

**ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL**  
**DEPARTAMENTO DE INGENIERIA ELECTRICA**



**"GESTION EMPRESARIAL Y  
POLITICA TARIFARIA"**



**TESIS DE GRADO**

*Previa a la obtención del Título de:*

**INGENIERO EN ELECTRICIDAD**

*Especialización*

**POTENCIA**

*Presentada por:*

**Jorge Guillermo Trujillo Paulson**

**GUAYAQUIL — ECUADOR**

**1982**

A G R A D E C I M I E N T O

AL ING. IVAN RODRIGUEZ RAMOS  
Director de Tesis, por su  
ayuda y colaboración para la  
realización de este Trabajo,  
y en especial a todo el Per  
sonal de Educadores que hi  
cieron posible mi formación.

D E D I C A T O R I A

A MI MADRE  
A MI PADRE  
A MI ESPOSA  
Y EN ESPECIAL A MIS  
HIJOS

*Rodriguez*

---

ING. IVAN RODRIGUEZ RAMOS,  
DIRECTOR DE TESIS

DECLARACION EXPRESA

"La responsabilidad por los hechos, ideas y doctrinas expuestas en esta tesis, me corresponden exclusivamente; y, el patrimonio intelectual de la misma, a la ESCUELA SUPERIOR - POLITÉCNICA DEL LITORAL".

(Reglamento de Exámenes y Títulos profesionales de la ESPOL).



Jorge Trujillo Paulson

R E S U M E N

El objeto de esta tesis, es efectuar un análisis de las diferentes metodologías que existen para la elaboración de las Tarifas en el Sector Eléctrico. Se investigarán los criterios tarifarios que incentivan el consumo de energía y también a aquellos criterios que castigan el exceso de consumo de la misma.

Se analizará también los diferentes aspectos que inciden en la elaboración de una tarifa eléctrica, tales como la Gestión Empresarial y Costos de Operación, así como combustibles y revalorización de activos, entre otros.

Luego se hará una revisión de la forma como se ha llevado la Política Tarifaria Nacional, se revisarán los factores positivos y negativos. Finalmente, se dará las soluciones que el autor de la tesis considera, deben implementarse para corregir los defectos que a su juicio existen.

INDICE GENERAL

	<u>PAGS.</u>
RESUMEN .....	VI
INDICE GENERAL .....	VII
INDICE DE FIGURAS .....	IX
INDICE DE TABLAS .....	XI
INTRODUCCION Y ANTECEDENTES .....	15
I. DEFINICIONES .....	36
II. GESTION EMPRESARIAL .....	39
2.1. Análisis de Factores Económicos incidentes .....	39 ✓
2.1.1. Planificación y Presupuesto .....	39 ✓
2.1.2. Revalorización de Activos Fijos a costos de re posición .....	41 ✓
2.1.3. Combustibles .....	52 ✓
2.1.4. Salarios .....	72 ✓
2.2. Rentabilidad y Tarifas: Metodología y aplicación de ensayo práctico .....	73
2.2.1. Antecedentes y criterios .....	73
2.2.2. Metodología .....	77
2.3. Sistemas Eléctricos Regionales .....	113
2.3.1. Resultados de Operación 1.981 .....	113
2.3.2. Presupuesto de Explotación e Inversión 81-82..	137
2.4. Controles a implementarse en INECEL y Empresas Eléctri cas Regionales .....	164

	<u>PAGS.</u>
2.4.1. Estructura de afectación .....	164
2.4.2. Control de Empresas Eléctricas Regionales .....	166
III. POLITICA TARIFARIA .....	176
3.1. Introducción .....	179
3.2. Formas y Metodología Tarifaria .....	177
3.2.1. Historia y Formas de Tarifas .....	177
3.2.2. Criterios y Definiciones .....	201 ✓
3.2.3. Estudio de Mercado y Carga .....	204 ✓
3.2.4. Estudio de Costos de Servicio .....	206 ✓
3.2.5. Diseño del Pliego Tarifario de Alcance Nacional.	209 ✓
3.2.6. Ecuación Básica de Tarifas .....	210 ✓
3.3. Tarifación Nacional Vigente .....	211 ✓
3.3.1. Antecedentes .....	211
3.3.2. Pliegos Tarifarios .....	217
3.3.3. Criterios y apreciaciones .....	221
3.4. Reglamentos para fijación de Tarifas de los Servicios - Eléctricos .....	223
3.4.1. Primer Reglamento año 1.970 .....	223
3.4.2. Segundo Reglamento año 1.975 .....	224
3.4.3. Tercer Reglamento y Acuerdo Ministerial No. 051.	
3.4.4. Cuarto Reglamento: Proyecto .....	225
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....	252
BIBLIOGRAFIA .....	264



Inv. No. \_\_\_\_\_

INDICE DE FIGURAS

<u>FIGS.</u>		<u>PAGS.</u>
1	ELECTRIFICACION RURAL - AVANCE FISICO .....	19
2	INVERSIONES .....	20
3	PROYECCION DE LA POBLACION TOTAL Y DE LA POBLACION CON - SERVICIO ELECTRICO EN EL ECUADOR .....	22
4	ORIGEN DE FONDOS - PERIODO 1.980-1.985 .....	23
5	INECEL: USO DE FONDOS - PERIODO 1.980-1.985 .....	24
6	EVOLUCION DE LA POTENCIA INSTALADA DE SERVICIO PUBLICO.	29
7	SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO - RESULTADOS DE EXPLOTA CION .....	30
8	TARIFA MEDIA SERVICIO ELECTRICO .....	32
9	SECTOR ELECTRICO .....	54
10	EVOLUCION DEL CONSUMO DE ENERGIA .....	55
11	EVOLUCION DE LA POTENCIA INSTALADA DE SERVICIO PUBLICO.	56
12	SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO .....	62
13	FUENTES DE USOS DE FONDOS .....	86
14	EMPRESAS ELECTRICAS: DEMANDAS Y GENERACION DE ENERGIA .	124
15	EMPRESAS ELECTRICAS: VENTAS DE ENERGIA .....	126
16	EMPRESAS ELECTRICAS: PERDIDAS DE ENERGIA PROMEDIO.....	127
17	SISTEMA INTEGRADO DE CONTROL DE GESTION - AREA DE DISTRI BUCION Y COMERCIALIZACION .....	169
18	ORGANIGRAMA AREA DE DISTRIBUCION Y COMERCIALIZACION.....	170

Inv. No. \_\_\_\_\_

FIGS.

INDICE DE TABLAS

PAGS.

19	ORGANIGRAMA DE LA DIRECCION DE DISTRIBUCION Y COMERCIALIZACION .....	171
20	TARIFAS METRICAS DE LINEA RECTA .....	181
21	TARIFAS METRICAS POR BLOQUE .....	184
22	TARIFAS DE CARGA MINIMA .....	187
23	TARIFA TIPO ESCALON .....	192
24	TARIFA DE DEMANDA HOPKINSON .....	194
25	TARIFA DE DEMANDA WRIGHT .....	198
26	PRECIO UNITARIO DE LA ENERGIA .....	215

-----\*

INDICE DE TABLAS

<u>TABLAS</u>	<u>PAGS.</u>	
1	SITUACION DE LA ELECTRIFICACION EN EL ECUADOR - DATOS GLOBALES A DICIEMBRE DE 1.978.....	51
2	RESULTADO OPERACION SNI-EER: ENERGIA HIDROELECTRICA Y TERMICA - 1.981 .....	52
3	RESULTADOS DE LA SIMULACION DE OPERACION: GENERACION DE CENTRALES HIDROELECTRICAS Y TERMOELECTRICAS.....	57
4	CONSUMOS Y RENDIMIENTOS COMBUSTIBLES -1.981 SECTOR - ELECTRICO .....	58
5	REQUERIMIENTOS DE COMBUSTIBLES: 1.981 .....	60
6	REQUERIMIENTOS DE COMBUSTIBLES 1.981 AÑO HIDROLOGICO: MEDIO PI AYAMBO-SECO RIO SAN PEDRO .....	61
7	PRECIO DE LOS COMBUSTIBLES PAGADOS DE CONTADO POR LAS EMPRESAS ELÉCTRICAS A CEPE Y DEDUCCION DE LOS VALORES A CREDITO.....	68
8	PRECIOS DE LOS COMBUSTIBLES PAGADOS DE CONTADO POR LAS EMPRESAS ELECTRICAS A CEPE Y DEDUCCION DE LOS VALORES A CREDITO .....	69
9	PRECIOS DE LOS COMBUSTIBLES PAGADOS DE CONTADO POR LAS EMPRESAS ELECTRICAS A CEPE Y DEDUCCION DE LOS VALORES A CREDITO.....	70
10	VALORES DE LOS COMBUSTIBLES PAGADOS DE CONTADO POR LA DIRECCION DE OPERACION DEL SNI A CEPE Y DEDUCCION DE _	

TABLAS

PAGS.

	DUCCION DE LOS VALORES A CREDITO.....	71
11	ALTERNATIVA 1-A: CUADRO DE FUENTES Y USOS .....	92
12	ALTERNATIVA 1-3: CUADRO DE FUENTES Y USOS .....	93
13	RESULTADOS DE EXPLOTACION DEL SECTOR ELECTRICO -PERIODO 1.980 - 1.985 .....	95
14	RESULTADO DE EXPLOTACION DEL SECTOR ELECTRICO CON ESCA- LAMIENTO .- PERIODO 1.980 - 1.985 .....	96
15	RESULTADOS DE EXPLOTACION DEL SISTEMA NACIONAL INTERCO- NECTADO - PERIODO 1.980 - 1.985 (CON ESCALAMIENTO).....	97
16	RESULTADOS DE EXPLOTACION DEL SISTEMA NACIONAL INTERCO- NECTADO - PERIODO 1.980 - 1.985 .....	98
17	USOS DE LOS FONDOS (ALTERNATIVA 1-A) .....	102
18	RESULTADOS DE EXPLOTACION DEL SECTOR ELECTRICO CON ESCA- LAMIENTO - PERIODO 1.980 - 1.985 (ALTERNATIVA 1.3).....	103
19	RESULTADOS DE EXPLOTACION DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONEC TADO - PERIODO 1.980 - 1.985 (ALTERNATIVA 1-3).....	104
20	RESULTADOS DE EXPLOTACION DE INECEL CON ESCALAMIENTO.....	105
21	CAPITALIZACION DE EMPRESAS ELECTRICAS - APORTE EN EFECTI- VO DE INECEL - EJERCICIO DE 1.981 .....	116
22	CAPITALIZACION DE INECEL EN LAS EMPRESAS ELECTRICAS ....	117
23	RESUMEN DE DATOS SOBRE LA GESTION DE LA EMPRESA ELECTRI- CA DEL PAIS - AÑO 1.981 .....	119
24	EMPRESAS ELECTRICAS - INCREMENTO DE DEFICIT .....	128
25	EMPRESAS ELECTRICAS: MERCADO Y DEMANDAS MAXIMAS .....	129

Inv. No. \_\_\_\_\_

TABLAS

PAGS.

26	EMPRESAS ELECTRICAS: ENERGIA COMPRADA Y GENERADA.....	123
27	EMPRESAS ELECTRICAS: RELACION ABONADOS/TRABAJADORES ....	131
28	EMPRESAS ELECTRICAS: NUMERO <u>DE</u> ABONADOS POR TRABAJADORES.	132
29	EMPRESAS ELECTRICAS: RELACION GASTOS DE PERSONAL/GASTOS DE EXPLOTACION.....	133
30	EMPRESAS ELECTRICAS: RELACION GASTOS DE PERSONAL/GASTOS TRABAJADORES .....	134
31	PRECIO MEDIO DE VENTA .....	135
32	ESTRUCTURA DE LOS COSTOS DE PRODUCCION .....	136
33	GASTOS DE EXPLOTACION DE LAS EMPRESAS ELECTRICAS DURAN- TE LOS ÑAOS 1.981 - 1.982 .....	139
34	COMBUSTIBLES Y LUBRICANTES .....	142
35	COMBUSTIBLES Y LUBRICANTES - MANO DE OBRA .....	143
36	REVALORIZACION DE LOS ACTIVOS FIJOS SEGUN COSTOS DE RE- POSICION A ENERO DE 1.981 - VALOR DEL ACTIVO FIJO, DE LA DEPRECIACION ACUMULADA, DEL SUPERAVIT Y DEL ACTIVO - FIJO NETO REVALORIZADO A lo. ENERO DE 1.981, POR ETAPAS FUNCIONALES .....	144
37	RESULTADOS DE LA REVALORIZACION DE ACTIVOS FIJOS DE LAS EMPRESAS ELECTRICAS SEGUN COSTOS DE REPOSICION A ENERO- 1.981 Y COMPARATIVO CON EL VALOR EN LIBROS .....	145
38	COMBUSTIBLES Y LUBRICANTES - MANO DE OBRA .....	146
39	COMPRA DE ENERGIA AL S/N/I/.....	147
40	ENERGIA, INGRESOS FACTURADOS Y PRECIO MEDIO DE VENTA <u>OB</u>	

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL  
 Dpto. de Ingeniería Eléctrica  
 BIBLIOTECA

Inv. No. \_\_\_\_\_

TABLAS

PAGS.

	TENIDOS Y PROYECTADOS POR EL SISTEMA NACIONAL .....	148
41	CONSOLIDADO DE GASTOS DE EXPLOTACION DE LAS EMPRESAS - ELECTRICAS DURANTE LOS AÑOS 1.981 Y 1.982 .....	149
42	ESTADO CONSOLIDADO DE LOS PRESUPUESTOS DE EXPLOTACION (INGRESOS Y GASTOS) DE LAS EMPRESAS ELECTRICAS 1.981- 1.982 .....	150
43	PRESUPUESTO DE INVERSIONES EMPRESAS ELECTRICAS DEL PAIS AÑO 1.981 Y 1.982 .....	154
44	EMPRESAS ELECTRICAS DEL PAIS: PRECIO MEDIO DE VENTA - (S/KWH) RESUMEN 1.981 - 1.982 .....	157
45	EMPRESAS ELECTRICAS DEL PAIS: PRECIO MEDIO DE VENTA - (S/KWH) .....	158
46	DATOS GENERALES DE LAS EMPRESAS ELECTRICAS - 1.981 ..	161
47	DATOS GENERALES DE LAS EMPRESAS ELECTRICAS REGIONALES AÑO 1.982 .....	162
48	ABONADOS RESIDENCIALES EN PORCENTAJE (%) Y POR RANGO- DE CONSUMO EMPRESAS ELECTRICAS DE LA SIERRA.....	214

-----\*-----

Por medio de una crítica constructiva, se pretende establecer los factores positivos y negativos de la Gestión Empresarial y por ende, de la Política Tarifaria Nacional, con el objeto de aportar con las sugerencias apropiadas, a través de criterios e ideas concretas, sustentadas en base al análisis, experiencia y realidad que actualmente vive el Sector Eléctrico Ecuatoriano.

La Filosofía y Política enunciadas en el Plan General de Desarrollo, Plan Maestro de Electrificación, Leyes y Reglamentos afines; constituyen, en términos generales, un plausible acierto del Gobierno Nacional. Por lo que, no será objetivo primordial del autor de la tesis, el tender a definir nuevas políticas y/o filosofías, sino que dentro del contexto del desenvolvimiento de las actividades del Instituto de Electrificación, evaluar la medida en que las precitadas políticas y/o filosofías, están siendo ejecutadas. Específicamente en lo que a Gestión Empresarial se refiere y a su relación con la Política Tarifaria.

Las áreas directamente afectadas del Instituto de Electrificación que serán objeto del presente Estudio, serán las Empresas Eléctricas Regionales a cargo de la Dirección de Distribución y Comercialidad y del Sistema Nacional Interconectado (SNI), a cargo de la Dirección de Operación del Sistema Nacional Interconectado (DOSNI),

El autor de la tesis, habiéndose desempeñado, ya sea como Asesor o Miem

bro del Directorio de INECEL, ha tratado de enfocar objetivamente la problemática, desde un punto de vista eminentemente técnico-económico-administrativo y financiero, sin descuidar la apreciación de la economía popular en general y del usuario en particular. No obstante, su responsabilidad actual (personal y pecuniaria. Artículo 21 de la Ley Básica de Electrificación -L.B.E.) cuyo alcance total, está perfectamente definido en el Artículo 12 de la misma Ley y radica esencialmente en la "determinación conjunta del Cuerpo Colegiado que constituyen los Miembros del Directorio de la Política de INECEL, en concordancia con la Política Nacional de Electrificación". Por ello, la mayor parte de la información tomada, extractos o citas evidentemente, proceden de fuentes debidamente competentes y autorizadas.

El Sector Eléctrico puede ser financiado por el usuario directamente, a través de la Tarifa e indirectamente por medio de aportaciones estatales que no tengan relación con el consumo de energía.

Actualmente, este Sector de Desarrollo, se encuentra subsidiado, en su mayor parte, por el Estado y en menor escala, se encuentra financiado - vía Tarifas. Sin embargo, hay quienes opinan que actualmente presenta - condiciones claramente favorables, para financiar su expansión, mediante la aportación directa del usuario, beneficiario directo del servicio. Este financiamiento de la expansión del Sector Eléctrico Ecuatoriano, va a depender de los niveles tarifarios que tengan todas las Empresas Eléctricas del País y de una eficiente Gestión Empresarial.



La aplicación de Justicia Social, concomitante con el Desarrollo Económico, conlleva a efectuar una consideración especial en torno del auto-financiamiento, cual es, la electrificación rural. Si se considera que, - la mayor parte de las poblaciones urbanas, únicamente hasta nivel de cabeceras cantonales, cuentan con servicio eléctrico, se puede concluir - que, los relativos bajos índices de electrificación que presenta el País, se deben a que el Sector Rural Ecuatoriano, prácticamente no cuenta con servicio eléctrico, a excepción de específicas áreas de la Costa y Sie-rra Ecuatoriana.

Para efectos comparativos, se podrá apreciar en la Tabla # 1 que, en el año 1.978, aproximadamente el 40% de la población del Ecuador, contaba con servicio eléctrico. No siendo su distribución uniforme, ya que oscilaba, de acuerdo a la zonificación; esto es, por ejemplo en Guayaquil, - estuvo en el orden del 80%, mientras que en el área de Babahoyo-Quevedo, estuvo en el orden del 15.2%.

En el Plan General de Desarrollo y Maestro de Electrificación, se ha contemplado un conjunto de obras priorizadas para Electrificación Rural, en relación directa de beneficio para el País (Sierra, Costa, Oriente y Calápago) para servir a 110.000 abonados, siendo la inversión programada - en el período 1980-1984, de 2.400 millones de sucres (Figura # 1 y # 2). Hasta Diciembre de 1.981, INECEL había realizado 447 millones de sucres, como inversión acumulada; no obstante, se proyectó una inversión a esa - fecha, de 592 millones de sucres.

TABLA N. 1

## SITUACION DE LA ELECTRIFICACION EN EL ECUADOR

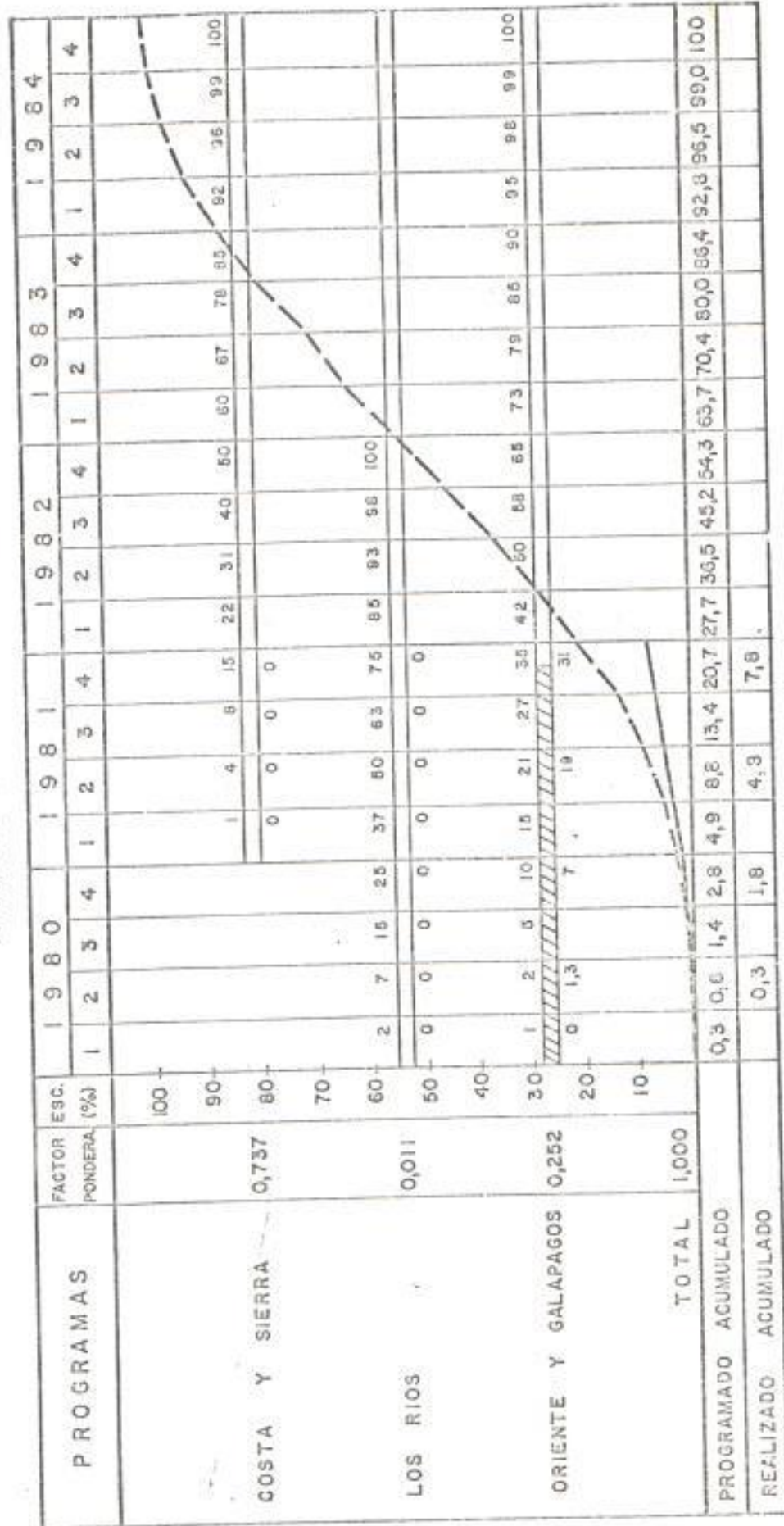
DATOS GLOBALES A DICIEMBRE 1.978

S I S T E M A S	POBLACION TOTAL (miles)	POBLACION SERVIDA (miles)	POBLACION SERVIDA (1)	INDICE DEMANDA watts/hab.	CONSUMO KWH/hab.
Norte	410	167	40.8	35.6	117.5
Pichincha: Quito	976	715	73.2	147.2	631.0
Pichincha: Sto. Domingo	174	39	22.6	37.3	130.9
Centro Norte:Cotopaxi	248	54	21.8	26.7	105.0
Centro Norte:Tungurahua	323	158	48.8	48.5	188.3
Centro Norte:Chimborazo	317	70	22.0	38.5	195.2
Centro Norte:Bolívar	152	29	19.3	17.1	47.8
Centro Sur	556	187	33.1	41.3	111.0
Sur	415	70	16.9	17.4	61.9
Esmeraldas	239	56	23.3	30.9	135.0
Manabí	850	160	18.8	30.8	140.4
Guayas-Los Rios:Salinas	157	67	42.3	62.9	189.4
Guayas-Los Rios:Gguil.	961	769	80.0	202.8	934.2
Guayas-Los Rios:Durán					
Balzar.	284	51	18.1	28.5	108.4
Guayas-Los Rios:Milagro					
Naranjal.	256	56	21.7	56.6	195.7
Guayas-Los Rios:Babaho-					
yo-Quevedo	453	69	15.7	28.9	104.8
El Oro	306	107	34.9	45.8	163.0
Sub-totalSistemas	7.087	2.822	39.8	73.8(1)	322.0
Resto del País	727	291	-	119.0(2)	-
TOTAL PAIS	7.814	3.113	39.8	-	-

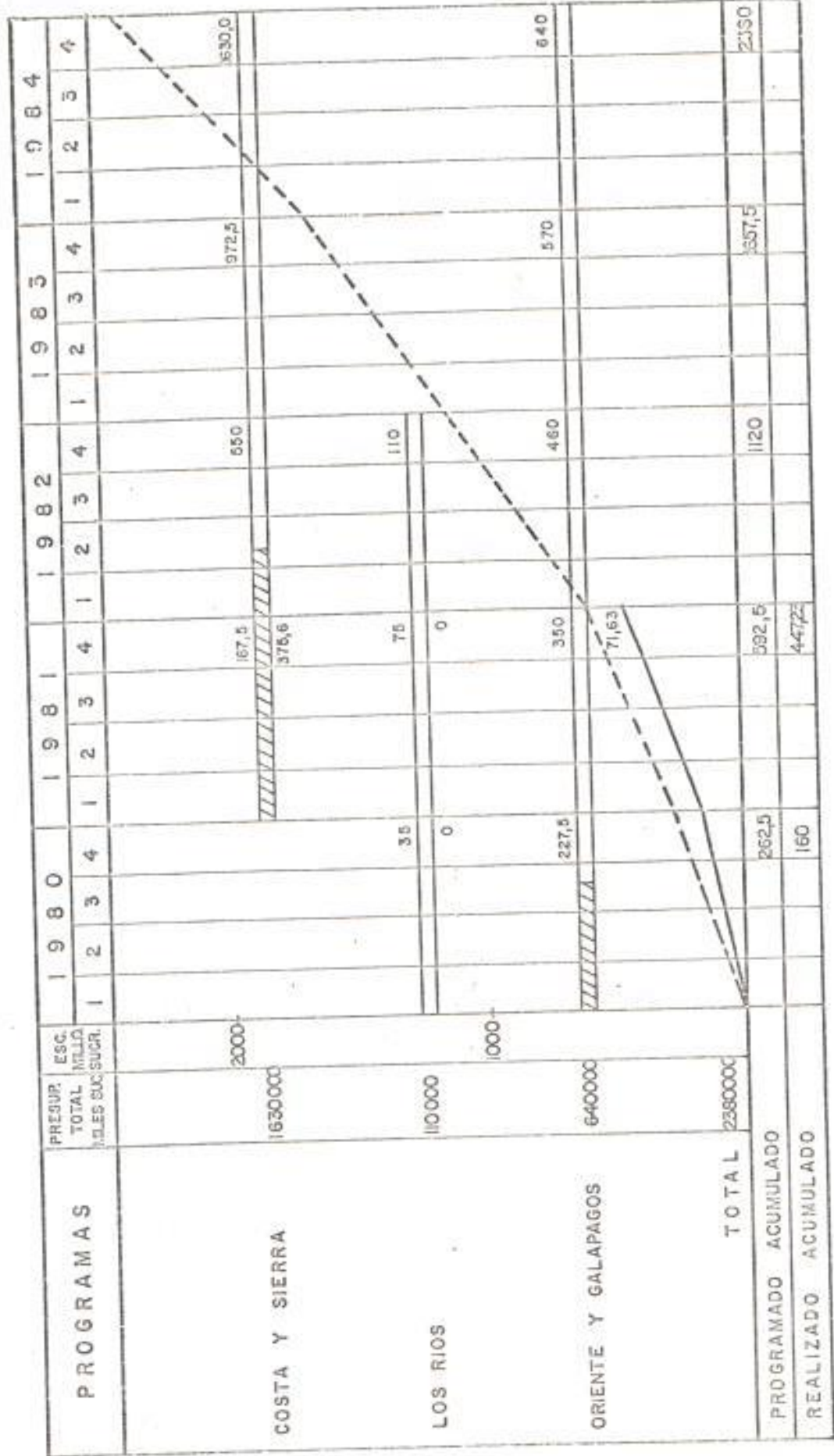
Fuente: Plan de Electrificación-INECEL Volumen C - Febrero/79

# ELECTRIFICACION RURAL

## AVANCE FISICO



INVERSIONES



SIMBOLOGIA

- PROGRAMADO SEGUN PLAN MAESTRO
- REALIZADO
- ▨ AVANCE A LA FECHA

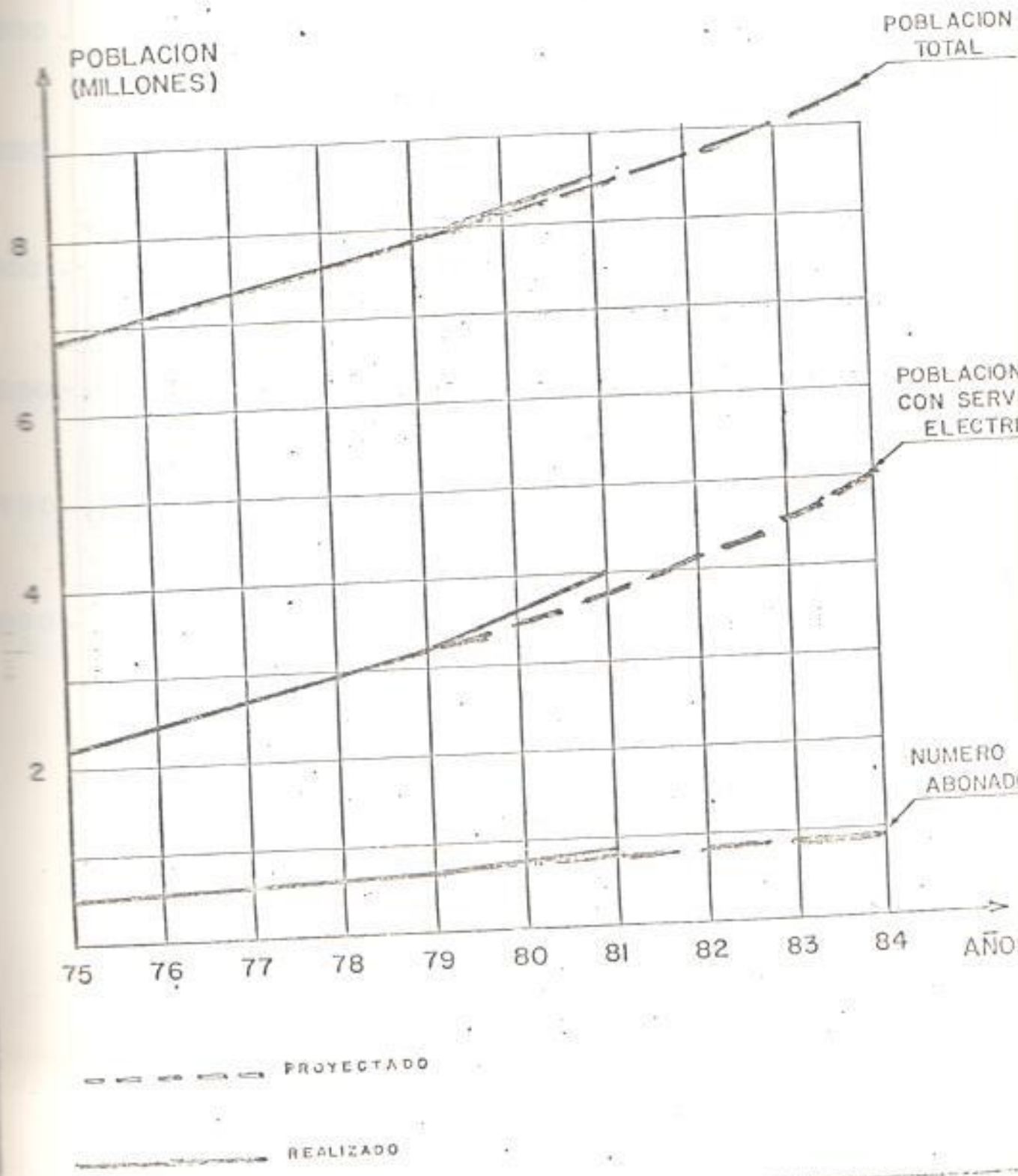
El Instituto Ecuatoriano de Electrificación, en el relativo corto período que media entre su creación y la fecha, ha logrado avances relativos y relevantes (Figura # 3), cimentados en una naciente estructura de recursos humanos nacionales capacitados y en base al esfuerzo y apoyo que, como se indicó, el Estado le ha brindado y le brinda al Desarrollo de la Electrificación.

La delicada situación económica que afronta el País en la actualidad, no posibilita la continuación de las asignaciones estatales en igual magnitud a las que se han dado hasta la fecha, por lo que, en la disyuntiva de priorizar las áreas de inversión, en función integral del País, ya sea como réditos económicos, sociales y/o políticos; el Poder Ejecutivo ha optado por que CEPE e INECEL, no se vean substancialmente afectados; especialmente en la continuación de las obras en proceso, así como el inicio de las grandes y medianas centrales hidroeléctricas. Ya que es irreversible el proceso sustitutivo de recursos perecibles, por fuentes hidroeléctricas.

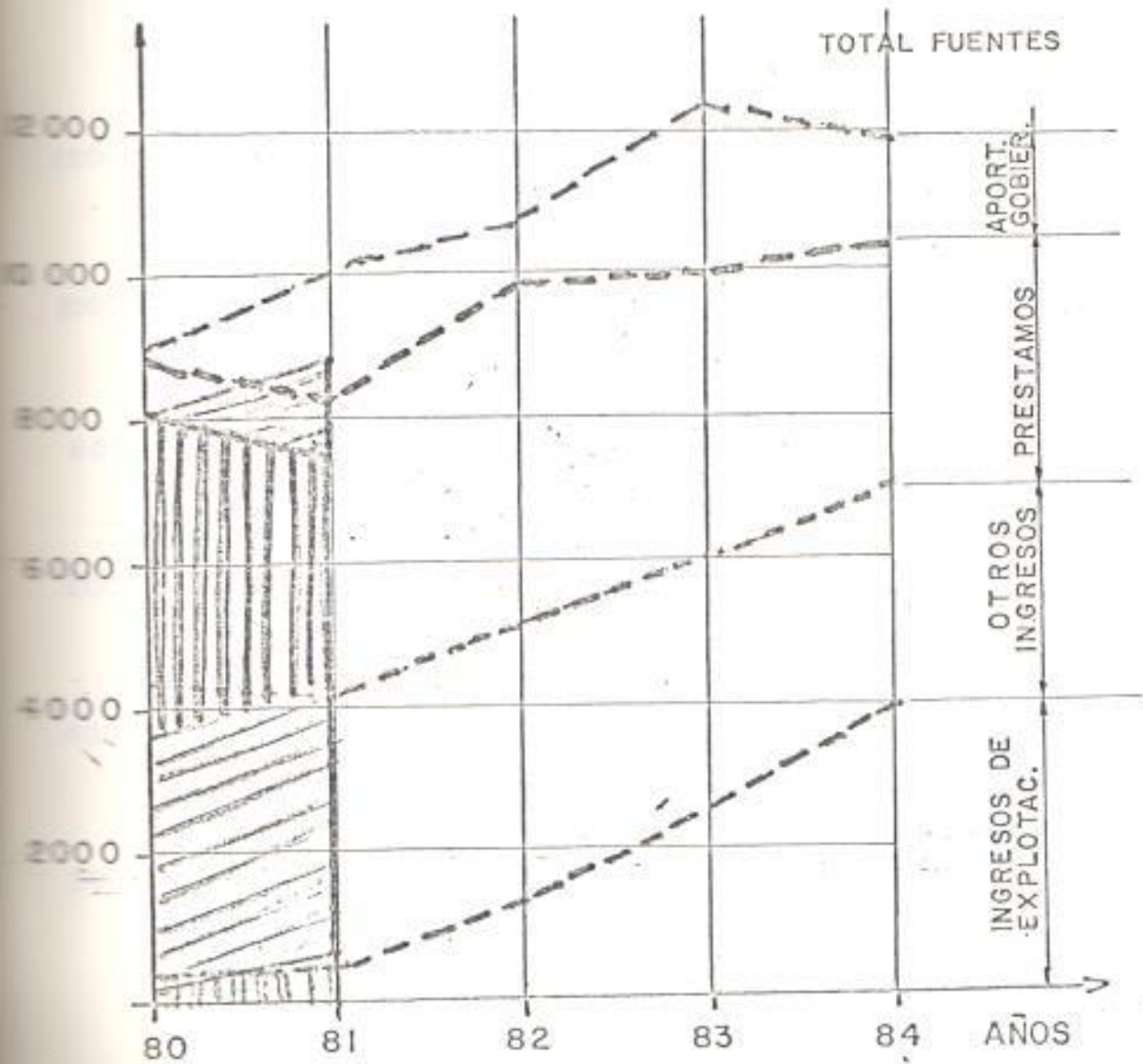
Por todo lo anteriormente expuesto, se percibe que nos encontramos ante el umbral de la lenta y espinosa transición al auto-financiamiento del Sector Eléctrico (Figuras # 4 y # 5).

Las Empresas Eléctricas Regionales, nacieron de la Asociación de Municipalidades y Consejos Provinciales Seccionales, fuertemente politizados, sin mayor criterio de Gestión Empresarial. De ahí que, el Instituto de

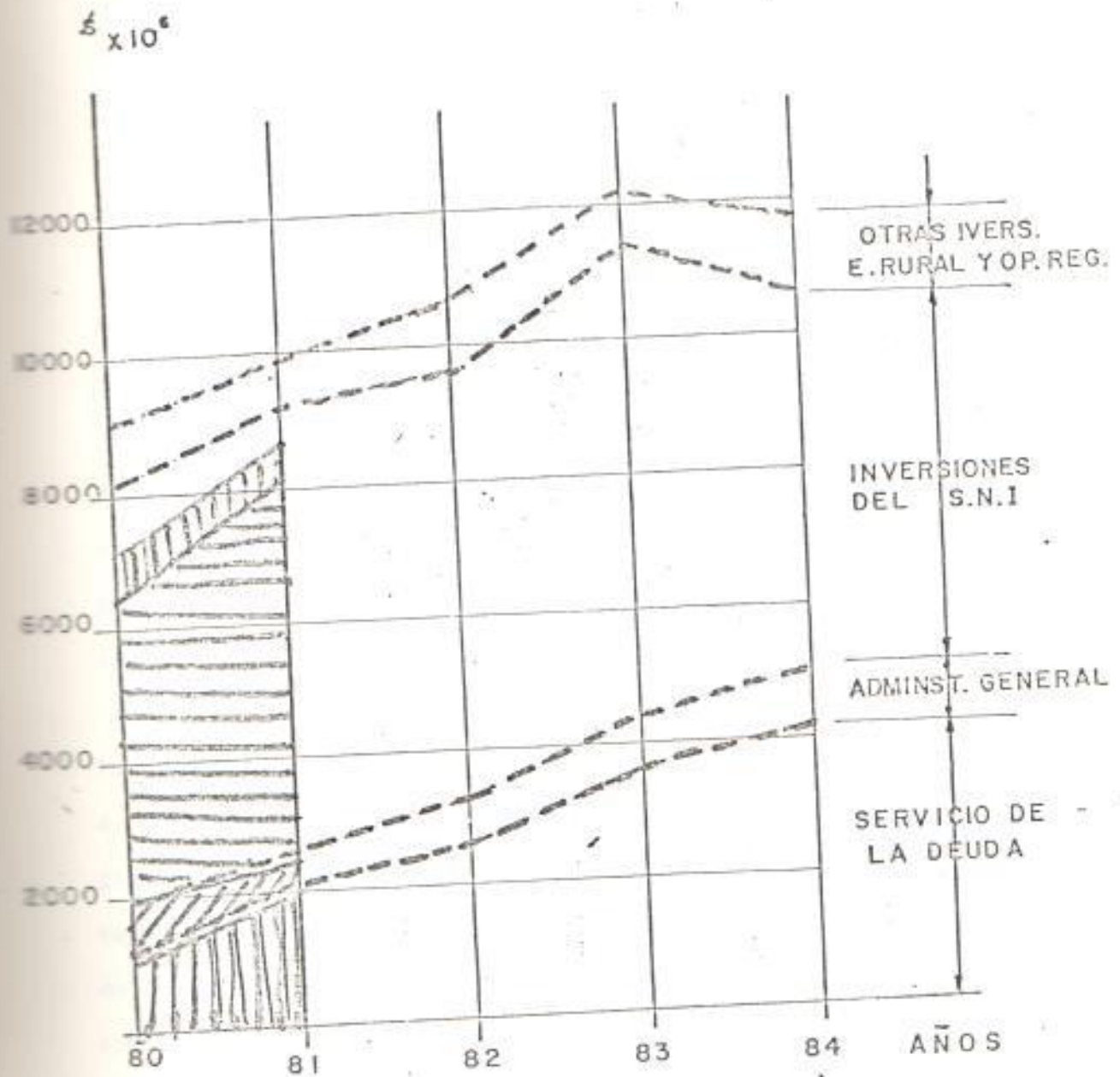
Fig: PROYECCION DE LA POBLACION TOTAL Y DE LA POBLACION CON SERVICIO ELECTRICO EN EL ECUADOR



# ÓRIGEN DE FONDOS PERIODO 1980-1985



INECEL  
 USO DE FONDOS  
 PERIODO 1980-1985





Electrificación ha estimulado la conformación de asociaciones de Sistemas Regionales, para propender al fortalecimiento administrativo; racionalizándose las inversiones a través del aprovechamiento de las ventajas de economía de escala, tanto a nivel de producción, como de mercado y, finalmente aumentar la confiabilidad del servicio y garantizar su buena calidad.

En este campo, el progreso demostrado en la Organización de las Empresas Eléctricas Regionales, es significativo, no obstante que la coparticipación de los asociados en cada ente regional, significan un lento proceso para coadyuvar acciones y políticas originadas en el Directorio del Instituto de Electrificación. No obstante, también que el INECEL posee la mayoría de acciones en todas y cada una de las Empresas Eléctricas Regionales.

Cabe recalcar que, no hace muchos años, se criticó acremente al Instituto de Electrificación, por su política paternalista para con los Sistemas Regionales. Evidenciándose que, en contraste respecto a la situación actual, INECEL se limita a generar y transmitir la energía eléctrica, dejando la distribución y comercialización a cargo de los Sistemas Regionales, sin un estricto control y fiscalización. No obstante, la normalización está siendo eficazmente implementada.

Esta doble función del Instituto de Electrificación; por un lado, como Rector de la Política del Sector Eléctrico en el País y por otro lado, como accionista mayoritario, en los Sectores Eléctricos Regionales, es con

justicia criticada; pues se afirma que se convierte el Instituto de Electrificación, en juez y parte. Más, los pasos dados hasta ahora, no permitieron otra alternativa, sin que esto signifique que la actual situación, sea la más óptima. En forma posterior, durante el desarrollo del análisis, se relevarán determinadas alternativas de soluciones. Evidenciándose como óptima, la descentralización en lo atinente a ejecución y la centralización de los controles, fiscalización, normalización y políticas directrices en general.

Al tenderse, en la actualidad, al inicio del auto-financiamiento del Sector, la ciudadanía y especialmente los consumidores, exigen y necesitan con mayor razón, conocer que el destino de los fondos que se comienzan a generar vía Tarifas, más realistas, sean eficientemente administrados e invertidos.

Una sana Política Tarifaria, conlleva obligatoriamente a una eficaz Gestión Empresarial. Lamentablemente, a criterio del autor de la tesis, se ha desvirtuado políticamente la coherencia de este objetivo principal; ya que si, difícil, ardua y árida es la labor de estímulo y eficiencia en el sector privado, sin lugar a dudas, esta misma labor, desempeñada en el Sector Público, es obra para ejecutivos tenaces, con mucha capacitación y predisposición nata, de un espíritu de servicio a la colectividad; cuyos resultados son usualmente no reconocidos e ingratos.

Tanto el Instituto de Electrificación, como los Sistemas Eléctricos Re -

gionales, conscientes de esta realidad, han dado tímidos pasos conducentes a que el control que ejerce el Instituto de Electrificación, sea idóneo, asesorándose a los Sistemas Regionales, respecto a la Organización y funcionamiento dentro del marco de la Constitución Vigente. Como resultado, se podrá apreciar que, se implementarán medidas de control (por áreas, canales de comunicación, etc.) compartidas plenamente por el autor de la tesis.

La Dirección de Distribución y Comercialización del Instituto de Electrificación, es la encargada de coordinar el control, sin que esto signifique incremento alguno de personal; control que a no dudarlo, originará que el Directorio y la administración del Instituto de Electrificación, conozcan, entre otros resultados, parámetros o indicadores que reflejarán los índices de eficiencia de los administradores de los Sistemas Regionales. Los mismos que a criterio del autor de la tesis, como sana política, deberán ser publicados para que la opinión pública, los aprecie en forma anual o semestral, como ocurre en la Empresa privada, respecto a los Balances.

Respecto a la Dirección de Operación del Sistema Nacional Interconectado (DOSNI), empero forma parte del nivel Directivo, no es menos cierto que el control de su gestión, es prácticamente nulo.

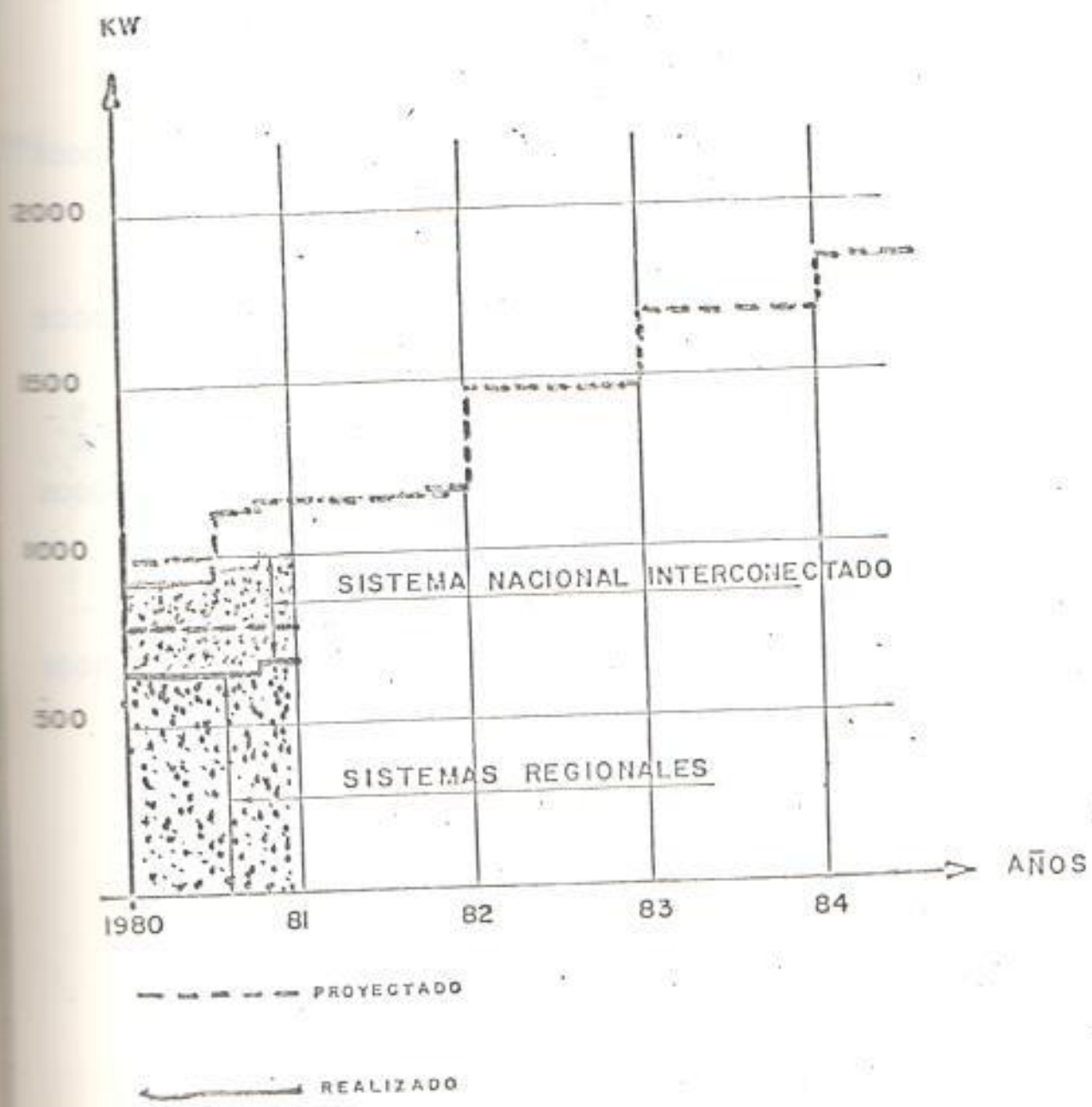
Siendo actualmente la "Empresa" que dispone de mayor parque en el país, actualmente genera - con la entrada de la nueva unidad de 125 MW Esmeral

das - sobre el 50% de la demanda nacional (Figura # 6), a nivel de barras de alta tensión a los Sistemas Regionales. Procedente es, pues, que se adopten similares procedimientos de control para DOSNI, respecto a los sugeridos para las Empresas Eléctricas Regionales. Más aún, si se considera su significativo movimiento económico; que, en el futuro esta Dirección, monopolizará la generación y transmisión de energía eléctrica - en el País, como se aprecia en la Figura # 7.

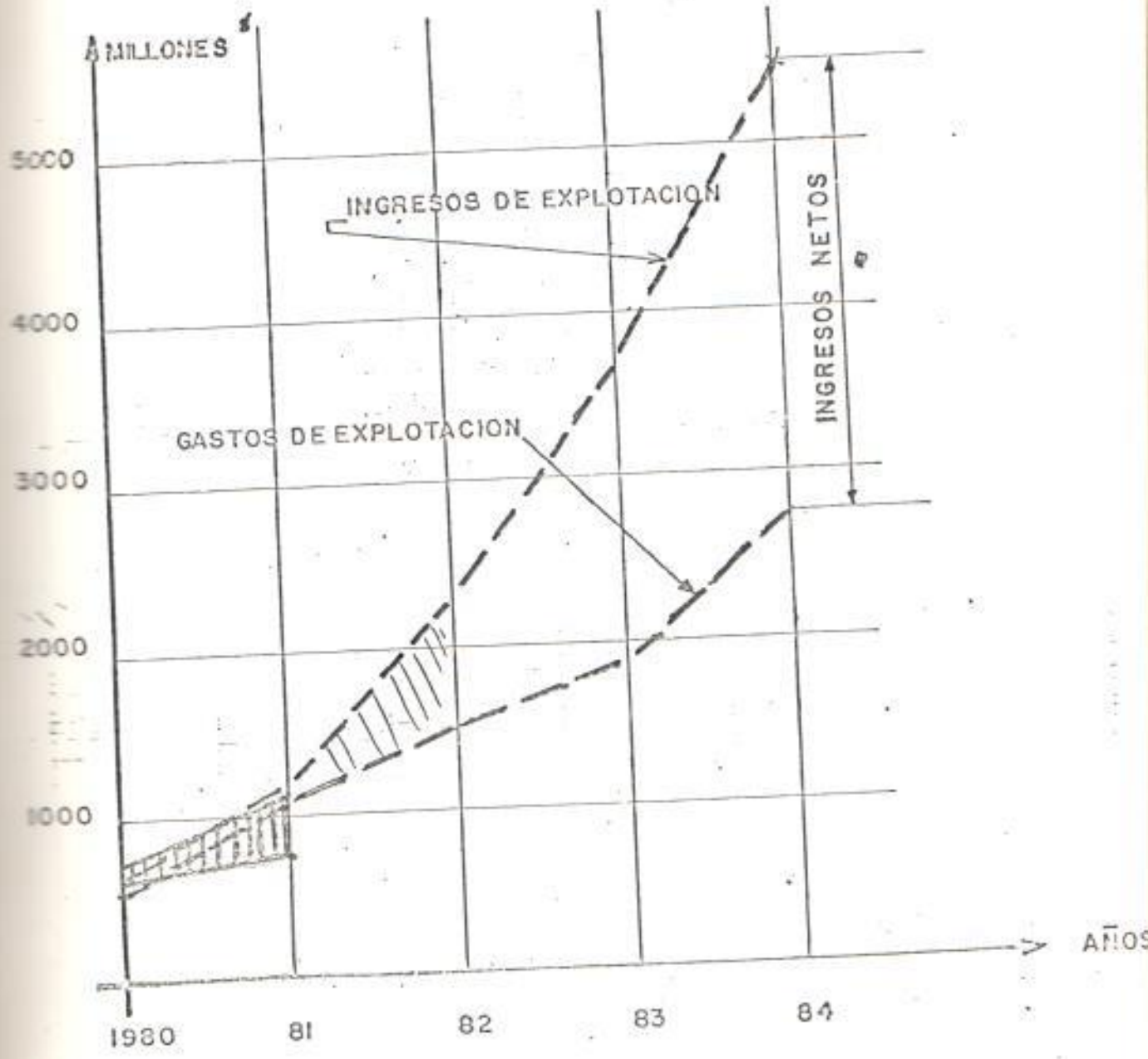
El presente análisis, considera la política tarifaria adoptada para el Sector Eléctrico en nuestro País, pretendiendo con ello, abarcar los criterios más importantes que dieron lugar a la fijación de la estructura tarifaria vigente; que corresponde a la metodología de tarifa binomial - por demanda y energía

Destacándose que, la variación del alza del precio de los combustibles, fue el factor determinante que originó un inmediato reajuste, dentro del sector; simultáneamente con la revisión y delineamiento de la tarificación a esa fecha, y su alcance e incidencia socio-económica, en el usuario y en el sector. De ahí que, problemas como los subsidios a los combustibles y la no revalorización de activos, deformaban sustancialmente la realidad del análisis de costos de explotación y por ende tarifario; los mismos que, han sido parcialmente superados en el período 1.981 - 1.982, que como se apreciará en el estudio, han sido medidas positivas - desde el punto de vista exclusivamente técnico - que redundan innegablemente - en beneficio del sector.

# EVOLUCION DE LA POTENCIA INSTALADA DE SERVICIO PUBLICO



# SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO RESULTADOS DE EXPLOTACION



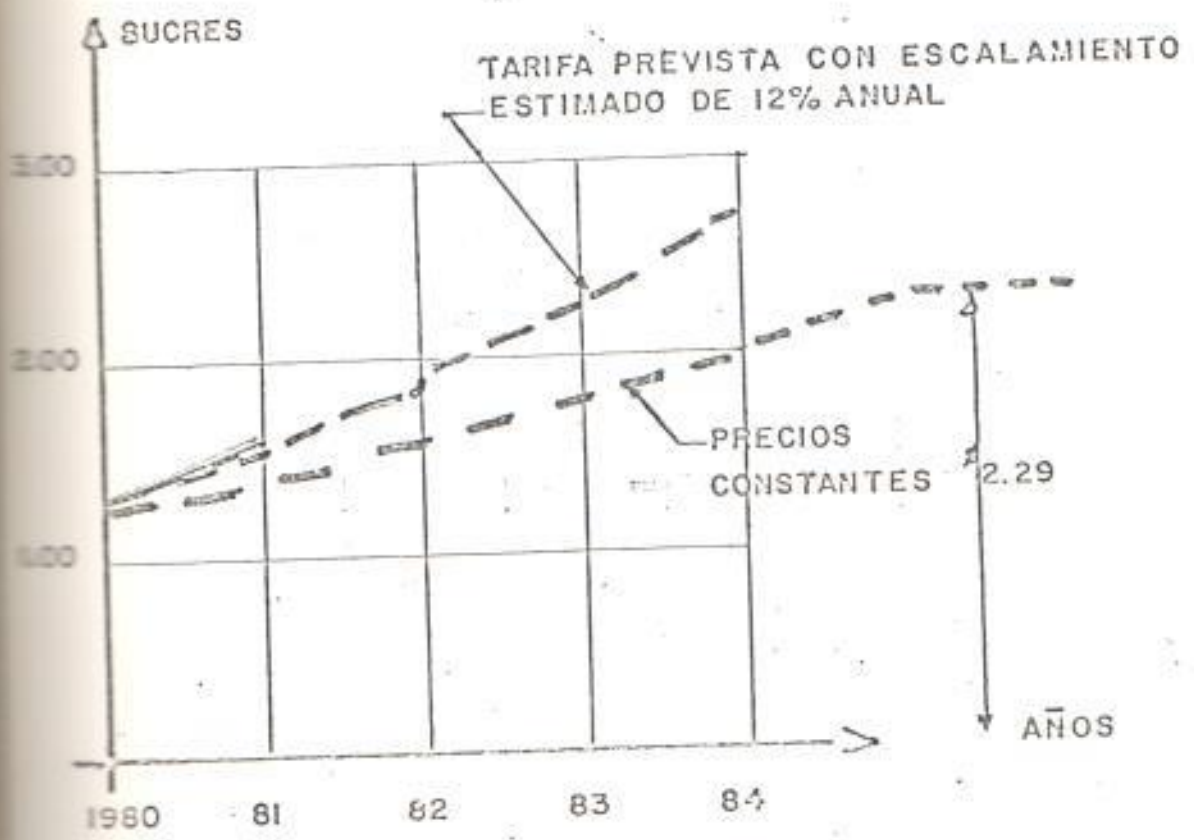
INGRESOS EXPLOTACION: PROY.  
INGRESOS DE EXPLOTACION REAL  
GASTOS DE EXPLOTACION PROY.  
GASTOS DE EXPLOTACION REAL

La rentabilidad aspirada, no obstante el beneficio originado con las medidas precitadas, está siendo paulatinamente relegada y, en justicia, el autor de la tesis comparte el criterio de que ésta es una meta indispensable; sin que este criterio factibilice la posibilidad de que el consumidor asuma en forma casi simultánea, todas las cargas que ello implica. Razón por la cual, es procedente - a pesar de las normales aspiraciones de los Organismos Crediticios Nacionales y especialmente Internacionales - que se dilaten los plazos pre-establecidos a nivel de intención e incluso contractualmente.

Para el caso de los Sistemas Eléctricos Regionales, el ejercicio del año 1.981, fue negativo, como se demostrará posteriormente. Evidentemente - que las zonas del País que no cuentan con el beneficio de la interconexión y de la generación hidroeléctrica, están injustamente sufriendo un acelerado incremento tarifario (5% mensual acumulativo) por lo que apremia que el Instituto acelere la ejecución de las obras, a nivel de transmisión o subtransmisión, a fin de no perjudicar a ninguna Región del País (Provincias de Chimborazo, El Oro, Loja y Sistemas de Santo Domingo Bolívar Y Santa Elena); ya que todas merecen compartir los beneficios - enunciados.

Aparentemente es obvio el razonamiento respecto a los niveles tarifarios que se tendrán cuando opere Paute - cuyos costos de operación, son más - bajos - en el sentido de que tenderán a disminuir, como se aprecia en la Figura # 8; apreciación que es errónea al analizarse, que el elevado ser

# TARIFA MEDIA SERVICIO ELECTRICO



--- PROYECCION  
— REAL



vicio de la deuda (Figura # 5) - otorgados a largos plazos - servirá para cubrir el diferencial que se presentará. Por lo que, en la medida de lo factible, tratará éste análisis, de enfocar la situación tarifaria en el período pre-Paute (Figura # 8). No obstante, el período Post-Paute, conlleva interesantes análisis de costos marginales que ameritan un profundo estudio.

La optimización de los recursos que se han previsto en el Plan Maestro - de Electrificación en lo atinente a la más estricta austeridad en los gastos de administración general y proyectos priorizados. Concretamente respecto a priorización en proyectos, tenemos el egreso estimado de - aproximadamente mil millones de sucres, que significa el Despacho de Carga (CNCE); proyecto que, o se lo ejecuta por etapas, o se lo pospone hasta que la demanda del País lo justifique plenamente - no obstante los criterios de que posponerlo, significa incrementar sus costos, en moneda corriente - como son los casos de Italia y México, que son operados manual o semiautomáticamente, sus sistemas, empero con demandas 30 ó 40 veces mayores que la de nuestro País. Estableciéndose en forma muy enfática que, enfocado el problema exclusivamente desde el área de la Ingeniería Eléctrica: Sistemas de Potencia y Computación, se optimiza su implementación. Más, por mero sentido común, el autor de la tesis, estima extemporáneo este proyecto. Apreciándose que, en afortunadamente pocos casos, existe una tendencia tecnocrática que prescinde de los reales intereses populares, visualizándose los problemas, desde un ámbito puramente técnico y económico; en cuyo caso la realidad es insensiblemente deforma

da, debido al ostracismo intelectual y a la falta de vivencia popular.

Con espíritu pragmático se aprecia, en forma optimista, lo ejecutado y por ejecutarse en materia de electrificación; significando un reto a nuestra generación, el enfrentar el futuro con decisión, capacitación, conciencia social e implícita honradez. Reconociendo que, siempre y cuando nos desenvolvamos en una economía de libre mercado, no necesariamente el Estado es un eficiente administrador, sin que esta declaración implique el abandono por abulia o irresponsabilidad, el control del Sector Eléctrico que, en tanto en cuanto esté despolitizado - mal entendida la politización en nuestro País, como la adquisición de derechos vía preventas y abusos, sin la lógica contraparte del cumplimiento de obligaciones - seguirá con el concurso de idóneo capital humano, brindando un eficiente servicio a la población ecuatoriana, e incorporando a estos beneficios, a las clases populares marginales y especialmente a los sectores rurales y agroindustriales que son los que en definitiva revertirán a nuestro Estado - eminentemente agrícola - la suficiente productividad para el consumo interno, así como la estabilidad en la balanza de pago.

La disímil situación por la que atraviezan los Sistemas Eléctricos Regionales, constituye un evidente obstáculo para que se implemente la unificación de los Pliegos Tarifarios a nivel nacional, acorde con el espíritu del Acuerdo Ministerial N° 051. Lo cual, a nivel de Pliego Tipo o Modelo, a la fecha, se ha puesto en práctica, más en lo referente a los costos y consiguientemente a la distribución de los cargos por potencia-

y demanda, previamente deberán ser regionalizados, así como clasificados; calificándose las demandas de uso suntuario a través de desestimular el derroche de energía, mediante tarifas crecientes, especialmente para los sectores no productivos y de mayor disponibilidad económica. Conlleva - ésto, en forma análoga, justa y necesaria, al establecimiento de incentivos al sector productivo, cimentados sobre la base de costos reales; pre estableciéndose de la forma más clara y simple, los parámetros en mate - ria de tarifación.

La capacitación de los recursos humanos a todos los niveles, se eviden - cia como una plausible gestión positiva desarrollada en el Instituto de Electrificación. Respecto a gastos de personal, el Directorio de INECEL estableció una política general definida de sueldos y salarios compati - ble con la inflación, la misma que, tenderá a restringir los gastos de personal que en el año de 1.981 representaron el 2,2% de los activos del Instituto de Electrificación.

Aspiro pues, a que con este estudio, tienda a aportar mediante una in - trospección a la problemática del Sector Eléctrico Nacional en una ínfi - ma proporción y parcial retribución a la formación que el Estado me ha brindado a través de los Programas, Organización y especialmente, del brillante personal docente de la Escuela Superior Politécnica del Lito - ral (ESPOL).

## CAPITULO I

### 1. DEFINICIONES

En el Plan General de Desarrollo para el País, en el período de 1.980-1.984, se establece como meta fundamental, el cubrir la demanda de energía eléctrica en el País, en la medida en que el Plan la establece; lo que originó la elaboración del Plan Maestro de Electrificación, con sus objetivos particulares, metas, programas y estrategias.

A continuación se transcriben extractos de la política definida en el Plan de Desarrollo, para el Sector Eléctrico:

Deberá establecerse un nuevo Sistema Tarifario que permita cubrir los costos de generación y reposición de centrales eléctricas, racionalizar el uso de energía eléctrica, proteger a los sectores económicos de más bajos ingresos y esencialmente propender a una eficiente Gestión Empresarial.

Tender al auto-abastecimiento del Sector Eléctrico estableciendo el verdadero costo de la energía, a través de una estructura tarifaria analizada con criterio técnico-económico-social.

Estableciéndose que, el objetivo fundamental de cubrir la demanda de energía eléctrica, obedece al análisis de:

1. Extensión del Servicio
2. Calidad del Servicio.

### 3. Costo del Servicio.

Coincidiendo estos tres objetivos, con las premisas básicas del presente análisis; esto es, el pretender interpretar y analizar las filosofías y criterios alternativos de solución en lo atinente a la calidad y eficiencia, costos, precios y extensión del servicio, a través de una eficiente Gestión Empresarial y su correspondiente Política Tarifaria.

De establecerse que, la Gestión Empresarial es el

Conjunto de acciones desarrolladas a nivel empresarial del Sector Eléctrico, con el propósito de optimizarse los recursos disponibles, para ofrecer al usuario, un eficiente servicio en términos de suministro regular y confiable de energía eléctrica, a precios justos y razonables que garanticen por igual, la economía de los consumidores, así como también una saludable estructura económica y financiera de las entidades eléctricas que posibiliten la extensión del servicio.

Se colige que, la filosofía, acorde con lo expuesto es:

1. Optimización de la utilización de los recursos naturales, dándose preferencia a la explotación de los recursos hidroeléctricos, para la sustitución de la producción de energía térmica (Filosofía del Plan Maestro de Electrificación - P.M.E.- y del Acuerdo Ministerial N° 051.)
2. Desestímulo a las tasas decrecientes que incentivan el consumo in

discriminado de energía; cuya estructura tarifaria es obsoleta, in conveniente e injusta (Acuerdo Ministerial N° 051).

3. Regionalización y sectorización de las Tarifas.

4. Distribución y Subdistribución de las Tarifas, en Pliegos Tarifarios entre sectores afines de consumidores.

5. Estructura Tarifaria socialmente justa, con doble propósito ( Plan Maestro de Electrificación):

- Favorecer a las clases populares de escasos recursos, que son las que menos energía consumen.

- En la medida de lo posible, propender a generar excedentes de recursos financieros, para la expansión del Sector Eléctrico.

6. Fortalecer a los sistemas administrativos y de control, de todo el Sector Eléctrico (P.M.E.: Estrategias: numeral 5.14).

## CAPITULO II

### 2. GESTION EMPRESARIAL

#### 2.1. Análisis de Factores Económicos incidentes

##### 2.1.1. Planificación y Presupuesto.

Defínese la Planificación como la concepción anticipada - de una acción o acciones a realizarse, para alcanzar los objetivos y metas propuestas.

Mediante la elaboración de Presupuestos, se posibilita la concreción a corto, mediano y largo plazo, de las respectivas acciones, objetivos y metas, debidamente cuantificadas; estableciéndose la comparación de costos y ventajas detalladas de los Proyectos, asegurándose su financiamiento y programándose la ejecución de acciones concretas para la expansión de los servicios. La utilización de la herramienta presupuestaria, garantiza ésta, como:

1. Instrumento que permita revisar y ajustar periódicamente los objetivos y metas de acuerdo a las variables de fondo que se presenten durante la marcha y ejecución de los Proyectos.

2. Evaluador y control físico y financiero de Programas.
3. Indicador de desviaciones y la procedencia de medidas correctivas.
4. Control Gerencial.

En la medida en que se ejecuten las obras en forma improvisada, sin una adecuada planificación y presupuestación, no es factible tener los controles a que anteriormente se hizo referencia.

Existen las Normas Básicas para la formulación y control-presupuestario; no obstante, éstas no se aplican en todo su contexto, omitiéndose los controles en algunos casos y en forma especial, en lo pertinente a Registro Contables y presupuestarios, de control y evaluación. Se colige - pues, de lo antes expuesto, la trascendencia e importancia de la entrega oportuna, definida y detallada a INECEL, de la información debidamente actualizada y sustentada; - esto es, los Planes, Programas, Presupuestos, Liquidaciones Presupuestarias, Estados Financieros aprobados e Informes de Labores de todas y cada una de las Empresas - Eléctricas Regionales. Razón por la cual, en algunos casos, la Dirección de Distribución y Comercialización del Instituto de Electrificación, está impedida de conocer, -



en algunos casos, el material básico de análisis y difusión, originándose así, información provisional e inexacta.

### 2.1.2. Revalorización de Activo Fijo a Costos de Reposición.

#### Antecedentes:

El Sector Eléctrico ha tenido la necesidad de valorar adecuadamente los Activos Fijos y con ello, revisar cuotas de depreciación anual, las mismas que tienen directa incidencia en el financiamiento de la expansión:

#### 1. Como Objetivos primordiales se definen:

- Revalorización de los bienes afectados al Servicio Eléctrico de INECEL y de las Empresas Eléctricas Regionales (EER), en las cuales, el Instituto de Electrificación, es accionista.
- Establecimiento de Normas y Procedimientos que hagan posible realizar el control permanente de los bienes patrimoniales del Sector Eléctrico (EER y SNI); esto es inventarios y valores actualizados.

#### 2. Como Metas básicas se establecen:

- Registro continuo de unidades de propiedad con valores actualizados:
  1. Definición de unidades de propiedad
  2. Preparación de procedimientos para ingresos, retiros y traslados.
  3. Diseño e implementación del Sistema de Procesamiento Electrónico de Datos.
  4. Establecimientos de Sistemas y Procedimientos para revalorización de todos los Activos Fijos del Sector Eléctrico.
  
- Inventario y Avalúo de los bienes en operación del Sector Eléctrico:
  1. Investigación preliminar en el terreno de las instalaciones.
  2. Establecimiento de requisitos mínimos de experiencia de Firms Consultoras.
  3. Determinación de Procedimientos para Inventarios y Avalúos de las pertenencias del Sector Eléctrico.
  4. Preparación de términos de referencia para contratación de servicios de vigencia de Firms Consultoras.
  5. Participación en la contratación y supervisión de

los trabajos de las Firmas Consultoras.

Con el propósito de dar cumplimiento a las Disposiciones Legales constantes en el Reglamento (Decreto 684 Registro Oficial de Agosto 18 de 1.975) para la fijación de tarifa de Servicio Eléctrico, en sus Artículos 8, 9 y 10, las Empresas Eléctricas Regionales a través de su Organismo máximo administrativo, la Junta Nacional de Accionistas, resolvieron que en el transcurso del año 1.981 se proceda a la ejecución del Programa de Revalorización de Activo Fijo, con la colaboración y participación de INECEL, acciéndose para el efecto, la metodología que el Instituto de Electrificación determine para su implementación. Esto es, el Sistema de Indices (9% para moneda local y 15% para demanda extranjera). Por ello, habiendo culminado el 11 de Marzo del año en curso el Programa de Revalorización de Activos Fijos de las Empresas Eléctricas Regionales en las que INECEL participa como accionista, la revalorización se la efectuó por el precitado método, mediante los cotos de reposición a Enero de 1.981. Lo mismo que ha permitido a las Empresas Eléctricas Regionales, actualizar el valor de su patrimonio en forma aproximada, ya que la valorización real se determinará a la fecha de realización de Inventarios y Avalúos.

### Metodología

El Instituto acogiendo la Resolución de las Empresas Eléctricas, resolvió que, "La revalorización en una primera etapa se realice aplicando la metodología de costos unitarios de reposición", para lo cual la Dirección de Planificación fue la encargada de preparar y entregar el estado de los costos unitarios de reposición a Enero de 1.981 para aplicarlos por etapas funcionales en base al Sistema Uniforme de Cuentas para Organismos del Sector Eléctrico.- Así mismo, las Direcciones de Distribución y Comercialización, DOSNI y de Finanzas, fueron las encargadas de elaborar las Normas e Instructivos para la aplicación de la Metodología de costos unitarios de reposición.

La Dirección de Distribución y Comercialización con la coordinación de la Dirección de Finanzas, implementaron la ejecución del Programa de Revalorización de los Activos Fijos de las Empresas Eléctricas en esta primera etapa.

Uno de los requisitos básicos para la implementación de esta metodología es que las Empresas estén al día en los Registros contables y la presentación del Balance General al 31 de Diciembre de 1.980.

Es necesario aclarar que de acuerdo a esta metodología no se considera para la revalorización el rubro "Terrenos y Servidumbres" ya que será tomado en cuenta en la Etapa - "Inventarios y Avalúos por Unidades de Propiedad".

Con la finalidad de evidenciar la bondad de la metodología e instructivo, se llevaron a cabo pruebas prácticas - en la Empresa Eléctrica Ambato y se hicieron consultas a Organismos especializados como el Banco Mundial, cuyas experiencias y recomendaciones se recogieron.

#### Trámites de Carácter Legal

La metodología para la revalorización de los activos fijos es aprobada por la Dirección de Rentas de Ministerio de Finanzas, por lo cual las Empresas Eléctricas a través de sus representantes legales están en capacidad de autorizar la contabilización de los resultados por revalorización.

#### Ejecución del Programa

En base a la información proporcionada por las Empresas Eléctricas, respecto a la entrega del Balance General y -

sus anexos, se elabora el cronograma de actividades, para la ejecución del programa de revalorización de los activos fijos; y es así que, desde el 5 de Mayo de 1.981 hasta el 11 de Marzo de 1.982, con la participación directa de las Direcciones Financieras y Técnica de cada Empresa y con el asesoramiento y colaboración de "INECEL" a través de las Direcciones de Finanzas y de Distribución y Comercialización se han elaborado los documentos que contienen los resultados de la revalorización.

En el análisis de revalorización efectuado por las Direcciones de Distribución y Finanzas 1.981, se resumen las principales actividades que ha cumplido cada Empresa Eléctrica para la ejecución del Programa de Revalorización en esta Primera Etapa, hasta culminar con la aprobación del documento por parte de las respectivas Juntas Generales de Accionistas.

Los resultados de la revalorización de los Activos Fijos, según el instructivo, debe contabilizarse en el ejercicio económico de 1.981, por tanto, los gastos de depreciación por revalorización tienen que considerarse desde el mes de Enero de dicho ejercicio económico. En las Empresas Eléctricas de Ambato y Los Ríos, se han dado instrucciones sobre la contabilización a fin de dar cumplimiento a las

disposiciones constantes en el Reglamento de la Ley de Im puesto a la Renta y al numeral 10 del Artículo 336 de la Ley de Compañías. Se han aprobado los registros conta - bles sobre la revalorización en la Cooperativa de Electri ficación Rural Santo Domingo, así como también de las Em - presas Eléctricas de Bolívar, Milagro, Centro Sur y Siste ma Eléctrico Regional Manabí, que son las Empresas que - han presentado los Estados Financieros al 31 de Diciembre de 1.981.

#### Resultados

En el mismo análisis de revalorización efectuado por las Direcciones de Distribución y Finanzas 1.981 se presentan los resultados de la revalorización para cada una de las catorce (14) Empresas Eléctricas y el comparativo con el valor en libros tanto de los activos como de la deprecia - ción acumulada; debiéndose aclarar que, la revalorización de los activos fijos en la Empresa Eléctrica Quito S.A. - no es por el método de costos unitarios de reposición a E nero de 1.981, ya que esta Empresa, para la determinación del factor de revalorización, utilizó el Índice Nacional de Precios al Por Mayor, elaborado por el Instituto de In vestigaciones de la Universidad Central, considerando a - 1.975 como año base igual a 100. Los índices del sector

industrial y del sector importador, se aplicaron al crecimiento de las inversiones por capital local y por divisas respectivamente; luego, en base a los porcentajes totales de crecimiento, se determinó el factor de actualización, considerando a 1.979 igual a 100. Por otro lado, es necesario indicar que, en la información que corresponde a la Empresa Eléctrica Quito, se están incluyendo los resultados de las dos revalorizaciones que ha afectado esta Empresa, o sea, la primera revalorización que registró en Diciembre de 1.976 y la segunda que está contabilizada en el ejercicio económico de 1.980.

#### Valor del Activo Revalorizado

Por efecto del proceso de revalorización, el valor de los activos fijos de las catorce (14) Empresas Eléctricas, al 1º de Enero de 1.981, asciende a 14 mil 618 millones de sucres, de los cuales, a la Quito le corresponde el 35.9% (Análisis de Revalorización de las Direcciones de Distribución y Finanzas 1.981).

#### Valor del Activo según Libros

El costo histórico a valor en Libro de los Activos Fijos considerados para el proceso de revalorización de las 14



Empresas, al 31 de Diciembre de 1.980, es de 7 mil 250 millones de sucres, de los cuales a la Empresa Eléctrica - Quito S.A., le corresponde el 41.3%.

#### Valor del Incremento del Activo

La diferencia entre los valores del activo revalorizado y del costo histórico, nos da como resultado el monto del incremento por el proceso de revalorización, el mismo que asciende a 7 mil 368 millones de sucres, de cuyo valor, a la Quito le corresponde el 30,6%. De acuerdo a estos resultados, la cuantía de los activos fijos de las 14 Empresas Eléctricas, al 1º de Enero de 1.981, se duplica.

#### Valor de la Depreciación acumulada por Revalorización

De acuerdo al Reglamento de la Ley del Impuesto a la Renta, todo proceso de revalorización de los activos fijos, necesariamente tiene que revalorizarse la depreciación acumulada, por tal motivo, el valor de la depreciación acumulada revalorizada asciende a 3 mil 407 millones de sucres, de los cuales, a la Empresa Eléctrica Quito le corresponde el 47.0%.

#### Valor de la Depreciación acumulada según Libros.

Al 31 de Diciembre de 1.980, el valor de la depreciación acumulada, de las 14 Empresas Eléctricas, es de 1 mil 401 millones de sucres, de los cuales, a la Quito le corresponde el 47.5%.

#### Valor del Incremento de la Depreciación Acumulada

Por el proceso de revalorización, la depreciación acumulada, se incrementa en 2 mil 6 millones de sucres, de los cuales, a la Empresa Eléctrica Quito le corresponde, el 46.6%.

#### Valor del Superávit por revalorización

Por el proceso de revalorización, las 14 Empresas Eléctricas, tienden a mejorar substancialmente su imagen frente a Organismos crediticios del País y del exterior, lo que, permitirá expandir el servicio eléctrico en el País, ya que el superávit asciende a 5 mil 362 millones de sucres.

#### Valor del Activo Fijo Neto

El valor de los activos fijos netos de las 14 Empresas Eléctricas, al 31 de Diciembre de 1.980, es de 5 mil 849

millones de sucres, pero por el proceso de revalorización al 1º de Enero de 1.981, su cuantía asciende a 11 mil 211 millones de sucres, cuyos resultados se indican a continuación:

VALOR DEL ACTIVO FIJO NETO DE 14 EMPRESA ELECTRICAS

- Cifras en Sucres -

TABLA II - 1

C O N C E P T O	Al 31 de Dic.	al 1º Enero de 1.981	
	de 1.980	Parcial	Total
101 Bienes e instalaciones en Servicio.	7.249.879.3	7.249.879.3	
301 Revalorización Bienes e Instalaciones en Servicio		7.368.180.9	14.618.060.2
MENOS:			
111 Depreciaciones Acumuladas de Bienes e Instalaciones en Servicio.	1.401.138.6	1.401.138.6	
311 Depreciación Acumulada por revalorización de Bienes e Instalaciones en Servicio.		<u>2.066.012.0</u>	<u>3.407.150.6</u>
TOTAL DEL ACTIVO FIJO NETO:	<u>5.848.740.7</u>		<u>11.210.909.6</u>

(REF.: Análisis de Revalorización de las Direcciones de Distribución y Finanzas)

### 2.1.3. Combustibles

#### Incidencia en el Sector Eléctrico

En el año 1.981, se consumió 3.300 GWh, de los cuales el 65% ha sido generado por las Empresas Eléctricas y el 35% por el SNI.

De la producción del País, el 24% fue generado por Centrales Hidroeléctricas y el 76% por Instalaciones Termoeléctricas. (Tabla # 2).

Aproximadamente, de la generación termoeléctrica, el 69% se produjo por instalaciones a vapor, el 23% por grupos a diesel y el 8% restante, por equipos a gas.

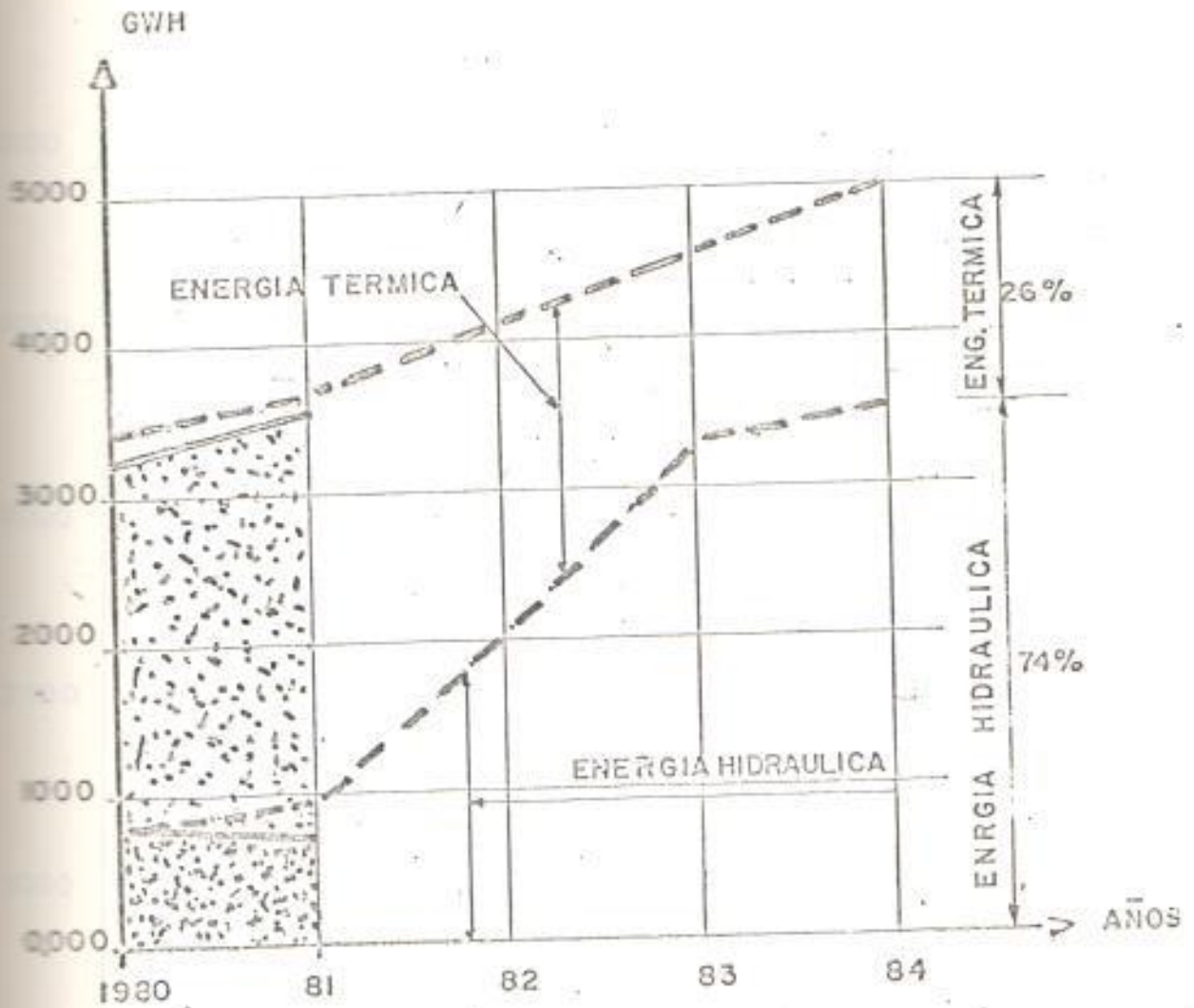
Para mayor apreciación analizar los gráficos del Sector Eléctrico (Figura # 9), con la proyección de consumo de energía hasta el año de 1.984 y su evolución (Figura # 10), así como la evolución de la potencia instalada de servicio público (Figura # 11 y # 6). De igual forma se anexan los resultados desglosados de la simulación de operación: 1.981 para generación de Centrales Hidroeléctricas y Termoeléctricas en un año hidrológico medio GWh Tabla # 3.

TABLA N. 2

RESULTADO OPERACION SNI-EER: ENERGIA HIDROELECTRICA Y TER\_  
MICA  
1981

FUENTE	S.N.I. GWh	E.E.R. GWh	PAIS GWh	%
HIDROELECTRICA	277,2	514,8	792	24
TERMICA	877,8	1.630,2	2.508	76
T O T A L	1.155	2.145	3.300	--
%	35%	65%	-	100

# SECTOR ELECTRICO



- ENERGIA GENERADA PROY. TOTAL
- ENERGIA GENERADA REAL TOTAL
- ENERGIA GENERADA HIDRAULICA PROY.
- ENERGIA GENERADA HIDRAULICA REAL

# EVOLUCION DEL CONSUMO DE ENERGIA

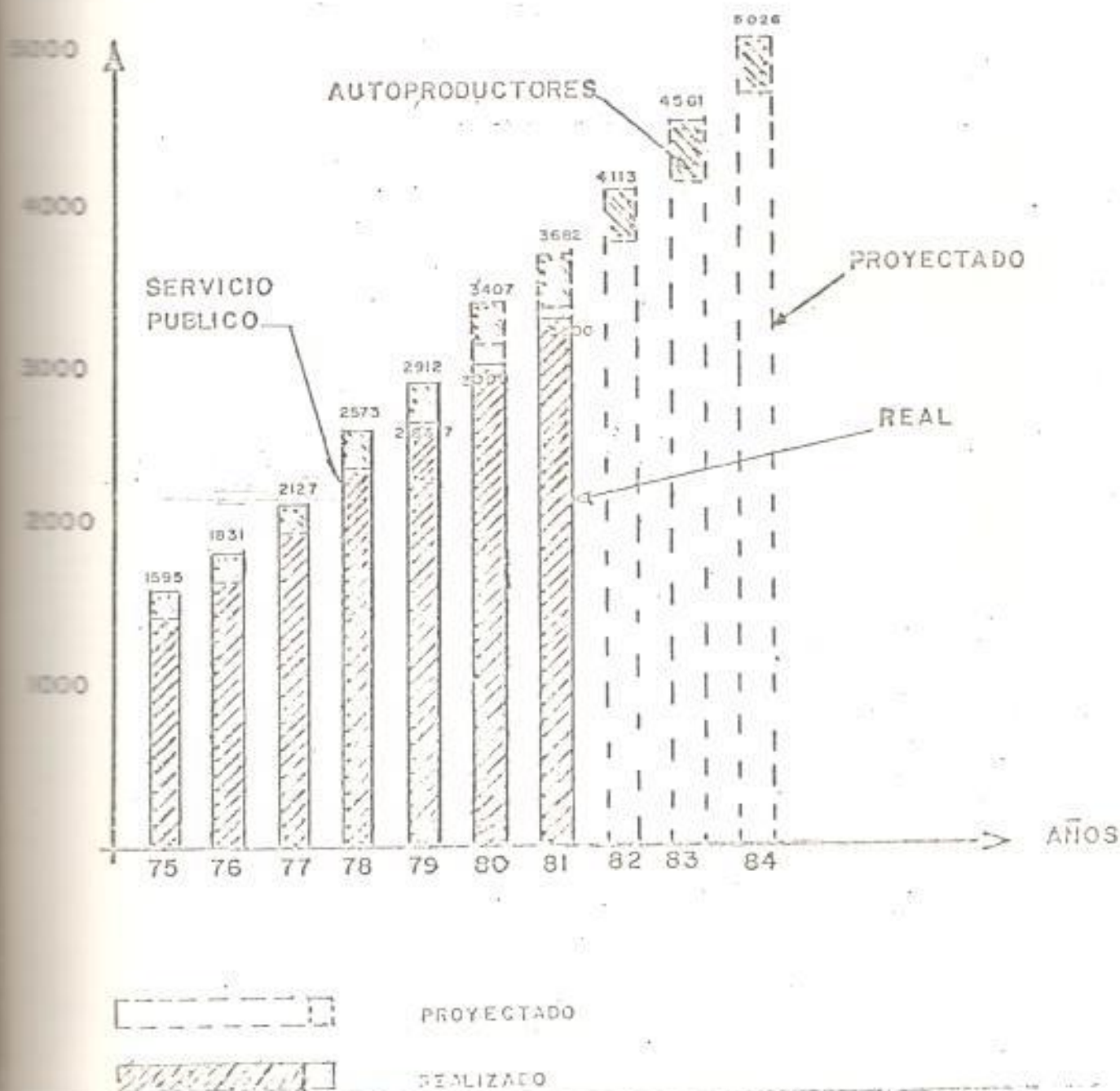


Figura No 11

EVOLUCION DE LA POTENCIA INSTALADA DE  
SERVICIO PUBLICO

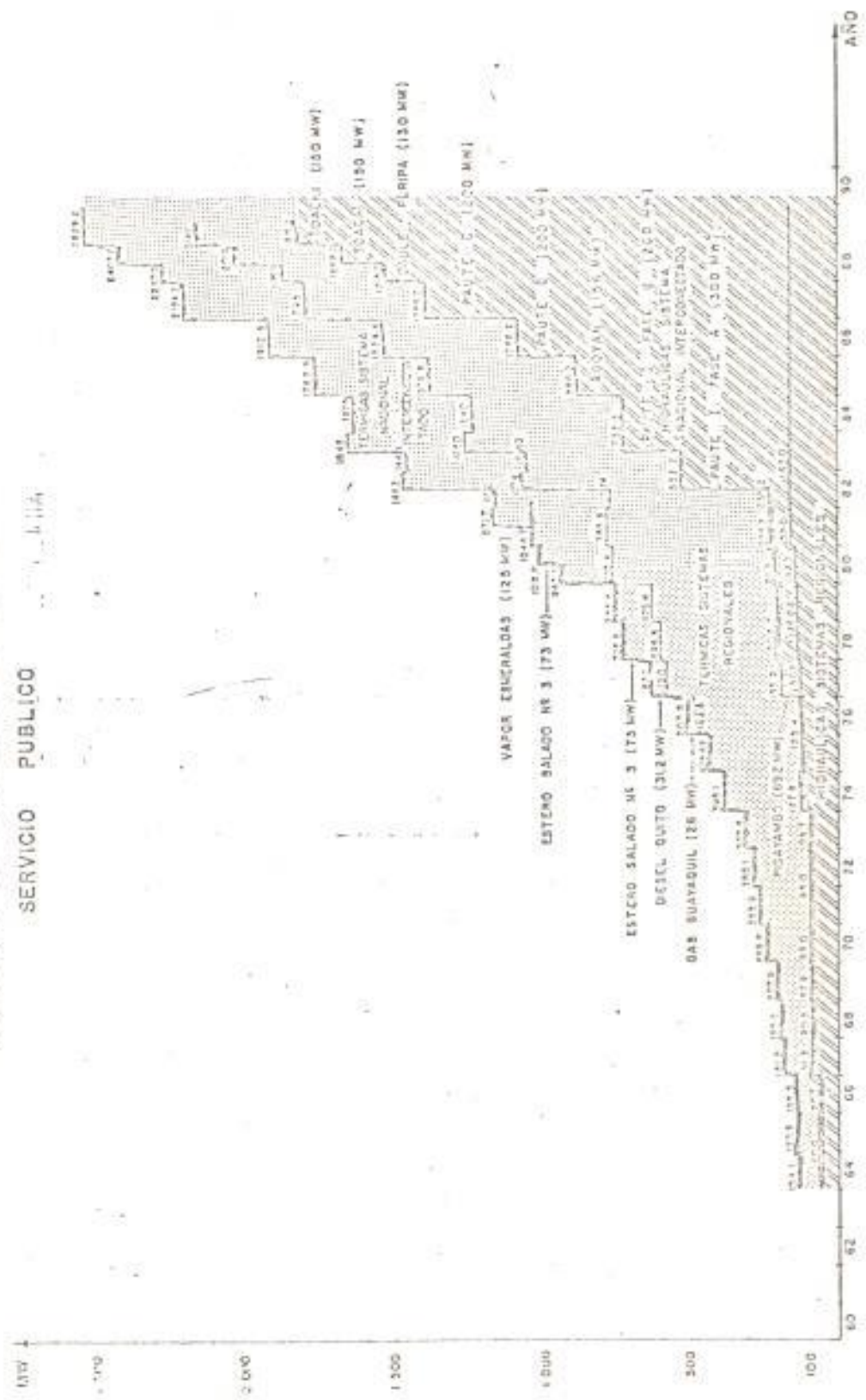




TABLA Nº 3

ESTADÍSTICAS DE LA SIMULACIÓN DE INTERVENCIÓN 1981

GENERACIÓN DE CORRIENTES HIDROELECTRICAS Y TERMOELECTRICAS

AÑO HIDROLÓGICO 1980-1981

DESCRIPCIÓN	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	TOTAL
<b>GENERACION HIDROELECT.</b>													
2.1 Empresas Regionales													
2.1.1 E.E. Quito	31.8	30.7	36.0	37.1	35.9	29.7	26.0	22.7	22.9	27.9	28.8	30.4	
2.1.2 E.E. Azuay	1.5	1.4	1.4	1.9	2.3	2.3	2.2	2.2	2.1	1.9	1.0	1.2	
2.1.3 E.E. Loja	1.5	1.5	1.5	1.6	1.7	1.6	1.7	1.7	1.6	1.7	1.6	1.6	
2.1.4 E.E. Cotacachi	4.0	3.8	6.5	6.2	6.3	6.2	5.7	6.5	5.6	6.2	4.1	3.3	
2.1.5 E.E. Morona	3.3	2.5	3.4	3.6	3.4	2.6	1.0	1.1	1.8	3.1	3.3	3.1	
2.1.6 E.E. Bolívar	-	-	-	-	-	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	
2.1.7 TOTAL E. REGION.	42.1	39.9	48.8	50.4	49.6	43.2	37.4	35.0	34.8	41.6	39.6	40.4	
2.2 SISTEMA NACIONAL													
2.2.1 Financiero (1)	12.6	9.8	10.9	14.6	7.8	15.3	22.3	22.5	22.3	22.1	22.4	22.8	
2.2.2 TOTAL HIDROELECT.	54.7	49.7	59.7	65.0	57.4	58.5	59.7	57.5	57.1	63.7	62.0	63.2	
<b>GENERACION TERMoelect.</b>													
2.3 Empresas Regionales													
2.3.1 VAPOR													
2.3.1.1 DIESEL	39.0	36.0	40.4	35.4	38.5	36.5	39.8	39.0	32.2	32.2	32.1	36.0	
2.3.1.2 BUNKER													
2.3.1.2.1 T. Cuzco No. 2 EDO	14.7	10.7	12.7	17.3	16.6	15.2	15.2	15.4	9.3	8.7	8.5	8.3	
2.3.1.2.2 E.E. Esmeraldas	-	-	-	-	-	-	-	-	1.4	1.4	1.4	1.4	
2.3.1.2.3 E.E. Morona	-	-	-	-	-	-	-	-	3.8	4.0	3.8	4.0	
2.3.1.2.4 Subtotal Bunker	14.7	10.7	12.7	17.3	16.6	15.2	15.2	15.4	14.5	14.1	13.7	13.7	
2.3.1.3 DIESEL													
2.3.1.3.1 E.E. QUITO	2.4	-	-	3.7	-	-	-	-	-	-	-	-	
2.3.1.3.2 E.E. Azuay	0.8	0.7	0.8	0.8	0.8	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.8	
2.3.1.3.3 E.E. Loja	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.3	0.3	0.2	0.3	0.2	0.2	
2.3.1.3.4 E.E. Cotacachi	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	
2.3.1.3.5 E.E. Morona	0.6	0.5	0.6	0.5	0.6	0.6	0.6	0.6	0.3	0.3	0.3	0.4	
2.3.1.3.6 E.E. Bolívar	-	-	-	-	-	-	-	-	0.3	0.3	0.3	0.3	
2.3.1.3.7 E.E. Esmeraldas	-	-	-	-	-	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	
2.3.1.3.8 E.E. Quevedo	-	-	-	-	-	-	-	-	1.6	1.7	1.8	2.2	
2.3.1.3.9 E.E. Morona	-	-	-	-	-	-	-	-	3.5	4.0	4.0	4.6	
2.3.1.3.10 Subtotal Diesel	4.0	1.4	1.6	5.2	1.6	1.9	2.0	2.0	3.5	4.0	4.0	4.6	
2.3.1.4 GAS													
2.3.1.4.1 E.E. QUITO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
2.3.1.4.2 Marlec.	7.4	7.7	7.0	26.4	22.8	11.8	7.5	9.9	3.1	3.1	3.9	5.5	
2.3.1.4.3 Subtotal Gas	7.4	7.7	7.0	26.4	22.8	11.8	7.5	9.9	3.1	3.1	3.9	5.5	
2.3.1.5 TOTAL E. REGIO.	65.1	55.8	61.7	84.3	79.5	65.4	64.5	66.3	59.3	55.4	53.7	59.8	
2.3.2 SISTEMA NACIONAL													
2.3.2.1 VAPOR													
2.3.2.1.1 Estero Salado #2y3	96.4	91.4	96.3	49.4	76.3	93.9	92.4	93.6	80.3	82.0	81.0	83.0	
2.3.2.1.2 Esmeraldas	-	-	-	-	-	-	-	-	50.7	51.4	50.7	52.4	
2.3.2.1.3 Subtotal Vapor	96.4	91.4	96.3	49.4	76.3	93.9	92.4	93.6	131.0	133.4	131.7	135.4	
2.3.2.2 BUNKER													
2.3.2.2.1 T. Cuzco No. 1	6.1	6.6	6.6	10.7	8.8	5.7	8.8	8.5	2.5	2.5	2.5	3.6	
2.3.2.2.2 GAS													
2.3.2.2.2.1 Est. Rosa	-	1.9	4.3	12.8	10.3	5.0	3.0	3.5	1.6	1.3	1.7	1.6	
2.3.2.2.2.2 Estero Salado #4	0.5	0.4	0.5	0.6	0.6	0.4	0.4	0.4	0.4	0.3	0.4	0.4	
2.3.2.2.2.3 Subtotal Gas	0.5	2.3	4.8	13.4	10.9	5.4	3.4	3.9	2.0	1.6	2.1	2.0	
2.3.2.2.4 TOTAL S. NACIO.	103.0	100.3	105.7	73.5	96.0	105.0	104.6	105.0	135.5	137.5	136.3	141.0	
2.3.2.3 TOTAL TERMoelect.	168.1	156.1	167.4	137.8	175.5	170.4	169.1	172.3	188.8	190.9	190.0	200.8	
2.4 GENERACION TOTAL													
(2.1 + 2.2)	222.8	205.8	227.1	222.8	232.9	228.9	228.8	229.8	245.9	254.6	252.0	264.0	

NOTAS: (1) Datos a nivel de S/E Vicentina.

(2) Corresponde a energía generada neta.

TABLA N. 4

CONSUMOS Y RENDIMIENTOS COMBUSTIBLES -1.981. SECTOR -  
ELECTRICO

	CANTIDAD (millones gal)	PRECIO ANTERIOR (millones sucres)	PRECIO ACTUAL (millones sucres)	DIFERENCIA
DIESEL	25	85 (3,40 S/.g)	236,25 (9.45 S/.g)	151,25
BUNKER	148	4.144 (2,80 S/.g)	917,60 (6,20 S/.g)	503,20
KEREX	7	24,50 (3,50 S/.g)	42,00 (6,00 S/.g)	17,50
T O T A L	180	523,90	1.195,85	671.95

Porcentualmente el incremento, de acuerdo a los cálculos proyectados en 1.981, se lo estimó en un 130% para todo el Sector Eléctrico, el cual representa aproximadamente, el 22% del consumo total, a nivel de País.

Para mayor apreciación, se anexan las proyecciones de requerimiento de combustibles para un año hidrológico medio (Tabla # 5) y las proyecciones de combustibles para un año hidrológico medio Pisayambo-Seco-Río San Pedro - (Tabla # 6).

El alto subsidio a los combustibles derivados del petróleo, originó 2 grandes fallas en el Sector Eléctrico:

1. Disminución artificial de tarifas, especialmente en aquellas Empresas que tuvieron y/o tienen un alto porcentaje de generación térmica.
2. Distorsión de la "base económica de tarifación" (Capital neto de operación).

No obstante, en el año 1.981 el SNI generó un 76% con energía térmica y un 24% con energía hidroeléctrica; porcentaje que, aproximadamente se invertirá a fines de 1.984 (Figura # 12), al operar Paute I Etapa, Fases A y

TABLA Nº 5

EXPERIMENTOS DE COMBUSTIBLES: 1961 (mlles de galones)

AÑO METEOROLÓGICO MEDIO

COMBUSTIBLE	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	TOTAL
<b>Regiones Regionales</b>													
Gas Guato	227.7	20.1	23.9	340.9	31.2	28.6	28.6	29.0	17.5	16.4	16.0	15.6	795.5
Gas Amato	66.7	58.3	66.7	66.7	66.7	58.3	58.3	58.3	58.3	58.3	58.3	66.7	741.6
Gas Amacuzac	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Gas Amatenango	16.7	16.7	16.7	16.7	16.7	16.7	25.0	25.0	16.7	25.0	16.7	16.7	225.7
Gas Amate	50.0	41.7	50.0	41.7	50.0	50.0	50.0	50.0	25.0	25.0	25.0	25.0	453.4
Gas Amatenango	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	83.3
Gas Amatenango	-	-	-	-	-	-	-	-	25.0	25.0	25.0	25.0	100.0
Gas Amatenango	822.2	855.6	777.8	2933.3	2533.3	1311.1	833.3	1100.0	344.4	344.4	433.3	611.1	12899.8
Gas Amatenango	-	-	-	-	-	33.3	33.3	33.3	-	-	-	-	233.3
Gas Amatenango	-	-	-	-	-	-	-	-	133.3	141.7	150.0	183.3	608.3
Gas Amatenango	1183.3	992.4	935.1	3399.3	2697.9	1498.0	1028.5	1295.6	653.5	694.1	782.6	1010.0	16170.3
<b>Regiones Nacionales</b>													
Gas Amatenango #1	12.2	13.2	9.2	21.5	17.6	11.4	17.6	17.0	5.0	5.0	5.0	7.2	341.3
Gas Amate Rosa	-	176.9	400.4	1191.9	959.1	465.6	279.4	325.9	149.0	121.1	158.3	149.0	4375.4
Gas Amate Salado #4	52.3	41.9	52.3	62.8	62.8	41.9	41.9	41.9	41.9	31.4	41.9	41.9	554.6
Gas Amate Salado	8.1	7.6	8.1	4.1	6.4	7.9	7.7	7.8	6.7	6.9	6.8	6.9	85.0
Gas Amate Salado	-	-	-	-	-	-	-	-	3.5	3.6	3.5	3.7	14.2
Gas Amate Salado	72.6	239.6	470.0	1280.3	1045.9	526.8	346.6	392.6	206.1	168.0	215.5	208.7	5172.7
Gas Amate Salado	1255.9	1232.0	1405.1	4679.6	3743.8	2024.8	1375.1	1688.2	859.6	862.1	958.1	1218.7	21343.0
<b>Regiones Regionales</b>													
Gas Guato	837.0	609.3	723.2	985.1	945.2	865.5	865.5	876.9	529.6	495.4	494.0	472.6	8689.3
Gas Amatenango	-	-	-	-	-	-	-	-	100.0	100.0	100.0	100.0	400.0
Gas Amatenango	3545.5	3272.7	3672.7	3218.2	3500.0	3318.2	3618.2	3545.5	2927.3	2927.3	2916.2	3472.7	29736.7
Gas Amatenango	-	-	-	-	-	-	-	-	271.4	285.7	271.4	285.7	1114.2
Gas Amatenango	4382.5	3382.0	4395.9	4203.3	4645.2	4183.7	4483.7	4422.4	3828.3	3808.4	3773.6	4131.0	46940.4
<b>Regiones Nacionales</b>													
Gas Amatenango #1	369.9	400.3	279.0	648.9	533.7	345.7	533.7	515.5	151.6	151.6	151.6	218.3	4299.1
Gas Amate Rosa	7326.7	6946.7	7319.1	3754.6	5799.0	7136.7	7022.7	7113.9	6103.1	6232.3	6156.3	6308.3	72719.4
Gas Amate Salado	-	-	-	-	-	-	-	-	3222.8	3267.3	3222.8	3330.9	13043.1
Gas Amate Salado	7696.6	7347.0	7508.1	4703.5	6332.7	7482.4	7556.4	7629.4	9477.5	9651.2	9520.7	9857.5	94563.3
Gas Amate Salado	12079.1	12229.0	11994.0	8606.8	10777.9	11666.1	12040.1	12051.8	13305.8	13459.6	13306.3	13288.5	144503.3

NOTA: Los rendimientos utilizados son los siguientes:

- Diesel Fabricas Regionales: 12 kwh/galón.
- Barker T. Guayapolo No.1-INRETA: 16.6 kwh/galón.
- (96.8% Barker, 3.2% Diesel + 6% Consumo propios).
- Barker T. Guayapolo No.2 E.E.Q.: 17 kwh/galón.
- (96.8% Barker, 3.2% Diesel)
- Gas E.E.Q. 9.7 kwh/galón.
- Gas Sta. Rosa 10.9 kwh/gal + 1.5% Consumo propios.
- Gas INRETA 9 kwh/gal.
- Gas Estero Salado No.4 INRETA.
- 9.7 kwh/gal + 1.5% Consumo propios.
- Vapor ESTEX: 11 kwh/gal.
- Vapor Estero Salado INRETA: 13.8 kwh/galón.
- (98.69% Barker + 0.11% Diesel) + 5% Consumo propios
- Vapor Esmeraldas 16.5 kwh/galón.
- (99.69% Barker + 0.11% Diesel + 5% Consumo propios)
- Barker Numbí y Esmeraldas 16 kwh/gal.

TABLA Nº 6

EXPERIMENTOS DE COMBUSTIBLES 1981 (milés de galones)  
 AÑO HIDROLÓGICO: MEDIO PITAYAMO-SECO RIO SAN PEDRO (1)

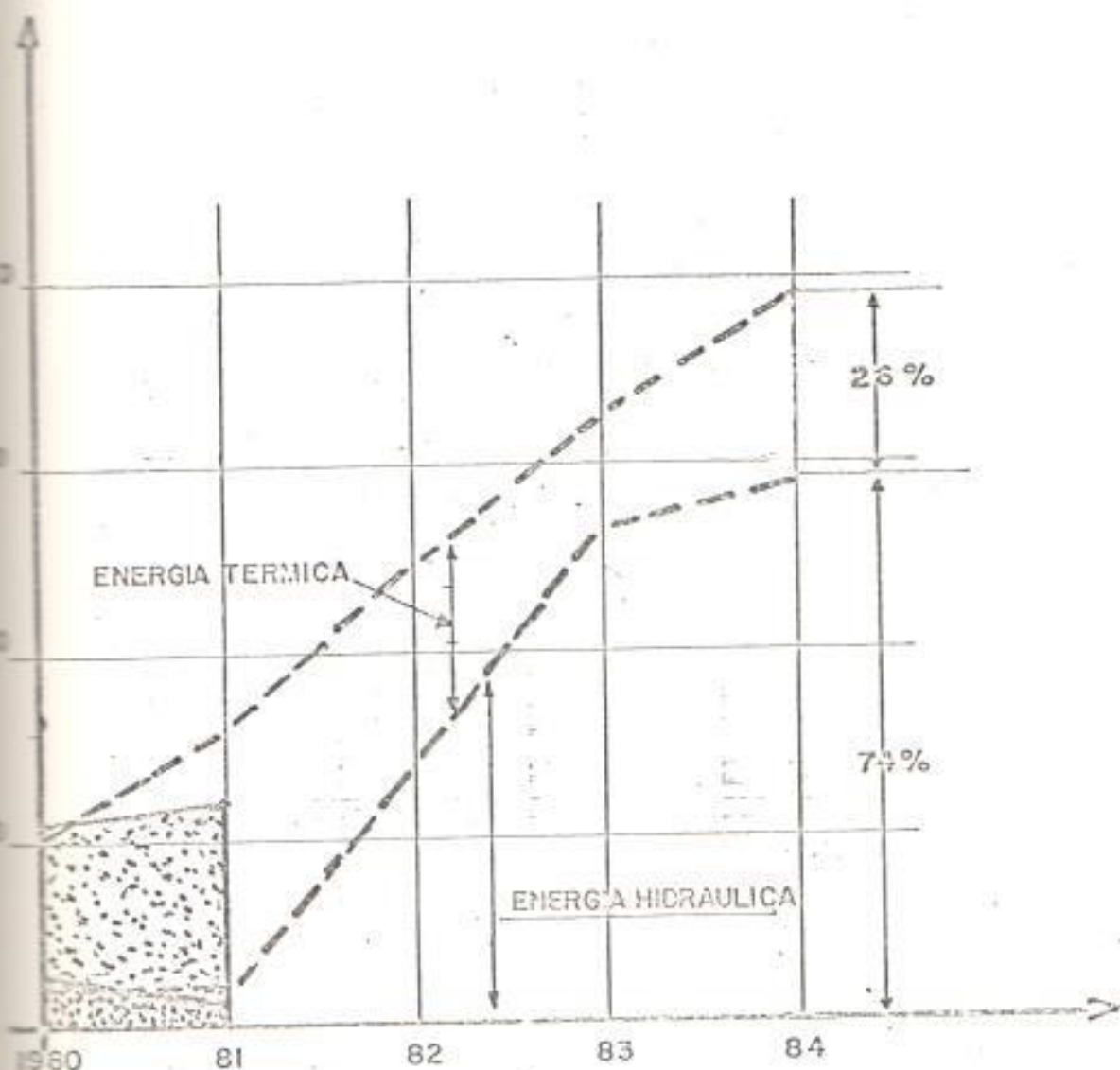
	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL ANUAL
Regionales	253.6	20.0	28.6	349.6	292.4	312.7	29.0	29.2	17.5	16.6	16.2	16.8	1382.1
Estero	66.7	58.3	66.7	66.7	66.7	58.3	58.3	58.3	58.3	58.3	58.3	66.7	741.4
Emeralda	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
Estero	16.7	16.7	16.7	16.7	16.7	16.7	25.0	25.0	16.7	25.0	16.7	16.7	225.3
Estero	50.0	41.7	50.0	41.7	50.0	50.0	50.0	50.0	25.0	25.0	25.0	25.0	483.4
Emeralda	--	--	--	--	--	--	--	--	--	25.0	25.0	33.3	83.3
Emeraldas	--	--	--	--	--	--	--	--	25.0	25.0	25.0	25.0	100.0
Emeraldas	1166.7	1444.4	1255.6	3455.6	2555.6	1188.9	1111.1	1211.1	444.4	366.7	177.8	613.3	15211.2
Emeraldas	--	--	--	--	--	33.3	33.3	33.3	33.3	33.3	33.3	33.3	233.1
Emeraldas	--	--	--	--	--	--	--	--	133.3	141.7	150.0	183.3	608.3
Emeraldas	1553.7	1581.1	1417.6	3930.3	2981.4	1659.9	1306.7	1406.9	753.5	716.6	727.3	1033.4	19065.4
Nacional	16.4	13.2	16.2	23.5	21.9	18.8	17.8	18.2	5.0	5.2	7.2	7.2	170.5
Comopolo No. 1	--	316.6	465.6	1378.2	921.9	344.5	316.6	419.0	186.2	102.4	121.1	251.4	4823.3
Estero	52.3	41.9	52.3	62.8	62.8	41.9	41.9	41.9	41.9	31.4	41.9	41.9	554.9
Estero Salado No. 4	8.0	7.7	8.0	4.1	6.4	7.9	7.9	7.9	6.9	6.9	6.9	7.1	85.7
Estero Salado	--	--	--	--	--	--	--	--	3.6	3.8	3.8	3.9	15.1
Emeraldas	76.7	379.4	542.1	1468.6	1013.0	413.1	384.2	487.0	243.6	149.7	180.9	311.5	5649.8
Nacional	1630.4	1960.5	1939.7	5398.9	3994.4	2073.0	1690.9	1893.9	997.1	866.3	908.2	1344.9	14718.2
Regionales	865.5	603.6	865.5	906.5	1030.6	888.3	876.9	882.6	529.6	501.1	489.7	506.8	6036.7
Emeraldas	--	--	--	--	--	--	--	--	100.0	100.0	100.0	100.0	400.0
Emeraldas	3709.1	3372.7	3672.7	3209.1	3509.1	3390.9	3636.4	3636.4	2009.1	3090.9	3063.6	3363.6	40563.6
Emeraldas	--	--	--	--	--	--	--	--	271.4	285.7	271.4	285.7	1114.2
Emeraldas	4574.6	3976.3	4538.2	4205.6	4539.7	4279.2	4513.3	4519.0	3810.1	3977.7	3924.7	4256.1	51114.5
Nacional	497.3	400.3	491.2	709.6	661.0	570.1	539.7	551.9	151.6	157.7	218.3	218.3	5167.0
Comopolo No. 1	7296.3	6999.9	7220.3	3686.2	5799.0	7151.9	7144.3	7129.1	6247.5	6308.3	6508.3	6407.1	77695.2
Estero Salado	--	--	--	--	--	--	--	--	3311.8	3432.6	3432.6	3496.2	13673.4
Emeraldas	7793.6	7400.2	7711.5	4395.8	6460.0	7722.0	7684.0	7681.0	9710.9	9898.6	9959.2	10121.6	58535.4
Nacional	12368.2	11376.5	12249.7	9601.6	10999.7	12001.2	12197.3	12200.0	13521.0	13876.3	13843.9	14377.7	147652.4

(1) Corresponde a la denominación Hidrología probable.

Los rendimientos utilizados son los siguientes:

- Diesel E. Regionales 17 KWH/galón.
- Bunker Comopolo No. 1 INCEL 16.6 KWH/gal. (36.8 Bunker + 3.22 Diesel) + 5% Consumo Propio.
- Bunker Comopolo No. 2 ILO 17.0 KWH/gal. (36.8 Bunker + 3.22 Diesel)
- Gas Sta. Rosa 10.9 KWH/gal. + 1.5% Consumo Propio.
- Gas INCEL 9 KWH/gal.
- Gas Estero Salado No. 4 INCEL 9.7 KWH/gal. + 1.5% Consumo Propio
- Vapor EMEREC 11 KWH/gal.
- Vapor Estero Salado INCEL: 13.8 KWH/galón. (98.89% Bunker + 0.11% Diesel) + 5% Consumo Propio
- Vapor Emeraldas 16.5 KWH/galón. (99.89% Bunker + 0.11% Diesel + 5% Consumo Propio.
- Bunker Masafí y Emeraldas, 14 KWH/galón.

## SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO



- - - - - ENERGIA VENDIDA TOTAL PROYECCION  
 \_\_\_\_\_ ENERGIA VENDIDA TOTAL REALIZADA  
 - - - - - ENERGIA HIDRAULICA VENDIDA PROY.  
 \_\_\_\_\_ ENERGIA HIDRAULICA VENDIDA REALIZADA

B con 500 MW a través del SNI.

De tal forma que el impacto que sufrió el Sector Eléctrico por el incremento de combustible, fue apreciablemente significativo y, en forma posterior, se analizará cómo se tendió a compensar parcial y escalonadamente éste efecto -vía tarifa-. No obstante, la decisión del incremento de los combustibles, en un enfoque a nivel global del Sector Eléctrico, es positiva, en cuanto en tanto -tiende a compensar los factores anteriormente indicados- (el incremento de los precios de los combustibles están aproximadamente en el orden del 50% del valor internacional).

#### Precios y Convenio (CEPE) para el Sector Eléctrico

##### Precio a Nivel Nacional

Por Acuerdo Ministerial # 751 del Ministerio de Recursos Naturales y Energéticos, de Febrero 17 de 1.981, se fija el nuevo precio de combustibles a nivel nacional.

Diesel Oil	S/.	11,00
BUNKER C	S/.	7,00

Exoneraciones

Mediante Acuerdo Ministerial # 761 de Febrero 25 de 1.981 del Ministerio de Recursos Naturales y Energéticos se establece S/. 0,75 por galón de Diesel Oil como utilidad a los distribuidores. Como el Sector Eléctrico no compra el combustible a distribuidores sino directamente a CEPE, se establece que esta utilidad significa deducción del precio a nivel de distribuidor y en beneficio del Sector.

Por Acuerdo Ministerial # 140 de Abril 29 de 1.981 expedido por el Ministerio de Finanzas, en el Artículo 2o. se exonera al Sector Eléctrico en S/. 0,70 por galón de Diesel Oil y Bunker C.

Con Acuerdo Ministerial # 917 de Junio 19 de 1.981 expedido por el Ministerio de Recursos Naturales y Energéticos, se concede una rebaja de S/. 0,10 por galón de combustibles y se reconoce el flete de transporte.

Por lo expuesto, los precios a los que el Sector Eléctrico recibirá el combustible a nivel de Planta, son los siguientes:

Diesel Oil                      S/. 9,45 por galón



Bunker C                    S/. 6,20 por galón

Estos precios resultan de la siguiente deducción:

Diesel

Acuerdo Ministerial # 751		S/. 11,00
Menos:		
Acuerdo Ministerial # 761	S/. 0,75	
Acuerdo Ministerial # 140	S/. 0,70	
Acuerdo Ministerial # 917	S/. 0,10	<u>S/. 1,55</u>
Precio a Nivel de Planta de Generación:		<u>S/. 9,45</u>

Bunker C

Acuerdo Ministerial # 751		S/. 7,00
Menos:		
Acuerdo Ministerial # 140	S/. 0,70	
Acuerdo Ministerial # 917	S/. 0,10	<u>S/. 0,80</u>
Precio a Nivel de Planta de Generación:		<u>S/. 6,20</u>

Cuando las entregas de combustible por parte de CEPE no se efectúen a nivel de Planta de Generación, las Empresas contratarán el transporte, cuyo costo será reconocido por CEPE conforme lo dispone el Artículo 1 del Acuerdo Ministerial # 917.

CONVENIO CON CEPE

Como las Empresas Eléctricas no pueden automáticamente cubrir este incremento de los nuevos precios de los combustibles, Diesel de S/. 3,40 a S/. 9,45 por galón y Bunker C de S/. 2,80 a S/. 6,20 por galón, porque sus ingresos - responden a las tarifas, fue necesario previamente modificar los pliegos tarifarios, situación que se definió por Resolución del Directorio de INECCEL de fecha Mayo 21 del presente año.

El nuevo pliego tarifario establece un incremento gradual del 3% mensual acumulativo a nivel nacional, el mismo que comenzó a regir a partir del mes de Mayo del año 1.981, - hasta tener los niveles de rentabilidad establecidos en el Artículo 5 del Reglamento para Fijación de Tarifas de los Servicios Eléctricos, aprobado mediante Decreto # 684 publicado en el Registro Oficial # 869 de Agosto 18 de 1.975.

Como los nuevos ingresos provenientes de la fijación de los pliegos tarifarios se irán incrementando mensualmente, en igual forma debería producirse el incremento en los precios del combustible hasta llegar al precio fijado de S/. 9,45 por galón de Diesel Oil y S/. 6,20 por galón de Bunker C.

Por esta razón INECEL y las Empresas Eléctricas, acuerdan suscribir un Convenio con CEPE, en el que se determine la forma en que se llegaría al precio real de los combustibles; esto es, un periodo de aumento gradual cuyas diferencias constituirán un crédito, a compensarse con sobreprecios que permitirán pagar los créditos producidos. De esta manera se asegurará a CEPE el pago de la deuda y la vigencia del precio de los combustibles, facilitando así a INECEL y a las Empresas, el proveerse de recursos para el cumplimiento oportuno de sus obligaciones.

Como mecanismos operativos se ha establecido 4 tablas, que corresponden a la capacidad de pago de las Empresas y de INECEL, las mismas que forman parte del Convenio (tablas # 7, 8, 9 y 10).

A pesar de que el mecanismo descrito por las tablas garantiza la recuperación para el pago de los créditos, INECEL a su vez avalizará a las Empresas a través de la pignoración de los ingresos provenientes de la aplicación del Acuerdo # 079 expedido por el Ministerio de Finanzas, para lo cual INECEL realizará los trámites correspondientes. De esta forma se da cumplimiento a la Resolución # 106-81 del Directorio de CEPE.

TABLA Nº 7

PRECIO DE LOS COMBUSTIBLES PAGADOS DE CONTADO POR LAS EMPRESAS ELECTRICAS A CEPE Y DEDUCCION DE LOS VALORES A CREDITOS

- sucres por galón -

FECHA	DIESEL POR GALON		BUNKER C POR GALON		
	PRECIO AL CONTADO	DIFERENCIA EN PAGARES	PRECIO AL CONTADO	DIFERENCIA EN PAGARES	
1981	Julio	4,30	-6,00	3,30	-3,00
	Agosto	5,30	-5,00	3,80	-2,50
	Septiembre	6,30	-4,00	4,30	-2,00
	Octubre	7,30	-3,00	4,80	-1,50
	Noviembre	8,30	-2,00	5,30	-1,00
	Diciembre	9,30	-1,00	5,80	-0,50
1982	Enero	10,30	-	6,30	-
	Febrero	11,30	1,00	6,80	0,50
	Marzo	12,30	2,00	7,30	1,00
	Abril	13,30	3,00	7,80	1,50
	Mayo	14,30	4,00	8,30	2,00
	Junio	15,30	5,00	8,80	2,50
	Julio	16,30	6,00	9,30	3,00
	Agosto	10,30	- -	6,30	- -

NOTA: Esta tabla se aplicará a las siguientes Empresas:

- |                   |               |
|-------------------|---------------|
| 1. Regional Norte | 4. Ambato     |
| 2. Quito          | 5. Riobamba   |
| 3. Latacunga      | 6. Esmeraldas |

TABLA N. 8

PRECIOS DE LOS COMBUSTIBLE PAGADOS DE CONTADO POR LAS EMPRESAS ELECTRICAS A CEPE Y DEDUCCION DE LOS VALORES A CREDITOS  
- sucres por galón-

FECHA	DIESEL POR GALON		BUNKER C	
	PRECIO AL CONTADO	DIFERENCIA EN PAGARES	PRECIO AL CONTADO	DIFERENCIA EN PAGARES
1981				
Julio	4,70	-5,60	3,90	-2,40
Agosto	5,40	-4,90	4,20	-2,10
Septiembre	6,10	-4,20	4,50	-1,80
Octubre	6,80	-3,50	4,80	-1,50
Noviembre	7,50	-2,80	5,10	-1,20
Diciembre	8,20	-2,10	5,40	-0,90
Enero	8,90	-1,40	5,70	-0,60
Febrero	9,60	-0,70	6,00	-0,30
Marzo	10,30	-	6,30	-
Abril	11,00	0,70	6,60	0,30
Mayo	11,10	1,40	6,90	0,60
Junio	12,40	2,10	7,20	0,90
1982				
Julio	13,10	2,80	7,50	1,20
Agosto	13,80	3,50	7,80	1,50
Septiembre	14,50	4,20	8,10	1,80
Octubre	15,20	4,90	8,40	2,10
Noviembre	15,90	5,60	8,70	2,40
Diciembre	10,30	- -	6,30	- -

NOTA: Esta tabla se aplicará a las siguientes Empresas:

- |                  |            |
|------------------|------------|
| 1. Bolívar       | 4. Manabí  |
| 2. Centro Sur    | 5. SERGURI |
| 3. Santo Domingo | 6. El Oro  |

TABLA N. 9

PRECIOS DE LOS COMBUSTIBLES PAGADOS DE CONTADO POR LAS EMPRE  
SAS ELECTRICAS A CEPE Y DEDUCCION DE LOS VALORES A  
CREDITOS  
- sucres por galón -

FECHA	DIESEL POR GALON		BUNKER C POR GALON		
	PRECIO AL CONTADO	DIFERENCIA EN PAGARES	PRECIO AL CONTADO	DIFERENCIA EN PAGARES	
1981	Julio	4,30	-6,00	3,30	-3,30
	Agosto	4,80	-5,50	3,55	-2,75
	Septiembre	5,30	-5,00	3,80	-2,50
	Octubre	5,80	-4,50	4,05	-2,25
	Noviembre	6,30	-4,00	4,30	-2,00
	Diciembre	6,80	-3,50	4,55	-1,75
1982	Enero	7,30	-3,00	4,80	-1,50
	Febrero	7,80	-2,50	5,05	-1,25
	Marzo	8,30	-2,00	5,30	-1,00
	Abril	8,80	-1,50	5,55	-0,75
	Mayo	9,30	-1,00	5,80	-0,50
	Junio	9,80	-0,50	6,05	-0,25
	Julio	10,30	-	6,30	-
	Agosto	10,80	0,50	6,55	0,25
	Septiembre	11,30	-1,00	6,80	0,50
	Octubre	11,80	1,50	7,05	0,75
	Noviembre	12,30	2,00	7,30	1,00
	Diciembre	12,80	2,50	7,55	1,25
	Enero	13,30	3,00	7,80	1,50
	Febrero	13,80	3,50	8,05	1,75
	Marzo	14,30	4,00	8,30	2,00
	Abril	14,80	4,50	8,55	2,25
Mayo	15,30	5,00	8,80	2,50	
Junio	15,80	5,50	9,05	2,75	
Julio	16,30	6,00	9,30	3,00	
Agosto	10,30	- -	6,30	- -	

NOTA: Esta tabla se aplicará a las siguientes Empresas  
Azogues, Regional Sur, Los Rios, Milagro.

TABLA N. 10

VALORES DE LOS COMBUSTIBLES PAGADOS DE CONTADO POR LA DIRECCION DE OPE  
RACION DEL S. N. I. A CEPE Y DEDUCCION DE LOS VALORES A CREDITO

sucre - por - galón

D I E S E L

FECHA      VALOR DE CONTADO      DIFERENCIA PAGARES      VALOR DE CONTADO      DIFERENCIA PAGARES

B U N K E R

1981

Julio            3,21  
Agosto         4,00  
Septiembre    4,79  
Octubre        5,58  
Noviembre     6,37  
Diciembre     7,16

7,09  
6,30  
5,51  
4,72  
3,93  
3,14

1,43  
1,97  
2,51  
3,05  
3,59  
4,13

4,87  
4,33  
3,79  
3,25  
2,71  
2,17

1982

Enero            7,95  
Febrero         8,74  
Marzo            9,53  
Abril             10,30

2,35  
1,56  
0,77  
-----

4,67  
5,21  
5,75  
6,30

1,63  
1,09  
0,55  
-----

#### 2.1.4. Salarios

No obstante la labor desplegada por la Dirección de Relaciones Industriales, se aprecia que, los esfuerzos se han dirigido en su mayor parte a INECEL-Central; apreciándose una falta de coherencia en materia salarial entre el Instituto de Electrificación y las Empresas Eléctricas Regionales. De allí que, la incidencia en lo referente a mano de obra, representa significativos egresos de explotación -que serán posteriormente identificados y cuantificados - por falta de optimización. Es criterio del Directorio de el Instituto de Electrificación que se armonicen y unifiquen las políticas salariales a nivel nacional, habiéndose establecido ya, los parámetros de tal forma que, las demandas serán acorde con la recesión económica que afecta al País y que en ningún caso excedan los márgenes establecidos en los índices inflacionarios. La Convención de las Empresas Eléctricas Regionales reunida en Ibarra dentro de sus Resoluciones estableció que

Con el propósito de establecer las condiciones en que las Empresas Eléctricas contraten una asesoría especializada y de alto nivel para la negociación colectiva y aspectos laborales se nombre una Comisión.

Se estima que esta plausible intención no quedará como un



pronunciamiento lírico y que a través de una política de contratación colectiva del Sector Eléctrico a nivel nacional se apreciarán los resultados vía gastos de explotación y/o indicadores comparativos de gestión.

Colateralmente, por la falta de contratación colectiva nacional, se evidencian casos en que la Empresa asume responsabilidades y deberes que competen por ley a otras instituciones del Estado, tales como el Instituto Ecuatoriano de Seguridad Social, Ministerio de Salud, Bienestar Social, Educación, Junta de la Vivienda, etc.

Estos beneficios traducidos llegan en algunos casos a representar más del 100% respecto a salarios básicos.

## 2.2. Rentabilidad y Tarifas: Metodología y Aplicación de Ensayo Práctico

### 2.2.1. Antecedentes y Criterios

De acuerdo al Reglamento vigente para la fijación de tarifas, Artículo 5o. se establece que

La rentabilidad anual a que tienen derecho todas las Empresas y que deberá considerarse en el análisis de costos para la fijación de tarifas, no será mayor de 8.5%.

Las EMPRESAS que actualmente tengan una rentabilidad inferior al 4% podrán usar un plazo máximo de 6 años, para alcanzar el 8.5%.

Aquellas cuya rentabilidad actual está entre el 4% y el 8% podrán usar un plazo máximo de cuatro años, para alcanzar el 8.5%.

En lo atinente a la Filosofía y concretamente al porcentaje establecido, el autor de la tesis estima que, es razonable; no obstante, para la Empresa Eléctrica del Ecuador el Gobierno Nacional establece contractualmente, una rentabilidad del 9.5% por lo que se aprecia como una discriminación que para Empresas Eléctricas Regionales del Estado, no se permita por lo menos un igual tratamiento. Más aún, el costo financiero del dinero y los índices de inflación son significativamente más altos que el 9,5% de rentabilidad; teniendo en cuenta que la dependencia de tecnología avanzada y en general de fabricación industrial en la rama eléctrica, nos hace dependiente del dinero proveniente del mercado externo, cuyo costo financiero, como se indicó anteriormente, se ha establecido en el orden del 15%.

En contraparte, está perfectamente establecido que,

El suministro de energía eléctrica, es un servicio de utilidad pública de interés nacional, siendo atribución privativa del Estado, que la

ejercerá a través del INECEL, la generación, - transmisión, distribución y comercialización - de la energía eléctrica. Sin embargo, para es tos fines, el Estado podrá celebrar contratos- de prestación de servicios y otorgar permisos.

(Ley Básica de Electrificación, Disposiciones- Fundamentales, Artículos 1 y 3).

Por lo que existen criterios en el sentido de que las En tidades Estatales, no deben generar utilidades, sino uni camente cubrir costos. Criterios que el autor de la te sis no comparte, pues esas opiniones justamente imposibi litan y coartan la expansión del Sistema, a través del control Empresarial eficiente.

En lo que respecta a los plazos establecidos en el Acuer- do Ministerial # 051, para obtener la rentabilidad, opi- na el autor de la tesis que, dichos plazos distorsiona- ron la realidad, a tal punto que, actualmente ninguno de ellos se ha cumplido; a excepción de la Empresa Eléctri- ca Quito y Empresa Eléctrica del Ecuador (privada) -por razones de densidad de mercado, entre otras que poste- riormente se analizarán- ya que todas han generado pér- didas -como se apreciará posteriormente-.

Esta distorsión se originó porque no estaban dadas las condiciones indispensables para optar por esta justa ne

cesidad y aspiración del Sector Eléctrico.

Insinuar que la rentabilidad sea garantizada, implica a criterio del autor de la tesis, querer soslayar con ello, la antítesis de la eficaz Gestión Empresarial. La mejor garantía de la rentabilidad, la constituyen los propios ejecutivos, administradores, empleados y trabajadores, los recursos humanos idóneos en general que posibilitan con una adecuada acción y capacitación el resguardo de los ca-ros intereses nacionales, canalizados a través del Sector Eléctrico en las áreas técnicas, económicas, financieras, administrativas y laboral. Es por ello que, el autor de la tesis, no comparte determinadas cláusulas contractuales, consideradas como aprobiosas, tales como las tantas veces citada rentabilidad garantizada; que constituyen en este tema, un pésimo ejemplo y precedente para el resto del Sector Eléctrico. No obstante, se estima que existen en la Empresa Eléctrica del Ecuador Inc., otros índices o indicadores saludables que debieran ser asimilados por el resto del Sector Eléctrico Ecuatoriano, ya sea para tender a igualarlos o superarlos.

Merece la pena recalcar que, el Primer Reglamento para la Fijación de Tarifas de Servicio Eléctrico, expedido por el Ministerio de Industrias en Junio 18 de 1.970, Artícu-

lo 50., se estableció que la rentabilidad no será mayor - del 10.5%.

### 2.2.2. Metodología

#### Aspecto Económico

Se define la rentabilidad como

La razón entre las ganancias netas obtenidas en el ejercicio financiero y el promedio del capital neto obtenido .....

$$\text{Rentabilidad} = \frac{\text{Ingresos Netos}}{\text{Capital Invertido}}$$

Donde, Ingresos Netos = (Ingresos-Gastos) Explotación

#### Ingresos y Gastos de Explotación

Ingresos de Explotación.

1. Por venta de energía:

Residenciales

Comerciales

Industriales

Alumbrado Público

Suministros singulares

Otras Entidades.

2. Otros ingresos de explotación:

Arriendo de transformadores, postes, líneas, etc. y los  
provenientes por conexiones, reconexiones, multas, -  
etc.

3. Total ingresos.

Gastos de Explotación:

1. Generación:

Operación y mantenimiento  
Combustibles y lubricantes  
Compra de energía

2. Transmisión:

Operación y mantenimiento

3. Subtransmisión:

Operación y mantenimiento

4. Distribución y Alumbrado Público.

5. Instalación de Servicios abonados y comercialización.

6. Administración General

7. Depreciación

8. Gastos de reposición

9. Total Gastos

Capital Neto - Activo Neto - Capital de Trabajo - Depre -  
ciación Acumulada.

El Capital Neto en operación, también denominado "Base Ta  
rifaria" (P.M.E. Tomo I # 3.6.2. páginas 12 - 13) es la  
diferencia entre el activo bruto y la reserva acumulada -  
de depreciación. Se suma a tal valor, el capital de tra  
bajo de explotación, el cual, de acuerdo al Reglamento de  
Tarifas, se calcula como "tres veces el promedio mensual-  
de los gastos directos y operación y mantenimiento". Se  
incluye también en el Capital Neto de Operación el Rubro  
de "bienes Intangibles" estimado en un 3% en total.

Esto es:

1. Capital Neto = Activo Neto + Capital de Trabajo

2. Activo Neto = Activo Bruto - Depreciación Acumulada

En el Reglamento a la Ley del Impuesto a la Renta se est  
blece que, en todo proceso de revalorización de activos -  
fijos, necesariamente tiene que revalorizarse la deprecia  
ción acumulada. En detalle lo anteriormente expuesto, pa  
ra una mejor interpretación se define:

El capital neto invertido de una Empresa para cualquier e  
jercicio financiero será igual a:

La suma de:

1. El valor de reposición, al final del ejercicio finan -  
ciero de los bienes físicos, que comprenderá todas las  
obras, instalaciones y bienes muebles e inmuebles afec  
tados al servicio eléctrico, incluyendo los intereses-  
intercalarios, así como los gastos necesarios para po-  
nerlos en condiciones de servir, los derechos, los gas  
tos hechos y las indemnizaciones pagadas para el esta-  
blecimiento de las servidumbres utilizadas. Entre los  
derechos no se podrán incluir los que haya otorgado el  
Estado en forma de concesiones.
2. El valor de reposición al fín del ejercicio financie -  
ro, de los bienes intangibles, que comprenden los gas-  
tos de estudio, organización y financiamiento de la Em



presa, los bienes intangibles no podrán ser superiores al 10% de los bienes físicos.

3. El capital de trabajo, que consistirá en tres (3) veces el promedio mensual de los ingresos por venta de energía eléctrica.

Disminuído en la suma de:

1. El valor de reposición, al fin del ejercicio financiero, de todas las obras, instalaciones y bienes físicos afectados a la concesión y que hayan sido costeados por consumidores y entregados a la Empresa para su administración.
2. El monto correspondiente de la reserva para depreciaciones de los bienes de la Empresa.

El promedio de capital neto invertido en una empresa, será el promedio aritmético del capital neto invertido del ejercicio analizado y del ejercicio próximo anterior.

Cálculo del Nivel Tarifario

1. El nivel se lo establece:

$$\text{Tarifa (S/KWH)} = \frac{\text{Gastos} + \text{Capital Neto/Explotación (Rentabilidad/100)}}{\text{Energía Vendida}}$$

2. Por lo que, en caso de rentabilidad igual 0. El costo será:

$$\text{Tarifa (S/KWH)} = \frac{\text{gastos}}{\text{energía vendida}}$$

3. Teóricamente en términos estrictamente matemáticos, si se produce una rentabilidad negativa, el costo de la tarifa disminuye en la medida en que varíe la rentabilidad.

### Aspecto Financiero

#### Estructura de Financiamiento, Usos de Inversiones y Condicionamiento.

#### La Estructura de Financiamiento

Básicamente está constituida por (ejemplo proyección 1.981).

1. Empresas: 21%

2. Accionistas:	33%
3. Préstamos:	28%
4. Otros:	12%
5. Por financiar:	<u>6%</u>
Total:	100%

Los financiamientos externos que obtiene INECEL y que financian la componente en divisas de las inversiones requeridas para obras de significativa envergadura que afluyen a nuestro mercado, en términos generales proceden de:

1. Crédito tipo Entidad Crediticia Internacional.

Banco Mundial, BIRF, BID, AID, etc, se obtienen en términos generales préstamos de 20 años plazo (incluido - gracia) 5 años de gracia o el periodo de construcción, intereses del 9% y comisión del compromiso del 1.25% a nual.

2. Crédito de Proveedores.

Subsidiados estos créditos por los países industrialmente desarrollados, a efectos de propender las exportaciones; redundan en significativos bajos intereses - que tornan atractivo a los países en vías de desarrollo, la adquisición de bienes de capital, con tecnología avanzada.

Obteniéndose, en términos generales, préstamos de 12 años plazo (incluido gracia), 4 años de gracia durante el período de construcción, intereses del 8.5% y comisión de compromiso del 0.5% anual.

### 3. Crédito tipo Bancario.

Nacional: (FONAPRE, BEDE, etc.)

Internacional:

En términos generales, se obtienen préstamos de 12 años (incluido gracia), 2 años de gracia, intereses que oscila entre el 15 y el 17% y comisión de compromiso del 0.5% anual.

A los cuales, pueden acogerse las Empresas Eléctricas-Regionales, en tanto en cuanto aceleren sus programas de integración y optimicen sus controles, en los términos que se indicarán en "Condicionamiento".

### Usos de Inversiones

Los usos de inversiones, en términos generales, para los Sistemas Eléctricos Regionales, se pueden describir:

1. Generación.
2. Transformación
3. Transmisión y Subtransmisión.

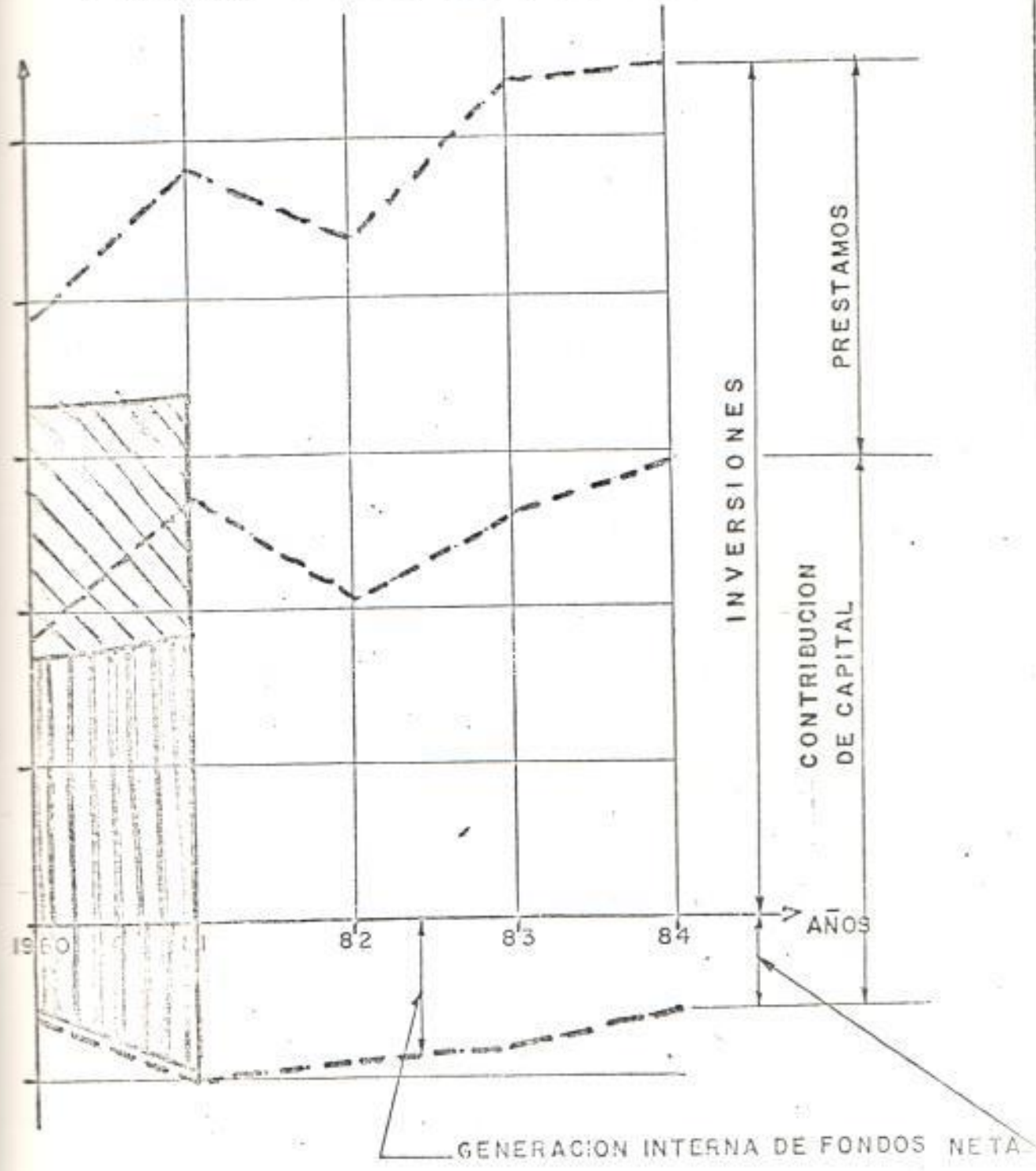
4. Alumbrado Público.
5. Instalación Servicio de abonados.
6. Intereses durante la construcción.
7. Instalaciones generales
8. Amortización del Capital

Es importante recalcar que, en los rubros de transmisión y subtransmisión, se incluyen en muchos casos, partidas propias y/o de Unepcr para electrificación rural; las mismas que, por su natural contenido de proyección social, generan pérdidas a corto y mediano plazo, vistas exclusivamente desde el ámbito económico-financiero. Ello significa un cuantificable esfuerzo, dadas las condiciones precarias de su economía. A nivel Nacional, las Fuentes y Usos de Fondos, se indican en la Figura # 13.

#### Condicionamiento

Como es natural las Entidades Crediticias Nacionales e Internacionales, e incluso el Fondo Monetario Internacional, al otorgar préstamos "blandos" para países en vías de desarrollo; sugieren ciertas condiciones, que los Estados, soberanamente y sin que se menoscaben o afecten sus legítimos intereses, están en disposición de aceptarlas o no. De no ser aceptadas contractualmente deben ser

# FUENTES Y USOS DE FONDOS



--- PROYECCION  
— REALIZADO

GENERACION INTERNA DE FONDOS NETA

puestas en vigor. Colateralmente, especialmente los Organismos Internacionales prevén el factor de la cobertura de la deuda y midiendo los márgenes de riesgos que podría darse para que se imposibiliten el cumplimiento y se venza la cartera, por lo que recomiendan o sugieren la adopción de una serie de medidas en base a enfoques y análisis de elementos muy capacitados que en forma muy objetiva, evalúan desde su punto de vista, las situaciones.

A continuación transcribiré el autor de la tesis, extractos obtenidos de diferentes Organismos, los mismos que hablan por sí solos. Algunos de ellos estiman, por ejemplo que,

Dado que el Programa de Inversiones de INECEL, representa la solución económica óptima, para satisfacer la demanda futura de electricidad, es sumamente importante que INECEL disponga de los recursos necesarios para implementarlo sin atrasos. Por lo tanto, antes de proceder a la negociación de este préstamo, agradeceríamos recibir el plan de aportes del Gobierno a INECEL, indicando las fechas.....

Asimismo, sobre la base del Decreto # 684 (1.975), sugieren respecto a la Política Tarifaria, la rentabilidad de INECEL y de sus subsidiarias, a más tardar en 1.984.....

Estimamos que, las rentabilidades interinas, deberán ser 2% 1.981, 4% 1.982 y 8% en 1.983.

En este sentido, antes de las negociaciones agradeceríamos conocer la política tarifaria -

aprobada (incluyendo alzas ya aprobadas y puestas en vigencia) para lograr..... Antes de las negociaciones, agradeceríamos también, conocer las acciones tarifarias que, el Gobierno e INECCEL se proponen introducir en 1.982 y 1983, consistentemente en lograr una rentabilidad de 8.5% en 1.985.

A fin de reducir las pérdidas de distribución, INECCEL debería contratar a más tardar, el 30 de Septiembre de 1.981, consultores para estudiar la eficiencia de los Sistemas de Distribución, analizar las operaciones actuales y recomendar mejoras.....

INECEL debería contratar auditores externos independientes y propondremos que la contratación de éstos, sea condición de entrada en vigor de préstamos.....

Durante las negociaciones acordaríamos las fechas en que se contratarían Auditores Externos para cada una de las subsidiarias.

Respecto a las revaluaciones de activos fijos, se espera que INECCEL contrate expertos.

Durante las negociaciones acordaríamos las fechas en que éstas revaluaciones se harían en cada una de las subsidiarias.

Esperamos recibir estados contables para INECCEL, con activos revaluados, en base a números índices. Estos estados contables deberían estar auditados por la Contraloría General de la Nación.

A fin de contar eventualmente con estados contables consolidados para INECCEL y todas subsidiarias, esperamos llegar a un acuerdo, durante las negociaciones, con respecto a las medidas y calendario para mejorar y normalizar los sistemas contables de las Empresas locales, así como, sobre un calendario de consolidación progresiva comenzando con las subsidiarias más importantes.

Deseamos llegar a un acuerdo durante las negociaciones con respecto a la participación más activa de INECCEL, en la Dirección y Control de Subsidiarias.



Análisis de la Proyección Financiera: Sector Eléctrico -  
Consolidado y Sistema Nacional Interconectado

Proyección Financiera

En el contexto del Plan Maestro de Electrificación: Finan  
ciamiento, se definen 2 claras alternativas (1-A y 1-3) o  
originadas en el uso y consecuentemente en el monto de las  
inversiones para el período 1.980-1.984.

1. Sector Eléctrico consolidado

Alternativa 1-A.-

Total tres mil novecientos cuarenta y seis millones de  
dólares a precio o moneda corriente y 3 mil 119 millo-  
nes de dólares, a precio o moneda constante.

Alternativa 1-3.-

Total 3 mil 216 millones de dólares a precios corrien-  
tes y 2 mil 659 millones de dólares a precios constan-  
tes.

2. Sistema Nacional Interconectado

Alternativa 1-A.-

Total 3 mil 356 millones de dólares a precios corrientes y 2 mil 657 millones de dólares a precios constantes.

Alternativa 1-3.-

Total 2 mil 638 millones de dólares a precios corrientes y 2 mil 185 millones de dólares a precios constantes.

Fuentes de Recursos

Estableciéndose para las Alternativas 1-A y 1-3, las Fuentes de Recursos, en base a:

1. Ingresos de Explotación.
2. Aportes gubernamentales.
3. Préstamos nuevos y vigentes.
4. Déficit.

Respecto al Déficit, se aprecia:

Para la Alternativa 1-A:

Sector Eléctrico:

740 millones de dólares (19%).

S.N.I.:

690 millones de dólares (21%).

Para la Alternativa 1-3:

Sector Eléctrico:

361,7 millones de dólares (11%)

S.N.I.:

267,6 millones de dólares (10%)

Tablas # 11 y # 12.-

### Cobertura de la Deuda

Definiéndose a la cobertura de la deuda (CD) como:

$$CD = \frac{\text{Servicio de la Deuda a largo plazo}}{\text{Ingresos Explotación + Regalías Petróleo + Varios}}$$

Se obtiene:

Para la Alternativa 1-A:

Sector Eléctrico:

$$CD = \frac{1.107,9 + 684,7 + 23,2}{945} = \frac{1.815,8}{945} = 1,92$$

S.N.I.:

$$CD = \frac{594,7 + 684,7 + 188,9}{788,7} = 1,86$$

Para la Alternativa 1-3:

CUADRO DE FUENTES Y USOS

92

Período 1980-1985  
(Millones de US\$ Dólares)

TABLA No. 11

	SECTOR ELECTRICO			S. N. I.		
	Sin escl.	Con escl.	%	Sin escl.	Con escl.	%
<u>FUENTES</u>						
Ingresos de Explotación	862.5	1107.9	28	464.4	594.7	18
Regalías del Petróleo	684.7	684.7	17	684.7	684.7	20
Varios	23.0	23.2	1	154.8	188.9	5
Préstamos a largo plazo	1124.1	1389.8	35	972.9	1197.6	36
— Vigentes	297.1	297.1	8	297.1	297.1	9
— Trámite	827.0	1092.7	27	675.8	900.5	27
Otros ingresos por de- finir:						
— (Déficit)	<u>424.6</u>	<u>740.3</u>	<u>19</u>	<u>380.0</u>	<u>690.1</u>	<u>21</u>
<b>TOTAL FUENTES</b>	<b>3118.9</b>	<b>3945.9</b>	<b>100</b>	<b>2656.8</b>	<b>3356.0</b>	<b>100</b>
<u>USOS</u>						
Administración geral.	89.6	132.2	3	89.6	132.2	4
Inversiones	2107.1	2790.8	71	1806.1	2387.0	71
— S.N.I.	1581.3	2102.0	53	1581.3	2102.0	63
— S. Regionales	412.9	540.1	14	111.9	136.3	4
— E. Rural	87.4	111.3	3	87.4	111.3	3
— Generales	25.5	37.4	1	25.5	37.4	1
Servicio Deuda Largo Plazo	884.7	945.0	24	735.5	788.7	24
— S.N.I.	735.7	788.7	20	735.5	788.7	24
— Sistemas Regionales	149.0	156.3	4	—	—	—
Variaciones de cap. de trabajo	29.5	69.9	2	17.6	40.1	1
Otros	<u>8.0</u>	<u>8.0</u>	<u>—</u>	<u>8.0</u>	<u>8.0</u>	<u>—</u>
<b>TOTAL USOS</b>	<b>3118.9</b>	<b>3945.9</b>	<b>100</b>	<b>2656.8</b>	<b>3356.0</b>	<b>100</b>
<b>COBERTURA</b>	<b>1.77</b>	<b>1.92</b>		<b>1.77</b>	<b>1.86</b>	

Período 1980-1985  
(Millones de US\$ Dólares)

TABLA No. 12

	SECTOR ELECTRICO			S. N. I.		
	Sin escl.	Con escl.	%	Sin escl.	Con escl.	%
<b>FUENTES</b>						
Ingresos de Explotación	771.7	1002.4	31	444.8	563.9	21
Regalías del Petróleo	684.7	684.7	21	684.7	684.7	26
Varios	35.5	35.5	1	125.3	150.4	6
Préstamos largo plazo	924.0	1131.7	36	793.5	971.5	37
– Vigentes	311.6	311.5	10	311.7	311.7	12
– Trámite	612.4	820.2	26	481.8	659.8	25
Otros ingresos por definir						
– (Déficit)	242.8	361.7	11	136.3	267.6	10
<b>TOTAL FUENTES</b>	<b>2658.7</b>	<b>3216.0</b>	<b>100</b>	<b>2184.6</b>	<b>2638.0</b>	<b>100</b>
<b>USOS</b>						
Administración gral.	89.6	132.2	4	89.6	132.2	5
Inversiones	1621.8	2082.5	65	1353.7	1731.2	66
– S.N.I.	1199.4	1532.1	48	1199.4	1532.2	58
– S. Regionales	350.5	455.2	14	82.6	103.8	4
– E. Rural	71.9	95.2	3	71.9	95.2	4
Servicio Deuda L. plazo	851.0	901.1	28	702.3	739.4	28
– S.N.I.	702.0	739.5	23	702.3	739.4	28
– Sistemas Regionales	149.0	161.6	5	—	—	—
Variaciones de cap. de trab.	22.5	52.8	2	12.3	27.2	1
Otros	69.6	47.4	1	26.7	8.0	—
<b>TOTAL USOS</b>	<b>2658.7</b>	<b>3216.0</b>	<b>100</b>	<b>2184.6</b>	<b>2638.0</b>	<b>100</b>
<b>COBERTURA</b>	<b>1.75</b>	<b>1.91</b>		<b>1.79</b>	<b>1.89</b>	

Sector Eléctrico:

$$CD = \frac{1.002,4 + 684,7 + 35,5}{901,1} = \frac{1.722,6}{901,1} = 1,92$$

S.N.I.:

$$CD = \frac{563,9 + 684,7 + 150,4}{739,4} = \frac{1.399}{739,4} = 1,89$$

Los mismos que exceden los márgenes máximos permisibles - por las Entidades Internacionales Crediticias (1.5).

Tomado los conceptos constantes en las estrategias del - Plan Maestro de Electrificación, Tomo I # 5.7:

Utilizar fuentes externas de financiamiento que ofrezcan condiciones favorables y que cubran - hasta un límite de 60% del total de las inver - siones del Sector Eléctrico, a fin de lograr la viabilidad financiera de los Programas de Electri - ficación.

y # 5.8:

Conseguir la asignación de aportes estatales su - ficientes para el desarrollo de recursos renova - bles para el Sector Eléctrico en el período de 1.980-1.985, aportes que podrían provenir de in - gresos por la explotación de recursos no renova - bles y de medidas que regulen y modifiquen el precio interno de los combustibles.

No obstante:

**RESULTADOS DE EXPLOTACION DEL SECTOR ELECTRICO**  
**PERIODO 1980 - 1985**  
 (Millones de dólares)

ALTERNATIVA 1-A

	SIN ESCALAMIENTO		CON ESCALAMIENTO	
	Combustible Subsidiado	Combustible Sin Subsidiado(*)	Combustible Subsidiado	Combustible Sin Subsidiado(*)
Energía Vendida (GWh)	21.526	21.526	21.526	21.526
Ingresos de Explotación	1.639	1.672	2.101	2.161
Gastos de Explotación	1.043	1.120	1.333	1.456
- Generación	114	114	136	136
- Transmisión	39	39	50	50
- Distribución	484	484	637	637
- Generales	42	42	54	54
- Depreciación Anual	310	310	402	402
- Combustibles	54	131	54	177
Ingresos Netos	596	552	768	705
Rentabilidad (o/o) 1980	1.50	1.50	0.90	0.70
Rentabilidad (o/o) 1985	9.50	9.50	9.50	9.50
Tarifa (\$ kWh) 1980	1.28	1.28	1.28	1.28
Tarifa (\$ kWh) 1985	2.46	2.54	3.59	3.74
Incremento Tarifario Anual	13.90	14.70	22.90	23.90
Capital Neto a 1980	809	809	839	839
Capital Neto a 1985	2.342	2.345	3.370	3.377

REF.: T.M.E. Tarifas Promedio 1.980

(\*) 50 o/o del costo del Combustible a aplicarse a partir de 1983 en adelante, para lo cual se ha considerado que en el periodo 1980 - 1985 se incrementará gradualmente su costo.

TABLA Nº 14

RESULTADOS DE EXPLOTACION DEL SECTOR ELÉCTRICO  
CON ESCALAMIENTO  
PERIODO 1980-1985  
(Millones de Suécos)

(50%o del Precio Internacional  
de Combustible del 1983 en adelante)

ALTERNATIVA

	1980	1981	1982	1983	1984	1985	TOTAL
Energía Vendida (GWh)	2.710	2.949	3.323	3.727	4.146	4.666	21.526
Ingresos de Explotación	3.486	4.702	6.575	9.125	12.580	17.549	54.017
Gastos de Explotación	3.329	4.225	5.148	6.272	7.916	9.529	36.369
Generación	427	435	430	511	730	835	3.388
Transmisión y Distrib.	1.614	1.831	2.320	3.050	3.767	4.586	17.168
Generales	98	127	164	237	327	398	1.351
Depreciación Anual	762	982	1.271	1.772	2.376	2.879	10.042
Combustible	428	850	963	652	716	811	4.120
Ingresos Netos	157	477	1.427	2.902	4.665	8.021	17.649
Rentabilidad (%o)	0.7	1.7	4.1	5.7	6.6	9.5	6.09(*)
Tarifa (\$/kWh)	1.28	1.59	1.97	2.44	3.02	3.74	2.51(**)
Capital Neto	20.986	27.362	35.135	50.949	70.733	84.431	289.506

(\*) Promedio del Período



RESULTADOS DE EXPLOTACION DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO  
 PERIODO 1980 - 1985  
 (Con Escalamiento)  
 (Millones de Sucres)

ALTERNATIVA 1-A

(50% de Precios Internacionales para el Combustible de 1983 en Adelante)

	1980	1981	1982	1983	1984	1985	TOTAL
Energía Vendida (GWh)	1.022	1.592	2.480	3.265	3.910	4.466	16.735
Ingresos de Explotación	616	1.201	2.341	3.856	5.779	5.257	22.050
Gastos de Explotación	529	1.121	1.493	1.918	2.929	3.457	11.447
Generación	155	238	298	466	714	834	2.705
Transmisión	43	118	178	223	299	383	1.244
Generales	32	56	76	120	234	220	688
Depreciación Anual	206	375	512	770	1.147	1.391	4.401
Combustible	93	334	429	339	535	629	2.409
Ingresos Netos	88	80	848	1.938	2.850	4.799	10.503
Rentabilidad (0/o)	1.2	0.6	4.8	7.0	6.7	9.5	6.68 (*)
Tarifa (S./ kWh)	0.60	0.75	0.94	1.18	1.47	1.84	1.32 (*)
Capital Neto	7.422	13.171	17.519	85.584	42.415	50.514	158.625

(\*) Promedio del Período

REF.: P.M.E. Tarifas Promedio 1.980

RESULTADOS DE EXPLOTACION DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO  
 PERIODO 1980 - 1985  
 (Millones de Dólares)

ALTERNATIVA 1-A

	Combustible Subsidiado	Combustible Sin Subsidiado (*)	Combustible Subsidiado	Combustible Sin Subsidiado (*)
Energía Vendida (GWh)	16.735	16.735	16.735	16.735
Ingresos de Explotación	662	686	838	882
Gastos de Explotación	310	358	385	558
- Generación	87	87	108	108
- Transmisión	39	39	50	50
- Generales	22	22	28	28
- Depreciación Anual	139	139	176	176
- Combustible	23	68	23	96
Ingresos Netos	352	331	453	424
Rentabilidad (%o) 1980	1.6	1.6	1.3	1.2
Rentabilidad (%o) 1985	9.5	9.5	9.5	9.5
Tarifa (\$ kWh) 1980	0.60	0.60	0.60	0.60
Tarifa (\$ kWh) 1985	1.24	1.30	1.72	1.84
Incremento tarifario Anual o/o	15.60	16.80	23.4	23.1
Capital Neto a 1980	285	285	297	297
Capital Neto a 1985	1.452	1.455	2.015	2.021

REF.: P.M.E Tarifas Promedio 1.980

(\*) 50%o del costo del combustible a aplicarse a partir de 1983 en adelante para lo cual se ha considerado que en el período 1980 - 1985 se incrementará gradualmente su costo.

1. Persiste el déficit en proporciones elevadas que imposibilitan gestionar otros préstamos de acuerdo a los resultados que se observan en el índice de la cobertura de la deuda.
  
2. Como quedó establecido, el Estado no podrá continuar con el mismo ritmo de aportaciones. Siendo el auto-financiamiento aún insuficiente.
  
3. Los recursos provenientes de los ingresos de explotación, se calcularon para el Sector Eléctrico y el SNI. (Alternativas 1-A y 1-3) sobre las siguientes premisas:
  - a) Rentabilidad incrementada paulatinamente hasta el año 1.985: 9.5%
  
  - b) Con escalamiento de precios y combustibles parcialmente subsidiados.

Entendiéndose esto por incremento graduales del orden: 12,5% para 1.980; 25% para 1.981; 37,5% para 1.982 y 50% para 1.983. (Tablas # 13, 14, 15 y 16.- P.M.E) Tarifas Promedio 1.980: 1,28.

#### 4. Márgenes tarifarios

Obteniéndose en materia tarifaria:

Primer Alternativa: 1-A: (con escalamiento y combustible parcialmente subsidiado)

Sector Eléctrico:

1.980	S/.1,28 kWh
*1.981	1,59 "
1.982	1,97 "
1.983	2,44 "
1.984	3,02 "
*1.985	3,74 "

Sistema Nacional Interconectado:

1.980	S/.0,60 kWh
*1.981	0,75 "
1.982	0,94 "
1.983	1,18 "
1.984	1,47 "
*1.985	1,84 "

Segunda Alternativa: 1-3: (con escalamiento y combustible parcialmente subsidiado)

Sector Eléctrico:

1.980	S/. 1,28 KWh
*1.981	1,55 "
1.982	1,87 "
1.983	2,26 "
1.984	2,73 "
*1.985	3,30 "

Sistema Nacional Interconectado:

1.980	S/. 0,60 KWh
*1.981	0,74 "
1.982	0,92 "
1.983	1,13 "
1.984	1,39 "
*1.985	1,72 "

(Tablas # 17, 18, 19 y 20 - P.M.E. Tomo I).

5. Comentarios

Obtándose por la Alternativa cuyo monto de inversiones es menos elevado (1.3) se aprecia que, para el Sector - Eléctrico, en la proyección efectuada significaba al canzar tarifas para 1.981, de S/. 1,55 S/KWh. Por lo que, partiendo del precio promedio 1.980: S/.1,28 KWh, incrementado anualmente representa, cerca del 21% - (1,75% mensual).

	1980	1981	1982	1985	1984	1985	TOTAL
G. Adm. Gen.	13.8	16.4	19.4	23.0	27.3	32.3	132.2
Inv. S. N. I.	255.1	332.8	290.9	360.6	376.9	477.7	2102.0
Est. y Disc.	17.6	21.5	26.8	25.9	27.8	32.1	151.7
	237.5	311.3	272.1	334.7	349.1	445.6	1950.3
Hidroel.	97.2	199.8	191.8	256.9	312.5	431.4	1489.6
Termoel.	77.2	15.0	0.0	0.0	0.0	0.0	92.2
S. Trans.	63.1	96.5	80.3	77.3	36.6	14.2	363.5
Inv. Gener.	2.1	5.6	6.9	8.2	8.2	6.4	37.4
Otr. Invers.	120.9	115.0	121.5	97.3	96.9	109.8	659.4
- Elc. Rural	11.0	27.2	26.9	30.7	15.5	0.0	111.3
- Empr. Reg.	101.9	85.8	94.6	66.6	81.4	109.8	549.1
Cred. Pend.	8.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	8.0
Serv. Deuda	69.5	108.2	135.3	181.2	203.2	242.6	945.0
- S. Regio.	20.6	24.7	27.3	27.0	27.0	29.7	156.3
Interés	7.6	10.4	12.2	13.4	15.0	16.4	75.0
Amortiz.	13.0	14.3	15.1	13.6	12.0	13.3	81.3
- S. N. Inter.	48.9	83.5	103.0	154.2	181.2	212.9	788.7
Interés	33.2	61.6	80.7	97.7	111.9	127.3	512.4
Amortiz.	15.7	21.9	27.3	56.5	69.3	85.6	276.3
Var. Cap. Trabajo	5.8	14.0	6.8	11.3	15.8	20.2	69.9
<b>TOTAL USOS</b>	<b>465.2</b>	<b>- 590.0</b>	<b>588.8</b>	<b>681.6</b>	<b>731.3</b>	<b>889.0</b>	<b>3945.9</b>
<b>COSERTURA</b>	<b>2.65</b>	<b>1.71</b>	<b>1.70</b>	<b>1.66</b>	<b>1.85</b>	<b>2.18</b>	<b>1.92</b>

REF.: Cuadro 12-23 del P.M.L.C. Tomo I

TABLA Nº 18

RESULTADOS DE EXPLOTACION DEL SECTOR ELECTRICO  
CON ESCALAMIENTO

Período 1980 - 1985

(Millones de sucres)

Alternativa 1 - 3

	1980	1981	1982	1983	1984	1985	TOTAL
Energía Vendida (GWh)	2710	2949	3328	3727	4146	4667	21527
Ingresos de Explotación	3485	4585	6253	8463	11378	15478	49642
Gastos de Explotación	3324	4217	5087	5780	7029	8451	33888
Generación	425	433	428	503	663	783	3235
Transmisión y distribución	1613	1828	2280	2748	3253	3945	15667
Generales	98	128	163	223	290	355	1257
Depreciación anual	760	978	1253	1653	2108	2558	9310
Combustible	428	850	963	653	715	810	4419
Ingresos Netos	161	368	1166	2683	4349	7027	15754
Rentabilidad (°/o)	0.8	1.4	3.4	5.7	7.1	9.5	5.94(*)
Tarifa (S/. kWh)	1.28	1.55	1.87	2.26	2.73	3.30	2.31(*)
Capital neto	20955	27175	34442	47342	61443	73780	265137

(\*) Promedio del período

NOTA: el 50°/o del precio internacional del combustible desde 1983 en adelante.

REF.: Cuadro 12-23 del P.M.E. Tomo I

TABLA Nº 19

RESULTADOS DE EXPLOTACION DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO

Período 1980 - 1985

(Millones de Dólares)

ALTERNATIVA 1-3

	SIN ESCALAMIENTO		CON ESCALAMIENTO	
	Combustible Subsidiado	Combustible sin Subsido	Combustible Subsidiado	Combustible sin Subsido
Energía vendida (GWh)	16735	16735	16735	16735
Ingresos de Explotación	624	658	788	838
Gastos de Explotación	304	349	369	442
- Generación	85	85	102	102
- Transmisión	39	39	50	50
- Generales	21	21	26	26
- Depreciación anual	136	136	168	168
- Combustibles	23	68	23	96
Ingresos Netos	320	309	419	396
Rentabilidad (%) 1980	1.5	1.5	1.2	1.2
Rentabilidad (%) 1985	9.5	9.5	9.5	9.5
Tarifa (\$/ KWh) 1980	0.60	0.60	0.60	0.60
Tarifa (\$ / KWh) 1985	1.14	1.23	1.58	1.72
Incremento tarifario anual	13.7	15.4	21.4	23.5
Capital Neto a 1980	288	288	296	296
Capital Neto a 1985	1327	1327	1847	1847

El 50% del costo del combustible a aplicarse a partir de 1983 en adelante para lo cual se ha considerado que en el período 1980 - 1985 se incrementará gradualmente su costo.

Ref.: Cuadro 12-34 del P.M.E. Tomo I



TABLA Nº 20

RESULTADOS DE EXPLOTACION DE INECEI  
CON ESCALAMIENTO

Período 1980 - 1985

(Millones de sucres)

ALTERNATIVA 1-3

	1980	1981	1982	1983	1984	1985	TOTAL
Energía vendida (GWh)	1022	1592	2480	3265	3010	4465	16734
Ingresos de Explotación	615	1185	2280	3703	5478	7698	20959
Gastos de Explotación	527	1116	1489	1897	2761	3274	11064
Generación	153	235	298	460	648	763	2557
Transmisión	43	120	178	223	300	383	1247
Generales	33	55	75	118	168	205	654
Depreciación Anual	205	373	508	758	1060	1295	4199
Combustible	93	333	430	338	585	628	2407
Ingresos Netos	88	69	791	1806	2717	4424	9895
Rentabilidad (%)	1.2	0.5	4.6	6.7	7.1	9.5	6.56(*)
Tarifa (S/. /kWh)	0.60	0.74	0.92	1.13	1.39	1.72	1.25(*)
<b>CAPITAL NETO</b>	<b>7398</b>	<b>13060</b>	<b>17334</b>	<b>27127</b>	<b>38343</b>	<b>46183</b>	<b>149445</b>

(\*) Promedio del período

NOTA: el 50% del precio internacional del combustible desde 1983 en adelante.

REF.: Cuadro 12-34-B del P.M.E. Tomo I

El resumen anteriormente efectuado, corresponde como se indicó, a una proyección hecha por INECEL, para el período 1.980-1.984 sobre bases tarifarias, en función del monto de las inversiones, tanto para el Sector - Eléctrico consolidado, como para el Sistema Nacional - Interconectado.

Más adelante se tratará de establecer, analizando comparativamente los diversos factores involucrados, cuáles de ellos se mantuvieron o variaron, con su respectiva incidencia en la gestión y tarifa.

Proyección de resultados de explotación: DOSNI/1.981

Primer Alternativa: Tarifa 1,07 S/KWh

(Cifras millones de sucres)

a) Venta Energía		1.569 GWh
b) Ingresos Explotación		
Por venta	1.679	
Otros	8	
c) Gastos de Explotación		1.459
-Generación	1.026	
Operación	199	
Mantenimiento	30	

Combustible	797	
- Transmisión		72
Operación	59	
Mantenimiento	13	
-Gastos Generales		47
-Depreciación anual		314
d) Ingreso Neto		228
e) Capital Neto		11.107
-Activo Bruto	11.708	
-Dep.Acumulada	887	
-Activo Neto	10.821	
-Capital Trabajo	286	
f) Rentabilidad:		
Primer Alternativa		2,0%
Segunda Alternativa		1,00%
g) Tarifa Media:		
Primer Alternativa		1,07%
Segunda Alternativa		1,00%

Ingreso Neto= Ingreso Explot.(1.687)-Gast.Explot.(1459)=228

Activo Neto= Activo Bruto(11.708)-Dep.Acumul.(887)= 10.821

Capital Neto= Activo Neto(10.821)+Cap.Trabajo(286)=11.107

$$\text{Rentabilidad} = \frac{\text{Ingreso Neto}}{\text{Capital Neto Invertido}} \times 100 = \frac{228}{11.107} \times 100 = 2\%$$

Tarifa (KWh) =

$$\frac{\text{Gastos Explot.} + \text{Capital Neto Explot.} \times \text{Rentabilidad}/100}{\text{Energía Vendida}}$$

Tarifa (solicitada por DOSNI al Directorio de INECEL a -  
inicios del año 1.981) =

$$\frac{1.459 + 0,02 \times 11.107}{1.569} = \frac{1.459 + 222.14}{1.569} = 1.07 \text{ S/KWh}$$

Tarifa (aceptada por el Directorio de INECEL para el año  
1.981): 1,00 S/KWh.

Por lo que, de no variarse los Gastos de Explotación y/o  
Energía Vendida, obtendrían:

$$\text{Rentabilidad} = \frac{1 \times 1.569 - 1.459}{11.107} = 0.9903 = 1\%$$

Para mejorar esta Rentabilidad a la aspirada (2%) se debió:

Disminuir los Gastos de Explotación:

Generación

Optimizándose la demanda de combustibles:

1. Máximo aprovechamiento de la generación hidroeléctrica
2. Ubicar las centrales térmicas en la curva de carga de acuerdo a la máxima optimización de sus costos variables; es decir, las de menor costo en la base y las de mayor costo, cubrirán el pico de carga. Dependiendo de los factores de Planta de cada Central.

### Transmisión

#### Gastos Generales

#### Aumentar los Ingresos de Explotación:

1. Incentivando y promoviendo la utilización de energía del Sistema Nacional Interconectado a las Empresas Eléctricas Regionales.
2. Optimizando los Programas de mantenimiento.
3. Cojuntamente con la Dirección de Ingeniería y Construcciones, propendiendo a incorporar las nuevas unidades de generación (por ejemplo Esmeraldas) mediante oportuna e idónea operación, así como respecto a la recepción-operación de las nuevas líneas.
4. Disminuyendo el auto-consumo.

5. Minimizándose las pérdidas técnicas, mediante -entre o-  
tros factores- la incorporación de los Bancos de Capa-  
citores, para mejorar la regulación de voltaje.

Segunda Alternativa: Tarifa 1,00 S/KWh

De acuerdo a la proyección efectuada, se debieron factu -  
rar 2.949 GWh en el año 1.981, esto es:

51% Empresas Eléctricas Regionales	1.503,99 GWh
49% DOSNI	1.445,01 "
<hr/>	<hr/>
100%	2.949,00 GWh

De donde:

1.445,01 GWh X 1.07 S/KWh (originalmente calculado) =  
1.546,16 millones de sucres.

Habiéndose estimado por la Dirección de Planificación de INECEL que, posterior al incremento de los costos de com-  
bustible, el Sector Eléctrico, manteniendo una estimada -  
rentabilidad del 2% en 1.981, representaría (a costo de -  
1.07 S/KWh) una tarifa promedio nacional de 1.75. De don-  
de, total de ingreso por venta de energía para el Sector-  
Eléctrico a nivel nacional:

1,75 S/KWh X 2.949 GWh - S/. 5.160,75 millones.

Aplicando las proyecciones de consumo a los valores reales de tarifas para 1.981, se tiene:

1. DOSNI: 1.445,01 GWh X 1,00 S/KWh = 1.445,01 millones

2. E.E.R. 1.503,99 GWh X 1,92 S/KWh = 2.887,66 millones

T O T A L      4.332,67 millones

(La tarifa de 1.92 S/KWh, ha sido tomada de la información constante en los presupuestos de las Empresas Eléctricas, Dirección de Distribución y Comercialización, exceptuándose a la Empresa Eléctrica del Ecuador; para el año 1.981).

Solamente para cubrir los costos, el Sector Eléctrico debió tener una tarifa de:

$$\frac{4.332,67 \text{ millones}}{2.949 \text{ GWh}} = 1,46 \text{ S/KWh}$$

2.949 GWh

Más, como el DOSNI tiene una Rentabilidad proyectada, del 1,00%:

Tarifa (S/KWh) proyectada como promedio, a nivel nacional, en 1.981, excepto Empresa Eléctrica del Ecuador:

$$\frac{4.690 + 0,01 \times 25.213}{2.949} = \frac{4.942,3}{2.949} = 1,67 \text{ S/KWh}$$

(Mayor información al respecto, se puede encontrar en la - Referencia: Cuadro de Proyección de Resultados de Explotación del Sector Eléctrico, con rentabilidad del 2%-1981)

Valor que, comparado con los establecidos para el Sector-Eléctrico, en las Alternativas:

1-A: 1.981 1,59 S/KWh incremento del 5%

1-3: 1.981 1,55 S/KWh incremento del 7%

Representan variaciones que, aparentemente no son significativas.

No así, respecto al valor (1,00 S/KWh) del DOSNI:

Alternativa 1-A 1.981 0,75 S/KWh 33,33%

Alternativa 1-3 1.981 0,74 S/KWh 35,5%

La evaluación efectuada anteriormente, tanto para valores totalmente proyectados, como para tarifas reales, así como facturaciones reales del año 1.981, evidencian razón -suficiente para el control del Sector Eléctrico a través-



de las Empresas Eléctricas Regionales y especialmente del DOSNI; a efectos de exigirse que mejore su Gestión Empresarial y el Instituto de Electrificación pueda ejercer un eficaz control sobre esta Dirección, cuyo gran parque generador monopolizará en un futuro cercano, la generación de todo el País.

Respecto al análisis concreto de los balances consolidados, se apreciarán en detalle inmediatamente

### 2.3. Sistemas Eléctricos Regionales

#### 2.3.1. Resultados de Operación 1.981.

##### Económicos - Financieros

##### Generales

Las únicas Empresas que generaron utilidad, fueron: Empresa Eléctrica del Ecuador y Empresa Eléctrica Quito. El resto, con una gran gama de factores generaron pérdidas - que a continuación se analizarán con el ánimo constructivo, de encontrar vías alternativas o soluciones prácticas encuadradas en el marco legal de las mismas y en base al espíritu del presente estudio, cual es el que, mejorán

dose los controles de la Gestión Empresarial, se beneficiará directamente al usuario, a través de las tarifas y por ende, a la propia Empresa, incentivándose su expansión del servicio.

Se podrá apreciar que, la liquidéz se vió relativamente afectada por:

1. El incumplimiento del pago de los consumos, de las Instituciones Oficiales que adeudaban al 31 de Diciembre, la cantidad de 280 millones de sucres. Lo que representó un margen de cartera vencida, para esos usuarios, del 0,04% respecto a las recaudaciones.

No obstante, se establece en las Disposiciones Generales de la Ley Básica de Electrificación, Artículo # 41:

Si por la revisión de cuentas o por denuncia del Gerente General de INECEL, el Contralor-General comprobare la falta de pago mensual de los valores que por utilización de servicios eléctricos adeudan las dependencias o entidades públicas y semipúblicas sujetas a la obligación de rendir cuentas, formulará las glosas respectivas contra el funcionario caucionado y los tesoreros responsables.

2. El incremento en los costos de los combustibles, en el período comprendido entre la fecha en que éstos se in

crementaron, el inicio de los incrementos tarifarios y el acuerdo crediticio de combustibles CEPE-INECEL-EER- (a Diciembre de 1.981 se adeudaba 308 millones de su cres a CEPE). Ref.: Informe de Distribución, consumo - de combustible.

Esta momentánea afectación de liquidéz, al analizarse todo el período no incidió sensiblemente. Concomitante con lo anterior, la solvencia sí disminuyó sensible mente por los elevados créditos de combustible (CEPE)- y energía (DOSNI) contraídos. Más vía revalorización- de activos a costo de reposición, se aportó para com - pensar con creces la capacidad crediticia y financiera.

El flujo de los fondos de INECEL a las Empresas Eléc - tricas Regionales, se cumplió en un 80% (del orden de los 350 millones de sucres) conforme se aprecia en las Tablas # 21 y 22.

Sin considerar a la Empresa Eléctrica del Ecuador Inc. los ingresos de explotación para los Sistemas Eléctri- cos Regionales fueron de 2.863,086 millones y los gas tos de explotación de 3.064,937 millones, es decir que hubo un déficit de 201.851 millones.

CAPITALIZACION DE EMPRESAS ELECTRICAS

APORTE EN EFECTIVO DE INICEL

EJERCICIO DI: 1981

	VALOR SOLICITADO	VALOR PAGADO	VALOR POR PAGAR AL 31-12-81
TOTAL	438.957.622	349.840.622	33.127.000
E.E. REGIONAL NORTE S.A.	55.279.000	42.091.000	13.188.000
E.E. QUITO S.A.	5.913.600	-	5.913.600
E.E. ANEATO S.A.	42.780.000	32.540.000	10.240.000
E.E. RUCUMBABA S.A.	20.780.000	20.780.000	-
E.E. ELLIWAR	8.210.000	5.500.000	2.710.000
E.E. REGIONAL CENTRO SUR	37.070.000	27.070.000	10.000.000
E.E. AZOGUES	4.714.222	4.714.222	-
E.E. REGIONAL SUR	32.264.000	20.390.000	11.874.000
E.E. FERTALIMS S.A.	32.480.000	29.480.000	3.000.000
E.E. PEGHAWAL MANABI	24.690.000	14.465.000	10.135.000
E.E. LOS RIOS S.A.	28.650.000	28.650.000	-
E.E. EL OSO	44.282.000	30.200.000	13.982.000
E.E. MILAGO S.A.	50.716.000	50.716.000	-
E.E. SANTA ELENA S.A.	23.728.800	17.094.400	6.634.400
COOPERATIVA SANTO DOMINGO	21.250.000	19.800.000	1.450.000
E.E. REG. GUAYAS-LOS RIOS (4)	6.250.000	6.250.000	-
	100%	79.7%	20.3%

(4) 25% aporte inicial  
Empresa en formación

REF.: Cuadro 1: Informe de la Dirección Distribución y Comercialización 1.981

	CAPITAL SUSCRITO	CAPITAL PAGADO	CAPITAL PENDIENTE	A.P. CAPITALIZACIÓN	NOVAE APLICACIONES DE CAPITAL
Empresas	255'000.000	276'696.553,75	76'303.440,25		
Empresas	92'593.000	92'523.000,00		24'653.000,00	
Empresas	90'678.000	90'678.000,00		62'597.000,00	En trámite de autorización S/. 287'000.000
Empresas	430'000.000	419'495.155,19	10'504.844,81	65'312.603,56	
Empresas	33'000.000	32'000.000,00		191'669.000,00	Capitalizaciones autorizadas RD N°164 20-X-78 S.180'000.000 RD N°305 19-XII-80 S.284'000.000
Empresas	315'609.000	100'130.412,00	19'278.588,00		
Empresas	25'000.000	25'000.000,00		18'754.667,82	
Empresas	600'000.000	322'775.000,00	277'225.000,00	34'230.000,00	
Empresas	244'660.000	244'196.000,00	264.000,00	18'322.000,00	RD N°016 10-II-81 S.168'227.854,92 Capitalizaciones autorizadas
Empresas	104'100.000	104'100.000,00			RD N°106 21-VI-78 S.54'42.000 RD N°287 25-XI-80 S.121'128.000
Empresas	427'000.000	340'597.568,96	80'402.431,04	62'813.392,62	
Empresas	300'000.000	165'384.000,00	114'616.000,00	961,00	
Empresas	258'580.000	151'617.854,75	66'962.145,24	121'147.942,10	
Empresas	202'220.000	116'338.000,00	175'882.000,00	66'900.000,00	
Empresas	246'500.000	246'500.000,00		42'400.000,00	RD N°282 25-XI-80 S.174'400.000
Empresas	3.616'530.000	2.799'091.550,66	823'438.449,34	699'950.627,10	

Primer Balance a 1979 de las Empresas Eléctricas

- \* Datos a Diciembre de 1978
- \*\* Datos a Diciembre de 1980

RD N° Cuadro I-4 del Decreto de la Dirección de Distribución y Comercialización 1.981.

Se aprecia que la Empresa Eléctrica del Ecuador tuvo - ingresos de explotación de 1.593,668 millones y los gastos de explotación fueron de 1.480,297 millones, es decir, que hubo un superávit de 113.371 millones. (Tabla # 23).

Para la Empresa Eléctrica Quito que tuvo ingresos de explotación de 1.378,081 millones y gastos de explotación de 1.124,407 millones que le originaron un superávit de 253.674 millones.

Básicamente, por la densidad del Mercado Eléctrico Nacional, la gestión tendió a facilitarse para estas dos Empresas, sin desmerecer por ello, la eficacia desplegada -bien entendida ésta, en su exacto contexto-; tampoco debiéndose colegir que es razón suficiente para que el resto de las Empresas Eléctricas Regionales del País -que entre ellas tienen relativamente mayor o menor densidad de abonados, cubriendo el 36% del mercado nacional- no sea factible mejorar la labor Empresarial.

Si se exceptúan a la Empresa Eléctrica del Ecuador y a la Empresa Eléctrica Quito, el déficit se incrementa a 458 millones, distribuídas así:

ESTADO DE DISTRIBUCIÓN Y OPERACIONES  
 DE LAS EMPRESAS ELÉCTRICAS DEL PAÍS - AÑO 1981

EMPRESA	GENERACIÓN POR INTERCONEXIÓN ENTRE EMPRESAS DEL PAÍS										CORPORACIÓN SALVADOREÑA DE ENERGÍA ELÉCTRICA S.A. (C.S.A.E.)										TOTAL
	CENTRAL ELÉCTRICA DE LA SIERRA DE LAS NEBLINAS					CENTRAL ELÉCTRICA DE LA SIERRA DE LAS NEBLINAS					CENTRAL ELÉCTRICA DE LA SIERRA DE LAS NEBLINAS					CENTRAL ELÉCTRICA DE LA SIERRA DE LAS NEBLINAS					
	Producción	Consumo	Exportación	Importación	Reserva	Producción	Consumo	Exportación	Importación	Reserva	Producción	Consumo	Exportación	Importación	Reserva	Producción	Consumo	Exportación	Importación	Reserva	
EMPRESA ELÉCTRICA DE LA SIERRA DE LAS NEBLINAS	18,370	18,370	48,739	0	0	86	86,921	246,475	45,255	0	26,798	0	0	0	0	111,872	40,639	108,202	126,423	118,812	634,221
EMPRESA ELÉCTRICA DE LA SIERRA DE LAS NEBLINAS	13,513	13,513	31,252	0	0	409	324,821	34,799	34,800	305,629	0	0	0	0	0	1,474,161	1,075,973	1,474,161	1,474,161	1,474,161	4,924,161
EMPRESA ELÉCTRICA DE LA SIERRA DE LAS NEBLINAS	3,970	3,970	4,105	0	0	205	12,798	64,810	21,321	58,857	0	0	0	0	0	42,312	36,864	45,053	42,312	45,053	25,282
EMPRESA ELÉCTRICA DE LA SIERRA DE LAS NEBLINAS	12,116	12,116	44,918	0	0	839	45,852	197,488	25,209	197,488	0	0	0	0	0	76,526	76,526	91,058	125,72	104,597	327,431
EMPRESA ELÉCTRICA DE LA SIERRA DE LAS NEBLINAS	16,512	16,512	48,978	0	0	468	24,526	132,067	79,349	3,794	0	0	0	0	0	61,964	57,393	78,437	111,817	111,817	314,941
EMPRESA ELÉCTRICA DE LA SIERRA DE LAS NEBLINAS	4,518	4,518	10,738	0	0	289	7,318	42,346	7,879	4,973	0	0	0	0	0	13,402	29,598	13,402	13,402	13,402	25,804
EMPRESA ELÉCTRICA DE LA SIERRA DE LAS NEBLINAS	4,518	4,518	10,738	0	0	48	7,318	36,941	784	4,973	0	0	0	0	0	10,576	10,576	10,576	10,576	10,576	69,636
EMPRESA ELÉCTRICA DE LA SIERRA DE LAS NEBLINAS	14,114	14,114	41,101	0	0	101	46,638	161,819	119,191	119,191	0	0	0	0	0	35,713	35,713	41,101	41,101	41,101	231,342
EMPRESA ELÉCTRICA DE LA SIERRA DE LAS NEBLINAS	14,819	14,819	43,900	0	0	44	24,072	169,449	26,821	1,248	0	0	0	0	0	81,331	77,121	85,518	107,125	107,125	318,433
EMPRESA ELÉCTRICA DE LA SIERRA DE LAS NEBLINAS	15,112	15,112	43,800	0	0	156	14,268	17,568	47,124	0	0	0	0	0	0	125,793	125,793	148,609	148,609	148,609	262,218
EMPRESA ELÉCTRICA DE LA SIERRA DE LAS NEBLINAS	42,850	42,850	85,200	0	0	866	51,313	299,669	169,871	0	0	0	0	0	0	12,167	12,167	14,508	14,508	14,508	317,341
EMPRESA ELÉCTRICA DE LA SIERRA DE LAS NEBLINAS	13,719	13,719	41,000	0	0	259	14,598	69,678	14,209	0	0	0	0	0	0	33,671	33,671	39,839	39,839	39,839	112,319
EMPRESA ELÉCTRICA DE LA SIERRA DE LAS NEBLINAS	26,625	26,625	74,500	0	0	878	24,033	139,649	72,813	0	0	0	0	0	0	36,034	36,034	42,418	42,418	42,418	247,266
EMPRESA ELÉCTRICA DE LA SIERRA DE LAS NEBLINAS	11,512	11,512	34,200	0	0	456	29,856	109,027	43,234	107,806	0	0	0	0	0	159,211	159,211	194,508	194,508	194,508	315,370
EMPRESA ELÉCTRICA DE LA SIERRA DE LAS NEBLINAS	11,512	11,512	34,200	0	0	0	29,856	109,027	43,234	107,806	0	0	0	0	0	159,211	159,211	194,508	194,508	194,508	315,370
EMPRESA ELÉCTRICA DE LA SIERRA DE LAS NEBLINAS	31,454	31,454	88,479	0	0	0	31,454	105,877	39,962	0	0	0	0	0	0	62,418	62,418	73,915,149	73,915,149	73,915,149	1,415,149
EMPRESA ELÉCTRICA DE LA SIERRA DE LAS NEBLINAS	31,454	31,454	88,479	0	0	0	31,454	105,877	39,962	0	0	0	0	0	0	62,418	62,418	73,915,149	73,915,149	73,915,149	1,415,149
EMPRESA ELÉCTRICA DE LA SIERRA DE LAS NEBLINAS	14,011	14,011	43,242	0	0	0	14,011	47,613	15,815	0	0	0	0	0	0	43,242	43,242	51,438	51,438	51,438	102,876
EMPRESA ELÉCTRICA DE LA SIERRA DE LAS NEBLINAS	14,011	14,011	43,242	0	0	0	14,011	47,613	15,815	0	0	0	0	0	0	43,242	43,242	51,438	51,438	51,438	102,876
TOTAL	141,411	141,411	411,411	0	0	4,604	84,133	476,818	268,815	4,604	84,133	476,818	268,815	4,604	84,133	476,818	268,815	4,604	84,133	476,818	268,815

(1) Se ha calculado a base de 1.8 unidades por hora.

REF.: Cuadro: Resumen de datos sobre la Gestión de Las Empresas Eléctricas del País año 1.981 de la Dirección de Distribución y Comercialización.

tivos:

1. Salarial.-

La falta de definición de INECEL en el año 1.981, respecto a las políticas salariales, afectó significativamente a los Sistemas Eléctricos Regionales. No obstante, -como se informó- el Instituto de Electrificación a nivel de Directorio, definió a inicios del presente año (1.982), claras políticas salariales, acordes con los índices de inflación.

2. Revalorización de Activos.-

En el aspecto financiero, como ampliamente se analizó, esta medida originó inúmeros beneficios; más, como la cuota anual de depreciación, se carga a gastos de depreciación, se aprecia una incidencia más acentuada para los casos en que los porcentajes son superiores al 100%. De un valor en Libros de 7.249,8 millones de sucres, se pasó a 14.618 millones (102%).

Indicadores

Clasificando a las Empresas Eléctricas de acuerdo al mercado y demandas máximas, respecto a las pérdidas técnicas sufridas, en cuatro grupos; tendremos:



Técnicos: Avance de Obras proyectado/ejecutados: Generación - Subtransmisión - Distribución - Pérdidas.

La potencia instalada alcanzó 700 MW, mientras que la efectiva fue de 609 MW que representa el 87% en el periodo analizado.

El programa de subtransmisión Fase A, sufrió y sufre un considerable y grave retraso, pues a través del mismo se servirá en significativa proporción, el mercado de los Sistemas Regionales de la energía que generará Parte Primera Etapa Fases A y B. Recientemente se han podido superar problemas de tipo legal relacionados con el aval que solicitaron las Empresas Eléctricas Regionales al Gobierno, para que surta efecto el crédito ofrecido por los proveedores (con ofertas de financiamiento a 5 años e intereses basados en el LIBOR). Este problema se originó al concebirse una nueva política no establecida por el Directorio del Instituto de Electrificación a través de la Dirección de Comercialización y Distribución, conjuntamente con los ejecutivos de las Empresas Eléctricas Regionales que, supuestamente permitiría agilizar los procesos, en el marco legal de los Sistemas Regionales -ahorrándose así el tiempo que por ley le toman la Procuraduría y Contraloría General de la Nación- obteniéndose los innega -

bles. beneficios de economía de escala; proceso de asociación de varias Empresas Eléctricas Regionales que fueron lideradas por el Sistema Eléctrico Regional Manabí (SERM).

En la práctica, el tiempo ha sido sustancialmente mayor y se pudo haber conseguido iguales o mejores beneficios de economía de escala, de haberse procedido por los canales normales, cuya política sí definió en su debida oportunidad el Directorio del Instituto de Electrificación.

Actualmente (Mayo de 1.982) ya se han establecido la ubicación de las Subestaciones y en breve plazo se convocará al Concurso para el Montaje de las Líneas a 69 KV. Proceso que acusa un "avance" del 58% respecto al 85% programado.

La ejecución de la Fase B de Subtransmisión, de debió iniciar en Enero de 1.982. Originalmente el Banco Mundial - expresó su interés desde 1.980 en financiar esta obra, da da la importancia que tiene el Programa. Se descartó entonces la participación del Banco por considerarse que el trámite tomaría demasiado tiempo, no obstante a la fecha, no se inicia aún el proceso de Concurso y Contratación pa ra la Adquisición de Materiales, mientras que, con el Ban co ya se han suscrito créditos para proyectos paralelos, de ahí que la Convención de las Empresas Eléctricas

Regionales reunidas en Ibarra recomendaron; "Que INECEL-tome a su cargo la ejecución total del programa de sub-trasmisión en su Fase B". Lo cual es negativo, pues no posibilita que las Empresas Eléctricas Regionales se auto administren, propiciándose de esta manera una saludable descentralización basada en apropiados controles y claras políticas definidas por el Directorio del Instituto de Electrificación.

En lo pertinente a distribución se cumplió el 19% programado para el ejercicio (Figura # 14).

TABLA # 26

Energía Comprada y Generada

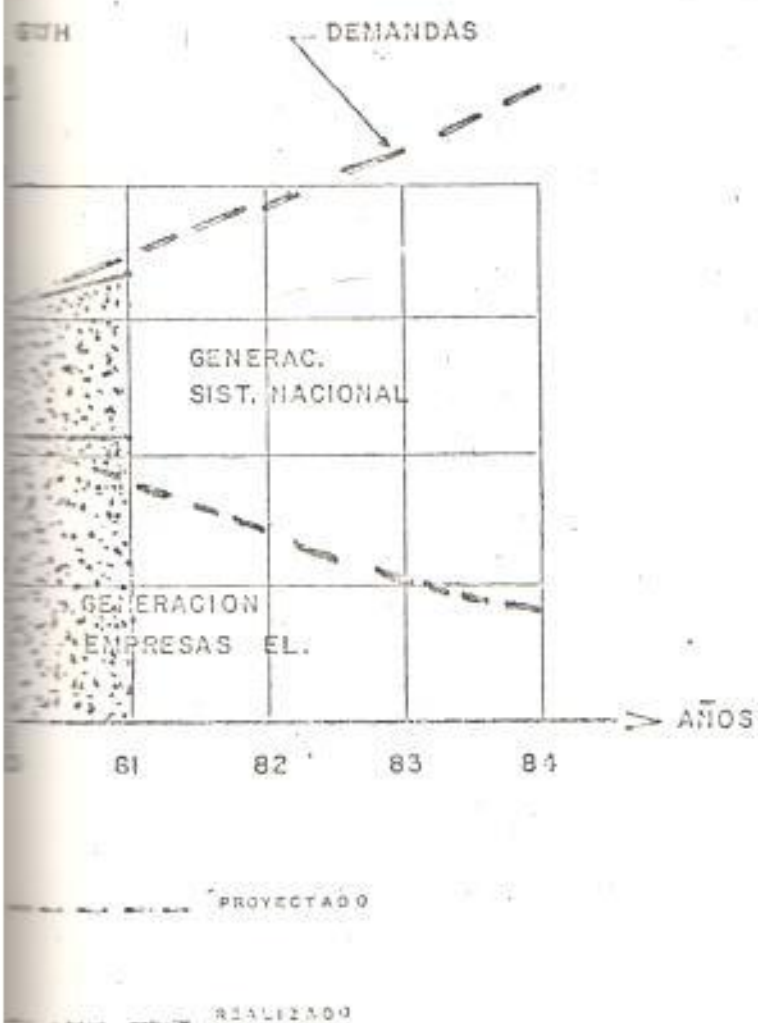
	<u>GWH</u>	<u>PORCENTAJE</u>
Empresas Eléctricas Regionales	2.094	63 %
DOSNI	1.221	37 %
TOTAL:	3.315	100 %

Registrándose para las Empresas Eléctricas Regionales una Demanda Máxima de 702 MW, con un crecimiento del orden de el 11% (633 MW en 1.980).

Figura Nº 14

# EMPRESAS ELECTRICAS

## DEMANDAS Y GENERACION DE ENERGIA



La Facturación alcanzó 2.085 MWH, siendo su evolución del orden del 8.2% respecto al año anterior (Figura # 15).

No obstante, las pérdidas de energía (462 GWH: 14.32%) - disminuyeron respecto al año anterior (16% que significaro 465 GWH en 1.980 y 22% en 1.979 -como se aprecia en la Figura # 16-) en 1.68%, por lo que continúan siendo bastante elevadas, respecto a lo que técnicamente es aceptable y a porcentajes que otras Empresas logran obtener en el País, por ejemplo Empresa Eléctrica del Ecuador, 10.9; Empresa Eléctrica Esmeraldas: 11.3%; Azoguez: 12.04% (como se aprecia en las Tablas # 23, 24 y 25). Dándose el caso de las Empresas Eléctricas Regionales Centro Sur, cuyas pérdidas técnicas llegan al 21%.

Por ello, acorde con las conclusiones que sugieren las Empresas Eléctricas Regionales y la Dirección de Distribución y Somercialización, es imprescindible incrementar un programa para

Tender a una efectiva reducción de costos y de pérdida de energía, mediante una contratación - integral a nivel nacional de Consultoras especializadas, para diagnosticar y establecer inmediatas medidas correctivas.

Digno de encomio es la elaboración de los Reglamentos: -

Figura Nº 15

# EMPRESAS ELECTRICAS VENTAS DE ENERGIA

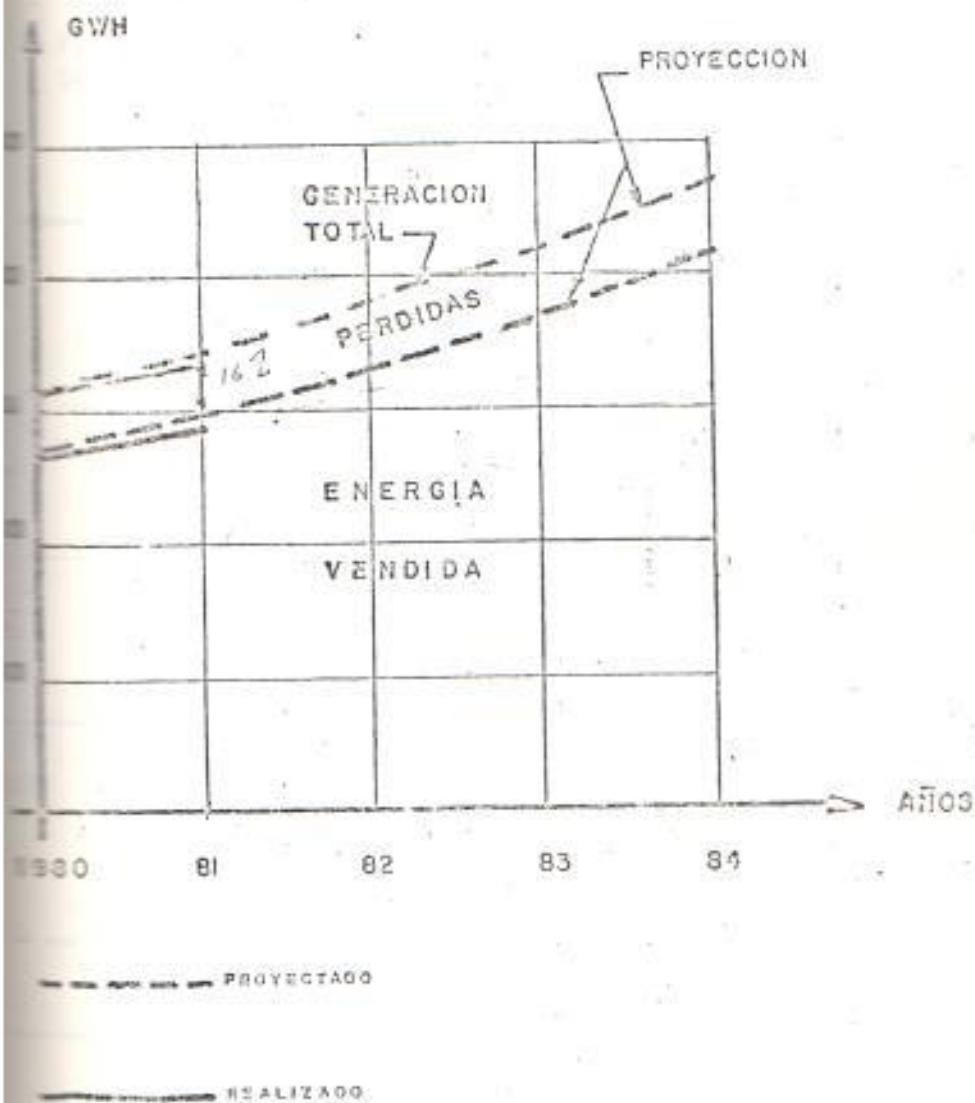
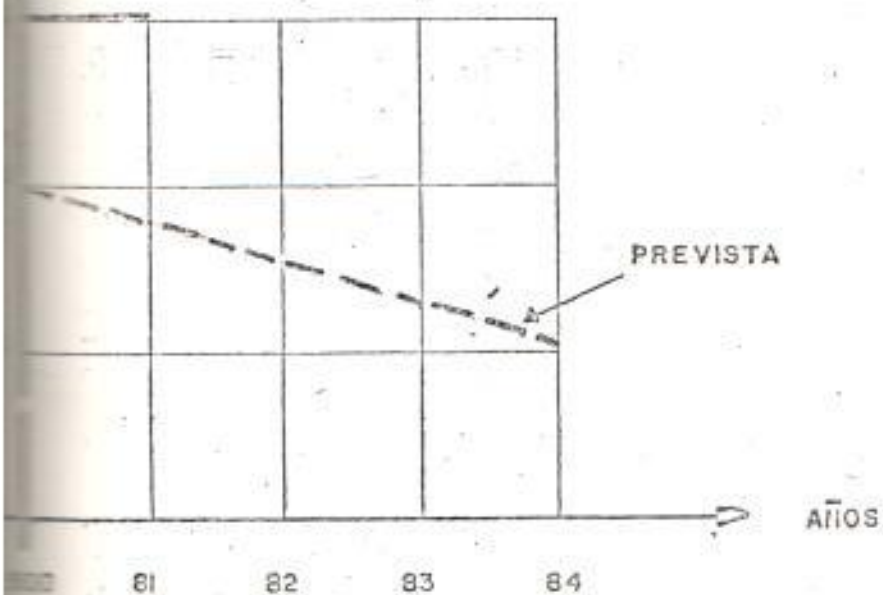


Figura Nº 16

# EMPRESAS ELECTRICAS

## PERDIDAS DE ENERGIA PROMEDIO

PERDIDAS  
DE ENERGIA



PREVISTA

AÑOS

81 82 83 84

PROYECTADO

REALIZADO

TABLA # 24

120.

<u>EMPRESAS ELECTRICAS</u>	<u>MILES SUCHES</u>
1. Regional Norte	26.227
2. Cooperativa Santo Domingo	21.415
3. Ambato	27.401
4. Riobamba	14.448
5. Bolívar	11.837
6. Azoguez	5.893
7. Regional Centro Sur	48.654
8. Regional del Sur	15.471
9. Esmeraldas	19.582
10. Regional Manabí	103.476
11. Los Ríos	37.944
12. Milagro	21.394
13. Santa Elena	15.330
14. SERGURI	29.478
15. El Oro	59.876
T O T A L	458.426

Además de la incidencia del incremento de los combustibles antes remarcados, se apreciará en los índices que se describen en el próximo numeral que, especialmente-entre otros- dos factores vitales han coadyuvado para que los resultados de la gestión empresarial sean nega



TABLA N. 25

EMPRESA	D. MAX KW	No. AB.	PERDIDA Miles S/.	PERDIDA S/. .Ab.
1. Norte	18.870	46.051	26.051	570
2. Ambato	20.697	45.853	27.401	598
3. Centro Sur	31.100	48.856	48.654	996
4. Manabí	33.700	53.711	103.476	1.926

GRUPO N. 2

1. Riobamba	18.020	24.631	14.448	587
2. Sur	5.880	26.000	15.471	595
3. Milagro	16.550	24.831	21.394	862
4. SERGURI	24.400	32.831	29.478	893
5. El Oro	17.171	30.718	59.876	1.949

GRUPO N. 3

1. Santa Elena	10.113	21.856	15.330	701
2. Santo Domingo	7.838	13.835	21.415	1.548
3. Esmeraldas	9.800	14.364	32.000	2.228
4. Los Ríos	7.050	12.896	37.944	2.941

GRUPO N. 4

1. Azoguez	2.560	7.215	5.893	817
2. Bolívar	2.640	7.916	11.837	1.494

Las pérdidas por abonados oscilan entre los 570 sucres (EMELNORTE) y 2.941 sucres (EMELRIOS).

Orgánico Funcional, Area Administrativa y procesos de Concursos de Precios y Ofertas. Así como la implementación de los Manuales de Comercialización y Area Financiera.

#### Indicadores de Eficiencia Empresarial

##### Relación: Abonados/Trabajadores

Partiéndose de la premisa de que el rubro de mano de obra en los gastos de explotación es del orden del 30% para 1.981 y se proyecta reducirlo al 27% en 1.982; apreciamos:

Al 31 de Diciembre de 1.981 el número de abonados llegó a 804.966. Hubo un crecimiento de 13.3% con relación a 1.980 (727.468).

Es notoria la incidencia de las Empresas "Quito" y "Emelec" que juntas representan el 47% del total del País.

(Tablas No. 27, 28, 29, 30, 31, 32)

TABLA N, 27

<u>EMPRESA</u>	<u>N. ABONADOS</u>	<u>PORCENTAJE</u>
Quito	190.519	23.68
EMELEC	189.943	23.36
Resto Pafs	<u>424.504</u>	<u>52.64</u>
TOTAL	804.966	100

A Diciembre de 1.981 el número de trabajadores excepto los temporales- fue:

<u>EMPRESA</u>	<u>N. TRABAJADORES</u>	<u>%</u>
QUITO	1.335	23.34
EMELEC	905	15.83
Resto Pafs	<u>3.479</u>	<u>60.83</u>
TOTAL	5.719	100 %

TABLA N. 28

El número de abonado por trabajadores de cada Empresa fue, en orden de eficiencia:

1.	EMELEC	208	
2.	MANABI	166	
3.	MILAGRO	160	
4.	QUITO	143	I N D I C E
5.	AMBATO	132	
6.	AZOGUEZ	130	
7.	SERGURI	121	A C E P T A B L E
<hr/>			
8.	NORTE	118	
9.	EL DRO	116	I N D I C E
10.	SANTA ELENA	113	
11.	LATACUNGA	107	
12.	CENTRO SUR	101	R E G U L A R
13.	LOS RIOS	100	
<hr/>			
14.	SANTO DOMINGO	97	
15.	BOLIVAR	93	I N D I C E
16.	SUR	90	
17.	RIOBAMBA	85	
18.	ESMERALDAS	78	M U Y B A J O

TABLA N, 29

Relación: Gastos de Personal/Gastos de Explotación

EMPRESA	$\frac{\text{GASTOS PERSONAL}}{\text{GASTOS EXPLOTACION}}$	=	%
1. MILAGRO	17.9		PORCENTAJE
2. AMBATO	20.4		ACEPTABLE
<hr/>			
3. EL ORO	22.4		
4. REGIONAL SUR	29.2		PORCENTAJE
5. SANTO DOMINGO	29.4		
6. ESMERALDAS	30.0		ALTO
<hr/>			
7. MANABI	32.1		
8. SANTA ELENA	34.7		
9. QUITO	34.8		
10. LATACUNGA	36.0		PORCENTAJE
11. AZOGUEZ	36.1		
12. NORTE	36.4		
13. BOLIVAR	38.0		
14. RIOBAMBA	43.5		MUY BAJO
15. CENTRO NORTE	s/d		

TABLA N. 30

Relación: Gastos Personal/Gastos Trabajadores

<u>EMPRESA</u>	<u>GASTOS DE PERSONAL</u> (Miles S/.)	<u>No. TRABAJADORES</u>	<u>S./TRAB. POR AÑO</u> (Miles S/.)	<u>S./TRAB. POR MES</u>
1. AMBATO	25.827	346	74.6	6.216
2. REGIONAL SUR	23.246	289	80.4	6.700
3. AZOGUEZ,	5.230	59	88.6	7.383
4. BOLIVAR	9.781	106	92.3	7.691
5. LATACUNGA	15.220	120	126.8	10.566
6. NORTE	52.405	397	132.0	11.000
7. RIOBAMBA	40.105	293	136.9	11.408
8. EL ORD	44.965	263	171.0	14.205
9. ESMERALDAS	32.448	183	177.3	14.775
10. MILAGRO	28.784	155	185.7	15.475
11. SANTO DOMINGO	26.731	143	186.9	15.575
12. MANABI	74.261	324	229.2	24.458
13. SANTA ELENA	39.454	195	202.3	16.858
14. QUITO	390.400	1.330	193.5	24.458
15. CENTRO SUR	S/D	S/D	S/D	S/D

TABLA N. 31

Precio Medio de Venta  
A Diciembre de 1.981

<u>EMPRESAS</u>	<u>S./KWH</u>	<u>% INCREMENTO</u>
1. AZOGUEZ	1.59	44.3
2. LATACUNGA	1.62	28.6
3. CENTRO SUR	1.63	23.2
4. AMBATO	1.72	39.2
5. BOLIVAR	1.73	28.0
6. RIOBAMBA	1.85	71.7
7. EMELEC	1.86	63.2
8. SERGURI	1.86	18.6
9. SUR	1.90	25.8
10. QUITO	1.93	22.3
11. ESMERALDAS	2.08	30.2
12. NORTE	2.09	35.7
13. MILAGRO	2.12	31.3
14. LOS RIOS	2.13	22.2
15. SANTO DOMINGO	2.13	17.8
16. SANTA ELENA	2.18	27.3
17. MANABI	2.19	12.2
18. EL ORO	2.41	26.9
PROMEDIO PAIS	1.91	38.4

TABLA N. 32

Estructura de los Costos de Producción

Clasificandolo de acuerdo al monto decreciente, se resumen por Empresas:

EMPRESAS	1.981		1.982		VARIAC/
	(Miles S/)	%	(Miles S/)	%	%
1. QUITO	1.124.407	39.15	1.575.454	41.36	40.11
2. MANABI	314.769	10.96	380.903	10	21.01
3. CENTRO SUR	190.535	6.63	287.903	7.56	51.10
4. EL ORO	181.337	6.31	217.992	5.72	20.21
5. MILAGRO	154.276	5.37	158.244**	4.15*	25.76
6. NORTE	134.429	4.68	217.811	5.71*	62.02
7. AMBATO	125.727	4.37	157.844	4.14	25.55
8. SANTA ELENA	113.171	3.94	131.865	3.46	16.51
9. ESMERALDAS	103.060	3.58	130.826	3.43	26.94
10. LOS RIOS	93.340	3.25	103.549**	2.72**	10.93
11. STO/ DOMINGO	90.959	3.16	122.019**	3.20**	34.14
12. RIOBAMBA	88.885	3.09	141.280	3.70	58.94
13. SUR	74.407	2.59	84.030	2.20	12.93
14. LATACUNGA	42.149	1.46	55.000	1.44	30.48
15. BOLIVAR	25.749	0.89	28.344	0.74	10.07
16. AZOGUEZ	<u>14.444</u>	<u>0.50</u>	<u>15.164</u>	<u>0.39</u>	4.98
T O T A L	<u>2.871.644</u>	<u>100.00</u>	<u>3.808.228</u>	<u>100.00</u>	

NOTA: Por no contar con información, se excluyen EMELEC y SERGURI. -  
Corresponden desglosadamente por Empresas, en el orden de la -  
siguientes estructura constitutiva, para los años de 1.981-1982

1. Combustibles y Lubricantes.
2. Mano de Obra.
3. Depreciación.
4. Materiales.
5. Compra de Energía al SNI/

Como se podrá apreciar en la TABLA N. 33



Del análisis de los gastos de explotación del año 1.981, - funcionarios a cargo de la Dirección de Distribución y Comercialización, a nivel de auto crítica, han expresado:

De los análisis de los gastos de explotación se concluye que hace falta una optimización en la utilización de los recursos de la Empresa referentes a mano de obra (hasta el 40%), combustibles- y lubricantes (llegan algunas hasta el 45%), material (llegan hasta el 40% "Azoguez"). Por lo tanto es imprescindible que se adopten mecanismos de control y rectificación de políticas al respecto, habida cuenta que el País en general atraviesa un periodo de recesión.

Lo que releva al autor de la tesis de efectuar mayores comentarios.

### 2.3.2. Presupuesto de Explotación e Inversión 1.981-1.982

#### Antecedentes

La necesidad y trascendencia de implementar estos mecanismos y planificación que representan para los Sistemas Regionales, el alcance cuyo detalle se describió previamente. Habiéndose definido luego, los gastos de explotación, se ha procedido a reordenar los mismos elementos constitutivos, a efectos de determinar la estructura de los costos de producción de energía eléctrica.

Analizando los porcentajes globales de incremento de gastos de explotación, se aprecia que:

1. Aumentan en 936.584 millones de sucres que representa un 32.61%. Incremento que es significativamente considerable.
2. La variación por Empresa oscila entre un 4.98% (Azuque) y un 62.02% (Norte). Que por la dispar densidad de mercado, no permiten una equidad en términos de justicia redistributiva. Factor que puede y debe ser compensado, a través de la conformación de Sistemas Regionales. Cual es el caso de la naciente Empresa Eléctrica Guayas-Los Ríos.
3. Del análisis de la Tabla # 33 se colige:

- a. Sin la Empresa Eléctrica Quito (sub-total):

En los rubros de combustibles y lubricantes (1.981: 27% / 1.982: 22%), mano de obra (1.981:28% / 1.982:-27%) y materiales (1.981:18% / 1.982:10%). No obstante los incrementos monetarios son considerables, porcentualmente reducen su participación. Lo que significa que ha disminuído su capacidad real de -

TABLA Nº 33

CONTOS DE CONCEPTOS DE LAS EMPRESAS EMPRESARIAS DURANTE LOS AÑOS 1941, 1942 Y 1943 (en miles de pesos)

EMPRESA	CONCEPTOS Y SUBCONCEPTOS			AÑO DE OCA			RECONSTRUCCIÓN			MATERIALES			OBRAS DE OBRERA AL SERVIDOR			TOTAL
	1941	1942	1943	1941	1942	1943	1941	1942	1943	1941	1942	1943	1941	1942	1943	
1000	8,218	8,218	8,218	8,218	8,218	8,218	8,218	8,218	8,218	8,218	8,218	8,218	8,218	8,218	8,218	
1001	101,104	113,038	120,108	101,104	113,038	120,108	101,104	113,038	120,108	101,104	113,038	120,108	101,104	113,038	120,108	
1002	28,733	48,888	26,730	28,733	48,888	26,730	28,733	48,888	26,730	28,733	48,888	26,730	28,733	48,888	26,730	
1003	236	3,135	18,116	236	3,135	18,116	236	3,135	18,116	236	3,135	18,116	236	3,135	18,116	
1004	3,477	2,764	28,577	3,477	2,764	28,577	3,477	2,764	28,577	3,477	2,764	28,577	3,477	2,764	28,577	
1005	4,107	4,107	42,113	4,107	4,107	42,113	4,107	4,107	42,113	4,107	4,107	42,113	4,107	4,107	42,113	
1006	3,428	8,825	17,101	3,428	8,825	17,101	3,428	8,825	17,101	3,428	8,825	17,101	3,428	8,825	17,101	
1007	181	181	3,145	181	181	3,145	181	181	3,145	181	181	3,145	181	181	3,145	
1008	47,289	89,052	36,124	47,289	89,052	36,124	47,289	89,052	36,124	47,289	89,052	36,124	47,289	89,052	36,124	
1009	18,658	23,134	23,134	18,658	23,134	23,134	18,658	23,134	23,134	18,658	23,134	23,134	18,658	23,134	23,134	
1010	81,073	11,659	20,131	81,073	11,659	20,131	81,073	11,659	20,131	81,073	11,659	20,131	81,073	11,659	20,131	
1011	281,615	62,772	78,761	281,615	62,772	78,761	281,615	62,772	78,761	281,615	62,772	78,761	281,615	62,772	78,761	
1012	17,135	25,643	16,451	17,135	25,643	16,451	17,135	25,643	16,451	17,135	25,643	16,451	17,135	25,643	16,451	
1013	47,112	23,562	28,426	47,112	23,562	28,426	47,112	23,562	28,426	47,112	23,562	28,426	47,112	23,562	28,426	
1014	61,024	90,382	31,369	61,024	90,382	31,369	61,024	90,382	31,369	61,024	90,382	31,369	61,024	90,382	31,369	
1015	23,111	23,693	41,212	23,111	23,693	41,212	23,111	23,693	41,212	23,111	23,693	41,212	23,111	23,693	41,212	
1016	642,624	396,319	413,624	642,624	396,319	413,624	642,624	396,319	413,624	642,624	396,319	413,624	642,624	396,319	413,624	
TOTAL	643,818	643,818	878,242	643,818	643,818	878,242	643,818	643,818	878,242	643,818	643,818	878,242	643,818	643,818	878,242	

NOTAS:  
 (1) Se trata de un estudio preliminar.  
 (2) Se trata de un estudio preliminar.  
 (3) Se trata de un estudio preliminar.  
 (4) Se trata de un estudio preliminar.  
 (5) Se trata de un estudio preliminar.  
 (6) Se trata de un estudio preliminar.  
 (7) Se trata de un estudio preliminar.  
 (8) Se trata de un estudio preliminar.  
 (9) Se trata de un estudio preliminar.  
 (10) Se trata de un estudio preliminar.

gastos (menor poder adquisitivo).

En los rubros de depreciación (1.981:21%/1.982:22%) y compra de energía (1.981: 6%/1.982:13%) se producen incrementos monetarios y porcentualmente incrementan su participación.

- b. Con la Empresa Eléctrica Quito, los criterios que originaron las relaciones porcentuales anteriormente establecidas se mantienen, variando únicamente las magnitudes absolutas de referencia.

Por lo anteriormente expuesto, para que se pueda seguir manteniendo el actual servicio; en evidente estímulo económico y de confiabilidad a las Empresas Eléctricas Regionales y usuarios, las siguientes medidas correctivas son de carácter taxativo:

1. Estricto control del gasto y austeridad (Decreto # 988 de Julio lo. de 1.982. Artículo 25: "Los funcionarios que autoricen egresos al margen del precitado Decreto, serán personal y pecuniariamente responsables por los valores autorizados").
2. Propender a la interconexión acorde con lo estipu-

lado posteriormente (energía e ingresos facturados y proyectados: SNI). Tablas No. 34 y 35.

### Depreciación

Se incrementa en 150 millones (26%) cuyo detalle fue ya analizado previamente (Tablas # 36 y 37).

Véase Tablas No. 38 y 39.

La compra global de energía para este año ascenderá estimativamente a 827.800 GWH respecto a los 458.552 Gwh del año anterior, lo que representa un incremento de 369.247 GWH - (80.5%) que en términos monetarios, significó para el año anterior 433.000 millones y representaría para este año - 833.569 millones lo que arroja un incremento de 400 millones (92.3%) sin considerarse a la Empresa Eléctrica del Ecuador, SERGURI y la nueva unidad de Esmeraldas -GIE- - (Tabla # 40).

La variación absoluta y porcentual de los rubros principales de los gastos de explotación consolidados, se aprecian en la Tabla # 41.

### Consolidación de Presupuesto de Explotación: Ingresos y Gastos

Véase Tabla No.42

TABLA Nº 34

Combustibles y Lubricantes

Sobrepasaron el 30%:

1.981		1.982	
1. MANABI	45%	1. SANTO DOMINGO	40%
2. ESMERALDAS Y MILAGRO	40%	2. MILAGRO	38%
3. SANTA ELENA	36%	3. LOS RIOS E EL ORO	34%
4. EL ORO Y SANTO DOMIN GO	32%	4. REGIONAL CENTRO SUR	33%
		5. SANTA ELENA	31%

TABLA Nº 35

Mano de Obra

Sobrepasaron el 30%:

1.981		1.982	
1. RIOBAMBA	46%	1. BOLIVAR	42%
2. BOLIVAR	40%	2. SANTA ELENA	37%
3. LATACUNGA Y AZOGUEZ	36%	3. AZOGUEZ	36%
4. QUITO, NORTE Y SANTA ELENA	35%	4. LATACUNGA	33%
5. SUR	31%	5. SUR	32%
		6. RIOBAMBA	31%





- Cifras en Miles de Dólares -

EMPRESAS ELÉCTRICAS	VALOR DEL ACTIVO		PILO		VALOR DE LA DEUDA		VALOR DEL EQUÍVOCADO POR DEUDA	VALOR DEL ACTIVO PILO	VALOR DEL ACTIVO PILO
	1	2	3	4	5	6			
EMPRESA ELÉCTRICA DEL NOROCCIDENTE	1,143,812.4	303,852.9	839,959.5	264,706.4	54,517.6	210,183.8	629,776.7	579,105.0	3,650,386.5
EMPRESA ELÉCTRICA DEL SURESTE	5,250,423.1	2,935,234.5	2,255,138.0	1,609,886.6	655,845.8	941,543.0	1,350,577.8	3,650,386.5	511,321.1
EMPRESA ELÉCTRICA DEL SURESTE	844,031.6	282,097.3	552,937.3	222,713.5	53,133.0	159,555.4	368,381.8	844,031.1	849,679.5
EMPRESA ELÉCTRICA DEL SURESTE	1,017,637.6	345,984.1	631,623.5	163,920.1	57,795.7	111,132.4	575,492.1	171,347.3	1,010,490.1
EMPRESA ELÉCTRICA DEL SURESTE	204,539.2	107,014.1	97,525.1	31,350.9	14,875.4	34,512.5	79,512.6	1,010,490.1	575,492.1
EMPRESA ELÉCTRICA DEL SURESTE	1,217,597.5	381,224.3	823,793.2	267,527.4	73,286.0	134,323.6	689,462.6	575,492.1	575,492.1
EMPRESA ELÉCTRICA DEL SURESTE	681,337.3	334,811.6	347,326.7	110,475.8	49,116.6	70,389.2	276,556.5	575,492.1	575,492.1
EMPRESA ELÉCTRICA DEL SURESTE	437,628.3	315,425.8	322,705.5	69,871.7	44,026.5	16,845.2	105,261.3	575,492.1	575,492.1
EMPRESA ELÉCTRICA DEL SURESTE	302,928.6	185,038.6	114,098.2	66,046.1	41,125.5	24,569.6	69,120.6	575,492.1	575,492.1
EMPRESA ELÉCTRICA DEL SURESTE	1,412,178.4	749,227.0	652,911.4	240,433.8	133,624.8	116,179.0	535,732.4	575,492.1	575,492.1
EMPRESA ELÉCTRICA DEL SURESTE	294,791.9	153,359.0	139,432.9	39,027.3	20,553.6	10,437.7	150,543.2	575,492.1	575,492.1
EMPRESA ELÉCTRICA DEL SURESTE	640,608.6	355,256.7	285,464.9	117,493.4	57,757.3	59,911.2	229,623.7	575,492.1	575,492.1
EMPRESA ELÉCTRICA DEL SURESTE	395,100.9	165,171.5	201,003.4	95,075.3	47,451.8	47,536.5	143,421.9	575,492.1	575,492.1
EMPRESA ELÉCTRICA DEL SURESTE	773,571.6	530,197.9	243,773.7	131,245.3	87,493.3	63,753.0	200,020.7	575,492.1	575,492.1
EMPRESA ELÉCTRICA DEL SURESTE	14,638,060.2	7,249,879.3	7,368,180.9	3,407,150.6	1,426,130.6	2,006,012.6	5,342,163.9	575,492.1	575,492.1
EMPRESA ELÉCTRICA DEL SURESTE	2.02	1.00	1.02	2.43	1.00	1.43	0.74	1.55	1.55

\* La autorización utilizó el Índice Nacional de Precios al por Mayor: sector industrial más capital local y sector exportador para dólares.

FUENTES: Documentos de Revalorización e Información de la Empresa Eléctrica Quince S.A.  
 INECCO; Superintendencia de Comercialización.

TABLA Nº 38

Materiales

Sobrepasaron el 20%

	1.981		1.982
1. AZOGUEZ	48%	1. AZOGUEZ	48%
2. LOS RIOS	48%	2. NORTE	30%
3. CENTRO	22%	3. LOS RIOS	25%
4. RIOBAMBA	20%	4. ESMERALDAS	22%

TABLA Nº 39

Compra de Energía al SNI

1.981

1. AMBATO	39%
2. LATACUNGA	38%
3. QUITO	29%
4. NORTE	22%

1.982

1. LATACUNGA	40%
2. AMBATO	37%
3. MILAGRO	32%
4. QUITO	31%
5. MANABI	34%
6. ESMERALDAS	22%

	ENERGIA MWH		MILES DE SACOS			PRECIO MEDIO DE VENTA S/. / KWH			
	1980	1981	1982	1980	1981	1982	1980	1981	1982
E.P.R.E.S.A.S.									
EMPRESA ELECTRICA QUITO	344.054,2	343.950,5	491.200	248.669,48	324.310,5	491.200	0,72	0,242	1,000
ELIHO	574.095,8	640.145,8	984.000	337.607,0	560.984,7	984.000	0,588	0,875	1,000
EMPRESA ELECTRICA AYEATO	43.279,0	56.894,4	59.000	26.404,44	49.242,6	59.000	0,610	0,665	1,000
EMPRESA ELECTRICA RIOBAMBA	3.979,9	11.952,9	24.409	4.290,07	13.633,1	27.325	1,07	1,140	2,150
SISTEMA E. LAAGUNERA	8.941,7	17.261,4	22.100	6.425,51	16.105,0	22.100	0,644	0,933	2,300
SAPATE	75.568,8	110.051,7	154.400	35.704,79	101.327,3	154.400	0,455	0,520	1,000
DEMANTE	2.791,1	27.000,0	36.200	2.345,7	28.812,7	38.553	0,64	2,065	1,065
EMPRESA E. ESTERILAS	---	1.443,1	28.800	---	1.443,1	28.800	---	1,00	1,000
SISTEMA E. PAUMBI	---	---	92.300	---	---	92.300	---	---	1,000
S.O.S.A.	---	1.968,1	---	---	3.463,9	---	---	1,760	---
EMPRESA ELECTRICA MILAGRO	---	---	50.900	---	---	50.900	---	---	1,300
EMPRESA ELECTRICA LOS RIOS	---	---	8.000	---	---	8.000	---	---	1,600
EMPRESA ELECTRICA CENTRO SUR	---	---	12.000	---	---	12.000	---	---	1,600
C.E.R. SANTO DOMINGO	---	---	2.900	---	---	2.900	---	---	2,300
TOTAL	1'053.721,5	1'210.717,9	1'955.200	661.447,01	1'099.323,9	1'971.963	0,628	0,908	1,000
						2'693.294			
						2.137,5147			

INCREMENTO DE ENERGIA MWH  
1980-1981 1981-1982

156.986,4 755.492,1

Nota: Si el precio promedio del S.N.I. se incrementa a S/. 1,37 por Kwh, el total de ingresos ascendería a S/. 2.693.694, con un incremento de S/. 1.594.370,1, en relación al año 1981.

INCREMENTO EN SACOS (MILES)

1980-1981 1981-1982

437.576,58 872.645,10

CONSOLIDADO DE GASTOS DE EXPLOTACION DE LAS EMPRESAS ELECTRICAS

DURANTE LOS AÑOS 1981 Y 1982  
(En miles de sucres)

	I			II		
	1981	1982	VARIACION \$ INC.	1981	1982	VARIACION \$ INC.
<u>A U B R O S</u>						
COMBUSTIBLES Y LUBRICANTES	563.828	613.921	50.093	462.504	494.113	31.609
VALOR DE CERVA	874.210	1.039.363	155.753	483.814	593.216	209.402
DEPRECIACION	575.243	725.986	150.743	375.243	465.985	110.743
MATERIALES	424.814	645.389	220.875	316.438	367.590	51.552
COMPANIA DE ENERGIA AL S.N.I.	433.549	782.669	349.120	109.238	291.499	182.231
<u>T O T A L E S</u>	2'871.644	3'808.228	936.584	1'747.237	2'232.774	485.537
	=====	=====	=====	=====	=====	=====
			==			==

NOTAS:

- (I) Incluye la Empresa Eléctrica Quito
- (II) No incluye la Empresa Eléctrica Quito

FIN.

CONCEPTO	1982		1981		1980		1979		1978	
	61	62	1981	1982	1980	1981	1979	1980	1978	1979
<u>REVENOS DE EXPLOTACION</u>	100	100	2'743.031	3'911.486	2'773.832	100	100	1'354.950	2'087.055	1'475.429
VENTA DE ENERGIA	96	97	2'621.793	3'775.514	2'609.850	95	98	1'321.916	2'038.652	1'427.055
OTROS INGRESOS	4	3	121.238	135.972	135.972	4	2	43.032	48.413	48.413
<u>EGRESOS DE EXPLOTACION</u>	100	100	2'871.541	3'805.223	3'808.223	100	100	1'747.237	2'232.774	2'232.774
AMORTIZACIONES Y DEPRECIACION	20	16	563.828	513.921	613.921	16	22	462.504	434.113	464.113
RENTAS DE SERVICIOS	30	27	874.210	1'039.963	1'039.963	27	27	483.824	593.215	593.215
DEPRECIACION	20	19	575.743	725.986	745.986	19	22	375.243	485.965	485.965
MATERIALES	15	17	424.024	645.689	645.689	17	16	316.408	367.390	367.390
OTROS EGRESOS AL S.M.I.	15	21	433.549	782.569	732.669	21	13	169.236	291.469	221.469
SUPERAVI (DEFICIT)	5	3	(128.513)	103.258	(1'039.395)	37	7	(382.287)	(145.739)	(757.355)

a) Incluyendo y excluyendo a la Empresa Eléctrica Quito, con tarifas medias del 8 al 5% y con tarifas congeladas a partir del mes de Abril de 1982.

I Incluye Empresa Eléctrica Quito  
 II No incluye Empresa Eléctrica Quito

Habiéndose analizado los gastos anteriormente, se considerará inicialmente los ingresos y luego se establecerán los resultados respectivos.

Destacándose que los ingresos de explotación en un 97% corresponden a la venta de energía y un 3% a otro tipo de ingreso; ya detallado.

En el supuesto -no consentido- de que continuasen indiscriminadamente los incrementos mensuales acumulativos del 3% a nivel nacional, y no más del 5% para Empresas que aisladamente así lo requirieren; e incluyéndose a la Empresa Eléctrica Quito y excluyéndose a la Empresa Eléctrica del Ecuador. Se obtiene la consolidación de los presupuestos - que se detallan a continuación:

Año 1.981: Déficit: S/. 128.613.000,00

Año 1.982: Superávit: S/. 103.158.000,00

Excluyéndose a la Empresa Eléctrica Quito:

Año 1.981: Déficit: S/. 382.287.000,00

Año 1.982: Déficit: S/. 145.709.000,00

De los resultados que se anexan se desprende que acusarán pérdidas durante 1.982, las siguientes Empresas:

1. Cooperativa de Electrificación Rural Santo Domingo

2. Empresa Eléctrica Península de Santa Elena
3. Empresa Eléctrica El Oro
4. Empresa Eléctrica Regional del Sur
5. Empresa Eléctrica de Esmeraldas
6. Empresa Eléctrica de Bolívar
7. Empresa Eléctrica Azoguez
8. Empresa Eléctrica Ambato
9. Empresa Eléctrica Los Ríos
10. Empresa Eléctrica Regional Norte
11. Sistema Eléctrico Regional Manabí
12. Empresa Eléctrica Riobamba

Las Empresas que proyectan utilidades son:

1. Empresa Eléctrica Quito
2. Empresa Eléctrica Regional Centro Sur
3. Sistema Eléctrico Latacunga
4. Empresa Eléctrica Milagro

Esta última posibilidad arroja los siguientes resultados -  
incluyendo la Empresa Eléctrica Quito -:

Año 1.982: Déficit: S/. 1'029.396.000,00

Excluyendo a la Empresa Eléctrica Quito:

Año 1.982: Déficit: S/. 757.305,00



Se desprende pues, en el contexto de la revalorización - practicada a costos de reposición, que las Empresas Eléctricas Regionales, aún con el incremento tarifario, autorizado, en su mayoría, no llegarían a cubrir los costos peor aún cancelar las deudas a CEPE e INECEL. Agravándose más aún, si se congelara.

Evidentemente, existe una tercera alternativa que consiste en racionalizar los incrementos; por:

- a. Resultado de la gestión
- b. Relación de generación térmica/hidroeléctrica
- c. Regiones e interconexión
- d. Niveles alcanzados

#### Presupuesto de Inversiones

Se han incrementado en un 11.85% respecto al año 1.981, esto es, 401 millones (1.981/1.982: 3.389 millones - 3.790 - millones). (Tabla # 43).

La variación porcentual es disímil, pues unas Empresas tienen un incremento de 1.32% y otras 221.11%.

El 50% reducen sus inversiones, con rangos que oscilan en-

## FINANCIAMIENTO

## VARIACION

1982

1981

## EMPRESAS

	1982	VARIACION		EMPRESA	ACCIONISTA	RESERVAS	OTROS	FIN
		CANTIDAD	%					
REGIONAL NORTE	458.020	142.307	45.32	85.041	252.632	95.781	25.556	--
VALLE	126.575	24.605	24.10	51.277	31.815	16.427	17.155	--
BOGOTÁ	284.206	(26.436)	(8.52)	90.655	93.721	97.320	9.400	43
BOGOTÁ	120.008	15.985	15.36	30.294	56.223	-----	33.491	--
BOGOTÁ	125.283	(7.104)	(5.37)	19.200	41.904	35.605	2.400	(2)
BOGOTÁ	724.695	(67.639)	(8.54)	230.520	99.448	146.615	71.497	(17)
BOGOTÁ	254.524	(75.926)	(22.30)	52.913	59.795	82.355	62.025	--
BOGOTÁ	91.563	19.756	27.51	18.660	51.723	-----	21.120	--
BOGOTÁ	46.882	13.649	41.07	13.622	24.577	4.256	4.227	--
BOGOTÁ	38.557	7.707	25.34	3.925	29.850	-----	2.800	(1)
BOGOTÁ	280.095	148.665	19.11	46.389	140.190	64.236	29.280	--
BOGOTÁ	214.576	147.940	222.21	10.000	107.346	11.400	73.548	(1)
BOGOTÁ	230.370	9.155	4.13	22.452	30.334	132.161	44.032	(1)
BOGOTÁ	63.151	(12.809)	(18.00)	18.007	8.123	20.000	17.021	--
BOGOTÁ	553.926	7.234	1.32	77.830	117.193	332.903	26.000	--
BOGOTÁ	168.155	55.454	49.20	16.452	95.899	32.500	23.304	--
TOTAL	3.730.756	401.633	11.85	735.442	1.241.843	1.076.260	463.294	(2)
				21%	33%	28%	12%	

tre el 5.37% y el 22.30%. Entre Empresa y accionistas deberán financiar el 54% y un 82% incluidos los créditos por financiar. En la medida en que se imposibilite la asignación de recursos, para la inversión, fracasará la ejecución de las obras, ya sea por la no aportación de los recursos programados por aportaciones o consecución de préstamos.

Las Empresas que acusan desfinanciamiento para el año 1982 son las siguientes:

1. Esmeraldas S.A.	S/. 26.104.000,00
2. Quito S.A.	134.505.000,00
3. Azoguez	1.982.000,00
4. Los Ríos	11.882.000,00
5. Cooperativa Santo Domingo	<u>1.324.000,00</u>
TOTAL	S/. 215.797.000,00 *****

Si agregamos los valores correspondientes a gastos de explotación consolidados, a los que corresponden a inversiones para el año 1.982, obtendríamos los siguientes resultados:

Presupuesto de Gastos		
de Explotación	S/. 3.808.228.000	50.11%
Presupuesto de inversiones	<u>3.790.756.000</u>	<u>49.89%</u>
T O T A L	S/. 7.598.984.000	100.00%

Para visualizar en su debida magnitud, el monto de los gastos e inversiones que realizarán las Empresas Eléctricas Regionales, se establece a continuación una comparación con el presupuesto de INECEL Central para el mismo periodo:

Gastos e Inversión para las Empresas Eléctricas Regionales:  
S/. 7.598,984 millones.

Gastos e inversiones para INECEL Central (incluido SNI): -  
S/. 12.534.825 millones.

Lo que evidencia que las Empresas Eléctricas representan un 60.6% respecto a INECEL Central (evidentemente sin constituir éstas, parte alguna del presupuesto del Instituto de Electrificación).

#### Precios Medios de Venta al País

Véase Tablas No. 44 y 45.

Para el año 1.981, el precio medio de venta considerado a E

RESUMEN 1981-82

INCREMENTO S./S. / MWh

	<u>1981</u>	<u>1982 (a)</u>	<u>INCREMENTO S./S. / MWh</u>
<u>E.M.P.R.E.S.A.S</u>			
E.E. REGIONAL DEL NORTE	2.09	2.97	0.88
E.E. QUITO	1.92	2.73 <i>ST</i>	0.81
C.E.R. SANTO DOMINGO	2.18	3.10	0.92
S.E. LATACUNGA	1.62	2.31 <i>ST</i>	0.69
E.E. AZUAYO	1.74	2.47	0.73
E.E. PICHINCHA	1.58	2.25	0.67
E.E. BOLIVAR	1.73	2.46	0.73
E.E. AZUQUES	1.65	2.36	0.70
E.E. CENTRO SUR	1.70	2.42	0.72
E.E. REGIONAL DEL SUR	1.90	2.70 <i>ST</i>	0.80
E.E. ESMERALDAS	2.20	3.13	0.93
S.E. PANABI	2.30	3.27	0.97
E.E. SANTA ELENA	2.24	3.19	0.95
E.E. DEL ECUADOR INC.	1.85	2.65	0.79
SINGURI	1.91	2.72	0.81
E.E. MILAGRO	2.18	3.10 <i>ST</i>	0.92
E.E. LOS RIOS	2.20	3.13	0.93
E.E. EL CRO	2.36	3.36	1.00
CCU ETELC	1.81	2.72	0.91
SAN FELICE	1.92	2.74	0.82

\* Considerando un incremento del 3% acumulativo mensual (47.5% al año)

MM.

1977	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992
1.65	1.00	1.92	1.99	1.96	1.99	1.99	2.03	2.05	2.04	2.01	1.94	1.94
1.78	1.29	1.85	1.80	1.48	1.80	1.80	1.82	1.85	1.85	1.85	1.85	1.85
1.25	1.26	1.93	1.90	1.90	1.90	1.90	1.92	1.95	1.95	1.95	1.95	1.95
0.92	0.99	1.33	1.30	1.30	1.30	1.30	1.35	1.35	1.35	1.35	1.35	1.35
1.15	1.51	1.58	1.60	1.53	1.65	1.65	1.68	1.67	1.69	1.70	1.70	1.70
1.15	1.15	1.28	1.30	1.24	1.35	1.35	1.38	1.38	1.38	1.38	1.38	1.38
1.38	1.33	1.42	1.59	1.53	1.64	1.64	1.64	1.65	1.69	1.69	1.69	1.69
1.54	1.54	1.59	1.65	1.71	1.73	1.73	1.76	1.78	1.83	1.87	1.87	1.87
1.69	1.82	1.87	1.95	2.04	2.05	2.05	2.05	2.05	2.05	2.12	2.12	2.12
2.05	2.01	1.95	2.04	1.99	2.13	2.13	2.07	2.11	2.16	2.21	2.21	2.21
1.76	1.80	2.01	2.01	1.95	2.00	2.00	2.03	2.17	2.21	2.24	2.24	2.24
1.14	1.15	1.33	1.35	1.27	1.37	1.37	1.40	1.58	1.58	1.73	1.73	1.73
1.61	1.60	1.63	1.69	1.67	1.70	1.70	1.72	1.73	1.78	1.87	1.87	1.87
1.69	1.70	1.70	1.87	1.86	2.01	2.01	2.06	2.05	2.13	2.12	2.12	2.12
1.50	1.50	1.98	2.05	2.07	2.10	2.10	2.11	2.12	2.25	2.19	2.19	2.19
1.88	1.88	1.95	2.02	1.93	2.00	2.00	2.04	2.17	2.20	2.20	2.20	2.20

1.81	1.85	1.85	1.85	1.85	1.85	1.85	1.86	1.87	1.89	1.91	1.91	1.91
1.67	1.69	1.70	1.70	1.74	1.73	1.73	1.78	1.78	1.81	1.81	1.81	1.81
<p>MEMBERSHIP LIST FOR THE YEAR 1981-1992</p> <p>MEMBER NAME: [Name]</p> <p>MEMBER ADDRESS: [Address]</p> <p>MEMBER PHONE: [Phone]</p> <p>MEMBER OCCUPATION: [Occupation]</p> <p>MEMBER RELIGION: [Religion]</p> <p>MEMBER POLITICAL AFFILIATION: [Political Affiliation]</p> <p>MEMBER EDUCATION: [Education]</p> <p>MEMBER MARRIAGE DATE: [Marriage Date]</p> <p>MEMBER CHILDREN: [Children]</p> <p>MEMBER EMPLOYMENT: [Employment]</p> <p>MEMBER SOCIAL SECURITY: [Social Security]</p> <p>MEMBER HEALTH INSURANCE: [Health Insurance]</p> <p>MEMBER LIFE INSURANCE: [Life Insurance]</p> <p>MEMBER AUTO INSURANCE: [Auto Insurance]</p> <p>MEMBER HOMEOWNERS ASSOCIATION: [Homeowners Association]</p> <p>MEMBER GOLF CLUB: [Golf Club]</p> <p>MEMBER TENNIS CLUB: [Tennis Club]</p> <p>MEMBER SWIMMING CLUB: [Swimming Club]</p> <p>MEMBER BOATING CLUB: [Boating Club]</p> <p>MEMBER FISHING CLUB: [Fishing Club]</p> <p>MEMBER HUNTING CLUB: [Hunting Club]</p> <p>MEMBER GARDENING CLUB: [Gardening Club]</p> <p>MEMBER READING CLUB: [Reading Club]</p> <p>MEMBER TRAVEL CLUB: [Travel Club]</p> <p>MEMBER CHURCH: [Church]</p> <p>MEMBER SYNAGOGUE: [Synagogue]</p> <p>MEMBER MOSQUE: [Mosque]</p> <p>MEMBER TEMPLE: [Temple]</p> <p>MEMBER OTHER: [Other]</p>												

MELEC, fue del orden del 1.91 sucres por KWH; sin considerar a EMELEC del orden de S/. 1.92 KWH.

El precio medio fluctúa entre S/. 1.58 KWH en la Empresa Eléctrica de Riobamba y S/. 2.36 en la Empresa Eléctrica El Oro.

Para el año 1.982 el precio medio de venta estimado, considerando a EMELEC, será del orden de S/. 2.72 KWH y sin considerar a EMELEC, del orden de S/. 2.74 KWH, esto bajo la premisa de que las tarifas no sean congeladas y tengan un incremento mensual acumulativo entre el 3 y el 5%.

La fluctuación de los precios medios estaría entre S/. 2.25 KWH en la Empresa Eléctrica Riobamba y S/. 3.36 KWH en la Empresa Eléctrica El Oro.

#### Energía e Ingresos facturados y proyectados: SNI

La energía en MWH durante 1.981 fue del orden de los 1.210.719,9 MWH por un valor facturado de S/. 1.099.323.900 a un precio promedio de S/. 0.908.

Para 1.982 se ha programado una producción de energía de 1.966.200 KWH a facturarse por un valor de

S/. 1.971.969.000 a precio promedio de S/. 1,00.

El incremento de producción de energía en MWH, en relación al año 1.981 es del orden de 755.482,1 y términos de facturación es de S/. 872.645.100.

La tarifa promedio nacional varía en 92 milésimas de su -  
cres.

En tanto en cuanto esta energía constituya un evidente estímulo económico y de confiabilidad a las Empresas Eléctricas Regionales y usuarios, sobre las bases de las siguientes -  
premisas:

1. Cambio de tarifa binomia a plana (estas definiciones y criterios tarifarios se analizarán posteriormente) para los casos de las Empresas Eléctricas Regionales de menores recursos, a efectos de obtener precios más competitivos.
2. Que la energía "económica" y de "sustitución" se venda en bloque a grupos o asociaciones de Empresas Eléctricas Regionales; posibilitándose así la reducción de costos, tanto para quien la compra como para quien la vende.

#### Recursos Humanos

Véase Tabla No. 46 y 47



E. M. P. R. E. S. A. S	NUMERO DE TRABAJADOR.	NUMERO DE ABUADOS	RELACION AB/TRAB.	SUCRES FACTURADOS (MILES)	CONSUMO COMBUSTIBLE (MILES GALONES)		RENDIMIENTO PROMEDIO (GAL/GALON)	PRECIO GALON SUCRES
					DIESEL	SUMMER		
E.S. REGIONAL NORTE	388	46.760	117	11.583.4	16.2	---	11.48	11.02
E.S. QUITO S.A.	1.335	190.519	143	122.713.0*	268.9	594.2	15.9	10.20
COOP. SANTO DOMINGO	143	13.903	97	6.137.9	273.6	---	12.12	10.55
FINCA E. JARDUNA	120	12.861*	107	5.193.5*	---	---	---	---
E.S. AZUAY S.A.	348	45.853	132	10.134.8	33.7	---	12.87	10.40
E.S. PASADORA S.A.	294	25.025	85	9.133.1	15.2	---	13.60	11.11
E.S. SANGAY S.A.	86	7.994	93	1.276.7*	12.5	---	---	10.65
E.S. JACQUES S.A.	56	7.274	130	723.4	---	---	---	---
E.S. REG. CENTRO SUR	482	48.856	101	15.908.5	385.5	250.2	14.11	10.20
E.S. REGIONAL DEL SUR	290	26.000	90	5.689.0	169.0	---	---	10.20
E.S. SUCRENAS	184	14.254	78	7.009.5*	173.0	36.1	12.98	10.20
S.E.S.M.	324	53.711	165	24.354.5	615.1	709.9	13.56	10.20
E.S. LOS RIOS S.A.	131	13.152	100	4.434.5	194.2	---	11.30	10.65
E.S. VILABO C.A.	155	24.831	160	11.307.3	546.3	---	12.05	11.00
FINCA	272	32.995	121	15.337.0	---	---	---	---
E.S.P. SANTA ELISA C.A.	193	21.856	112	6.464.7	302.7	---	12.54	10.20
E.S. EL ORO S.A.	265	30.785	116	15.945.0	268.1	319.7	13.06	10.20
FINCA S.M.	505	187.943	208	190.559.0	3.253.4	3.934.1	10.04	7.38
TOTALES	5.981	804.682	141	466.015.3	6.326.9	5.844.2	12.72	---

RELACION ADM/TRAZ.NUMERO DE ABRIGADOSNUMERO DE TRABAJADORESE M P R E S A S

REGIONAL NOROCC	418	51.436	123
QUITO	1.385	203.570	156
SANTO DOMINGO	154	15.293	99
LATAJUNA	133	14.147	105
AMBAIO	632	50.438	151
RYORAVEGA	300	27.527	91
BOLIVAR	100	8.723	88
AZUAYES	59	3.000	135
REGIONAL CENTRO SUR	476	53.741	112
REGIONAL DEL SUR	294	28.600	97
EMERFALDAS	184	15.800	85
S.F.R.M.	364	59.082	152
LOS RIOS	132	14.457	103
MILAGRO	161	27.314	153
SUCURI	272	35.294	133
SANTA ELENA	209	24.041	115
EL CERO	280	33.863	120
EMLEC	905	205.737	228
TOTAL	6.408	885.143	147

TVA.

Para el año 1.981 existieron 5.981 trabajadores que sirvieron a 804.682 abonados y a una población de aproximadamente 4 millones 828 mil habitantes, con una relación de abonados trabajador del orden de 141.

Para el año 1.982, se estima que aportarán en el sector, - 6.108 trabajadores, que servirán a 885.143 abonados y a una población de aproximadamente 5 millones 310 mil 858 habitantes, con una relación de abonados/trabajador del orden de 147.

De lo expuesto se puede deducir que si se cumplen las previsiones establecidas, el rendimiento promedio nacional abonado/trabajador, mejorará en un 4.2%.

La capacitación del personal a todo nivel, especialmente - profesional, permitirá en buena medida coadyuvar que, la toma de decisiones en los más altos niveles, pueden ser eficazmente implementados en todas las áreas.

Existe la tendencia, por parte de profesionales, a tratar - de ejercer, en las principales ciudades.

En el sector laboral, existe una precisa concientización a través de sus representantes, en los respectivos Directo -

rios; lo que permite coparticipar responsablemente, a efectos de cumplir o superar, los Programas establecidos. De allí que, el estímulo para esta área, se vuelve imprescindible y amerita el que, se eviten fricciones estériles, unificándose la Política laboral a nivel Nacional.

La Asesoría y apoyo que, por parte del Instituto se ha brindado en estas áreas, a través de la Dirección de Relaciones Industriales, no obstante se ha atendido acerca del 50%, deberá incrementarse substancialmente.

#### 2.4. Controles a implementarse en el Instituto y en las Empresas Eléctricas Regionales

##### 2.4.1. Estructura de afectación

El Sector Eléctrico Ecuatoriano está conformado por INECEL y 16 Empresas Eléctricas, cuya operación se realiza bajo la modalidad jurídica de Compañías o Sociedades Anónimas.

Como se indicó, INECEL, dentro de la macro estructura y por mandato de la Ley, es el Organismo Rector de la Política de Electrificación del País y, a su vez, el accionista mayoritario de todas las Empresas Eléctricas, excepto la Empresa Eléctrica del Ecuador; encargadas de la Distribución y Comer

cialización de la Energía producida en sus propias fuentes y la adquirida mediante la modalidad de compra en bloque al - SNI.

El Directorio del Instituto de Electrificación aprobó, en el año de 1.981, "El Estudio del Desarrollo Administrativo, el mismo que constituye uno de los requerimientos prioritarios de INECEL Central, pues está orientado a implementar Sistemas de Información, Control y Mecanización de los Procesos Financieros y Comerciales. No obstante, la puesta en marcha de este procedimiento de control está afectada por un retraso significativo, puesto que desde la fecha en que fue aprobado, poco o nada se ha hecho al respecto.

El control de las Empresas Eléctricas, se lo ejercerá en base a una interacción entre INECEL y los Sistemas Eléctricos, a través del cual se genera y reporta información técnica, económica-financiera, administrativa y comercial de cada Empresa.

La DOSNI, deberá ser controlada en su gestión económica financiera, por la Dirección de Finanzas del Instituto de Electrificación, la misma que reportará a un Comité del Directorio, formado para el efecto, que además controlará las áreas técnica, administrativa y comercial. Independientemente

te de los controles internos que por Ley existieren.

#### 2.4.2. Control de Empresas Eléctricas Regionales

##### Control de Niveles

##### Nivel Directivo

Lo constituyen el Directorio de INECEL y el Comité de gestión Empresarial.

El Directorio es un Organismo Colegiado y representa la máxima autoridad administrativa y de decisión del "INECEL", en cuanto dice relación con la formulación de políticas, planes y programas de carácter general para el Sector Eléctrico, en armonía permanente con la filosofía y Plan de Desarrollo del Gobierno Central.

El Directorio no tiene relación directa de autoridad y mando respecto del personal que conforman las unidades antes señaladas; las Directivas y Resoluciones del mismo se cumplen y ejecutan por intermedio del Gerente General.

##### Nivel Operativo

Lo constituyen la Administración del Instituto de Electrificación, ésto es, la Gerencia General apoyada por el Nivel Asesor y el Comité Técnico Administrativo y Financiero. Siendo la Gerencia General, la máxima autoridad ejecutiva, correspondiéndole como representante legal, la gestión económica, técnica y administrativa del Instituto de Electrificación; debiendo responder por tal gestión, al Directorio.

A través de la Dirección de Distribución y Comercialización, en forma especial y, colateralmente, a través de la Dirección Financiera (Comisarios) se ejecutan los Programas de Subtransmisión, Transformación, Distribución y Comercialización.

Correspondiéndole a la Dirección de Distribución y Comercialización la supervisión y control de todas y cada una de las Empresas Eléctricas Regionales. Por ello, esta Dirección actuará como coordinadora directamente y/o con los representantes del Instituto de Electrificación, ante los Directorios de las Empresas Eléctricas.

#### Nivel Ejecutivo

Lo constituyen las Empresas Eléctricas Regionales.

Cada Empresa Eléctrica Regional, en orden jerárquico, lo -

constituyen la Junta General de Accionistas, Directorio y Gerente; así como los Directores de Area: Técnica, Financiera, Comercial y Administrativa. (Figuras No. 17, 18 y 19).

### Control por Areas de Producción

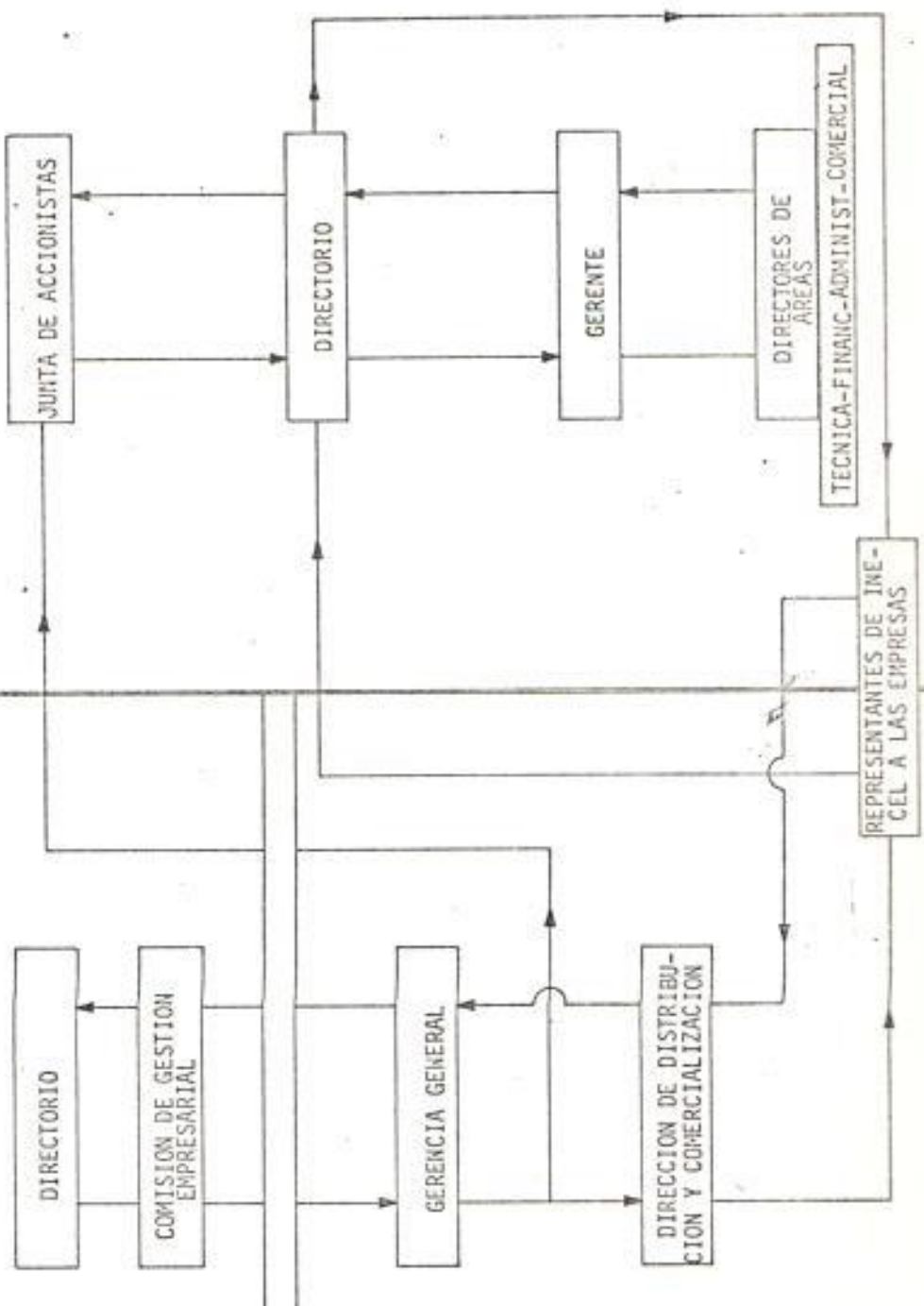
#### Area Técnica

Bajo este denominador común se agrupan las actividades que tienen que ver con la operación y mantenimiento de los sistemas propios de generación, transformación y subtransmisión de energía, administrados por las Empresas a un voltaje menor a 69KV, y la ejecución de los Programas de equipamiento, para cubrir la demanda prevista hasta 1.984, en que se estima, entrará en operación el Sistema Nacional Interconectado de transmisión del INECEL, en base a los grandes proyectos de generación hidroeléctrica actualmente en la fase de construcción.

#### Area Económico-Financiera

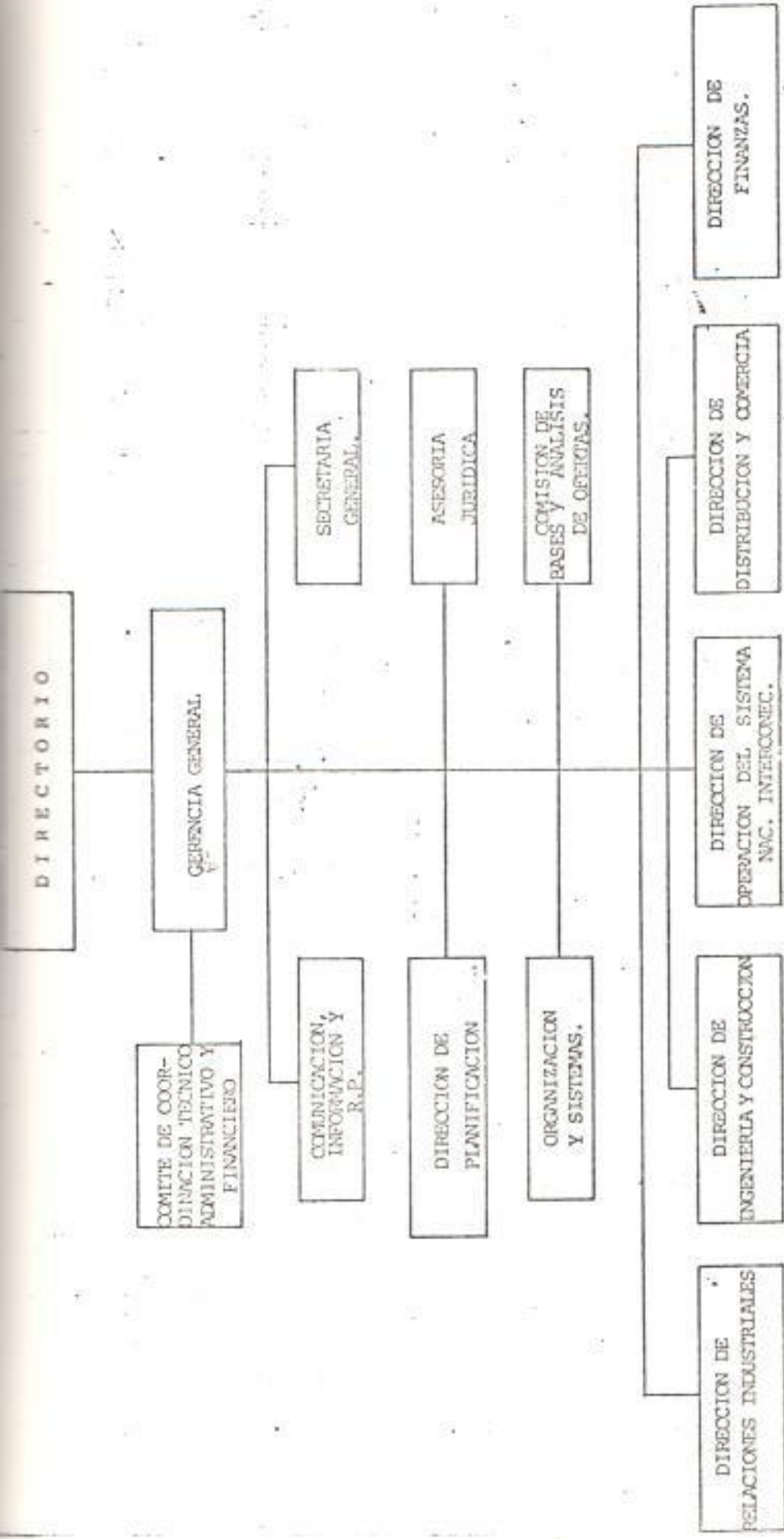
Esta área agrupa actividades relacionadas con la administración de los recursos financieros, destinados a la operación y mantenimiento de los sistemas y de los planes de expansión de los mismos, para cuyo efecto debe implementar y ejecutar-



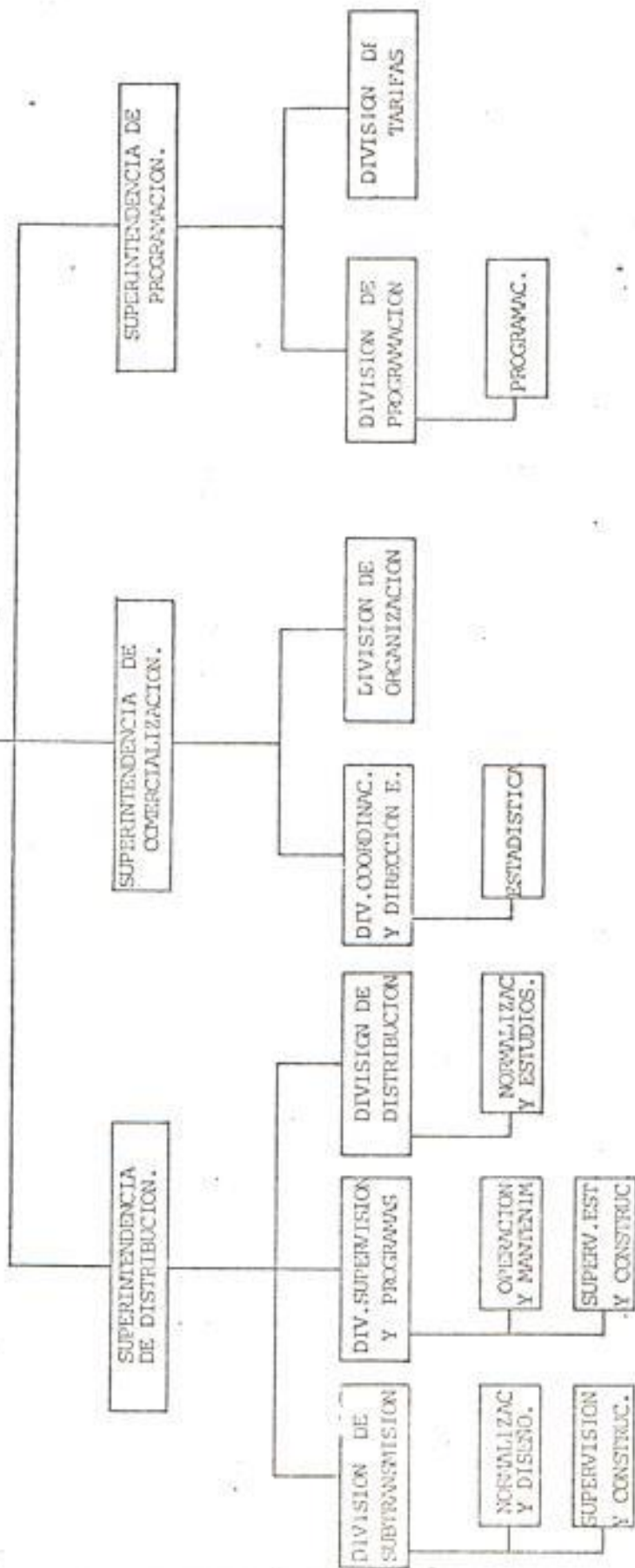


EVALUACION Y CONTROL  
RETRO-INFORMACION

INFORMACION  
GESTION



ASESORIAS.



cciones tendientes a optimizar dichos recursos, mediante el manejo y utilización de instrumentos de gestión, tales como presupuestos, programas, proyecciones financieras, contabilidad, ejecución y liquidación presupuestarias, etc.

#### Area Comercial

El área comercial involucra actividades que dicen relación directa con la prestación del servicio al abonado (usuario-final) en cuanto se refiere a la elaboración de contratos, instalaciones, acometidas, conexiones y reconexiones, lectura de medidores, facturación y recaudación.

#### Area Administrativa

Básicamente en esta área se cumplen actividades de apoyo a la gestión administrativa de las Unidades Operativas de las Entidades Eléctricas, especialmente en cuanto se refiere a los programas de control y desarrollo profesional de los recursos humanos, seguridad industrial, bienestar social y en general todo aquello que propende a fomentar adecuadas relaciones obrero-patronales.

#### Control por Canales de Comunicación

Los canales de comunicación para el control de Gestión, se encuentra establecido en forma vertical, es decir, desde los niveles más altos de decisión, dentro del Sector Eléctrico, pasando por las diferentes jerarquías administrativas, hasta llegar a los niveles operativos de cada una de las Empresas Eléctricas, para luego pasar a una retro alimentación de abajo hacia arriba, comunicando resultados y problemas a las respectivas jerarquías hasta llegar la información a los niveles más altos.

Los canales de comunicación mencionados, permiten que las políticas, normas, reglamentaciones y decisiones tomadas en la cúpula del Sector (Directorio) y Comité de Gestión Empresarial, sean difundidas a través de los Canales jerárquicos de el INECEL y de las Empresas Eléctricas, mediante una secuencia lógica (Gerente General, Director de Distribución y Comercialización, Superintendente de Comercialización, Representantes al Directorio de las Empresas Eléctricas, Directorio de cada Empresa Eléctrica, Gerente de las Empresas Eléctricas y Unidades Operativas de las Empresas Eléctricas); así mismo, los informes sobre resultados y problemas regresan por los mismos canales tamizándose en los diferente niveles, llegando a la cima únicamente el informe de resultados a nivel nacional, así como los problemas que no han podido ser solucionados en ninguno de los niveles intermedios.

Adicionalmente, el Gerente General de INECEL o el Director de Distribución y Comercialización por delegación de éste, participan anualmente en las Juntas Generales de Accionistas de las Empresas Eléctricas máximo Organismos de las mismas y en cuyas sesiones se fijan las políticas concordantes con las emanadas del Directorio de INECEL, se conoce y se aprueban los informes de Gestión así como los Presupuestos y Balances Anuales.

#### Parámetros de Eficiencia

1. Número de Abonados por Trabajador
2. KWH facturado/trabajador
3. Sucres facturados/trabajador
4. Potencia/abonados
5. Energía facturada/abonados
6. Indicadores:

##### Técnicos:

- |                                      |    |
|--------------------------------------|----|
| a. Potencia instalada hidroeléctrica | KW |
| b. Potencia instalada termoeléctrica | KW |
| c. Potencia contratada               | KW |
| d. Potencia efectiva total           | KW |
| e. Demanda máxima                    | KW |

##### Técnicos Operativos:

a. Energía generada hidroeléctrica	M.KWH
b. Energía Comprada	M.KWH
c. Energía generada termoeléctrica	M.KWH
d. Total Energía	M.KWH
e. Consumo combustible	Galón
f. Rendimiento por galón	KW

#### Comercialización

a. Energía facturada	M.KWH
b. Auto consumo	M.KWH
c. Total de energía facturada	M.KWH
d. Pérdida de energía	M.KWH
e. Pérdidas	
f. Valor facturado consumo	Sucres
g. Precio medio venta KWH	Sucres
h. Valor energía comprada	Sucres
i. Costo medio KWH	Sucres
j. Cuenta abono saldo anterior	Sucres
k. Cargos este periodo	Sucres
l. Recaudación este periodo	Sucres
m. Saldo actual	Sucres

## CAPITULO III

### 3. POLITICA TARIFARIA

#### 3.1. Introducción

En el análisis de la temática tarifaria que se detalla en este Capítulo, se evidencian los siguientes objetivos:

1. Tratando de hacer una abstracción de la Política Tarifaria Nacional, se enfocará el Estudio en las áreas de la Historia y Formas de la Tarifación. Así como respecto a la metodología y criterios recomendados a nivel técnico, económico y financiero.
2. Se analizará la realidad de la Política Tarifaria Nacional.
3. Se conjugarán los criterios de carácter técnico, económico y financiero, con la Política Tarifaria Vigente; enfocándose esta conjunción, hacia las siguientes metas:
  - a. Influencia en la capacidad y realidad socio-económica de los consumidores.
  - b. Influencia a nivel del País.
  - c. Influencia en la Gestión Empresarial y en el Sector Eléctrico.



## 3.2. Formas y Metodología Tarifaria

### 3.2.1. Historia y Formas de Tarifas

La Historia de hacer tarifas, es una historia del desarrollo gradual de las formas de tarifas que mejor reconocen los diversos elementos que intervienen en el suministro del Servicio Eléctrico, pero que son, al mismo tiempo, simples y fáciles de aplicar.

Una tarifa teóricamente correcta, debería contener 3 elementos, a saber: Cliente, Demanda y Energía. Estos requerimientos fueron reconocidos en los primeros días de la Industria, pero no existían unidades para medir cargas y energía. En efecto, antes de que se desarrolle algún equipo de medición, se usaron las llamadas tarifas planas, que eran simples precios por el uso de ciertos equipos por un tiempo especificado. Un amperímetro fue usado primeramente por Edison y el servicio era vendido a tanto por amperios-horas. Sin embargo, puesto que el voltaje no pudo ser considerado con el amperímetro, la energía no estaba siendo medida, y fue desarrollado el medidor de Watts-hora, tipo inducción, haciendo posible el uso de tarifas basadas en consumos de KWH. Los medidores de KW de demanda vinieron luego, después de lo cual se diseñaron tarifas que contenían cargas por demanda y energía.

Las principales formas de tarifas y provisiones de programación en uso actualmente, son descritos más adelante. El objeto es el incluir discusión suficiente y ejemplos para ilustrar principios básicos; existen muchas variaciones en la estructura tarifaria que permiten profundizar el tema con mayor detalle.

#### Tarifa de Demanda Plana

Este tipo de tarifa consiste de un precio por tantos KW o HP por un tiempo especificado, digamos un mes o un año. Tal cargo es posible cuando el uso de los equipos y, por tanto, el consumo de KWH son conocidos.

El cargo es normalmente basado en la carga conectada, de tal forma que, no se requieren mediciones. Las desventajas de la tarifa de demanda plana, son que ésta no distingue entre usuarios de tiempo corto o largo y por lo tanto, fomentan al derroche. Este tipo de cargo, es a menudo usado actualmente para el servicio de alumbrado público, en cuyo caso, la programación está bajo el control de la Empresa de servicio público.

Ejemplo:

S/. 30 anuales por un consumo de 100 bujías (1.000 volúmenes)

Método de calcular la factura:

Asumiendo una instalación de 10 lámparas de 100 bujías cada una:

10 lámparas X S/. 30 = S/. 300 por año ó S/. 25 por mes.

El siguiente es un ejemplo de cantidades a las que se aplican descuentos:

Primeros S/. 100 de factura mensual	Neto
Siguientes S/. 400 de factura mensual	5% de descuento
Siguientes S/. 1.000 de factura mensual	15% de descuento
Adicionales	25% de descuento

Con una factura mensual de S/. 2.000, el descuento y la factura neta será:

S/. 100	x 0	=	0
S/. 400	x 5%	=	20
S/. 1.000	x 15%	=	150
S/. 500	x 25%	=	125
SUMAN			S/. 295 Descuento
S/. 2.000	- 295	=	S/. 1.705 <u>Factura Neta</u>

Las diferencias entre descuento inicial y el descuento final constituyen lo que es llamado cargo por cliente. En el ejem

pló previo, estas cantidades:

25%	-	0%;	25%	x	S/. 100	=	S/. 25
25%	-	5%;	20%	x	S/. 400	=	S/. 80
25%	-	15%;	10%	x	S/. 1.000	ç	<u>S/. 100</u>
							S/. 205

Así, para facturas mensuales sobre los S/. 1.500, la factura neta puede ser calculada, con la siguiente fórmula:

75% de factura (i.e., 100% - 25%) + S/. 205

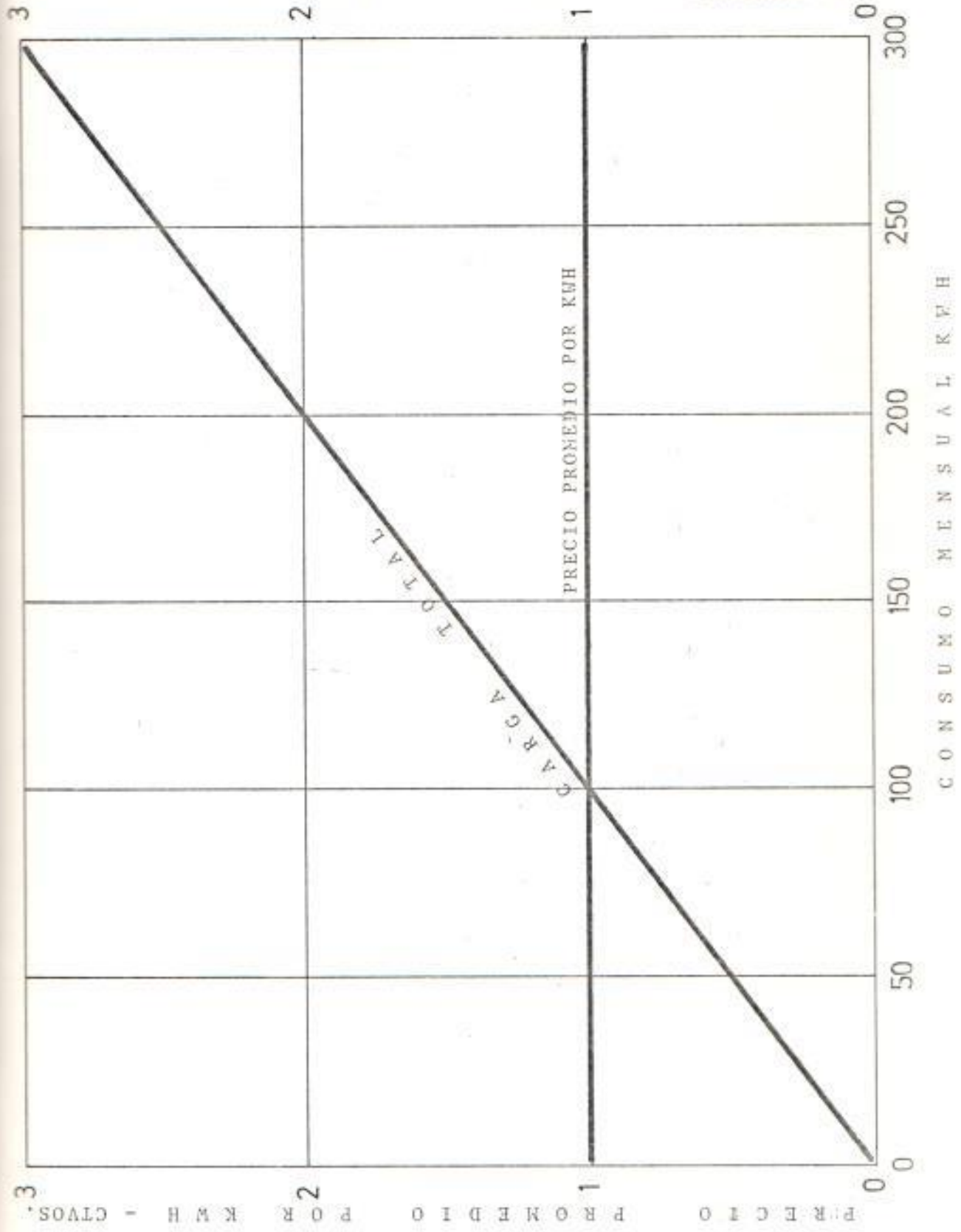
#### Tarifas Métricas de Línea Recta

Este tipo de tarifa consiste de un precio único por cada KWH a pesar del uso total. La ventaja de esta tarifa es su simplicidad; no reconoce costos de usuarios y de demanda y no provee un precio más bajo, por el mayor uso de la energía. Tal cargo es usado ampliamente hoy en día para el pico de fuerza de horas de máxima carga para servicios de calentadores de agua (Figura No. 20).

Con esta tarifa, el precio por unidad, es constante para todos los consumos, así, tiene un uso limitado actualmente.

FIGURA No. 20

TOTAL CARGA MENSUAL - DOL



PRECIO PROMEDIO POR KWH - CTVOS.

CONSUMO MENSUAL KWH

Ejemplo:

1 centavo por KWH. Esta carga es mostrado en la Figura No. - 20, por 2 curvas, una nos da el precio promedio por KWH para varios meses de consumo y la otra nos da la carga total.

#### Método de calcular la Factura

Suma un consumo mensual de 300 KWH:

$$300 \text{ KWH} - 1 \text{ ¢} = \text{S.. } 3,00$$

#### Tarifas Métricas por Bloques

Este tipo de tarifa especifica ciertos precios por KWH para - varios bloques de KWH, el precio por KWH decrece para bloques sucesivos. La tarifa es simple, fácilmente comprensible por los usuarios y ampliamente aplicada en la década 60 - 70 para usuarios residenciales y otros pequeños usuarios en su forma-básica no reconoce el elemento demanda.

Ejemplo:

Primero 25 KWH	5 ¢
Siguientes 100 KWH	3 ¢
Adicionales	2 ¢

Esta tarifa se ilustra en la Figura No. 21

Generalmente, con este tipo de tarifa, es cotizado un precio decreciente por KWH para sucesivos bloques de consumo. Esto significa un decremento en el precio-promedio por KWH a medida que aumente el consumo del usuario. En algunos casos aislados el precio unitario por consumo en el bloque más bajo es menor que el precio para el bloque que le precede. Esto da un cargo adicional para las cargas grandes sin emplear un medidor de demanda.

Método de Calcular la Factura:

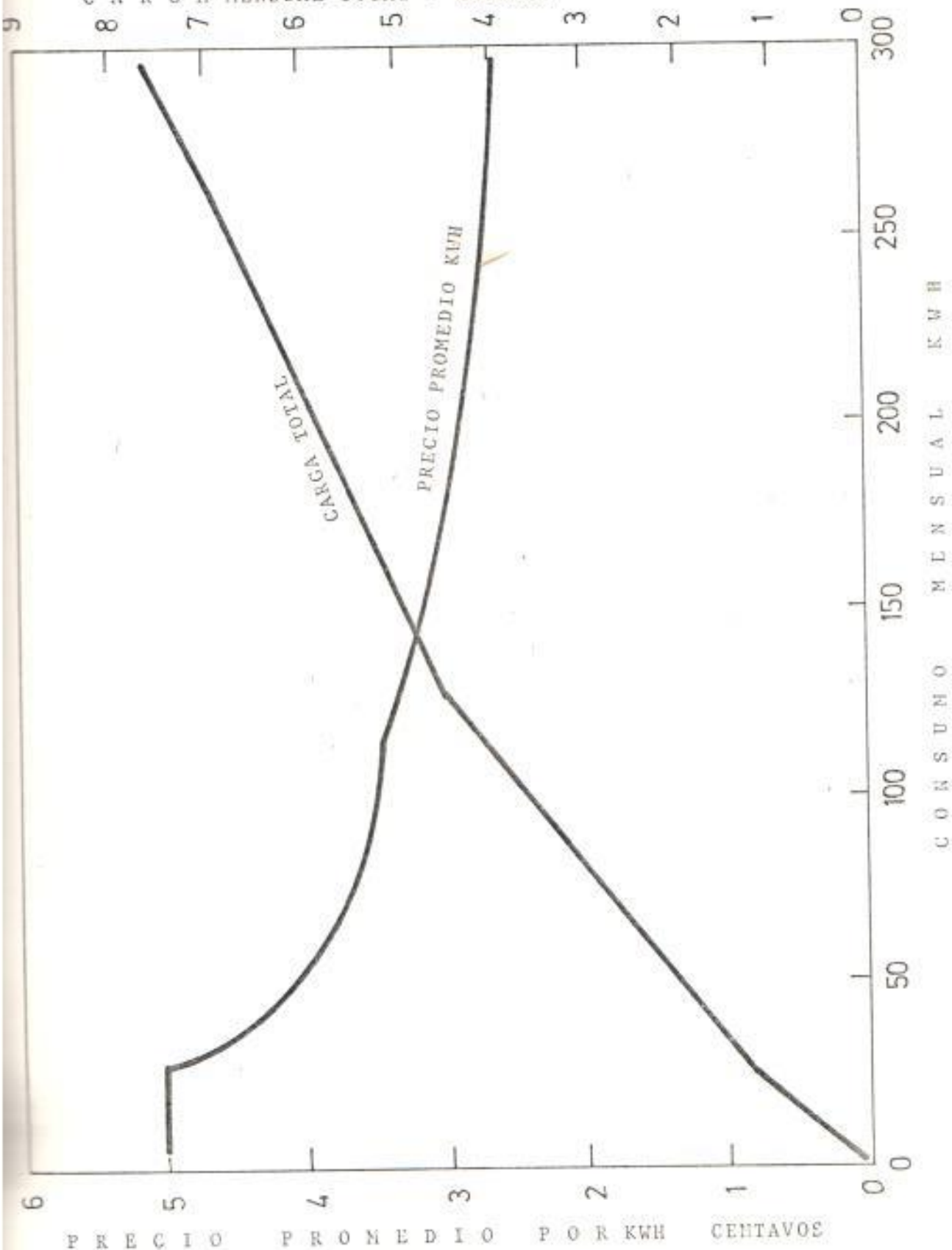
Asuma un consumo mensual de 150 KWH

25	KWH	x	5 ¢	=	S/. 1.25
100	KWH	x	3 ¢	=	S/. 3.00
<u>25</u>	<u>KWH</u>	x	<u>2 ¢</u>	=	<u>S/. 0.50</u>
150	KWH				S/. 4.75

En años anteriores, cuando la iluminación era la principal carga de la casa, muchas compañías tomaron una "cuenta por cuarto", calcularon el área del piso o tomaron un inventario de lámparas y toma-corriente como una indicación de la demanda residencial del usuario y variaron los tamaños de los blo-

FIGURA No. 21

CARGA MENSUAL TOTAL - DOLARES



PRECIO PROMEDIO POR KWH CENTAVOS

CONSUMO MENSUAL KWH



ques de energía acordados. Sin embargo, esto se ha descontinuado, y el uso de carga conectada o demanda medida para grandes clientes, es aún común actualmente. La "cuenta por cuarto" puede haber sido un dispositivo satisfactorio antes de que los diversos aparatos eléctricos entren en uso general, pero no será aplicable bajo las condiciones actuales:

-La característica de demanda puede ser incluida alargando uno o más de los bloques iniciales para grandes cargas o añadiendo un cargo de demanda; la primera es una forma de demanda Wright, la segunda es una tarifa Hopkinson. Ambas son descritas más adelante.

-Lo que es conocido como un servicio de carga es algunas veces incluido en conexión con tarifas tipo métrica por bloques líneas rectas- El servicio de carga nunca fue muy popular con los clientes, puesto que se argumentaba que una carga era hecha de algo que el consumidor no obtenía. Esta oposición al cliente condujo una prohibición contra el servicio de carga por algunos Organismos reguladores. Por otro lado, en algunas Empresas este método de facturar ha sido usado por muchos años por insistencia de los mencionados Organismos.

Otro dispositivo para aumentar los cargos al cliente, con el fin de cubrir los costos de los usuarios que se presentan ya

sea que exista o no consumo de KWH, es la carga mínima esto - hace posible a las compañías de servicio público el recoger - algunas de las conveniencias del usuario, pero no de incrementar las facturas de los clientes regulares. La carga mínima es más aceptable para los clientes que el servicio de carga , puesto que son permitidos algunos KWH por la mínima cantidad. Usando la siguiente tarifa ilustrada demuestra la diferencia entre el efecto de servicio de carga y el efecto de la carga mínima (Figura No. 22).

Tarifa de cargo de servicio:

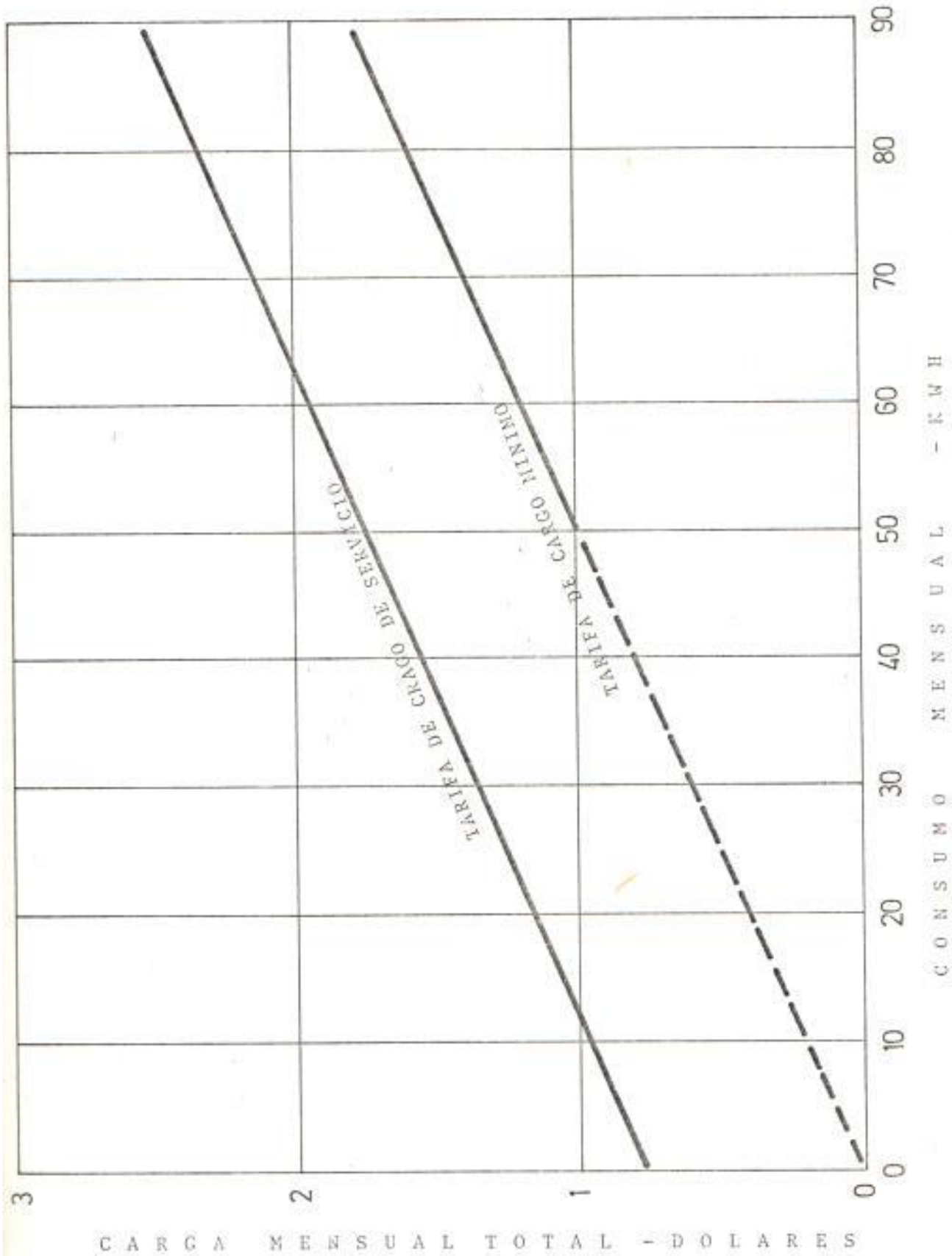
75 ¢ por mes  
2 ¢ por KWH

Tarifa de cargo mínimo:

2 ¢ por KWH  
MINIMO - S/. 1 por mes

Una modificación de la tarifa por bloques con un cargo mínimo es llamada Tarifa de Cargo Inicial. Esta forma tiene un primer bloque por KWH para una cierta cantidad total, que es también el cargo mínimo. El primer bloque contiene poco KWH que son obtenidos para el cargo mínimo mediante la Tarifa Conven-

FIGURA No. 22



CARGA MENSUAL TOTAL - DOLARES

CONSUMO MENSUAL - KWH

cional por bloque, siendo el resultado un incremento en el precio del primer bloque.

Ejemplo:

Primeros 10 KWH	S/.	1.00	
Siguientes 25 KWH		5	¢
Siguientes 100 KWH		3	¢
Adicionales		2	¢
Mínimo	S/.	1.00	por mes

El cargo mínimo es encontrado en la mayoría de las programaciones, excepto donde es usada una demanda de carga específica, con la tarifa Hopkinson, en cuyo caso el cargo de demanda es usualmente el mínimo.

Un sinnúmero de métodos son usados junto con las tarifas por bloques para dar réditos aumentados bajo ciertas circunstancias; 7 de estos métodos son:

1. Con un valor del último precio de, digamos  $1\frac{1}{2}$  ¢ por KWH se mantiene el precio promedio en 2 ¢.
2. Precio del siguiente bloque de, digamos, 1 ¢ por KWH por precio del último bloque de 2 ¢. Con el fin de evitar un

incremento de las características de los precios en el último bloque puede ser comenzado en el punto donde el precio promedio para los bloques iniciales es mayor o igual que el precio del último bloque.

3. Aplicar un cargo de demanda a las cargas sobre un valor especificado, sosteniendo así el precio más bajo en cantidades que varían con el factor de la carga.
4. Operar una forma de demanda de tarifa en una base opcional con una tarifa por bloque teniendo un elevado precio más bajo, haciendo de esta manera, precios más bajos para usos posibles altos, solamente para factores de carga altos. Una desventaja es que el precio más baja establece la máxima carga para el uso de factor de carga bajo.
5. Aplicar un cargo mínimo durante los meses de bajo uso, basado en un porcentaje del uso de los KWH durante uno o más meses de elevado uso (KWH). Este método reconoce una variación estacional en uso.

Aplicar la Tarifa Básica al uso promedio para uno o más meses de bajo uso de KWH en el año, con un mayor precio para un consumo adicional. Este método reconoce una variación estacional en uso.

Ejemplo:

Primeros	25	KWH	5	¢
Siguientes	100	KWH	3	¢
			2	¢

Uso en exceso 2 1/2 ¢

7. <sup>b</sup>Combinar el precio mínimo promedio (item 1), con la idea de la tarifa de demanda opcional (item 4) de tal forma de evitar el problema de la tarifa opcional.

Ejemplo:

Primeros	25	KWH	5	¢
Siguientes	100	KWH	3	¢
Adicionales			2.2	¢

Precio mínimo promedio (a 500 KWH) 2 1/2 ¢

Para uso en exceso de 500 KWH:

Primeros 100 KWH por KWH de demanda	2 1/2	¢
Adicionales	1 1/2	¢

Este método establece un precio máximo indiferente de cuán bajo sea el facto de carga.

### Tarifas tipo Escalón

Este tipo de tarifa se estableció antes de la tarifa por bloque. Consiste de un cierto precio por el consumo total, con precios decrecientes a medida que el consumo total aumenta. - Una desventaja importante de esta forma de tarifa, que al ir de un rango de consumo al otro, la factura total decrece y - luego aumenta al siguiente precio unitario más bajo. En esta tarifa se establece que la factura total a un cierto precio, no deberá ser menor que la máxima factura bajo el precio inmediatamente anterior, pero aún con esta modificación existe la desventaja que el cliente paga cantidades constantes sobre ciertos rangos de consumo. Este tipo de cargo es usado muy poco actualmente.

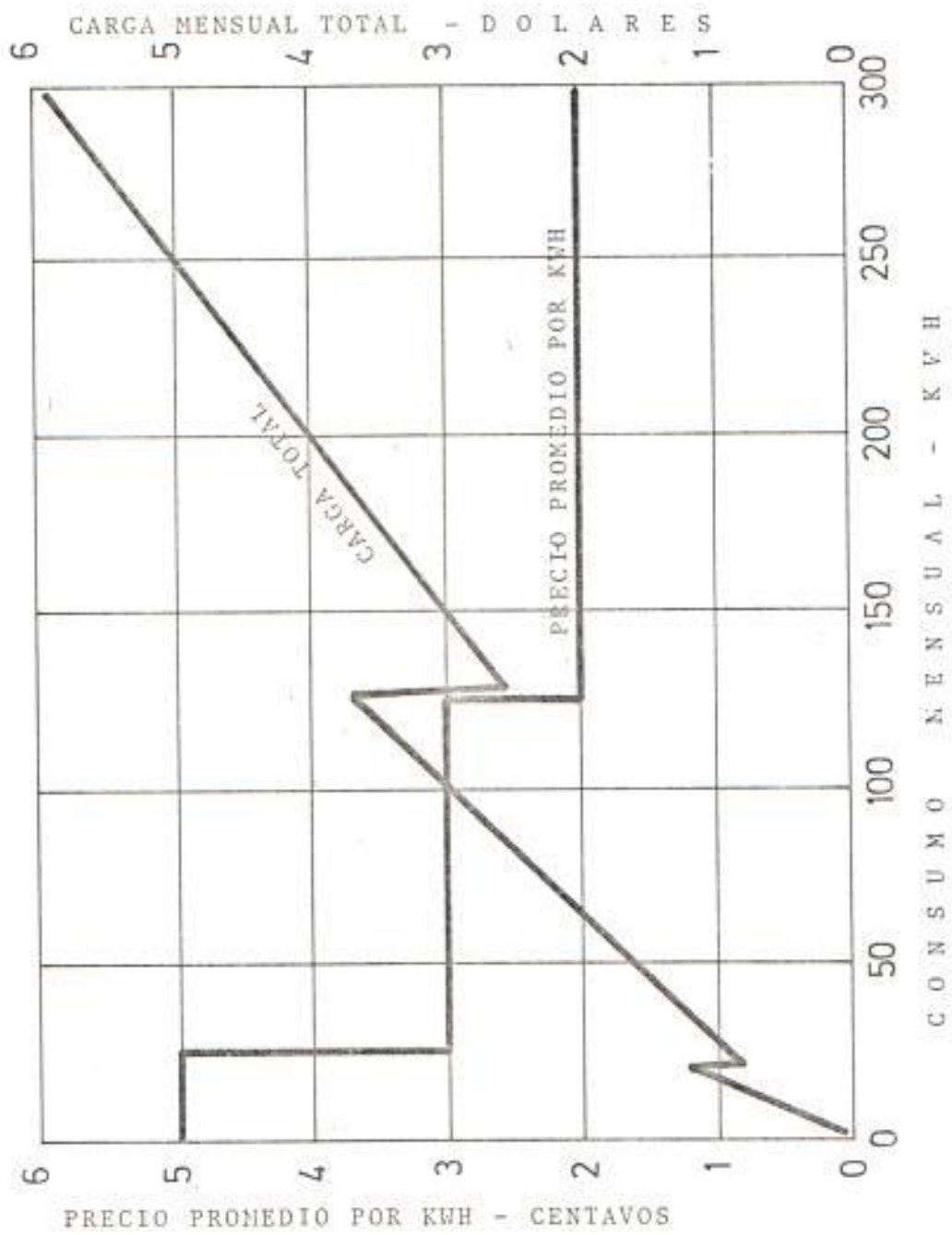
#### Ejemplo:

1	a	25	KWH	5 ¢	por	KWH	para todo uso
26	a	125	KWH	3 ¢	por	KWH	para todo uso
126	o	más	KWH	2 ¢	por	KWH	para todo uso

La Figura No. 23 ilustra la forma más simple, esta tarifa de crece abruptamente para ciertos puntos de consumo.

#### Método de Facturar:

FIGURA No. 23





Asumir un consumo mensual de 100 KWH

$$100 \text{ KWH} \times 3 \text{ ¢} = \text{S/} . 3.00$$

#### Tarifa de Demanda Hopkinson

En 1.890 dos ingenieros británicos desarrollaron forma de tarifa en la que tanto el uso de la carga como de la energía eran reconocidos. En 1.892 el Dr. John Hopkinson propuso un tipo de tarifa consistente en cargos separados por demanda y por energía y reconociendo así el factor de carga.

Este tipo de tarifa es usado mayormente para cargas comerciales e industriales, medianas y grandes.

Ejemplo:

Cargos por demanda (mensual): S/. 2.00 x KWH

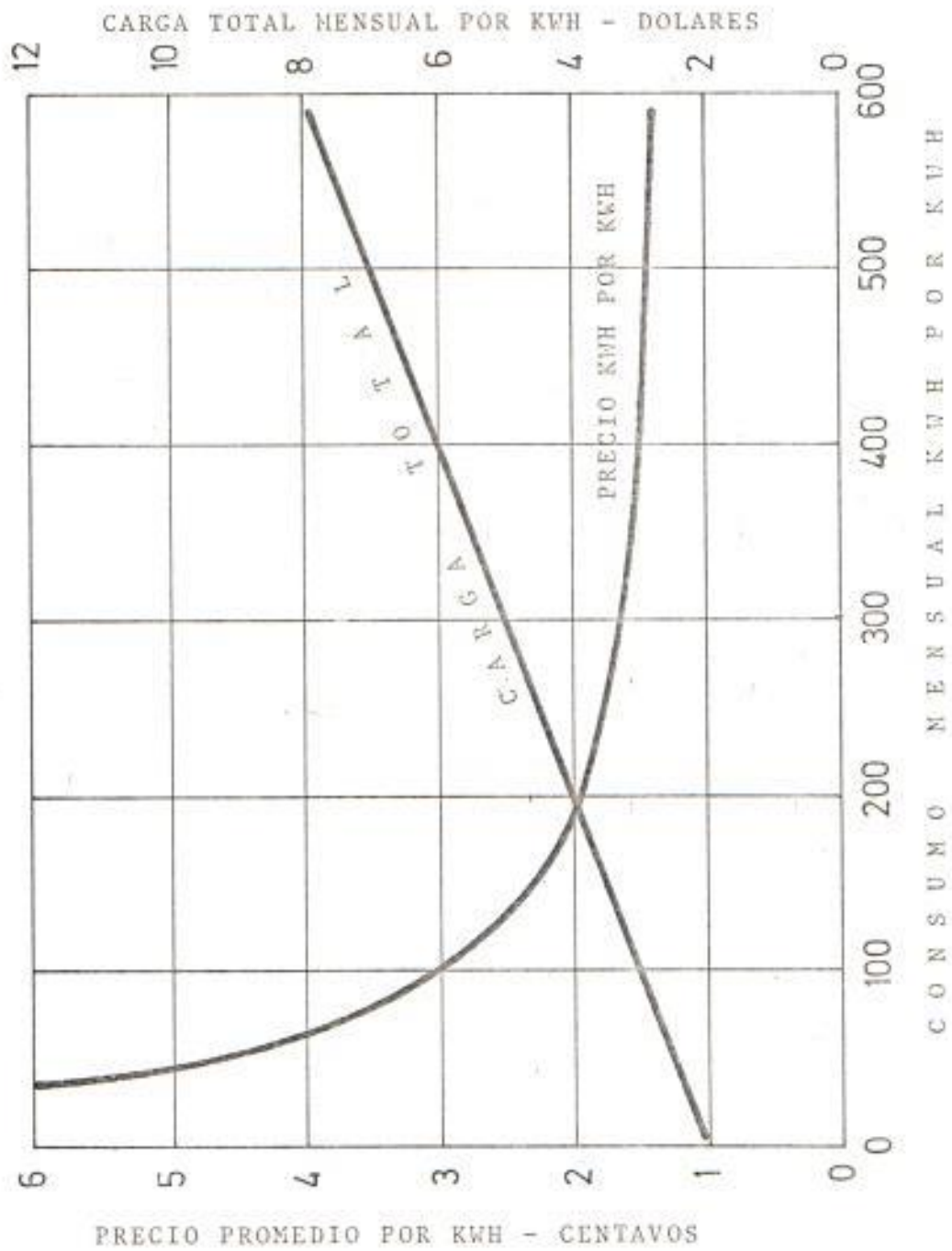
Cargos por energía: S/. 1 ¢ x KWH

(Ver Figura No. 24).

Método de Facturar:

Asuma una carga de 100 KWH y un consumo mensual de 30.000 KWH.

FIGURA No. 24



$$\begin{array}{rcl}
 100 \text{ KWH} \times \text{S/. } 2.00 & = & \text{S/. } 200.00 \\
 30.000 \text{ KWH} \times \text{S/. } 1 \text{ ¢} & = & \underline{\text{S/. } 300.00} \\
 & & \text{S/. } 500.00
 \end{array}$$

El cargo de demanda o el cargo por energía o ambos deben ser bloqueados en este tipo de tarifa, para obtener precios más bajos para cargas grandes y consumos mayores.

Este tipo de tarifa es conocido como

Ejemplo:

Cargo por demanda mensual:

Primeros 50 KWH	S/. 2.50
Siguientes 100 KWH	S/. 2.00
Adicionales	S/. 1.75

Cargo por energía:

Primeros 25.000 KWH	S/. 1 ¢
Adicionales	0.8 ¢

Método de Facturar:

Asuma una carga de 210 KW y un consumo mensual de 50.000 KWH:

50 KW	por S/.	2.50	=	S/.	125
100 KW	por S/.	2.00	=		200
60 KW	por S/.	1.75	=		105
25.000 KWH	por S/.	1 ¢	=		250
25.000 KWH	por S/.	0.8 ¢	=		<u>200</u>
				S/.	880

#### Fórmula de Tarifa

Se puede ahorrar tiempo, calculando tarifa, usando una fórmula de tarifa. La fórmula para el bloque tarifario Hopkinson, para cargas sobre los 150 KW y consumo sobre los 25.000 KWH:

$$S/. 112.50 + S/. 1.75 \text{ por KW} + 0.8 \text{ ¢ por KWH}$$

La cantidad fija de S/. 112.50 es referida como un cargo por consumidor (cliente) y se desarrolla de la siguiente manera:

$$\begin{array}{r}
 S/. 2.50 - S/. 1.75; S/. 0.75 \times 50 \text{ KW} = S/. 37.50 \\
 S/. 2.00 - S/. 1.75; S/. 0.25 \times 100 \text{ KW} = 25.00 \\
 S/. 1 \text{ ¢} - S/. 0.8 \text{ ¢}; S/. 0.2 \text{ ¢} \times 25.000 \text{ KW} = \underline{50.00} \\
 S/. 112.50
 \end{array}$$

#### Tarifa de Demanda Wright

Arthur Wright fue el segundo Ingeniero británico en diseñar una forma de tarifa que reconocía cargos por demanda y por energía. El fue el autor en 1.896 de lo que conocemos actualmente como el "consumo por horas" o la "tarifa Wright", en la que hay un número de bloques de energía con precios decrecientes, para los bloques sucesivos y en el que los tamaños de los bloques de energía, aumentan con el tamaño de la carga.

De esta manera se reconoce un factor de carga.

Este tipo de tarifa es aplicado mayormente a consumidores medianos, pero en algunos casos, es usado para cargas extremadamente grandes. Algunas veces, se aplican descuentos para dar precios más bajos para grandes cargas.

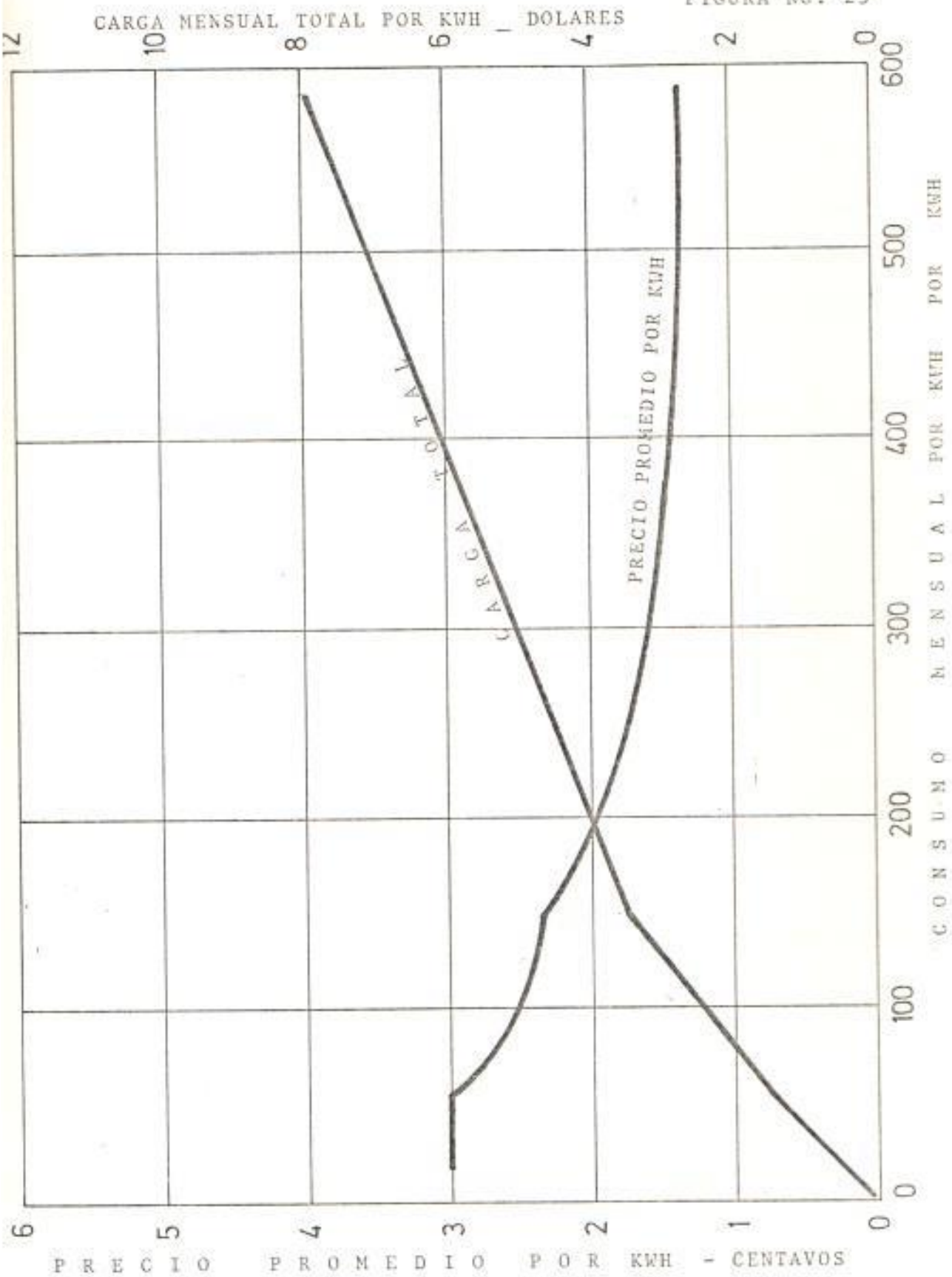
Ejemplo:

Primeros 50 horas de consumo o 50 KWH por KWH de demanda:	3 ¢
Siguientes 100 horas de consumo:	2 ¢
Adicionales:	1 ¢

(Figura No. 25).

Método de Facturar:

FIGURA No. 25



Asuma una carga de 200 KW y un consumo mensual de 60.000 KWH:

50 horas de consumo X 200 KW; 10.000 X 3 ¢ = S/.	300
100 horas de consumo X 200 KW; 20.000 X 2 ¢ =	400
30.000 X 1 ¢ =	<u>300</u>
	S/. 1.000

Fórmula de Tarifa: La fórmula para consumo mayores que 150 KWH horas por mes, es:

$$S/. 2.00 \times KW + 1 \text{ ¢ por KWH}$$

El cargo de demanda, es desarrollado como sigue:

3 ¢ - 1 ¢; 2 ¢ x 50 horas de consumo = S/.	1.00
2 ¢ - 1 ¢; 1 ¢ x 100 horas de consumo = S/.	<u>1.00</u>
	S/. 2.00

Esta tarifa da el mismo precio por KWH para el mismo factor de carga para cualquier carga, a menos que se use algún descuento, para reconocer el tamaño de la misma.

Una combinación de la tarifa por bloque y la tarifa Wright es usada ampliamente, para pequeños consumidores. El siguiente ejemplo, muestra el principio:

Primeros	50	KWH	5 ¢
Siguientes	500	KWH	3 ¢
Adicionales			1 ¢

También es usada una combinación de las tarifas Wright-Hopkinson. Este tipo de tarifa sostiene un cargo por demanda, tal como en el caso de la tarifa Hopkinson, pero algunos o todos los bloques de energía, son determinados por el tamaño de la demanda del consumidor.

Ejemplo:

Cargas por demanda (mensual):

S/. 1.75 por KW

Cargas por energía:

Primeras 100 horas de consumo 1.2 ¢

Adicionales 0.80 ¢

Un cargo por cliente debe ser añadido, en cualquiera de los tipos de demanda descrito arriba, y cuando tal cargo es incluido dentro de las tarifas demanda-energía, el resultado es llamado "Tarifa Tripartita", y que consiste de cargos separados por consumidor, demanda y energía. Este tipo de tarifa es usado actualmente, sólo para aplicaciones especiales.



### 3.2.2. Criterios y Definiciones

#### Criterios

El propósito del estudio, es primordialmente la determinación de los costos de servicio y el diseño de las tarifas para los usuarios.

El objetivo, es la determinación y distribución de los costos totales entre las diferentes clases de consumidores.

La metodología de tarifación binomia, ésto es, clasificar las inversiones a la demanda y los gastos distribuidos entre demanda y energía, asignando a demanda los costos fijos del sistema y a energía, los gastos variables, mediante la determinación de la estructura tarifaria y finalmente, mediante la elaboración de los pliegos tarifarios.

#### Definiciones

##### Estructura Tarifaria

##### 1. Funcionalización

Es el ordenamiento de las inversiones y gastos, siguiendo el orden natural del flujo de electricidad desde su generación hasta su utilización por el consumidor. Distin -

guiéndose, las siguientes funciones: Generación, Transmisión, Distribución Primaria y Secundaria, Distribución Secundaria y conexión al consumidor.

## 2. Clasificación

Consiste en asignar las inversiones y gastos de cada una de estas funciones a los elementos del costo que son: demanda, energía y consumidor. Asignándose a cada elemento del costo, la parte de las inversiones y gastos que le corresponden, mediante análisis, para determinar por su naturaleza, a qué elemento pertenecen.

### Pliegos Tarifarios

Consiste en distribuir o asignar el costo total de cada uno de los elementos (demanda, consumidor y energía) a cada una de las clases de los consumidores, es decir, a las clases o tipo: Residencial, Comercial, Industrial, Alumbrado Público y otros.

### Criterios Generales:

1. La distribución de los costos asignados a demanda, se clasifican en 3 etapas:

- a. Generación y suministro de potencia (compra): se distribuye

ye a través de la contribución de cada clase a la demanda máxima del sistema (demanda pico coincidente).

b. Transmisión y Subtransmisión: se distribuye entre los tipos, en base a las demandas máximas de cada tipo (demanda pico no coincidente, de tipo o clases).

c. Distribución: se distribuye entre las clases en base a las sumas de las demandas individuales, de los miembros de cada clase (sumatorio de demanda pico no coincidente de tipos o clase).

2. La distribución de costos e inversiones asignadas al elemento energía, se distribuye entre los tipos o clases de consumidores en base a la energía consumida por cada tipo o clase.

3. La repartición de los costos asignados al elemento consumidor, se distribuyen entre los diferentes tipos o clases de consumidores, utilizando el número de consumidores ponderados para cada tipo o clase. Basándose la ponderación para cada tipo o clase, en un análisis de costos de instalación de medidores y acometidas, para usuarios típicos de cada tipo o clase.

Evidentemente, previo a la elaboración de los Pliegos, se requiere de un detallado conocimiento del mercado y de la carga.

### 3.2.3. Estudio de Mercado y Carga

#### Investigación de la Carga

Como paso previo al desarrollo de los niveles tarifarios, para las diversas Empresas Eléctricas del País, es imprescindible determinar a nivel nacional, la participación de cada grupo homogéneo de consumidores (Residencial, Comercial e Industrial) en la curva de carga del Sistema y la responsabilidad de las mismas, en la demanda máxima o de pico.

Para poder llevar a cabo esta investigación de la carga, es necesario estudiar y definir las características generales y básicas del mercado y la curva de carga del Sector Eléctrico, así como también el comportamiento general de los consumidores homogéneos más importantes.

El Plan Maestro de Electrificación pone especial atención y énfasis, en los niveles de precios promedios de venta del servicio al consumidor y plantea la necesidad urgente, de revisar las tarifas para que éstas generen los recursos previstos en el Plan de Financiamiento del Programa de corto plazo ( 1.980 - 1.984).

Objetivos y metas:

- a. Investigación de la Carga
- b. Estudio de costo del Servicio
- c. Diseño de Tarifas a nivel de distribución para los diferentes grupos homogéneos de consumidores.

Investigación de la Carga:

- a. Estudio de las características del mercado y curva de carga del Sector Eléctrico.
- b. Identificación de equipos de medición actuales, utilizados para la comercialización del servicio eléctrico.
- c. Determinación del número de muestras.
- d. Determinación del equipo a utilizarse. Preparar el correspondiente presupuesto de inversión.
- e. Especificación del equipo a utilizarse,
- f) Entrenamiento de personal.
- g. Obtención de información mínima necesaria.

Para ello, se requiere la siguiente información anual:

1. Energía consumida por consumidor estadístico de muestreo.
2. Energía consumida en horas de pico.
3. Energía consumida en horas fuera de pico.
4. Demanda máxima de cada consumidor.
5. Sumatorio de demandas máximas no coincidentes de cada gru-

- po homogéneo de consumidores.
6. Demanda máxima coincidente del grupo.
  7. Demanda coincidente del grupo con el pico del sistema.
  8. Línea de carga representativa de cada grupo homogéneo de consumidores y su relación con la curva de carga general del sistema.
  9. Factores de coincidencia y de carga a los diferentes niveles del estudio, para cada grupo de consumidores y para el sistema en general.

#### 3.2.4. Estudio de Costos de Servicio

Uno de los factores más influyentes en la determinación de la estructura tarifaria lo constituye, el estudio de los costos de servicio, cuyos elementos principales son los costos de de manda, costos de energía y costos por consumidor:

##### Costos de Demanda

El cargo o costo de demanda (sucres/KW) se establece en base a los resultados de la investigación de la carga, para cada grupo homogéneo de consumidores y para cada tarifa. Para ello, se toman en cuenta los siguientes factores:

1. La responsabilidad de cada uno de los grupos homogéneos -

de consumidores en la demanda máxima del sistema y luego - las características básicas de su curva de carga.

2. Las inversiones y gastos que se imputarán a capacidad y por tanto, a demanda diferenciándolos claramente de los otros costos.
3. El costo de demanda (Sucres/KW) para los diferentes niveles de tensión de distribución y para los diferentes grupos homogéneos de consumidores, considerando las pérdidas de potencia.

#### Costos de Energía

Los costos de energía (Sucres/KWH) para los diferentes niveles de tensión consideran la participación de las diferentes fuentes de energía que tienen influencia en dichos costos. Para ello se procederá a:

1. Determinar las fuentes de energía disponibles y su participación, para satisfacer los requerimientos energéticos.
2. Estudiar y determinar los costos variables de producción que influyen en el costo de energía.
3. Determinar el costo de energía (Sucres/KWH) para los dife-

rentes niveles de tensión y de entrega de servicio, teniendo en cuenta, las pérdidas de energía.

### Costos por Consumidor

En este costo (Sucres/Abonados) se cuantifican, tanto los cargos fijos de inversión imputables al abonado, como los gastos de operación y atención rutinarios, causados por el consumi - dor, una vez que ha sido conectado al servicio. Es necesario para ello, proceder a los siguientes pasos:

1. Determinar las inversiones que se consideran responsabili - dad directa del consumidor y que no se incluyen en el cargo por demanda.
2. Determinar los gastos de operación y atención rutinaria - destinados a cada consumidor, para los diferentes niveles - de tensión y de servicios.

Cabe notar que, los costos de demanda, presentan mayores difi - cultades, pues requieren incorporar un sinnúmero de factores - que no se adaptan a una expresión de fórmula simple. Entre - estos factores podemos mencionar: Inflación, Incremento en - costos laborales, cambios en la rentabilidad establecida, va - riaciones en los costos unitarios de inversión, fluctuaciones en el cambio internacional, etc.



En cuanto a los costos por energía, estos son susceptibles - de modificarse, dado que el elemento fundamental reflejado en su costo, es el de combustible.

Es sugerible por tanto, que los cambios anuales de la tarifa, deben basarse en los resultados de costos de servicio a realizarse anualmente.

### 3.2.5. Diseño del Pliego Tarifario de Alcance Nacional

Como conclusión del estudio de costos de servicio, tenemos la preparación de un Pliego Tarifario, para los diferentes niveles de tensión de distribución y para los diferentes grupos - homogéneos de consumidores, los cuales deberán reflejar, por un lado, los costos del servicio con los requerimientos financieros del sector y por otro, la política tarifaria vigente.

#### Distribución de Costos por Demanda

Estos costos son distribuidos entre los diferentes tipos de clientes, en base a las demandas coincidentes con el pico del sistema y cubren todos los cargos fijos de inversión imputables a capacidad de demanda.

#### Distribución de Costos por Energía

Estos costos cubren los gastos variables de producción y son distribuidos entre los diferentes tipos de clientes de acuerdo al consumo y a las pérdidas de energía imputables a cada una de ellas.

#### Distribución de Costos por Consumidor

Los costos por consumidor o abonado van a cubrir todos los - cargos fijos de las inversiones hechas para conectar el servicio a los abonados y de la parte correspondiente a las redes de distribución que no han sido incluidas en el cargo por demanda y que son imputables a cada abonado. A más de ello, cubren los costos incurridos por la Empresa en la atención rutinaria al abonado, una vez que éste haya sido conectado al sistema.

#### 3.2.6. Ecuación Básica de Tarifa

La determinación de la Ecuación Básica de Tarifas para cada tipo de consumidor, será la consecuencia del estudio de costos descrito y con ella, se procederá al diseño de tarifas, - determinando en cada caso los ingresos que producirán las diferentes tarifas y los efectos en la proyección económica-financiera de la Empresa, esto es en la Gestión Empresarial. Debe tomarse en cuenta un registro automático debidamente con-

trolado de los cargos y/o mínimos para corregir los efectos - inflacionarios o deflacionarios de los costos de capital, cubiertos por dichos cargos, además de un reajuste automático - de precios de energía que permitan absolver rápidamente, las fluctuaciones de los costos variables de generación.

Desde este punto de vista, obtenemos la siguiente ecuación básica de tarifa:

$$\text{Tarifa (S/KWH)} = \frac{\text{Gastos + Rentabilidad (\% capital neto explotación)}}{\text{Energía Vendida}}$$

Cuyo análisis detallado fue efectuado previamente.

### 3.3. Tarifación Nacional Vigente

#### 3.3.1. Antecedentes

El presente análisis considera la Política Tarifaria adoptada para el Sector Eléctrico de nuestro País, partiendo de lineamientos generales, pretendiendo con ello, abarcar los criterios más importantes que dieron lugar a la fijación de la incipiente Estructura Tarifaria Vigente.

La forma tarifaria vigente en el País, corresponde a la metodología

dología de Tarifa Binomia por demanda y energía. Con transferencia de costos fijos y variables de la demanda a la energía.

Es pertinente anotar que, el autor de la Tesis toma como referencia la estructuración tarifaria, antes y después del incremento del precio de los combustibles, para efectos comparativos; ya que fue precisamente este factor el que originó la introducción de reajustes significativos en materia de Tarificación.

En forma general, se aprecia en la anterior estructura tarifaria, que el tipo de tarifa aplicada, ofrece un precio por kWh más bajo, conforme aumenta el consumo residencial y comercial, así como una tarifación reducida, para el consumo industrial. De esta manera, se incentiva un consumo innecesario de energía eléctrica, estimulándose el derroche; especialmente en el sector residencial, donde el exceso de consumo no se traduce en productividad, originándose así, una dilapidación de la energía eléctrica y por ende una irracional utilización de los recursos naturales del País. Concomitante con ello, se limita la utilización de este servicio público, para que beneficie a otros mayores sectores de la población.

Tal es así que nos encontramos con tarifas que han sido cata-

logadas como socialmente injustas, para familias de escasos recursos, constituídas por usuarios que consumen hasta 150 KWH/mes y que constituyen, cerca del 50% (acorde con el Estudio efectuado por el Colegio Regional de Ingenieros Eléctricos del Ecuador -CRIEEL- (Tabla No. 48 Figura No. 26) de los abonados residenciales (Costa y Sierra); a pesar de lo cual, están pagando las tasas más altas; mientras los usuarios de mayores recursos que tienen altos consumos, han pagado tarifas menores.

La apreciación de que los usuarios de 150 KWH/mes, son los de más bajos recursos, se refiere a los dos (2) mayores centros urbanos del País, esto es, Guayaquil y Quito; no así para el resto del País en que esta categoría, es válida para los usuarios de hasta 0.70 KWH/mes. Ya que si nos referimos a los usuarios de 0-150 KWH/mes, como estaríamos considerando al 100% de los mismos. Por lo que, incluir en un tratamiento especial, el Sector de 71 KWH/mes a 150 KWH/mes, para los usuarios del resto de las ciudades del País, implicaría prácticamente que, un incremento tarifario, afectaría únicamente a los usuarios de los dos (2) principales centros urbanos del País, comprendidos desde los 151 KWH/mes, en adelante. Sin que prácticamente, afecte a los usuarios de las Empresas Eléctricas Regionales, con el consiguiente detrimento de su economía.

TABLA N. 48

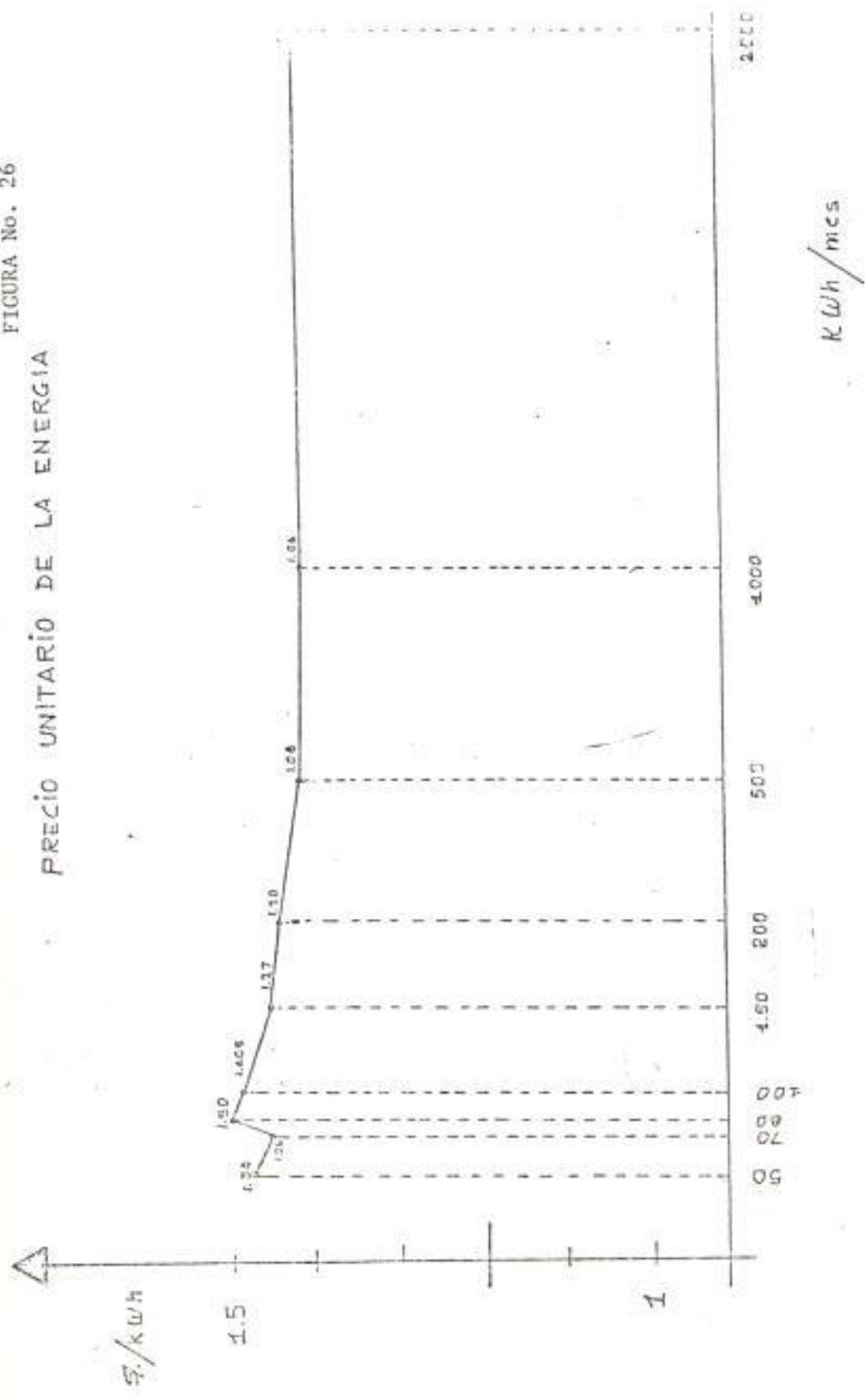
ABONADOS RESIDENCIALES EN PORCENTAJES (%) Y POR RANGO DE CONSUMO EMPRESAS ELECTRICAS DE LA SIERRA

	0-70 KWH/ MES	71-500 KWH/ MES	501KWH/ MES Y SUP.	TOTAL
E.E.R. DEL NORTE (IBARRA)	81.0	18.5	0.5	100
E.E. QUITO	38.1	54.8	7.2	100
C.E.R. STO. DOMINGO	46.6	51.9	1.5	100
S.E. INECEL-LATACUNGA	75.6	23.8	0.6	100
E.E. AMBATO	71.7	27.4	0.9	100
E.E. RIOBAMBA	64.6	34.5	0.0	100
E.E. BOLIVAR	85.0	15.0	0.0	100
E.E. AZOGUEZ	75.6	23.8	0.6	100
S.E. INECEL-GUALACEO	85.0	15.0	0.0	100
E.E. CUENCA	56.2	39.9	3.9	100
E.E.R. DEL SUR	80.5	19.3	0.2	100
TOTAL E.E. DE LA SIERRA	54.39	41.6	4.2	100
GRAN TOTAL (COSTA-SIERRA)	47.4	48.3	4.3	100
(EXCLUIDO E.E. QUITO Y EMELEC)	53.8	35.8	1.2	100

Para estas Empresas Eléctricas han sido calculados estos índices en base a estudios tarifarios realizados en el Departamento de Tarifas de INECEL.

Ref: CRIEEL

PRECIO UNITARIO DE LA ENERGIA



La tarifa así estructurada, no representa un incentivo al ahorro de energía eléctrica y por ende, al ahorro de consumo de combustibles, lo cual incide, indudablemente, en forma negativa, en la economía del País.

Con estos antecedentes, se originó el Acuerdo Ministerial No. 051, a excepción de los criterios vertidos por el CRIEEL, que fueron posteriores al precitado Acuerdo y previo a su reglamentación (Registro Oficial No. 29 de Septiembre 20/79); así como la congelación de las tarifas, mediante Registro Oficial No. 68 Artículo 9 del 19 de Noviembre de 1.979, con vigencia hasta el 19 de Noviembre de 1.982.

Como se indicó, el incremento del precio de los combustibles, determinó un hito a partir del 17 de Febrero de 1.981, mediante Acuerdo Ministerial No. 751, lo que originó un reajuste de todo el Sector Eléctrico, tanto a nivel del SNI, como de las Empresas Eléctricas Regionales, considerándose inclusive aquellas que estaban interconectadas o próximas a interconectarse.

Otro factor que gravitaba en la deformación de la base tarifaria, se presentó en los Activos subvaluados, debido a la inexistencia de una mecánica de revalorización.

Sin contar con que el propio subsidio a los combustibles, con



tribufía significativamente a impedir una real apreciación de la estructura tarifaria.

Como resultado de lo anterior, las restabilidades que arrojaban los ejercicios económicos de las Empresas, no representaban ningún indicador que garantice una fiel expresión de la realidad.

Es así que, el objetivo del Acuerdo Ministerial No. 051, en lo atinente a posibilitar el acceso al beneficio -no obstante sus limitaciones- de la energía eléctrica a los sectores de escasos recursos, es positivo. La unificación de los Pliegos Tarifarios, en tanto en cuanto se cimenten sobre premisas que posteriormente se analizarán, tiende a procurar el establecimiento de una Política Tarifaria común, en todo el País.

### 3.3.2. Pliegos Tarifarios

#### Origen

Los Pliegos Tarifarios fueron preparados por cada Empresa, esto es, aprobados por sus respectivos Directorios y posteriormente sometidos a la aprobación del Directorio del Instituto; el mismo que, tiene, de acuerdo a la Ley Básica de Electrificación, la responsabilidad de trazar la Política Tarifaria, así como aprobar, los Pliegos Tarifarios. Los -

cuales entraron en vigencia, a raíz de la Resolución No. 007- del Directorio de INECEL, del 13 de Enero de 1.981; en todas- las Empresas Eléctricas, en el período comprendido entre Mar- zo y Abril de 1.980.

No obstante, la optimización en la unificación de los Pliegos Tarifarios, deja mucho que desear, debido a la dispar proce - dencia y estructuración de las fuentes que lo originaron, es to es:

1. El hecho de que los Pliegos Tarifarios deben ser corregi - dos por cada Empresa, con la intervención de diversos Cuer - pos Colegiados.
2. El que los costos de producción y comercialización, sean - diversos, de una Región a otra.

Respecto a esta última apreciación, en forma posterior, se ampliará mediante otros criterios.

#### Distribución y Clasificación por tipos de usuarios

##### 1. Residencial

Son los servicios destinados exclusivamente a usos domésti

cos de la unidad familiar.

## 2. Comercial

Son los servicios de energía eléctrica suministrados a casas, edificios, departamentos, etc., destinados por el abonado y/o sus inquilinos para fines de negocio o actividades profesionales, educacionales e institucionales y a locales destinados a cualquier otra actividad por la cual sus propietarios y/o sus arrendatarios, perciban alguna remuneración del público que a ellos concurren.

## 3. Industrial

Son los servicios suministrados a locales tales como: Fábricas, talleres, molinos, etc., destinados a la elaboración y/o transformación de productos, por medio de cualquier proceso industrial. Constituye parte del servicio industrial, el servicio de alumbrado a los locales destinados a la elaboración del producto.

## 4. Alumbrado Público

Corresponde al suministro de energía eléctrica para alumbrado de calles, plazas, sitios de recreo, parques, etc. ,

que son de libre ocupación para el público.

##### 5. Servicio a Entidades Fiscales y Municipales

Equivale al suministro de energía eléctrica para usos generales, en las oficinas o dependencias de los Municipios , Consejos Provinciales y Gobierno Nacional del Ecuador, cuyo funcionamiento se haya financiado totalmente por fon - dos provenientes de sus respectivos presupuestos y siempre que presten servicio s gratuitos, al público.

##### Pliego Tarifario y Resolución del Directorio de INECEL

Ref.: Pliego Tarifario Tipo y Resolución del Directorio de INECEL.

##### Aplicación práctica de Diseño de Pliego Tarifario EBASCO-Em - presa Eléctrica Ambato.

La Compañía norteamericana de Consultoría EBASCO, realizó un estudio para diseñar las tarifas que sirvan para facturar las ventas a los servicios de los usuarios de la Empresa Eléctrica Ambato. Este estudio fue hecho para el año 1.981, sin considerar el incremento del costo de los combustibles, que tuvo lugar en Febrero del mismo año. Sin embargo, nos interesa la metodología empleada y los criterios considerados en el dise-

ño tarifario realizado.

El diseño de estas tarifas, se hizo utilizando los resultados del costo de servicio del sistema eléctrico de la Empresa y tuvo por objeto traducir estos costos, a una tarifa binomia, es decir, considerando cargos por demanda y por energía.

### 3.3.3. Criterios y apreciaciones

El propender al establecimiento de un Pliego Tarifario Único, a nivel nacional, ha sido una medida correcta, en tanto en cuanto:

- a. Se tome en consideración, los costos de producción de cada Empresa Eléctrica Regional; que evidentemente son diferentes, de acuerdo a las diversas regiones del País.
  
- b. Se estimule todo aquello que se traduzca en productividad, sin que para ello, intervengan apreciaciones, respecto a que los incrementos de costos al sector industrial, son traducidos, sin ningún problema, al usuario, lo cual es una apreciación errónea. Como errónea también es, la apreciación de que la incidencia en el costo final del producto, no gravita significativamente.

- c. Mejorar el conocimiento de la realidad del mercado nacional, sobre estudios estadísticos confiables, que posibiliten la toma de decisiones acertadas.

La revalorización de Activos a costo de reposición (no obstante genera beneficios que ya fueron analizados); en la práctica, los índices son excesivamente fuerte e irreales, por el resultado que generan. A criterio del autor de la tesis, este es otro caso típico, de las exageraciones en que se ha pasado de no revalorizaciones a revalorizaciones a costo de reposición, lo que es impracticable en la realidad. Siendo factible esto, únicamente a nivel contable, esto es, mediante operación de libros.

Dado el caso de que la Cámara no disponga la continuidad de la Disposición que congeló las tarifas, en los márgenes indicados; esto posibilitará al Sector Eléctrico con ingresos adicionales, a partir del 19 de Noviembre del presente año.

El escalamiento de costos, esta siendo ya compensado a través de mecanismos dinámicos, como son los reajustes automáticos, que en tanto en cuanto, tengan límites preestablecidos. Posibilitan la recuperación de los gastos de explotación, en forma ágil, a las Empresas Eléctricas. No obstante, de no tomarse las medidas adecuadas, la Política Tarifaria podría trasla

darse del Directorio del Instituto de Electrificación, al Directorio de cada Empresa Eléctrica.

La devaluación autorizada por la Junta Monetaria en Mayo 13/82 incidió significativamente, al revalorizarse todos los activos del Sector Eléctrico, en un 32%.

### 3.4. Reglamento para fijación de Tarifas de los Servicios Eléctricos

#### 3.4.1. Primer Reglamento: Año 1.970

De acuerdo a la Ley Básica de Electrificación, el Instituto Ecuatoriano de Electrificación, estaba controlado por el Ministerio de Industrias, Comercio e Integración a través de la Dirección General de Recursos Energéticos (DIGRE). Quien dictó la Normatividad y Reglamento para la fijación de las Tarifas de Servicio Eléctrico (Registro Oficial No. 456 de Junio 18/70 y Acuerdo Ministerial No. 8712

#### Análisis General.

- a. En este Acuerdo se establecen los delineamientos generales con buen sentido común; no obstante lo incipiente que fue, adoleció de algunas fallas que, con la experiencia asimilada, se han ido corrigiendo .
- b. El autor de la tesis estima que, una buena parte de este Acuerdo,

se inspiró en el Contrato suscrito entre el Gobierno del Ecuador y la Empresa Eléctrica del Ecuador Inc.

- c. Cabe resaltar que, la rentabilidad estipulada, era del 10.5%. Se establecen los denominados "Reajustes Interinos", que permiten variar automáticamente las tarifas de las Empresas, debido a fluctuaciones (aumento o disminución) de la mano de obra y costo de energía, en 10% o más y en combustible, en 5% o más. Sin que sea previamente consultado, el Instituto de Electrificación o la DIGRE.

Los ajustes interinos estarán en efecto, hasta que se apruebe un nuevo Pliego de Tarifas que considere la variación de los costos que motivó los ajustes interinos o hasta que la variación de éstos, haga necesaria la aplicación de un nuevo coeficiente interino.

- d. Se establecen los Pliegos Residencial, Comercial, Industrial, Alumbrado Público y Servicio a Entidades Fiscales y Municipales.
- e. Se establecen los porcentajes y Tablas para Depreciación.
- f. Se delínean y definen los criterios de rentabilidad, Ganacias Netas, Gastos de Explotación. Capital Neto invertido, así como solicitudes para aprobación de nuevos Pliegos Tarifarios con exposición de causales.



Decreto No. 684 de Agosto 7/75; Registro Oficial No. 869 de Agosto - 18 de 1.975.

#### Análisis General.

- a. Se parte, en términos generales, de los criterios, definiciones y filosofía del Acuerdo anterior.
- b. Mediante este Reglamento de la rentabilidad de las Empresas Eléctricas, se dispone que sea del 8.5%.
- c. Se establece que, la dotación anual para la Reserva para Depreciaciones, se calculará con el método de Depreciación Lineal.
- d. En los Pliegos, se aumenta otra clasificación, cual es: General - (Embajadas, Consulados, Iglesias y otras Entidades similares).
- e. Se establece penalizaciones a través de reintegros de valores a los usuarios, de acuerdo a los períodos de suspensión prolongado de servicio.
- f) Se actualiza los porcentajes y tablas para Depreciación.
- g) Se regulan los "Reajustes Interinos" estableciéndose que, en los diez (10) días posteriores a su implementación, deberán ser remitidos, para que INECEL (Directorio) lo ratifique o rectifique u - objete.
- h. Se optimizan y actualizan los delineamientos, definiciones y criterios de rentabilidad.

#### 3.4.3. Tercer Reglamento y Acuerdo Ministerial No. 051

Acuerdo Ministerial No. 051 - Registro Oficial No. 29 de Septiembre 20 de 1.979 - Registro Oficial No. 332 de Diciembre 8 de 1.980 - Reglamento al Acuerdo.

Análisis General:

a. Acuerdo Ministerial No. 051.

Al haber sido objeto de un exhaustivo análisis este Acuerdo por parte del CRIEEL, el autor de la Tesis recoge y comparte las conclusiones y recomendaciones, especialmente, a saber:

1. Unificación de Pliegos Tarifarios.

A criterio del autor de la Tesis, el propender a la unificación de los Pliegos Tarifarios, constituyó una necesidad imperiosa del Instituto de Electrificación (la cual fue implementada por el Directorio, habiéndose aprobado el texto en Enero 13 de 1.981 - Resolución No. 007) pues, permite y posibilita la normatividad paulatina a que se propende en INECEL en el área de las Empresas Eléctricas Regionales; cuyos entes constitutivos, son obviamente disímiles en consideración a las características propias de procedencia. debiéndose analizar e incorporar por ello los rangos típicos característicos de demanda de energía eléctrica, de acuerdo a las zonas, sectores o regiones del País.

Complementándose lo anteriormente expuesto, en el sentido de

que los costos tarifarios (a nivel de consumidor), no pueden - ni podrán ser unificados, por las mismas consideraciones de Regionalización, costumbres naturales de nuestro País, etc.

Por ello, la unificación de los Pliegos Tarifarios, es positiva, en tanto se propende a la estandarización; más necesariamente es improrrogable, el permitir una adecuada elasticidad, de acuerdo a las diferentes zonas o regiones del País y por ende a sus características típicas de mercado y carga.

Concordando, el autor de la Tesis, en que la política expuesta, es un plausible acierto; no obstante, se plantea una evidente dicotomía entre su filosofía, reglamentación y aplicación.

## 2. Auto-financiamiento.

Independientemente de que se exija y se ejerza un adecuado control sobre la política tarifaria y la eficiencia de la Gestión Empresarial, determinándose así, su justo costo.

El autor de la Tesis concuerda con la apreciación de que el permanente reajuste tarifario, no es el único camino complementario e idóneo, para financiar el desarrollo del Sector Eléctrico.

Debiendo enfocarse en forma separada y perfectamente definida, lo atinente al análisis de los Estudios Técnico-Económico-Financiero y lo atinente a la apreciación de la real capacidad de la economía popular vía usuario, evitando caer en la tecnocracia o populismo demagógico, ésto es, se debe tender al sano equilibrio.

Al existir crisis en la economía estatal, ésta se refleja incontrovertiblemente en la contracción de la productividad, en todos los niveles y por ende, en la capacidad adquisitiva de los usuarios. Razón suficiente para que, si el Estado no puede continuar con las aportaciones que a costa de mucho esfuerzo ejecutaba, y el usuario, vía tarifa, está también impedido; avoca a que el Instituto de Electrificación priorice los proyectos y posponga la implementación de aquellos que no obstante, técnicamente fueren recomendables, no se viabiliza su ejecución, hasta tanto lo permitan las condiciones de la Economía. De ahí que los resultados que arrojó el informe estadístico 1.965 - 1.981 indican que la demanda ha disminuído de un 14% a un 10% y por ende amerita pues reprogramar; en primera instancia, los proyectos previstos en el P.M.E. para el período 1.980 - 1.984.

### 3. Creación de un Organismo Independiente para Control

Respecto a lo recomendado en el cuarto numeral:

Considere la creación de un Organismo independiente con la suficiente autoridad y poder controlar el aumento de las tarifas eléctricas, dado que en las actuales circunstancias y de acuerdo a la Ley Básica de Electrificación, el Instituto Ecuatoriano de Electrificación desempeña los papeles de juez y parte en la reglamentación tarifaria.

El autor de la Tesis estima que el Artículo No. 316 de la Ley de Compañías faculta esta justa aspiración, no sólo del CRIEEL, sino del sentir del usuario. La precitada Ley de Compañías establece que, los Comisarios están plenamente facultados para la inspección y vigilancia sobre todas las operaciones sociales de las Empresas Eléctricas. Recordándose que éstas se desenvuelven en este marco legal. Esta función la cumplen los Comisarios, con el objeto de informar a la Junta General de Accionistas, que es la única que puede aprobar, modificar o rechazar los informes (el Instituto de Electrificación tiene no menos del 90% del paquete accionario, en cada Empresa Eléctrica Regional; evidentemente a través de los canales administrativos establecidos hasta llegar a la máxima autoridad que es el Directorio.

Usualmente, el Comité Administrativo-Financiero-Técnico, determina cuáles funcionarios, actuarán como Comisarios; actualmente estos funcionarios reportan en forma directa, a la Dirección de Finanzas.

Esta labor es diferente a la Fiscalización, que de acuerdo a la Ley Orgánica de la Administración Financiera y Control, - puede y debe ser realizada por INECEL y la Contraloría General de la Nación, por tratarse de fondos públicos que INECEL invierte a través de las Empresas Eléctricas.

Es perfectamente factible que, con la sensibilidad que caracteriza al Directorio y Administración del Instituto, se viabilice esta aspiración, a efecto de que se cristalice el control, a través de los Comisarios, designados en base a una terna que proponga cada Colegio Regional de Ingenieros Eléctricos, en tanto en cuanto sean independientes, colegiados y preferentemente sin inherencia política.

Concomitante con lo anteriormente expuesto, el autor de la Tesis estima importante recalcar que, la aplicación del Acuerdo No. 051 posibilitó (año 1.980) que, -no obstante la dicotomía expuesta- el 70% de las Empresas Eléctricas Regionales, inicien una etapa de franca recuperación económica.

- b. Reglamento del Acuerdo Ministerial No. 051. En el Capítulo I se reglamentan los cargos mínimos por demanda y por energía. Estableciéndose en forma definitiva, para todo el País, la tarifa bionomía, por cargo de demanda y energía.

En el Capítulo II se unifican los Pliegos Tarifarios para los ca-

sos en que una misma Empresa, hubiere tenido más de uno; en el Capítulo III, la estructura y la nivelación tarifaria, recoge una buena parte, los criterios expuestos por el CRIEEL. Especialmente respecto a los usuarios comprendidos en los rangos de 71 a a 150 KWH.

Se reglamentan los casos que inducen a la elaboración de Pliegos Especiales.

En el Capítulo V, en lo atinente al destino de los fondos, se reglamenta la distribución de los mismos. No obstante, con el transcurso del tiempo, se evidenciará la inaplicabilidad de esta disposición originada por un vacío legal. En razón de que el 10% al que se hace referencia, en la práctica se deduce, de la facturación total sin que exista una fuente que nutra este fondo.

Este problema del vacío legal que se ha suscitado para las Empresas Eléctricas Regionales, no se suscita para el caso de la Empresa Eléctrica del Ecuador Inc. Siendo este fondo el que posibilita la creación de la naciente Empresa Eléctrica Regional Guayas - Los Ríos (EMELGUR).

Cuarto Reglamento: en proyecto a la fecha.

### Análisis General:

Al igual que el anterior, se parte de los delineamientos generales originalmente establecidos:

1. Artículo 5o.- El porcentaje de rentabilidad a que tienen derecho las Empresas Eléctricas Regionales, no es definido en forma clara y directa. No obstante, se mantiene la definición como: "La razón entre las ganancias netas de explotación en el ejercicio financiero y el promedio del capital neto invertido correspondiente, .....".

2. Artículo 5o.- Se establece e introduce un nuevo término denominado "Contribución a la Inversión" que se lo define como: - "La suma de las ganancias netas de explotación, más las reservas para depreciación y menos el servicio de la deuda y contribuciones legales". Siendo entonces: "Contribución a la Inversión":

= Resultado Presupuesto de Explotación.- (Serv. deuda + Imp.).

= (Ingresos-Egresos) Explotación.- (Amortización + %) + Imp.

3. Artículo 5o.- Se relaciona y condiciona la "rentabilidad" con la "Contribución a la Inversión" así:



La rentabilidad anual a que tienen derecho todas las Empresas y que deberá considerarse en el análisis de costos, para la fijación de tarifas, será aquella que permita obtener una contribución a la inversión del ----- %, en un plazo no mayor de ---- años, contados a partir de la fecha de aprobación de este Reglamento.

Estableciéndose que, cada Empresa Eléctrica realizará un estudio realísticos de sus proyecciones financieras, para poder definir el porcentaje y el número de años.

A continuación, el autor de la Tesis, expone su criterio respecto a la "Contribución a la Inversión" y su relación con la "rentabilidad"; así como se plantea un ejemplo para poder visualizar con mayor énfasis y claridad el resultado del análisis:

El nuevo Reglamento de Elaboración de las Tarifas Eléctricas indica que las Empresas Eléctricas deben ser auto-financiadas, ya que las sumas de las ganancias netas de explotación (% de rentabilidad en el año 1.981) más los gastos de depreciación pueden cubrir las contribuciones de tipo legal, el servicio de la deuda y la contribución a la inversión de las nuevas obras emprendidas (20% de la inversión, por ejemplo para auto-financiamiento).

El autor de la Tesis, considera que lograr esta meta, en muy corto tiempo no es adecuado, porque traería consigo una eleva-

ción demasiado violenta de los precios del KW-hr, que atenta -  
ría contra el desarrollo del sector eléctrico, en vez de promo-  
ver el mismo; razones por las que se considera inadecuado im-  
plementarlo completamente, tal como está concebido el nuevo Re-  
glamento de Tarifas, son:

1. La baja rentabilidad que en la actualidad alcanzan la ma-  
yoría de las Empresas Eléctricas y que en muchos casos son  
negativas.
2. La incorporación simultánea de nuevos factores en los cálcu-  
los de la rentabilidad de las Empresas, como es el caso de  
la revalorización de los activos, contribuciones, etc.
3. La gran cantidad de obras que se quiere realizar por lo que  
es necesario disponer de costos de producción, transmisión-  
y distribución muy elevados que disminuyen las ganancias ne-  
tas de explotación.
4. La multiplicación de los costos de los combustibles que ele-  
va directamente los gastos de explotación, ya que es la ma-  
teria prima que se convierte en energía eléctrica.

Se puede observar que si bien no es factible implementar todas  
las medidas simultáneamente indicadas en el Reglamento, tampo-

co se pueden detener todas las obras que se deseen iniciar.

Por esta razón se propone las siguientes soluciones a la actual situación financiera sin caer en el riesgo de gravar en exceso la economía de los usuarios y que las tarifas eléctricas sean compatibles con la realidad nacional y lograr las metas mencionadas pero en forma más gradual:

1. Mejorar la Gestión de las Empresas Eléctricas, solución que se va a reflejar en la disminución de los costos de explotación y consecuentemente en un aumento de las ganancias netas, sin aumentar en exceso las tarifas eléctricas.
2. Priorizar los proyectos a ejecutarse, de tal forma que se emprendan sólo los proyectos que son fundamentales, hasta pasar la actual crisis económica.
3. Revisar los índices de revalorización de activos de las Empresas.

A continuación se exponen los ejemplos de la aplicación del nuevo Reglamento de Tarifas y en los que se pueden analizar la validez de los criterios emitidos:

EMPRESA ELECTRICA QUITO S.A.

EMPRESA ELÉCTRICA QUITO S.A.1. DATOS GENERALES.-

Cifras tomadas del Balance General y Estado de Pérdidas y Ganancias al 31 de Diciembre de 1981 de la Empresa Eléctrica Quito S.A.

( miles de sucres )

1.1.) Ganancias netas explotación:

Ingresos de Explotación		S/. 1:449.471
-Gastos de explotación	(934:935)	
-Gastos de depreciación	(266:744)	(1:201.679)
		<u>S/. 247.792</u>

1.2) Contribución a la Inversión

Ganancias Netas Explotación	247.792	
+ Gastos Depreciación	<u>266.744</u>	S/. 514.536
- Servicio de la deuda	184.248	
- Contribuciones Legales	<u>28.613</u>	(212.861)
		S/. <u>301.675</u>

1.3.) Rentabilidad.-

$$\frac{\text{Superávit de Explotación}}{\text{Promedio Capital Neto Invertido}} = \frac{247.792}{41256.501} = 5,82\%$$

## \* Capital Neto Invertido(año 1981)

Bienes e Instalaciones en Servicio	S/. 6.158.886
+ Capital de Trabajo **	233.733
- Reserva para Depreciación	(1.965.445)
año 1981 = S/.	<u>4.427.174</u>
año 1980 = S/.	<u>4.085.828</u>

\*\* Capital de Trabajo = Gastos de Explotación

$$\frac{934.935}{4} = \text{S/}.233.733$$

1.4.) Costos del Servicio.-

* Gastos Producción, Transporte, Distribución y compra - venta de Energía	S/. 934.935
* Gastos Administrativos Generales.	
* Gastos Operación y Mantenimiento	
* Impuestos, Gravámenes y Contribuciones pagadas	
Gastos de Depreciación	S/. 266.744
Rentabilidad anual	5,82%
	247.792

\* constituyen los denominados Gastos de Explotación

Cálculo del Índice de Rentabilidad según el " Reglamento para Fijación de Tarifas de los Servicios Eléctricos" actual y propuesto

2.) Empresa Eléctrica Quito S.A.

2.1. Según el reglamento vigente:

Rentabilidad:  $\frac{\text{Superávit Explotación}}{\text{Promedio Capital Neto Invertido}}$

Año 1980 = 5,31% siendo = superávit, explotación S/. 174.863.000  
 promedio capital neto invertido 3.289.432.000

Año 1981 = 5,82% siendo = superávit explotación. 247.792.000  
 Promedio Capital neto Invertido 4.256.501.000

## 2.2. Según el reglamento propuesto :

La rentabilidad obtenida en 1981 fue de 5,82%

Para si la rentabilidad que se debe alcanzar es parte del Costo del Servicio y ésta debe permitir la obtención de un 40% de Contribución a la Inversión tenemos que:

Programa de Inversiones año 1982	=	S/. 81.000.000
40% de este programa	=	32.400.000
Contribución a la inversión año 1981=		301.675.000 (25.925.000)

como esta contribución llega a un 37% de la inversión programada, se debería adoptar las políticas adecuadas a fin de alcanzar el 40% propuesto, así para llegar al mismo, modificando los ingresos en S/. 25.925.000 tendríamos que:

Ingresos de Explotación		S/. 1:475.396.000
menos:		
Gastos de Explotación	934.935.000	
Gastos de Depreciación	<u>266.744.000</u>	<u>1:201.679.000</u>
		<u>273.717.000</u>

este superávit representa un 6% de Rentabilidad, ante el 5,82% realmente alcanzado en este período.

Este incremento de ingresos por venta de energía traducidos a precio por kWh en promedio sería:

Año 1981 (anterior)		Año 1981 (modificado)	
Precio kWh	S/1,82	Precio kWh	S/. 1,88
Costo kWh	1,59	Costos kWh	1,59

2.3.) La Rentabilidad por el año 1981 se obtuvo con :

Conceptos:	año 1981:
precio medio venta kWh	S/ 1,82
costo medio kWh	1,59
número abonados	183,561
pérdida de energía	13,1%
ingresos de explotación	S/.1:449,471.000
gastos de explotación	934,935.000
bienes e instalaciones en serv.	6:158.886.000
gastos depreciación anual	266.745.000
energía vendida kWh.	754:513

se incluye la revalorización de los bienes e instalaciones utilizando el índice general de precios, que es el método adoptado por la Empresa.

*(Handwritten mark)*



EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL DEL SUR S.A.1.- DATOS GENERALESCifras tomadas del Balance General y Estado de Pérdidas y GananciasAl 31 De Diciembre de 1980 de la Empresa Eléctrica Regional del Sur S.A

(miles de sucres)

1.1.) Ganancias Netas de Explotación:

Ingresos de explotación		47.675
- Gastos de explotación	(36.195)	
- Gastos de depreciación	(22.632)	(58.827)
		<u>(11.152)</u>

1.2.) Contribución a la inversión:

Ganancias Netas de Explotación	(11.152)	
+ Gastos de Depreciación	<u>22.632</u>	11.480
- Servicio de la deuda	6.063	
- Contribuciones legales	<u>-0-</u>	<u>(6.063)</u>
		<u>5.417</u>

NOTA: Se incluye la revalorización de Activos a " Costos de Reparación".

1.3.) Rentabilidad:

	<u>Superávit Explotación</u> =	<u>(11.152)</u> =	(2.55%)
*	Promedio Capital Neto Invertido	437.083	
*	Capital Neto Invertido =	574.247	
	Bienes e Inst.en servicio	681.337	
** +	Capital de Trabajo	3.390	
-	Reserva para Depreciación	110.480	
**	Capital de Trabajo = <u>Gastos Explotación</u> =	<u>13.563</u>	= 3.390
		4	4

1.4.) Costos del Servicio:

*	Gastos de Producción ,Transporte, Distribución y Compra Venta Energía	
*	Gastos Administrativos Generales	36.195
*	Gastos Operación y Mantenimiento	
*	Impuestos, gravámenes y contribuciones pagadas	
	Gastos de Depreciación	22.632
	Rentabilidad anual	(2,55%)

\* constituyen los denominados Gastos de Explotación.

2.) Cálculo del Índice de Rentabilidad según el "Reglamento para Fijación de Tarifas de los Servicios Eléctricos " actual y propuesto

Empresa Eléctrica Regional del Sur S.A. ( Lora y Zamora );

2.1. Según el reglamento vigente:

$$\text{Rentabilidad} = \frac{\text{Superávit Explotación}}{\text{Promedio Capital Neto Invertido}}$$

año 1979 = 1 % siendo = superávit explotación	S/. 21380.000
Promedio Capital Neto Invertido.	S/250652.000

año 1980 = (2.55%) siendo = Superávit, explotación	S/(11.152.000)
Promedio capital Neto Invertido.	S/437.083.000

## 2.2. Según el reclamo propuesto:

$$\text{Rentabilidad} = \frac{\text{Superávit Explotación}}{\text{Promedio Capital Neto Invertido}} *$$

\* considerando " Costos de Reposición "

Año 1980 = (2,55% ) siendo = superávit explotación	(11:152.000)
Promedio Capital Neto Invertido.	437.083.000

Pero como la rentabilidad a obtener es parte del costo del servicio y está debe permitir alcanzar un 40% de contribución a la Inversión, tenemos que :

Programa de Inversiones año 1981	S/. 110.060.000
40% de este programa	44.024.000
Contribución a la Inversión año 1980	5:417.000

No cubre el 40% establecido por el nuevo reglamento, con los resultados obtenidos en el ejercicio 1980, por lo tanto, deberá modificar su plan de expansión, reducir sus costos o incrementar sus ingresos; en el último caso tendríamos que pasar de un superávit negativo de S/. 11:152.000 a S/.44:024.000 positivo, así :

Ingresos de Explotación	S/. 102:851.000
menos:	
Gastos de Explotación	S/. 36:195.000
Gastos de Depreciación	<u>22:632.000</u>
	<u>58.827.000</u>
Superávit de Explotación	S/. <u>44.024.000</u>

Este superávit representaría un 10,07% de Rentabilidad, ante el (2,55%) realmente obtenido.

Este incremento de Ingresos por Venta de Energía traducidos a precio por kWh en promedio sería:

Año 1980 (actual)		Año 1980 (modificado)	
Precio kWh	S/. 1,46	Precio kWh	3,30
Costo kWh	1,57	Costo kWh	1,57

esto sin considerar el aumento por el costo del combustible.

/15

2.3. la rentabilidad para el año 1980 se obtuvo con :

Concepto=	años: 1978	1979	1980
precio medio venta kWh	1,192	1,26	1,46
costo medio kWh	1,310	1,27	1,57
número de abonados	16.408	19.746	22.645
pérdida de energía	20%	11%	
ingresos de explotación	28.512.000	36.613.000	47.675.000
gastos de explotación	22.495.000	27.687.000	36.195.000
bienes e instalaciones en servicio	226.723.000	336.673.000	335.519.000
gastos de depreciación anual	5.524.000	6.546.000	10.809.532
energía facturada kWh			29.923.965

Esta rentabilidad, considerando los " Costos de Reposición " de los Bienes e Instalaciones según la revalorización efectuada sería de ( 2,5% ), así :

bienes e instalaciones en servicio	S/. 681.337.000
gastos depreciación anual	22.632.000

4. Artículo 3o.- Se establece la obligatoriedad de entregar al Instituto de Electrificación, adicionalmente, al Balance, - etc., determinada información estadística, clasificada en los Anexos C y B.

El autor de la Tesis, estima que, además se deberá exigir la inclusión de la información estadística detallada en los "indicadores" o parámetros de eficiencia.

5. Artículo 3o.- Explícitamente, con buen criterio, se aclara y exceptúa de las ganancias netas, los "Fondos Especiales" que mediante Leyes, las Empresas Eléctricas Regionales estén obligadas a mantener, para el financiamiento de obras de distribución de carácter social tanto en zonas periféricas a centros-urbanos, como zonas rurales u otros.

Las Empresas Eléctricas Regionales para tener consistencia en la clasificación de usuarios rurales y urbanos, y para efectos prácticos de orden administrativo y comercial, recomiendan definir a nivel nacional, estos servicios, de tal manera que el servicio urbano llegue hasta nivel de Cabeceras Cantonales, quedando el resto para servicio rural.

- 6o. Artículo 6o.- Explícitamente, con buen criterio se aclara y exceptúa de los ingresos de explotación y operación, los apor

tes que hacen los abonados para financiamiento de la expansión, tales como derechos y/o contribuciones de usos de potencia, de redes, de transformadores, etc.; los aportes para el financiamiento de nuevas redes, ramales y/o acometidas, los cuales constituyen aportes a las inversiones.

7. Artículo 15o.-

- a. La solicitud de aprobación de Pliegos Tarifarios por parte de las Empresas Eléctricas a INECEL, deberían venir (de acogerse la sugerencia de control a través de Comisarios) encabezadas por el informe del Comisario.
- b. Se recomienda solicitar a las Empresas Eléctricas Regionales, un Estudio completo del comportamiento de la carga.
- c. Constituye una innovación saludable el que se solicite a las Empresas Eléctricas Regionales, un Estudio de los costos del servicio.
- d. Con buen criterio se han reordenado y actualizado otros componentes para el diseño de tarifas. Debiendo INECEL definir el sistema de cálculo de pérdida de potencia y energía para el balance energético.

8. Artículo 16o.- Reajustes Automáticos de Tarifas

- a. Se incluye con lógico criterio, como una nueva variable susceptible del reajuste automático, el aumento o disminución de la cuota anual de la depreciación de los activos fijos. Como se indicó, éstos ya se han asimilado y puesto en práctica, en forma reciente. No obstante la devaluación acordada por la Junta Monetaria, incidirá en una revalorización de los activos fijos, del orden aproximadamente del 32%.
  
- b. Se excluye, fuera de ninguna consideración legal y razonable, los márgenes de variación de potencia, energía y combustible. No así, mano de obra. Estableciéndose, en términos muy genéricos que los reajustes se realizarán en "proporción necesaria que permita compensar estas variaciones de costos". Lo cual, en términos ilanos, significa que cualquier variación de los costos de combustibles (CEPE) y/o potencia energía (DOSNI) es trasladada previa a la aprobación del Directorio de cada Empresa Eléctrica Regional, en forma automática a los usuarios, sin que el Directorio del Instituto de Electrificación y/o el Ministro de Recursos Naturales y Energéticos y/o el Poder Ejecutivo, estén facultados a regular, controlar, coordinar y sopesar los efectos, especialmente la oportunidad que estas varia-



ciones impliquen; ésto es, establecer la política tarifaria en definitiva. Atribución que no pueden arrogarse, ni funcionarios del Instituto de Electrificación ni las Empresas Eléctricas, pues es ésta una potestad exclusiva del Directorio: Ley Básica de Electrificación: Artículo 12. Corresponde al Directorio:

Aprobar las tarifas para los servicios de energía eléctrica, que deben cubrir los costos directos de operación y mantenimiento, las cuotas de depreciación y la rentabilidad sobre la base tarifaria de acuerdo a lo que al respecto establece el Reglamento para Fijación de Tarifas de Servicios Eléctricos; D.S. No. 135 R.O. No. 492-12-II-74.

Dictaminar previamente el establecimiento de tributos que afecten al Sector Eléctrico. Sin este dictámen no se les podrá sancionar.

Más aún se indica que:

Las Empresas deberán remitir a INECCEL, dentro de los diez días siguientes a la aplicación de los ajustes, los cálculos que los justifiquen; INECCEL por su parte, en un plazo no mayor de 20 días contados desde la fecha de recepción de los documentos, ratificará o pedirá la rectificación de los ajustes puestos en vigencia por las EMPRESAS. En caso de no recibir ninguna notificación escrita de INECCEL en el plazo mencionado, se considerarán como aprobados.

Preestableciéndose que, con los márgenes de tiempo que el manipuleo burocrático toma, hasta llegar a conocimiento, -

estudio, pronunciamiento y notificación escrita de INECCEL- (no se especifica, como en otras oportunidades: Directorio de INECCEL), es suficiente para que, desde el momento en que este Proyecto de Reglamento fuere aprobado y se realizaren los reajustes automáticos, no habrá control unificado de la política tarifaria a nivel nacional, sino a nivel regional y seccional.

Visto desde otro ángulo el problema, se traslada la responsabilidad de la política tarifaria del Instituto de Electrificación a cada autoridad seccional; diluyéndose de esta manera las responsabilidades en detrimento de los intereses del usuario.

9. Artículo 24o.- En los Pliegos se omiten la clasificación de "general" y se lo asimila en la de "comerciales".

Como corolario, el autor de la Tesis aprecia que, uno de los mayores problemas originados del Acuerdo Ministerial - No. 051, Artículo 9o., respecto al 10% de recaudación; que como se indicó, adolece de un vacío legal, no se norma su aplicación en el actual Proyecto de Reglamento, por lo que no se aporta en nada para solucionar este problema.

A la fecha, el Cuarto Reglamento ha sido sometido al análisis de la Comisión de Gestión Empresarial del Directorio -

y está a consideración de éste; por lo que, en el transcur  
so de las próximas sesiones, se pronunciará al respecto.

## CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

### 1. CONCLUSIONES:

1.1. Acorde con la investigación y análisis efectuados, se evidencia que, la -  
Gestión Empresarial y por ende la Política Tarifaria, dejan mucho que de  
sear, en el contexto de la estructuración existente en INECEL,

No obstante, a mediano plazo se concluye que se vuelve imprescindible e  
imperativo reorganizar y reestructurar en forma integral el Instituto -  
Ecuatoriano de Electrificación.

La Política a delinarse en la reorganización y reestructuración precita-  
da, tendrá como parámetros, entre otros:

#### INECEL:

- a) Establecimiento de Políticas que se emanen del Poder Ejecutivo.
- b) Control a efectos de que se implementen y cumplan las disposiciones -  
que se emanen del Poder Legislativo.
- c) Coordinación del flujo de inversiones y capitales.
- d) Control en los niveles administrativos, económicos y técnicos.
- e) Fiscalización
- f) Normalización
- g) Establecimiento en general de todas las políticas para el Sector Eléc-  
trico.

Esto es, INECCEL deberá limitarse a regular las actividades de las Empresas Eléctricas Regionales, exigiéndose para ello, la optimización de la Gestión Empresarial. De ahí que al convertirse en un Ente regulador, en tanto en cuanto se compruebe que exista eficiencia en la Gestión Empresarial, podrá autorizar la modificación de los niveles tarifarios acorde con la Política Tarifaria enunciada en la presente tesis.

#### EMPRESAS ELECTRICAS REGIONALES:

- a) Ejecución de las Obras; tanto a nivel de estudio como de construcción.
- b) Fortalecimiento de la capacidad económica y financiera.
- c) Fortalecimiento de las áreas Técnico-Administrativas.
- d) Propender a la integración en la medida en que hubiere afinidad, ya fuere de mercado o de carga.
- e) Beneficios de economía de escala.
- f) Descentralización Administrativa.
- g) Confiabilidad y calidad del Servicio.

Se evidencia pues, que para la ejecución de los grandes proyectos hidroeléctricos, así como el Sistema Nacional Interconectado, se deberá crear una (s) Empresa (s) de entre las Empresas Eléctricas Regionales, para proyectos específicos.

Correspondiéndole de tal forma a INECCEL, el papel de Organismo Rector y a las Empresas Eléctricas Regionales, el papel de Organismo Ejecutor.

- 1.2. Es imperativo, a corto plazo priorizar urgentemente los proyectos tanto - los que estan en ejecución, como los que estan a nivel de estudios; en - función de la demanda actualizada y la disponibilidad de recursos, así co - mo en consideración a la amortización de la deuda, aportaciones guberna - mentales y a los niveles tarifarios alcanzados.
  
- 1.3. Es imperativo suspender los indiscriminados incrementos tarifarios que es - tan en vigor a la fecha. Hasta tanto se realicen detenidos estudios téc - nicos y socioeconómicos, respecto a la base tarifaria y por ende, a la Gestión Empresarial y la Política Tarifaria.

## 2. RECOMENDACIONES:

A ser implementados a corto plazo:

### 2.1. Creación de Subsecretaría de Electrificación

Dada la trascendencia y magnitud del impulso y control que requiere el Sector Eléctrico Nacional, cuyo desarrollo y ejecución está a car - go del Instituto Ecuatoriano de Electrificación; Organismo adscrito al Ministerio de Recursos Naturales y Energéticos. Considero impres - cindible la creación de la Subsecretaría de Electrificación a efec - tos de armonizar en forma directa, las políticas emanadas del Poder - Ejecutivo. A efectos de no incrementar el gasto burocrático, estimo que sería pertinente la rotación de funcionarios. Dicha Subsecretaría

ría de Electrificación estaría a igual altura jerárquica que la Subsecretaría de Pesca y la Técnico-Administrativa.

- 2.2. La base tarifaria para el Sistema Nacional Interconectado (SNI) existente en la actualidad, se verá sustancialmente afectada al operar - Paute. Los costos marginales factibilizarán la tendencia a que los costos tarifarios a nivel de usuario se mantengan en los mismos alcances, sin que se produzcan incrementos significativos. Los precitados costos marginales se refieren a los costos de combustible y energía, más no a mano de obra y/o revalorización de activos; los que estarán sujetos a las condiciones inflacionarias que existieren en el País.

En la medida en que varía el costo de tarifa 69 KV - SNI, a las Empresas Eléctricas Regionales del País, ya sea en forma individual o en bloque; incidirá por esa vía en forma directamente proporcional, la coparticipación del beneficio de la hidroelectricidad.

- 2.3. Habiéndose analizado exhaustivamente lo atinente a la revalorización de activos a costos de reposición. Es recomendable reevaluar lo actual a fin de que se opte por otro Sistema de revalorización; especialmente en lo que concierne a los índices que se adoptaron.

La incidencia sustancial que el Sistema Vigente tiene en el análisis de los costos tarifarios, origina una apreciable restricción en la rentabilidad; no obstante, en forma paralela, se incrementa la sol -

vencia y por ende la capacidad crediticia para las obras de inversión. A pesar de ello, los compromisos preestablecidos en materia de la reglamentación tarifaria vigente, así como los convenios internacionales, inducen a propender a la elevación de las tarifas eléctricas, a fin de alcanzar los niveles convenidos de rentabilidad. Se colige pues, la pertinencia de la recomendación.

2.4. Al establecerse una cronología, de los tres años anteriores, respecto de los factores que han originado sustanciales modificaciones e incidencias en las bases tarifarias; se aprecia:

- a) Duplicación de salarios.
- b) Incremento del costo de combustibles al 50% del valor internacional.
- c) Revalorización de activos, los que fueron afectados en forma directa, como resultado de la reciente devaluación.

De ahí que, la oportunidad en la toma de decisiones en materia de revalorización de activos, conlleva a recomendar que no se sumen, en lo posible, variaciones sustanciales; no obstante, se originen simultáneamente los factores de afectación de la base tarifaria. Ya que el efecto final gravita afectando en forma directa a los niveles tarifarios y por ende al consumidor.

2.5. Se recomienda mantener despolitizado el Instituto Ecuatoriano de



Electrificación, a fin de que se analicen los problemas en un ámbito eminentemente técnico-económico. Evitándose así, desviaciones en las metas y objetivos claramente establecidos en el Plan Maestro de Electrificación.

Correspondiéndole al Directorio del Instituto de Electrificación ca talizar las directrices del Estado, a través de políticas socio-económicas que estén acordes con la Ley Básica de Electrificación y el Plan General de Desarrollo.

- 2.6. Se recomienda analizar en forma objetiva, la factibilidad del incremento del margen de rentabilidad aspirado en las Empresas Eléctricas Regionales; correlacionado en forma directa a que, los plazos preestablecidos se dilaten en su implementación.
- 2.7. Se recomienda posibilitar los reajustes automáticos tarifarios, de manera que, estos sean dinámicos y respondan a la evolución inflacionaria de nuestra época; no obstante, estarán supeditados a delimitamientos perfectamente establecidos de la Reglamentación Tarifaria; así como a la política emanada del Directorio del Instituto de Electrificación, ágiles controles y fiscalización continua de la Administración Central de INECEL.
- 2.8. Se recomienda el control integral de la Gestión Empresarial. Lo que redundará tanto a nivel de la Administración central, especialmente -

en la Dirección de Operaciones del Sistema Nacional Interconectado , así como a nivel de las Empresas Eléctricas Regionales.

Por lo anteriormente expuesto, se recomiendan establecer las siguientes premisas:

- a) Publicación periódica (trimestral o semestral) de los índices e indicadores alcanzados, en el respectivo lugar de procedencia, en donde se originan las Empresas Eléctricas Regionales respectivas. De tal forma que, en primera instancia, sea el propio usuario, - quien conozca, analice y se pronuncie respecto al resultado.

Independientemente de que el Instituto de Electrificación efectúe todos y cada uno de los controles que por Ley le correspondan.

Evidentemente será necesario preestablecer los parámetros de máximos y mínimos, en cuyo rango fluctuaren los resultados de los indicadores e índices; de tal manera que la población esté debidamente informada, en forma sencilla, respecto a cómo proceder el análisis.

- b) Optimización técnica, tanto en la operación racional del despacho de carga como en la minimización de las pérdidas de energía eléctrica en las redes de subtransmisión y especialmente en las redes de distribución.

- c) Rentabilidad razonable que posibilite la expansión del servicio eléctrico en la medida en que la capacidad económica-financiera de cada Empresa Eléctrica Regional, establezca una relación manejable de la cobertura de la deuda.
- d) Comisarios independientes que conforme estipulan las regulaciones establecidas por la Superintendencia de Compañías, reporten a la Junta General de Accionistas; cuyas acciones mayoritarias, las representan el Directorio de INECEL. Dichos Comisarios en tanto fueren profesionales de las ramas técnicas y/o económicas, preferentemente apolíticos y en ningún caso relacionados con INECEL, ya sea como funcionario o contratistas; controlarán la gestión integral de cada Empresa Eléctrica Regional, mediante reportes a los organismos jerárquicamente superiores, en forma directa, veraz, oportuna y equilibrada. Paralelamente a los precitados Comisarios, INECEL mantendrá los que fueren menester, designar a fin de supervisar funciones de carácter administrativo interno.
- e) Poner en práctica los controles de Organización por objetivos (Administración Central) y por Niveles (Empresas Eléctricas Regionales); cuyos resultados de informática ágil y confiable, estimulan la toma oportuna de decisiones; mediante una sistematización, que actualmente se encuentra a nivel de Consultoría.

2.9. La interconexión de todos y cada uno de los Sistemas Regionales, al Sistema Regional Interconectado (SNI), es necesario que se ejecute-

en forma extremadamente urgente tanto para copar la energía de Paute como para beneficiar a los sectores poblacionales de todo el País , mediante el Programa de Subtransmisión Fase A, a través del beneficio de la hidroelectricidad.

- 2.10. Recomendar la irreversibilidad de la política de reconversión de -  
Sistemas Termoeléctricos a hidroeléctricos.
  
- 2.11. Las nuevas fuentes hidroeléctricas liberan ingentes divisas, que, en el contexto de la economía nacional originan una liquidez por sustitución apreciable. Este aporte sustitutivo de divisas, recomiendo -  
que sea captado y canalizado por INECEL para autofinanciar aunque -  
fuere en forma parcial, los grandes proyectos a ejecutarse.
  
- 2.12. No obstante, la estricta política de austeridad vigente, dada la mag  
nitud de los problemas que se presentan tanto en su profundidad, co-  
mo en su monto y trascendencia. Se recomienda establecer que, el Di  
rectorio de INECEL, cuente con Directores Suplentes a tiempo comple-  
to, conformando comisiones permanentes. Los Directores Principales-  
Alternos, continuarán desenvolviéndose en igual forma, como hasta la  
fecha se lo ha hecho.
  
- 2.13. Se recomienda un profundo análisis de la real capacidad de endeuda -  
miento, a que está avocado el Instituto de Electrificación.

2.14. En caso de acogerse la conclusión indicada en 1.3 y, posterior a un detenido análisis técnico-económico de la base tarifaria y de la Gestión Empresarial, se deberán detener los incrementos tarifarios indiscriminados; a fin de sustentarlos, donde fuere del caso, en base de las siguientes consideraciones:

- a) Mantener congeladas las tarifas para los sectores populares que hubiere dispuesto el Poder Legislativo.
- b) Relación del parque generador térmico/hidroeléctrico.
- c) Interconexión al SNI.
- d) Niveles tarifarios alcanzados
- e) Operación de Paute.
- f) Pliegos Tarifarios representativos de la procedencia regional.
- g) Sectores marginales, especialmente a nivel de electrificación rural.

2.15. Se recomienda conformar en las Empresas Eléctricas Regionales, el Departamento de Estadística y Muestreo en base a rotación y capacitación del personal existente para mejorar la calidad y confiabilidad de la información requerida.

2.16. Definir la influencia en materia de tarifación, que tiene el usuario para auto-financiar la expansión del sector eléctrico, sin perder de vista en ningún caso la realidad socio-económica, de los consumidores. No obstante, se ha establecido por Organismos Inter

nacionales que, para Países en vía de desarrollo el máximo permisible es 25%, mientras que, en contraparte en nuestro País oscila por el 20% aproximadamente.

Por lo que se aprecia un margen estrecho que, de estimarse prudente alcanzarlo previamente, debe sopesarse la incidencia y la oportunidad con que otras medidas gravitarían en la economía de los consumidores.

2.17. Actualizar los estudios de la influencia que tiene la expansión del Sector Eléctrico en el país, a fin de priorizar las inversiones y/o aportaciones que el Estado haga a este Sector. En conocimiento de que el mismo origina desarrollo, productividad e integración, lo cual redunda como factor multiplicador en el progreso del país.

-Previa la priorización de los proyectos que se recomendó de no efectuarse el análisis recomendado, y debido a la delicada situación económica imperante, los aportes gubernamentales podrían tender a no mantener el ritmo de inversiones de INECEL. En cuyo caso los resultados en términos financieros de la acumulación de capital, se incrementaría substancialmente: si por falta de recurso tuviera que aplazarse la conclusión o avance de lo que están en ejecución.

2.18. Se recomienda educar a los usuarios a través de los medios de comunicación a fin de:

a) Incentivar el ahorro energético en el sector eléctrico.

- b) Que conozcan en forma sencilla la lectura e interpretación que efectúan los contadores de energía eléctrica para la medición tarifaria.

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

1. INECEL: Plan Maestro de Electrificación
2. INECEL: Vademecum Legal
3. Public Electric Supply A. Manual og management
4. The Electric Power Business
5. EBASCO Business Consulting Company
6. Principles of Engineering Economy
7. INECEL: Dirección de Finanzas
8. INECEL: Dirección de Ingeniería y Construcción
9. INECEL: Dirección de Operación del S.N.I.
10. INECEL: Dirección de Distribución y Comercialización
11. INECEL: Dirección de Planificación
12. INECEL: Area de Electrificación Rural
13. INECEL: Area de Recursos Humanos
14. Engineering Economy (4o. Edición) Prentice-Hall, Inc. Englewood-Cliffs
15. Basic Accounting (3o. Edición) Albert Slavin Isaac N. Reynolds
16. Dimensions in Modern Management. Patrick E. Connor
17. Economics - William P. Alberecht. Jr.