Ministerial demostraron que los incrementos tarifarios otorgados por el Gobierno, produjeron, a partir de 1985 hasta Diciembre de 1988, ingresos como para satisfacer la totalidad de los valores correspondientes a la rentabilidad garantizada y adicionalmente pagar la energía a INECEL y otras obligaciones para con otras instituciones.

Esta negativa de EMELEC, significó que a Julio de 1989 se haya incrementado la deuda en aproximadamente 7.000 millones de sucres, con lo que la deuda acumulada llegaba a los 19.000 millones de sucres.

En virtud de lo expuesto, el 21 de Julio de 1989, se dispone, mediante Acuerdo Ministerial No. 284, la intervención a la Empresa Eléctrica del Ecuador Inc., procurando así obtener resultados satisfactorios tanto para INECEL como para el Estado Ecuatoriano. Esto ha significado que ha Diciembre de 1989, prácticamente no se

haya incrementado la cartera vencida, lo que significa que se hayan logrado depósitos más altos, semanal y mensualmente, con lo que se obtiene mayor liquidez para las operaciones del Instituto.

En los Cuadros Nos. 2.16 y 2.17 se detallan los valores adeudados, tanto por las diferentes Empresas Eléctricas como por EMELEC.

Del análisis realizado se puede concluir que la recuperación de la cartera vencida no es una cuestión de fácil solución, pues como se puede apreciar, el problema es de fundamentalmente de orden estructural por la crisis económico-financiera por la que atraviesa el País.

En concordancia con lo analizado, la mayoría de las Empresas tienen un componente de demanda por parte de los usuarios, con una gran cantidad que se hace merecedor a tarifas congeladas, además, tanto entidades del Sector Público como Seccionales, dados sus déficits de caja y presupuestarios, no cumplen con sus obligaciones frente a las Empresas Eléctricas y, por ende, éstas no satisfacen sus deudas frente al INECEL.

Sin embargo, de lo antes expuesto, cabe resaltar la actitud de la Empresa Eléctrica del Ecuador Inc., quien a causa de decisiones antojadizas de sus directivos ha sido objeto de intervención por parte del Estado, para que satisfaga sus obligaciones por suministro de energía con INECEL.

En el Capítulo IV se delinearán las gestiones que se han venido realizando, o que se deben ejecutar, a fin de recuperar con oportunidad los valores que por venta de energía deben cubrir las Empresa Eléctricas al INECEL.

2.7 PROBLEMATICA DE LAS TARIFAS

CUADRO No. 2.16

SALDOS ADEUDADOS A LA DOSNI POR COMPRA DE ENERGIA AL 31 DE DICIEMBRE DE 1.989

EMPRESA	SALDOS VALOR	CONVENIO %	SALDOS VALOR	FACTURACION %	T O T A L VALOR	%	TOTAL VALOR	VENCIDO %	DEUDA VALOR	CORRIENTE %
REGIONAL NORTE	0.00	0%	655,995,629.17	5%	655,995,629.17	5%	547,038,287.98	6%	108,957,341.19	23%
QUITO	0.00	0%	2,395,807,250.00	18%	2,395,250.00	18%	1,378,372,710.00	14%	1,017,434,540.00	29%
CDTOPAXI	3,348,200.00	5%	125,693,035.31	1%	129,041,235.31	1%	62,700,644.56	1%	66,340,590.75	2%
AMBATO	0.00	0%	645,232,313.33	5%	645,232,313.33	5%	524,433,548.77	5%	120,798,764.56	3%
RIOBANBA	0.00	0%	97,871,157.96	1%	97,871,157.96	1%	57,541,496.96	1%	40,329,661.00	1%
BOLIVAR	0.00	0%	60,304,646.50	0%	60,304,646.50	0%	52,489,476.50	1%	7,815,170.00	0%
AZOGUEZ	0.00	0%	100,609,633.79	1%	100,609,633.79	1%	89,857,788.91	1%	10,751,844.88	0%
CENTRO SUR	0.00	0%	490,299,754.47	4%	490,299,754.47	4%	343,528,167.73	4%	146,771,586.74	4%
REGIONAL SUR	0.00	0%	366,490,594.90	3%	366,490,594.90	3%	331,196,490.40	3%	35,294,104.50	1%
ESMERALDAS	63,277,742.00	89%	1,197,335,865.28	9%	1,260,613,607.28	10%	1,104,530,402.28	12%	156,083,205.00	4%
MANABI	0.00	0%	988,042,535.41	8%	988,042,535.41	8%	557,782,364.79	6%	430,260,170.62	12%
ENERLIGUR	2,302,378.20	3%	2,505,674,510.84	19%	2,507,976,889.04	19%	2,304,121,943.63	24%	203,854,945.41	6%
LOS RIOS	0.00	0%	896,867,220.21	7%	896,867,220.21	7%	802,764,335.89	8%	94,102,884.32	3%
SANTA ELENA	2,500,000.00	4%	788,667,026.35	6%	791,167,026.35	6%	635,370,776.35	7%	155,796,250.00	4%
MILAGRO	0.00	0%	402,434,482.93	3%	402,434,482.93	3%	327,340,336.17	3%	75,094,146.76	2%
SANTO DOMINGO	0.00	0%	489,085,380.63	4%	489,085,380.63	4%	334,375,640.63	3%	154,709,740.00	4%
EL ORO	0.00	0%	787,005,419.41	6%	787,005,419.41	6%	116,345,100.00	1%	670,660,319.41	19%
TOTAL EMPRESAS	71,428,320.20	100%	12,993,416,456.49	100%	13,064,844,776.69	100%	9,569,789,511.55	100%	3,495,055,265.14	100%

FUENTE. Datos tomados de la División de Tesorería de INECEI - Dpto. Recaudaciones
 ELABORACION. Superintendencia de Gestión Empresarial - Dpto. Estudios Especiales

NOTA: La Empresa Electrica Azogues
 Acumula durante 1989 una deuda de S/. 100'609.633,79

ORD	ENTIDAD ELECTRICA	CARTERA VENCIDA 31 DICIEMBRE/88 INCLUYE CUOTAS VENCIDAS CONVENIOS	SALDO DEUDOR 31 DICIEMBRE/88	FACTURACION DE ENERO-NOVIEMBRE/88	RECAUDACION		RECAUDACION		RECAUDACION TOTAL A 1.989	SALDO DEUDOR 31 DE DICIEMBRE DE 1.989	CARTERA VENCIDA 31 DICIEMBRE/89 INCLUYE CUOTAS VENCIDAS CONV.	I X INCREME	
					ANTERIORES ANIOS	RECAUD ANIO ANT	FACTURACION ENERO-NOV/88	RECAUD FACT/89				CARTERA VENCIDA DICIEMBRE/89	I X INCREME CART. VENC DICIEMBRE/89
		X	A	B	C	D=C/A	E	F=E/B	G=C+E	H=A+B-G	I	J	K=(I-X)/X
1	E.E. SANTO DOMINGO S.A.	145,136,141.22	361,737,619.43	578,501,372.09	265,413,656.59	73.37%	165,739,924.00	32.11%	451,153,610.89	493,085,380.65	334,375,640.63	1.15%	130.33%
2	E.E. AMBATO S.A.	267,474,871.99	421,735,456.54	859,656,710.80	399,453,937.98	94.72%	236,700,915.83	27.53%	636,159,853.81	645,232,313.33	524,433,548.77	1.61%	96.07%
3	E.E. CENTRO SUR C.A.	69,753,492.20	170,098,171.70	830,575,391.20	74,873,608.43	44.02%	435,500,000.00	52.43%	510,373,808.43	490,293,754.47	343,528,167.73	1.16%	392.49%
4	E.E. DEL ECUADOR INC.	9,260,133,469.34	12,515,338,718.83	15,203,398,997.53	237,434,075.80	1.90%	4,784,240,083.18	31.47%	5,021,674,158.98	22,697,063,557.38	19,291,446,997.45	66.52%	108.33%
5	E.E. ESMERALDAS S.A.	561,618,438.74	739,549,208.28	756,564,399.00	8,000,000.00	1.06%	227,500,000.00	30.07%	235,500,000.00	1,250,613,607.28	1,104,530,402.28	3.81%	96.67%
6	E.E. GUAYAS LOS RIOS S.A.	1,065,429,905.06	1,292,097,391.92	1,745,879,462.12	31,500,000.00	2.44%	498,499,965.00	28.55%	529,999,965.00	2,537,976,889.04	2,304,121,943.63	7.95%	116.25%
7	E.E. LOS RIOS C.A.	418,196,343.29	493,650,489.32	720,153,305.27	23,030,498.77	4.67%	293,906,075.61	40.81%	316,936,574.39	896,867,200.21	802,764,335.89	2.77%	91.15%
8	E.E. MILAGRO C.A.	182,591,776.24	255,025,183.31	652,252,065.59	255,025,183.31	100.00%	249,817,582.66	38.30%	504,842,765.97	402,434,492.93	327,340,336.17	1.13%	79.27%
9	E.E. PROV. COTOPAXI S.A.	34,068,131.30	113,465,261.54	394,603,118.08	98,289,996.55	86.65%	280,737,157.96	71.14%	379,027,144.31	129,041,235.31	62,700,644.56	0.22%	83.94%
10	E.E. QUITO S.A.	0.00	858,342,619.38	8,755,208,450.00	858,342,619.38	100.00%	6,359,501,200.00	72.64%	7,217,843,819.38	2,395,807,250.00	1,378,372,710.00	4.75%	
11	E.E. REG. NORTE S.A.	127,242,892.77	209,166,423.86	812,350,066.05	53,558,133.28	25.61%	311,952,727.46	38.40%	365,520,860.74	655,995,629.17	547,058,297.98	1.89%	329.92%
12	E.E. RIOSAMBA S.A.	34,635,050.89	74,037,678.88	308,334,217.50	74,037,678.88	100.00%	210,463,059.54	68.26%	284,500,738.22	97,871,157.96	57,541,496.96	0.20%	66.14%
13	E.E. REG. MANABI S.A.	102,111,419.79	562,361,060.41	1,693,181,475.00	125,500,090.00	22.32%	1,137,020,000.00	67.35%	1,262,520,000.00	988,042,535.41	557,782,364.79	1.92%	446.25%
14	E.E. EL ORO S.A.	53,432,568.00	766,628,744.23	1,053,532,334.18	219,333,174.60	28.62%	813,762,485.06	77.37%	1,033,155,659.06	787,005,419.41	116,345,100.00	0.40%	117.74%
15	E.E. REG. DEL SUR S.A.	105,557,533.70	149,338,171.10	323,605,908.50	63,206,651.70	42.32%	53,246,823.00	15.96%	116,453,484.70	386,490,594.90	331,196,490.40	1.14%	213.76%
16	E.E. SANTA ELENA C.A.	101,292,608.22	283,708,560.84	578,022,603.82	70,564,138.31	24.87%	0.00	0.00%	70,564,138.31	791,167,026.35	635,370,776.35	2.19%	527.26%
17	E.E. BOLIVAR S.A.	0.00	3,352,020.00	56,772,626.50	0.00	0.00%	0.00	0.00%	0.00	60,304,646.50	52,489,476.50	0.31%	
18	E.E. ALOSUES C.A.	0.00	0.00	100,609,633.79	0.00	0.00%	0.00	0.00%	0.00	100,609,633.79	89,857,768.81	0.31%	
TOTAL		12,528,685,642.75	19,269,812,780.03	35,434,302,136.82	2,857,628,583.49	14.83%	16,084,577,599.30	45.39%	18,942,206,582.78	35,761,908,334.07	28,861,236,509.00	99.52%	130.36%

INFORMACION ADICIONAL

4	E.E. DEL ECUADOR INC.	9,260,133,469.34	12,515,338,718.83	15,203,398,997.50	237,434,075.80	1.90%	4,784,240,083.18	31.45%	5,021,674,158.98	22,697,063,557.35	19,291,446,997.45	66.52%	108.33%
3	OTRAS EMPRESAS	3,281,472,375.72	6,777,516,732.89	20,392,457,332.29	2,643,237,179.37	39.00%	11,304,970,607.72	55.42%	13,948,207,787.09	13,227,766,278.09	9,768,394,787.25	33.48%	195.65%

DIVISION DE TESORERIA

- La facturación de 1989, corresponde a los consumos del periodo de Enero a Noviembre de 1989

DEPARTAMENTO DE RECAUDACIONES

- La recaudación de 1989, corresponde a lo pagado por las empresas, en el periodo Enero a Diciembre de 1.989
 - Los rubros de cartera vencida a Dic. 31 de 1988 y 1989, consideran hasta la facturación por los consumos del mes de Octubre de cada año, e incluyen cuotas vencidas de los convenios de pago

Hasta antes de 1979, estuvo en vigencia una estructura tarifaria que tenía cargos decrecientes en función del consumo, es decir a mayor consumo, cada KWH de energía costaba más barato, esta situación no era la más adecuada por dos aspectos fundamentales:

- a) Se propendía al desperdicio de la energía, lo cual agravaba la situación financiera del sector eléctrico, al obligar a poner en servicio mayores equipamientos e instalaciones en cortos períodos de tiempo, y,
- b) Era socialmente injusta porque se estaba dotando de un subsidio mayor a los abonados de mayor consumo, es decir, a quienes tenían mejores niveles de ingreso económico.

Esta situación se modificó a partir de 1980, año en el que se establece una estructura tarifaria con cargos crecientes en función del consumo, al mismo tiempo que se establecieron cargos inclusive congelados para abonados de pocos recursos. Dichos abonados con tarifas totalmente preferenciales son denominados como R - 1 dentro del sector residencial y, C - 1 dentro del sector comercial. Los abonados R - 1 y C - 1 fueron definidos en función del denominado "Consumo Mínimo Vital", el cual responde a una utilización de energía considerado como básico y necesario.

Para dicho consumo mínimo vital se definieron algunos valores según la región geográfica del país, así:

Guayaquil	159 KWH/mes
Quito	120 KWH/mes
Resto de la Costa	100 KWH/mes
Resto de la Sierra	80 KWH/mes.

Del análisis realizado se demostró que a nivel nacional los abonados R - 1 representaban el 53% del total de

abonados residenciales, mientras que los abonados C - 1 representaban el 45% del total de abonados comerciales. Se concluía que la suma de abonados R - 1 y C - 1 constituían en promedio el 59% del total de abonados de las empresas eléctricas, existiendo casos en los cuales, estos superaban el 80% del total de usuarios en algunas empresas.

Se implementa una nueva estructura tarifaria, además que se establece la política de que los niveles de las tarifas eléctricas debían, propender a que el sector eléctrico vaya paulatinamente adquiriendo los fondos suficientes para complementar adecuadamente los recursos obtenidos de las regalías petroleras y de la utilización de los créditos. Es así como se estableció la necesidad de que las tarifas vayan reajustándose mensualmente, lo cual ocurrió entre 1980 y 1982.

Posteriormente, existió un año de congelamiento tarifario, hasta que Julio de 1983 el Directorio de INECEL, aprobó nuevos pliegos tarifarios, estableciendo como porcentaje de reajuste mensual el 2% en las tarifas de las empresas eléctricas.

Transcurridos algo más de dos años, el Directorio de INECEL resolvió modificar el porcentaje de reajuste mensual del 2% al 3%, por cuanto se comprobó que el incremento del 2% era totalmente insuficiente y no pisibilitaba ni siquiera cubrir los niveles de inflación que prevalecieron en dicho período.

Los resultados obtenidos en le período 1985 a 1987, en cuanto a ingresos netos de explotación y rentabilidad, se resumen en lo siguiente:

<u>CONCEPTOS</u>	<u>MILLONES DE SUQUES</u>		
	<u>1985</u>	<u>1986</u>	<u>1987</u>

Ingresos de Explotación	7.929	11.500	16.794
Gastos de Explotación	9.589	12.708	17.693
Ingresos Netos	-1.660	-1.208	-899
Rentabilidad (%)	-4.3	-2.4	-1.2

FUENTE: Dirección de Planificación

Como se puede apreciar las empresas eléctricas no logran tener ingresos operativos positivos, sin embargo de lo cual se observa que paulatinamente ha ido mejorando la situación.

Es necesario manifestar, que las tarifas a las cuales INECEL vendía su energía en bloque a las empresas eléctricas, no fue modificado su porcentaje de reajuste desde 1983, pues se lo mantuvo en el 2% hasta 1987. Por ello la situación financiera del Instituto ha sufrido un franco proceso de deterioro, pues en ningún momento las tarifas han posibilitado ni siquiera cubrir los intereses de la deuda y peor aún disponer de fondos para financiar en algo el programa de inversiones del Instituto.

El 2 de Junio de 1988, el Directorio de INECEL resolvió suspender los incrementos tarifarios que se venían aplicando, debido a una decisión que el Gobierno anterior había tomado en base a consideraciones evidentemente políticas y sin ningún sustento técnico valedero, a tal punto que varias personalidades e instituciones expresaron su inconformidad con tal medida.

Con el establecimiento del nuevo gobierno, el Directorio de INECEL, en Septiembre de 1988, resolvió aprobar una nueva política tarifaria concebida en los siguientes términos:

- a) Los precios medios de venta del servicio eléctrico, deberán generar ingresos que permitan cubrir los costos

que demanda el suministro de servicio y una adecuada contribución a la inversión, de manera que complementen los fondos que destine el Estado para garantizar la normal operación y expansión de los sistemas eléctricos.

- b) El pliego tarifario para la entrega de energía por parte de las Empresa y Entidades de Servicio Eléctrico y sus usuarios, propenderá a ser único a nivel nacional, con lo cual se buscará dar un tratamiento igualitario a todos los abonados del país, independientemente de su localización geográfica.
- c) El pliego tarifario se estructurará de tal manera que se mantenga un trato preferencial a los abonados de escasos recursos económicos, por lo cual los cargos tarifarios serán crecientes en función del consumo, lográndose así que se contribuya a una redistribución de ingresos, en función de una política socialmente justa.
- d) Para cumplir lo establecido en los puntos anteriores, INECEL, venderá energía a las Empresas y Entidades del servicio eléctrico a precios diferentes, según la realidad y perspectivas económicas de cada Empresa y Entidad eléctrica y del área de su concesión en que operan, cubriendo sus costos a nivel nacional y procurando que se llegue a obtener una óptima utilización de las instalaciones y recursos energéticos del país.

Los pliegos tarifarios, para ciertas excepciones contemplarán tratamiento especial para los servicios cuyo financiamiento se halle financiado exclusivamente por contribuciones de la comunidad o por aportes del Estado y destinados a: instituciones educacionales, entidades de asistencia social y beneficio público; bombeo de agua para servicio público, etc. Para lo cual se definirán procedimientos y más instructivos que posibiliten lo antes

establecido.

Los reajustes tarifarios que sean necesarios aplicar para compensar los incrementos de costos serán realizados periódicamente en la medida que fueren necesarios, tomando en cuenta los establecido en el literal c) relacionado al trato preferencial a los abonados de escasos recursos económicos.

Tomando en cuenta los conceptos de la política tarifaria, el Directorio de INECEL resolvió, además, aprobar los siguientes pliegos tarifarios referenciales:

- a) Fijar el precio medio de la energía que vende INECEL a las Empresas y Entidades de servicio eléctrico en \$/7.50/KWH, a partir de la emisión de la facturación del mes de Noviembre de 1988, y desde la emisión de la facturación del mes de Enero de 1989, un reajuste mensual acumulativo del 3%.
- b) Fijar el precio medio de la energía que vendan las empresas y entidades de servicio eléctrico del país a sus usuarios en 13.40 KWH, a partir de la emisión de la facturación del mes de Enero de 1989, un reajuste mensual acumulativo del 2.5%, excepto para el nivel de consumo residencial y comercial de 80 KWH o menos que se reajustarán con el salario mínimo vital.

En virtud de lo expuesto anteriormente y realizando una evaluación se puede manifestar que el sector eléctrico ecuatoriano se ha venido desarrollando bajo serias limitaciones de recursos financieros.

Es así como las medidas económicas adoptadas, en diferentes oportunidades, por el Estado para afrontar la crisis, por una parte, han coadyuvado al encarecimiento de los insumos y del servicio de la deuda del sector en contraposición a

una disminución de la tarifa real que se cobra por la entrega del servicio: por otra parte, como se analizó en numerales anteriores, el congelamiento del tipo de cambio que utiliza el Estado para la liquidación a los partícipes de la producción y exportación petrolera ha determinado una disminución permanente del Fondo Nacional de Electrificación, rubro que antes fue una de las principales fuentes de financiamiento del sector.

Del análisis de las cifras, se puede manifestar lo siguiente:

- a) Los ingresos netos de explotación, esto es, los ingresos por venta de energía menos los gastos en que se incurrieron en la operación y mantenimiento para suministrar la energía en bloque a nivel de subestación del Sistema Nacional (gastos de explotación) fueron positivos, habiendo pasado de 223.3 millones de sucres en 1980 a 7.528.5 en 1989.
- b) Si a los gastos de explotación se incluyen los intereses de los préstamos contratados por INECEL para financiar su equipamiento (gastos totales de operación, los resultados fueron negativos, esto significa que las utilidades que se generaron por la venta de energía fueron insuficientes para cubrir los costos de explotación más los intereses de la deuda.
- c) Si a estos gastos totales de operación (gastos de explotación más intereses) sumamos la amortización o pago del principal de los préstamos, vemos que INECEL presenta déficits crónicos, con una contribución a la inversión negativa de 27.769.8 millones de sucres.

Las consecuencias de la política tarifaria se encuentran en el Cuadro No. 2.18, en virtud del cual se ratifica lo expuesto.

CUADRO No. 2.18

DETERMINACION DE LA RENTABILIDAD Y LA CONTRIBUCION A LA INVERSION
PARA INECEL
(MILLONES DE SUQUES)

C O N C E P T O	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989
1- ACTIVO FIJO BRUTO	4096.6	4035.4	10747.6	14875.0	24660.9	124725.7	141505.3	209204.6	368812.6	675243.5	1057533.3
2- DEPRECIACION ACUMULADA	247.7	373.4	900.0	1277.2	3215.2	9237.6	12268.1	23279.7	42675.6	105929.3	178362.2
3- ACTIVO FIJO NETO (1-2)	3849.0	3662.0	9847.6	13597.8	21445.7	115488.0	129237.3	185924.9	326137.0	569314.2	879171.1
4- CAPITAL DE TRABAJO (-A/)	51.8	77.3	190.6	296.5	225.7	173.7	334.7	338.0	408.4	678.4	2034.2
5- CAPITAL NETO INVERTIDO (3+4)	3900.8	3739.3	10038.2	13894.3	21671.4	115661.7	129572.0	186263.0	326545.4	569992.6	881205.3
6- BASE TARIFARIA		3820.0	6888.7	11966.2	17782.8	68666.5	122616.8	157917.5	256404.2	448269.0	725598.9
7- ENERGIA ANUAL FACTURADA (GWH)		1053.7	1210.2	1676.1	2140.6	2729.6	3072.0	3479.9	3974.0	4198.2	4408.0
8- PRECIO MEDIO DE VENTA ANUAL (\$/KWH)		0.6321	0.9124	0.9645	1.1356	1.4411	1.8436	2.3568	2.9616	3.9714	8.9554
9- INGRESOS DE EXPLOTACION (7-8)		666.0	1104.2	1616.6	2430.8	3933.6	5663.6	8201.4	11769.6	16672.6	39475.4
10- GASTOS DIRECTOS DE EXPLOTACION	207.2	309.0	762.3	1186.1	1354.0	1042.0	2008.5	2028.1	2450.6	4070.1	12205.4
11- CUOTAS ANUALES DE DEPRECIACION		133.7	302.3	384.0	852.3	3232.2	3193.2	3772.6	5659.1	9890.3	19741.5
12- GASTOS TOTALES DE EXPLOTACION (10+11)		442.7	1064.6	1570.1	2206.3	4274.2	5201.6	5800.7	8109.7	13960.4	31946.9
13- INGRESOS NETOS DE EXPLOTACION (9-12)		223.3	39.6	46.5	224.4	-340.6	462.0	2400.7	3659.8	2712.2	7528.5
14- SERVICIO DE LA DEUDA (B)		1122.0	1872.0	1348.8	1856.3	5337.0	8130.0	9707.3	10223.0	24009.2	29081.7 (c)
15- RENTABILIDAD ANUAL (%) (13/6)		5.8	0.6	0.4	1.3	-0.5	0.4	1.5	1.4	0.6	1.0
16- CONTRIBUCION A LA INVERSION (13+11-14)		-765.0	-1530.1	-918.3	-779.6	-2445.4	-4474.9	-3534.0	-904.0	-11406.7	-1811.7
17- INVERSION ANUAL		5546.3	7029.7	5543.0	6798.7	7389.7	11222.8	13915.2	24070.0	45191.0	77017.0
18- CONTRIBUCION A LA INVERSION (%) (16/17)		-13.8	-21.8	-16.6	-11.5	-33.1	-39.9	-25.6	-3.8	-25.2	-2.4

(A) 25% de gastos anuales directos de explotacion para los años 1980 a 1982 de acuerdo al Reglamento de tarifas de 1975 y el 17 % de iguales conceptos para los años restantes segun el Reglamento de tarifas de 1983.

(B) Incluye amortizacion e intereses.

(C) Datos corregidos con informacion presupuestaria y aportes del Gobierno.

Fuente : Unidad de Tarifas de INECEL

C A P I T U L O I I I

CONSECUENCIAS DE LA CRISIS FINANCIERA DE INECEL

3.1 ENDEUDAMIENTO INTERNO Y EXTERNO

3.1.1 Deuda Externa

En virtud de lo analizado en el Capítulo II, el INECEL siempre vio restringidas sus actividades por falta de disponibilidad financiera, es por ello que tuvo que acudir al endeudamiento externo a fin de satisfacer sus obligaciones a corto plazo.

A partir de 1964 y luego de creada esta Institución, tuvo necesidad ineludible de endeudarse para llevar a cabo su gestión, por las características del sector eléctrico que demanda grandes inversiones, con una vida útil determinada por las particularidades de sus instalaciones y del avance tecnológico, lo cual significa que tiene que ser reemplazada a lo largo del tiempo, para lo que se requiere el financiamiento suficiente y necesario para este tipo de inversiones.

En 1964, como se manifestó se inicia el proceso al recibir por parte del AID y del Export-Import Bank de Estados Unidos tres créditos por un valor cercano a 7 millones de dólares. Hasta finales de la década del sesenta solamente se recibió un crédito adicional del Reino Unido, para financiar la contraparte local de la ejecución de algunas obras adicionales.

La década del setenta, se caracteriza por la entrada del Banco Interamericano de Desarrollo (BID) en el financiamiento del sector; el Proyecto Pisayambo, primer

proyecto de embergadura de generación hidroeléctrica construido con préstamos de este organismo internacional de desarrollo.

Con esta experiencia INECEL logra comprometer al BID en la financiación del Proyecto Paute Fases "A" y "B", al "Overseas Economic Cooperation Fund" (OECF) del Japón para las centrales térmicas de Guangopolo, en Quito y El Salitral, en Guayaquil, al "Kredit Anstalt Bank fur Wieder Aufbau" de Alemania Federal también para El Salitral y el equipo del Proyecto Paute, a más de préstamos de fomento a la exportación de los países cuyas compañías constructoras fueron adjudicadas con los respectivos contratos, además de alguna participación del Reino Unido para el financiamiento de grupos térmicos en empresa eléctricas, tales como Cuenca, Esmeraldas y El Oro. Además se debe añadir la participación del BID con préstamos para estudios, con fondos provenientes de operaciones especiales, lo que permitió realizar algunos estudios del sector.

A partir de 1979, INECEL empieza a contratar préstamos con la banca comercial privada. La abundancia de petrodólares generada especialmente en los países del Medio Oriente, encontraron ubicación en América Latina. Hasta ese entonces INECEL no tenía acceso a financiar sus proyectos con fondos de la banca privada ya que los cálculos económicos y la evaluación de rentabilidad de los proyectos, sólo permitían obtener fondos en condiciones blandas o semiblandas.

La facilidad y el acceso a este nuevo mercado financiero, sumado a las pocas o casi ninguna cláusula compromisoria de los prestamistas y sobre todo la expectativa y seguridad de repago de las obligaciones con dineros provenientes del "Fondo Nacional de Electrificación" (regalías petroleras) más que de la generación de fondos de los proyectos mismos vía tarifas, hizo que INECEL accediera a varios préstamos

especialmente créditos consorciados.

Hasta 1983, de esta fuente, INECEL había contratado obligaciones por la suma de 367 millones de dólares CITICORP, BANK OF AMERICA, LLOYDS, GRINDLAY BRANDTS, AMEX BANK, SUMITOMO BANK, BANCO INTERNACIONAL SAN PAULO, MITSUBISHI BANK, SVENSKA HANDELSBANKEN; si bien estos créditos constituyen una carga financiera honerosa, sin embargo fueron la única fuente de fondos que permitió la conclusión del Proyecto Paute "A" y "B", y en buena medida ha coadyuvado al avance del Sistema de Transmisión.

Esta fuente de financiamiento que pudo haberse constituido en una fuente discreta de recursos para completar ciertos requerimientos de fondos de los proyectos, prácticamente se eliminó al presentarse en 1983 la famosa crisis de la deuda del Tercer Mundo, fenómeno que consistió en la imposibilidad de muchos países fuertemente endeudados a honrar sus obligaciones pese a la buena voluntad de sus Gobiernos.

A partir del año 1983, INECEL en particular, y el país, en general, tuvieron que limitarse prácticamente a las fuentes multilaterales de crédito (BID, BIRF, OECF) sin que se cierren totalmente las ventanillas de crédito de fomento a la exportación que, a pesar de estar conscientes del riesgo de otorgar nuevos préstamos se ven obligadas a hacerlo por presión de los fabricantes que en ocasiones tiene composición accionaria estatal o cuya operación tiene que ser subvencionada para realizar sus negocios.

Es así como en los últimos siete años, se contratan préstamos mixtos de Gobiernos y de Proveedores Bancarios subsidiados, fondos que se utilizan en el Proyecto Paute Fase "C" y en la complementación del Sistema Nacional Interconectado, con los gobiernos de Italia, Francia y España. Hasta 1989, el endeudamiento de INECEL ascendía a

1.065 millones de dólares de un monto total de préstamos contratados de 1.396 millones, esto significa que se habían cancelado 331 millones por concepto de amortización de capital.

Entre 1988 y 1989, tan sólo se suscribieron tres préstamos por un monto de 19.8 millones de dólares.

Cabe mencionar la cooperación prestada por la Corporación Andina de Fomento (CAF), que a más de constituir una fuente de recursos frescos y de canalización de líneas de crédito de fomento a la exportación de los países industrializados, actúa como un intermediario financiero cuando las instituciones prestamistas consideran que hay menor riesgo al operar con la Corporación que, en forma directa, con la Institución. Es así como INECEL ha operado con la CAF por un monto de 38.5 millones de dólares, además de una operación de 6 millones de dólares de un crédito del mismo valor del EKSPORT CREDIT de Noruega para el Proyecto Agoyán.

Es necesario manifestar que la deuda contraída por INECEL prácticamente se identifica con la deuda del sector eléctrico, ya que la deuda de las Empresas llega a aproximadamente 105 millones de dólares, lo que representa un bajo porcentaje dentro de la deuda total del sector.

3.1.1.1 Concesionalidad del Endeudamiento

La concesionalidad de un préstamo tal como la define la OECD, se mide por el elemento de donación del mismo "Grant Element" en función de los parámetros de interés, plazo de amortización y período de gracia.

La extensión del beneficio depende de la diferencia entre el tipo de interés del préstamo y la tasa de mercado para

la moneda del préstamo. El cálculo se hace en valor presente de cada cuota de pago del principal y de los intereses. La diferencia entre el valor nominal del préstamo sobre la suma de estos valores presentes, expresados en porcentaje, constituye el "elemento de donación" del préstamos. Así un préstamo a la tasa de mercado de la moneda del mismo tiene un elemento de donación, cero y un préstamo no reembolsable sería 100. El préstamo blando se encuentra entre estos dos extremos.

El monto total de préstamos contratados por INECEL es de US \$ 1'400.000 aproximadamente, de los cuales AID, BID y BIRF suman US \$ 370 millones (I) ó 27%, Gobiernos 241 millones (II) ó 17%, proveedores US \$ 419 millones (III) ó 30%, y Banca Privada US \$ 366 millones (IV) ó 25%. La concesionalidad total de este endeudamiento debería obtenerse por el análisis de las condiciones de cada una de las operaciones de préstamo que son cerca de setenta, pero tratando de buscar una aproximación para ver el rango en que puede estar el INECEL respecto a este concepto, podríamos asumir un promedio para el elemento de donación de 20% para (I), 35% para (II), 10% para (III) y 7% para (IV); tendríamos entonces la siguiente composición ponderada del elemento total.

$$\left(\frac{27}{100} \times 0.2 \right) + \left(\frac{17}{100} \times 0.35 \right) + \left(\frac{30}{100} \times 0.10 \right) - \left(\frac{26}{100} \times 0.07 \right) =$$

$$5.4 + 5.95 + 3 - 1.82 = 12.53\%$$

Esto significa que toda la deuda de INECEL podría ser considerada de una concesionalidad baja (12%), esto por el efecto negativo de los créditos de la banca privada y por el relativamente pequeño porcentaje (17%) del los créditos blandos de gobierno.

En los últimos años y debido al cierre de operaciones de la banca privada y/o la escasez de recursos de los bancos internacionales de desarrollo que tiene que abastecer un sin número de necesidades del Tercer Mundo, el Gobierno Ecuatoriano ha dirigido su atención hacia la cooperación bilateral de ayuda al desarrollo de los países OECD. Por concenso de estos países sus préstamos deben tener un elemento de donación no menor al 35% y la tendencia es subir este porcentaje. Estos préstamos de Gobierno si bien controversiales por cuanto generalmente son ligados y de largo período de gestión, podrán juntamente con los préstamos de los Bancos Internacionales de Desarrollo constituir la base del financiamiento para futuros proyectos. Estos préstamos, también se ofrecen hoy día en forma de créditos mixtos en donde se hace participar a las ventanillas de crédito a la exportación, desde luego cuando existen intereses comerciales a través del préstamo.

Si se considera que la tasa de retorno a la inversión de las obras del sector podría estar entre el 10 y el 15%, la concesionalidad de los préstamos juega un rol importantísimo en el endeudamiento y es fácil advertir que los créditos del mercado privado no son la mejor alternativa.

3.1.1.2 Situación Actual del Cumplimiento del Servicio de la Deuda

A partir de 1983, año en que empieza a sentirse el peso del servicio de la deuda en las economías del Tercer Mundo, INECEL dejó de cumplir con sus obligaciones en forma parcial en contraste a lo que venía haciendo regularmente desde 1964, trasladando dicha obligación al Ministerio de Finanzas y Crédito Público, que como Garante y obligado primario tiene que subrogar los compromisos adquiridos. Como la deuda de la banca privada

entró a una renegociación bajo el llamado "Comité de Gestión" de los Bancos Acreedores y la deuda de Gobiernos y Proveedores (créditos garantizados) también pasó a renegociarse a través del "Club de París" este proceso se encuentra centralizado en el Gobierno habiendo perdido INECEL el control de su deuda. Se analizan dos aspectos del cambio de rumbo de la misma; el primero, sintetiza las razones por las cuales INECEL no pudo continuar honrando el servicio de los préstamos, y el segundo, trata sobre las consecuencia de la subrogación de las mismas por parte del Estado.

a) Las razones principales por las cuales INECEL no pudo continuar cumpliendo con el servicio de la deuda, serían las siguientes:

1. El problema de la necesidad de conseguir una re-estructuración de la deuda o refinanciación es una gestión centralizada del Gobierno, principalmente debido a las cláusulas de no tratamiento preferencial de un préstamo en lo que se refiere a su servicio, reiteradamente expresado en las llamadas cláusulas de "pari pasu" de los contratos, que hubieran impedido a INECEL pagar aunque hubiera dispuesto de dinero para ello. Efectivamente INECEL estuvo en capacidad de honrar la deuda en los años 1983-1984, pero en vista de esto, el Estado obligó a INECEL a comprar bonos con los dineros que tenía destinado al servicio. Toda la filosofía que emana de este tratamiento igualitario de los préstamos y fue desarrollado por los abogados, banqueros y economistas que edificaron toda una legislación ad-hoc para la contratación de préstamos, trabajó en este caso como un "bumerang" porque la legislación fue hecha para circunstancias normales de cumplimiento y no resiste una crisis generalizada.

2. En 1985 mediante Decreto Ejecutivo No. 02 de 4 de Marzo de 1985, publicado en el registro Oficial No. 150 de 22 de Marzo del mismo año, el Gobierno de Ecuador congela el tipo de cambio de las regalías del petróleo que crearon el Fondo Nacional de Electrificación y que las percibe en sucres, al cambio de S/. 66.50 por dólar con el objeto de utilizar el margen que generaba diferencia, para financiar aumentos de sueldos y salarios. Las regalías se han convertido en valor real del 47.5% al 8.5%. Pero sucede que INECEL se endeudó en semejante magnitud y los bancos accedieron a ello ante la expectativa del flujo de fondos por regalías. La autogestión y generación de fondos vía tarifas, a pesar de constituir requerimientos básicos y condición "sine quanon" para el otorgamiento de préstamos por los Bancos de Desarrollo, se estrellaron ante la imposibilidad física de ser implementados por la limitación de los incrementos tarifarios no acordes con la inflación.

3. Las tarifas actuales no llegan ni a cubrir los costos de la inversión, operación y mantenimiento del Sistema Nacional Interconectado, peor para dejar un superávit para extensiones futuras o capitalización en las Empresas Eléctricas subsidiarias de distribución y, por tanto, no permite pagar el servicio de la deuda.

b) Consecuencias de la Subrogación de la Deuda por parte del Estado.

Es obvio que una empresa de servicios públicos que no tiene autogestión deja de tener el control de sus negocios, con las consiguientes consecuencias en lo que se refiere a la gestión de préstamos.

1. Los bancos prestamistas ya no pueden negociar con INECEL, entonces todas las transacciones de préstamos tienen que hacerse por el Estado.
2. La ingerencia política en estas transacciones sería evidente.
3. La financiación de obras no contempladas en los planes podría presentarse y viceversa y, sobre todo,
4. La Institución INECEL se convierte en un mero ente ejecutor de los proyectos porque al no poder controlar sus finanzas, no habrá autogestión ni incentivo para crecer económicamente.

Al 31 de Diciembre de 1989, INECEL y el Gobierno adeudaban US \$ 1.065 millones por concepto de capital, de esta suma US \$ 160 millones corresponden a Organismos Multilaterales, US \$ 312 millones a los Gobiernos, US \$ 233 millones a Proveedores, y US \$ 370 millones a la Banca Privada. Las tres categorías primeras están servidas y, la última forma parte de la deuda total del Gobierno a dicha banca que es objeto de renegociación y que se cotiza en el mercado secundario de valores; como se conoce, esta cotización es actualmente entre el 10 y el 15% del faz de los respectivos papales. Estas deudas en ocasiones son mayores que las contratadas por el peso de los intereses que en el proceso de renegociación se recapitalizan.

3.1.2 Deuda Interna

Es necesario manifestar que frente a la crisis el INECEL, al igual que otras tantas instituciones del país, debió recurrir al endeudamiento interno, fundamentalmente acudió al FONAPRE y al Banco de Desarrollo

del Ecuador. La primera institución mencionada, mientras tuvo recursos suficientes, coadyuvó en el financiamiento de estudios que los realizaba el INECEL, mas al tener menor cantidad de recursos, el FONAPRE ha restringido en gran medida el financiamiento para el Instituto.

En cuanto se refiere al Banco de Desarrollo del Ecuador, éste en gran medida ha solventado los gastos en moneda local del Sistema Nacional de Transmisión Fase "C", proyecto que originalmente estuvo financiado por el Banco Mundial y el INECEL, mas al no declararse elegible el crédito fue necesario acudir ante el BEDE, para financiar este proyecto. El prestamista con este fin ha otorgado recursos por aproximadamente 3.311 millones de sucres, cifra que ha sido utilizada en su totalidad.

El valor otorgado por el BEDE alcanza a 2.681 millones de sucres, mientras que el FONAPRE ha proporcionado recursos por 650.6 millones de sucres; cabe destacarse que además el Gobierno por medio de créditos con el BEDE asignó 2.211 millones de sucres al INECEL.

Es necesario manifestar, además, que ante la presencia de déficits de caja que, en un momento determinado, significaba difícil solución para el INECEL, se debió acudir a anticipos que los otorgó en su oportunidad el Banco Central del Ecuador.

3.2 SUSPENSION DE DESEMBOLSOS POR PARTE DEL BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO (BID)

En todos y cada uno de los contratos financiados por el BID, se establece que el INECEL debe obtener cierta rentabilidad sobre sus operaciones (8.5%).

Por lo analizado en el Capítulo II, respecto de la "Problemática de las Tarifas", se demostró, que el

Instituto ni siquiera cubre costos, peor aún puede obtener rentabilidad, razón por la cual, al no cumplir con los contratos de préstamo significó que el Banco Interamericano de Desarrollo, en Noviembre de 1987, suspenda los desembolsos a INECEL.

Esta suspensión, significó para la ejecución de los proyectos, y en si para el INECEL, graves problemas por falta de los recursos necesarios; así, por ejemplo, en lo que se refiere al proyecto de Electrificación Rural INECEL -BID, con el fin de que no se suspendan las obras en su totalidad, la Institución debió satisfacer obligaciones que originalmente se encontraban financiadas por el préstamo, por un valor aproximado de US \$ 626.000; no se pudo hacer uso del total de crédito al no encontrarse operables varias cartas de crédito por la caducidad de algunos permisos de importación requeridos para la introducción de equipos y materiales al país, a ser utilizados en el proyecto conforme lo programado.

Por otra parte y dado el tiempo transcurrido desde la adjudicación de las licitaciones, hasta el pago del anticipo o la apertura de carta de crédito correspondiente, la cual estaba cubierta por los recursos del BID, solicitaron el reconocimiento de nuevos precios lo cual en la mayoría de casos no fue aceptado, por cuanto los contratos fueron elaborados a precio fijo; esto involucró que algunos contratos no se hayan concretado, además, de que varios contratistas solicitaron el reajuste de precios, a su vez, demandaron judicialmente al Instituto intereses por mora en el pago de las planillas.

Igual situación a la que se vivió en el Proyecto de Electrificación Rural, fue observado en el Proyecto de Estudios y Diseños, en el cual el INECEL debió subrogar obligaciones, que originalmente se encontraban financiadas por el BID, por un monto aproximado de US \$ 2'667.000,

debiéndose de igual manera suspender la importación de equipos requeridos para realizar los estudios e, inclusive, entrar en mora con los contratistas con las consecuencias antes anotadas.

Aunque la ejecución del Proyecto Pauta Fase "C", igualmente se vio afectada por la suspensión de los desembolsos por parte del BID, esta no fue la única razón fundamental para su cierto retraso en la ejecución, ello se debió también a que para importar los materiales y equipos, se requería de ingentes sumas para cancelar los derechos aduaneros, dinero que el INECEL no lo disponía.

En el caso de este proyecto, el INECEL, para que no se retracen las obras, de trascendental importancia para el país, hubo de cubrir US \$ 20'629.000; cabe destacar que el contratista principal continuó con la ejecución, a pesar de que INECEL no cubrió todas sus obligaciones en divisas, no así en sucres, valores que fueron totalmente cubiertos. Esto ha significado que el contratista demande a INECEL el pago de intereses en mora.

Como se podrá apreciar, el no cumplir con lo establecido en los contratos, respecto de la rentabilidad, aspecto que tiene íntima relación con las tarifas, el INECEL, se vio abocado a serias dificultades, por la suspensión de los desembolsos por parte del BID y el hecho de que el Instituto subrogue valores por US \$ 23'922.000, significó que, a su vez, no se satisfagan otras obligaciones con otros proyectos no financiados por el el BID.

3.3 IMPOSIBILIDAD DE IMPORTAR EQUIPOS CONTRATADOS PARA ESTUDIOS Y EJECUCION DE PROYECTOS

En el Capítulo II, numeral 2.3, se analizó como una de las causas de la crisis financiera el aspecto relacionado con los Recargos Arancelarios, sobre ello se

manifestó que el INECEL, ha debido cubrir 3.277.4 millones de sucres desde 1982 hasta 1989; en este último año se cancelaron 113.9 millones de sucres lo que aparenta una significativa disminución respecto de años anteriores, pues a 1987 se cancelaron 567.5 millones de sucres, y 794.1 millones de sucres durante 1988.

Como se manifestó, es una aparente disminución, pues lo que sucedió es que el INECEL no disponía de los recursos necesarios y suficientes para cancelar los valores por cargas arancelarias. Por absurdo que parezca, el Estado obliga al pago a Instituciones del mismo Estado debilitando la economía de éstas. El que INECEL no disponga de estos recursos significó que se acumulen valores por aproximadamente US \$ 7'307.600, lo que traducidos en sucres a una cotización promedio de S/. 600,00 por dólar, significaban S/. 4.384'560.000.

Esto afectó a diferentes proyectos, entre los que sobresalen algunos de gran importancia, entre ellos el Sistema Nacional de Transmisión Fases "C" y "D" para quienes se requería US \$ 3'573.006, es decir S/. 2'143'803.600, correspondientes a un valor CIF de importación de US \$19'777.749, valores que en una gran magnitud ya habían sido cancelados a los contratistas, además de que se encontraban en puerto de embarque, razón por la cual estos han demandado al INECEL indemnizaciones por gastos extras que han debido realizar para mantener en bodega los materiales.

Otro proyecto que se vio gravemente afectado fue el Proyecto Paute Fase "C", para el cual se requería US \$ 2'250.040, con un aproximado contravalor en sucres de S/. 1.350'024.000 correspondiente a una cifra de US \$ 38'159.239 CIF de importaciones.

3.4 ELEVACION DE LOS COSTOS DE LOS PROYECTOS

Es necesario manifestar que la década del 80 se caracteriza por un deterioro generalizado de los indicadores macroeconómicos, respecto a los alcanzados en la década del 70. Esto se evidencia a partir de 1981 donde se marca el inicio de la crisis y se acentúa como consecuencia de las inundaciones de 1983, la ruptura del oleoducto en 1987 y la baja del precio de petróleo experimentada entre 1986 y 1988.

El Producto Interno Bruto (PIB), el Consumo Final Privado y Público y la Formación Bruta de Capital Fijo, experimentaron tasas de crecimiento negativas, en contraste con los niveles alcanzados por las mismas variables en la década del 70 (considerada como una década financiada a través de endeudamiento agresivo respaldado por los recursos de la explotación petrolera), esto se puede apreciar en el siguiente cuadro:

C U A D R O No. 3.1

	PIB	CONSUMO FINAL PRIVADO	CONSUMO FINAL PUBLICO	FORMACION BRUTA DE CAP. FIJO
Período 70-79	6.18	4.05	9.07	7.14
Período 80-88	-0.35	0.77	-4.43	-6.40

FUENTE: Dirección de Planificación INECEL

Por otra parte en términos de inflación, tras la relativa estabilidad observada en la década de los años 70, de una inflación de 10.6% para 1979, se origina un sostenido crecimiento de los índices de precios, lo que significa alcanzar niveles inflacionarios del 58% para 1988, y, 77% para 1989.

Sería ilógico manifestar que el diferimiento de obras se debe exclusivamente a la falta de capacidad financiera del Instituto, como fruto de la crisis, descrita en el capítulo anterior; estos diferimientos se deben a situaciones de orden técnico, como por ejemplo haber encontrado otras alternativas, tal el caso del Proyecto Paute Mazar o, fundamentalmente a la disminución de la Demanda Potencial de energía eléctrica como consecuencia de la crisis económica del país, descrito en párrafos anteriores, lo cual ha significado que se reprogramen obras en cuanto a su fecha de culminación, o simplemente se las difiera.

Sin embargo de lo expuesto, se considera apropiado analizar un caso particular, tal es el Sistema Nacional de Transmisión Fase "C", por la problemática que la ejecución de esta obra conlleva:

El Plan Nacional de Electrificación para el período 1.979-1984, consideró la continuación de la Fase "C" del Sistema Nacional de Transmisión, con el objeto de evacuar la potencia y energía disponibles al instalarse los 500 MW iniciales en la Central Molino del Proyecto Hidroeléctrico Paute con el cual se integraban al Sistema Nacional Interconectado las Provincias de Carchi, Tungurahua, Chimborazo, Bolívar, Loja y El Oro, así como la Península de Santa Elena, de la Provincia del Guayas.

Con esta finalidad, el 4 de Diciembre de 1981 se firmó, con el Banco Mundial, el contrato de financiamiento por el valor de cien millones de dólares.

INECEL, en concordancia con el programa trazado, el 8 de Abril de 1982 publica las convocatorias a las licitaciones para el suministro de materiales y equipos de las líneas de transmisión y subestaciones correspondientes. Entre Diciembre de 1982 y Enero de 1983, el Comité de Licitaciones de INECEL, adjudicó los contratos a las

diferentes empresa ganadoras.

Sin embargo de ello, el financiamiento previsto originalmente para estas licitaciones, en base al contrato de crédito con el Banco Mundial, no se concretó debido a la grave crisis económica del país, además de que el Instituto no pudo satisfacer las demandas del pretamista y que, básicamente, se referían a la obligatoriedad de establecer un sustancial incremento tarifario a la venta de energía eléctrica. Este incumplimiento tuvo como consecuencia que el Banco Mundial no declarará elegible el contrato de préstamo suscrito.

La falta de financiamiento impidió la suscripción de los contratos de suministro con los respectivos adjudicatarios, lo cual representaba un grave perjuicio para la electrificación nacional, especialmente por la imposibilidad de suministrar energía del Proyecto Paute a importantes ciudades del país, como Tulcán, Ibarra, Ambato, Riobamba, Guaranda, Loja, Machala, Santa Elena, etc.

En vista de que INECEL no ha tenido los recursos suficientes, por las razones expuestas en el Capítulo II, lo cual impidió suplir la deficiencia de financiamiento, el Instituto se vio obligado a buscar otras fuentes de financiamiento. Luego de más de un año de negociaciones y dadas las restricciones en los créditos internacionales, fruto de la crisis mundial de la deuda, sólo se obtuvo financiamiento para una parte de los contratos adjudicados en Diciembre de 1982 y Enero de 1983.

Ante la imposibilidad legal de suscribir los contratos con las firmas que ganaron las licitaciones, ya que cambiaron las fuentes y condiciones de financiamiento, así como las varias medidas económicas que se pusieron en vigencia en aquel entonces y, dada la urgencia de construir las líneas y subestaciones, el Directorio de INECEL solicitó al

Ministerio de Recursos Naturales y Energéticos la exoneración del requisito de licitación para la contratación directa de los suministros con las mismas empresas adjudicatarias.

En lo referente a la construcción de las obras, el Directorio de INECEL aprobó los documentos de precalificación para llamar a las firmas interesadas en participar en la respectiva licitación. De acuerdo a lo aprobado por el Directorio, la precalificación debía realizarse una vez que se cuente con el financiamiento para el suministro de equipos y materiales de las obras.

Se contaba con un crédito de 1.099 millones de sucres concedidos por el Banco de Desarrollo del Ecuador, el cual cubría el 55% de la moneda local que se requería para la construcción de los sistemas, el 45% restante de moneda local requerida, se financiaba de la siguiente manera, el 15 % con recursos propios de INECEL y el 30% con recursos provenientes de otro crédito del BEDE.

Por otra parte, para el financiamiento de la moneda extranjera requerida para la construcción de los Sistemas Milagro - Machala y Paute - Riobamba - Ambato, se previó solicitar a los oferentes el financiamiento del 80% de esta moneda para que el 20% restante sea cubierto con recursos propios de INECEL.

Con el fin de dar una apreciación más objetiva, a continuación se realiza un comparativo de costos en función de los establecidos originalmente, y como se encuentra contemplado a Diciembre de 1.989.

De los Cuadros Nos. 3.2, 3.2.1 y 3.2.2 denominados "Sistema Nacional de Transmisión, Estudio Comparativo de Costos", se pueden sacar las siguientes conclusiones:

SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISION

ESTUDIO COMPARATIVO DE COSTOS

(Cifras en Millones)

PRESUPUESTO 1.980

CONCEPTO	M.L.	M.E.	M.E. EQ (1)	TOTAL
	S/.	\$	S/.	S/.
Ingeniería y Administración	281.605	297.6	7.500	289.105
Costos Directos	543.750	52.929.4	1'333.820	1'877.570
Imprevistos	54.375	5.292.2	133.382	187.757
Escalamiento	657.172	17.552.6	442.325	1'099.497
Gastos Financieros		16.153.1	407.058	407.058
TOTAL:	1'536.902	92.224.9	2'324.085	3'860.987

FINANCIAMIENTO

Recursos Propios	1'536.902			1'536.902
Recursos Externos		92.224.9	2'324.085	2'324.085
. BIRF		92.224.9	2'324.085	2'324.085
TOTAL	1'536.902	92.224.9	2'324.085	3'860.987

(1) Cotización S/. 25.2 por US \$

FUENTE: ORDENES DE TRABAJO DE CADA AÑO ANALIZADO

SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISION

ESTUDIO COMPARATIVO DE COSTOS

(Cifras en Millones)

PRESUPUESTO 1.989

CONCEPTO	M.L.	M.E.	M.E. EQ(3)	TOTAL
	S/.	\$	S/.	S/.
Ingeniería y Administración	1'942.032	105	68.758.2	2'010.790.2
Costos Directos	4'485.430	42.034	27'525.544.6	32'010.974.6
Imprevistos	73.995	236	154.542.2	228.537.2
Escalamiento	2'219.471	3.692	2'417.669.3	4'637.140.3
Gastos Financieros	1'429.480	12.480	8'172.403.2	9'601.883.2
TOTAL:	10'150.408	58.547	38'338.917.5	48'489.325.5
<u>FINANCIAMIENTO</u>				
Recursos Propios	6'839.281	17.260	17'302.538	18'141.819
Recursos Externos	3'311.127	41.287	27'036.379.5	30'347.506.5
. BEDE	3'311.127			3'311.127
. CAF 25'5		25.500	16'698.420	16'698.420
. CAF 14'		6.477	4'241.399	4'241.399
. Créditos franceses y otros		9.310	6'096.560.5	6'096.560.5
TOTAL	10'150.408	58.547	38'338.917.5	48'489.325.5

(3) Cotización S/. 654.84 por US \$

FUENTE: ORDENES DE TRABAJO DE CADA AÑO ANALIZADO

Se aprecia en moneda local un incremento en los costos del 560%, con una gran incidencia de los Costos Directos, además, mientras originalmente no se hallaba contemplado el pago de intereses, por deuda interna, para 1989 se especifica el pago de S/. 1.429'480.000.

En lo que se refiere a moneda extranjera, se aprecia una variación positiva del 36%, tiene gran importancia el rubro Costos Directos con un 205% de incremento. Expresados los gastos de inversiones totales en sucres, demuestra un crecimiento aún más alto, esto puede obedecer a razones de tipo cambiario, es decir a las devaluaciones, ello en buena medida significa, el gran esfuerzo que debe realizar el INECEL para generar el contravalor en sucres y, así poder obtener las divisas necesarias, sea para cancelar las obligaciones a los contratistas o posteriormente para amortizar la deuda.

Otro aspecto que se debe analizar, es la estructura del financiamiento, pues como se manifestó, originalmente se cubría el costo del proyecto con recursos del Banco Mundial y la respectiva contraparte del INECEL, más luego hubo la necesidad de acudir tanto al endeudamiento interno, como de diversificar el crédito externo, es así como se acudió a la intermediación financiera tal es el caso de la Corporación Andina de Fomento (CAF), y a crédito de proveedores y de gobiernos; ello ha influido en los costos financieros, pues en sucres en un principio no se establecía el pago de intereses mientras en dólares aparece una relativa disminución, esto como es práctica común en el mercado financiero se ve compensado por un incremento en los costos cuando se trata de crédito de proveedores.

C A P I T U L O I V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Como se demostró en el Capítulo I, el INECEL, ha desarrollado una importante tarea en beneficio del país, lamentablemente, y conforme lo analizado en el Capítulo II los diferentes gobiernos, no han sido totalmente consecuentes con sus mismas políticas de desarrollo, es así, como mediante diferentes regulaciones y decretos se ha deteriorado en una importante magnitud la economía del sector, con graves consecuencias no sólo para INECEL, sino para el país mismo, pues el desarrollo del sector eléctrico, en buena medida significa el desarrollo del Ecuador; las consecuencias, fueron analizadas dentro del Capítulo III.

Frente a esta situación, es necesario manifestar que los Directivos del Instituto, en diferentes oportunidades han procurado llegar hasta los más altos niveles a fin de procurar soluciones no sólo para el Instituto, sino para el mismo sector eléctrico, habiendo obtenido eco a sus planteamientos unas veces, mientras en otras no han sido factible encontrar salida a los diferentes problemas planteados.

A continuación se realizará un análisis de diferentes alternativas de solución, algunas de las cuales han sido implementadas y otras que se considera se debe meditar sobre su implementación, como se manifestó no sólo en beneficio y provecho del sector eléctrico, sino, como motor de desarrollo, en procura de un mejor porvenir para el país.

4.1 TARIFAS ELECTRICAS

Fijar las tarifas eléctricas en términos reales indudablemente significaría un gran costo social con todas las consecuencias que ello involucra, y peor aún en la crisis que actualmente se encuentra el país, con un deterioro del poder adquisitivo, lo cual afecta fundamentalmente a los sectores de menores ingresos.

Tomando como premisa, el beneficio social que significa la generación eléctrica, el Directorio de INECEL, mediante Resolución No. 263, analizada en el Capítulo III, determinó que los precios medios de venta del servicio eléctrico, deberían cubrir los costos de operación, además de que satisfarán una adecuada contribución a la inversión, en este sentido es imperativo evitar el deterioro de las tarifas, en términos de compensar los niveles de inflación interna y externa de los insumos del sector eléctrico, además de las políticas monetarias adoptadas a nivel nacional.

Se considera que con la actual política tarifaria, en alguna medida se solucionará el problema, pues teóricamente, al menos no habrán pérdidas, sin embargo, posteriormente se realizarán evaluaciones, toda vez que no se conoce el nivel de inflación con que culminará el año y otros factores más.

De no tomarse medidas posiblemente más fuertes, el Gobierno Central deberá continuar realizando aportaciones al INECEL, es así, como para 1989, conforme el Presupuesto Especial del Instituto se requirió 13.530 millones de sucres, valor que fundamentalmente fue utilizado en el pago del servicio de la deuda, ya que el INECEL no lo podía asumir, para 1990, se requerirá al menos 3.561 millones de sucres. Se debe destacar que el Gobierno en diferentes épocas ha realizado aportaciones, que han sido paleativos

más que solución, es así como entre 1982 y 1988, aproximadamente se entregó 32.583.6 millones de sucres, lo que sumado al valor de 1989 daría un valor total de 46.113.6 millones de sucres, valores que como se manifestó han servido ante todo para cubrir la deuda externa, aunque no en su totalidad.

4.2 MEDIDAS PARA RECUPERAR LA CARTERA VENCIDA

Sobre este particular se han definido dos aspectos fundamentales, el primero de ellos se refiere a la deuda que mantienen las Empresas Eléctricas para con INECEL, y el segundo, referente a la deuda de la Entidades Públicas y las Descentralizadas con las diferentes Empresas Eléctricas.

En lo que a la primera se refiere, es necesario llegar a acuerdos concretos respecto de la cancelación de la deuda vencida, además que se debería definir los mecanismos más idóneos para que se cancelen oportunamente las futuras planillas. Se considera que un mecanismo factible, obviamente con la aceptación de las Empresas Eléctricas, sería el de fideicomizar las rentas; para ello habría que cambiar la base legal, en el sentido de que se obligue a las Empresas a depositar sus ingresos por venta de energía en una cuenta, sea del Banco Central o del Banco de Fomento.

Para llegar a un acuerdo de la cartera vencida, se requiere de la suscripción de un convenio de pago, para lo cual es necesario, establecer la real y verdadera capacidad de pago de las Empresas, sin descuidar la necesaria expansión de los sistemas. En dicho convenio, se establecerá no sólo las condiciones en cuanto a plazos y montos a cancelarse, sino que debería haber una cláusula por la cual, a los principales directivos de las Empresas, se le considere como principales responsables del cumplimiento del mismo,

so-pena de alguna sanción.

En cuanto se refiere a la deuda de las Empresa Eléctricas por parte de la Entidades Públicas, se obtuvo la emisión del Decreto Bo. 241 de Junio 14 de 1989, publicado en el Registro Oficial No. 211, según el cual se establece:

"Aprobar el siguiente Reglamento para el trámite de las solicitudes de cupos de gasto que formulen los Ministerios y Entidades adscritas y que se refieren al pago de obligaciones por la prestación de servicios básicos y por aportes patronales y fondos de reserva".

TITULO I.- De los Servicios Básicos. Capítulo I.- De las Solicitudes.

Art 1.- Las solicitudes de cupos de gasto para el pago de servicios básicos (electricidad, agua potable y teléfono) se formularán por escrito al Señor Subsecretario de Presupuesto, cuando se considere pertinente, pero no por más de una vez mensual y deberán contener la siguiente información:

A. En el caso de obligaciones del año en curso

1. Especificaciones del servicio prestado. Ej. Energía eléctrica.
2. Costo del servicio prestado.
3. Mes al que corresponde.
4. Valor de los cupos solicitados.
5. Fotocopia del comprobante de pago del servicio del mes anterior.

6. Movimiento presupuestario de la partida de servicios (a nivel de grupo, subgrupo o ítem, con sus códigos numéricos, según la apertura presupuetaria existente), con especificaciones de: código de la partida, asignación inicial, asignación codificada, cupo de gasto acumulado a la fecha (incluyendo petición) saldo de cupo y valores efectivamente pagados.
- B. En caso de Obligaciones de años anteriores.
1. Nombre de la Empresa acreedora.
 2. Certificación de la Empresa acreedora sobre el monto adeudado.
 3. Período al que corresponde la deuda.
 4. Breve explicación sobre el porqué de la misma.
 5. Certificación del Director Financiero o del Funcionario autorizado, sobre la legalidad y exactitud de la deuda cuyo pago se reclama, con un anexo que contenga una demostración numérica de su valor"...

Analizado el Decreto, se puede concluir que adolece de una serie de fallas que en la realidad no le hace operativo, y que por lo tanto no se pueden recuperar los valores adeudados. Es así, como en definitiva se dejó al alvedrío de la Entidad deudora el solicitar el cupo o no, pues en su artículo primero al establecerse "Cuando se considere pertinente", se dejó en total libertad al ejecutivo el realizar el pago o no.

Por otra parte, se establecen una serie de requisitos que debe satisfacer el organismo deudor lo que dificulta aún

más, que éste satisfaga sus obligaciones, además de que el solicitar los cupos significa que sus ingresos para otras actividades, se vean disminuidos.

Considero que lo pertinente es enmendar este decreto, cuyo espíritu es el de que los organismos públicos cumplan con sus obligaciones por servicios recibidos; en ese sentido, se debería posibilitar que, a solicitud del INECEL, o de la Empresa Eléctrica, debidamente documentado, se pueda solicitar el pago respectivo, fundamentalmente para evitar el incremento de las deudas.

En lo que se refiere a las Entidades Descentralizadas, debería establecerse como requisito previo a la aprobación de los presupuestos por parte del CONADE, el que en los mismos se haga constar las respectivas partidas que permitan satisfacer tanto las obligaciones acumuladas como las futuras. Frente a ello se requiere de la base legal acorde con esta necesidad, en el sentido de que haya la obligación de cumplir con lo establecido en el presupuesto.

4.3 VARIACION EN LA PARTICIPACION DE LAS REGALIAS PETROLERAS.

Como se manifestó en el Capítulo II, al INECEL se le reconocen \$6.5 sucres por dólar proveniente de la exportación del petróleo, lo que ha significado el no percibir ingresos por aproximadamente 71.878.3 millones de sucres, si se hubiera reconocido el valor del dólar oficial vigente a la fecha de liquidación.

Considerando que el sector eléctrico es pilar fundamental para ampliar la base económica del país, y que por lo tanto se le deben dotar de recursos suficientes para implementar las obras, acordes al Plan Nacional de Desarrollo, y el Plan Maestro de Electrificación, se debería reconocer un valor adicional dentro de la liquidación de regalías. Con

el fin de no restar recursos al Presupuesto General, o a otras entidades beneficiarias; se podría pensar en reconocer valores adicionales, a partir de la cotización vigente a la expedición de la Ley; como ejemplo, si la cotización se encuentra en S/. 750 por dólar, a la fecha de expedición del decreto respectivo, sería a partir de S/. 751 por dólar que se le reconocerían valores adicionales al Instituto, con lo cual, con ello no se restarían recursos a otros partícipes, a la vez que se dotaría de mayores ingresos al INECEL.

4.4 INVERSIONES CON FONDOS ESPECIFICOS DEL DECRETO 459-B

Mediante este decreto, se crea y constituye el denominado "Fondo Especial para Conexiones de Servicios a Consumidores de Bajos Ingresos"; este fondo se nutre de los siguientes fondos:

- a) Por la diferencia entre los porcentajes de intereses y comisiones que se deben pagar al Banco Interamericano de Desarrollo (Préstamo 411/SF-EC) al Kredit Anstalt, al Reino Unido, y las condiciones en que fueron transferidos los recursos de estos préstamos al INECEL.
- b) Por la amortización e intereses de préstamos que conceda este fondo, es decir préstamos que el INECEL realiza a las empresas eléctricas para que a su vez estas financien a los usuarios de bajos ingresos, préstamos que tienen una carga de interés del 3%, es decir un subsidio prácticamente total.
- c) Por los intereses y comisiones y cualquier otro ingreso que se obtenga de la utilización de los recursos de este Fondo.

d) Por los intereses y utilidades netas que obtenga INECEL de la inversión de sus depósitos que mantiene en el Banco Central.

Analizando este Decreto, se puede manifestar que, conforme se especifica en el literal d), es factible que el INECEL realice inversiones con estos recursos, es así, que normalmente se encuentran valores en caja sin utilización alguna pues no siempre hay demanda de recursos por parte de las Empresas Eléctricas, perdiendo por ende posibilidad de incrementar los valores allí depositados, estando por tanto sujetos a desvalorización. El INECEL podría acceder al mercado de valores o si es pertinente a la compra de Bonos del Estado, los cuales producen réditos que podrían incrementar al Fondo; por otra parte, en caso de presentarse alguna solicitud, cualquiera de los valores o bonos comprados son de fácil liquidez, con ello en algo se frenaría la desvalorización continua a que se hallan sujetos estos recursos.

Es necesario resaltar, el esfuerzo que debe realizar el INECEL, para depositar en la cuenta correspondiente el contravalor en sucres, a que se halla obligado en virtud de este decreto, ya que el diferencial de intereses y comisiones se calculan en base a la moneda en que fue concedido el crédito, es decir en dólares para el caso del préstamo BID, marcos para el crédito del Kredit Anstalt y libras esterlinas para los recursos provenientes del Reino Unido.

4.5 OTRAS CONSIDERACIONES

- Frente al grave problema que significaban los recargos arancelarios, el actual Gobierno, puso a consideración de la Función Legislativa el proyecto de ley respecto de la exoneración de impuestos a las importaciones para obras y servicios prioritarios del sector público. Esta

Ley fue aprobada por el Plenario de las Comisiones legislativas, la misma que se publicó en el Registro Oficial No. 218 de 23 de Junio de 1989.

Dicha Ley contempla la exoneración total de los impuestos generales y especiales, derechos arancelarios, gravámenes adicionales, recargos de estabilización monetaria, impuesto a las transacciones mercantiles y tasas de control aduanero; además, permitirá al Instituto una mayor agilidad en cuanto a la obtención de los permisos de importación y apertura de las cartas de crédito indispensables para la nacionalización de los materiales y equipos de mantenimiento, requeridos por el proyecto para la conclusión de las obras, además de que dará lugar a un significativo ahorro de los recursos locales de contraparte.

Dentro de este régimen se encuentra la importación de maquinaria, equipos, accesorios, materiales y otros bienes requeridos para el sector eléctrico, a partir de la fecha de expedición del Decreto. Esta medida, significó para el INECEL un ahorro aproximado de US \$ 7'307.600.

Sin embargo de lo actuado, considero que las medidas deben ser tomadas oportunamente, pues con ello se evitarán gastos adicionales, causados fundamentalmente por un retraso en la ejecución de las obras; en este caso se hubiese evitado una serie de reclamos por pago de bodegaje, y otros aspectos que han ido en contra de los proyectos.

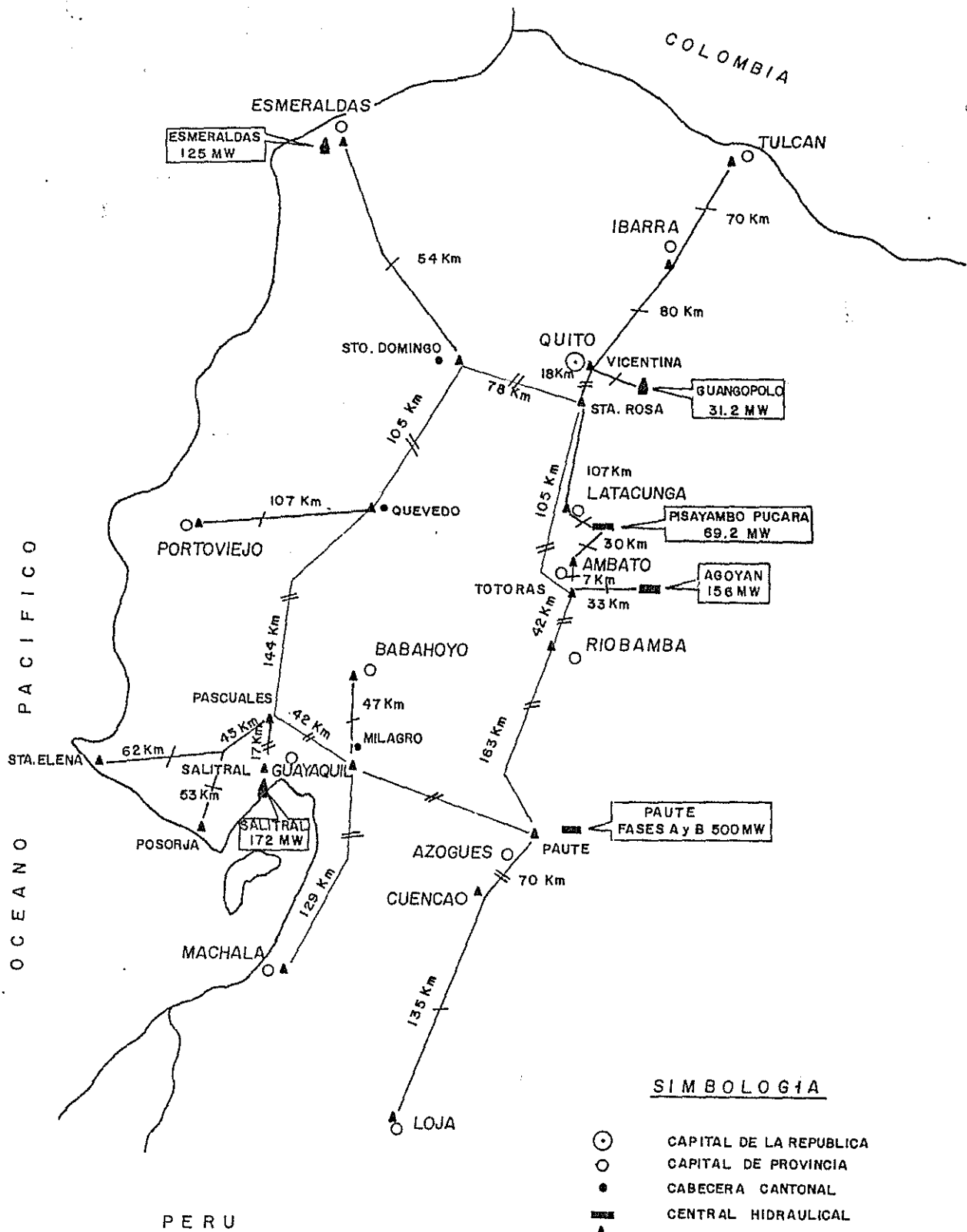
- Por otra parte considero importante, meditar sobre la posibilidad de negociar la deuda del sector, esto sin embargo de que el gobierno lidera la renegociación de la deuda de INECEL, algunos prestamistas hubieran accedido a plateamientos realizados por el Instituto.

- De igual manera, y si el programa de ejecución de obras prioritarias lo hace factible, es importante definir una política de endeudamiento, no en función de la capacidad de endeudarse (deuda a largo plazo/ patrimonio), sino en función de la capacidad de pago (ingresos + depreciación / servicio de la deuda). Hasta ahora, los Organismos Multilaterales, han sugerido un coeficiente menos que 1.5 en lo que se refiere a la capacidad de endeudamiento, y, mayor que 1.5 para la capacidad de pago; sin embargo, la experiencia ha determinado que mientras el primero nunca fue sobrepasado, en el segundo, en algunas ocasiones han habido dificultades de cumplir.

Para concluir he de manifestar que la realización del Estudio de la Crisis Financiera de INECEL, sus causas y consecuencias, ha tenido como fin el procurar que en un foro de alto nivel, como es el Instituto de Altos Estudios Nacionales, se conozca la problemática de una de las principales Instituciones del país, como el INECEL, procurando llevar un alerta a quienes toman decisiones, ya que de no adoptarse ciertas medidas, el Sector Eléctrico y por ende el País, pueden tener un grave retroceso con consecuencias difíciles de predecir.

A N E X O S

SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISION HASTA
FASE C-3 (1988)

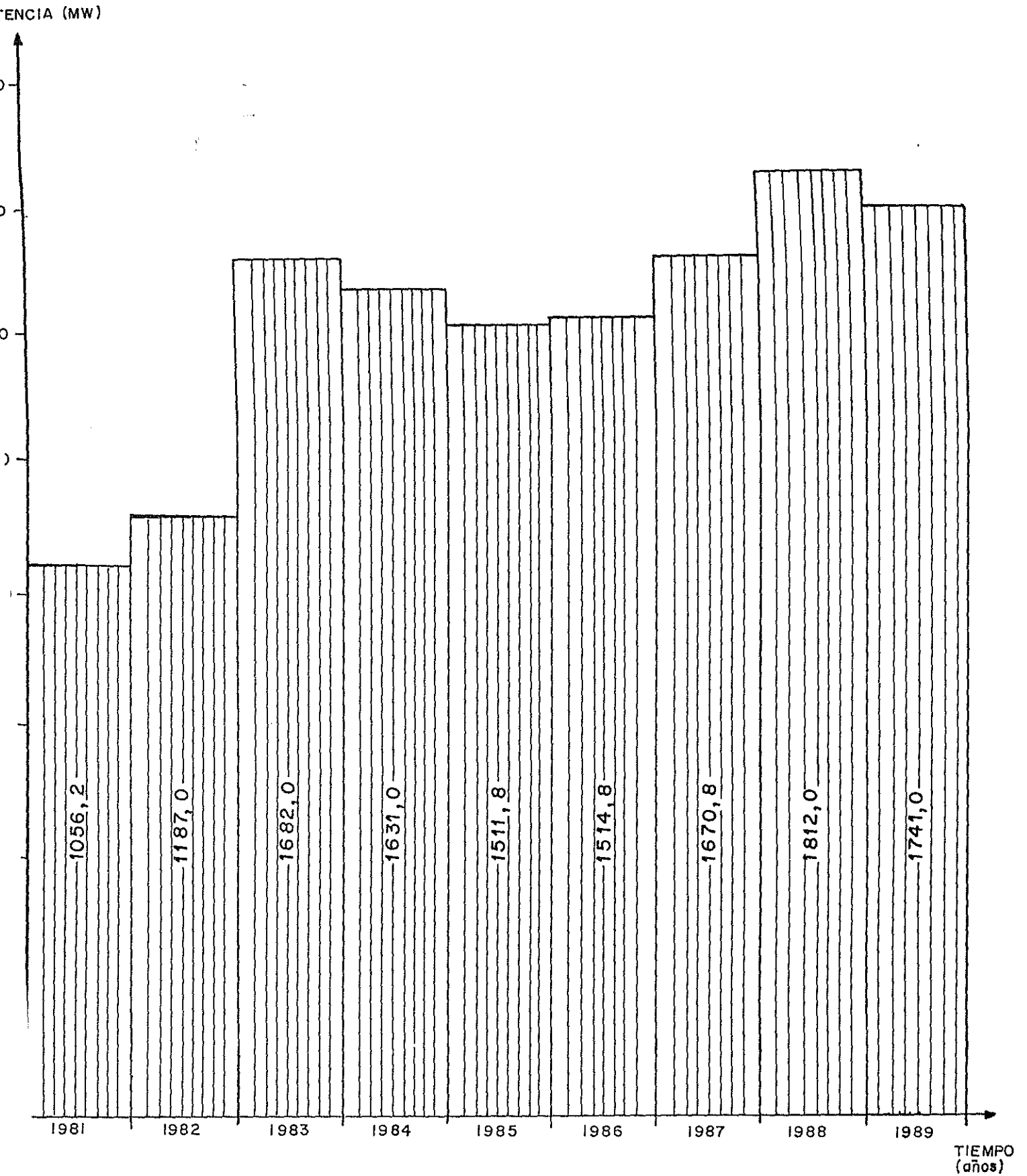


SIMBOLOGIA

- CAPITAL DE LA REPUBLICA
- CAPITAL DE PROVINCIA
- CABECERA CANTONAL
- ▬ CENTRAL HIDRAULICAL
- ▲ CENTRAL TERMICA
- LINEA DE TRANSMISION 230 KV
- LINEA DE TRANSMISION 138 KV
- / LINEA SIMPLE CIRCUITO
- // LINEA DOBLE CIRCUITO
- ▲ SUBESTACION

POTENCIA INSTALADA

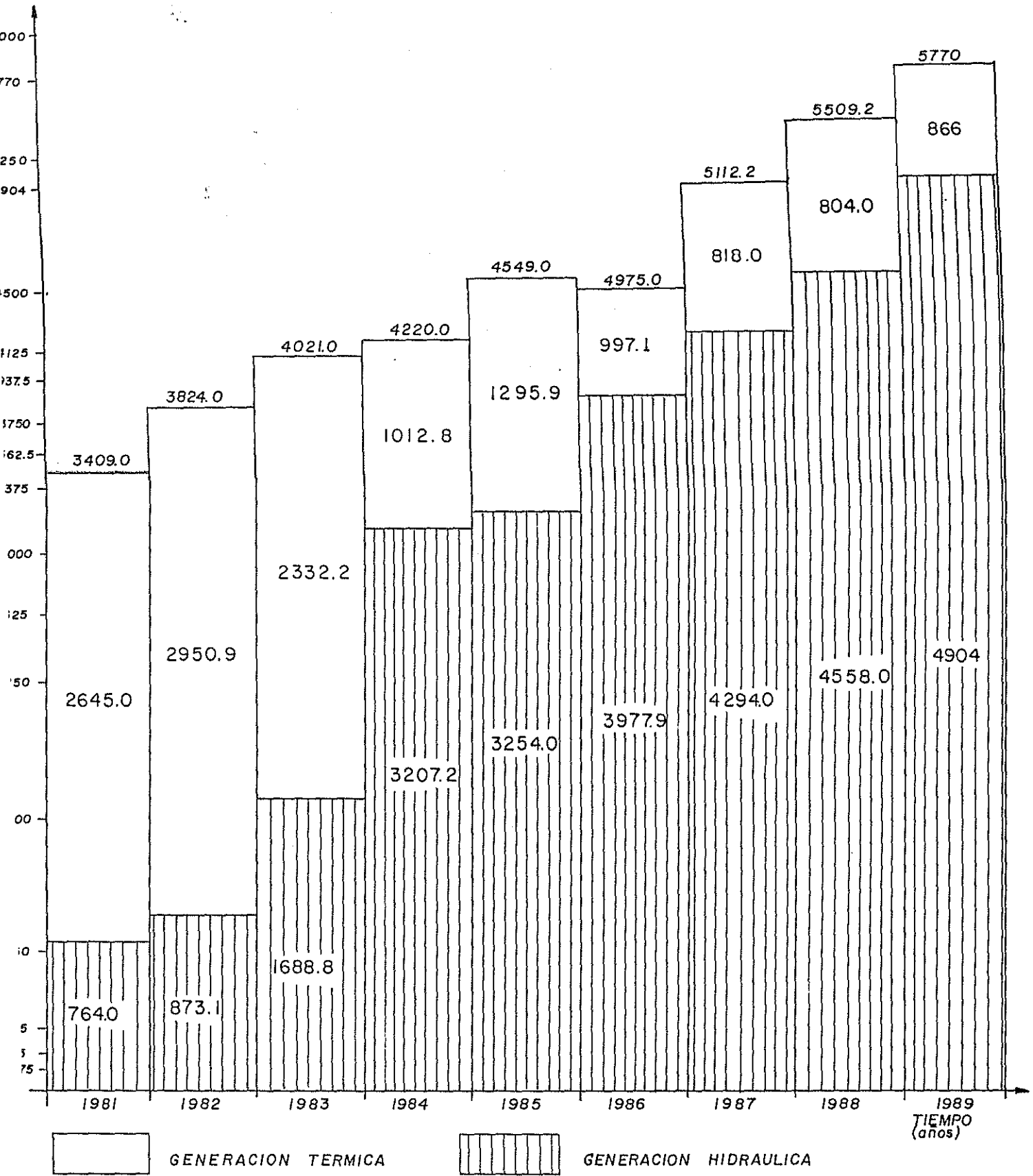
1981 - 1988



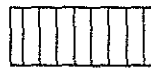
ENERGIA GENERADA

1981 - 1989

GENERACION
TOTAL GW/H

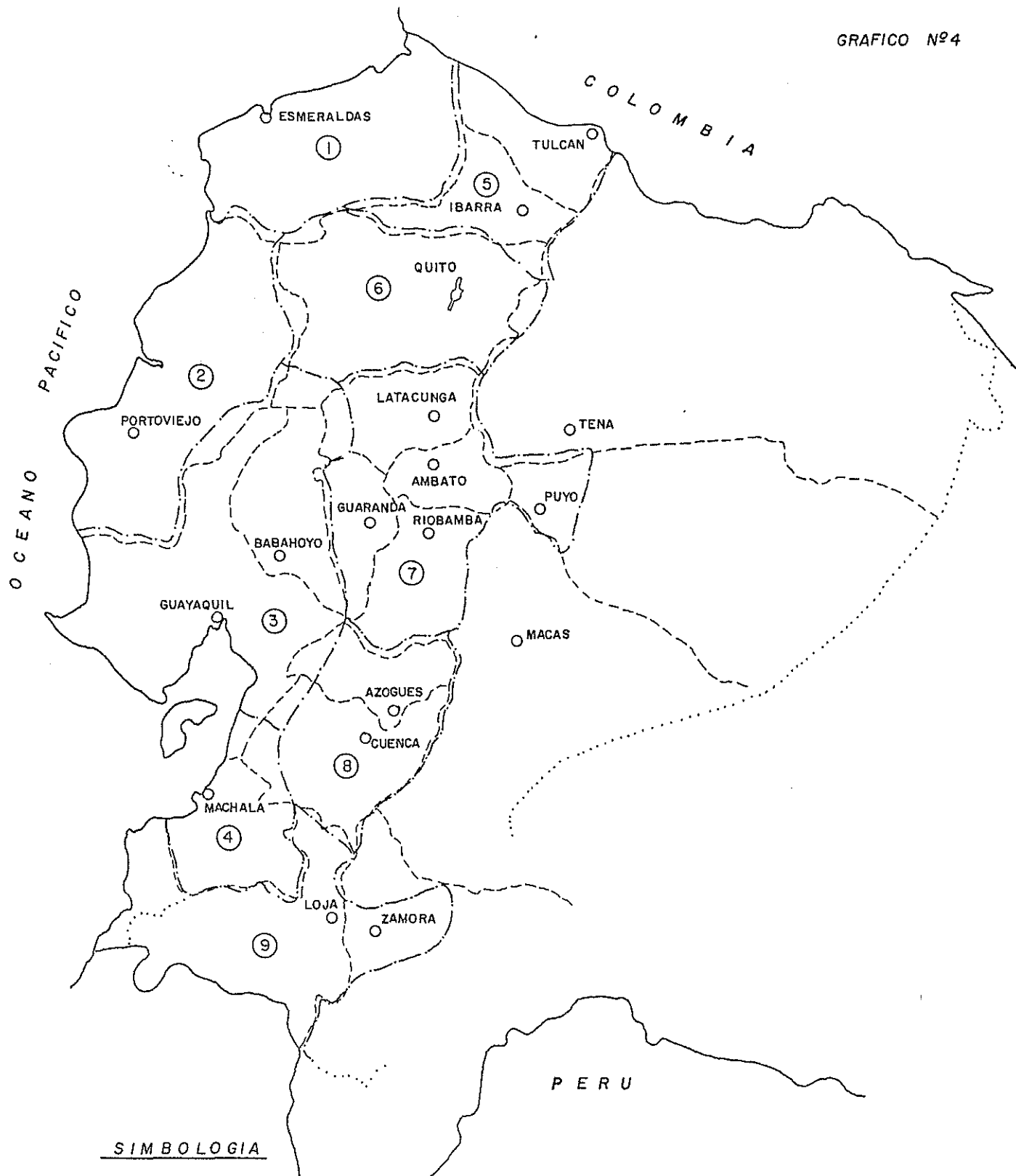


GENERACION TERMICA



GENERACION HIDRAULICA

TIEMPO
(años)



SIMBOLOGIA

- 1.- SISTEMA ESMERALDAS
- 2.- SISTEMA MANABI
- 3.- SISTEMA GUAYAS-LOS RIOS
- 4.- SISTEMA EL ORO
- 5.- SISTEMA REGIONAL NORTE
- 6.- SISTEMA REGIONAL PICHINCHA
- 7.- SISTEMA REGIONAL CENTRO NORTE
- 8.- SISTEMA REGIONAL CENTRO SUR
- 9.- SISTEMA REGIONAL SUR
- LIMITE SISTEMAS REGIONALES
- LIMITE PROVINCIAL
- CAPITAL DE PROVINCIA

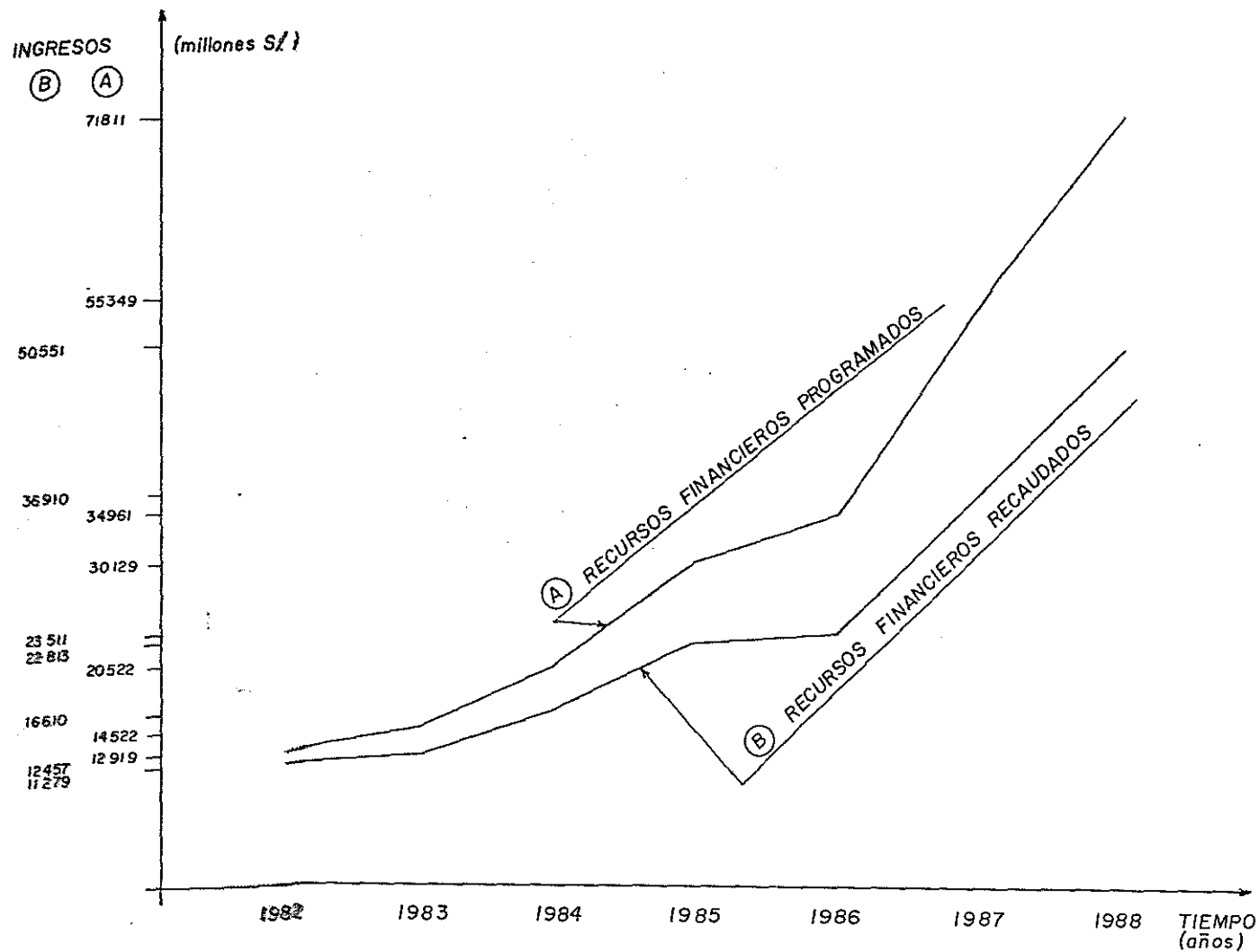
**EXPANSION DEL SISTEMA DE
 SUBTRANSMISION Y DISTRIBUCION
 SISTEMAS ELECTRICOS REGIONALES**



SISTEMA DE SUBTRANSMISION EXISTENTE
A DICIEMBRE DE 1986 Y PROGRAMADAS
PARA EL PERIODO 1987- 1991
ZONA SUR

INGRESOS, OTRAS ENTRADAS DE FINANCIAMIENTO PROGRAMADOS
Y EJECUTADOS
(EN MILLONES DE SUCRES CORRIENTES)

ESCALA: INGRESOS 1cm = 6528 x 10⁶ S/.
TIEMPO 1cm = 0.5 año



EGRESOS PROGRAMADOS Y EFECTIVOS
 (MILLONES DE SUCRES; CORRIENTES)

ESCALAS: EGRESOS: 1cm = 6528 x 10⁶
 TIEMPO : 1cm = 0.5 año

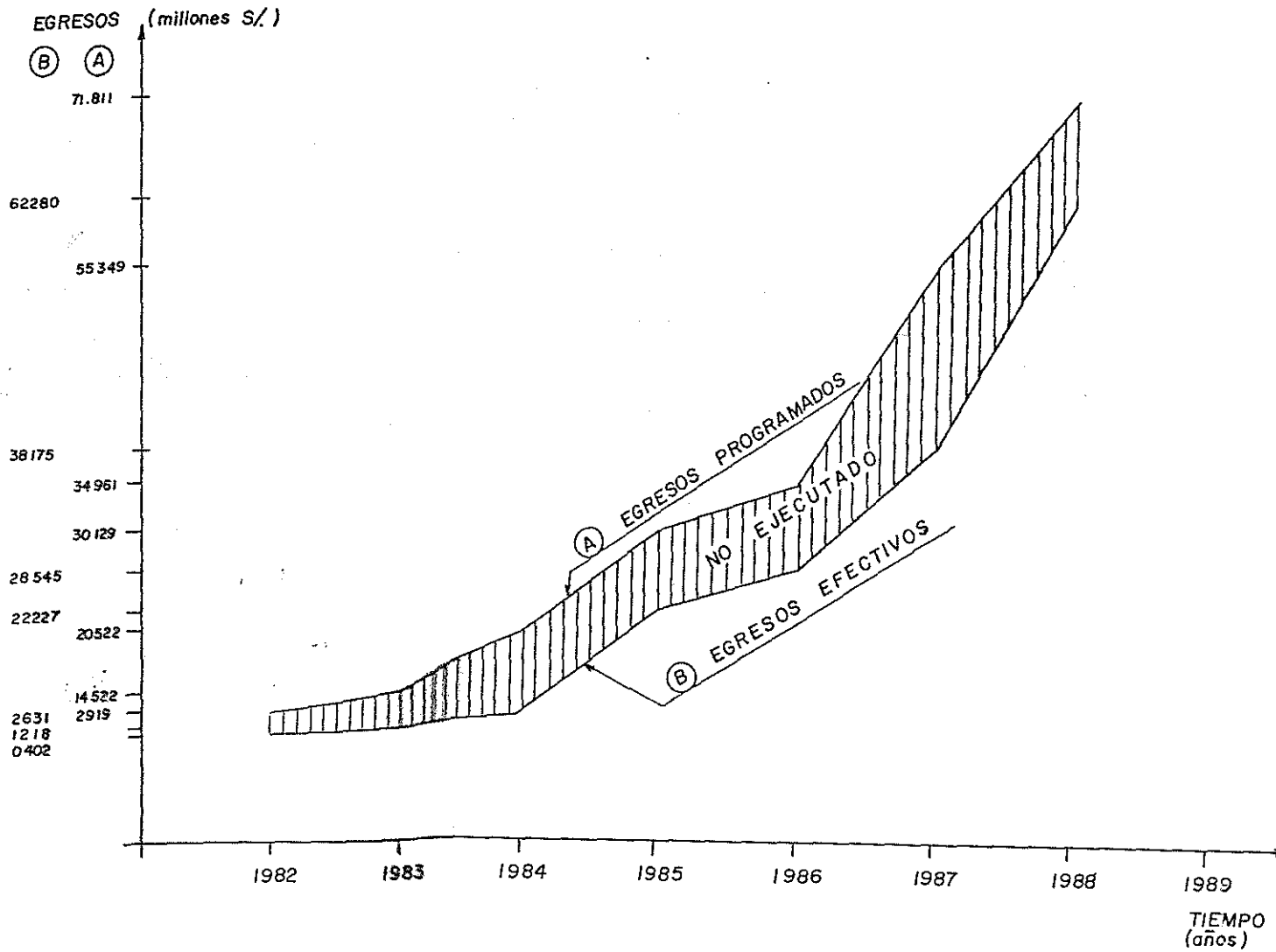
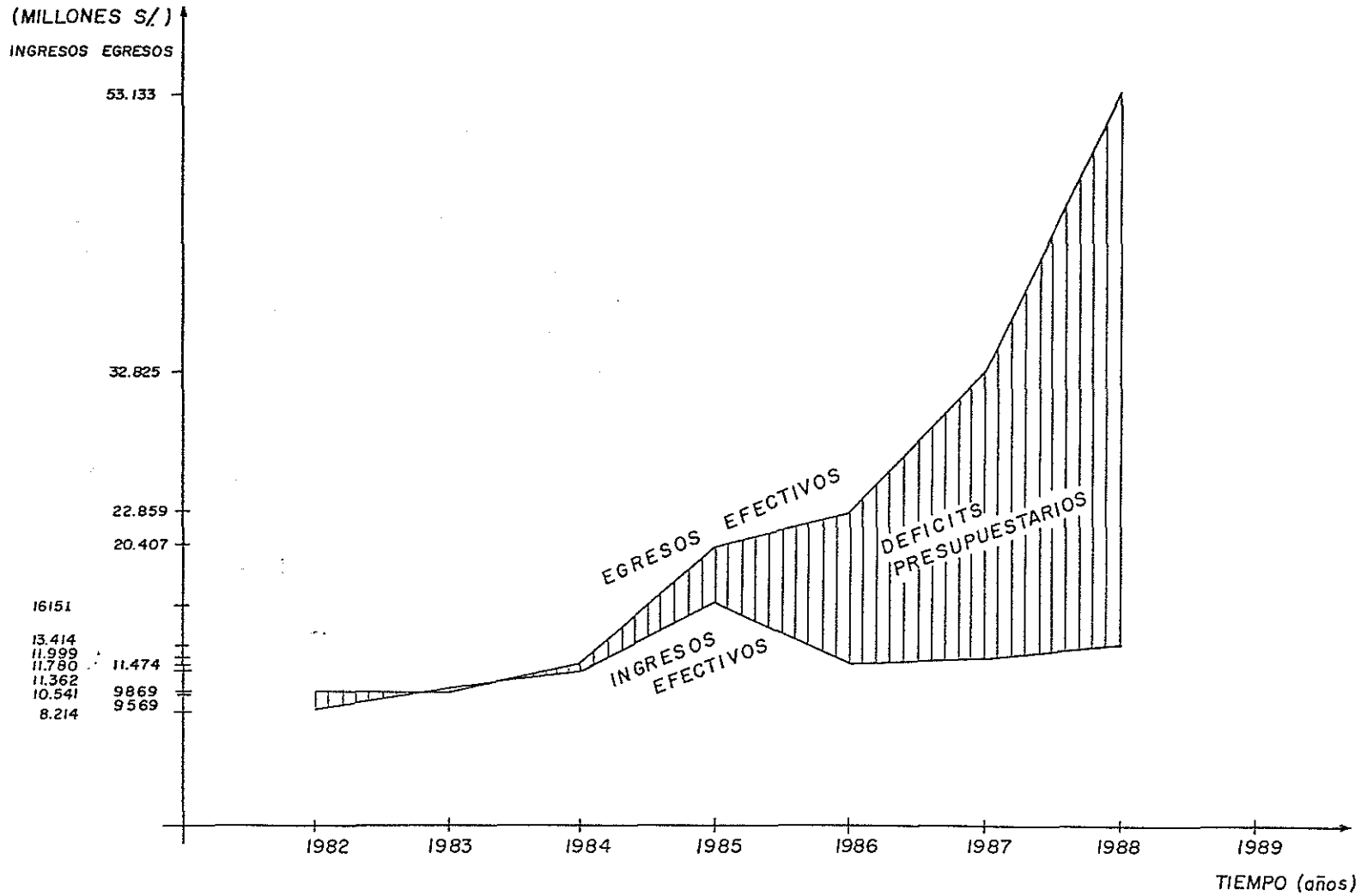


GRAFICO Nº 7

INGRESOS EGRESOS - DEFICITS EFECTIVOS
(MILLONES DE SUCRES CORRIENTES)

ESCALAS: INGRESOS - EGR. 1cm = 4830 x 10⁶ S/
TIEMPO 1cm = 0.5 año



B I B L I O G R A F I A

- "Crisis Económica del País y Evolución del Sector Eléctrico Ecuatoriano", Dirección de Planificación, INECEL, Mayo 1990.
- "El Problema Financiero del Sector Eléctrico", INECEL, Marzo 1988.
- "Impacto de las Medidas Económicas en las Finanzas de INECEL", INECEL, 1987.
- "Informe sobre la Problemática de las Empresas Eléctricas, en relación con la Deuda por concepto de Compra de Energía a INECEL (DOSNI) y Alternativas de Solución", INECEL.
- "La Deuda del Sector Eléctrico Ecuatoriano", 1990.
- "La Electrificación en el Ecuador", Conferencia sustentada por el Ing. Marcelo Jaramillo, Gerente General de INECEL en el IAEN, Mayo 1990.
- "Liquidación Presupuestaria, Ingresos y Egresos 1988, 1989 y Proforma Presupuestaria 1990".
- "Programa de Rehabilitación Financiera del Sector Eléctrico", INECEL, Octubre 1988.
- "Proyecto de Electrificación Rural", División de Programación-Control y Evaluación, INECEL, Julio 1989.
- "Proyecto Hidroeléctrico Paute Fase C", Informe

Trimestral Enero - Marzo 1989, Sistema Nacional Interconectado, Dirección Ejecutiva de Ingeniería y Construcción.

- "Rehabilitación Financiera de Inecel y el Sector Eléctrico Ecuatoriano", Junio 1988.
- "Saldo de Deudas de Entidades del Gobierno, Consejos Provinciales, Consejos Municipales, otros Organismos del Sector Público y del Sector Privado de las Empresas Eléctricas a Diciembre de 1988", INECEL.
- Leyes y Reglamentos vigentes.

GLOSARIO DE TERMINOS

MVA	Potencia aparente
KV	Tensión (voltios, kilovoltios)
MW	Potencia efectiva
MWh	Energía eléctrica generada
Demanda máxima	Potencia máxima necesaria para cubrir el pico
Potencia instalada	Potencia a base de equipo
Energía generada bruta	Potencia generada a nivel de bornes del generador

AUTORIZACION DE PUBLICACION

Autorizo al Instituto de Altos Estudios Nacionales la publicación de este Trabajo, de su bibliografía y anexos, como artículo de la Revista o como artículos para lectura seleccionada.

Quito, 27 de Junio de 1990


FIRMA DEL CURSANTE

ECON. FERNANDO RODRIGUEZ DIAZ