

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR
FACULTAD DE CIENCIAS ECONOMICAS
DEPARTAMENTO DE ECONOMIA



“LA CAPACIDAD ECONOMICA FINANCIERA DE CEL EN
EL PROCESO DE EXPANSION DEL SISTEMA DE GENE-
RACION DE ENERGIA ELECTRICA HASTA EL AÑO 2000”

TRABAJO DE GRADUACION PRESENTADO POR:

FELIPE GARCIA RENDERO
JOSE MAURICIO AGUILUZ
JULIO ADOLFO GRANADOS RIVAS

PARA OPTAR AL GRADO DE
LICENCIADO EN ECONOMIA

ENERO - 1985



T
338.4762131
C-216c

8.1

UES BIBLIOTECA CENTRAL



INVENTARIO: 10109121

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR

DR. MIGUEL ANGEL PARADA
RECTOR.

DRA. ANA GLORIA CASTANEDA DE MONTOYA
SECRETARIO GENERAL

FACULTAD DE CIENCIAS ECONOMICAS

LIC. CARLOS HUMBERTO HENRIQUEZ
DECANO

LIC. JOSE FERNANDO FLORES
SECRETARIO

JURADO EXAMINADOR:

PRESIDENTE : LIC. DANIEL PALMA BLANCO
PRIMER VOCAL : LIC. JORGE SALOMON MONTESINO
SEGUNDO VOCAL : LIC. RICARDO ORLANDO TORRES GODOY

DEDICATORIA

A DIOS TODOPODEROSO

A NUESTROS PADRES

A NUESTRAS ESPOSAS

A NUESTROS HIJOS

A NUESTROS FAMILIARES Y AMIGOS

INDICE

	PAGINA
INTRODUCCION	
CAPITULO I	
-GENERALIDADES DEL SUB-SECTOR ENERGIA ELECTRICA	1
A. ANTECEDENTES HISTORICOS	1
1. Aspectos Importantes hasta 1945	1
2. Aspectos Importantes de 1945 a 1954	3
B. ASPECTOS RELEVANTES DE LA LEY DE CONSTITUCION DE CEL	6
1. Aspectos Económicos	8
2. Aspectos Financieros	9
3. Organización	10
4. Principales Funciones y Atribuciones	12
CAPITULO II	
-ANALISIS EVALUATIVO DEL PROCESO DE EXPANSION DEL SISTEMA DE GENERACION DE ENERGIA ELECTRICA	13
A. PROCESO DE EXPANSION 1954-1983, CAPACIDAD INSTALADA	13
B. RECURSOS ECONOMICO-FINANCIEROS UTILIZADOS EN EL PROCESO DE EXPANSION 1954-1983	17
1. Costo y Financiamiento de los Proyectos	18
2. Recursos Económicos	25
C. NIVEL DE LAS TARIFAS: PRECIOS PRIVADOS, -PUBLICOS Y POLITICOS	28
1. Precios Privados	29
2. Precios Públicos	29
3. Precios Políticos	29

	PAGINA
D. EXPANSION DEL SISTEMA Y SUS VINCULACIONES CON EL DESARROLLO ECONOMICO.	34
1. Sector Industrial	37
2. Sector Comercial	39
3. Administración Pública	41
E. PROGRAMAS DE ELECTRIFICACION RURAL	43
F. PRODUCCION Y DISTRIBUCION DE ENERGIA ELECTRICA	48
1. Producción	49
2. Distribución	49
G. EXPERIENCIAS EN LOS PROGRAMAS DE INTERCONEXION ELECTRICA REGIONAL	51
1. Importancia de las Interconexiones	51
2. Interconexión Honduras-Nicaragua	52
3. Interconexión Costa Rica - Nicaragua	53
4. Interconexión Costa Rica - Panamá	54
5. Interconexión El Salvador - Guatemala	55
H. RENTABILIDAD Y CAPITALIZACION DE CEL	57
1. Rentabilidad	57
2. Capitalización de CEL	59
I. ANALISIS ECONOMICO-FINANCIERO (1979-1983)	59
J. CUANTIFICACION DEL DAÑO EN INFRAESTRUCTURA Y SUS IMPLICACIONES FINANCIERAS.	62
 CAPITULO III	
- PROGNOSIS DE LA CAPACIDAD ECONOMICO-FINANCIERA DE CEL	68
A. PLAN DE EXPANSION PREVISTO HASTA EL AÑO 2000	68
1. Central Geotérmica de Berlín	68

	PAGINA
2. Central Geotérmica de Chipilapa	68
3. Central Geotérmica de Chinameca	69
4. Expansión Central Hidroeléctrica Cerrón Grande	69
5. Central Geotérmica de San Vicente	69
6. Central Hidroeléctrica El Tigre	70
7. Central Termoeléctrica de Carbón	70
8. Expansión Central Hidroeléctrica 5 de Noviembre	71
9. Central Termoeléctrica de Carbón	71
B. RECURSOS ECONOMICO-FINANCIEROS NECESARIOS PARA REALIZAR LOS PROYECTOS CONTENIDOS EN EL PLAN DE EXPANSION, HASTA EL AÑO 2000.	73
1. Recursos Económico-Financieros Internos	73
a) Venta de Energía Eléctrica	73
b) Asignación para Depreciación.	75
c) Préstamos Transferencias y Subsidios del Gobierno Central.	76
d) Préstamos del Sistema Bancario Nacional y Otros	76
e) La Comercialización de Hidrocarburos	77
2. Recursos Económico-Financieros Externos	77
a) Fuentes de Fondos	77
b) Usos de Fondos	79
c) Necesidades de Fondos	81
d) Plan de Financiamiento	83
3. Rentabilidad y Capitalización de CEL	86
a) Rentabilidad	86
b) Capitalización	87

	PAGINA.
4. Aspectos Presupuestarios	87
a) Ingresos Corrientes	89
b) Gastos Corrientes	89
c) Ingresos de Capital	91
d) Gastos de Capital	91
 CAPITULO IV	
-EFECTOS DEL PLAN DE EXPANSION HASTA EL AÑO 2000 EN LA ECONOMIA NACIONAL.	93
A. NIVELES DE INVERSION	93
B. NIVELES DE EMPLEO	96
1. Efectos Directos	96
2. Efectos Indirectos	98
C. DEUDA EXTERNA	98
D. BALANZA DE PAGOS	100
1. Generalidades	100
2. Efectos en la Cuenta Corriente	102
a) Exportación de Bienes y Servicios	102
b) Importación de Bienes y Servicios	103
c) Servicio de Factores	103
3. Efectos en la Cuenta Capital	104
a) Capital de Mediano y Largo Plazo	104
E. EFECTOS DIRECTOS E INDIRECTOS DE LAS TARIFAS	104
1. Aspectos Generales	104
2. Análisis de la Incidencia del Costo de la Energía Eléctrica en los Sectores Económicos.	106

	PAGINA.
3. Incidencia en el Presupuesto Familiar	108
4. Efectos Indirectos	109
5. Proyección de Incrementos Tarifarios y su Incidencia	110
F. OTROS EFECTOS ECONOMICOS Y SOCIALES	111
1. Efectos Económicos.	111
a) Vivienda	111
b) Agricultura	112
c) Riego	112
d) Pesca	113
2. Efectos Sociales	113
CAPITULO V.	
-CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	116
A. CONCLUSIONES	116
B. RECOMENDACIONES	121
A N E X O S	123
GLOSARIO DE TERMINOS	136
BIBLIOGRAFIA	140

INDICE DE CUADROS ESTADISTICOS

<u>N o m b r e</u>	<u>Número</u>	<u>Página</u>
Potencia Instalada de Empresas Productoras de Energía Eléctrica (Mzo. 1952).	1	7
Centrales Generadoras 1954-1983 y Estructura de la Capacidad Instalada.	2	14
Evolución del Sistema de Generación de CEL, 1954-1983.	3	15
Capacidad Instalada y su Estructura año 1984	4	17
Costo de los proyectos hasta 1983	5	18
Financiamiento Destinado al Proyecto San Lorenzo al 31 de diciembre de 1983.	6	24
Comparación Costos Reales y Estimados Sexto Proyecto de Energía.	7	26
Relación Histórica de las tarifas por Energía y por Demanda.	8	30
Tarifas de Venta en Bloque de CEL Período 1954-1983	9	31
Pérdida de Ingresos por Depreciación de Tarifas (1972-1983).	10	33
Relación entre la expansión del Sistema de Generación de CEL y el Producto Territorial Bruto.	11	35
Producción y Estructura de Distribución de Energía Eléctrica al 31 de diciembre de 1983.	12	48
Producción y Venta de Energía Eléctrica Sistema CEL 1954-1983	13	50
Costos Globales, Interconexión Guatemala - El Salvador	14	56
Cálculo de la Rentabilidad de CEL período 1954 - 1983	15	58

<u>N o m b r e</u>	<u>Número</u>	<u>Página</u>
Resumen de la Deuda de Corto Plazo período 1978 - 1983	16	63
Combustible Utilizado en Generación Térmica, 1980 - 1983	17	64
Principales Daños causados en la Infraestructura Física al Sub-sector Energía Eléctrica Mayo/80 a Diciembre de 1983.	18	65
Estimación de Costos de los Proyectos de Expansión hasta el año 2000	19	72
Resumen de Fuentes de Fondos período 1984-2000	20	78
Tasas anuales de Escalación de Precios	21	80
Destino de los Fondos 1984-2000	22	81
Necesidades de Fondos 1984-2000	23	82
Modificaciones de los Estados de Resultados sin Incremento de Tarifas, -1984-2000	24	88
Resumen del Presupuesto Integrado de CEL, período 1984-2000	25	90
Programa de Inversiones y Estudios de CEL, período 1984-2000	26	94
Relación Inversión Sector Energía y Gobierno	27	95
Dotación de personal de CEL, Promedio Mensual, período 1979 - 1983	28	97
Relación Deuda Externa de CEL y Deuda Externa Pública	29	99
Balanza de Pagos en El Salvador	30	102
Proyección de la Deuda Externa de CEL hasta el año 2000	31	105
Incidencia del Costo de la Energía Eléctrica en el Valor Bruto de la Producción, año 1978	32	106

<u>N o m b r e</u>	<u>Número</u>	<u>Página</u>
Incidencia del Costo de la Energía Eléctrica en el Valor Bruto de la Producción considerado Precios de 1982.	33	107
Incidencia Directa del Costo de la Energía Eléctrica en la Canasta Familiar.	34	109

INTRODUCCION

La energía representa un factor determinante en toda actividad productiva y por ende ésta se convierte en el pilar impulsor de todo proceso que tienda al desarrollo económico.

-El presente trabajo tiene como objetivo fundamental demostrar si es conveniente o no, realizar los proyectos de expansión de energía eléctrica programadas hasta el año 2000, tomando en cuenta principalmente, la capacidad económico-financiera de CEL, fundamentada en su política tarifaria y financiera, así como en las necesidades de energía eléctrica que demanda el desarrollo económico y social del país.

La importancia de este trabajo radica en el análisis de las consecuencias económicas y financieras para el país en general y para CEL en particular, derivadas de la ejecución de dicho proceso de expansión, de tal manera, que nos permita conocer y evaluar los resultados esperados y elaborar las recomendaciones pertinentes.

Para este análisis, hemos planteado las siguientes hipótesis:

- Los actuales proyectos de inversión de CEL no guardan armonía con su futura capacidad económico-financiera, ni con los requerimientos del desarrollo económico y social del país.
- Los sistemas de tarifas vigentes no responden a los requerimientos financieros que demandan los proyectos de expansión de CEL.
- Los programas de electrificación rural no han contribuido al desarrollo económico y social de la población rural.

El desarrollo del trabajo lo hemos estructurado en cinco capítulos, _ iniciando su análisis con los aspectos generales para luego tratar lo específico del tema y finalmente, plantear las conclusiones y recomen_ daciones más importantes.

En el capítulo I se exponen los antecedentes históricos relativos al _ sub-sector energía eléctrica hasta el año 1954, y los aspectos más re- levantes de la ley de constitución de CEL, con el objeto de tener un _ panorama de la evolución histórica y el marco legal de referencia que_ determinan las políticas y objetivos de la Institución.

En el capítulo II, hacemos un análisis evaluativo del proceso de expan_ sión del sistema de generación desde 1954 hasta 1983, haciendo un enfo_ que separado del proceso en el período normal y en el período de cri-- sis, así como también las incidencias socio-económicas y financieras _ de dichos períodos (1954-1978/1979-1983).

En el capítulo III, se ha elaborado una prognosis de la capacidad eco- nómico-financiera de CEL, mediante el análisis del plan de expansión _ hasta el año 2000, y de los recursos económicos y financieros necesa-- rios para realizar dicho plan.

En el capítulo IV, hemos elaborado un estudio sobre los efectos en la economía nacional del plan de expansión hasta el año 2000.

De los resultados que se obtuvieron en los análisis efectuados, se es- tablecieron las conclusiones básicas y las recomendaciones principales, las cuales constituyen el capítulo V.

En este trabajo utilizamos la información bibliográfica para conocer en detalle lo relacionado con el proceso histórico de la energía, su importancia en el desarrollo económico y social del país, así como su problemática y perspectivas para el futuro; además, realizamos entrevistas con empleados de CEL que cuentan con gran experiencia en las áreas de mayor interés para nuestro estudio.

También efectuamos visitas a algunas centrales que generan energía eléctrica en sus tres tipos: Hidroeléctricas, Geotérmicas y Térmicas, para obtener una idea más concreta del funcionamiento del sistema.

En este estudio no se ha considerado una posible devaluación del colón salvadoreño y sus implicaciones económico-financieros en el subsector Energía Eléctrica y en el sistema económico del país.

C A P I T U L O I

GENERALIDADES DEL SUB-SECTOR ENERGIA ELECTRICA

A. ANTECEDENTES HISTORICOS.

Los pueblos del mundo bajo la obsesión por obtener mejores niveles de vida, hacen grandes esfuerzos para lograr su desarrollo de la mejor manera posible. Este desarrollo determina el status económico y social de los pueblos, que algunas veces por la dotación de recursos naturales que les favorecen logran mejores condiciones desarrollistas.

La marcha del progreso acompañada de la bondad de buenas condiciones naturales, propician los medios para que algunos países logren un mejor desarrollo sobre otros. Frente a esta concepción, El Salvador también ha tenido su propio desarrollo, al realizar cierto crecimiento económico, político y social, que de una u otra forma puede considerarse como progreso.

1. Aspectos Importantes Hasta 1945.

En materia de "Energía Eléctrica", fue en el año de 1882, después de una verdadera tenacidad, que aparecen las primeras empresas a prestar este servicio. Esta energía era producida por pequeñas centrales hidroeléctricas, de diesel o a vapor, situadas generalmente cerca de los lugares donde se consumía, lo cual de alguna manera dió lugar a que se realizaran las primeras actividades productivas relacionadas con la energía eléctrica.

La prestación de este servicio era posible con la autorización del Poder Ejecutivo o de las municipalidades, a través de contratos, en los cuales se especificaba la duración y las tarifas a cobrar a los usua-

rios.

Al considerar la energía eléctrica, como servicio de utilidad pública, el Gobierno exoneró de impuestos de cualquier naturaleza a las compañías existentes o por establecerse para que importaran maquinaria y equipo necesario para su instalación. 1/. Es así como años más tarde surge la Compañía de Alumbrado Eléctrico, con la cual también el Gobierno celebró diversos contratos de servicio. Esta empresa logró su perarse y llegó a ser considerada la más formal e importante, y que posteriormente se convirtió en "Compañía de Alumbrado Eléctrico de San Salvador". Su mayor transformación tiene lugar en 1925, a tal grado que muchos accionistas fundadores se retiraron, traspasando sus acciones a una empresa extranjera.

El espíritu progresista de los diferentes sectores y el afán característico de nuestra gente en general, dieron la contextura necesaria para tratar de hacer realidad la magnífica idea de la energía eléctrica, versión Río Lempa. Y así tenemos que en 1911 surge el primer programa serio de Gobierno que contenía precisamente la electrificación. 2/

En la Administración de don Manuel Enrique Araujo (Presidente de esa época), tomaron impulso los planes de electrificación en el país, pero se frustraron cuando éste fue derrocado. De ahí en adelante surgieron varias ideas sobre electrificación; pero que, así como surgieron

1/ Contrato celebrado por el Gobierno y el Sr. Stanley McNider, aprobado por el Poder Ejecutivo el 6 de octubre de 1882.

2/ FUENTE: "Esquema Histórico de la Electrificación en El Salvador" Presidencia de la República, Secretaría de Información, El Salvador, Diciembre de 1954.

3.
así también desaparecieron a consecuencia de la poca visión futurista de los gobernantes que nada más se concretaban a cuestiones momentáneas.

Una vez más en 1923 la idea de la electrificación vuelve a la palestra del gobernante en turno y se hicieron los primeros estudios y proyectos con algunas características que denotaban seriedad; pero que a pesar de su aparente formalidad, una vez más, éstos se esfumaron. Todo esto aconteció debido al ambiente de inseguridad que rodeaba a estos gobiernos, o sea que no contaban con el poder político necesario para realizar esta clase de obras. Así transcurren los años y gobiernos y se llega a 1935 donde la producción y distribución de energía eléctrica no había sido sometida a Legislación, ya que esta operación era considerada como un abastecimiento a través de empresas que adquirirían una autorización del Poder Ejecutivo o de las Municipalidades; pero el 31 de diciembre de 1935 es promulgada la Ley de Servicios Eléctricos. 3/

Mediante esta Ley se declaró de utilidad pública todas las obras de producción, transmisión y distribución de energía eléctrica, reglamentándose además los "usos" de cascadas, ríos, lagos y estanques de toda la República.

2. Aspectos Importantes de 1945 a 1954.

Transcurrieron varios años y la electrificación en gran escala seguía siendo un sueño para todos los salvadoreños. Fué hasta el 25 de junio de 1945, que el ingeniero Rafael E. Lima pronunció una confe--

3/ Diario Oficial No. 4, Tomo 120, del 6 de enero de 1936.

rencia sobre "La Electrificación Nacional de El Salvador en sus aspectos técnicos y sociales". 4/

En esta conferencia se expuso todo lo anteriormente actuado al respecto, así como también la forma de actuar para que los proyectos de electrificación se realizaran y que sus beneficios fuesen para todos los salvadoreños; así tenemos que en uno de los párrafos de su conferencia decía: "La pobreza extrema de nuestro pueblo es una cortapiza para la industrialización del país. Tan necesario, si no más que la electrificación, es la necesidad de elevar el standar de vida de los trabajadores y del pueblo. La elevación de los salarios se impone para que todo el proletariado se convierta en consumidor". Más adelante en su conferencia el Ingeniero Lima expuso en forma clara y formal, todo lo referente a la electrificación, así como también todos los aspectos técnicos, económicos, políticos y sociales que se derivarían al realizar esta clase de proyectos.

La conferencia del Ing. Lima despertó la idea adormecida de la electrificación, discutiéndose nuevamente todos los aspectos técnicos y naturales involucrados con la obra; tanto que el 3 de octubre de 1945, por Decreto Ejecutivo, se creó la "Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa", como un ente autónomo y apolítico que estudiaría todo lo concerniente a energía eléctrica y sus relaciones con la agricultura, la industria, el comercio y demás aspectos sociales de la población.

4/ Obra citada página 2.

El 26 de diciembre de 1945, mediante Decreto Legislativo No.285, el servicio de energía eléctrica fue declarado de utilidad pública y para noviembre de 1946, ya se contaba con el primer informe sobre programas de trabajo y organización de la Comisión de la cual el Ing. Lima era su presidente. Posteriormente a la empresa Harza Engineering Company le es encomendada realizar estudios completos a lo largo y ancho del Río Lempa, quien después de varios informes preliminares, recomendó que el lugar más adecuado para la construcción de la primera presa era la Chorrera del Guayabo.

Por su parte el Gobierno realizó gestiones ante el BIRF, a fin de obtener los recursos necesarios para realizar la obra. Es así como el 14 de diciembre de 1949, se suscribe el contrato de préstamo con el BIRF. Esta fué una etapa que denotó gran expectativa, ya que el pueblo estaba acostumbrado al no cumplimiento de promesas políticas.

Con gran júbilo la mañana del 21 de junio de 1951, se dió por iniciada la construcción de la Presa 5 de Noviembre, al abrir la válvula que dejó caer la primera carga de concreto. Esto sin duda marcó la pauta que impulsaría al pueblo salvadoreño hacia una nueva etapa, para superar el estancamiento económico y social tan arraigado en el país. Esto a su vez implicó el surgimiento de nuevas industrias, actividades productivas con nuevas técnicas, en fin un flujo de actividades colaterales que se perfilaban hacia una superación económica y social.

La culminación de la obra se realizó el 21 de junio de 1954, cuando el presidente de la República, puso en movimiento el mecanismo generador del fluido eléctrico. La ejecución de tan importante obra fue posible mediante el financiamiento de \$ 12,545,000.00 por parte del BIRF otorgado a CEL con garantía del Gobierno de El Salvador; CEL a su vez emitió bonos por la cantidad de ¢ 13,100,000.00.

La realización de esta obra representó un gran paso para el país, ya que todos los sectores incrementaron sus actividades. También es importante señalar que la capacidad instalada existente para la producción de energía eléctrica, antes de estar concluida la Central 5 de Noviembre, ascendía a 19,295 KW, (Ver cuadro No. 1). Como se puede apreciar, la capacidad instalada inicial de la Presa 5 de Noviembre (30,000 KW) incrementó en un 150% la producción de las diversas empresas existentes antes de su inauguración, teniendo en cuenta además, que al quedar terminado el proyecto, su capacidad de generación sería de 82.000 KW.

B. ASPECTOS RELEVANTES DE LA LEY DE CONSTITUCION DE CEL.

La Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa, fue creada mediante Decreto Ejecutivo en octubre de 1945 y se transformó en Institución autónoma sin fines de lucro, por Decreto Legislativo en septiembre de 1948. Su objetivo fundamental está determinado en el Artículo 2° que a la letra dice: "La Comisión tendrá por objeto desarrollar, conservar, administrar y utilizar los recursos energéticos y fuentes de energía de El Salvador, de conformidad a lo que disponga la presente ley, demás leyes, reglamen-

C U A D R O No. 1

POTENCIA INSTALADA DE EMPRESAS PRODUCTORAS DE ENERGIA ELECTRICA
(MARZO DE 1952)

PRODUCCION KW

NOMBRE DE LA EMPRESA	HIDRO-ELECTRICAS	DIESEL	VAPOR	TOTAL K.W.
INGON	2,256	--	--	2,256
CAESS	3,550	2,300	5,000	10,850
CLESA	700	580	--	1,280
CLES	1,260	--	--	1,260
MELLENDEZ E HIJOS	430	400	--	830
MATHEU Y CIA.	130	--	--	130
CEO	490	760	--	1,250
MEARDI, RAFAEL	385	--	--	385
CLEA	175	200	--	375
MANZANO	20	30	--	50
ADMINISTRACIONES MUNICIPALES	629	--	--	629
TOTALES	10,025	4,270	5,000	19,295

FUENTE: Ministerio de Economía, Revista de Economía de El Salvador.
Tomo IV. 1954.

tos y disposiciones de carácter general aplicables a la materia". 6/

1. Aspectos Económicos.

Al abordar los aspectos económicos, la variable de mayor importancia son las tarifas, ya que son éstas el instrumento mediante el cual las empresas eléctricas recuperan los costos de producción, distribución y el margen de rentabilidad que las incentiva a seguir invirtiendo.

Para garantizar el equilibrio financiero y la rentabilidad de la Comisión, la Ley en el Art. 5o., literal h), la faculta para determinar, fijar y modificar las tarifas, cánones, derechos y otros por servicio de energía eléctrica, aguas de riego y demás servicios que preste, los cuales deben ser razonables y estarán sujetos a aprobación previa del Poder Ejecutivo en el Ramo de Economía.

Para garantizar el acceso y disponibilidad a todos los recursos económicos necesarios para cumplir con sus objetivos, en el Art. 13 se declaran de utilidad pública todos los bienes muebles e inmuebles que

6/ Decreto No.487, Junta Rev. de Gobierno, D.O. 201, Tomo 269 del 24 de octubre de 1980. (Modificación al D.L. No.137, D.O. No.210, Tomo 145 del 27 de septiembre de 1948).

ha juicio de la Comisión se requieran para realizar sus proyectos.

Además de los beneficios económicos y sociales derivados de la generación y distribución de la energía eléctrica, la Ley de la Comisión ha contemplado la creación de programas de reforestación, riego, pesca, plantas de biogás, etc., los cuales constituyen una nueva alternativa para impulsar el desarrollo de las zonas afectadas por los embalses.

2. Aspectos Financieros.

Con el objeto de que la Institución rectora del sub-sector energía eléctrica tenga el oportuno y adecuado financiamiento para planificar y ejecutar los proyectos acorde con las necesidades presentes y futuras del país, la Ley de CEL contempla entre otras cosas lo siguiente:

Para asegurar la mayor eficiencia en la contratación de los recursos necesarios, con instituciones nacionales y extranjeras, el Art. 5°, literal i), faculta a la Comisión para obtener préstamos directos, emitir y colocar bonos, tanto en el mercado interno como en el externo, sin comprometer el crédito de la República y sólo con la aprobación del Poder Ejecutivo en el Ramo de Economía, salvo los casos comprendidos en el Art. 16, que ocurren cuando la institución financiera exige el respaldo del Estado como garantía del crédito, para lo cual se emite un decreto legislativo.

Los artículos 28, 29 y 30 establecen que el Estado puede proporcionar subvenciones presupuestarias a la CEL, cuando los ingresos de ésta no sean suficientes para cubrir los costos de expansión, operación, funcionamiento y demás obligaciones.

Estas subvenciones adquieren carácter de "préstamos sin intereses ni plazo de vencimiento y en última instancia pueden convertirse en inversiones del Estado en el capital de CEL". 7/

Para dar mayor garantía e incentivos a la inversión, el Art. 17 establece que los bonos emitidos por la Comisión, son inversiones legales y pueden ser objeto de operaciones de mercado abierto por parte del Banco Central de Reserva, así como aceptarse en garantía o fianza por cualquier oficina pública, factor que incide positivamente en su demanda.

Una interpretación de lo que establecen los artículos 5°, literales h), i) y m); 16° y 17°, lleva a la conclusión de que la CEL debe responder a la gran mayoría de las obligaciones financieras adquiridas para desempeñar las funciones que por Ley le corresponden, con sus propios recursos económicos, derivados del giro normal de sus actividades; sin embargo, la realidad parece ser otra, la cual quedará comprobada mediante el presente trabajo de investigación.

3. Organización.

La Ley de la Comisión, en los artículos 1°, 3° y 4° determina la forma como debe organizarse y administrarse.

Esta organización garantiza la participación de todos los sectores de la economía nacional, que en mayor o menor medida están relacionados con las actividades que le han sido encomendadas a la Comisión.

7/ Art. 29 de la Ley de Constitución de CEL.

La Junta Directiva y organización de CEL está integrada de la siguiente forma:

C A R G O	NOMBRADO POR:
Presidente	Ministerio del Interior
Director Propietario y Suplente.	Ministerio de Economía.
Director Propietario y Suplente.	Ministerio de Agricultura y Ganadería.
Director Propietario y Suplente.	Ministerio de Obras Públicas
Director Propietario y Suplente.	Bancos establecidos en el país.
Director Propietario y Suplente.	Tenedores de Bonos de CEL.
Director Propietario y Suplente.	Ministerio de Planificación y Coordinación del Desarrollo Económico y Social.
Director Propietario y Suplente.	Ministerio de Hacienda.
Director Ejecutivo	Junta Directiva de CEL.
Sub-Director Ejecutivo	Junta Directiva de CEL.
Ocho Superintendentes	Junta Directiva de CEL

Por los resultados obtenidos en la elaboración y ejecución de los distintos proyectos realizados hasta la fecha se puede considerar que la organización de la Comisión ha sido efectiva ya que el país cuenta con energía suficiente para cubrir sus necesidades.

En los artículos comprendidos del 19° al 25°, se determinan aspectos administrativos como la forma de elaborar su presupuesto cada cuatro años, régimen de salarios y otros gastos, auditoría y la obligación de informar a la Asamblea Legislativa sobre el giro de sus actividades, dentro de los primeros seis meses de cada año.

4. Principales Funciones y Atribuciones.

Entre las funciones y atribuciones más importantes de la Junta Directiva de la Comisión están la de nombrar todo el personal administrativo, técnico y otros que a su juicio son necesarios para el buen desarrollo de sus actividades; proponer leyes o reformas a la vigente acorde con sus atribuciones; elaborar los planes de expansión del sistema de generación de energía eléctrica en función del crecimiento económico y desarrollo social del país; proponer al Poder Ejecutivo, las tarifas, cánones y demás derechos relacionados con la venta de sus servicios; obtener préstamos, emitir bonos y desarrollar todas las actividades que vayan en beneficio de la Institución y del país.

C A P I T U L O I IANALISIS EVALUATIVO DEL PROCESO DE EXPANSION DEL
SISTEMA DE GENERACION DE ENERGIA ELECTRICA
DE CEL (1954 - 1983)

A. PROCESO DE EXPANSION 1954 A 1983, CAPACIDAD INSTALADA.

CEL inició sus operaciones en 1954, al poner en servicio la Central Hidroeléctrica 5 de Noviembre.

Durante el período 1954 - 1983 CEL expandió aproximadamente dieciocho veces su capacidad inicial. Este proceso de expansión se aprecia en los cuadros Nos. 2 y 3.

En 1954, antes de la entrada en servicio de la primera Central generadora de CEL, la capacidad total instalada en El Salvador se encontraba en manos de empresas particulares y ascendía a 20 MW, aproximadamente.

Hasta 1983, la CEL contaba con una capacidad instalada de 528.800 Kilovatios, de la cual el 58.7% era capacidad hidroeléctrica, el 23.4% térmica y el 17.9% era geotérmica. En la gráfica No. 1 se presenta el crecimiento anual de la capacidad instalada y en el cuadro No. 2 se puede apreciar con detalle esta estructura porcentual. Con la adición de la segunda unidad de la Central Hidroeléctrica 15 de septiembre, que entrará en operación en marzo de 1984 y de la Central a Gas de San Miguel en el mes de mayo de 1984, la capacidad instalada alcanzará 632,380 Kilovatios, cambiando el porcentaje estructural de generación a la forma siguiente: 61.5% será capacidad hidroeléctrica, 23.5% capacidad térmica y el 15.0% capacidad geotérmica; de tal forma que el 76.5% de la capacidad instalada será a base de recursos naturales propios, ver cuadro No. 4.

CENTRALES GENERADORAS 1954 - 1983 Y
ESTRUCTURA DE LA CAPACIDAD INSTALADA

NOMBRE DE LA CENTRAL	CAPACIDAD SEGUN P L A C A			AÑO DE INSTALACION
	MW	ESTRUCTURA (%)	MVA	
EN OPERACION 1983.				
A. Hidroeléctricas				
1. Central 5 de Noviembre				
No. 1	15.00		16.67	1954
No. 2	15.00		16.67	1954
No. 3	15.00		16.67	1957
No. 4	15.00		16.67	1961
No. 5	21.42		23.80	1966
Unidad de servicio	0.58		0.72	
Sub-Total	<u>82.00</u>	15.5	<u>91.20</u>	
2. Central Guajoyo	15.00	2.8	16.67	1963
3. Central Cerrón Grande				
No. 1	67.50		75.00	1976
No. 2	67.50		75.00	1977
Sub-Total	<u>135.00</u>	25.5	<u>150.00</u>	
4. Central 15 de Septiembre				
No. 1	78.30	14.8	100.00	1983
Total	<u>310.30</u>	<u>58.7</u>	<u>357.87</u>	
B. Térmicas				
1. Central Acajutla				
Planta a Gas 1/	6.60		7.77	1965
Planta a Vapor No. 1	30.00		35.29	1966
Planta a vapor No. 2	33.00		38.80	1969
Sub-Total	<u>69.60</u>	13.2	<u>81.86</u>	
2. Central a Gas Soyapango				
Unidad No. 1	16.70		21.18	1972
Unidad No. 2	16.70		21.28	1972
Unidad No. 3	20.50		27.69	1973
Sub-Total	<u>53.90</u>	10.2	<u>70.05</u>	
Total	<u>123.50</u>	<u>23.4</u>	<u>151.91</u>	
C. Geotérmica				
1. Central Ahuachapán				
Unidad No. 1	30.00		35.29	1976
Unidad No. 2	30.00		35.29	1977
Unidad No. 3	35.00		40.00	1980
Sub-Total	<u>95.00</u>	<u>17.9</u>	<u>110.58</u>	
Total General	<u>528.80</u>	<u>100.0</u>	<u>620.36</u>	
EN CONSTRUCCION				
A. Hidroeléctrica				
1. Central 15 de Septiembre No.2	<u>78.30</u>		<u>100.00</u>	1984
B. Térmica				
1. Central a Gas San Miguel	<u>25.28</u>		<u>35.29</u>	1984
	<u>632.38</u>		<u>655.65</u>	

1/ Utiliza Diesel para arranque.

FUENTE: CEL, Boletines Estadísticas Eléctricas No.15/Sept./84; Revista CEL No.2 Publicación trimestral Ene./Mzo./84 e información personal obtenida en CEL.

C U A D R O No. 3

EVOLUCION DEL SISTEMA DE GENERACION DE CEL

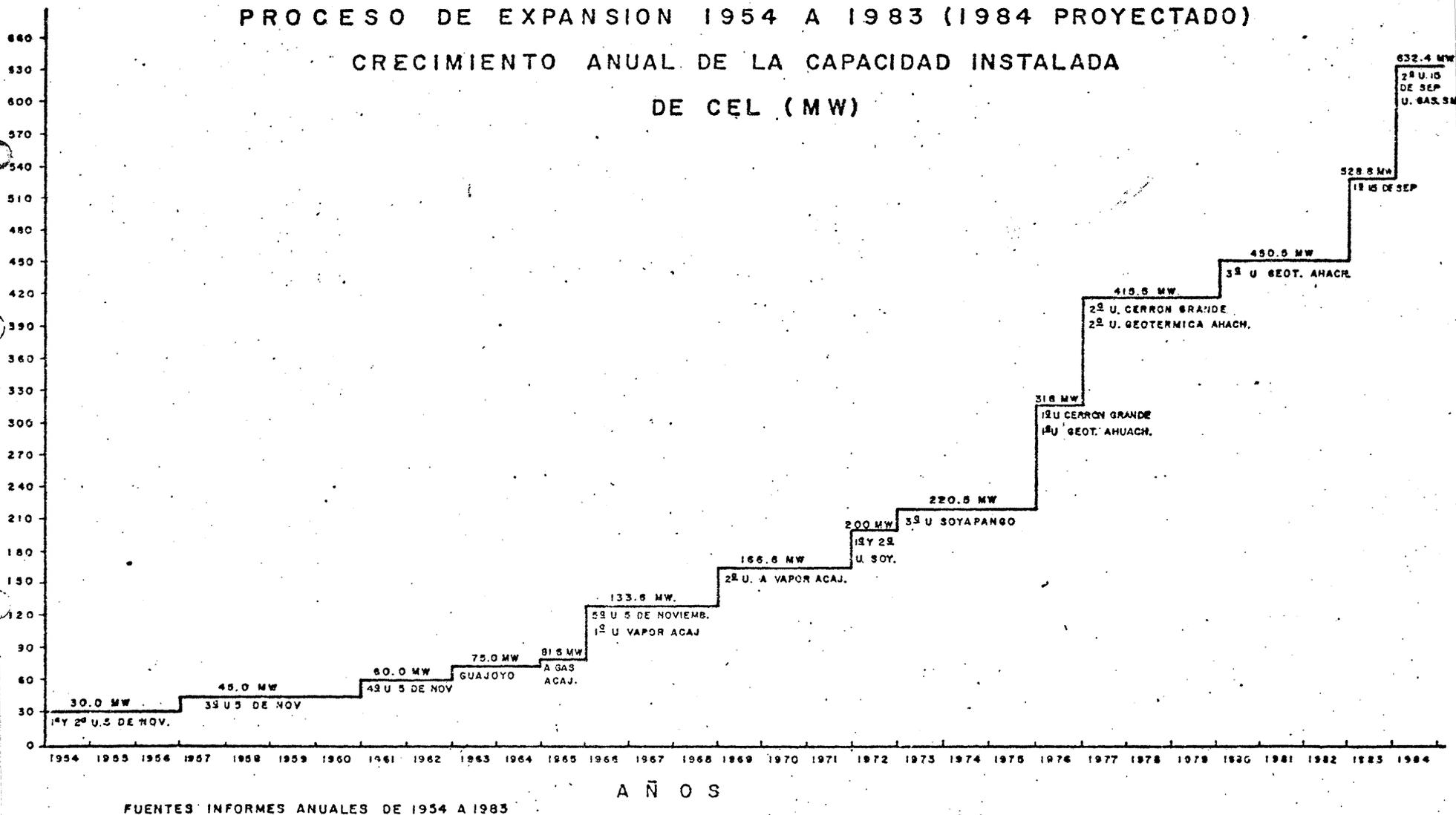
1954 - 1983

PERIODO	CAPACIDAD INSTALADA (MW)	TASA PROMEDIO CRECIM. ANUAL (%)	OBRAS CONSTRUIDAS
1954 a 1964	30.0 a 75.0	9.6	-Central Hidroeléctrica 5 de Noviembre, unidades 1, 2, 3 y 4. -Central Hidroeléctrica Guajoyo.
1964 a 1969	75.0 a 166.6	17.3	-Central Hidroeléctrica 5 de Noviembre, unidad 5. -Central a Gas Acajutla. -Central a Vapor Acajutla, unidades 1 y 2
1969 a 1974	166.6 a 220.5	5.8	-Central a Gas Soyapango, unidades 1, 2 y 3.
1974 a 1979	220.5 a 415.5	13.5	-Central Geotérmica de - Ahuachapán, unidades 1 y 2. -Central Hidroeléctrica Cerrón Grande, unidades 1 y 2.
1979 a 1984	415.5 a 528.8	4.9	-Central Geotérmica de Ahuachapán, unidad 3. -Central Hidroeléctrica 15 de Septiembre, unidad 1.

FUENTE: CEL, Desarrollo del Sistema hasta 1982, Documento No. CEL/SP 83-5, Revisado.

GRAFICA No. 1

PROCESO DE EXPANSION 1954 A 1983 (1984 PROYECTADO)
 CRECIMIENTO ANUAL DE LA CAPACIDAD INSTALADA
 DE CEL (MW)



C U A D R O No. 4
CAPACIDAD INSTALADA Y SU ESTRUCTURA AÑO 1984.

TIPO CENTRAL	CAPACIDAD (MW)	ESTRUCTURA (%)
Hidroeléctrica	388.6	61.5
Térmica	148.8	23.5
Geotérmica	95.0	15.0
T O T A L	632.4	100.0

FUENTE: Desarrollo del sistema CEL hasta 1982, documento CEL/SP/83-5. Junio 1983; revista CEL No. 2 Publicación trimestral enero/marzo de 1984 e información personal obtenida en CEL.

Actualmente de la capacidad instalada en el país el 96.5% corresponde a la CEL y el resto a las empresas distribuidoras.

B. RECURSOS ECONOMICO-FINANCIEROS UTILIZADOS EN EL PROCESO DE EXPANSION 1954 - 1983.

En el literal anterior se mostró cómo se ha expandido la energía eléctrica y cómo se ha modificado la estructura de la capacidad instalada durante el período 1954-1983, como resultado de la política de utilizar recursos propios para generar electricidad y depender menos de los recursos importados.

A continuación se analizará, en forma general, los recursos económicos-financieros utilizados para llevar adelante el proceso de expansión del sistema de generación de la CEL en el período 1954-1983.

1. Costo y Financiamiento de los Proyectos.

Hasta el año 1953 la demanda de electricidad fue atendida por empresas privadas que ocupaban sus propias plantas generadoras. Pero el tratar de aumentar la capacidad de generación para atender la demanda de electricidad cada vez más creciente; debido al aumento en la población y de la actividad económica a través del modelo de sustitución de importaciones, el cual dió impulso al desarrollo industrial manufacturero; exigía fuertes inversiones que el sector privado no podría realizar, especialmente porque éstas requieren del uso masivo de recursos naturales de propiedad pública, ubicados en el Río Lempa, así como porque el sub-sector energía eléctrica tendía a la estatización.

C U A D R O No. 5
COSTO DE LOS PROYECTOS HASTA 1983
(Valor de Adquisición)

NOMBRE DEL PROYECTO	COSTO TOTAL (MILLONES DE ¢)	A Ñ O
Central Hidroeléctrica 5 de Noviembre	56.1	1966
Central Hidroeléctrica de Guajoyo	28.3 <u>1/</u>	1963
Central a Gas Acajutla	4.1	1965
Central a Vapor Acajutla	33.3	1969
Central a Gas Soyapango	21.5	1973
Central Hidroeléctrica Cerrón Grande	318.7	1977
Central Geotérmica Ahuachapán	246.5 <u>2/</u>	1980
Central Hidroeléctrica 15 de Septiembre	<u>678.1</u> <u>3/</u>	1983
T O T A L	<u><u>1,386.6</u></u>	

1/ Incluye el costo de las obras de control del Lago de Guija: ¢ 14.6 millones.

2/ Incluye el costo de la canaleta al mar: ¢ 54.1 millones

3/ Inversión Real al 31 de diciembre de 1983.

FUENTE: CEL, informe Financiero al 31 de diciembre de 1983, Pág. 12

Ante esta situación el Estado encargó a CEL la preparación de estudios e investigaciones necesarias a fin de utilizar el potencial hidráulico existente en el país, con el objeto de incrementar la capacidad productiva y satisfacer la demanda.

Fue así como el 18 de agosto de 1950 el Consejo de Gobierno Revolucionario emitió el decreto No. 739, por cuyo medio se votó el "Presupuesto Extraordinario para la Construcción y Financiamiento de las Obras del Proyecto Hidroeléctrico del Río Lempa".

El costo total del primer proyecto hidroeléctrico (Central Hidroeléctrica 5 de Noviembre) fue de 56.1 millones de colones (Ver cuadro No. 5), el cual fue financiado inicialmente así: un préstamo concedido por el Banco Interamericano de Reconstrucción y Fomento (BIRF) por la suma de 31.4 millones de colones (BIRF-22-ES, ver cuadro anexo No.1); una emisión de bonos por 13.1 millones de colones, subsidios del gobierno para la construcción del fondo de reserva y expansión por 5 millones de colones, a razón de un millón por año, de 1951 a 1955 inclusive, y el resto fue financiado con recursos propios de CEL.

Antes de que se finalizara la construcción total de la Central Hidroeléctrica 5 de Noviembre, se iniciaron los estudios para la explotación de los recursos hidráulicos del Lago de Guija, los cuales se realizaron en dos etapas:

- a) Utilización de la cuenca lacustre, por medio de una presa, como embalse regulador de la corriente del Río Lempa en la estación seca;
- b) Instalación de una planta generadora en la confluencia del desagüe del Lago de Guija con el Río Guajoyo.

El costo total de estas obras fue de 28.3 millones de colones, y fueron financiadas con préstamos del BIRF y con fondos propios de CEL. Al mismo tiempo por razones de seguridad y para atender las necesidades del desarrollo industrial se llevó a cabo la instalación de la Central a Gas de Acajutla, cuyo costo fue de 4.1 millones de colones, esta obra fue financiada con fondos propios y un crédito de proveedores por 2.3 millones de colones.

Como resultado de los estudios elaborados para la CEL por la firma consultora Salzgiether Industrieban Gesellschaft, de Alemania 1/, se aprobó el proyecto de construir en Acajutla una planta a vapor de 30,000 Kilovatios para garantizar durante la estación seca, la energía generada por las centrales 5 de Noviembre y Guajoyo. El costo de esta unidad asciende aproximadamente a 16 millones de colones de los cuales, cerca de 7 millones fueron pagados con fondos propios de CEL y el resto se financió con parte del préstamo BIRF 342-ES. También en combinación con esta obra se llevaron a cabo los trabajos de montaje de la quinta unidad generadora en la Central 5 de Noviembre, esta obra se financió con fondos propios de CEL y con fondos del préstamo BIRF 342-ES.

Con el objeto de evitar una escasez de energía eléctrica para fines de 1969, la CEL inició las gestiones para la instalación de una segunda unidad a vapor en la Central a Vapor de Acajutla, esta obra se financió mediante contratos especiales entre CEL y los proveedores Mitsubishi de Japón.

1/ CEL, informe de labores correspondiente al Ejercicio 1964.

El 28 de septiembre de 1971 fue votado por la Asamblea Legislativa _ por Decreto No. 421 2/, el presupuesto extraordinario para la construcción de la Central de Turbina a Gas de Soyapango y construcción del _ sistema de transmisión San Rafael Cedros-San Miguel a 115 KV. La instalación de las primeras dos unidades y la línea de transmisión fueron financiadas con un préstamo equivalente a 14 millones de colones _ otorgado por la Asociación Internacional de Fomento al Gobierno de El Salvador y traspasado a CEL mediante contrato subsidiario. En 1973 se hizo necesario la adquisición de una tercera unidad de turbina a gas, para integrar el complejo de su tipo instalado en Soyapango, que permitiera hacer frente a la emergencia creada por la sequía, compensar el déficit de producción de las centrales hidroeléctricas y evitar daños a la actividad económica del país; la adquisición fue posible mediante un crédito de 5.7 millones de colones, de los proveedores Hitachi America Ltda., avalado por el Banco Central de Reserva.

Para dar impulso al desarrollo económico del país y habiéndose analizado los acontecimientos mundiales que afectaron el mercado del petróleo se decidió la construcción de la Central Hidroeléctrica Cerrón _ Grande como una medida previsoras que permitiría ahorrar millones de colones en combustible importado y la mayor utilización de recursos _ naturales autóctonos. El costo total del proyecto fue de 318.7 millones de colones, los que fueron financiados así: un contrato subsidiario de préstamo por 95.2 millones de colones otorgados por el BID; un contrato de préstamo de 67.3 millones de colones otorgado por el BIRF, la CEL obtuvo autorización de la Asamblea Legislativa para una emi---

2/ CEL, informe anual 1971.

sión de bonos por 25.0 millones de colones (Bonos con vencimiento 1983), un préstamo a largo plazo del Fondo de Inversiones de Venezuela por 25.6 millones de colones; adicionalmente se obtuvo un préstamo a corto plazo con un grupo de bancos internacionales, encabezados por el Canadian American Bank por 75.0 millones de colones; complementando el financiamiento con fondos propios de CEL.

Colateralmente con la construcción de la Central Hidroeléctrica Cerrón Grande se ejecutó el Proyecto Geotérmico de Ahuachapán, que colocaba a El Salvador como el segundo país de América Latina en utilizar vapores del subsuelo para producir energía eléctrica.

Estos dos proyectos (Central Hidroeléctrica Cerrón Grande y las primeras dos unidades de la Central Geotérmica de Ahuachapán) y la construcción de la primera etapa del Centro de Despacho de Carga, Control Supervisorio y Microondas; se identificaban como Presupuesto Extraordinario-Sexto Proyecto de Energía. 3/

La construcción de la 3a. unidad geotérmica (Central Geotérmica Ahuachapán), la 2a. etapa del Centro de Despacho de Carga, Control Supervisorio y Microondas, y otras obras adicionales fueron incluidas en otro presupuesto extraordinario que se identificó como 7o. Proyecto de Energía. 4/

3/ Decreto Legislativo No.300, publicado en el D.O. No. 141 del 30 de julio de 1973.

4/ Decreto Legislativo No.102, publicado en el D.O. No. 187 del 11 de octubre de 1976.

El costo de las tres unidades de la Central Geotérmica de Ahuachapán fue de 246.5 millones de colones, que incluye 54.1 millones de colones como costo de la Canaleta al mar, y fue financiado de la siguiente manera: se efectuó un contrato de préstamos con el proveedor Mitsubishi Shoja Kaisha Ltd. (contrato CEL-922) por 10.6 millones de colones; se efectuó otro contrato de préstamos con el proveedor G.I.E.^{5/} por 1.3 millones de colones; la CEL efectuó una emisión de bonos con vencimiento 1991 por un total de 40.0 millones de colones, dos préstamos otorgados por el Banco Internacional de Reconstrucción y Fomento (BIRF) uno por 75.0 millones de colones (BIRF-1288-ES) y otro por 22.5 millones de colones (BIRF-1289-ES); parte de los fondos del préstamo BIRF-889-ES (17.5 millones de colones); parte de los fondos provenientes del Fondo de Inversiones de Venezuela (FIV CE-ES-03-67, 3.8 millones de colones), y el financiamiento se complementó con fondos propios de CEL provenientes de la venta de energía y de préstamos a corto plazo.

Siempre previendo el crecimiento del mercado, la CEL continuó con su plan de expansión y después de haber efectuado los estudios pertinentes se decidió realizar el Proyecto Hidroeléctrico San Lorenzo, el cual se ejecuta amparado en el presupuesto votado para tal fin. ^{6/} El monto invertido en el proyecto al 31 de diciembre de 1983, fue de 678.1 millones de colones y sus fuentes de financiamiento se detallan en el cuadro No. 6.

^{5/} Grupo Industrie Elettro Meccaniche Per Impianti All'Estero, Empresa Italiana proveedora del equipo eléctrico de la Unidad No. 2; contrato CEL-935, Mayo de 1974.

^{6/} Decreto Legislativo No.479 publicado en el D.O. No.62 del 6/abril de 1978.

C U A D R O No. 6
 FINANCIAMIENTO DESTINADO AL PROYECTO SAN LORENZO
 AL 31 DE DICIEMBRE DE 1983.
 (MILLONES DE COLONES)

	VALOR CONTRATADO	VALOR UTILIZADO	VALOR DISPONIBLE
<u>PRESTAMOS SUBSIDIARIOS</u>			
BID 525/SF/ES	113.5	113.5	--
BID 019/VF/ES	75.0	75.0	--
BID 340/OI/ES	37.5	37.5	--
BID 683/SF/ES	41.2	38.4	2.8
BID 102/II/ES	123.7	99.8	23.9
ACDI	17.4	16.7	0.7
BCIE - FCIE - 147	5.4	3.9	1.5
<u>PRESTAMOS DIRECTOS</u>			
FIV-03-67 <u>1/</u>	34.4	34.4	--
Banco Exterior de España, S.A.	18.9	18.8	0.1
Fondo Especial para Proyectos de Inversión Pública (FEPIP-GOES)	31.0	31.0	
FIV-04-102 <u>1/</u>	23.0	23.0	
<u>CREDITO DE PROVEEDORES</u>			
BOETICHER Y NAVARRO, S.A.	15.2	15.2	
HITACHI (Contrato CEL-1116)	13.1	13.1	
PORCION BONOS EMISION 1992	21.1	21.1	
FONDOS PROPIOS DE CEL	165.9 <u>2/</u>	136.8	29.1
	736.3	678.2	58.1

1/ Porción del préstamo destinado a financiar el Proyecto San Lorenzo.

2/ Según Presupuesto Extraordinario. Decreto 479, D.O. No. 62, del 6 de abril de 1978.

FUENTE: CEL, Informe Financiero al 31 de diciembre de 1983, Pág. 54.

A finales del año 1983, por motivos de emergencia en la zona oriental a raíz de los daños causados al sistema de transmisión y distribución, se inició la instalación de una planta eléctrica de turbina a gas en la ciudad de San Miguel. Esta obra se ejecuta con fondos provenientes de la Agencia Internacional para el Desarrollo (AID), en el marco del proyecto que se identifica como "Proyecto de Restauración de Servicios Públicos", celebrado entre el Gobierno de El Salvador y los Estados Unidos de América. El costo de la planta y el montaje fueron financiados con una donación del AID por US\$ 8.3 millones y los costos adicionales (obras civiles) están siendo financiados con recursos propios de CEL, (ver resumen en el Anexo No. 1).

2. Recursos Económicos.

De 1954 a 1973 la CEL no tuvo mayores dificultades para atender tanto la demanda de energía como los compromisos contraídos derivados del financiamiento de los proyectos. Pero a partir de 1974, año en que fue aumentado el precio del petróleo a nivel mundial, la situación económico-financiera de CEL empieza a desequilibrarse, debido a que la generación interna de fondos no es suficiente para amortizar la deuda de corto y largo plazo, recurriendo en los años 1975, 1977 y 1978 a negociar el refinanciamiento de los préstamos a corto plazo, situación que se ha mantenido hasta la fecha.

Los proyectos que originaron la necesidad de financiamiento fueron la Central Hidroeléctrica Cerrón Grande y la Central Geotérmica de Ahuachapán (1a. y 2a. unidad), tal como se puede ver en el cuadro No. 7, la inversión total superó los costos originalmente previstos, en un 93%.

C U A D R O No. 7

COMPARACION COSTOS REALES Y ESTIMADO SEXTO PROYECTO DE ENERGIA

	COSTO PRESUPUEST.	COSTO REAL.	INCREM S/COSTO PRESUP.	%
Central Hidroeléctrica Cerrón Grande	200	318.7	118.7	59
Central Geotérmica Ahuachapán *	40	139.7	99.7	249
Microondas y estudios	5	14.0	9.0	80
T O T A L	245	472.4	227.4	93

* Originalmente se consideró solo la 1a. unidad, pero en mayo de 1975 por Decreto Legislativo No. 282 se autorizó la construcción de la 2a. unidad.

FUENTE: Decreto Legislativo No. 390, D.O. No.141, del 30/julio de 1973 e Informe conjunto CEL-BCR sobre el Problema Económico Financiero de CEL, Documento SAC-1981, pág. No. 3

Al ponerse en operación las centrales de Cerrón Grande y Geotérmica de Ahuachapán, la carga financiera imputable a los resultados de CEL, se elevó a raíz del financiamiento que se obtuvo para realizar estos proyectos.

Es importante destacar que aunque en el proceso de estudio de la Central Hidroeléctrica 5 de Noviembre, se originó una prolongada discusión, pues el proyecto fue nombrado un "elefante blanco", que enajenaría al país sin la debida justificación técnica-económica, no fue tan significativo como la crisis política y socio-económica que causó el Proyecto Hidroeléctrico Cerrón Grande, debido a la gran magnitud de su embalse, que cubrió 135 Km.² de tierra, de la que más de 4,400 hectá-

reas eran consideradas como tierras de primera calidad para la agricultura.

Otro problema importante que ha originado la construcción de las centrales hidroeléctricas, además de los cambios ecológicos que producen los embalses, es que al ocupar tierra de labranza intensiva hace que los agricultores cultiven tierra de vocación forestal, teniendo como consecuencia bajos rendimientos y destruyendo además, los recursos forestal, suelo, agua, flora y fauna.

Las condiciones de deforestación dan como resultado una intensa erosión que induce al arrastre de enormes cantidades de suelo. Los efectos se pueden observar en forma patética en las cuencas de los embalses de las Centrales Hidroeléctricas 5 de Noviembre, Cerrón Grande y 15 de Septiembre. Por ejemplo la vida útil de la Central 5 de Noviembre, debido a la rápida acumulación de sedimentos, se ha reducido notablemente.

El problema de sedimentación del embalse de la Central Hidroeléctrica Cerrón Grande es intenso y puede causar reducción de la producción de energía en un plazo de 20 a 30 años. Si las cuencas de recogimiento de los embalses hidroeléctricos estuvieran protegidas con bosques (tal como se establece cuando se formulan los proyectos), su vida útil se podría prolongar más de lo estimado.

La construcción de la Central Geotérmica pese a que es la que genera la energía más barata del sistema, no ha dejado de causar problemas, que aunque no son de gran trascendencia como los de las Centrales Hidroeléctricas, si ha perjudicado ciertos recursos naturales, debido

a la contaminación que causan en la fauna las aguas residuales, que son conducidas hacia el mar por medio de una canaleta, que tiene como ya se mencionó antes, un costo de 54 millones de colones, y que su mantenimiento está costando cerca de un millón de colones anuales.

Lo detallado nos hace reflexionar de que hasta el momento toda la infraestructura ha sido proyectada y ejecutada, durante este período (1954-1983) tomando en cuenta relaciones de beneficio-costos en función de factores inmediatos, sin considerar que la eficiencia de un balance natural depende no sólo de que con él se obtenga una adecuada productividad, sino también en que ésta se alcance con el mínimo de pérdida para el ecosistema.

C. NIVEL DE LAS TARIFAS: PRECIOS PRIVADOS, PUBLICOS Y POLITICOS.

Las tarifas son el instrumento que permite a las empresas que prestan el servicio eléctrico en el país asegurar el equilibrio financiero y su rentabilidad, ya sean éstas de naturaleza privada o pública.

En El Salvador, el sub-sector energía eléctrica es atendido por nueve compañías: 6 son de naturaleza privada, 2 de economía mixta y 1 estatal.

Hasta el 31 de diciembre de 1935 no había ninguna reglamentación sobre la producción y distribución de energía eléctrica, siendo en esta fecha que se creó la Ley de Servicios Eléctricos que es implementada por la Dirección de Energía y Recursos Mineros, 7/ la cual es una dependencia del Ministerio de Economía.

7/ Antes denominada Dirección General de Servicios Eléctricos.

Para establecer las tarifas del servicio de energía eléctrica, se deben considerar varios aspectos, entre ellos los siguientes:

1. Mantener los precios reales de la electricidad.
2. Tratar de alcanzar gradualmente el índice de rentabilidad del 8% sobre el promedio de bienes e instalaciones netas revaluadas en servicio, que exigen las Instituciones financieras internacionales para poder otorgar financiamientos.

Los precios del servicio eléctrico, de acuerdo a la función económica, social o política a la que estén orientados, pueden clasificarse de la siguiente forma:

Precios Privados.

Responden a la filosofía de la empresa privada en cuanto a la recuperación de costos, fortaleciendo las reservas de capital y la obtención de utilidades.

Precios Públicos.

Su filosofía está más orientada a la satisfacción de las necesidades de la población, no persigue lucro, pero trata de recuperar los costos de funcionamiento y obtener un excedente que le permita impulsar los planes de expansión del servicio, y el mantenimiento de la capacidad instalada.

Precios Políticos.

No persiguen el lucro y su función económica no es relevante en cuanto a la recuperación de costos y según los resultados que se pretenda obtener, pueden tener dos enfoques diferentes:

- a) Fomentar el uso del servicio eléctrico en algunos sectores económica y socialmente marginados, subsidiándoles los costos.

- b) Desestimular el consumo de energía eléctrica en exceso en algunos sectores, en períodos determinados, incrementándole su costo.

En el marco de una política económica general, estas dos situaciones se complementan entre sí.

Durante el período analizado (1954-1983), CEL ha mantenido una política conservadora en lo que se refiere a las tarifas, orientada más a lo social que a lo económico.

Para un mejor análisis de esta situación, presentamos los cuadros No. 8 y 9 que muestran la relación histórica de las tarifas de venta en bloque de CEL a partir del 13 de junio de 1954, fecha en que entró en vigencia la primera de ellas al comenzar sus operaciones la Central Hidroeléctrica 5 de Noviembre.

C U A D R O No. 8
RELACION HISTORICA DE LAS TARIFAS POR ENERGIA Y POR DEMANDA

PERIODO	TARIFAS DE VENTA EN BLOQUE		TASA DE CRECIMIENTO	
	Por Energía	Por Demanda	Por Energía	Por Demanda
1954 - 1970	¢ 0.0275 - 0.03		0.54%	
1954 - 1974		¢3.75 - 4.17		0.53%
1970 - 1974	¢ 0.03 - 0.054		15.83%	
1974 - 1979		¢4.17 - 5.25		4.71%
1974 - 1975	0.054 - 0.074		37.0 %	
1976 - 1979	0.074 - 0.0865		3.97%	
1980 - 1983	No Hubo Modificaciones		-. -	-. -
1954 - 1983	0.0275 - 0.0865	3.75 - 5.25	3.97%	1.15%

FUENTE: CEL, Diagnóstico Sector Energía, 1977 - 1982, Pág. No. 55.

NOTA: La tasa de crecimiento se obtuvo mediante la aplicación de la siguiente fórmula:

$$i = \left(\frac{M}{C} \right)^{1/n} - 1$$

Donde:

i = Tasa de crecimiento.

M = Tarifa modificada del año

C = Tarifa anterior o base

n = Número de años que comprende el período.

C U A D R O No. 9

TARIFAS DE VENTA EN BLOQUE DE CEL PERIODO

1954 - 1983

AÑO	CARGO POR ENER-		CARGO POR DEMAN		TASA DE CRECIMIENTO	
	GIA POR	KWH.	DA POR	KW.	ENERGIA	DEMANDA
1954	∅	0.0275	∅	3.75	-.-	-.-
1955		0.0275		3.75	-.-	-.-
1956		0.0275		3.75	-.-	-.-
1957		0.0275		3.75	-.-	-.-
1958		0.0275		3.75	-.-	-.-
1959		0.0275		3.75	-.-	-.-
1960		0.0275		3.75	-.-	-.-
1961		0.0275		3.75	-.-	-.-
1962		0.0275		3.75	-.-	-.-
1963		0.0275		3.75	-.-	-.-
1964		0.0275		3.75	-.-	-.-
1965		0.0275		3.75	-.-	-.-
1966		0.0275		3.75	-.-	-.-
1967		0.0275		3.75	-.-	-.-
1968		0.0275		3.75	-.-	-.-
1969		0.0275		3.75	-.-	-.-
1970		0.0300		3.75	0.54	-.-
1971		0.0300		3.75	-.-	-.-
1973		0.0300		3.75	-.-	-.-
1974		0.0540		4.17	15.83	0.53
1975		0.0740		4.17	37.04	-.-
1976		0.0740		4.17	-.-	-.-
1977		0.0740		4.17	-.-	-.-
1978		0.0740		4.17	-.-	-.-
1979		0.0865		5.25	3.97	4.71
1980		0.0865		5.25	-.-	-.-
1981		0.0865		5.25	-.-	-.-
1982		0.0865		5.25	-.-	-.-
1983		0.0865		5.25	-.-	-.-

-Tasa de Crecimiento Promedio Anual (1954-1983) 3.97 1.15

-Tasa de Crecimiento Promedio Anual (1980-1983) -. -.

FUENTE: CEL, Memorias Anuales de 1954 a 1983 y otros documentos.

El análisis del cuadro anterior permite observar con claridad que las tarifas de CEL, permanecieron estáticas durante los primeros 20 años lo que significa que éstas no cumplieron para la Institución, una función económica que le permitiera proyectarse y expandirse, haciendo uso de sus propios recursos económicos a través de las tarifas.

Ante el incremento de la demanda de energía eléctrica por el desarrollo industrial alcanzado en el país y debido específicamente al cambio brusco de la política de los países productores de petróleo que en 1973 decidieron aumentos sustanciales en el precio de éste, CEL se vio obligada a modificar sus tarifas para hacer frente al incremento de los costos de producción termoeléctrica cuya generación bruta para este año era del 47.82% de la generación total. Esta situación se manifiesta en el período 1970-1974, cuya tasa de crecimiento anual ascendió al 15.83% y más aún, en el período 1974-1975, alcanzó su máximo crecimiento llegando hasta el 37.04%, en lo referente al cargo por energía.

Es importante analizar que la tasa promedio de crecimiento anual para el período analizado (30 años) se reduce al 3.9% en el cargo por energía y al 1.15% en el cargo por demanda, lo que demuestra que las tarifas no han cumplido con esa función económica para CEL y que por el contrario han contribuido en forma determinante en la pérdida que soporta la empresa por la depreciación de las mismas. (Ver cuadro No. 10).

C U A D R O No. 10
 INGRESOS DEJADOS DE PERCIBIR POR DEPRECIACION DE TARIFAS
 (PERIODO 1972-1983)

AÑO	GENERACION NETA (GWh)	DEPRECIACION TARIFA (1972 = 100) %	PERDIDA DE INGRESOS (MILES DE ¢)
1972	712.1	0.00000	
1973	787.8	0.00678	5,343.7
1974	869.0	0.00427	3,708.0
1975	928.8	-0.00089	- 828.5
1976	1,048.1	0.00043	445.5
1977	1,186.0	0.01032	12,244.3
1978	1,331.7	0.01160	15,442.4
1979	1,450.0	0.01563	22,660.6
1980	1,427.8	0.01502	21,439.8
1981	1,355.9	0.01931	26,175.7
1982	1,425.0	0.02106	30,010.5
1983	1,486.0	0.02024	30,076.6
			166,718.6

FUENTE: CEL, Diagnóstico Sector Energía, Período 1977-1982 - Octubre/83.

La pérdida reflejada en el cuadro anterior es derivada de la depreciación de las tarifas (¢ 166.7 millones), debido a que CEL, por ser una empresa estatal de servicio público ha orientado los precios de sus tarifas, más en función social, que económica. Sin embargo, para lograr una eficiente asignación de recursos, por parte de organismos internacionales se requiere que los precios de la energía reflejen una adecuada política financiera, encaminada a la obtención de fondos de dichos organismos, así como también para una recuperación financiera más adecuada respecto al servicio suministrado.

D. EXPANSION DEL SISTEMA Y SUS VINCULACIONES CON EL DESARROLLO ECONOMICO.

El desarrollo económico y social del país está íntimamente relacionado con la producción y consumo de energéticos; es decir, que no puede generarse un crecimiento económico sostenido sin una adecuada disponibilidad de estos recursos. En las diferentes etapas del proceso de desarrollo económico del país, se ha requerido siempre de energía eléctrica, la cual ha llegado a tener tanta importancia que se ha constituido en un insumo de primer orden en todo proceso productivo.

La expansión del sistema de generación de energía eléctrica, iniciada en 1954, año en que entró en operación la Central Hidroeléctrica 5 de Noviembre, hasta el año 1983, ha sido suficiente para cubrir la demanda de los diferentes sectores de la economía nacional, constituyendo un elemento fundamental en la infraestructura del sistema económico del país. En el cuadro No.11 y la gráfica No. 2, se establece la relación histórica entre la expansión del sistema de generación de CEL y el producto territorial bruto, por quinquenios, que permite apreciar, a través de las tasas de crecimiento, que la capacidad de generación ha crecido a una tasa mayor que el PTB, durante el período analizado, lo cual es normal, ya que de lo contrario, la economía en general, tendría grandes limitaciones para lograr su crecimiento económico y mejorar el nivel de vida de la población.

C U A D R O No.11

RELACION ENTRE LA EXPANSION DEL SISTEMA DE GENERACION DE CEL Y EL PRODUCTO TERRITORIAL BRUTO

AÑO	P T B. A PRECIOS CONST. (EN MILLONES DE COLONES)	INCREMENTO %	CAPACIDAD INST. DE CEL (MW)	INCREMENTO %
1955	1077	-.-	30.0	-.-
1960	1418.	5.6	45.0	8.4
1965	1926.	6.3	81.6	12.6
1970	2394.	4.4	166.6	15.3
1975	3123.	5.5	255.2	8.9
1980	3289.	1.0	455.2	12.3
1983	2847	-4.2	528.8	4.6

FUENTE: BCR Revistas mensuales - Noviembre/74, Julio/79, Noviembre-Diciembre/83, Abril - Mayo - Junio/84; y

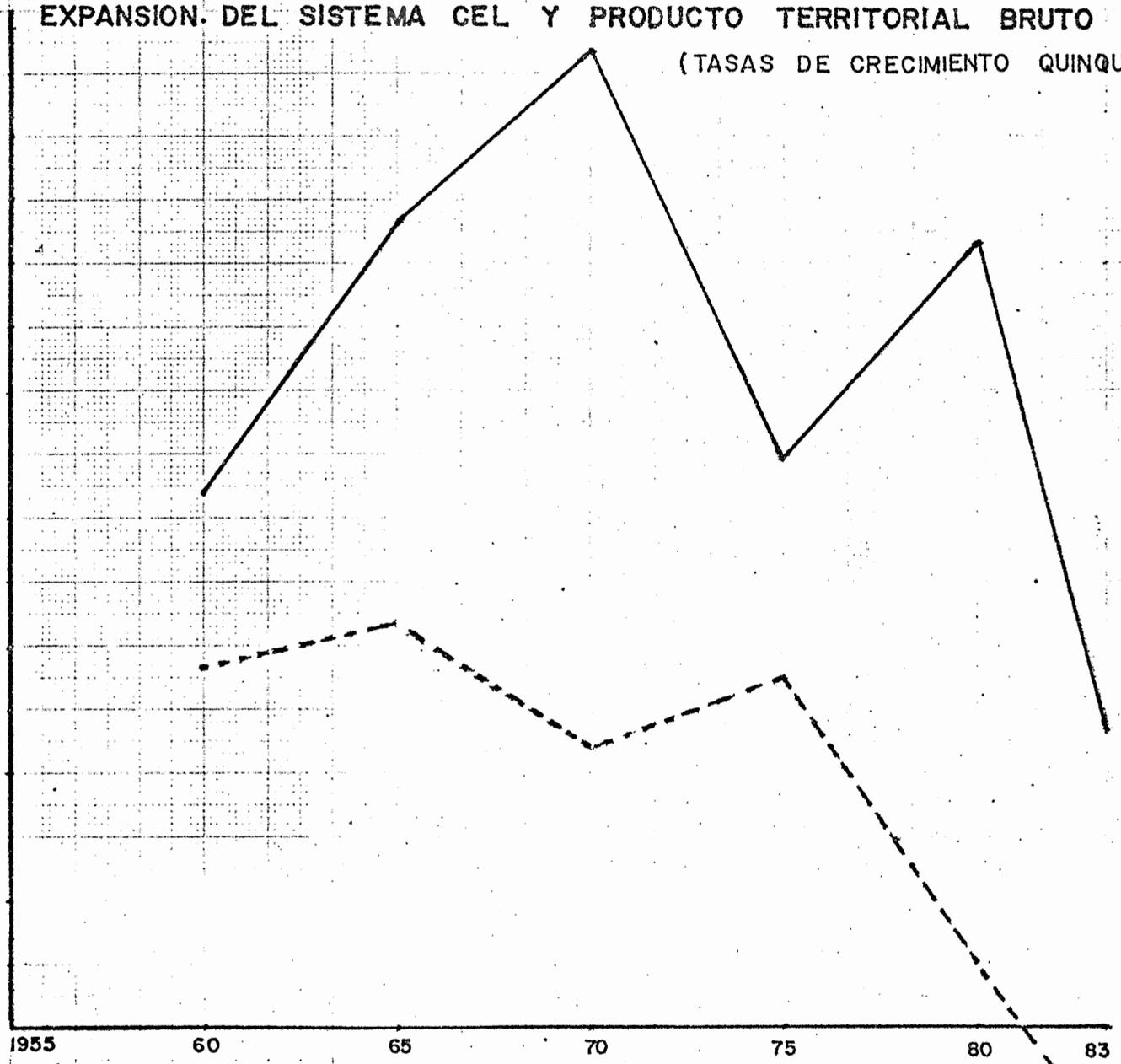
CEL, Estadísticas Eléctricas, Boletín No.13, Cuadro No. 2, Página 22.

GRAFICA Nº 2

EXPANSION. DEL SISTEMA CEL Y PRODUCTO TERRITORIAL BRUTO (TASAS DE CRECIMIENTO QUINQUENAL)

PORCENTAJES

15
14
13
12
11
10
9
8
7
6
5
4
3
2
1



— Gen. CEL
- - - - - PTB

La tasa de crecimiento del PTB se mantuvo en 5% aproximadamente, durante los quinquenios de 1955 a 1975 y desciende bruscamente en el quinquenio 1975 a 1980, pasando de 5.5 al inicio del quinquenio a 1.0 al final del mismo. De 1979 en adelante el PTB empezó a decrecer paulatinamente, como resultado de la crisis política-militar.

Para entender mejor la relación existente entre la expansión del sistema de generación de CEL y el desarrollo económico del país, analizaremos el consumo de energía eléctrica en los últimos diez años, de los sectores de mayor importancia.

1. Sector Industrial.

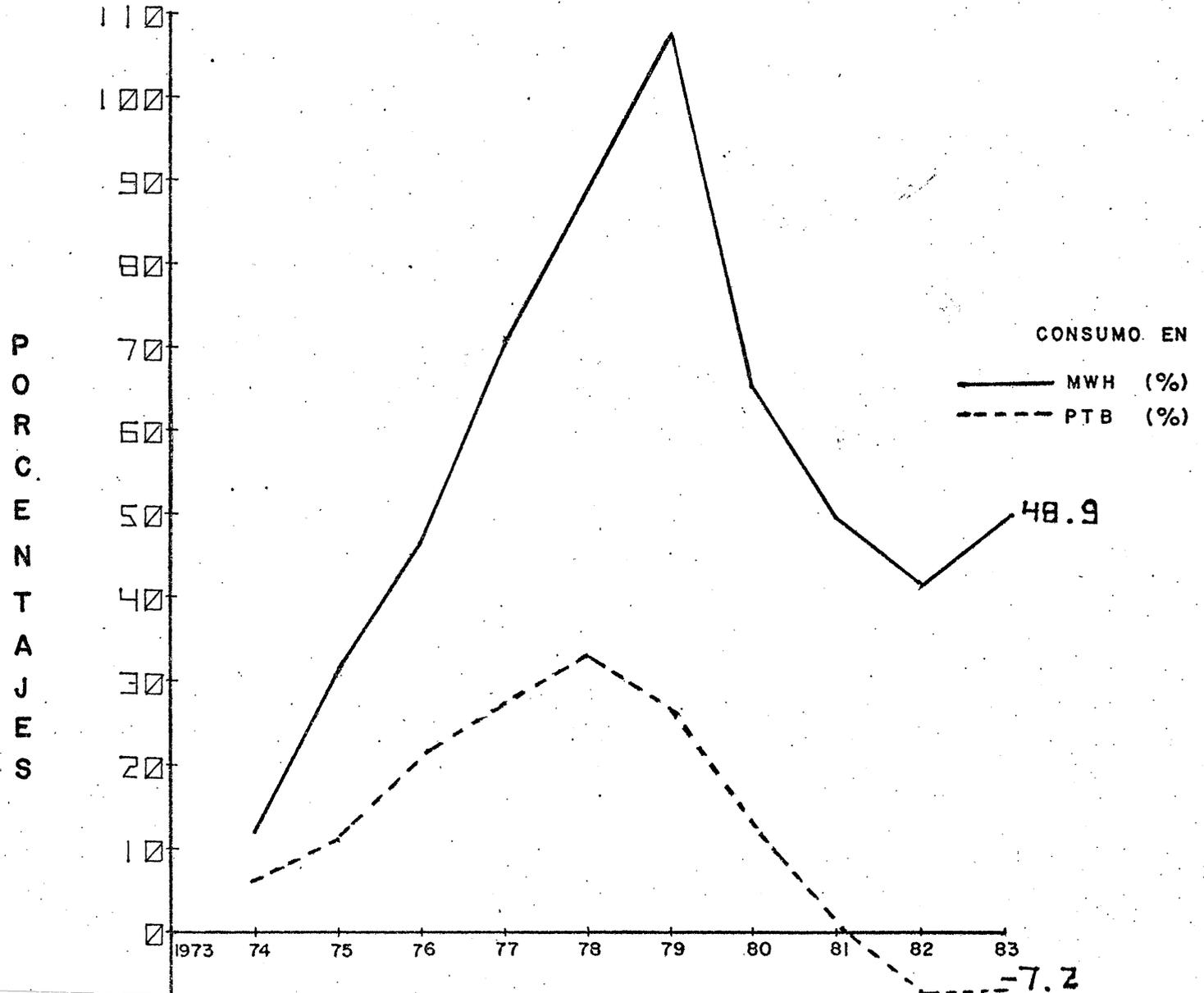
Este sector se caracteriza por ser uno de los de mayor consumo de energía eléctrica, debido a que ésta se constituye en un insumo indispensable para la producción de bienes y servicios.

Durante el período 1973-1983, el consumo de energía eléctrica en este sector mantuvo una relación ascendente con respecto a 1973, pasando de 11.8% en 1974 a 107.7% en 1979, para luego descender sensiblemente en los siguientes años, como efecto de la crisis política, económica y social del país. (Ver gráfica No. 3).

Como puede apreciarse en el anexo No.2 y en la gráfica No.3 existe una relación estrecha entre el PTB y el consumo de energía eléctrica de este sector, pues los incrementos del PTB fueron ascendentes hasta 1978 con respecto a 1973, para luego decaer a partir de 1979, debido especialmente a la destrucción de fábricas, incendios y saqueos, cierre de otras, temor y por la fuga de capitales.

GRAFICA Nº 3

RELACION DEL CRECIMIENTO ENTRE EL CONSUMO DE ENERGIA ELECTRICA Y EL PTB DEL SECTOR INDUSTRIAL (PERIODO 1973 - 1983)



2. Sector Comercial.

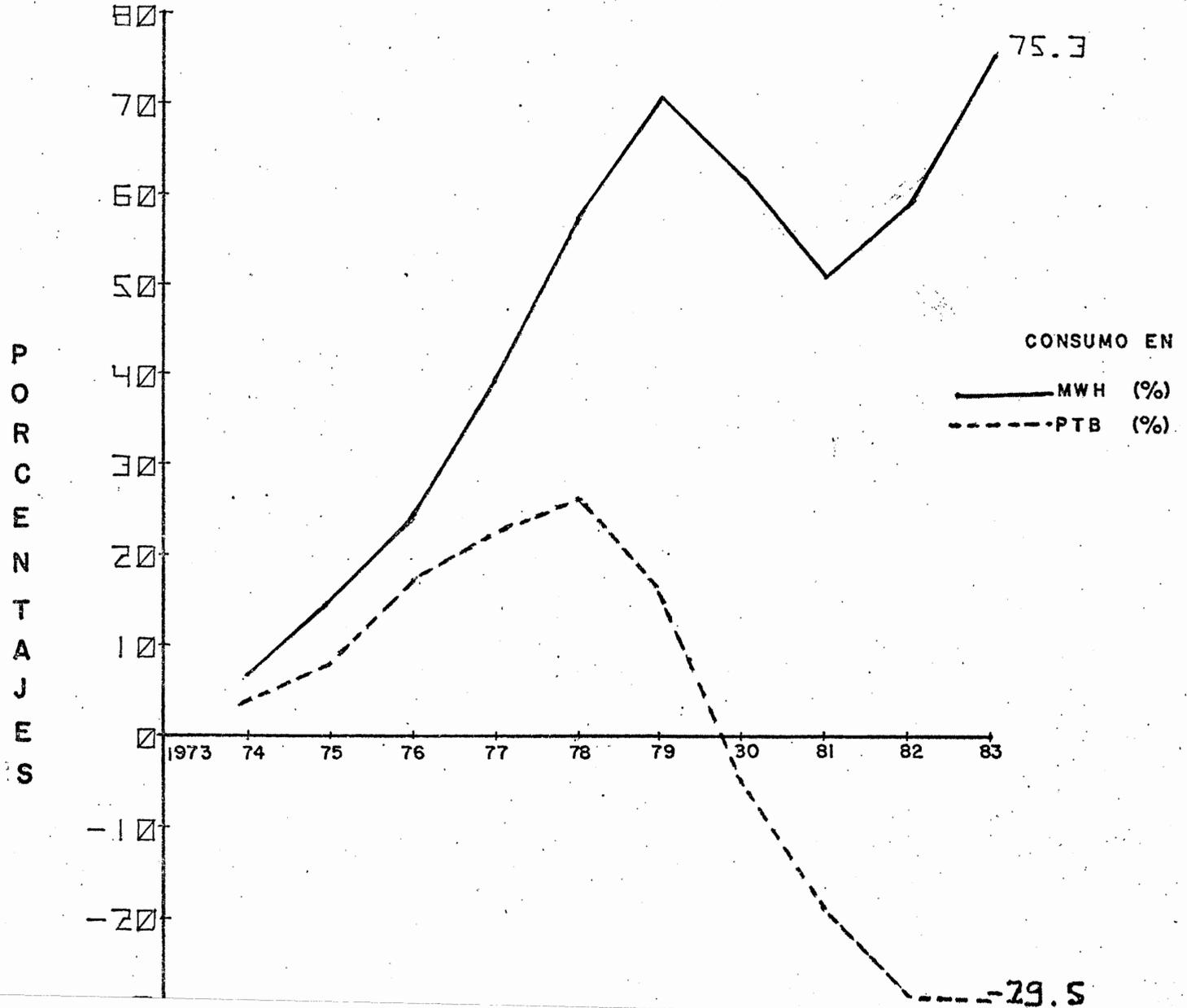
Este sector ha sido uno de los más afectados por la crisis del país, como puede apreciarse en el anexo No. 2 y en la gráfica No.4; los incrementos en consumo de energía eléctrica y del PTB del sector fueron crecientes hasta 1979 y 1978 respectivamente, siempre en relación con el año base 1973, reflejando además gran similitud con la tendencia del sector industrial con el cual tiene estrecha relación.

Los efectos de la crisis política hasta 1979, son evidentes en cuanto al consumo del servicio y el PTB del sector, luego al estallar el conflicto bélico, el consumo de energía eléctrica disminuyó; pero el PTB del sector descendió más aceleradamente, pasando del 25.9% en 1978, año en el cual éste alcanza su máximo crecimiento del período, a -5.0%, apenas dos años después y continuó decreciendo hasta el final del período analizado que alcanzó el -29.5%, siendo éste el más bajo del período. Entre las razones fundamentales de esta situación que explicaría especialmente el acelerado descenso del PTB del sector y la tendencia en el consumo de energía eléctrica del mismo, están las siguientes:

- a) En 1979 y 1980 la crisis política se manifiesta en la destrucción de negocios que obligó al cierre definitivo de unos y parcial de otros.
- b) Las expectativas en la población sobre la evolución de la crisis, motivó que los consumidores destinaran sus recursos a adquirir artículos de primera necesidad.

GRAFICA Nº 4

RELACION DEL CRECIMIENTO ENTRE EL CONSUMO DE ENERGIA ELECTRICA Y EL PTB DEL SECTOR COMERCIO (PERIODO 1973 - 1983)



BIBLIOTECA CENTRAL
UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR

- c) La disminución en la producción industrial y las restricciones a las importaciones, limitaron las actividades del sector y fomentaron la competencia ilícita.
- d) Las disposiciones legales que limitaron las libertades de la población, como el estado de sitio y el toque de queda.
- e) Las medidas de austeridad económica y congelamiento de sueldos y salarios y de los precios de los bienes y servicios y otras medidas restrictivas que contribuyeron al decremento antes apuntado.

En conclusión, podemos decir que la contracción económica se ha reflejado con mayor intensidad en el sector comercial; sin embargo, el consumo de energía eléctrica en el sector solamente tuvo un leve descenso en 1980 y 1981, incrementándose nuevamente a tal grado que en 1983 alcanzó un máximo crecimiento (75.3%) en el período analizado, lo cual se debe a que las empresas del sector, últimamente han ampliado sus horarios de atención al público para contrarrestar la disminución en la demanda de sus productos.

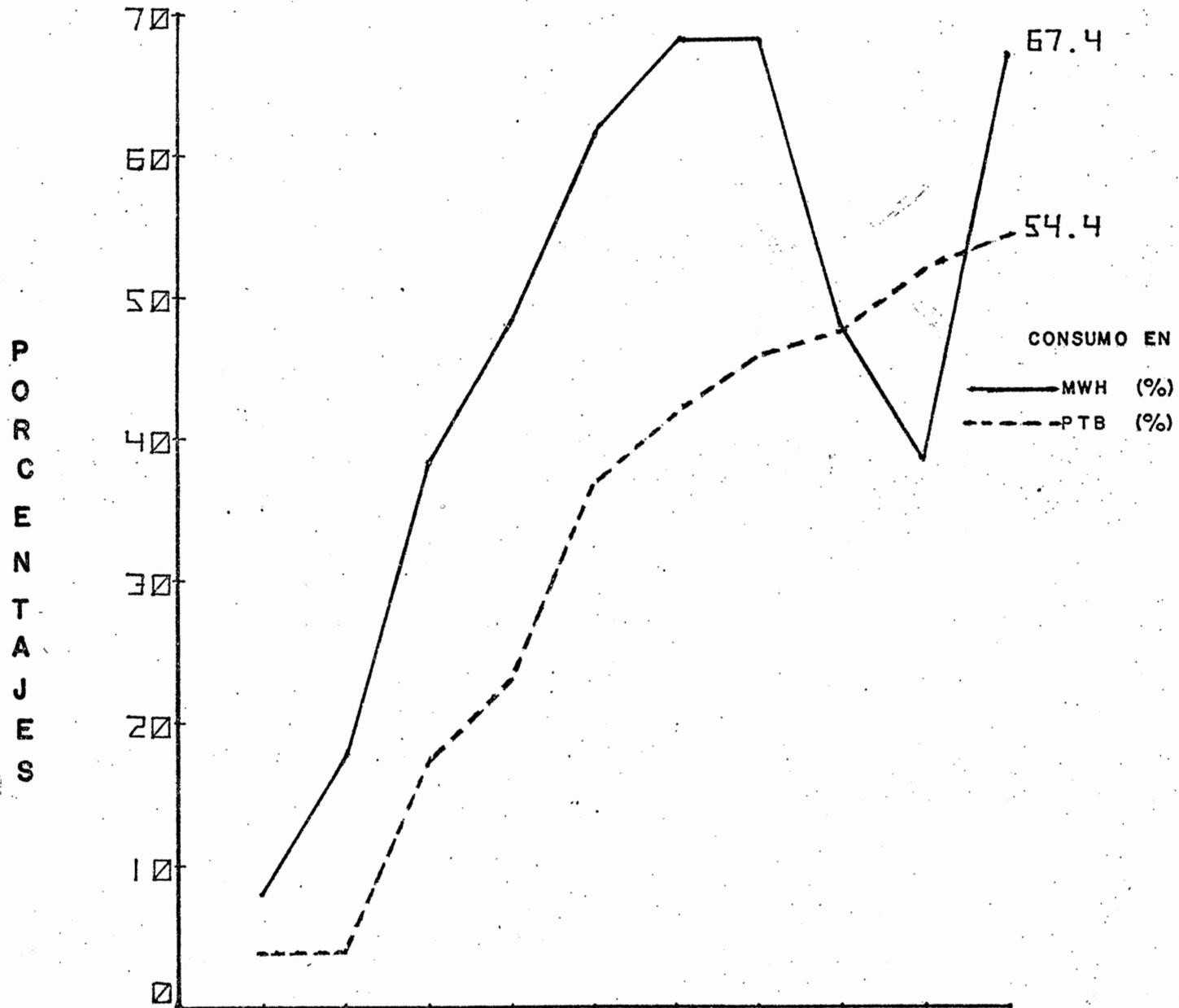
3. Administración Pública.

El PTB de este sector se caracteriza por su ritmo ascendente que en ningún momento deja de ser creciente como puede apreciarse en el anexo No. 2 y en la gráfica No. 5, lo cual es lógico si tomamos en cuenta la índole especial del gasto público que en épocas de crisis aumenta en vez de disminuir.

Con respecto al consumo de energía eléctrica en este sector, la tendencia es creciente, ya que el decremento que se observa en los años

GRAFICA Nº 5

RELACION DEL CRECIMIENTO ENTRE EL CONSUMO DE ENERGIA ELECTRICA Y EL PTB DEL SECTOR ADMINISTRACION PUBLICA (PERIODO 1973-1983)



1981 y 1982 se debe a la suspensión del servicio, ocasionado por los diferentes atentados dinamiteros en las líneas de transmisión, especialmente en la zona oriental del país que ha permanecido por largos períodos sin contar con el fluido eléctrico.

En resumen podemos afirmar, que la expansión del sistema de generación de CEL, constituye un elemento de primer orden para impulsar cualquier política económica que tienda a mejorar el nivel de vida de la población y elevar el crecimiento económico del país, en el mediano y largo plazo, tomando en cuenta que para el año 2000, la población total en El Salvador se estima alrededor de diez millones de habitantes y que actualmente solo se presta el servicio eléctrico al 35% de la población total, aproximadamente. 8/

E. PROGRAMAS DE ELECTRIFICACION RURAL.

A medida que CEL ha ido desarrollando sus planes de expansión, se ha logrado mayor cobertura a nivel nacional en lo referente al servicio de energía eléctrica.

Después de satisfacer las necesidades del sector industrial, comercial, residencial y otros que se circunscriben a las áreas urbanas en el país y con el afán de llevar los beneficios de la energía eléctrica al mayor número de salvadoreños, CEL ha tratado de llevar dicho servicio al sector rural, el cual constituye la gran mayoría de la población en El Salvador.

8/ FUENTE: Comisión de estudio de servicios eléctricos, "Estudio y Propuesta de Ajuste Tarifario para CEL y Empresas Distribuidoras, 1983-1988", Mayo de 1983.

Fue así como en 1961, CEL ejecutó el primer Plan Piloto de Electrificación Rural que comprendía varias poblaciones del Departamento de la Paz, con el objeto de satisfacer la demanda de unos 1200 clientes potenciales, para lo cual se aprovechó el financiamiento concedido por el Banco Interamericano de Desarrollo.

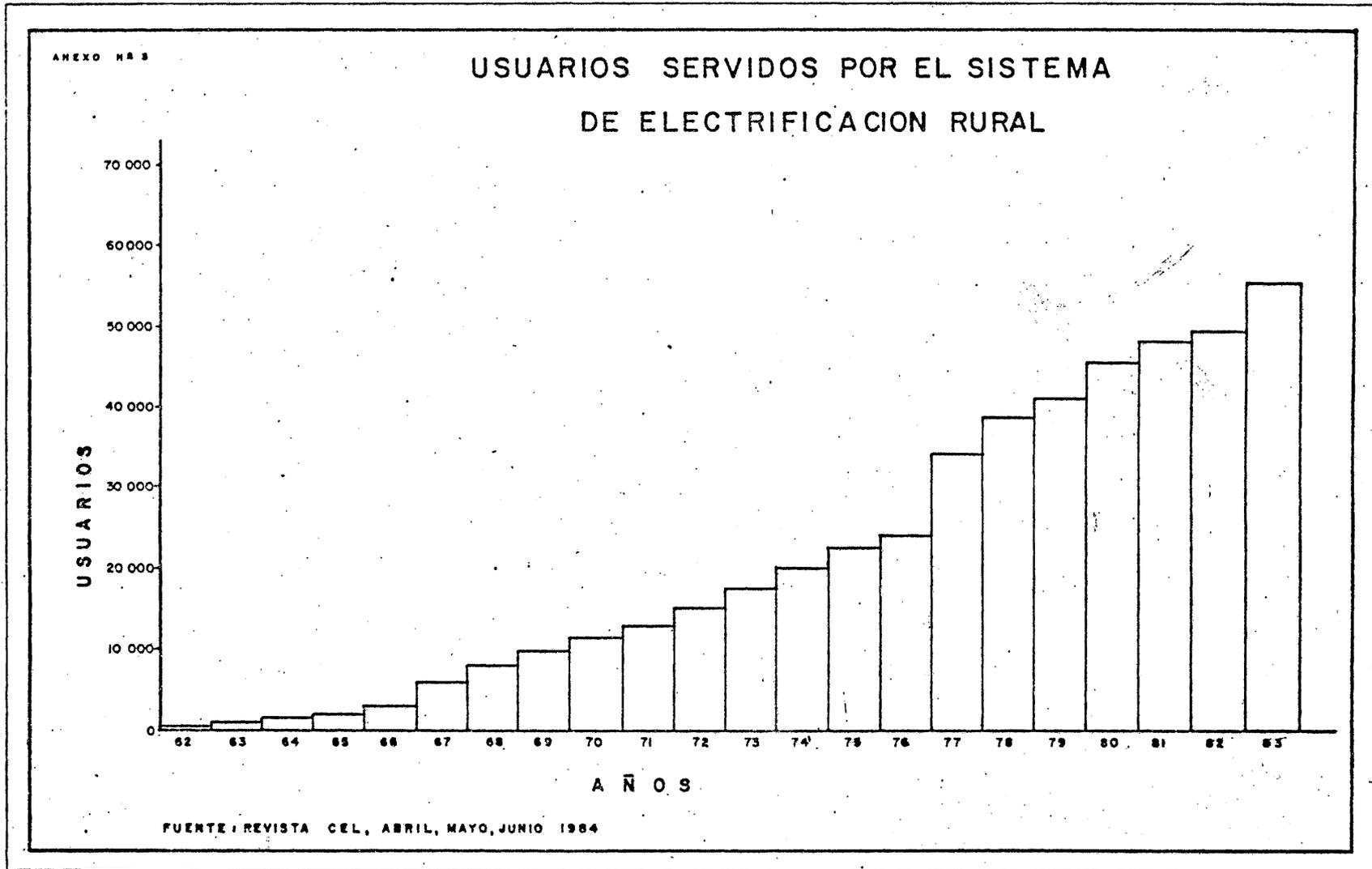
Los proyectos de electrificación rural tienen una característica muy importante y es que requieren de altos costos de inversión y tienen escasa o nula capacidad de recuperación y rentabilidad, debido a que los usuarios se encuentran muy dispersos y alejados de las redes de distribución instaladas, a lo que hay que agregar la poca capacidad económica de la población rural. Esta situación ha sido determinante para que las compañías privadas que operan en el sub-sector energía eléctrica, no se hayan aventurado a invertir sus capitales en la zona rural, donde las posibilidades de lucro son mínimas o no existen.

Como se sabe, El Salvador es un país que depende básicamente de la agricultura, tanto para los productos de exportación, como para los de consumo interno; sin embargo, este sector ha sido marginado de los beneficios derivados del crecimiento económico del país, situación que tiende a cambiar sustancialmente y para ello se implementan programas como los de electrificación rural cuyos objetivos inmediatos son los siguientes:

1. Mejorar la calidad y nivel de vida del sector rural.

2. Coadyuvar al establecimiento de agroindustrias que impulsen el crecimiento económico del sector y que absorba la población desocupa-da evitando que emigre a las ciudades.
3. Facilitar la implementación de nuevas técnicas en las labores agrí-colas con el objeto de hacer uso más racional del factor tierra, mejorar la productividad e incrementar la producción.
4. Ofrecer una alternativa concreta para que la población rural pueda cambiar sus hábitos de consumo de gas (kerosene), leña y otros en las labores del hogar.
5. Facilitar la implementación de una política de descentralización de industrias en las zonas urbanas y que tienda a crear empleos en las zonas rurales.
6. Favorecer la ejecución de programas educativos a través de la ra--dio y la televisión del Estado que permitan combatir el flagelo del analfabetismo.

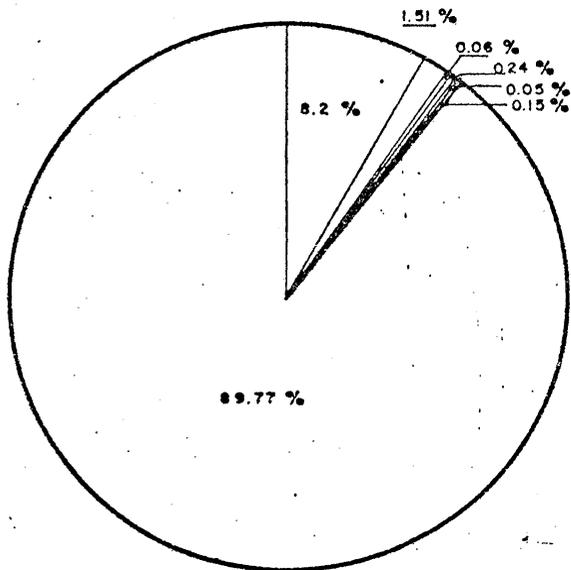
Los resultados positivos que se obtuvieron con los primeros proyectos y las grandes perspectivas económicas y sociales que se presentan en el sector rural, constituyen razones poderosas para continuar sistémicamente desarrollando otros proyectos con ayuda del gobierno cen-tral y organismos internacionales, siempre a través de CEL. Es impor-tante mencionar que en la clasificación de las empresas que atien-den el sub-sector energía eléctrica en el país, según el número de clientes, los usuarios del sector rural atendidos directamente por



GRAFICA No. 7

ANEXO N° 4

SISTEMA DE ELECTRIFICACION RURAL
DISTRIBUCION DE USUARIOS POR TARIFA
(DIC. 1983)



SERVICIO DOMESTICO	D - 3	49 389
SERVICIO GENERAL	G - 4	4 528
FUERZA MATRIZ	F - 5	831
FUERZA MOTRIZ	F - 6	31
ALUMBRADO PUBLICO	O - 8	131
ESTACIONAL FUERZA MOTRIZ	F - 9	29
REGADIO	R - II	81

TOTAL ----- 55 020

FUENTE: REVISTA CEL, ABRIL-MAYO-JUNIO 1984

CEL, ocupan el segundo lugar, cuyo número al 31 de diciembre de 1983, era de 55.020, con una inversión total de $\text{Q} 33,166,986.93$ y su crecimiento se presenta en la gráfica No. 6 y la estructura por sectores de consumo, en la gráfica No. 7, las cuales son reflejo evidente de los logros alcanzados.

F. PRODUCCION Y DISTRIBUCION DE ENERGIA ELECTRICA.

El sistema de energía eléctrica está integrado por Instituciones de carácter normativo, tales como: Dirección de Energía y Recursos Mineros, Ministerio de Planificación y la Dirección General de Recursos Hídricos y por instituciones que generan y distribuyen el fluido eléctrico (ver cuadro No. 12).

C U A D R O No. 12

PRODUCCION Y ESTRUCTURA DE DISTRIBUCION DE ENERGIA ELECTRICA AL 31 DE DICIEMBRE DE 1 9 8 3

EMPRESA	CAPACIDAD DE GENERACION MW	Km. DE LINEA DE TRANSMISION	Km. DE LINEA DE DISTRIBUC.
CEL	632.4	617.1	2548.9
CAESS	3.8	74.9	2500.0
CLESA	2.4	63.8	31.7
CLES	0.8	8.0	71.2
CLEA	0.7	-.-	50.0
HSDMCo	0.6	-.-	-.-
CECSA	2.3	174.3	-.-
DEUSEM	-.-	-.-	245.0
DESSEM	-.-	-.-	37.0
TOTALES :	643.0	937.1	5484.8

FUENTE: CEL, Documento No. CEL/SP/83-5, Junio 1983, Pág. 23/29.

1. Producción.

Durante el período analizado "1954-1983", la CEL ha aumentado constantemente su producción, con una tasa promedio de crecimiento anual de generación neta del 14.5% (Ver cuadro No.13). En términos de incremento la generación neta de CEL, a diciembre de 1983, creció 51 veces respecto a 1954, lo que demuestra el dinamismo de la Institución para satisfacer la creciente demanda de los diferentes sectores de la economía del país. Es importante mencionar que dada la adecuada capacidad de generación instalada de CEL, ésta ha podido mantener un ritmo de producción que en todo momento ha sido capaz de satisfacer las necesidades de servicio eléctrico requerido por la actividad productiva.

2. Distribución.

La energía eléctrica producida por el sistema CEL, es distribuida al consumidor final por seis compañías privadas y dos de economía mixta además de CEL, que también distribuye parte de su producción. Estas Compañías son las que todavía operan, ya que algunas fueron fusionadas y otras desaparecieron.

La estructura de distribución de energía eléctrica en El Salvador, ha mejorado continuamente, impulsada por el Gobierno a través de CEL, de tal manera que en la actualidad todas las empresas productoras y distribuidoras están interconectadas, lo que permite un mejor aprovechamiento de los recursos. La producción de energía eléctrica de CEL se distribuye a tres tipos de clientes: compañías distribuidoras, clientes directos y electrificación rural. Para diciembre de 1983 se es-

C U A D R O No. 13
 PRODUCCION Y VENTA TOTAL DE ENERGIA ELECTRICA
 SISTEMA CEL 1954 - 1983
 (Miles de KW)

AÑO	GENERACION	TOTAL	CONSUMO PROPIO.	VENTA TOTAL <u>1/</u>	TASA DE CREC. QUINQUENAL. %
	BRUTA	NETA			
1954	29537.0	29144.0	393.0	28247.6	
1955	75286.5	75015.8	270.7	72087.8	
1956	98090.0	97723.5	366.5	94613.7	
1957	118858.8	118415.5	443.3	114284.2	
1958	149708.9	149335.7	373.2	142342.2	38.1
1959	176192.1	175591.4	600.7	169240.0	
1960	180374.4	179945.0	429.4	173161.1	
1961	209907.8	209277.9	629.9	202277.9	
1962	240482.2	239515.4	966.8	229615.2	
1963	260451.9	253179.2	7272.7	248133.3	11.7
1964	281516.1	280215.3	1300.8	270968.0	
1965	329093.6	328257.2	836.4	315510.6	
1966	396294.0	392350.8	3943.2	372885.4	
1967	449885.6	442297.8	7587.8	418723.5	
1968	500950.6	488978.3	11972.3	465765.2	13.4
1969	534767.0	523811.6	10955.4	499017.4	
1970	588042.0	570888.8	17153.2	538756.2	
1971	655664.2	634778.8	20885.4	598264.0	
1972	741838.9	712100.0	29738.9	672589.2	
1973	812129.8	787791.7	28338.1	746372.4	9.9
1974	899390.6	869027.9	30362.7	825016.9	
1975	965928.3	928795.6	37132.7	879337.7	
1976	1099290.9	1048134.9	51156.0	984964.6	
1977	1238388.6	1185990.0	52398.6	1110716.2	
1978	1375904.7	1331673.2	44231.0	1254707.5	10.9
1979	1479117.7	1449977.2	29140.5	1359473.4	
1980	1460390.6	1427817.4	32573.2	1323635.3	
1981	1402975.4	1355896.3	47079.1	1251765.0	
1982	1424963.8	1375667.5	49296.3	1264156.3	
1983	1539834.1	1485667.2	54166.9	1374913.6	1.8

La tasa de crecimiento del período es 14.5% en Gen. neta y 14.3% en V.T.

1/ La diferencia con la generación neta es la pérdida en transmisión y distribución de la energía.

FUENTE: Estadísticas Eléctricas, CEL de la No. 4 a la No. 14.

tableció que a las compañías distribuidoras se les vendió el 87%, a los clientes directos el 6% y a la electrificación rural el 7% de la respectiva generación neta total.

En el cuadro No. 13 se consigna la secuencia histórica de la producción y venta de energía eléctrica en el período 1954-1983; el cual pone de manifiesto que las ventas crecieron a una tasa menor cada quinquenio debido a que el mercado iba siendo cubierto paulatinamente.

Como puede apreciarse, en el quinquenio 1979-1983 la tasa de crecimiento de las ventas totales es pequeña en comparación con los años anteriores, observándose además un decremento en los años 80-81, lo cual es producto de la crisis que envuelve al país.

También se puede observar que en el bienio 1982-1983 presentan un pequeño incremento con respecto a 1981 (año de mayor contracción económica de este período de crisis), incremento originado por la relativa dinamización de algunos sectores como el de la construcción.

G. EXPERIENCIAS EN LOS PROGRAMAS DE INTERCONEXION ELECTRICA REGIONAL.

1. Importancia de las Interconexiones.

La cooperación internacional es precisa para el logro de los objetivos globales de desarrollo y en Centroamérica se ha logrado incluir nuevas técnicas sobre la explotación de fuentes propias de energía, bajo el auspicio de la ONU, a través de CEPAL. Los primeros estudios sobre la integración de los sistemas eléctricos a nivel centroamericano, fueron realizados por la CEPAL, a mediados de los años sesenta, creándose posteriormente el Grupo Regional de Interconexión Eléctrica (GRIE).

En mayo de 1968, el GRIE celebró su primera reunión decidiendo realizar estudios sobre las posibilidades de llevar a cabo la interconexión eléctrica de la región. Dentro de las ventajas provenientes de las interconexiones tenemos: reducción de los riesgos de falla, reducción de la generación térmica, reducción de inversiones en líneas de transmisión y la posibilidad de diferir inversiones en obras de generación compartiendo las reservas.

2. Interconexión Honduras-Nicaragua.

El 18 de mayo de 1973 la Empresa Nacional de Energía Eléctrica "ENEE" de la República de Honduras y la Empresa Nacional de Luz y Fuerza

.....

"ENALUF" de la República de Nicaragua, firmaron el contrato de interconexión eléctrica, en base a estudios y negociaciones contenidas en el convenio de Interconexión Eléctrica, firmado por ambos Gobiernos el 12 de abril de 1972.

Cada una de las empresas es responsable de la construcción, instalación y mantenimiento del equipo que le pertenece, y se usarán conforme la reglamentación del Contrato. Con respecto a los pagos por la energía suministrada, será en forma recíproca y de conformidad a lo establecido en el contrato. La facturación mensual será expresada y pagada en dólares estadounidenses.

Este contrato tendrá vigencia hasta el 31 de diciembre de 1990; sin embargo, podrá ser modificado o prolongado por mutuo acuerdo de las partes.

3. Interconexión Costa Rica - Nicaragua.

El 10 de junio de 1977, el Instituto Costarricense de Electricidad "ICE", de la República de Costa Rica y la Empresa Nacional de Luz y Fuerza "ENALUF" de la República de Nicaragua, firmaron contrato de intercambio de potencia y energía eléctrica, después de haber realizado estudios de las condiciones y las perspectivas futuras de los sistemas de energía eléctrica de ambos países, basados también sobre el Acuerdo de Interconexión de Energía Eléctrica firmado por los Gobiernos de ambas Repúblicas el día 29 de mayo de 1974, dichas empresas visionaron su desarrollo y ventajas económicas para sus respectivos países.

El suministro de energía es recíproco y se realiza en la subestación de Cañas para entregas a ENALUF y en la subestación Los Brasiles para entregas al ICE. El voltaje nominal de la energía transferida es de 230.000 voltios, con variaciones de un 5% más o menos.

Cada una de las empresas es responsable de la construcción, instalación y mantenimiento del equipo que le pertenece y se usarán conforme a lo estipulado en el Contrato. La duración del Contrato será hasta el 31 de diciembre de 1989, pudiéndose modificar o prorrogar por mutuo acuerdo e interés de las empresas, pero con una anticipación no menos de seis meses antes del vencimiento.

Según Decreto No. 16 del 23 de julio de 1979 publicado en La Gaceta, Diario Oficial No. 2 del 23 de agosto de 1979, el Instituto Nicaragüense de Energía sustituyó a ENALUF y adquirió el dominio y posesión de todos sus bienes, muebles e inmuebles, derechos, acciones y obligaciones debidamente constituidos, y asume el contrato de interconexión suscrito el 10 de junio de 1977 entre el ICE y ENALUF, entendiéndose como si hubiese sido suscrito por el ICE e INE, mediante la celebración en 1982 de un addendum al contrato de interconexión.

A pesar de ciertos cambios en el suministro de energía y de las fórmulas para el cálculo de los precios de la energía transferida, tanto el ICE como el INE hacen lo posible por cumplir al máximo los compromisos adquiridos en el Contrato de Interconexión.

4. Interconexión Costa Rica - Panamá.

El 4 de febrero de 1982, el Instituto de Recursos Hidráulicos y Electrificación de la República de Panamá (IRHE) y el Instituto Costarricense

cense de Electricidad (ICE) firmaron contrato de interconexión eléctrica, bajo términos y condiciones que en el mismo se establecen.

Ambas empresas se comprometieron a ejecutar las instalaciones requeridas para los interconectores, además de todas las obras necesarias en sus respectivos sistemas, a fin de poder iniciar la interconexión dentro de los dos años siguientes a la fecha de vigencia del contrato en mención.

El contrato tendrá vigencia hasta el 31 de marzo de 1992, el cual podrá ser prorrogado por acuerdo de ambas partes, en un plazo no menor de seis meses antes del vencimiento.

El intercambio de potencia y energía es en la subestación de Progreso en Panamá y con respecto a los precios, tanto el ICE como el IRHE, conceden derecho recíproco para verificar los precios de los insumos (combustibles, aditivos, lubricantes y otras), que sirven de base para el cálculo de los precios de la energía eléctrica intercambiada.

5. Interconexión El Salvador-Guatemala.

Después de varias reuniones alternas de las Comisiones Técnicas de Interconexión del Instituto Nacional de Electrificación de Guatemala (INDE) y la Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa, (CEL) los gobiernos de El Salvador y Guatemala firmaron el convenio de interconexión eléctrica el 23 de mayo de 1979.

El estudio de factibilidad fue financiado por partes iguales por el INDE y la CEL y costó \$129,180.- El informe complementario fue financiado por el BCIE/BID con la cantidad de \$ 33,100.

Según el cronograma de ejecución de las obras derivadas del estudio, la interconexión debió haber comenzado en octubre de 1982, pero por atrasos de diversas circunstancias, posiblemente comience a operar en 1985. Con respecto a la línea de Interconexión tendrá una longitud aproximadamente de 110 Km., de los cuales 16 serán construidos en territorio salvadoreño y 94 en territorio guatemalteco. La línea de transmisión será de un circuito de 230 KV. para enlazar el sistema de Guatemala en la Subestación Guatemala-Este con El Salvador en la Subestación Ahuachapán.

Los costos globales de las obras al 30 de junio de 1981 repartido por países son:

C U A D R O No. 14
 COSTOS GLOBALES, INTERCONEXION GUATEMALA-EL SALVADOR
 (MILLONES DE US\$ DOLARES)

	GUATEMALA	EL SALVADOR	TOTAL
Línea de 230 KV	6.11 (Km.94)	1.07 (16 Km.)	7.18
Sub-Estaciones:			
Guate-Este 230 KV.	2.04		2.04
Ahuachapán 115/230 Kv.		3.71	3.71
Telecomunicaciones	0.51	0.34	0.85
Sub-Total	8.66	5.12	13.78
Imprevisto + Consultores(17%)	1.47	0.87	2.34
T O T A L	10.13	5.99	16.12
Porcentajes	62.8	37.2	100.0

NOTA: No se incluyen intereses durante la construcción

FUENTE: CONCAPAN I, Julio 1981, Cit. - Bib.: F, C-B 1981, Ej. 2

Los costos de construcción de las obras serán financiados por el BCIE, en las cantidades de \$ 10.2 millones y \$ 6.8 millones por INDE y CEL, respectivamente.

H. RENTABILIDAD Y CAPITALIZACION DE CEL

1. Rentabilidad.

La rentabilidad sin revaluación de activos de CEL se mantuvo en un crecimiento sostenido desde 1954 hasta 1964, pasando de 1.5% a 13.4%. De 1964 hasta 1973, la rentabilidad se mantuvo estable; pero en 1974 y 1975 decreció notablemente como efecto del incremento en el nivel de precios de petróleo y sus derivados a nivel mundial. Al entrar en operación la Central Hidroeléctrica del Cerrón Grande en 1976, el nivel de rentabilidad empezó a tener mejoría, alcanzando en 1977 la rentabilidad más alta del período (1954-1983), de 21.5%. De 1978 a 1981 la CEL mantiene una rentabilidad bastante aceptable; pero empieza a decrecer nuevamente en 1982 y 1983, ver cuadro No. 15. Las razones fundamentales que han afectado la rentabilidad de CEL durante los últimos años son las siguientes: decrecimiento de la demanda, imposibilidad de dar el servicio, congelamiento de las tarifas, incremento de los gastos de operación, crisis sociopolítica actual; y recesión económica a nivel mundial. Cabe puntualizar que la rentabilidad se ve afectada al efectuar los cálculos sobre los activos en operación revaluados, ver anexo No.3.

C U A D R O No. 15
 CALCULO DE LA RENTABILIDAD DE CEL PERIODO 1954-1983
 EN BASE A DATOS HISTORICOS
 (MILLONES DE COLONES)

AÑOS	EXCEDENTES		EXCEDENTES DESPUES DE INTERESES.	ACTIVOS HISTORICOS	RENTABILIDAD	
	ANTES DE INTERESES.	INTERESES			ANTES DE INTERESES %	DESPUES DE INTERESES. %
1954	0.7	1.4	(0.7)	46.0	1.5	(1.5)
1955	1.6	2.2	(0.6)	46.4	3.4	(1.3)
1956	2.5	2.3	0.2	48.2	5.2	0.4
1957	3.1	2.5	0.6	57.9	5.4	1.3
1958	3.0	2.3	0.7	57.7	5.2	1.2
1959	4.2	2.3	1.9	56.7	7.4	3.4
1960	4.9	2.1	2.8	68.8	7.1	4.1
1961	6.1	2.1	4.0	70.7	8.6	5.7
1962	6.8	2.2	4.6	69.4	9.8	6.6
1963	7.5	2.1	5.4	68.6	10.9	7.9
1964	8.5	2.4	6.1	63.6	13.4	9.6
1965	9.9	2.3	7.6	78.4	12.6	9.7
1966	10.8	2.1	8.7	82.2	13.1	10.6
1967	10.7	2.7	8.0	110.8	9.7	7.2
1968	11.6	2.4	9.2	109.0	10.6	8.4
1969	13.0	2.3	10.7	106.3	12.2	10.1
1970	13.9	2.1	11.8	125.7	11.1	9.4
1971	14.2	2.0	12.2	129.5	11.0	9.4
1972	15.9	1.9	14.0	126.3	12.6	11.1
1973	14.9	2.6	12.3	134.8	11.1	9.1
1974	13.8	2.7	11.1	150.2	9.2	7.4
1975	10.0	2.5	7.5	183.1	5.5	4.1
1976	41.7	2.8	38.9	229.5	18.2	16.9
1977	49.9	2.1	47.8	232.2	21.5	20.6
1978	62.1	26.3	35.8	560.7	11.1	6.4
1979	84.0	26.0	58.0	547.9	15.3	10.6
1980	84.0	26.0	58.0	612.2	13.7	9.4
1981	64.5*	27.9	36.6	594.3	10.9	6.2
1982	45.1*	34.1	11.0	623.1	7.2	1.8
1983	56.4*	30.7	25.7	1,219.5	4.6	2.1

* No se incluye los excedentes generados por la comercialización de petróleo.

FUENTE: CEL, Informe Anual de Labores, desde 1954 a 1983.

Esto afecta considerablemente las contrataciones de financiamiento con ciertos organismos internacionales (BID, BIRF, etc.) que exigen que la rentabilidad sobre los activos fijos revaluados sea de por lo menos el 8%.

2. Capitalización de CEL.

Se ha establecido en los Estados Financieros Anuales que la formación de Capital de CEL se concentra en los rubros que integran el Activo Fijo, (ver anexo No. 4), éstos han tenido una tasa de crecimiento promedio anual del 12.5% en el período 1954-1983. El mayor incremento se registró en el quinquenio 1974-1978, cuya tasa de crecimiento fue de 29.7%, debido al impacto que causaron los elevados costos de construcción de la Central Hidroeléctrica Cerrón Grande y de la Central Geotérmica de Ahuachapán. En el último quinquenio (1979-1983) los costos de construcción de la Central Hidroeléctrica 15 de septiembre causaron el mayor impacto en la tasa de crecimiento (16.8%), al incorporarse en 1983 la primera unidad generadora de dicha Central a los Bienes e Instalaciones en servicio de CEL, pasando los costos históricos de los activos fijos, que en 1978 eran de ¢ 648.8 millones a ¢ 1,412.2 millones en 1983.

I. ANALISIS ECONOMICO-FINANCIERO (1979-83)

El objeto de estudiar este período es para analizar la incidencia de la crisis económica, política y social que vive el país, en la ya debilitada situación económico-financiera de CEL. En 1979 se autorizó un incremento en las tarifas de la Comisión con el propósito de fortalecer su situación financiera para poder hacer frente a los requeri--

mientos de amortización de la deuda interna y externa de corto plazo y generar los recursos propios necesarios para ejecutar los proyectos comprendidos en el plan de expansión.

Por otra parte, la política de la Comisión orientada a minimizar el consumo de petróleo importado para generar energía eléctrica, en 1979 alcanzó su más bajo nivel reduciendo el gasto de ¢ 9,435.4 miles de colones de 1978 a solo ¢ 839.4 miles de colones en 1979. Esta situación permitió amortiguar en alguna medida los efectos negativos derivados de la crisis del país, los cuales reflejaron en una brusca disminución de las ventas de energía eléctrica, debido a la contracción de la demanda y en un drástico incremento, en los gastos de operación, como consecuencia de los atentados dinamiteros en todo el país. Pero en el período 1980-83 el gasto en combustible fue de ¢ 41.3 millones de colones con un promedio anual de ¢ 10.8 millones (ver anexo No.5).

La contracción de la demanda se debió fundamentalmente al cierre de fábricas y la disminución de las horas de trabajo en otras, lo cual produjo efectos negativos en las finanzas de la Institución, tanto por la disminución de los ingresos por venta de energía como por la generación de un excedente de capacidad instalada, que no obstante estar ociosa, implicaba gastos financieros y fondos para amortizar la deuda contraída. Para hacer más grave el problema y como efecto de la misma crisis que se vive en el país, el rubro Cuentas por Cobrar de la CEL, sufrió un marcado incremento, lo mismo que el período de cobro, aumentando sus dificultades financieras.

Sin embargo, cuando la situación económico-financiera de la Institución amenazaba con alcanzar situaciones alarmantes o de insolvencia, se produjo un cambio en la política de comercialización del petróleo que importa el país y en el período 1981-1983, CEL recibió como producto del diferencial de precios y de los \$0.25/barril, que le corresponden en concepto de operación y administración, la cantidad de ₡112.5 millones de colones, lo que permitió en gran medida, minimizar los efectos de la crisis, (ver anexo No. 5).

La inflación mundial también ha tenido su participación y sus efectos se han sentido en los proyectos en ejecución, así tenemos que en 1983 se tuvo que recurrir a préstamos de largo plazo adicionales para finalizar la construcción de la Central Hidroeléctrica 15 de Septiembre por ₡ 165.0 millones.

Para poder solventar el problema de la porción de la deuda de largo plazo pagadera en el corto plazo, CEL tuvo que recurrir a un fuerte endeudamiento a corto plazo que alcanzó un monto de ₡ 344.7 millones, habiéndose amortizado ₡ 264.9 millones, para el período analizado (ver cuadro No. 16).

En resumen, podemos afirmar que las fuentes básicas de ingreso de CEL para el período 1979-83 están constituídas por la venta de energía eléctrica y la comercialización de hidrocarburos. Las ventas de energía eléctrica tuvieron una tendencia de estancamiento y de decrecimiento hasta 1982 y que en 1983 experimentaron una franca recuperación.

Además, los gastos corrientes sufrieron un marcado incremento en este período como consecuencia directa de la crisis del país, los cuales fue posible solventar gracias a los ingresos por la comercialización de hidrocarburos y al fuerte endeudamiento a corto plazo.

J. CUANTIFICACION DEL DAÑO EN INFRAESTRUCTURA Y SUS IMPLICACIONES FINANCIERAS.

El sub-sector energía eléctrica es uno de los más afectados por el conflicto político-militar que afecta a El Salvador desde 1979; ya que ha sido de los principales objetivos del sabotaje de los grupos guerrilleros, hecho que se generalizó en nuestro país especialmente en 1981 y 1982.

Los atentados al sistema eléctrico se traducen en suspensiones de energía eléctrica y es a partir de 1980 que las suspensiones fueron constantes en casi todo el país y para el caso de la zona oriental puede decirse que fueron muy pocos los días, tanto de 1982 como de 1983, en que recibió energía eléctrica, ya que es una de las zonas más afectadas por la guerra.

El objetivo que se persigue con el ataque al sub-sector es el de paralizar la producción, causando un deterioro a la economía nacional; perjudicando a la grande y mediana empresa, que son los tamaños de empresas que precisan de la energía eléctrica como insumo indispensable para poder producir. La acción de la guerra ha influido negativamente en 5 aspectos: a) el sabotaje directo a las torres; b) la vulnerabilidad del sistema a un nuevo atentado; c) los riesgos que corren los trabajadores al efectuar reparaciones de torres que se hallan en zonas conflictivas;

C U A D R O No. 16
RESUMEN DE LA DEUDA DE CORTO PLAZO
(Período 1978 - 1983)

	<u>Millones de ¢</u>
Saldo Inicial (Dic.-1978)	45.0
Banco Central de Reserva	
Más:	
Refinanciamientos durante el período	166.0
Banco Central de Reserva	140.9
Banco de América	5.0
Dirección General de Tesorería	<u>20.1</u>
Nuevos Préstamos durante el período	133.7
Banco Central de Reserva	94.7
Banco de América	10.0
Dirección General de Tesorería	20.1
Banco Cuscatlán	5.9
Banco Financiero	<u>3.0</u>
Sub-Total	<u>344.7</u>
Menos:	
Amortizaciones durante el período	264.9
Banco Central de Reserva	220.9
Banco de América	15.0
Dirección General de Tesorería	20.1
Banco Financiero	3.0
Banco Cuscatlán	<u>5.9</u>
Saldo Final al 31 de Diciembre de 1983	79.8
Banco Central de Reserva	59.7
Dirección General de Tesorería	<u>20.1</u>

FUENTE: CEL, Doc. SP/84-12.

d) los costos por reparación al equipo dañado son muy cuantiosos; e) los costos por combustible se incrementan, éste último es resultado del hecho siguiente: las interrupciones en el transporte de energía han originado que las centrales que operan a base de recursos naturales (hidrográficos y geotérmicos) hayan quedado en algunos casos fuera de la línea, y en otros, trabajando a baja capacidad, lo que ha obligado a CEL a mantener el suministro de energía combinado con la operación de centrales térmicas que consumen derivados del petróleo. El resultado es una mayor utilización en combustible, lo que aumenta el volumen de importaciones; afectando nuestra balanza de pagos, (ver cuadro No. 17).

C U A D R O No. 17

COMBUSTIBLE UTILIZADO EN GENERACION TERMICA

(miles de Unidades)

1980 - 1983

T I P O	1 9 8 0		1 9 8 1		1 9 8 2		1 9 8 3	
	GLS.	COLONES	GLS.	COLONES	GLS.	COLONES	GLS.	COLONES
BUNKER "C"	1,367.2	1,037.7	3,571.9	4,798.3	5,538.4	9,965.3	4,734.4	8,706.
DIESEL	736.0	1,560.1	2,279.9	6,786.8	2,052.4	6,601.0	1,153.7	3,966.
TOTAL	2,103.2	2,597.8	5,851.8	11,585.1	7,590.8	16,566.3	5,888.1	12,672.

FUENTE: Estadísticas Eléctricas, boletines Nos. 12, 13, y Superintendencia de Planificación, C.E.L.

En términos numéricos puede apreciarse la acción que sobre la infraestructura del sub-sector energía eléctrica han ejercido los grupos guerrilleros. 1/

C U A D R O No. 18

PRINCIPALES DAÑOS CAUSADOS EN LA INFRAESTRUCTURA FISICA
DEL SUB-SECTOR ENERGIA ELECTRICA.

Período: Mayo 1980 a diciembre 1983.

TIPO DE INFRAESTRUCTURA DESTRUIDA	EQUIPO Y/O INSTALACIONES DAÑADAS	COSTO ESTIMADO DE LOS DAÑOS	%
Torres y estructuras para conducción eléctrica (Total de atentados: 616)	330 torres	∅ 21,613,500.	81.7
Otras instalaciones de energía eléctrica.	Subestaciones	4,029,753.	15.2
Repetidoras para energía eléctrica.	1	76,380.	0.3
Planta a Gas de Energía Eléctrica.	1	346,823.	1.3
Daños al sistema de distribución.	Poste, transformadores y herrajes	392,741.	1.5
Total:		∅ 26,459,197.	100.0

FUENTE: CEL, Informe Estadístico de la Superintendencia de Producción al 31 de diciembre de 1983.

1/ El primer atentado ocurre en mayo de 1980 a la línea Soyapango-Nejapa, dañaron la torre No. 19 en su base; esta torre fue sustituida por una nueva con un costo aproximado de ∅ 70,000. Desde el mes de agosto de 1980 hasta el mes de diciembre de 1983, ocurren 887 atentados más. Estos se distribuyen a lo largo de los 4 años así: 4.7% para 1980; 18.6% para 1981, 21.3% para 1982 y 55.4% para 1983.

FUENTE: Estadística de Mantenimiento de Líneas y de la Superintendencia de Producción C.E.L.

Si unimos los costos de combustible con los costos de los principales daños causados a la infraestructura del sub-sector energía tenemos un total de 72,065.7 miles de colones 2/ de pérdida debido a los distintos sabotajes causados al sistema eléctrico. El conjunto de hechos mencionados muestran la importancia que ha cobrado el sub-sector energía eléctrica en la coyuntura actual, siendo uno de los blancos principales del sabotaje de los grupos guerrilleros, y por ende, uno de los sub-sectores económicos más afectados por el conflicto; lo que a su vez incide negativamente en los sectores que consumen más electricidad, lo que incide también en los ingresos ya que la demanda ha disminuido considerablemente poniendo a CEL en situación económico-financiera crítica.

Otro aspecto importante es que, el sub-sector energía eléctrica, no obstante su escasa participación en la generación del PTB, es un insumo clave para la producción industrial, principalmente para la gran industria, de ahí que las mayores pérdidas ocasionadas por las suspensiones de energía eléctrica afectan más al sector industrial que al cualquier otro sector. Las actividades que dentro del sector industrial resultan más perjudicadas por las suspensiones de energía eléctrica están vinculadas directamente al abastecimiento de materias primas para otros sectores como el agrícola y en otros casos están vinculados a la satisfacción de las necesidades básicas de la población como son la alimentación y el vestuario.

2/ El informe estadístico de la Superintendencia de Producción estima que al 31/Dic./83, se gastó en consumo de combustible para generación, la suma de $\text{Q}45,606,543.$, debido a daños y sabotajes al sistema eléctrico.

En el sector comercial el impacto es menor que en el sector industrial, ya que este sector no utiliza energía para transformar materias primas. Sin embargo, las suspensiones han ocasionado grandes pérdidas a la gran y mediana empresa comercial, específicamente a aquéllas que expenden artículos perecederos, como los comestibles que requieren refrigeración.

En el sector residencial, las suspensiones inciden en una pérdida en el bienestar de los consumidores; una suspensión de energía eléctrica disminuye la producción de bienes y por ende, el consumo de los mismos, entonces disminuye también la satisfacción de los consumidores por la pérdida de bienestar. Por otro lado, las suspensiones de energía eléctrica ocasionan cambios en los patrones de consumo.

Además, de los efectos ya mencionados podríamos mencionar los siguientes:

- Desequilibrio en la balanza de pagos al aumentar las importaciones de combustible y otros derivados del petróleo.
- Irregular servicio de agua potable que está vinculado al servicio de energía eléctrica.
- Descontinuidad en la educación, principalmente en las clases nocturnas y de televisión educativa.

En resumen, los daños a la infraestructura del sub-sector energía eléctrica, no solo han afectado la situación económico-financiera de CEL, sino que han tenido una incidencia directa e indirecta en todo el sistema económico y social del país, debido a las irregularidades en el funcionamiento de la actividad productiva por los sabotajes al sistema eléctrico nacional.

C A P I T U L O I I I

PROGNOSIS DE LA CAPACIDAD ECONOMICO - FINANCIERA DE CEL

En esta parte nos vamos a referir al Plan de Expansión del Sistema de Generación de CEL hasta el año 2000, y especialmente a los recursos económico-financieros, tanto internos como externos, necesarios para realizar los proyectos contenidos en dicho plan; la rentabilidad y capitalización de CEL al ejecutar los proyectos y a los aspectos presupuestarios relacionados con las operaciones normales y extraordinarias de la Institución.

A. PLAN DE EXPANSION PREVISTO HASTA EL AÑO 2000

En este plan la CEL ha proyectado la necesidad de disponer de una mayor capacidad instalada para cubrir cualquier incremento futuro de la demanda de energía eléctrica; para ello ha considerado la ejecución de las siguientes obras:

1. Central Geotérmica de Berlín.

Este proyecto comprende la construcción de una unidad con una capacidad de 55 MW, y un tramo de línea de transmisión de 115 KW. de 30 kilómetros de longitud, hasta la subestación de Ozatlán, además la perforación de los pozos necesarios, su producción media anual de energía eléctrica será de 385 Gwh; estará localizada en el Departamento de Usulután y el período de ejecución de la obra abarcará cinco años. Se espera que entre en funcionamiento en 1990. Este proyecto se encuentra en etapa de factibilidad técnica y económica.

2. Central Geotérmica de Chipilapa.

Consiste en la construcción de una unidad con una capacidad ins-

talada de 55 Mw., con un sistema de transmisión asociado y la perforación de los pozos que se consideren necesarios para su funcionamiento. El proyecto estará localizado en el Departamento de Ahuachapán y aportará una producción media anual de energía eléctrica de 385 Gwh.

Su período de ejecución será de cinco años, esperándose que entre en operación en 1991. Actualmente se están ejecutando los estudios de prefactibilidad.

3. Central Geotérmica de Chinameca.

Este proyecto comprende la construcción de una unidad con una capacidad instalada de 55 Mw., su sistema de transmisión y la perforación de los pozos necesarios para su funcionamiento. Tendrá una capacidad media de producción anual de 385 Gwh. Estará localizada en el Departamento de San Miguel y su período de construcción será de cinco años; se espera que empiece a funcionar en 1992. Los estudios se encuentran en etapa de prefactibilidad.

4. Expansión Central Hidroeléctrica Cerrón Grande.

Comprende la construcción de dos unidades generadoras adicionales a las existentes, que incrementarán la capacidad instalada en 135 Mw. y la producción media anual en 600 Gwh.

Este proyecto está localizado en el Departamento de Chalatenango y su período de ejecución se estima será de dos años y sus operaciones se espera iniciarlas en 1993. Actualmente sus estudios están en etapa de factibilidad técnica y económica.

5. Central Geotérmica de San Vicente.

Este proyecto consiste en la construcción de una unidad con una capacidad instalada de 55 Mw., la instalación de su sistema de transmisión y el programa de perforación de pozos para su funcionamiento, generará

Una producción media anual de energía eléctrica de 385 Gwh. Estará localizada en el Departamento de San Vicente y su período de construcción comprenderá cinco años, se espera que inicie sus operaciones en 1994, actualmente se están ejecutando los estudios de prefactibilidad.

6. Central Hidroeléctrica El Tigre.

Comprende la construcción de una Central Hidroeléctrica con dos unidades generadoras con una capacidad generadora de 270 Mw., que aportarán una producción media anual de 1756.3 Gwh.

Este proyecto estará localizado en el Departamento de Cabañas, sobre el Río Lempa, entre la Central Hidroeléctrica 5 de Noviembre y la Central Hidroeléctrica 15 de Septiembre. Tendrá un área de embalse de 55 Km.², de los cuales el 40% se ubica en territorio hondureño, su período de ejecución se estima entre 1991-1995, considerando que entrará en operación comercial en 1996. Actualmente se están ejecutando los estudios de prefactibilidad.

7. Central Termoeléctrica de Carbón.

Consiste en la construcción de tres unidades de 50 Mw. cada una, con una aportación de 1,050 Gwh. de producción promedio anual; esta Central utilizará carbón mineral para generar energía eléctrica.

Este proyecto estará ubicado en el Departamento de Sonsonate y la construcción de la obra se realizará durante el período 1993-1998.

La primera unidad entrará en operación comercial el año 1996, la segunda en 1997 y la tercera en 1999. Actualmente sus estudios están en etapa de factibilidad económica.

8. Expansión Central Hidroeléctrica 5 de Noviembre.

Este proyecto comprende la construcción de una casa de máquinas de 180 metros cuadrados de superficie, la instalación de dos turbinas de 60 Mw. cada una, instalación del equipo electrónico necesario y la construcción de dos tramos de línea de 115 Kw. que la conectarán con la subestación de San Rafael Cedros y la de San Martín, y generará una producción media anual de energía eléctrica de 207 Gwh. aproximadamente. Su período de construcción será de 5 años y se espera que entre en operación comercial en el año 1999. Sus estudios están en etapa de factibilidad técnica-económica.

9. Central Termoeléctrica de Carbón.

Contempla la construcción de una central termoeléctrica con dos unidades generadoras a base de carbón mineral, con una capacidad instalada de 200 Mw. en total, con una producción media anual de 1,400 Gwh. Este proyecto estará localizado en el Departamento de Sonsonate y su período de ejecución estará comprendido de 1987 hasta el año 2000, a finales de este período se espera que entre en operación comercial. Actualmente sus estudios están en etapa de factibilidad económica.

Para una mejor apreciación de los costos totales y por proyectos, presentamos el cuadro No.19, en el que se detalla la capacidad instalada total y por proyecto, así como también los montos de financiamiento con moneda nacional y extranjera.

Al ejecutar este plan de expansión, la capacidad instalada de CEL se incrementará en 1.095 Mw., pasando de 632.4 Mw., a principios de 1984 a 1,727.4 Mw. en el año 2000, lo que significa que la capacidad instalada crecería 1.7 veces aproximadamente, en dicho período.

C U A D R O No. 19
ESTIMACION DE COSTOS DE LOS PROYECTOS DE EXPANSION HASTA
EL AÑO 2 0 0 0

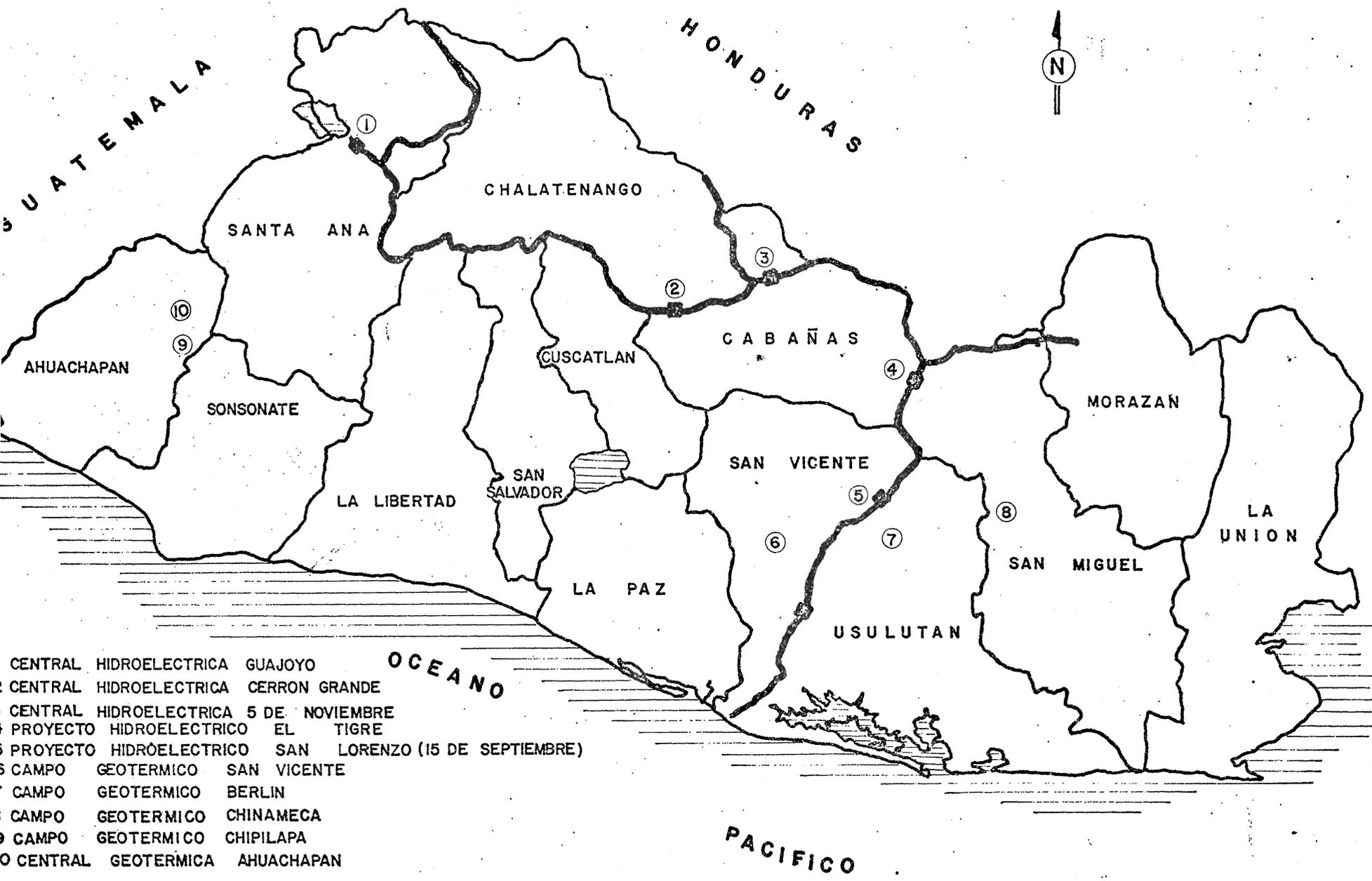
NOMBRE DEL PROYECTO	CAPACIDAD INSTALADA (MW)	MONEDA NACIONAL (MILLONES)	MONEDA EXTRANJERA (MILLONES)	COSTO TOTAL	AÑO DE FUNCIONA- MIENTO.
Central Geotérmica de Berlín	55	111.3	283.0	394.3	1990
Central Geotérmica de Chipi lapa.	55	111.2	282.8	394.0	1991
Central Geotérmica de China meca.	55	120.3	325.7	446.0	1992
Expansión Central Hidroeléc- trica Cerrón Grande	135	48.5	158.3	206.8	1993
Central Geotérmica de San Vicente.	55	137.6	333.2	470.8	1994
Central Hidroeléctrica El Tigre	270	523.3	1124.9	1648.2	1996 96-97
Central Termoeléctrica de Carbón.	150	474.7	964.4	1439.1	1998
Expansión Central Hidroe- léctrica 5 de Noviembre.	120	155.4	347.1	502.5	1999
Central Termoeléctrica de Carbón.	200	474.2	1048.7	1522.9	2000
T O T A L	1,095	2,156.5 =====	4868.1 =====	7024.6 =====	

Los costos están en base a abril de 1984.

FUENTE: Documento No. CEL SP/83-10, Agosto de 1983; y

Revista CEL No. 3, abril, mayo y junio de 1984.

LOCALIZACION GEOGRAFICA DE LOS PROYECTOS DEL PLAN DE EXPANSION HASTA AÑO 2000



- 1 CENTRAL HIDROELECTRICA GUAJOYO
- 2 CENTRAL HIDROELECTRICA CERRON GRANDE
- 3 CENTRAL HIDROELECTRICA 5 DE NOVIEMBRE
- 4 PROYECTO HIDROELECTRICO EL TIGRE
- 5 PROYECTO HIDROELECTRICO SAN LORENZO (15 DE SEPTIEMBRE)
- 6 CAMPO GEOTERMICO SAN VICENTE
- 7 CAMPO GEOTERMICO BERLIN
- 8 CAMPO GEOTERMICO CHINAMECA
- 9 CAMPO GEOTERMICO CHIPILAPA
- 10 CENTRAL GEOTERMICA AHUACHAPAN

B. RECURSOS ECONOMICO-FINANCIEROS NECESARIOS PARA REALIZAR LOS PROYECTOS CONTENIDOS EN EL PLAN DE EXPANSION, HASTA EL AÑO 2000.

Los proyectos contenidos en el Plan de Expansión requieren para su ejecución, una inversión total de Q 7,024.6 millones de colones, de los cuales el 30% deben ser cubiertos con fondos propios de CEL y el 70% con financiamiento interno y externo, con la condicionante de que este último comprenda toda la moneda extranjera, para diferir los efectos negativos en la balanza de pagos.

Conociendo la magnitud de la inversión y la secuencia con la que se va a implementar cada proyecto, podemos analizar si la CEL contará en el momento oportuno, con los recursos económicos y financieros necesarios, tanto internos como externos, lo mismo que su rentabilidad y los efectos presupuestarios esperados para el período 1984-2000 derivados de la implementación del Plan de Expansión, en la siguiente forma:

1. Recursos Económico-Financieros Internos.

La generación interna de recursos para el período 1984-2000, está basada fundamentalmente en la venta de energía eléctrica, dentro del territorio nacional, así como la que se efectúe por las interconexiones con Honduras y Guatemala; préstamos, transferencias y subsidios del Gobierno Central; préstamos del sistema bancario nacional y otros; la comercialización de hidrocarburos y otros ingresos.

a) Venta de Energía Eléctrica.

Los ingresos por venta de energía eléctrica dependen directamente de la demanda y del nivel de las tarifas.

La proyección de la demanda se hizo bajo el supuesto de que la crisis política y el problema de guerra civil que vive el país se supere en el corto plazo, considerando un período de cinco años para la recuperación y estabilización de la economía que permita la utilización de la capacidad instalada ociosa en los diferentes sectores económicos y alcanzar después las tasas de crecimiento similares a las históricas, aplicando las tarifas vigentes a julio de 1984, cuyo precio promedio de venta es $\text{¢ } 0.142/\text{Kwh}$.

Como puede observarse en el cuadro anexo No. 5, los ingresos por venta de energía eléctrica que en 1983 fueron de $\text{¢ } 139.1$ millones, ascenderán a $\text{¢ } 927.4$ millones en el año 2000 (ver anexo No.6), lo que representa una tasa promedio de crecimiento anual de 11.8 %; sin embargo, para que esta demanda sea efectiva, tendrán que crearse nuevos centros industriales y ampliar considerablemente los programas de electrificación rural, además de la demanda que se espera por el crecimiento de las ciudades, derivado del incremento poblacional.

Los ingresos netos provenientes de las interconexiones con Honduras y Guatemala, se estima que serán de $\text{¢ } 8.1$ millones, teniendo en cuenta que estas interconexiones están orientadas a optimizar el uso de excedentes de los sistemas de generación de los tres países y no a la función de venta de energía eléctrica hacia dichos países; sin embargo, dada la capacidad de generación instalada y la estructura de los sistemas de distribución de los tres países, se estima que El Salvador tendrá saldos netos a su favor.

Es importante señalar que los ingresos por ventas de energía eléctrica constituyen la fuente principal de ingresos corrientes de CEL, para hacer frente a sus gastos corrientes, lo mismo que al servicio de la deuda de corto y largo plazo, la cual comprende el pago de intereses y la amortización del capital.

El cuadro anexo No. 6 es evidente en el sentido de que en la proyección para 1984-2000, el saldo neto de los rubros antes relacionados, es negativo en casi todos los años, lo que significa que con las tarifas vigentes la institución es económicamente incapaz de ejecutar dicho Plan de Expansión.

Para superar esta situación en los anexos Nos. 7 y 8 presentaremos la alternativa "A" incrementando los ingresos a través de las tarifas.

b) Asignación para Depreciación.

La depreciación es una operación contable, establecida legalmente y que tiene por objeto establecer un fondo o reserva durante el tiempo de vida útil de un bien para adquirir otro que lo sustituya, al estar inservible; es decir, que son gastos o desembolsos teóricos por lo que constituyen recursos reales para hacer frente a las necesidades financieras de la Institución.

Para el cálculo de la depreciación, se aplican diferentes porcentajes para las centrales, según sean hidroeléctricas, geotérmicas o térmicas, lo mismo que al resto de las instalaciones y demás bienes del activo fijo depreciable y como puede apreciarse en el cua-

dro anexo No. 7 para el período 1984-1990, el monto en este rubro tendrá un promedio de ¢ 50 millones aproximadamente; luego, al ejecutarse el Plan de Expansión, se incrementará hasta llegar a ¢290.6 millones en el año 2000.

c) Préstamos, transferencias y subsidios del Gobierno Central.

La CEL es una institución autónoma que presta un servicio legalmente declarado de utilidad pública por lo que el Gobierno Central tiene una participación activa en la resolución de sus problemas financieros, no obstante, por la seria crisis económica que atraviesa el Gobierno, se estima que en el período 1984-2000 y específicamente en el Plan de Expansión de CEL, su participación será muy limitada, aún bajo el supuesto de que el conflicto armado termine en el corto plazo.

d) Préstamos del Sistema Bancario Nacional y Otros.

Históricamente los proyectos de inversión de CEL han recibido el apoyo financiero de algunos bancos del país como el Banco Central de Reserva, Banco Cuscatlán y Banco Financiero y además, de la Dirección General de Tesorería y la venta de bonos que la CEL puede emitir, de acuerdo con su Ley de creación, para financiar su proyecto de inversión, previa autorización de la Junta Monetaria de El Salvador.

Es importante mencionar que todos estos Bancos dan financiamiento sólo de corto plazo para fortalecer el capital de trabajo de CEL, por lo que el tipo de interés es alto.

La Dirección General de Tesorería da financiamiento de corto plazo sin intereses y los bonos constituyen la única fuente de largo plazo y de más bajo interés.

Para la proyección hasta el año 2000, se estima que desempeñarán la misma función para la solución de los problemas financieros que se presenten en determinado momento.

e) La Comercialización de Hidrocarburos.

Estos ingresos no son muy representativos en la proyección y se derivan de los \$ 0.25/barril de petróleo importado que en concepto de manejo le corresponden a CEL, por lo que se incluyen en Otros Ingresos.

2. Recursos Económico-Financieros Externos.

Estos recursos desempeñan el papel más importante en la proyección 1984-2000 y especialmente en la ejecución del Plan de Expansión.

Se mantendrá la política de obtener financiamiento externo para cubrir la inversión en moneda extranjera que ascenderá a ¢ 4,893.7 millones, incluyendo las interconexiones anteriormente citadas.

La actual crisis económica y política que atraviesa el país y especialmente la crítica situación de la balanza de pagos, afectará en forma negativa la ejecución del Plan de Expansión, por cuanto se hace más difícil ser sujeto de crédito de las instituciones financieras internacionales.

a) Fuentes de Fondos.

Tradicionalmente los proyectos de energía eléctrica han sido finan

ciados por Instituciones como el Banco Interamericano de Desarrollo (BID), el Banco Internacional de Reconstrucción y Fomento (BIRF), El Fondo de Inversiones de Venezuela (FIV), el Banco Centroamericano de Integración Económica (BCIE), la Agencia Internacional de Fomento (AIF), el Banco Internacional de España y por proveedores del exterior, con los cuales se espera obtener el financiamiento de los proyectos programados hasta el año 2000, conforme se detalla en el cuadro No. 20.

En resumen, la totalidad de fuentes de fondos proyectados para el período 1984-2000, es la siguiente:

C U A D R O No. 20
RESUMEN DE FUENTES DE FONDOS PERIODO 1984 - 2000

DESCRIPCION	MILLONES DE COLONES			T O T A L
	1984-1990	1991-1995	1996-2000	
Generación interna de Fondos	1.013.5	1.268.9	2.295.4	4.577.8
Transferencias del Gobierno Central.	22.5	19.6	22.6	64.7
Préstamos y Créditos	1.079.4	2.003.1	2.243.3	5.325.8
Contratados	126.2	-.-	-.-	126.2
No Contratados	953.2	2.003.1	2.243.3	5,199.6
Transferencias y Donac.	60.7	11.0	11.0	82.7
T O T A L	2.176.1	3,302.6	4,572.3	10,051.0

b) Usos de Fondos.

En el cuadro No.22 se encuentra el destino que se dará a los fondos obtenidos y por obtener de fuentes externas, así como la contra parte correspondiente a la CEL para completar el costo de los pro- yectos; se encuentra también las amortizaciones y los pagos de los in- tereses de la deuda contratada.

A continuación se presenta los componentes de estos usos de fondos.

i) Programa de Inversiones y Estudios.

Este programa comprende dos partes: la primera corresponde a los proyectos en ejecución, de los cuales merecen especial men- ción la Central 15 de Septiembre; la interconexión Guatemala - El Salvador, la Central a Gas en San Miguel, la cual ya fue inau- gurada, la Restauración de Servicios Públicos, el Proyecto Desarrollo y Explotación Geotérmica y otras Obras y estudios menores. Esta parte demandará Q 361.1 millones de 1984 al año 2000.

La segunda parte corresponde a proyectos futuros, los cuales de- mandarán en el mismo período (1984-2000) la cantidad de Q7,039.8 millones (ver cuadro No.26). Los proyectos comprendidos en esta eta- pa, sus costos actualizados a precios de abril 1984, y los años de entrada en operación se presentan en el cuadro No.19 1/. De acuerdo con el Plan de Expansión de la Generación de Energía Eléctrica, las inversiones en los nuevos proyectos debieron iniciarse en 1983, pero por falta de financiamiento han sido desplazados has- ta después de 1984. Esto implica que de no acelerarse las in---

1/ No incluye los costos del proyecto de Interconexión Eléctrica Honduras-El Salvador por Q 15.2 millones.

versiones y de acuerdo con la proyección de la demanda, habrá que generar con las centrales a base de combustible importado, lo cual no es conveniente a la CEL ni al país, por los efectos negativos en la balanza de Pagos.

Los costos anuales de los proyectos han sido actualizados a precios constantes de abril de 1984, y para considerar los efectos del proceso inflacionario se han adoptado las tasas anuales de escalación sugeridas por el BIRF, que son las siguientes:

C U A D R O No. 2 1
TASAS ANUALES DE ESCALACION DE PRECIOS

PERIODO	TASAS ANUALES %	
	MONEDA NACIONAL	MONEDA EXTRANJERA
1981	11.6 (REAL)	- 4.6 (REAL)
1982	13.4 (REAL)	8.0
1983	14.7 (REAL)	8.0
1984	10.0	7.5
1985	10.0	7.0
1986-2000	8.0 (ANUAL)	6.0 (ANUAL)

FUENTE: CEL, Superintendencia de Planificación.

ii) Servicio de la Deuda.

El servicio de la Deuda a corto y largo plazo comprende las amortizaciones de los préstamos y los intereses.

Los préstamos de corto plazo corresponden a la deuda contraída con el Banco Central de Reserva y la Dirección General de Tesorería, y se ha supuesto que en los años 1985 y 1986 la deuda con el Banco Central de Reserva se va a refinanciar y que se amortizará en su totalidad a finales de 1988.

En resumen, el destino que se le dará a los fondos que se espera obtener en el período 1984-2000, es el siguiente:

C U A D R O No. 22
DESTINO DE LOS FONDOS 1984 - 2000
(EN MILLONES DE COLONES)

D E T A L L E	1984/90	1991/95	1996/2000	TOTAL
Programa de Inv.y Estudios	∅ 1335.5	∅ 2861.5	∅ 3203.9	∅ 7400.9
-En Ejecución	∅ 208.9	∅ 62.1	∅ 90.1	∅ 361.1
-Futuros	∅ 1126.6	∅ 2799.4	∅ 3113.8	∅ 7039.8
Servicio de la Deuda a Corto y largo plazo	∅ 898.9	∅ 1186.5	∅ 2721.1	∅ 4806.5
	∅ 2234.4	∅ 4048.0	∅ 5925.0	∅ 12,207.4

c) Necesidades de Fondos.

Al combinar las fuentes y usos del período 1984-2000 según los criterios de proyección establecidos, se evidencia una necesidad de fondos de ∅ 2,156.4 millones, la cual se demuestra en el cuadro No. 23 y cuadro anexo No. 9

En el cuadro se observa que la CEL no aportará fondos propios ya que

La generación interna de fondos no cubre en su totalidad el servicio de la deuda, generando un -3.1% del total de las inversiones, y que el déficit de fondos alcanza un 29.1% del mismo total, de lo que se deduce que los recursos financieros que se necesitan son exclusivamente para completar el financiamiento de los proyectos que se ejecutarán en el período 1984-2000. Y una pequeña porción para cubrir en su totalidad el servicio de la deuda (¢ 228.7 millones).

C U A D R O No. 23
NECESIDADES DE FONDOS 1984 - 2000
(MILLONES DE COLONES)

	1984/1990	1991/1995	1996/2000	TOTAL 1984/2000
Generación Interna de Fdos..	1,013.5	1,268.9	2,295.4	4,577.8
Menos:				
Servicio de la Deuda	898.9	1,186.5	2,721.1	4,806.5
Recursos propios para Inversión	114.6	82.4	(425.7)	(228.7)
M á s :				
Préstamos y Créditos	1,079.4	2,003.1	2,243.3	5,325.8
Transferencias del Gobierno y Donaciones	83.2	30.6	33.6	147.4
Total de Fondos para Inversión	1,277.2	2,116.1	1,851.2	5,244.5
Menos:				
Programas de Inversiones y Estudios. <u>1/</u>	1,335.2	2,861.2	3,204.5	7,400.9
Necesidades de Fondos del Período.	(58.0)	(745.1)	(1,353.3)	(2,156.4)

1/ Incluye intereses pagaderos durante el período de construcción.

d) Plan de Financiamiento.

i) Definición de Criterios.

El análisis de las proyecciones financieras demuestran que al mantener durante el período 1984-2000, los precios de venta autorizados al 1 de julio de 1984, la CEL enfrentará un déficit de fondos de ¢ 2,232.9 millones para financiar el Plan de Expansión del Sistema de Generación de Energía Eléctrica hasta el año 2000, y cumplir con los pagos del servicio de la deuda. En vista de esto, hemos preparado dos planes de financiamiento en base a los criterios siguientes:

1. Alternativa "A" (ver cuadro anexos Nos. 7 y 8)

Obtener una Generación Interna de Fondos que permite a la CEL cubrir:

- El servicio de la Deuda; y
- Financiar como mínimo un equivalente al 30% de las inversiones en equipos, obras, proyectos y estudios que CEL ha programado adquirir y ejecutar en el período 1984-2000.

Esta alternativa se elaboró en base al análisis de las necesidades de fondos para cada año, de acuerdo a los resultados obtenidos en el cuadro anexo No. 7., a los cuales se les adicionó el 30% de los fondos como contrapartida de CEL, para cubrir las inversiones del período 1984-2000.

Se consideró varias alternativas de ajustes tarifarios, de las cuales se determinó que las más razonables, considerando los diferentes aspectos económicos y sociales en el período, son las siguientes:

Incremento de ¢ 0.02/Kwh. a partir del 1 de enero de 1985.

Incremento de ¢ 0.01/Kwh. a partir del 1 de enero de 1988.

Incremento de ¢ 0.015/Kwh. a partir del 1 de enero de 1990.

Incremento de ¢ 0.01/Kwh. a partir del 1 de enero de 1993.

Con estos ajustes tarifarios, los ingresos de CEL crecerán a una tasa del 14.0% anual (ver anexo Nos. 7 y 8), los recursos propios generados, cubrirán las necesidades de fondos definidos en los supuestos hasta el año 2000, obteniéndose al final del período un ahorro neto de ¢ 267.7 millones.

Esta alternativa requerirá del refinanciamiento de la deuda a corto plazo los primeros años y no permite desarrollar otros estudios e investigaciones, que son sumamente necesarios para la ejecución de nuevos programas.

2. Alternativa "B" (Ver cuadro anexo No. 10.)

Para elaborar esta alternativa se utilizó el siguiente criterio: Mantener los precios reales de la electricidad y elevar gradualmente el índice de rentabilidad sobre el promedio de bienes e instalaciones netas revaluadas en servicios hasta alcanzar el 8% que exigen las instituciones financieras internacionales para poder otorgar financiamientos.

La alternativa "B" presenta un plan de financiamiento que comprende ocho ajustes de tarifas de la siguiente manera:

Enero 1 de 1985 un ajuste de ¢ 0.0200/Kw.

Enero 1 de 1986 un ajuste de ¢ 0.0400/Kw.

Enero 1 de 1987 un ajuste de $\text{¢ } 0.0200/\text{Kw}$.

Enero 1 de 1988 un ajuste de $\text{¢ } 0.0200/\text{Kw}$.

Enero 1 de 1989 un ajuste de $\text{¢ } 0.0350/\text{Kw}$.

Enero 1 de 1993 un ajuste de $\text{¢ } 0.0125/\text{Kw}$.

Enero 1 de 1994 un ajuste de $\text{¢ } 0.0100/\text{Kw}$.

Enero 1 de 1996 un ajuste de $\text{¢ } 0.0100/\text{Kw}$.

Los fondos generados por dichos ajustes permiten alcanzar en 1989 una rentabilidad sobre activos fijos revaluados en servicio del 8% aproximadamente y en los años siguientes se mantiene esta proporción. Además genera un ahorro total de $\text{¢ } 4.715.7$ millones en el período 1984-2000. El plan de ajustes tarifarios incrementa la tarifa actual de $\text{¢ } 0.142$ a $\text{¢ } 0.3095$, teniendo una tasa promedio anual de crecimiento del 5.0% en el período, y todavía quedaría por debajo de las tarifas vigentes al 31 de marzo de 1984, en las Repúblicas de Guatemala y Panamá. (Ver anexo No. 11), y se logra mantener los precios reales de la electricidad.

En resumen, este plan produce los fondos necesarios para alcanzar gradualmente un 8% de rentabilidad aproximadamente sobre el promedio de activos fijos netos revaluados en servicio, y mantener los precios reales de la energía eléctrica.

ii) Análisis de los Planes Alternativos.

En resumen, podemos afirmar, que la alternativa "A" constituye una solución a la deficiente generación interna de fondos que permite fortalecer la capacidad económica de CEL para eje

cutar el plan de expansión de 1984-2000; sin embargo, ante las exigencias de las instituciones financieras internacionales, de un 8% de rentabilidad sobre los activos fijos netos revaluados, como requisito indispensable para ser sujeta de crédito, esta alternativa se ve muy limitada por lo que es necesario adoptar la alternativa "B" aunque representa un acelerado incremento tarifario para mantener el precio real de las tarifas, las cuales no obstante, son bajas comparadas con los otros países del área Centroamericana.

El ahorro generado en la alternativa "B" permite además, desarrollar proyectos de investigación de fuentes convencionales como la geotérmica y otras; y de no convencionales, como la energía solar, biomásica, etc., lo cual dado nuestra escasez de recursos energéticos, son de primera importancia para el futuro del país.

3. Rentabilidad y Capitalización de CEL.

a) Rentabilidad.

Para la revaluación de activos fijos proyectados se tomó como base los resultados del anexo No. 3.

Los cálculos cuyos resultados se muestran en el cuadro No.24 determinan que la rentabilidad sobre el promedio de activos fijos revaluados en servicio, presentan una tendencia negativa en todos los años, de mantenerse las tarifas vigentes al 1 de julio de 1984.

De acuerdo con lo anterior, se hace necesario adoptar el plan de financiamiento establecido en la alternativa "B", para poder cubrir las exigencias de los organismos internacionales para la concesión de préstamos, relativa a que las instituciones deben cubrir una rentabilidad del 8% sobre el promedio de los activos fijos netos revaluados en servicio.

b) Capitalización.

La formación de la capitalización de CEL, se verá incrementada en 7,400.9 millones de colones a precios constantes, abril 1984, elevando el costo de sus bienes e instalaciones en servicios de un valor de ¢ 1,412.2 millones a ¢ 8,813.1 millones, cuyo mayor impacto estará reflejado en dos de los proyectos descritos en el plan de expansión 1984-2000 (ver cuadro No. 19), debido a los costos elevados de dichos proyectos. Los proyectos en mención son los siguientes:

- Central Hidroeléctrica El Tigre, que representa el 22.3% del total de la inversión.
- Las Centrales Termoeléctricas de Carbón, que representan el 40% del total de la inversión. Al cuantificar la realización total de los proyectos de expansión, se obtendrá un crecimiento promedio anual del 11.4%.

4. Aspectos Presupuestarios.

La CEL ejecuta dos tipos de presupuesto: el Presupuesto Especial que se elabora para un período de 4 años y los Presupues-

C U A D R O No. 24
 MODIFICACION DE LOS ESTADOS DE RESULTADOS SIN INCREMENTO
 DE TARIFAS PERIODO 1984 - 2000 (Tarifa = $\text{C}0.142/\text{Kwh}$)
 (MILLONES DE COLONES)

AÑOS	EXCEDENTE NETO SEGUN ESTADOS FINANCIEROS	DEPRECIAC. SIN REVALUO.	DEPRECIAC. SOBRE ACTIVOS REVALUADOS	EXCEDENTE NETO	INTERESES DE OPERACION	EXCEDENT. antes de INTERESES INCLUYENDO DEPRECIAC. S/ACTIVOS REVALUADOS	ACTIVOS REVALUADOS.	RENTA E DAD S/ VOS RE DOS.
1984	-14.3	47.5	151.3	-118.1	59.6	-58.5	1,679.8	- 3.
1985	14.1	48.9	169.3	-106.3	66.4	-39.9	1,765.9	- 2.
1986	32.3	50.0	175.3	- 93.0	61.2	-31.8	1,821.0	-1.
1987	51.4	50.8	198.7	- 96.5	58.6	-37.9	1,914.6	- 2.
1988	66.9	51.1	230.6	-112.6	53.3	-59.3	2,145.2	- 2.
1989	52.1	51.4	264.7	-161.2	48.1	-113.1	2,447.4	- 4.
1990	69.5	51.7	298.9	-177.7	42.9	-134.8	2,682.2	- 5.
1991	30.9	78.5	341.1	-231.7	91.7	-140.0	2,931.0	- 4.
1992	19.5	93.7	386.1	-272.9	111.1	-161.8	3,220.1	- 5.
1993	39.0	100.7	449.1	-309.4	114.0	-195.4	3,673.8	- 5.
1994	31.2	116.7	516.7	-368.8	132.4	-235.4	4,290.1	- 5.
1995	72.0	117.0	592.4	-403.4	120.5	-282.9	4,893.0	- 5.
1996	-87.8	189.2	672.2	-570.8	239.5	-331.3	5,454.4	- 6.
1997	-52.3	205.6	756.6	-603.3	247.6	-355.7	5,908.8	- 6.
1998	-21.5	221.9	846.7	-646.3	254.9	-391.4	6,296.7	- 6.
1999	14.0	238.9	954.0	-701.1	263.0	-438.1	6,721.7	- 6.
2000	-41.1	290.6	1060.8	-811.3	332.9	-478.4	7,061.6	0 6

FUENTE: Cálculos en base a proyecciones 1984-2000, anexo No.10 y cuadro 15.

tos Extraordinarios que son votados con exclusividad para realizar proyectos que requieren financiamiento externo y que también demandan aportes del capital propio de CEL. 2/

El período de duración de los presupuestos extraordinarios es por el tiempo que dure la construcción de las obras hasta su correspondiente liquidación. De acuerdo con las exigencias legales, para cada una de las obras programadas en el plan de expansión se elaborará un presupuesto extraordinario.

Para efectos analíticos se ha elaborado un presupuesto integrado para el período 1984-2000, ver cuadro No.25. Cada uno de los rubros del presupuesto está integrado en la forma siguiente:

a) Ingresos Corrientes.

Este rubro está formado básicamente por la proyección de las ventas de energía eléctrica internas y de interconexiones con Guatemala y Honduras, otros ingresos provenientes de dividendos, intereses, alquileres de terrenos y otros productos.

b) Gastos Corrientes.

Este rubro está formado por los programas de funcionamiento (operación y mantenimiento), por los programas de transferencias corrientes y por los intereses de la deuda a corto y largo plazo (que se aplican a los gastos de operación).

2/ Art.19, numeral 10° de "La Ley de Constitución de la Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa y sus Reformas al mes de abril de 1981" y Art.18 de la Ley Orgánica de Presupuestos, Dirección General de Presupuestos, Ministerio de Hacienda. D.O. No. 235 del 13 de diciembre de 1968.

C U A D R O No. 25

RESUMEN DEL PRESUPUESTO INTEGRADO DE CEL

PERIODO 1984 - 2000

(MILLONES DE COLONES)

DESCRIPCION	CON INCREMENTO DE TARIFAS-ALTERNATIVA "A"	CON INCREMENTO DE TARIFAS-ALTERNATIVA "B"	SIN INCREMENTO DE TARI-FAS.
Ingresos Corrientes	11,034.5	16,519.9	8,317.5
Gastos Corrientes	6,037.4	6,037.4	6,037.4
Ahorro (I - II)	4,997.1	10,482.5	2,280.1
Ingresos de Capital	5,473.2	5,473.2	5,473.2
Gastos de Capital	9,909.7	9,909.7	9,909.7
DEFICIT O SUPERAVIT (III+IV-V)	560.6	6,046.0	(2,156.4)

ALTERNATIVA "A" = Incremento de tarifas:

∅ 0.02 a partir de enero de 1985

∅ 0.01 a partir de enero de 1988

∅ 0.015 a partir de enero de 1990

∅ 0.01 a partir de enero de 1993

ALTERNATIVA "B" = Ajustes de tarifas de la siguiente manera:

FECHA	CTVS./KWH	NUEVO PRECIO	% DE AUMENTO
ENERO 1/85	2.0	0.162	14.1
ENERO 1/86	4.0	0.202	24.1
ENERO 1/87	2.0	0.222	9.9
ENERO 1/88	2.0	0.242	9.0
ENERO 1/89	3.5	0.277	14.5
ENERO 1/93	1.25	0.2895	4.5
ENERO 1/94	1.0	0.2995	3.5
ENERO 1/96	1.0	0.3095	3.3

c) Ingresos de Capital.

Los ingresos de capital están formados por el ahorro generado entre los ingresos corrientes y gastos corrientes, por las transferencias de capital del Gobierno Central (subsidios), por los desembolsos de los préstamos a mediano y largo plazo internos y externos y por otras transferencias y donaciones.

d) Gastos de Capital.

Este rubro está formado por las inversiones y estudios que se han programado ejecutar en el período 1984-2000 y por las amortizaciones de los préstamos ya contratados y los préstamos que se estima serán contratados de acuerdo con las condiciones ya descritas.

Como se puede observar en el cuadro No. 25, de no ajustarse las tarifas, la CEL estará pasando serias dificultades para hacer frente a sus compromisos, tanto internos como externos, obteniendo un déficit al final del período de $\$ 2,156.4$ millones. Esto le permitirá solamente ejecutar el 70.9% del Programa de Inversiones y Estudios, lo que significaría un desplazamiento en la ejecución de los proyectos, que de ser así, ya de 1990 en adelante la CEL ya no podría satisfacer la demanda proyectada en su totalidad. Esto sería negativo no solo para la Institución, sino que para todo el país, pues se convertiría en freno para el crecimiento económico; para que esto no suceda es necesario que se tomen las medidas de política económica con la prontitud del caso.

Para efectos de comparar el Presupuesto sin Incremento de tarifas, hemos colocado a la par las alternativas ya descritas en los números anteriores; y como se puede ver, la alternativa "A" nos muestra que con incrementos tarifarios de ¢ 0.02 en enero de 1985, de ¢ 0.01 en enero de 1988, de ¢ 0.015 en enero de 1990 y de ¢ 0.01 en enero de 1993; la CEL cubrirá la amortización de la deuda y aportaría el 30% para la ejecución de los programas de Inversión y Estudios, y además generaría un ahorro acumulado durante el período de ¢ 560.6 millones, presupuestariamente.

La alternativa "B" nos muestra que, con incremento tarifario de ¢ 0.02 en enero de 1985, ¢ 0.04 en enero de 1986, ¢ 0.02 en enero de 1987, de ¢ 0.02 en enero de 1988, ¢ 0.035 en enero de 1989, ¢ 0.0125 en enero de 1993, de ¢ 0.01 en enero de 1994, de ¢ 0.01 en enero de 1996; además de cubrir el servicio de la deuda y el 30% de fondos necesarios para la ejecución del Programa de Inversiones y Estudios, la CEL tendría capacidad para hacer frente a compromisos adquiridos en caso de cualquier retraso en el financiamiento. Por otro lado, tomando en cuenta que para ser sujeto de crédito, la Institución tiene que presentar una situación sana, esta alternativa logra alcanzar gradualmente un 8% de rentabilidad sobre el promedio de activos fijos netos revaluados en servicio, y generar al final del período un ahorro de ¢ 6,046.0 millones presupuestariamente, lo cual es positivo para poder desarrollar otros programas sobre fuentes no convencionales de energía y otras investigaciones.

C A P I T U L O I VEFFECTOS DEL PLAN DE EXPANSION HASTA EL AÑO 2000 EN LA
ECONOMIA NACIONAL

El desarrollo económico y social del país está íntimamente ligado a la oferta y demanda de energía eléctrica, por lo tanto, no puede haber un crecimiento económico sostenido sin una adecuada disponibilidad de energía.

El Plan de Expansión de Energía Eléctrica de largo plazo, implica impactos directos e indirectos en el conjunto de la economía, por esta razón en esta parte analizaremos los efectos del plan en las principales variables macroeconómicas de la economía nacional, tales como: Niveles de Inversión, Niveles de Empleo, Endeudamiento Externo, Balanza de Pagos, Efectos Directos e Indirectos de las Tarifas y Otros Efectos Económicos y Sociales.

A. NIVELES DE INVERSION.

Las inversiones del Sector Público, que comprende el Gobierno Central y las Instituciones Oficiales Autónomas, tienen un papel muy dinámico en el logro de las metas de crecimiento fijadas en los Planes de Desarrollo y constituyen el instrumento del Estado para impulsar la economía.

En este marco institucional la CEL tiene como meta la ejecución de proyectos por un monto de Q 7,400.9 millones, durante el período 1984 año 2000 (ver cuadro No. 26). Esto nos permite establecer, de que si se mantiene la tasa de crecimiento de la inversión del sector

PROGRAMA DE INVERSIONES Y ESTUDIOS DE CEL PERIODO 1984-2000

(MILLONES DE COLONES)

PROGRAMA DE INVERSIONES Y ESTUDIOS	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
PLAN DE EJECUCION.																	
Central 15 de Sept.	32.0	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
Electrificación Rural	6.5	2.7	2.9	3.1	3.2	3.4	2.4	2.5	2.7	2.9	3.1	3.3	3.5	3.7	3.9	4.1	4.3
Cent.de Serv.Público	15.8	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
Cent.a Gas San Miguel	30.0	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
Interc.Guatemala El Salvador.	7.1	20.8	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
Interc.de Pozos Ahua Chapán.	3.5	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
Desarrollo y Explot. Geotérmica	19.9	9.6	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
Estudios Geot.Coatepeque	1.1	1.8	1.3	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
Otras Inversiones y Estudios	4.6	5.0	5.5	5.9	6.4	6.9	7.5	7.8	8.8	9.5	10.3	11.2	11.8	13.2	13.9	15.5	16.2
PLAN DE EXPANSION																	
Interc.Hond.El Salv.	--	7.4	7.8	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
Cent.Geot.de Berlín	--	10.8	24.1	71.4	117.7	76.5	21.6	72.2	--	--	--	--	--	--	--	--	--
Cent.Geot.Chipilapa	--	10.8	24.1	71.4	117.7	76.5	21.4	72.1	--	--	--	--	--	--	--	--	--
Cent.Geot.Chinameca	--	--	11.5	25.7	93.8	125.6	81.7	22.9	84.8	--	--	--	--	--	--	--	--
Expans.Cerrón Gde.	--	--	--	--	--	--	--	10.3	62.0	134.5	--	--	--	--	--	--	--
Cent.Geot.Sn.Vicente	--	--	--	--	13.1	29.2	86.8	141.2	91.8	27.5	81.2	--	--	--	--	--	--
Cent.Hidroel.El Tigre.	--	--	--	--	--	--	--	49.4	98.9	510.5	494.5	412.1	82.8	--	--	--	--
Cent.Term.de Carbón	--	--	--	--	--	--	--	--	--	43.2	86.3	259.0	431.7	287.8	86.4	244.7	--
Expan.C.H.5 de Nov.	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	15.0	30.0	155.8	150.8	125.6	25.3	--
Cent.Termoel.de Car.	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	152.3	380.7	456.9	533.0
INVERSION TOTAL	120.5	68.9	77.2	177.5	351.9	318.1	221.4	378.4	349.0	728.1	690.4	715.6	685.6	607.8	610.5	746.5	553.5

FUENTE: Doc. "Diagnóstico y Proyecciones Financieras 1978-1990 No. CEL-SP/84. 12 de junio de 1984

NOTA: Con base a la experiencia lograda en la ejecución de los proyectos; ésta nos indica que aparte de los problemas financieros que retrasan la inversión, existe una limitación en la capacidad física de ejecución. Esta capacidad ha sido tomada en cuenta al calcular el Programa de Inversiones y Estudios de CEL, hasta el año 2000.

público observada durante los últimos seis años (1977-1983), en las que las inversiones de CEL representaron un promedio anual del 27%_ aproximadamente, las inversiones durante el período 1984-2000 del _ sector público serán de ¢ 27,413 millones aproximadamente. Esta pro_ porción se ha establecido calculando la media de los porcentajes _ anuales obtenidos al relacionar la inversión del Sector Energía con la inversión del Gobierno Central (ver cuadro No. 27).

C U A D R O No. 27
RELACION INVERSION SECTOR ENERGIA Y GOBIERNO
(MILLONES DE COLONES)

	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983
Inversión CEL	96.1	83.9	131.2	171.4	196.3	163.0	162.1
Total Inversión Física del Gobierno Central.	435.1	498.0	562.1	606.2	597.0	498.4	513.4
<u>Inversión Sector Energía Eléctrica.</u> %	22.1	16.8	23.1	28.3	32.9	32.7	31.6
Inversión Gobierno Cen- tral.							

FUENTE: Inversión Sector Energía: CEL, Informes Anuales.

Inversión del Gobierno: MIPLAN, Indicadores Económicos.

Bajo el supuesto de que la guerra civil que actualmente vive el país concluya en el corto plazo; vía efecto multiplicador de la inversión, se incentivará la inversión del Sector Privado, provocando una reactivación económica general a nivel nacional, cuya intensidad dependerá de la propensión marginal al consumo de la población, para cada uno de los años proyectados.

Esto nos lleva a determinar que el efecto de las inversiones contenidas en el Plan de Expansión de CEL causará un crecimiento considerable en la economía a nivel nacional.

B. NIVELES DE EMPLEO.

Los efectos que se darán en los niveles de Empleo al ejecutar el Plan de Expansión de Energía Eléctrica hasta el año 2000, pueden ser directos e indirectos.

1. Efectos Directos.

Uno de los efectos directos que se persigue al desarrollar los proyectos de inversión es tratar de mantener los niveles de empleo y generar nuevas fuentes de trabajo. Este objetivo nacional, la CEL trata de cumplirlo mediante la construcción de diferentes obras energéticas y conforme estas obras se van incorporando a los bienes e instalaciones en servicio, incrementando su desarrollo institucional. Se ha establecido de que, generalmente, más del 95% del personal que se utiliza en la construcción de las obras es netamente nacional y especialmente escogidos de habitantes de lugares vecinos a las obras, considerando el personal contratado directamente por la Institución; de este porcentaje, más

del 50% del personal queda incorporado al personal de CEL, cuando la obras entran en operación. La tasa de crecimiento de la dotación de personal de CEL, promedio durante los últimos cinco años, ha sido de 3.3% anual, y el ingreso per cápita ha crecido en un 15% aproximadamente en el mismo período. De acuerdo con estos datos (ver cuadro No.28) de mantenerse esta tasa (3.3%), de acuerdo con el Plan de Expansión de energía eléctrica, en el año 2000 la dotación de personal de CEL será de 3580 aproximadamente, o sea, que a nivel nacional y de acuerdo con los proyectos programados en el Plan de Expansión hasta el año 2000, el sub-sector Energía Eléctrica está cumpliendo con las metas del sector público en lo que a combatir el desempleo se refiere.

C U A D R O No. 28

DOTACION DE PERSONAL- CEL- PROMEDIO MENSUAL PERIODO

1979 - 1983

	1978	1979	Incre- mto.	1980	Incre- mento	1981	Incre- mento	1982	Incre- mto.	1983
Número de Personas*/	1873	1834	(39)	1940	106	2100	160	2133	33	2455
Remuneración Devengada (millones de colones)	14	16	2	20	4	25	5	25	-	31
Ingreso Percápita (Colones)	7775	8724	949	10309	1585	11905	1596	11720	(185)	12627

*/ No se incluyen contratistas y sub-contratistas.

FUENTE: CEL, Informes Anuales.

2. Efectos Indirectos.

Todos los tratadistas que hablan sobre la inversión pública reconocen que en adición al empleo originario o primario directamente relacionado con las obras públicas habrá como consecuencia de las mismas, un empleo ulterior o secundario. 1/ El beneficio total de las obras del sector público, como remedio al desempleo, es mayor que el empleo originario o primario. Dentro de esta teoría, podemos decir que al desarrollar este Plan de Expansión, se mejorará los niveles de vida de los salvadoreños, se estimulará la inversión privada, elevando la producción nacional, aumentando el consumo y se crearán nuevas oportunidades de empleo. Por esta razón, los efectos indirectos en el nivel de empleo derivados de las inversiones contenidas en el Plan de Expansión, serán positivas y afectarán a toda la economía nacional, contribuyendo a elevar el crecimiento económico.

C. DEUDA EXTERNA.

Se estima que para la realización de los proyectos que integran el Plan de Expansión, se requiere la contratación de préstamos externos a largo plazo por la suma de ¢ 4,893.7 millones para financiar el 100% del componente en moneda extranjera que demandarán las obras, incluyendo los intereses incurridos durante el período de construcción. Si comparamos el comportamiento histórico de la deuda pública externa con la deuda externa de CEL de los últimos siete años, se observa que en promedio la deuda externa del sector representa más del 31% de la deuda externa pública (ver cuadro No. 29), lo cual es consecuencia de los altos costos de los proyectos eléctricos

1/ Empleo secundario es el que se origina en las industrias de bienes de consumo a consecuencia del empleo primario en las inversiones en infraestructura del Sector Público.

cos, que requieren de un fuerte financiamiento externo para ser ejecutados. Esto nos lleva a la consideración de que la dinámica del endeudamiento externo de CEL para sus inversiones, crece en forma directamente proporcional a la deuda externa pública, independientemente de la crisis estructural actual.

C U A D R O No. 29

RELACION DEUDA EXTERNA DE CEL Y DEUDA EXTERNA
PÚBLICA
(Millones de Colones)

	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983
DEUDA EXTERNA CEL	216.2	231.7	317.8	404.6	520.9	631.7	784.6
DEUDA EXTERNA PÚBLICA	700.9	847.8	996.4	1187.7	1632.1	2039.5	2486.6
RELACION(%)	30.8	27.3	31.9	34.1	31.9	31.0	31.5

* Cifras Preliminares

FUENTE: CEL, Informes Anuales de 1979 a 1983, y

BCR, Revista Mensual, Enero-febrero-marzo de 1984.

La deuda externa pública del país es sumamente crítica, sin embargo para hacer frente a las necesidades de la reactivación económica, deberá incrementarse como única alternativa y tramitarse en condiciones especiales o blandas. Dentro de este contexto la CEL tiene que participar de esta deuda externa para restablecer la capacidad destruida y hacer frente a sus propias necesidades, ya que la contracción económica ha debilitado sus fuentes primarias de ingresos.

En el supuesto de que la crisis política-militar que vive el país sea superada en el corto plazo, y se inicie la reactivación económica, las necesidades de la población en cuanto a energía eléctrica se refiere, aumentarán paulatinamente, lo que consecuentemente hará necesario un mayor endeudamiento de la Institución para hacer frente a sus necesidades de expansión del sistema de generación de energía eléctrica.

Como resultado del análisis anterior tenemos, que el país al incrementar su capacidad de generación de energía eléctrica mediante recursos autóctonos (hidroeléctricos y geotérmicos), va adquiriendo independencia respecto a la importación de petróleo para la generación de energía eléctrica, lo cual es altamente positivo y está enmarcado dentro de las políticas de CEL, definidas por su Ley de Creación; sin embargo, dado el alto financiamiento necesario para la ejecución de dichas obras, surge una nueva dependencia a través del volumen del endeudamiento externo y de la tecnología, aunque esta última es decreciente porque el país, por medio de cláusulas contractuales va capacitando el personal necesario para que su funcionamiento y mantenimiento sea realizado solo por salvadoreños.

D. BALANZA DE PAGOS.

1. Generalidades.

La mejor forma para valorar económicamente los recursos transferidos entre economías, es a través de la balanza de pagos, con un sistema uniforme para varios países, basado en el método de precios de mercado, para comparar las diferentes transacciones de recursos reales y financieros.

El objetivo básico es determinar el efecto de las transacciones entre la economía salvadoreña y el resto del mundo.

Los países subdesarrollados que son dependientes del sector externo, afrontan serios problemas de balanza de pagos, debido a que sus estructuras económicas dependen de las exportaciones de unos pocos productos primarios y de la importación de materias primas y bienes de capital, necesarios para el sostenimiento del aparato productivo. En lo referente a los ingresos provenientes de sus exportaciones, éstas fluctúan debido a la dependencia de los precios internacionales de sus productos primarios, sobre los cuales no tienen control. Por otra parte, los países subdesarrollados están sujetos a los precios de las materias primas y bienes de capital impuestos por los países desarrollados y que tienden a incrementarse paulatinamente. En cuanto al flujo de créditos y préstamos que requiere CEL para la ejecución de los nueve proyectos de expansión de energía eléctrica, dará lugar a múltiples transacciones que harán variar los activos y pasivos, así como también las reservas internacionales del país registradas en la balanza de pagos.

Para la realización de los proyectos será necesario la combinación de recursos internos y externos. Los recursos externos estarán formados por los préstamos de mediano y largo plazo; así como también los créditos en maquinaria y equipo; más todos los intereses generados por los mismos. 2/ Para una mejor comprensión de los efectos del Plan de Expansión se analizan los diferentes rubros de la balanza de pagos, según se muestra en el cuadro No. 30.

2/ incluyendo los préstamos provenientes de los convenios petroleros México-Venezuela.

2. Efectos en la Cuenta Corriente.

a) Exportación de Bienes y Servicios.

Las exportaciones referidas al sub-sector energía eléctrica, _
tendrán lugar cuando entren en funcionamiento los sistemas de_
interconexión que se están desarrollando con Guatemala y Hondu
ras.

La interconexión con Guatemala estará concluida en 1985 y se _
espera que entre en funcionamiento en 1986, con un promedio de
venta neta anual de \$0.3 millones equivalentes a ¢ 0.8 millones,
aproximadamente.

C U A D R O No. 30
BALANZA DE PAGOS EN EL SALVADOR
(Millones de Colones)

	1978	1979	1980	1981	1982	1983
<u>Balance de la Cta. Corriente</u>	- 715.0	55.0	75.0	- 625.0	- 380.0	- 227.5
Export. de Bienes y Serv.	2307.5	3165.0	3037.5	2382.5	2180.0	2302.5
Import. de Bienes y Serv. (-)	3020.0	3137.5	2925.0	2907.5	2655.0	2680.0
Servicios de Factores	- 130.0	- 100.0	-160.0	- 250.0	- 332.5	- 370.0
Transf. Unilaterales Privadas	112.5	112.5	42.5	112.5	145.0	150.0
Transf. Unilaterales Ofic.	15.0	15.0	80.0	37.5	282.5	370.0
<u>Balance de la Cuenta Capital</u>	855.0	-387.5	-262.0	505.0	555.0	675.0
Capital de Largo Plazo	437.5	195.0	442.5	472.5	555.0 _{x/}	675.0 _{x/}
Capital de Corto Plazo	487.5	-317.5	95.0	190.0	-.-	-.-
Errores y Omisiones	- 70.0	-265.0	-800.0	- 157.5	-.-	-.-
T O T A L	140.0	-332.5	-187.5	- 120.0	175.0	447.5

x/ Incluye también el corto plazo.

FUENTE: Revista mensual del BCR y CEPAL. "Notas para el Estudio Económico de América Latina 1983". El Salvador - Marzo de 1984, Pág. 33.

Con respecto a la interconexión con Honduras, se espera que esté concluida en 1986 y empiece a funcionar a fines de ese mismo año, con un promedio anual de generación neta de divisas por valor de \$ 2.9 millones equivalentes a ¢ 7.3 millones aproximadamente. Estas transacciones se traducirán en un efecto positivo en la balanza de pago, al incrementarse las exportaciones.

b) Importaciones de Bienes y Servicios.

Una de las ventajas derivadas de la realización de estos proyectos será la disminución de las importaciones de petróleo destinado a la producción de energía eléctrica. Este efecto tendrá lugar a partir de 1991, por el hecho de que entrarán en funcionamiento los primeros dos proyectos referidos en este estudio.

Este efecto será disminuido al entrar en funcionamiento las centrales que generen en base a carbón mineral, ya que por no existir yacimientos de este producto en el país, tendrá que importarse, aunque su precio es menor que el precio del petróleo.

c) Servicios de Factores.

Este rubro presenta una trayectoria deficitaria en nuestra balanza de pagos. Con el incremento de los pagos de intereses derivados de los préstamos en moneda extranjera, estos saldos se afectarán de inmediato, ya que para el pago de estos intereses, no existe período de gracia. Para el período 1984-2000 el monto promedio de intereses será de ¢ 135.2 millones, lo cual representa el 450.6% de incremento con respecto al año 1983.

3. Efectos en la Cuenta Capital.

a) Capital de Mediano y Largo Plazo.

Estas transacciones presentan variaciones en los activos y pasivos internacionales, y dependerá de los retiros y amortizaciones que se realicen durante el período 1984-2000, tiempo de ejecución de los proyectos, los cuales requieren de la contratación de préstamos de mediano y largo plazo por un monto de \$ 4,893.7 millones para cubrir el 100% de los requerimientos en moneda extranjera de los proyectos. Estos préstamos serán otorgados a 20 años plazo y gozan de un período de gracia de 5 años con respecto a su primera cuota de amortización de capital, o sea que el capital se amortiza en un período de 15 años.

El efecto de las variaciones en activos y pasivos para el período 1984-2000 será aproximadamente lo estimado en el cuadro No. 31.

E. EFECTOS DIRECTOS E INDIRECTOS DE LAS TARIFAS. 3/

1. Aspectos Generales.

Los análisis económicos en general, demuestran que la modificación en los precios de los bienes y servicios de un sector, repercute directamente en los costos de los sectores a los cuales provee, y éstos a su vez afectan los costos de otros sectores, por lo que una variación inicial en las tarifas de energía eléctrica tiene efectos directos e indirectos en el conjunto de la economía.

3/ Resumen elaborado tomando como base el Documento No. CEL/SP/84-2, "Incidencia Directa del Costo de la Energía Eléctrica en las Actividades Productivas y la Canasta Familiar", febrero de 1984, y ampliado con investigaciones realizadas en MIPLAN, DIGESTYC y CEL.

C U A D R O No. 31

PROYECCION DE LA DEUDA EXTERNA DE CEL HASTA

EL AÑO 2 0 0 0

(MILLONES DE COLONES)

A ñ o	SALDO INICIAL	RETIROS DE PRESTAMOS	AMORTIZACION	SALDO NETO
1984	922.6	113.6	116.6	919.6
1985	919.6	49.9	101.6	867.9
1986	867.9	53.4	58.1	863.2
1987	863.2	124.4	58.9	928.7
1988	928.7	263.5	60.1	1,132.1
1989	1,132.1	258.0	58.1	1,332.0
1990	1,332.0	216.6	55.4	1,493.2
1991	1,493.2	551.8	90.3	1,954.7
1992	1,954.7	312.2	112.1	2,154.8
1993	2,154.8	144.8	128.8	2,170.8
1994	2,170.8	329.6	145.9	2,354.5
1995	2,354.5	-.-	145.7	2,208.8
1996	2,208.8	1,489.5	244.8	3,453.5
1997	3,453.5	335.8	266.6	3,522.7
1998	3,522.7	355.8	236.6	3,621.9
1999	3,621.9	351.8	282.6	3,691.1
2000	3,691.1	1,066.0	352.6	4,404.5

FUENTE: Se tomó como base los informes financieros de CEL hasta 1983.

El efecto directo es aquel que llega al usuario a través de la factura cuyo valor llega incrementado para un mismo nivel de consumo. El efecto indirecto es aquel que se traslada al consumidor final por medio de los bienes y servicios que se producen en los diferentes secto

res de la economía, quienes incorporan en el costo de los bienes y servicios producidos el valor de la energía eléctrica consumida.

2. Análisis de la Incidencia del Costo de la Energía Eléctrica en los Sectores Económicos.

Se analizará únicamente los efectos directos de una variación en las tarifas eléctricas en los sectores: agropecuario, industria, servicios, comercio y transporte, y en el propio sector de energía eléctrica. La incidencia para el total de estas actividades es del 0.65%, observándose que la mayor incidencia del costo de la energía se da en el sector Servicios (1.67%) y en el Sector Industrial (1.30%), y de menor significación en los sectores: Electricidad, Construcción y Transporte (0.04%) Comercial (0.21%) y Agroindustrial (0.29%), ver cuadro No. 32.

C U A D R O No. 32

INCIDENCIA DEL COSTO DE LA ENERGIA ELECTRICA EN EL VALOR
BRUTO DE LA PRODUCCION (VBP) AÑO 1978
(Millones de Colones)

S E C T O R	A VBP	B Energía Eléctrica Comprada	B/A Incidencia (%)
INDUSTRIAL	2,903.7	37.8	1.30
COMERCIAL	3,399.4	7.3	0.21
AGROINDUSTRIAL	1,670.4	4.9	0.29
ELECTRICIDAD, CONSTRUCCION Y TRANSPORTE.	226.5	0.1	0.04
SERVICIOS, RESTAURANTES Y HOTELES.	255.3	4.3	1.68
T O T A L	8,304.1	54.4	0.65

FUENTE: CEL, Superintendencia de Planificación.

Utilizando deflatores implícitos apropiados a las actividades objeto de estudio, se proyectó el valor de la producción bruta obtenida con datos de 1978 a 1981.

Los deflatores utilizados fueron los siguientes:

<u>Sectores</u>	<u>Deflatores Utilizados</u>
Industrial	Industria Manufacturera
Agroindustrial	Café, Algodón, Caña de Azúcar
Comercial	Comercio
Servicios, Restaurantes y Hoteles	Servicios Personales.

También se proyectó el costo de la energía utilizando las tasas de crecimiento de los precios promedios de la energía eléctrica vendidas a los sectores Industrial y Comercial. La incidencia en el mismo sector energía eléctrica se consideró constante.

Efectuados estos ajustes, se elaboró el Cuadro No. 33, en el cual se presenta la incidencia del costo de la energía eléctrica, considerando precios de 1982.

C U A D R O No. 33
INCIDENCIA DEL COSTO DE LA ENERGIA EN EL VALOR BRUTO
DE LA PRODUCCION CONSIDERANDO PRECIOS DE 1982

SECTOR	VBP (Millones ¢)	COSTO ENERGIA ELECTRICA (MILLONES ¢)	INCIDENCIA DEL COSTO DE ENERGIA E.
INDUSTRIAL	4,683.9	47.2	1.01
COMERCIAL	6,650.2	8.6	0.13
AGROINDUSTRIAL	1,893.1	6.1	0.32
ELECTRICIDAD, CONSTRUCCION Y TRANSPORTE.	226.5	0.1	0.04
SERVICIOS, RESTAURANTES Y HOTELES	498.5	5.0	1.00
T O T A L	13,952.2	67.0	0.48

Se observa que la incidencia del costo de la energía a precios de 1982 para el conjunto de sectores (0.48%), exceptuando para el sector agro industrial (1.04%), es menor que en el año 1978, lo que significa que los precios de los componentes del Valor Bruto de la Producción han evolucionado más rápidamente que el precio promedio del costo de la energía en estos sectores, lo cual es lógico, puesto que no se han modificado las tarifas eléctricas desde 1979 al año 1982.

3. Incidencia en el Presupuesto Familiar.

De acuerdo a los resultados obtenidos en la encuesta de Presupuestos Familiares, el costo promedio de la canasta para las familias cuyos ingresos estaban comprendidos entre el 2o. y el 7o. decil, fue de ¢ 447.78 y su gasto promedio de energía eléctrica de ¢ 4.75, por lo que la participación de dicho gasto en la canasta fue de 1.06%, para el año de 1978.

El costo de esta misma canasta para octubre de 1983, fue de ¢869.59, y el costo del consumo promedio de energía, considerada en aproximadamente 45 KWH, no ha variado desde esa fecha, ya que la tarifa al sector residencial para consumos mensuales de hasta 200 KWH no ha sido modificada a esta fecha (octubre 1983), por lo que la participación del gasto de la energía eléctrica en la canasta familiar resulta de 0.55%, aproximadamente la mitad del año 1978.

Esta situación puede observarse en el cuadro siguiente:

C U A D R O No. 34
 INCIDENCIA DIRECTA DEL COSTO DE LA ENERGIA ELECTRICA EN
 LA CANASTA FAMILIAR.

AÑO	COSTO DE LA CANASTA FAMILIAR	GASTO FAMILIAR PRO MEDIO EN ENERGIA ELECTRICA.	INCIDENCIA DEL COSTO DE LA ENERGIA ELECT.%
1978	¢ 447.78	¢ 4.752	1.06
1983	¢ 869.59	¢ 4.752	0.55

FUENTE: Dirección General de Estadísticas y Censos, Índice de Precios al Consumidor, octubre de 1983 y CEL, Superintendencia de Planificación.

4. Efectos Indirectos.

Es importante señalar que lo que se ha determinado en los numerales anteriores, es la incidencia directa, es decir, los efectos de la factura en los costos de las empresas o en el gasto familiar, pero está claro que una familia no solo sufrirá el aumento de su factura de energía eléctrica, sino que además, el incremento de los precios de los bienes y servicios que consuma, ya que las empresas incorporan en éstos los costos de la energía eléctrica.

Lo anterior significa que el presupuesto familiar se ve afectado directamente e indirectamente por cualquier incremento tarifario, pues son las familias a las que al final afecta totalmente cualquier alza en las tarifas del servicio eléctrico. Esto quiere decir que los efectos totales (directos + indirectos) de un incremento tarifario son mayores que los directos que se determinaron.

5. Proyección de Ajustes Tarifarios y su Incidencia.

Actualmente la tarifa promedio es de $\text{¢ } 0.142/\text{Kwh.}$, tomando en cuenta los ajustes tarifarios autorizados de $\text{¢ } 0.02/\text{Kwh.}$ a partir del 1 de marzo de 1984 y de $\text{¢ } 0.02/\text{Kwh.}$ a partir del 1 de julio de 1984 4/. O sea, que la tarifa vigente al 31 de diciembre de 1983, de $\text{¢ } 0.102$ ha tenido un ajuste del 39.2% al 1 de julio de 1984. Entonces, la incidencia en los diferentes sectores de la economía nacional será del 0.67% y la incidencia en la canasta familiar del 0.77%.

Considerando los ajustes tarifarios de la Alternativa "A" se tendrá un incremento del 38.7% en relación a la tarifa promedio vigente al 1 de julio de 1984, y la incidencia adicional en los diferentes sectores de la economía será del 0.26% y la incidencia adicional en la canasta familiar será del 0.30%. Y si consideramos los ajustes tarifarios de la Alternativa "B" se tendrá un incremento del 118.0%, manteniendo la misma relación, la incidencia adicional en los diferentes sectores de la economía será del 0.79% y la incidencia adicional en la canasta familiar será del 0.90%.

La incidencia indirecta, que como ya se ha señalado recae al final sobre la canasta familiar, también se vería incrementada; las proporciones de estas incidencias quedó fuera del alcance de este trabajo, por la diversificación del mercado; se presume que es mayor que la incidencia directa y en la mayoría de los casos, la incidencia directa para un sector se cuadruplica para la canasta familiar.

4/ Acuerdo Ejecutivo No.73, Ramo de Economía, publicado en el D.O. No.37 Tomo No. 282 del 21 de febrero de 1984.

F. OTROS EFECTOS ECONOMICOS Y SOCIALES.

La participación de CEL dentro del subsector energía eléctrica en el proceso de desarrollo del país, se ha caracterizado por su dinamismo con la formulación de proyectos encaminados a superar las deficiencias energéticas, con el propósito de que la mayoría de la población participe de los beneficios de tal desarrollo.

Es por tal motivo que se considera de importancia señalar los otros efectos económicos y sociales, derivados de la realización de los proyectos de expansión de energía eléctrica.

Trataremos por separado los efectos que consideremos de mayor importancia:

1. Efectos Económicos.

a) Vivienda.

En los últimos años la construcción de vivienda ha tenido un crecimiento bien notorio, sin embargo, existe un elevado porcentaje poblacional que no cuenta con una vivienda que reúna las condiciones mínimas de habitación.

Uno de los puntos que exigen las Instituciones internacionales que sea incluido es el referente a la Reubicación de los pobladores que se ven afectados con la ejecución de proyectos hidroeléctricos; para cumplir este requisito, la CEL efectúa estudios en combinación con otras Instituciones gubernamentales, a fin de que los reasentamientos cumplan con las exigencias mínimas de vida. En estas condiciones la población se ve favorecida con la realización de los pro

yectos hidroeléctricos pues mejora su nivel habitacional.

Con la realización de los proyectos contenidos en el plan de expansión, la CEL tendrá mayor capacidad de atender la demanda del sector rural y en coordinación con otras Instituciones se pueden ampliar los servicios vitales que permitirán un mejor desarrollo social.

b) Agricultura.

El país depende económicamente del sector agrícola, por esta razón se considera que es menester que se amplíe la cobertura de la electrificación rural, para poder tecnificar y a través de esto, incrementar los niveles de producción. Entonces se considera que para poder atender la demanda de energía eléctrica es necesario la ejecución de los proyectos contenidos en el plan de expansión.

Los efectos positivos serían de un mejor aprovechamiento de la tierra, se incentivaría el desarrollo de empresas agroindustriales, se incrementarían los niveles de empleo y se evitaría la migración de las áreas rurales a las zonas urbanas en busca de trabajo.

c) Riego

Dentro de los programas y objetivos de CEL está el aprovechamiento de los embalses para desarrollar proyectos de riego en tierras cultivables y mejorar el aprovechamiento de la tierra. En este sentido, el Estado debe tomar acciones e instrumentos combinados

con los planes de expansión de CEL, para que el desarrollo económico sea integral. Esto implicaría mejorar la utilización de los mantos acuíferos y daría lugar a desarrollar programas de reforestación, lo cual está contemplado entre las políticas de CEL.

d) P e s c a.

Un efecto positivo con la realización de los proyectos hidroeléctricos es que los embalses permiten que se desarrollen programas piscícolas que generan nuevas fuentes de trabajo y contribuyen a enriquecer la dieta alimenticia y se diversifican las actividades productivas.

Para que esta actividad tenga éxito se hace necesario la participación del Estado para que proporcione asesoría respecto a producción, comercialización y en especial, el financiamiento necesario; además, de lo anterior, se requiere de una reglamentación efectiva a fin de garantizar su futura y continua explotación, respetando las zonas de pesca, la época de veda y el tamaño de captura.

2. Efectos Sociales.

Cualquier ordenamiento social tiene que ser orientado en función del bienestar común de la población. Dentro de este marco social se encuentran los desplazamientos obligatorios que se tienen que realizar en las áreas que son inundadas por los embalses de las centrales hidroeléctricas.

Para desarrollar esta actividad la CEL elabora programas para la implantación de los nuevos reasentamientos que generalmente contienen:

asignación de vivienda, educación, recreaciones deportivas, agua, luz, servicios de salud, servicios comunales; además, se les proporciona parcelas de terreno para sus cultivos y asistencia técnica para todas estas actividades.

Cuando se llevó a cabo el estudio de la reubicación de la población afectada por la ejecución del proyecto San Lorenzo, se determinó que las condiciones de vida de la mayoría de los moradores eran bastante precarias; que de un total de 248 familias encuestadas, el 37% tenía ingresos desarrollando algún trabajo y el 63% prácticamente era dependiente. 5/ Esto es un parámetro que nos permite determinar que la mayoría se vió favorecida con la reubicación, pues personas que no tenían tierra en que cultivar, ahora ya tienen, además de los otros beneficios que se incluyeron en el programa. Los mismos efectos tuvo la reubicación derivada de la construcción de la Central Hidroeléctrica del Cerrón Grande.

Los proyectos a ejecutar según el plan de expansión también deberán incluir este tipo de programas que han traído un gran beneficio a la población, mejorando sus niveles de vida.

Los programas de electrificación rural se espera que se realicen en forma más agresiva, actualmente se ha electrificado un 50% de la zona Occidental y según los programas y con la asistencia de organismos internacionales se espera que para 1988, con una inversión de ¢ 37.2 millones aproximadamente, el porcentaje alcance un 80%. Con respecto a

5/ CEL, Encuesta de Población Proyecto de Reubicación San Lorenzo, septiembre 1979.

la zona oriental, existe una serie de programas pero que por motivos de la situación que vive actualmente el país, ha sido imposible ejecutarlos, se espera que al finalizar esta situación puedan llevarse a cabo, para ello se cuenta con un programa de inversión inicial por \$ 9.2 millones con el financiamiento del AID y fondos propios de CEL, esto permitirá mejorar los niveles de vida y se facilitarán las labores agropecuarias. Todo esto será hecho realidad si se cuenta con la voluntad política, deponiendo intereses personalistas y propiciando un sano ordenamiento social orientado hacia el bienestar común.

C A P I T U L O VCONCLUSIONES Y RECOMENDACIONESA. CONCLUSIONES.

- 1) Las tarifas de energía eléctrica han permanecido estáticas por largos períodos, lo cual ha sido un factor determinante en la pérdida real que soporta CEL por la depreciación y rezago de las mismas, es decir, que el valor real de las ventas ha crecido en menor proporción que los costos de operación y mantenimiento del servicio. En efecto, el diagnóstico demuestra que en los 30 años analizados, la tasa promedio de crecimiento anual fue de 3.97% en el cargo por energía y de 1.15% en el cargo por demanda, lo cual indica que no se ha manejado una adecuada política tarifaria que hubiera permitido a CEL fortalecerse financieramente, para cumplir eficientemente sus funciones.

- 2) Los beneficios alcanzados hasta la fecha en los Programas de Electricidad Rural, han sido relativamente satisfactorios, puesto que han contribuido a mejorar el nivel de vida de la población rural, sin embargo, los 55,020 usuarios que CEL atendía al 31 de diciembre de 1983, apenas representan en forma aproximada, el 8% de la población rural, esto significa que falta por atender gran parte de la población de este sector. Por su parte, la generación y distribución de energía eléctrica en El Salvador, ha satisfecho las

necesidades demandadas por los diferentes sectores que a la fecha están incorporados al sistema de distribución; empero, hay que tener en cuenta que aproximadamente sólo el 35% de la población total está incorporada a dicho sistema.

- 3) La ejecución de los proyectos de interconexión eléctrica para aprovechar los excedentes de energía eléctrica en forma recíproca en el área centroamericana, son de gran importancia; por las ventajas que de ellos se derivan, tales como: reducción de riesgos de falla, reducción de generación térmica, disminución de inversiones en líneas de transmisión y la posibilidad de diferir inversiones en obras de generación compartiendo las reservas. No obstante, las experiencias de nuestro país son muy modestas.
- 4) Los daños causados a la infraestructura del subsector energía eléctrica reflejan la importancia que tiene éste en la conjuntura actual, y por ende, es uno de los subsectores económicos más afectados por el conflicto. Al 31 de diciembre de 1983 se estima que los costos por daños ascendían a ¢ 72.1 millones; esto a su vez ha incidido considerablemente en otros sectores consumidores de energía eléctrica y como consecuencia, afectó los ingresos de CEL, pues para atender la demanda existente, tuvo que utilizar las centrales de generación térmica que producen en base a derivados del petróleo, incrementando así los costos de generación.

- 5) De ejecutarse con regularidad el Plan de Expansión previsto hasta el año 2000, la capacidad de CEL se incrementará en 1095 MW, pasando de 632.4 MW, a principios de 1984, a 1,727.4 MW. en el año 2000, cambiando el porcentaje estructural de generación a la forma siguiente: 52.9% capacidad hidroeléctrica, 28.9% capacidad térmica y 18.2% capacidad geotérmica; de tal forma, que el 71.1% de la capacidad instalada será a base de recursos naturales propios.

- 6) En el trabajo se demuestra que con las tarifas vigentes a julio de 1984, CEL no podría ejecutar el Plan de Expansión previsto hasta el año 2000. Por ello se plantea el plan de financiamiento denominado "Alternativa A", que contiene una serie de ajustes tarifarios que permitirán a la Institución obtener los recursos necesarios para cubrir el servicio de la deuda total y para financiar el 30% de las inversiones contempladas en el Plan de Expansión; sin embargo, es importante mencionar que con esta Alternativa no se cumplen los requisitos exigidos por los organismos financieros internacionales (BID, BIRF, etc.), de obtener el 8% de rentabilidad anual en relación a los activos fijos netos revaluados.

- 7) Para adecuar la ejecución del Plan en referencia, a los requerimientos económico-financieros de los organismos internacionales que tradicionalmente han dado financiamiento a este tipo de proyectos, se elaboró la "Alternativa B" que contempla los ajustes tarifarios necesarios para generar como mínimo el 8% de rentabilidad sobre los activos fijos

netos revaluados, los cuales además, permitirían mantener los precios reales del servicio de energía eléctrica y generar un ahorro suficiente que haría posible a CEL desarrollar agresivos proyectos de investigación de fuentes convencionales y no convencionales dados nuestros limitados recursos.

La Alternativa "B" presenta relativamente, acelerados incrementos tarifarios, los cuales causarán gran impacto en la economía nacional, particularmente en el consumidor final. Sin embargo, de acuerdo con el análisis económico-financiero efectuado, los efectos positivos derivados de ejecutar esta alternativa compensarán en gran medida, en el mediano y largo plazos, los efectos negativos iniciales, pues permitiría la realización de programas y proyectos en todos los sectores, tendientes a alcanzar mayor crecimiento económico y a ampliar la cobertura del servicio, considerando que a la fecha solo el 35% de la población total aproximadamente, disfruta de los beneficios de la electricidad; de la cual el sector rural solo se beneficia el 8%. Es importante mencionar además, que las tarifas en El Salvador resultantes de la Alternativa "B" hasta el año 2000, son inferiores por ejemplo a las vigentes en las Repúblicas de Guatemala y Panamá.

- 8) La ejecución de los proyectos hidroeléctricos genera efectos económicos y sociales en las áreas en donde se ejecutan las obras, tales como: reubicación de la población, inundación de grandes extensiones de tierras fértiles, desforestación, cambios ecológicos y otros; esto constituye el costo social que hay que sacrificar a cambio del desarrollo del subsector energía eléctrica. Sin embargo, en la investi

gación se determinó que más del 90% de la población reubicada resultó beneficiada, ya que no eran dueños de la tierra en que vivían y que los proyectos de reforestación compensan la destrucción forestal que ocasionan los embalses. En todo caso, habrá que superar y prevenir los problemas básicos que pudieran presentarse.

B. RECOMENDACIONES.

Con base a las hipótesis planteadas y el resultado obtenido en el estudio realizado, se proponen las siguientes recomendaciones:

- 1) Ejecutar el Plan de Expansión del Sistema de Generación de CEL _propuesto hasta el año 2000, adoptando el plan de financiamiento de la Alternativa "B", ya que éste garantiza la suficiente generación de recursos financieros internos y externos que le permitirán a la Institución solventar eficientemente todo el plan de expansión previsto y además le permitiría realizar los estudios de fuentes no convencionales de energía.
- 2) Ha quedado demostrado que los programas de electrificación rural han contribuido a elevar el nivel de vida de la población rural; sin embargo, solo el 8% de dicha población disfruta de los beneficios de la energía eléctrica, por lo que se hace necesario impulsar con mayor dinamismo estos programas en el marco de una política de desarrollo integral, por ejemplo en la creación de agroindustrias, mediante el mejor uso de los recursos y elevar la productividad y la producción del sector.
- 3) La situación económica y financiera de CEL está determinada fundamentalmente por el nivel de las tarifas y por ende, los planes de expansión de mediano y largo plazos dependen de éstas. Por lo mismo, se recomienda que al conjugar los criterios: político, social y económico para implementar nuevas tarifas, se tome en cuenta que el sacrificio actual garantiza un buen servicio en el futuro, es_

decir, que las tarifas deben utilizarse como instrumento para implementar una política de consumo más racional, tendiente a optimizar el uso de los recursos autóctonos e importados.

- 4) La CEL, en coordinación con otras Instituciones públicas o privadas, debe iniciar cuanto antes, la ejecución de planes tendientes a lograr la reforestación integral de la cuenca del Río Lempa y demás recursos hídricos del país, con el objeto de evitar que la erosión de las tierras continúe acumulando sedimentos en los embalses, ya que éstos reducen la capacidad y vida útil de las presas.
- 5) La expansión del sistema de generación de energía eléctrica durante el período 1954-83, revela que los costos reales de los proyectos resultaron considerablemente superiores a los presupuestados, razón por la que se recomienda elaborar un mejor sistema de control de costos de los proyectos, a fin de que éstos no se incrementen por encima de lo necesario.
- 6) Los recursos autóctonos, hídricos y geotérmicos, que tiene El Salvador, para la generación de energía eléctrica, son bien limitados, por lo que se recomienda iniciar a corto plazo, la búsqueda sistemática de hidrocarburos que son la única alternativa en el largo plazo, para evitar o minimizar la dependencia de recursos importados, tomando en cuenta además del agotamiento que sufrirán los recursos autóctonos, la demanda potencial de energía eléctrica de una población en el año 2000 de diez millones aproximadamente y las deficiencias de divisas del país.

A N E X O S

FUENTES DE FINANCIAMIENTO DE LOS PROYECTOS
HASTA 1983

INSTITUCION	MONTO EN MILLONES DE COLONES DESEM- BOLSADOS.	PORCENTAJE
BANCO INTERNACIONAL DE RECONSTRUCCION Y FOMENTO		
- Préstamo 22-ES	31.4	
- Préstamo 221-ES	7.1	
- Préstamo 263-ES	8.7	
- Préstamo 342-ES	16.4	
- Préstamo 889-ES	67.3	
- Préstamo 1288-ES	75.0	
- Préstamo 1289-ES	22.5	
Sub-Total	<u>228.4</u>	16.5%
BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO		
- Préstamo SF-ES-352	95.2	
- Préstamo SF-ES-525	113.5	
- Préstamo SF-ES-019	75.0	
- Préstamo OI-ES-340	37.5	
- Préstamo SF-ES-683	38.4 ^{1/}	
- Préstamo II-ES-102	99.8 ^{2/}	
Sub-Total	<u>459.4</u>	33.1%
FONDO DE INVERSIONES DE VENEZUELA (FIV)		
- Préstamo FIV-CE-ES-01-24	25.6	
- Préstamo FIV-CE-ES-03-67	34.4	
- Préstamo FIV-CE-ES-04-102	23.0	
Sub-Total	<u>83.0</u>	6.0%
BANCO CENTROAMERICANO DE INTEGRACION ECONOMICA(BCIE)		
- Préstamo F-CIE 147	<u>3.9</u>	0.3%
AGENCIA INTERNACIONAL DE FOMENTO (AIF)		
- Préstamo AIF 227-ES	<u>15.9</u>	1.1%
PROVEEDORES DEL EXTERIOR		
- S.I.G.M.A.	2.3	
- Mitsubishi (contrato CEL-922)	10.6	
- Hitachi America Ltda. (Contrato CEL 868)	5.7	
- Collins Systems International Inc. (Bco.Chicago), (contrato CEL-951)	2.0	
- Banco Exterior de España (contrato CEL-1115)	18.8	

INSTITUCION	MONTO EN MILLONES DE COLONES DESEM- BOLSADOS.	PORCENTAJE
- Boeticher y Navarro,S.A.-Mecánicas Asociadas, S.A. (Contrato CEL-1159)	15.2	
- Agencia Canadiense para el Desarrollo Intern. (ACDI)	18.8 3/	
- C. ITOH & CO. (contrato CEL-1116)	<u>13.1</u>	
Sub-Total	<u>86.5</u>	6.2%
EMISIONES DE BONOS GARANTIZADOS POR EL ESTADO		
- Bonos con vencimiento en 1975	13.1	
- Bonos con vencimiento en 1969	5.0	
- Bonos con vencimiento en 1964	3.5	
- Bonos con vencimiento en 1960	3.0	
- Bonos con vencimiento en 1983	25.0	
- Bonos con vencimiento en 1991	40.0	
- Bonos con vencimiento en 1992	<u>75.0</u>	
Sub-Total	<u>164.6</u>	11.9%
PRESTAMOS DEL GOBIERNO Y OTRAS INSTITUCIONES NACIONALES.		
- Fondo para programas de Inversión Pública (Ministerio de Hacienda)	31.0	
- Banco Central de Reserva (LP-3)	0.5	
- Ministerio de Hacienda (Prést. subsidiario 1957)	5.0	
- Instituto Salvadoreño de Fomento Industrial	0.1	
- Banco Central de Reserva (Línea de crédito BID/1962)	<u>0.5</u>	
Sub-Total	<u>37.1</u>	2.7%
RECURSOS PROPIOS DE CEL	<u>307.8 4/</u>	22.2%
T O T A L	<u>1,386.6</u> =====	100.0% =====

1/ El monto total del préstamo es de ¢ 41.25 millones, el dato aquí anotado (¢ 38.4 millones) es el valor utilizado al 31/12/83.

2/ El monto total del préstamo es de ¢ 123.75 millones, el dato aquí anotado (¢ 98.7 millones) es el valor utilizado al 31/13/83.

3/ El monto total del préstamo es de ¢ 19.6 millones, el dato aquí anotado (18.8 millones) es el valor utilizado al 31/12/83.

4/ Parte de los recursos propios de CEL fueron en realidad obtenidos por préstamos de corto plazo.

FUENTE: CEL, Informe Financiero al 31/diciembre/83 y anexos,
(ver referencias bibliográficas).

RELACION DEL CRECIMIENTO ENTRE EL CONSUMO DE ENERGIA ELECTRICA Y EL PTB

POR SECTORES PERIODO 1973 - 1983 (SISTEMA NACIONAL.AÑO BASE 1973

(EN MILES DE COLONES - PRECIOS CONSTANTES 1962)

AÑO	CONSUMO ENER.ELECT. SECT.INDUST. (MWH)	VARIACION CON RESPEC TO A 1973.	P T B INDUSTRIAL	VARIACION CON RESPEC TO A 1973.	CONSUMO ENER.ELEC. SECT.COMER. (MWH)	VARIACION CON RESPEC TO A 1973.	P T B COMERCIO	VARIACION CON RESPEC TO A 1973.	CONSUMO ENER.ELECT. SECT.ADMON. PUBLICA	VARIACION CON RESPEC TO A 1973.	P T B ADMINISTRAC. PUBLICA	VARIACION CON RESP TO A 1973.
1973	312,291		521,809		109,765		658,043		107,636		234,325	
1974	349,060	11.8	522,197	5.8	117,057	6.6	681,892	3.6	116,127	7.9	243,445	3.9
1975	409,977	31.3	578,028	10.8	126,014	14.8	709,162	7.8	126,764	17.8	243,899	4.1
1976	457,720	46.6	628,587	20.5	136,314	24.2	769,987	17.0	148,304	37.8	274,275	17.1
1977	531,375	70.2	661,517	26.8	152,923	39.3	803,437	22.1	159,585	48.3	288,232	23.0
1978	588,721	88.5	691,476	32.5	172,683	57.3	828,527	25.9	173,873	61.5	321,329	36.7
1979	648,733	107.7	656,828	25.9	187,302	70.6	759,689	15.5	180,923	68.1	332,223	41.8
1980	515,452	65.1	586,199	12.3	176,556	61.8	625,013	- 5.0	181,211	68.4	341,857	45.9
1981	466,086	49.2	524,969	0.6	164,978	50.3	531,900	-19.2	159,284	48.0	345,959	47.6
1982	440,490	41.1	480,875	- 7.8	174,305	58.8	468,100	-28.9	148,728	38.2	356,300	52.1
1983p/	465,016	48.9	484,400	- 7.2	192,463	75.3	463,800	-29.5	180,233	67.4	361,800	54.4

p/ Cifras preliminares.

FUENTE: BCR, Revistas, Marzo/80, abril, mayo y junio/1984.

CEL, Estadísticas Eléctricas 1982, Boletín No. 13, página 76.

MODIFICACION DE LOS RESULTADOS ANUALES DE CEL
 APLICANDO LA DEPRECIACION SOBRE LOS ACTIVOS
 FIJOS NETOS REVALUADOS. (MILLONES DE COLONES)

AÑOS	EXCEDENTE NETO ANUAL SEGUN ESTADO DE RESULT.	DEPRECIAC. ANUAL S/VA LORES HISTO RICOS.	DEPREC. ANUAL S/ACTIVOS RE VALUADOS.	EXCEDENTE NETO	INTERESES DE OPERACION	EXCED. DE INT. INCLUY. DEPRE ANUAL S/ACTI VOS REVALUAD.	ACTIVOS REVALUADOS	RENTABILIDAD	
								Antes de Interés	Después de Interés
1954	(0.7)	0.5	0.5	(0.7)	1.4	0.7	46.1	1.5	(1.5)
1955	(0.6)	1.3	1.8	(1.1)	2.2	1.1	46.9	2.3	(2.3)
1956	0.2	1.3	2.0	(0.5)	2.3	1.8	49.6	3.6	(1.0)
1957	0.6	1.3	2.4	(0.5)	2.5	2.0	55.8	3.6	(0.9)
1958	0.7	1.3	2.5	(0.5)	2.3	1.8	60.6	3.0	(0.8)
1959	1.9	1.3	2.7	0.5	2.3	2.8	63.4	4.4	0.8
1960	2.8	1.3	3.2	0.9	2.1	3.0	71.5	4.2	1.3
1961	4.0	1.4	3.3	2.1	2.1	4.2	76.4	5.5	2.7
1962	4.6	1.7	3.3	3.0	2.2	5.2	74.5	7.0	4.0
1963	5.4	1.7	3.3	3.8	2.1	5.9	72.0	8.2	5.3
1964	6.1	1.7	3.4	4.4	2.4	6.8	70.1	9.7	6.3
1965	7.6	2.0	4.0	5.6	2.3	7.9	75.2	10.5	7.4
1966	8.7	2.2	4.5	6.4	2.1	8.5	85.9	9.9	7.5
1967	8.0	2.8	5.6	5.2	2.7	7.9	102.6	7.7	5.1
1968	9.2	3.1	5.8	6.5	2.4	8.9	113.5	7.8	5.7
1969	10.7	3.1	6.0	7.8	2.3	10.1	111.9	9.0	7.0
1970	11.8	3.6	7.3	8.1	2.1	10.2	122.1	8.4	6.6
1971	12.2	4.1	7.9	8.4	2.0	10.4	136.2	7.6	6.2
1972	14.0	4.3	8.3	10.0	1.9	11.9	138.4	8.6	7.2
1973	12.3	5.1	9.3	8.1	2.6	10.7	144.0	7.4	5.6
1974	11.1	5.9	11.0	6.0	2.7	8.7	163.0	5.3	3.7
1975	7.5	6.5	14.0	0.0	2.5	2.5	202.6	1.2	0.0
1976	38.9	8.0	17.1	29.8	2.8	32.6	259.4	12.6	11.5
1977	47.8	9.8	19.2	38.2	2.1	40.3	299.7	13.4	12.7
1978	35.8	15.7	34.0	17.5	26.3	43.8	496.8	8.8	3.5
1979	58.0	18.1	38.7	37.4	26.0	63.4	711.6	8.9	5.3
1980	58.0	18.5	46.6	29.9	26.0	55.9	799.5	7.0	3.7
1981	36.6	22.2	53.1	5.7	27.9	33.6	899.8	3.7	0.6
1982	11.0	21.8	60.4	(27.6)	34.1	6.5	967.3	0.7	(2.9)
1983	25.7	24.8	86.8	(36.3)	30.7	(5.6)	1,310.6	(0.4)	(2.8)

COMPOSICION DEL ACTIVO FIJO DE "CEL"
PERIODO 1954 - 1983
(Millones de Colones a Precios de Adquisición)

	1954	1955	1956	1957	1958	1959	1960	1961	1962	1963	1964	1965	1966	1967	1968	1969	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	
OBRAS DE GENERACION																															
Central 5 de Noviembre	37.4	37.4	40.0	44.3	44.4	44.4	48.6	51.4	51.4	51.4	51.4	51.4	56.3	56.3	56.3	56.3	56.4	56.4	56.4	56.4	56.4	55.4	55.4	55.6	55.9	55.9	56.1	56.1	56.1	56.1	
Central H. Guajoyo	-	-	-	6.5	6.5	6.5	15.3	15.3	15.3	15.9	16.1	25.4	26.2	26.2	26.2	26.2	26.3	26.3	26.4	26.4	26.4	26.5	26.5	26.5	26.5	26.5	26.8	26.8	26.8	26.8	28.3
Central H. Carrón Grande	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	289.0	293.5	294.9	290.7	291.1	293.1
Central H. 15 de Septiembre	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	613.0	
Central T. Acajutla	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4.1	4.1	20.9	21.0	21.0	36.0	36.1	36.1	36.8	36.8	36.8	36.8	37.1	37.1	37.1	37.4	37.4	37.4	37.4	37.4
Central T. Soyapango	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	10.6	22.1	22.1	22.1	22.2	21.4	21.3	21.4	21.5	21.5	
Central Geotérmica Ahuachapán	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	33.7	84.6	89.8	139.7	138.5	212.1	217.2	240.2	243.5	
Obras de Transmisión y Distribución	8.4	9.9	10.2	10.4	11.3	11.7	11.8	12.3	12.6	12.6	12.6	12.7	12.7	26.4	27.6	27.9	33.0	40.4	40.4	40.8	44.9	55.7	59.2	65.4	68.8	68.8	72.8	73.0	74.9	75.9	
Bienes e Instalaciones Generales	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	1.1	1.7	1.7	1.8	4.7	5.0	5.0	5.8	6.5	7.3	7.3	7.9	10.4	12.3	15.1	17.9	18.9	20.8	
Centro de Operaciones del Sistema	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	24.3	24.6	
TOTAL	46.5	48.0	50.9	61.9	62.9	63.4	76.5	79.8	80.1	80.7	80.9	94.4	100.4	131.5	132.8	133.2	156.4	164.2	164.3	176.8	193.1	237.5	291.9	304.5	648.8	653.9	736.6	740.6	791.2	1,412.2	
Tasa de Crecimiento Quinquenal					7.8%					5.1%					10.5%					5%					29.7%					16.8%	
Tasa de Crecimiento Promedio Anual																														12.5%	

FUENTE : CEL, Informes Anuales de Labores de los años 1954 a 1983.

NOTA: 1- Los datos correspondientes a los años 1960 a 1966 fueron armados de acuerdo con las incorporaciones al Activo Fijo e informaciones obtenidas en la Sección de Control Patrimonial de CEL.
2- No se incluye el incremento por revaluación de saldos al 31 de diciembre de 1972, de las monedas distintas al Dólar, adeudados a cuentas de los préstamos BIRF 22-ES, 263-ES, 221-ES y 342-ES.

ESTADOS DE RESULTADOS

ANEXO No. 5

EJERCICIOS ANUALES QUE TERMINARON EL 31 DE DICIEMBRE DE 1983

(miles de colones)

	1978	%	1979	%	1980	%	1981	%	1982	%	1983	%	Total del periodo	%
													¢	¢
INGRESOS TOTALES	<u>106,010.6</u>	100	<u>124,488.5</u>	100	<u>135,761.0</u>	100	<u>141,836.7</u>	100	<u>164,508.1</u>	100	<u>210,531.9</u>	100	<u>893,136.8</u>	100
Ventas de Energía Eléctrica.	105,981.5	100	123,735.2	99.4	135,661.4	99.9	128,055.6	90.3	127,425.6	77.4	139,085.2	66.1	759,944.5	86.1
Comercialización de Hidrocarburos.	-	-	-	-	-	-	11,696.7	8.2	33,849.9	20.6	66,996.5	31.8	112,543.1	12.7
Otros Ingresos (Neto)	29.1	-	753.3	0.6	99.6	0.1	2,084.4	7.5	3,232.6	2.0	4,450.2	2.1	10,649.2	1.2
COSTOS Y GASTOS DE EXPLOTACION.	<u>41,115.7</u>	38.8	<u>40,827.7</u>	32.8	<u>51,522.8</u>	38.0	<u>77,264.2</u>	54.5	<u>86,142.6</u>	52.4	<u>87,879.4</u>	41.7	<u>384,752.4</u>	43.6
Producción	7,833.9	7.4	9,626.4	7.7	11,486.4	8.5	15,921.6	11.2	16,896.8	10.3	15,420.7	7.3	77,185.8	8.7
Combustible	9,435.4	8.9	839.4	0.7	2,542.3	1.9	11,585.9	8.2	16,321.8	9.9	12,746.0	6.1	53,470.8	6.1
Transmisión	2,902.3	2.7	4,312.3	3.4	5,757.0	4.2	8,557.1	6.0	9,354.8	5.7	9,278.0	4.4	40,161.5	4.6
Distribución	1,149.7	1.1	2,066.7	1.7	2,933.3	2.2	4,094.1	2.9	4,335.6	2.6	4,030.8	1.9	18,610.2	2.1
Gastos Generales y de Administración	4,140.4	3.9	5,919.6	4.8	10,303.2	7.6	15,228.1	10.7	17,242.7	10.5	21,281.7	10.1	74,115.7	8.4
	25,461.7		22,764.4		33,022.2		55,386.8		64,151.7		62,757.2		263,544.0	
Depreciación	15,654.0	14.8	18,063.3	14.5	18,500.6	13.6	21,877.4	15.4	21,990.9	13.4	25,122.2	11.9	121,203.4	13.7
EXCEDENTES ANTES DE GASTOS FINANCIEROS.	<u>64,894.9</u>		<u>83,660.8</u>		<u>84,238.2</u>		<u>64,572.5</u>		<u>78,365.5</u>		<u>122,652.5</u>		<u>498,384.4</u>	
GASTOS FINANCIEROS.	<u>26,255.8</u>	24.8	<u>25,986.8</u>	20.9	<u>25,979.9</u>	19.1	<u>27,926.1</u>	19.7	<u>34,089.4</u>	20.7	<u>29,956.7</u>	14.2	<u>170,194.7</u>	19.1
Intereses de Operación.														
APLICACIONES AL SUPERAVIT (NETO)	<u>(2,810.2)</u>	2.6	<u>313.1</u>	(0.3)	<u>(284.2)</u>	0.2	<u>(70.5)</u>	-	<u>556.0</u>	(0.3)	<u>-</u>	-	<u>(2,295.8)</u>	0.3
EXCEDENTE DEL AÑO PARA INVERSION Y PAGO DE DEUDAS	<u>35,828.9</u>	33.8	<u>57,987.1</u>	46.6	<u>57,974.1</u>	42.7	<u>36,575.9</u>	25.8	<u>44,832.1</u>	27.2	<u>92,695.8</u>	44.1	<u>325,893.9</u>	36.3

PROYECCION DE INGRESOS Y GASTOS CORRIENTES PARA EL PERIODO 1984 - 2000
(Millones de Colones)

	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	Total
tas en GWH	1.383.3	1.549.3	1.719.8	1.891.7	2.080.9	2.289.0	2.517.9	2.769.7	3.046.7	3.351.3	3.686.5	4.055.1	4.460.6	4.906.7	5.397.4	5.937.1	6.530.8	57.573.8
Presos Ctas. Vtas. a \$ 0.142/Kwh	1/ 178.0	220.0	244.2	268.6	295.5	325.0	357.5	393.3	432.6	475.9	523.5	575.8	633.4	696.8	766.4	843.1	927.4	8.157.0
Presos por Interconexiones			0.6	0.7	0.9	8.7	8.1	8.1	8.1	8.1	8.1	8.1	8.1	8.1	8.1	8.1	8.1	100.0
Costos Ingresos	4.0	4.0	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	60.5
TOTAL INGRESOS CORRIENTES	182.0	224.0	248.3	272.8	299.9	337.2	369.1	404.9	444.2	487.5	535.1	587.4	645.0	708.4	778.0	854.7	939.0	8.317.5
Gastos Corrientes	136.7	143.5	154.8	162.8	179.7	227.0	256.7	282.3	313.6	334.5	371.5	394.9	493.3	513.1	544.6	577.7	647.2	5.743.9
Generación	20.8	23.5	26.6	29.5	32.7	36.2	39.7	43.7	48.1	52.9	58.2	64.0	70.4	77.4	85.1	93.6	103.0	905.4
Transmisión	11.7	12.9	14.1	15.2	16.4	17.7	19.2	21.1	23.2	25.5	28.0	30.8	33.8	37.1	40.8	44.8	49.3	441.6
Distribución	5.3	6.4	7.6	8.9	10.5	12.4	14.6	16.1	17.7	19.5	21.4	23.5	25.8	28.4	31.2	34.3	37.7	321.3
b-Total Operación y Mont.	37.8	42.8	48.3	53.6	59.6	66.3	73.5	80.9	89.0	97.9	107.6	118.3	130.0	142.9	157.1	172.7	190.0	1.668.3
Combustibles (Petróleo y Carbón)	15.0	16.8	18.6	20.5	23.0	26.5	30.4	34.0	38.0	42.0	46.0	50.0	54.0	58.0	62.0	66.0	70.0	732.3
Mantenimiento y Gastos Generales	25.4	29.3	32.9	32.9	41.0	45.8	51.1	57.4	65.4	75.2	87.2	101.1	117.2	137.5	158.0	180.5	209.0	1.234.9
Depreciaciones previstas	11.0	5.7	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.5	5.5	5.5	6.0	6.0	6.5	6.5	7.0	7.0	7.0	104.2
Revalorización Anual	47.5	48.9	50.0	50.8	51.1	51.4	51.7	51.5	51.7	52.0	52.3	52.6	52.9	53.2	53.5	53.8	54.1	2.004.2
Excedente antes de Intereses	45.3	80.5	93.5	110.0	120.2	100.2	112.4	122.6	130.6	153.0	163.6	192.5	151.7	195.3	233.4	277.0	291.8	2.573.6
Intereses :																		
Intereses de Operación	59.6	66.4	61.2	58.6	53.3	48.1	42.9	91.7	111.1	114.0	132.4	120.5	239.5	247.6	254.9	263.0	332.9	2.297.7
Excedente para Inversión y Pago de Deuda	-14.3	14.1	32.3	51.4	66.9	52.1	69.5	30.9	19.5	39.0	31.2	72.0	-87.8	-52.3	-21.5	14.0	-41.1	275.9
Amortización de Deuda	116.6	101.6	58.1	58.9	60.1	58.1	55.4	90.3	112.1	122.8	145.9	145.7	244.8	266.6	236.6	282.6	352.6	2.508.8
FLUJO NETO	-130.9	-87.5	-25.8	-7.5	6.8	-6.0	14.1	-59.4	-92.6	-83.8	-114.7	-73.7	-332.6	-318.9	-258.1	-268.6	-393.7	-2.232.9

115.3 x 2 x 0.102 = \$ 23.5
 115.3 x 4 x 0.122 = 56.3
 115.3 x 6 x 0.142 = 98.2
 \$ 178.0

ALTERNATIVA "A"

	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	Total
VENTAS EN GWH	1.383.3	1.549.3	1.719.8	1.891.7	2.080.9	2.289.0	2.517.9	2.769.7	3.046.7	3.351.3	3.686.5	4.055.1	4.460.6	4.906.7	5.397.4	5.937.1	6.530.8	57.573.8
Ingresos Ctas. Vtas.	178.0	251.0	278.6	306.4	357.9	393.7	470.8	517.9	569.7	660.2	726.3	798.9	878.7	966.7	1.063.0	1.169.7	1.286.5	10.874.0
Interconexiones	-	-	0.6	0.7	0.9	8.7	8.1	8.1	8.1	8.1	8.1	8.1	8.1	8.1	8.1	8.1	8.1	100.0
Otros Ingresos	4.0	4.0	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	60.5
TOTAL INGRESOS CORRIENTES	182.0	255.0	282.7	310.6	362.3	405.9	482.4	529.5	581.3	671.8	737.9	810.5	890.3	978.3	1.074.6	1.181.3	1.298.1	11.034.5
Gastos Corrientes	136.7	143.5	154.8	162.8	179.7	237.0	256.7	282.3	313.6	334.5	371.5	394.9	493.3	513.1	544.6	577.7	647.2	5743.9
Generación	20.8	23.5	26.6	29.5	32.7	36.2	39.7	43.7	48.1	52.9	58.2	64.0	70.4	77.4	85.1	93.6	103.0	905.4
Transmisión	11.7	12.9	14.1	15.2	16.4	17.7	19.2	21.1	23.2	25.5	28.0	30.8	33.8	37.1	40.8	44.8	49.3	441.6
Distribución	5.3	6.4	7.6	8.9	10.5	12.4	14.6	16.1	17.7	19.5	21.4	23.5	25.8	28.4	31.2	34.3	37.7	321.3
SUB-TOTAL Operación y Mont.	37.8	42.8	48.3	53.6	59.6	66.3	73.5	80.9	89.0	97.9	107.6	118.3	130.0	142.9	157.1	172.7	190.0	1.668.3
Combustibles (Petróleo y Carbón)	15.0	16.8	18.6	20.5	23.0	28.5	35.4	40.0	45.2	50.0	54.0	58.5	63.0	67.5	72.0	76.5	81.0	732.3
Admón y Gastos Generales	25.4	29.3	32.9	32.9	41.0	45.8	51.1	57.4	65.4	75.2	87.2	101.1	117.2	117.5	118.0	118.5	119.0	1.234.9
Imprevistos	11.0	5.7	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.5	5.5	6.0	6.0	6.5	6.5	7.0	7.0	7.0	7.0	104.2
Depreciación Anual	47.5	48.9	50.0	50.8	51.1	51.4	51.7	78.5	93.7	100.7	116.7	117.0	189.2	205.6	221.9	238.9	290.6	2.004.2
Excedentes antes de Intereses	45.3	111.5	127.9	147.8	182.6	168.9	225.7	247.2	267.7	337.3	366.4	415.6	397.0	465.2	530.0	603.6	650.9	5.290.6
Menos :																		
Intereses de Operación	59.6	66.4	61.2	58.6	53.3	48.1	42.9	91.7	111.1	114.0	132.4	120.5	239.5	247.6	254.9	263.0	332.9	2.297.7
Excedente para Inversión y Pago de Deuda	-14.3	45.1	66.7	89.2	129.3	120.8	182.8	155.5	156.6	223.3	234.0	295.1	157.5	217.6	275.1	340.6	318.0	2.992.9

ALTERNATIVA "A"

DETERMINACION DE LOS RECURSOS PROPIOS NECESARIOS PARA CUBRIR SERVICIO DE LA DEUDA Y EL 30% DE LA INVERSION

	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	Total
Requiere para Inversión	- 14.3	14.1	32.3	51.4	66.9	52.1	69.5	30.9	19.5	39.0	31.2	72.0	- 87.8	- 52.3	- 21.5	14.0	-41.1	275.9
depreciación Anual	47.5	48.9	50.0	50.8	51.1	51.4	51.7	78.5	93.7	100.7	116.7	117.0	189.2	205.6	221.9	238.9	290.6	2.004.2
Fondos Disponibles	33.2	63.0	82.3	102.2	118.0	103.5	121.2	109.4	113.2	139.7	147.9	189.0	101.4	153.3	200.4	252.9	249.5	2.280.1
Amortización de Deuda	116.6	101.6	58.1	58.9	60.1	58.1	55.4	90.3	112.1	122.8	145.9	145.7	244.8	266.6	236.6	282.6	352.6	2.508.8
Requiere para Inv. (30%)	36.2	20.7	23.1	53.3	105.6	95.4	66.4	113.5	104.7	218.4	207.1	214.7	205.7	182.4	183.2	224.0	166.2	2.220.6
Fondos Necesarios	152.8	122.3	81.2	112.2	165.7	153.5	121.8	203.8	216.8	341.2	353.0	360.4	450.5	449.0	419.8	506.6	518.8	4.729.4
eficiencia de Fondos	119.6	59.3	(1.1)	10.0	47.7	50.0	0.6	94.4	103.6	201.5	205.1	171.4	349.1	295.7	219.4	253.7	269.3	2.449.3
Modificación Tarifaria		31.0	34.4	37.8	62.4	68.7	113.3	124.6	137.1	184.3	202.8	223.1	245.3	269.9	296.6	326.6	359.1	2.717.0
11-01-85	0.02																	
11-01-88	0.01	31.0	34.4	37.8	41.6	45.8	50.4	55.4	60.9	67.0	73.7	81.1	89.2	98.1	107.9	118.7	130.6	
					20.8	22.9	25.2	27.7	30.5	33.5	36.9	40.6	44.6	49.1	53.9	59.4	65.3	
11-01-90	0.015						37.7	41.5	45.7	50.3	55.3	60.8	66.9	73.6	80.9	89.1	97.9	
11-01-93	0.01									33.5	36.9	40.6	44.6	49.1	53.9	59.4	65.3	
Saldo Neto (ahorro) acumulado	119.6	147.9	112.4	84.6	69.9	51.2	(61.5)	(91.7)	(125.2)	(108.0)	(105.7)	(157.4)	(53.6)	(27.8)	(105.0)	(177.9)	(267.7)	(267.7)

PROYECCION DE LAS FUENTES Y USOS DE FONDOS PERIODO 1984 - 2000
(Millones de Colones)

	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	Total
FUENTES DE FONDOS																		
Generación Interna de Fondos	92,8	129,4	143,5	160,8	171,3	151,6	164,1	201,1	224,3	253,7	280,3	309,5	340,9	400,9	455,3	515,9	582,4	4.577,8
Excedentes antes de intereses	45,3	80,5	93,5	110,0	120,2	100,2	112,4	122,6	130,6	153,0	163,6	192,5	151,7	195,3	233,4	277,0	291,8	2.573,6
Depreciación Anual	47,5	48,9	50,0	50,8	51,1	51,4	51,7	78,5	93,7	100,7	116,7	117,0	189,2	205,6	221,9	238,9	290,6	2.004,2
Préstamos y Créditos	113,6	49,9	53,4	124,4	263,5	258,0	216,6	264,9	244,3	509,7	483,3	500,9	479,9	425,5	427,4	522,6	387,9	5.325,8
Transferencias del GOES	2,9	3,0	3,1	3,2	3,3	3,4	3,6	3,7	3,8	3,9	4,0	4,2	4,3	4,4	4,5	4,6	4,8	64,7
Transferencias y Donaciones	47,2	2,4	2,2	2,2	2,2	2,2	2,3	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	82,7
TOTAL DE FONDOS	256,5	184,7	202,2	290,6	440,3	415,2	386,6	471,9	474,6	769,5	769,8	816,8	827,3	833,0	889,4	1.045,3	977,3	10.051,0
USOS DE FONDOS																		
Programa de Inversiones y Estudios	120,5	68,9	77,2	177,5	351,9	318,1	221,4	378,4	349,0	728,1	690,4	715,6	685,6	607,8	610,5	746,5	553,5	7.400,9
Servicio de la Deuda a Corto y Largo Plazo (Intereses + Amortización)	176,2	168,0	119,3	117,5	113,4	106,2	98,3	182,0	223,2	236,8	278,3	266,2	484,3	514,2	491,5	545,6	685,5	4.806,5
TOTAL DE USOS	296,7	236,9	196,5	295,0	465,3	424,3	319,7	560,4	572,2	964,9	968,7	981,8	1.169,9	1.122,0	1.102,0	1.292,1	1.239,0	12.207,4
Necesidades anuales de Fondos	40,2	52,2	(5,7)	4,4	25,0	9,1	(66,9)	88,5	97,6	195,4	198,9	165,0	342,6	289,0	212,6	246,8	261,7	2.156,4

PRECIO PROMEDIO DE LA ENERGIA ELECTRICA

AL 31 DE MARZO DE 1984

Colones Salvadoreños por K w H

CONSUMO	GUATEMALA	EL SALVADOR	HONDURAS	NICARAGUA	COSTA RICA	PANAMA
RESIDENCIAL						
100 Kwh	0.3367	0.1323	0.2663	0.0905	0.0951	0.3975
250 Kwh	0.3013	0.1312	0.2331	0.0968	0.0951	0.3735
1000 Kwh	0.2618	0.1208	0.2039	0.1088	0.1157	0.3570
INDUSTRIAL						
15000 Kwh 41 KW	0.3608	0.1432	0.2039	0.0968	0.1569	0.30575
50000 Kwh 137 KW	0.3448	0.1432	0.2039	0.0968	0.1518	0.30575
100000 Kwh 274 KW	0.3448	0.1432	0.2039	0.0968	0.1518	0.30575
Tipo de Cambio por 1US\$	1 Quetzal	2.5 Colones	2 Lempiras	28.5 Córdobas	43.65 Colones	1 Balboa

FUENTE: Instituto Costarricense de Electricidad.

GLOSARIO DE TERMINOS

- ABONADOS : Usuario del servicio eléctrico, los cuales se clasifican en las siguientes categorías: Industrial, Comercial, Residencial, Gobierno y Municipio, y Alumbrado Público.
- CAPACIDAD INSTALADA: Es el valor de la potencia eléctrica instalada que corresponde a los datos de placa.
- CENTRAL GENERADORA : Es el conjunto de equipo usado directa e indirectamente para la generación de energía eléctrica, incluidos los edificios y obras civiles necesarias.
- CONSUMO PROPIO : Es la diferencia entre la generación bruta más cualquier aporte exterior y la energía válida de la central.
- CONSUMO TOTAL : Es el total de energía eléctrica suministrada por empresas de servicio público o privado al consumidor final, durante un período determinado.
- DEMANDA MAXIMA : Es el valor máximo constatado de las sumas de las demandas simultáneas ocurridas en las centrales de la empresa y en los puntos de compras, si las hubiera, en un período determinado.
- GENERACION BRUTA : Es la energía medida en las terminales de los generadores de la central e incluye la energía suministrada a los servicios auxiliares y las pérdidas en los transformadores de la subestación de salida de la central en el caso de que existan.

- GENERACION NETA : Es la energía medida en las barras colectoras de la central, menos la energía utilizada en los servicios auxiliares y las pérdidas en los transformadores de la subestación de salida de la central.
- LINEA DE TRANSMISION: Línea eléctrica que sirve para transportar energía eléctrica desde una fuente generadora a un punto de distribución del sistema.
- PERDIDA EN TRANSMISION : Diferencia entre la energía o potencia neta de entrada al sistema de transmisión y la salida de dicho sistema.
- PERDIDA EN DISTRIBUCION : Diferencia entre la energía o potencia neta de entrada al sistema de distribución y la salida de dicho sistema.
- SISTEMA CEL : Son los equipos de generación, transmisión y distribución pertenecientes a CEL, los cuales están interconectados y operados como una unidad integral bajo un solo control.
- SISTEMA DE DISTRIBUCION : Es el formado por los circuitos que se inician en la subestación de distribución y suministran energía a los transformadores de distribución.

- SISTEMA DE DISTRIBUCION SECUNDARIO : Es el formado por los circuitos que se inician en el transformador de distribución y suministran energía al consumidor.
- SISTEMA DE TRANSMISION : Es el formado por el conjunto de líneas de transmisión que se inicia en la salida de la subestación elevadora (o punto de recepción en el caso de energía comprada), y termina en las barras de baja tensión eléctrica de la subestación distribuidora.
- SUBESTACION : Es el conjunto de equipos instalados en un lugar, y las obras civiles en el mismo para la conversión, transformación o control de la energía eléctrica y para la conexión entre dos ó más circuitos.
- SECTOR DE CONSUMO : Son los sectores económicos a los cuales se destina la energía para sus diferentes usos finales.
- VENTAS FINALES DEL SISTEMA NACIONAL : Incluye a las Empresas Distribuidoras (CAESS, CLESA, CLES, CLEA, CECSA, DEUSEM, DESSEM y HSDM Co.), Clientes Directos de la CEL y a su programa de Electrificación Rural.
- VENTAS FINALES DEL SISTEMA : Incluye datos de sus clientes directos y del Programa de Electrificación Rural.

EQUIVALENCIAS

- 1 MW : Megavatio = 1000 KW
- 1 KWh : Kilovatio hora = Potencia de 1 KW durante una hora
- 1 MWh : Megavatio hora = 1000 KWh
- 1 GWh : Gigavatio hora = 1,000.000 KWH
- 1 KV : Kilovatio = 1000 Voltios
- 1 KVA : Kilovoltio Amperio = 1000 Voltios amperios
- 1 MVA : Megavoltio Amperio = 1,000.000 Voltios Amperios.

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

BANCO CENTROAMERICANO DE INTEGRACION ECONOMICA. (BCIE): "Revista de la Integración y el Desarrollo de Centroamérica No. 25".

BANCO CENTRAL DE RESERVA (BCR): "Revistas Mensuales", desde 1960 a junio de 1984.

BANCO INTERNACIONAL DE RECONSTRUCCION Y FOMENTO (BIRF): "Energía Eléctrica", 1971.

CAMPOS B., ADALBERTO ELIAS: "El Problema de la Energía Eléctrica en El Salvador". Tesis de Graduación, U.C.A. , 1980.

CENTRO DE ESTUDIOS MONETARIOS LATINOAMERICANOS (CEMLA): "La Balanza de Pagos y su Integración en las Cuentas Nacionales", Paul Host-Madsen, México 1970.

COMISION DE ESTUDIO DE SERVICIOS ELECTRICOS (MIPLAN, Ministerio de Economía y CEL): "Estudio y Propuesta de Ajuste Tarifario para CEL y Empresas Distribuidoras 1983-1988", mayo 1983.

COMISION EJECUTIVA HIDROELECTRICA DEL RIO LEMPA (CEL):

- "Balance Energético Nacional", de 1970 a 1982.

"Breve Descripción del Sistema CEL", Documento No. CEL-SP/80-7, junio 1980.

- "Desarrollo del Sistema hasta 1982", Documento No. CEL-SP/83-5, junio 1983.

- "Diagnóstico y Proyecciones Financieras 1978-1990", Documento No. CEL-SP/84-12, Junio 1984.

- "Diagnóstico Sector Energía 1977-1982", octubre 1983.

- "Encuesta de Población Proyecto de Reubicación San Lorenzo", septiembre 1979.

- "Estadísticas Eléctricas", Boletines de números 1 al 14.
- "Evaluación - Diagnóstico-Prognosis 1973-1977", Documento sin número.
- "Incidencia Directa del Costo de la Energía Eléctrica en Actividades Productivas y en la Canasta Familiar", Documento No. CEL/SP/84-2, febrero 1984.
- "Informe y Memoria Anual" de 1954 hasta 1983.
- "Informe Conjunto CEL-BCR", Documento SAC-1981.
- "LEYES", Ley de Constitución de CEL y sus Reformas al mes de abril, 1981.
- "Plan Operativo Anual", 1983 y 1984, Documentos números CEL/SP/83-3 y CEL-SP/84-1.
- "Revista", Publicación Trimestral (enero-marzo y abril-junio 1984).
- "Revisión y Actualización del Plan de Expansión del Sistema de Generación", Documento No. CEL-SP/83-10, agosto de 1983.

COMISION ECONOMICA PARA AMERICA LATINA (CEPAL) "Estudio Regional de la Interconexión Eléctrica del Istmo Centroamericano", volumen I. - "Notas para el Estudio Económico de América Latina 1983", El Salvador, pág. 33, marzo 1984.

CONCAPAN I: "Estudio de Interconexión Eléctrica El Salvador-Guatemala", Julio de 1981.

FONDO MONETARIO INTERNACIONAL:

- "La Energía, Conservación y Producción", Revista Finanzas y Desarrollo, Vol. 17 No. 4, Diciembre 1980.
- "Manual de Balanza de Pagos", 4a. Edición 1977.

HARZA-OVERSEAS-ENGINEERING COMPANY:

- Estudio de Factibilidad, Proyecto San Lorenzo", Vol. II.
- "Informe de Prefactibilidad-Expansión del Sistema CEL, 1977-1985",
Diciembre 1974.

JIMENEZ LARACH, EMILIA NORA: "Efectos de las Suspensiones de Energía Eléctrica sobre la Economía Salvadoreña: Región Oriental, período 1979-1982", Tesis U.C.A., 1974.

MELGAR CISNEROS, CARLOS SALVADOR; PANAMEÑO DE MELGAR, CLEOPATRA: LOPEZ VALIENTE, CARLOS: "El Salvador, Políticas Energéticas, período 1970-1979 y Planteamiento hasta el año 2000", Tesis UES, abril 1982.

MENDOZA GOMEZ, JOSE LEONEL; HERRERA J. , JUAN BAUTISTA: "La Integración de las Empresas de Servicio Eléctrico en El Salvador", Tesis UES, Abril 1981.

MINISTERIO DE AGRICULTURA Y GANADERIA: "Planificación de los Recursos Naturales para el Aprovechamiento Racional y Múltiple de los Recursos Hidráulicos en El Salvador", Diciembre de 1972.

MINISTERIO DE ECONOMIA:

- "Producción y Distribución de Energía Eléctrica en El Salvador", por Karl Mourean, Revista Economía de El Salvador, Tomo IV, Pág. 625 a 693, 1954.
- "Proyectos de Aprovechamiento Hidroeléctricos del Río Lempa" (1949-1951), 2 Vol.

MINISTERIO DE PLANIFICACION Y COORDINACION DEL DESARROLLO ECONOMICO Y SOCIAL
(MIPLAN):

- "Indicadores Económicos y Sociales" de 1973 a 1982.
- "Plan de Desarrollo Económico y Social": 1965-1969, 1968-1972, 1973-1977, 1978-1982.
- "Plan Trienal 1981 - 1983".

PRESIDENCIA DE LA REPUBLICA DE EL SALVADOR: "Esquema Histórico de la Electrificación en El Salvador", Secretaría de Información, Diciembre 1954.

VAN-DER TAK, HERMAN G.: "La Selección en Sistemas Hidroeléctricos y Termoe-léctricos, en Función de sus Ventajas Económicas", BIRF, Washington, 1966.

BIBLIOGRAFIA COMPLEMENTARIA.

DIARIOS OFICIALES, Números:

- 4 del 6 de enero de 1936, Decreto Legislativo (Ley de Servicios Eléctricos)
- 141 del 30 de julio de 1973. Decreto Legislativo No. 390.
- 187 del 11 de octubre de 1976. Decreto Legislativo No. 102
- 62 del 6 de abril de 1978. Decreto Legislativo No. 479.
- 37 del 21 de febrero de 1984. Acuerdo Ejecutivo No.73, Ramo de Economía.
- 235 del 13 de Diciembre de 1978 (Ley Orgánica de Presupuestos, Dirección Ge-
neral de Presupuestos, Ministerio de Hacien-
da).