

ESCUELA POLITECNICA NACIONAL

Facultad de Ingeniería Eléctrica

**EL SISTEMA DE PRECIOS DE LA ENERGIA
ELECTRICA EN EL CONTEXTO DEL PROYECTO DE
REESTRUCTURACION DEL SECTOR ELECTRICO DEL
ECUADOR**

**Tesis previa a la obtención del título de Ingeniero Eléctrico en la
especialización Sistemas Eléctricos de Potencia de la Escuela Politécnica
Nacional**

TANIA YOLANDA CANTOS LUCIO

Quito, marzo de 1996

CERTIFICO:

Que la presente tesis ha sido realizada en su totalidad por la Srta. Tania Cantos L.



Ing. Bolívar Lucio M.
DIRECTOR DE TESIS

INDICE GENERAL

PAGINA

CAPITULO I : INTRODUCCION

1.1 Objetivos	1-1
1.2 Justificación	1-1
1.3 Alcance	1-5

CAPITULO II: EL ACTUAL SERVICIO ELECTRICO DEL PAIS

2.1 Aspectos Legales e Institucionales	2-1
2.1.1 Ley Básica de Electrificación	2-1
2.1.2 Inecel	2-2
2.1.3 Las Empresas Eléctricas	2-5
2.2 Aspectos Técnicos	2-7
2.2.1 Sistema de Generación Existente	2-7
2.2.2 Sistema de Transmisión Actual	2-11
2.2.3 Sistema de Subtransmisión y Distribución	2-14
2.2.4 Abonados del Servicio Eléctrico	2-14
2.2.5 Pérdidas	2-15
2.2.6 Estructura del Consumo Eléctrico	2-17
2.3 Características del Consumo	2-18
2.3.1 Análisis General de la Demanda	2-18
2.3.2 Análisis de la Demanda por Sectores	2-22

CAPITULO III : PROBLEMAS DEL SECTOR ELECTRICO

3.1 Problemas Organizativos.....	3-1
3.2 Problemas Legales	3-3
3.3 Problemas Financieros	3-4
3.4 Problemas Técnicos	3-6
3.4.1 Características del Servicio	3-6
3.4.2 Déficits	3-8

CAPITULO IV : LA REESTRUCTURACION DEL
SECTOR ELECTRICO

4.1 Esquema Propuesto	4-2
4.1.1 Separación de Funciones	4-3
4.1.2 Acceso del Sector Privado	4-6
4.1.3 Separación de las Etapas Funcionales	4-8
4.1.4 Libre Acceso a las Instalaciones de Transmisión y Distribución	4-9
4.1.5 Otros Aspectos del Modelo de Ley Propuesto	4-10
4.1.6 Sistemas Eléctricos Aislados del SNI	4-11
4.2 Comentarios al Proyecto de Ley	4-11

CAPITULO V : SISTEMA DE PRECIOS DEL SERVICIO
ELECTRICO

5.1 Sistema Actual de Precios	5-1
5.1.1 Comentarios	5-11
5.2 Nuevo Sistema de Precios	5-15
5.2.1 Generalidades	5-15
5.2.2 Costos Marginales de Generación	5-18

5.2.3 Conclusiones de los costos marginales de Generación	5-35
5.2.4 Costos Marginales de Transmisión y Subtrans- misión	5-36
5.2.5 Costos Marginales de Distribución	5-40
5.2.6 Conclusiones de los Costos Marginales de Transmisión y Distribución.....	5-49

CAPITULO VI : REQUERIMIENTOS PARA APLICAR EL
NUEVO SISTEMA DE PRECIOS

6.1 Modelo Propuesto de Tarifas	6-1
6.1.1 Tipo de Tarifas	6-2
6.1.2 Equipos de Medición	6-10
6.2 Reajuste de las Tarifas	6-11
6.3 Determinación de las Estrategias de Implementación de las Nuevas Tarifas a Costo Marginal	6-13
6.3.1 Instrumentos Reglamentarios y Normativos	6-14
6.3.2 Herramientas Técnicas	6-16
6.3.3 Programas de Capacitación Técnica.....	6-17
6.3.4 Difusión del Nuevo Sistema	6-18

CAPITULO VII: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

ANEXO I

Breve Descripción del Programa de Simulación de Despacho de Carga (DSP)	A-1
--	-----

BIBLIOGRAFIA.....	B-1
-------------------	-----

INDICE DE CUADROS

	PAGINA
C. 2-1 Generación del SNI	2-10
C. 2-2 Centrales Hidráulicas del SNI	2-9
C. 2-3 Centrales Térmicas del SNI	2-9
C. 2-4 Líneas de Transmisión de 230 kV	2-12
C. 2-5 Líneas de transmisión de 138 kV	2-12
C. 2-6 Empresas Eléctricas y Capacidad Instalada	2-16
C. 3-1 Plan de Equipamiento de Generación Plan 1993	3-9
C.3-2 Plan de Equipamiento de Generación Plan 1995	3-14
C. 5-1 Cargo Tarifario Residencial	5-8
C. 5-2 Pliego Tarifario con Demanda	5-9
C. 5-3 Preciso unitarios medios en sucres	5-10
C. 5-4 Comparación Precios - Costos	5-11
C. 5-5 Fechas Optimas de Ingreso	5-29
C. 5-6 Costos Anuales	5-29
C. 5-7 Demanda de Energía	5-30
C. 5-8 Costos Marginales de Largo Plazo	5-30
C. 5-9 Costos Marginales Promedio (1992-2004)	5-33
C. 5-10 Costos Marginales Promedio (1996-2004)	5-34
C. 5-11 Costos Marginales de Transmisión	5-39
C. 5-12 Costos Marginales de Subtransmisión	5-40

INDICE DE GRAFICOS

	PAGINA
G. 2-1 Croquis del SNI	2-13
G. 2-2 Curvas de Carga	2-19
G. 2-3 Curvas de Carga: Demanda Industrial EEOSA	2-24
G. 2-4 Curvas de Carga: Demanda Industrial EMELEC	2-25
G. 2-5 Curvas de Carga: Demanda Comercial EEOSA	2-28
G. 2-6 Curvas de Carga: Demanda Industrial EMELEC	2-29
G. 2-7 Curvas de Carga: Demanda Residencial EEOSA	2-30
G. 2-8 Curvas de Carga: Demanda Residencial EMELEC	2-31
G. 5-1 Valor de kWh por kWh/mes	5-10
G. 6-1 Cortos Marginales de Corto Plazo	6-6
G. A-1 Curva de Carga Integrada	A-3

CAPITULO I: INTRODUCCION

1.1 OBJETIVOS

El presente trabajo tiene como objetivo contribuir con el propósito de interés nacional, de alcanzar una mayor eficiencia en el servicio eléctrico mediante el estudio integral del sistema de precios de la electricidad en el Ecuador.

Para poder llegar a este objetivo central, ha sido necesario primero cumplir los objetivos parciales que a continuación se exponen:

1. Analizar las características legales, institucionales, técnicas y de utilización del actual Servicio Eléctrico del País e identificar los principales problemas de su sector.
2. Describir y evaluar la propuesta de reestructuración del sistema eléctrico nacional.
3. Comparar el sistema vigente de precios de la energía eléctrica con el nuevo sistema propuesto.
4. Determinar las acciones legales, técnicas, de capacitación y de difusión requeridas en la aplicación del nuevo sistema de precios de la energía eléctrica del Ecuador.

1.2. JUSTIFICACION

Desde hace algunos años atrás se ha establecido el uso del factor energético para la evaluación del nivel de desarrollo de un país. Dentro de este factor,

se debe destacar a la energía eléctrica, por las implicaciones que acarrea su disponibilidad o carencia, en los diferentes estratos económicos y sociales de una nación.

En el Ecuador, la prestación del servicio eléctrico está regida por la Ley Básica de Electrificación en vigencia desde 1973, en la que se fija la potestad exclusiva del Estado de brindar dicho servicio, la misma que la ejerce a través del Instituto Ecuatoriano de Electrificación - INECEL- .

Desde principios de la década de los 70 hasta finales de la década de los 80, el sector eléctrico en el Ecuador se desarrolló notablemente, gracias a los recursos provenientes de las regalías del petróleo y a la utilización de créditos nacionales e internacionales. Sin embargo, la prestación del servicio eléctrico ha ido paulatinamente deteriorándose, con consecuencias graves como son: la limitación en el mantenimiento de obras y equipos, postergación de proyectos prioritarios, restricciones en la prestación del servicio, etc.

Entre las causas de esta crisis se anotan las siguientes:

- Insuficiencia económica del Estado para suministrar los fondos que requiere el servicio eléctrico, lo que ha producido una situación financiera deficitaria en lo que se relaciona con las gestiones operativas y de expansión, provocando así, la casi imposibilidad de cubrir el pago de la deuda.

- Inadecuado esquema de financiamiento, originado especialmente por los bajos niveles tarifarios, lo que ha producido una creciente dependencia de las rentas estatales.
- Falta de instrumentos para inducir al uso racional de la energía, lo que ha provocado baja productividad de los equipamientos energéticos y un uso dispendioso de la energía.
- Injerencia política
- Obsoletos instrumentos jurídicos.

Como se puede ver, una de las principales causas para la crisis del sector eléctrico ha sido la inadecuada estructura tarifaria existente y sus niveles. Estos niveles, si bien en los últimos tiempos han tendido a recuperarse, en cambio la estructura tarifaria sigue siendo inadecuada.

INECEL, por disposición de la ley, a través de su Directorio fija las tarifas del servicio eléctrico. Hasta la fecha, la estructura tarifaria de este servicio se ha basado en la modalidad de "tipo de servicio", es decir, en función del destino final de la energía eléctrica. A su vez, los costos del servicio son valorados en base a los costos financieros contables.

Este sistema de tarificación contempla una filosofía de proteccionismo, a través del otorgamiento de subsidios, situación que, mal manejada, va en detrimento de la definición del verdadero costo de la energía, lo que ha ocasionado su mala utilización.

Se han realizado ciertos ajustes a las tarifas desde 1988, sin embargo estos no han sido suficientes para alcanzar niveles apropiados que posibiliten compensar permanentemente la pérdida de valor adquisitivo del sucre y obtener recursos financieros para la operación y expansión del sector eléctrico ecuatoriano.

Así por ejemplo, durante este Gobierno, se incrementaron los niveles tarifarios en dos ocasiones (septiembre 1992 y mayo 1993) lo que permitió llegar a valores cercanos al costo del servicio sin embargo, problemas de orden político han hecho que se vuelvan a deteriorar dichos niveles, ya que las tarifas se han mantenido invariables por más de 33 meses.

La falta de crecimiento, en términos reales, de las tarifas eléctricas y la reducción apreciable de los aportes estatales, han aumentado el desfinanciamiento del sector y han disminuido las posibilidades de expandir el servicio eléctrico a la población del país que no lo dispone, especialmente en áreas rurales, con parámetros de calidad y continuidad aceptables.

En el Congreso Nacional ha reposado desde mediados de 1994, un proyecto de nueva ley que regiría el sector eléctrico. Sin embargo, fue necesario que la crisis energética se agrave e incrementen fuertemente las presiones de los diferentes sectores del País, para que el Congreso Nacional se anime a tramitarla, encontrándose a la fecha de culminación del presente trabajo, aprobado por parte del Parlamento un Proyecto de Ley, y en espera de la decisión respectiva del Presidente de la República.

En este nuevo marco jurídico, las tarifas jugarán un papel muy importante, puesto que, en su mayoría, reflejarán en forma técnica el costo que involucra contar con el servicio eléctrico y así atraer a los inversionistas privados.

Por otra parte, el nuevo enfoque tarifario, propenderá a que las tarifas se convierten en un instrumento eficaz para conseguir el uso racional de la electricidad.

En virtud de lo expuesto, se puede afirmar que el nuevo sistema tarifario será el motor del desarrollo eléctrico del Ecuador, por lo que su comprensión a nivel de las autoridades correspondientes, del los funcionarios que laboran en el sector, de los usuarios y de los inversionistas es extremadamente necesaria, siéndolo aún más para los profesionales de la Ingeniería Eléctrica, a quienes les corresponderá la tarea de asesoría y orientación a los actores del servicio.

1.3. ALCANCE

En este trabajo se ha realizado un análisis general de la situación actual del servicio eléctrico en el Ecuador y se ha confirmado la necesidad de una reestructuración integral del mismo.

Luego de disponer de una visión integral del servicio eléctrico del País, se ha analizado, en particular, lo que corresponde al sistema de precios de este servicio; para lo cual primeramente se ha revisado el esquema actual y

posteriormente se ha presentado y evaluado el sistema propuesto como parte de su reestructuración.

Una vez conocido el sistema propuesto, se han incluido para la consideración correspondiente, propuestas de políticas y procedimientos a seguirse para una correcta aplicación, en lo que tiene que ver con aspectos técnicos, normativos y de difusión.

CAPITULO II: EL ACTUAL SERVICIO ELECTRICO DEL PAIS

2.1 ASPECTOS LEGALES E INSTITUCIONALES

2.1.1 Ley Básica de Electrificación

La Ley Básica de Electrificación, publicada el 10 de Septiembre de 1973 mediante Decreto Supremo N° 1042, es la rige, hasta la fecha de culminación de este trabajo, el servicio eléctrico en el Ecuador. Posee 8 reformas, siendo la última la expedida en 1986.

En esta Ley se especifica que la energía eléctrica es un suministro de utilidad pública y de interés nacional y por lo tanto, es deber del Estado satisfacer las necesidades de energía eléctrica en el País, de conformidad con el Plan Nacional de Electrificación.

El Estado Ecuatoriano tiene la atribución privativa, actuando a través del Instituto Ecuatoriano de Electrificación -INECEL-, de la generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica; pudiéndose, por excepción, celebrar contratos de prestación de servicios o permisos, con empresas privadas.

Según esta Ley, la política de electrificación debe ser formulada por la Función Ejecutiva, actuando a través del Ministerio de Energía y Minas, INECEL, y el Ministerio de Defensa, en lo concerniente a la Seguridad Nacional.

2.1.2 INECEL

Según la señalada Ley, INECEL es una institución de carácter público, con patrimonio y recursos propios, autonomía económica y administrativa, y está adscrita al Ministerio de Energía y Minas.

Estructuralmente INECEL tiene tres funciones principales.

1. Es un organismo regulador
2. Es propietario del Sistema Nacional Interconectado
3. Es accionista mayoritario de las empresas eléctricas de distribución del país con excepción de EMELEC, ELECTROQUIL Y ELECTROQUITO.¹

A INECEL le corresponde las siguientes principales funciones:

- Realizar la coordinación, ejecución y supervisión del desarrollo de todas las fases de la electrificación.
- Encargarse de todo lo relacionado con la implementación de nuevo equipamiento para generación, transmisión y distribución, es decir, de las actividades de planificación, financiamiento, adquisición y operación del equipamiento eléctrico.
- Explotar el sistema, manteniendo los principios de eficiencia en todo sentido.

¹ Electroquil y Electroquito son empresas de generación privadas, cuyos propietarios son las Cámaras de la Producción de Guayaquil y Quito respectivamente

- Comercializar en bloque la energía dentro del País, (con las empresas eléctricas distribuidoras) y fuera de éste, en cuyo último caso se requiere la aprobación de la Presidencia de la República.

El cuerpo máximo de INECEL es su DIRECTORIO, que ejerce funciones reguladoras y normativas, es decir, determina las políticas que regirán al sector eléctrico, en concordancia con la Política Nacional de Electrificación y vigila el cumplimiento de las mismas.

El Directorio de INECEL está conformado por los siguientes miembros:

- El Ministro de Energía y Minas o su delegado, quien lo preside y tiene voto dirimente
- El Ministro de Finanzas o su delegado
- El Ministro de Industrias o su delegado
- El representante del CONADE² o su delegado
- El Jefe del Comando Conjunto de las Fuerzas Armadas o su delegado
- Un representante de las Empresas Eléctricas del País
- Un representante de los Colegios de Ingenieros Eléctricos del País
- Un representante de los trabajadores de las Empresas Eléctricas

² Aclaración: Según la Constitución del año 1988 que rige actualmente al País, el Vicepresidente de la República dirige al CONADE, lo que ha creado una incongruencia jerárquica dentro del Directorio de INECEL, razón por la cual dicho funcionario generalmente no actúa.

Actúa como secretario sin derecho a voto el Gerente General de INECEL.

Una de las funciones primordiales del Directorio es aprobar o modificar el presupuesto del Instituto, el cual es presentado por el Gerente General, antes de la expedición por parte del Ministerio de Finanzas y el Congreso Nacional.³

El Directorio de INECEL es quien nombra y remueve al Gerente y Subgerente General del Instituto, así como a los Directores Departamentales correspondientes.

En lo que respecta a la aprobación de las tarifas, la Ley Básica de Electrificación establece en su ART. 12 lo siguiente: "Corresponde al Directorio: Aprobar las tarifas para los servicios de energía eléctrica, que deben cubrir los costos directos de operación y mantenimiento y la rentabilidad sobre la base tarifaria de acuerdo a lo que al respecto establece el Reglamento para la Fijación de Tarifas de Servicio Eléctrico "(D.S. N° 84,R.O. 741-13-II-75)

La Gerencia General es responsable de todo lo relacionado con lo administrativo, técnico, económico y financiero del Instituto. Además debe encargarse de conseguir los recursos necesarios para el cumplimiento del Plan Nacional de Electrificación y de ejecutar el presupuesto de INECEL

³ Estas disposiciones rigen a partir de la expedición de la Nueva Ley de Presupuesto

Actualmente INECEL está constituido por siete direcciones que son:

- La Dirección de Asesoría Jurídica
- La Dirección de Planificación y Tarifas
- La Dirección de Operación del Sistema Nacional Interconectado
- La Dirección de Distribución y Comercialización
- La Dirección de Ingeniería y Construcción
- La Dirección de Relaciones Industriales
- La Dirección de Finanzas

Adicionalmente, cuenta con áreas de apoyo administrativo como la Secretaría General, el Departamento de Relaciones Públicas, Archivo, etc.. así como también una Auditoría Interna la que tiene un nivel de relación muy estrecha con la Contraloría General del Estado.

2.1.3 Las Empresas Eléctricas de Distribución

Existen en el País 19 Empresas Eléctricas de Distribución, de las cuales 18 son de propiedad del Estado y una está constituida exclusivamente con fondos privados.

El listado de las Empresas Eléctricas que se encuentran interconectadas con el SNI⁴ es el siguiente:

⁴ A excepción de Empresa Eléctrica Sucumbios , cuya interconexión está prevista a efectuarse en dos años.

1. Empresa Eléctrica Regional del Norte
2. Empresa Eléctrica Quito
3. Empresa Eléctrica Cotopaxi
4. Empresa Eléctrica Ambato
5. Empresa Eléctrica Riobamba
6. Empresa Eléctrica Bolívar
7. Empresa Eléctrica Azogues
8. Empresa Eléctrica Regional Centro Sur
9. Empresa Eléctrica Regional del Sur
10. Empresa Eléctrica Regional Esmeraldas
11. Empresa Eléctrica Santo Domingo
12. Empresa Eléctrica Regional Manabí
13. Empresa Eléctrica Santa Elena
14. Empresa Eléctrica Regional Guayas - Los Ríos
15. Empresa Eléctrica del Ecuador
16. Empresa Eléctrica Milagro
17. Empresa Eléctrica Los Ríos
18. Empresa Eléctrica Regional El Oro
19. Empresa Eléctrica Sucumbios

Adicionalmente existen dos pequeños sistemas eléctricos aislados: Zumba que en el futuro se integrará a la Empresa Eléctrica Sur y Galápagos que está previsto que se constituya en una nueva Empresa Eléctrica, la misma que por su ubicación geográfica, siempre funcionará en forma aislada de SNI.

Estas empresas y sistemas cumplen la labor de distribuir y comercializar la energía eléctrica suministrada en bloque por INECEL, o generada en pequeñas cantidades por sus propios equipos de generación.

Las Empresas Eléctricas están constituidas como Sociedades Anónimas, en las cuales, con excepción de EMELEC, INECEL es el mayor accionista; los demás propietarios minoritarios de estas empresas son los organismos seccionales como los Municipios y los Consejos Provinciales, y en caso de la Empresa Eléctrica Quito tiene una pequeña participación el sector productivo de Pichincha.

2.2 ASPECTOS TECNICOS

El suministro de energía eléctrica es brindado a través de un Sistema Nacional de Generación - SNG - y un Sistema Nacional de Transmisión - SNT- que conforman el denominado Sistema Nacional Interconectado -SNI -.

2.2.1 Sistema de Generación Existente

Desde el punto de vista de la generación, el Sistema Nacional Interconectado comprende las instalaciones de generación propia de INECEL y aquellas correspondientes a los sistemas regionales o Empresas Eléctricas, que se encuentran interconectadas con el SNI.

Las Empresas Eléctricas poseen una cierta cantidad de generación instalada localmente, sin embargo en la mayoría de los casos, las unidades son

bastante antiguas, pues casi todas ellas provienen de la época en que INECEL no existía y en consecuencia, aquellas empresas operaban aisladamente, encargándose de todas las etapas del servicio eléctrico.

A finales de 1995, el País dispone de una potencia instalada de 2268 MW, divididos en 1472 MW (65%) en centrales hidroeléctricas, y 796 MW (35%) en centrales térmicas. De esa potencia se encuentran operables 2152 MW, y el resto corresponde a las centrales térmicas que se encuentran en rehabilitación.

De la potencia instalada operable, la potencia disponible a bornes de los generadores es de 2008MW, mientras que la potencia efectiva a nivel de subestación principal del SNI es de 1590 MW.⁵

La potencia disponible a bornes de generador corresponde a aquella potencia obtenida una vez que se descuentan las pérdidas electromecánicas en las plantas hidroeléctricas y, en el caso de las térmicas, corresponde a la potencia útil que se tiene luego de deducir las pérdidas producidas, sea por la altura sobre el nivel del mar a la cual se encuentran instaladas o por el deterioro que experimentan por tiempo de servicio.

Además, para el equipamiento hidroeléctrico se define la denominada potencia garantizada, que corresponde a la potencia disponible en condiciones críticas de afluencia hídrica y/o de salto cuyo valor, expresado a

⁵ La potencia a nivel de subestación del SNI corresponde a la energía disponible una vez descontadas las pérdidas en el sistema de transmisión.

nivel de subestación principal ha sido maostrado en la última columna del cuadro C. 2-1.

En el cuadro C. 2-1 consta una descripción del sistema de generación disponible en el SNI y en los cuadros C. 2-2 y C 2-3 se encuentra el detalle de la generación de INECEL.

CENTRALES HIDRAULICAS DE INECEL
poencia a nivel de bornes de generador

CENTRALES HIDRULICAS	POTENCIA INSTALADA (MW)	POTENCIA GARANTIZADA (MW)
PAUTE	1075	863.1
AGOYAN	156	136.9
PISAYAMBO	70	58.4
TOTAL	1301	1085.5

CUADRO C. 2-2

CENTRALES TERMICAS DE INECEL

CENTRALES TERMICAS	POTENCIA INSTALADA (MW)	POTENCIA OPERABLE(MW)
SANTA ROSA (GAS-DIESEL)	51	45
ESMERALDAS (VAPOR-BUNKER)	132	113
G. ZEVALLOS (GAS-DIESEL)	25	18
G. ZEVALLOS (VAPOR-BUNKER)	146	126
GUANGOPOLO (COMB. INTERNA)	33	27
TOTAL	387	321

CUADRO C. 2-3

GENERACION DEL SNI

ENTIDAD PROPIETARIA	POTENCIA INSTALADA	POTENCIA EN REHABILITACION	POTENCIA INSTALADA OPERABLE	POTENCIA EFECTIVA A BORNES DE GENER.	POTENCIA EFECTIVA O GARANTIZADA A NIVEL DE S/E
GENERACION TERMICA (MW)					
INECEL	391.64	*****	391.64	329.30	297.87
EMPRESAS ELECTRICAS	405.13	116.68	288.45	217.70	201.28
SUBTOTAL	796.77	116.68	680.09	547.00	499.15
GENERACION HIDRAULICA (MW)					
INECEL	1301.00	*****	1301.00	1291.90	1017.00
EMPRESAS ELECTRICAS	170.57	*****	170.57	169.40	73.74
SUBTOTAL	1471.57	*****	1471.57	1461.30	1090.7
TOTAL	2268.34	116.68	2151.66	2008.3	1589.85

CUADRO C. 2-1

Como se puede ver, la generación térmica de INECEL está compuesta principalmente de turbinas a vapor que queman bunker, aunque existen también plantas a gas que utilizan diesel y una central en base a motores de combustión interna que utiliza como combustible el bunker.

La demanda máxima de potencia en 1995 fue de 1665.4 MW a bornes de generador, mientras que la demanda de energía fue de 8888GWH, considerando que se tuvo un racionamiento de 540.4GWh, es decir, 6.08% a nivel anual.

2.2.2 Sistema De Transmisión Actual

A finales de 1995, el Sistema Nacional de Transmisión estaba conformado por:

- 1430 km de líneas de 230 kV, formado por un anillo troncal de doble circuito.
- 1725 km de líneas de 138 kV, que se derivan del anillo de 230 kV.
- 4168 MVA en subestaciones de elevación y reducción.

En los cuadros C. 2-4 y C. 2-5 se presenta el detalle de las instalaciones y en el croquis G. 2-1 se puede observar la configuración general del SNI.

LINEAS DE TRANSMISION DE 230 KV DEL SNI

LINEA DE TRANSMISION 230 KV	LONGITUD (KM)	NUMERO DE CIRCUITOS
STA ROSA -STO DOMINGO	78	2
STO DOMINGO - OUEVEDO	105	2
OUEVEDO - PASCUALES	144	2
PASCUALES - MILAGRO	42	2
MILAGRO - MOLINO	141	2
MOLINO - TOTORAS	205	1
MOLINO - RIOBAMBA	163	1
RIOBAMBA - TOTORAS	42	1
TOTORAS - STA ROSA	105	2
TOTAL	1430	

CUADRO C.2-4

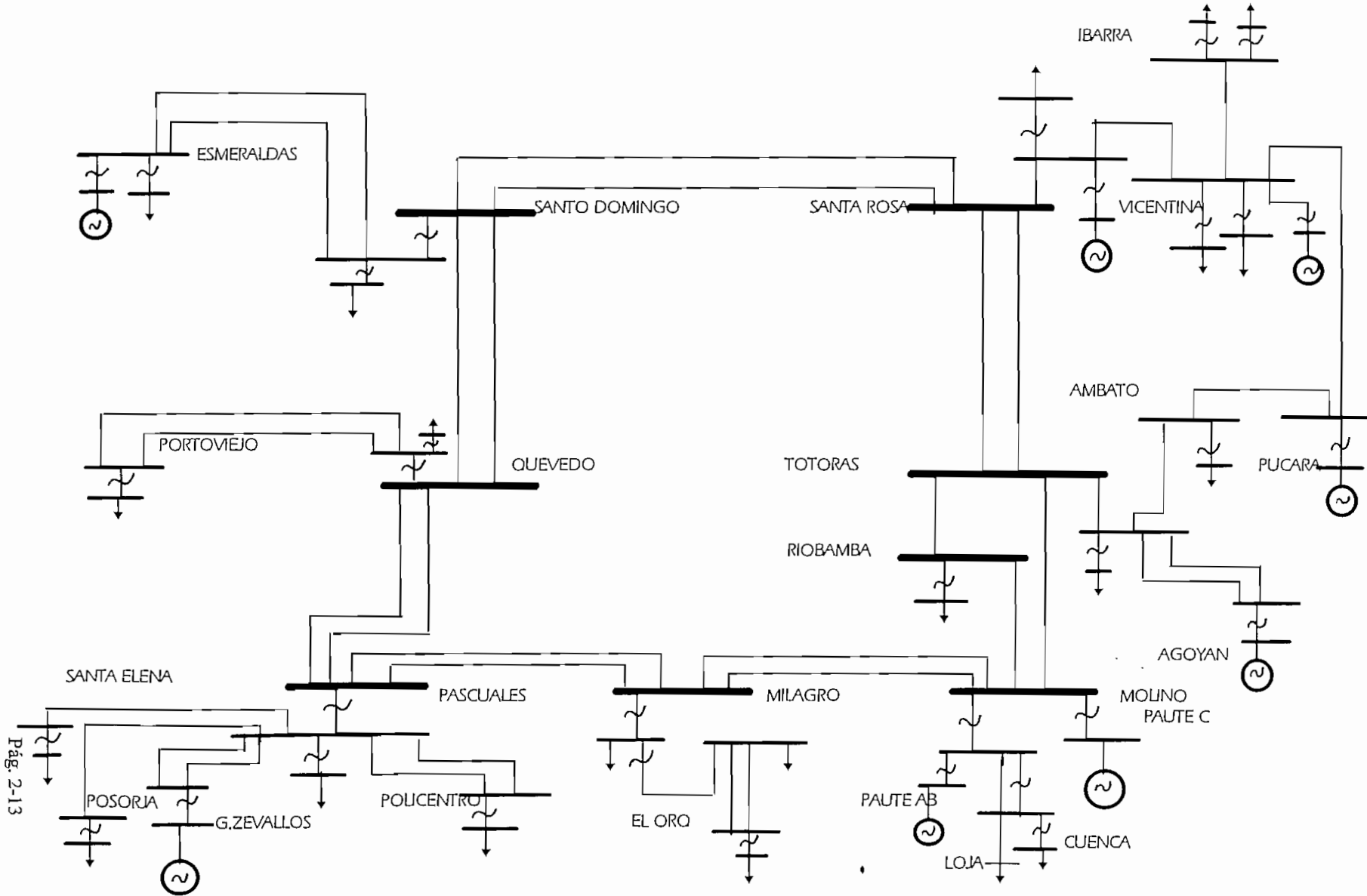
LINEAS DE TRANSMISION DE 138 KV DEL SNI

LINEA DE TRANSMISION 138 KV	LONGITUD (KM)	NUMERO DE CIRCUITOS
PUCARA - AMBATO	30	1
PUCARA - VICENTINA	107	1
STA ROSA - VICENTINA	18.5	2
VICENTINA - GUANGOPOLO	7	1
VICENTINA - IBARRA	80	1
STO DOM. - ESMERALDAS	154	2
OUEVEDO - PORTOVIEJO	107	2
PASCUALES - SALTRAL	17	2
PASCUALES - STA ELENA	117	1
PASCUALES - POSORJA	98	1
PASCUALES - POLICENTRO	16	2
MILAGRO - BABAHOYO	47	1
MILAGRO - MACHALA	129	2
PAUTE - CUENCA	70	2
CUENCA - LOJA	135	1
TOTORAS - AGOYAN	33	2
TOTORAS - AMBATO	7	1
TOTAL	1725	

CUADRO C. 2-5

GRAFICO G. 2-1

ESQUEMA GENERAL DEL SNI



2.2.3 Sistema Actual de Subtransmisión y Distribución

El Sistema de Subtransmisión y Distribución sirve para Interconectar las subestaciones principales del SNI con los usuarios finales. Estas instalaciones están a cargo de las Empresas Eléctricas de Distribución del País.

La mayoría de las Empresas Eléctricas poseen una pequeña generación propia. El 75% de la demanda es cubierta por INECEL mientras que el resto es cubierto por cada una de esas empresas eléctricas

Un breve resumen del sistema de Subtransmisión y Distribución se presenta a continuación:

Subestaciones de distribución:	1958.6 MVA
Líneas de subtransmisión:	2741.8 km
Primarios de distribución:	22852.2 km
Transformadores de distribución:	1925.5 MVA

En el cuadro C. 2-6 se presenta un resumen por empresa eléctrica de las instalaciones antes indicadas.

2.2.4 Abonados del Servicio Eléctrico

A Diciembre de 1995, en el país existían 1'900.000 abonados, cuya mayor concentración se encuentra en el sector residencial, aproximadamente 90%.

2.2.5 Pérdidas

En todo sistema eléctrico existen pérdidas de potencia y energía eléctricas, las cuales se dividen en:

- Pérdidas técnicas: Que son las que se producen por el paso de la corriente eléctrica por el sistema de transporte y transformación. Actualmente estas pérdidas en el SNI son del orden del 7%, mientras que en los sistemas de subtransmisión y distribución alcanzan el 10%.

Este nivel de pérdidas en el SNI, que es muy alto, se produce porque al no estar construida aún la línea Paute-Pascuales-Tinitaria, no es posible que el anillo de 230 kV trabaje normalmente cerrado. La solución a este problema se alcanzará a mediados de 1996, con la entrada en operación de la mencionada línea, fecha a la cual las pérdidas disminuirían al 3 o 4% que corresponde al valor de diseño.

- Pérdidas no técnicas: Conocidas también como pérdidas comerciales o negras, son las que se producen ya sea por usos no autorizados de energía (fraudes), por problemas de medición, mala facturación, etc... Estas pérdidas son también del orden de 10%.

EMPRESAS ELECTRICAS Y CAPACIDAD INSTALADA

NOMBRE DE LA EMPRESA	CAPACIDAD INSTALADA EN SUBESTACION (MW)	LINEAS SUBTRANSM. (KM)	LINEAS DISTRIBUCION (KM)	POTENCIA INSTALADA (KVA)
EMELNORTE	56.55	205	1064.64	57176
REGIONAL SUR	43.4	172	1332.94	43307
COTOPAXI	44.25	81	1445.34	74894
ESMERALDAS	35.25	145	355.73	8322
STO.DOMINGO	40	125	1127	68788
MANABI	100.5	356	2269.4	129722
EMELGUR	113.5	315	1136	124725
MILAGRO	51.75	171	868.2	67727
STA. ELENA	80	34.6	755	47096
EL ORO	70	136	816	*****
AMBATO	75	112	2060	90610
CENTRO SUR	127.5	265	2228.64	197879
RIOBAMBA	61.75	119	1430	74785
BOLIVAR	6.5	32	589.72	11234
LOS RIOS	38.75	104.5	832.9	59930
AZOGUES	*****	*****	246.85	9746
E.E.QUITO	553.9	214.7	3460	829600
EMELEC	460	154	834.5	*****
TOTAL	1958.6	2741.8	22852.21	1925541

CUADRO C. 2-6

**** No se dispone de datos

2.2.6 Estructura del Consumo Eléctrico

El consumo eléctrico del País es mayoritariamente residencial ya que casi el 40% del mencionado consumo es absorbido por las viviendas, le sigue en importancia el consumo industrial con el 30%, luego viene el consumo comercial con un 15% y el restante 15% lo absorbe el alumbrado público (8%) y las entidades oficiales (7%).

La tasa de crecimiento del consumo eléctrico en el país ha tenido algunas variantes a lo largo de los años.

Así, en el período de 1977 a 1980 se tuvieron altas tasas de crecimiento, (12.5%). Para el período de 1981 a 1989, se apreció una tasa de crecimiento inferior a la del período anterior e igual a 6.1%. Durante los años 1990 a 1993, se detectó la tasa de crecimiento más baja en todo el período de análisis, siendo de 5.1 %.

Como dato interesante se tiene que en el año de 1993 se presentó una tasa de crecimiento negativa en el consumo (-0.6%), principalmente por la contracción en los sectores comercial e industrial y por el incremento tarifario a nivel prácticamente iguales a los costos reales del servicio eléctrico.

La cobertura nacional es casi del 80%, distribuida de la siguiente manera:

urbana:	97%
rural:	55%

2.3 CARACTERISITICAS DEL CONSUMO

2.3.1 Análisis General de la Demanda

a) Análisis Diario

La curva de carga típica del SNI no tiene varicaciones sustanciales entre los días laborables y el fin de semana o días festivos, en cuanto a su forma, pero si lo tiene en cuanto a su magnitud.

El gráfico G. 2-2⁶ presenta dos curvas de carga características: una de un día laborable, y la otra de un día de fin de semana. En el gráfico en mención se confirma que la demanda máxima horaria decrece entre un tipo de día y otro, pero manteniéndose, en términos generales, la forma de las mismas.

b) Consumo de un Día Laborable

Se entiende como consumo de un día laborable, al que se produce entre los días lunes a viernes, exceptuando aquellos que coinciden con los días feriados.

Un primer análisis de las curvas del gráfico G. 2-2 permite identificar que:

⁶ Los gráficos son realizados en porcentaje, considerando que el 100% corresponde a la máxima demanda registrada durante la semana.

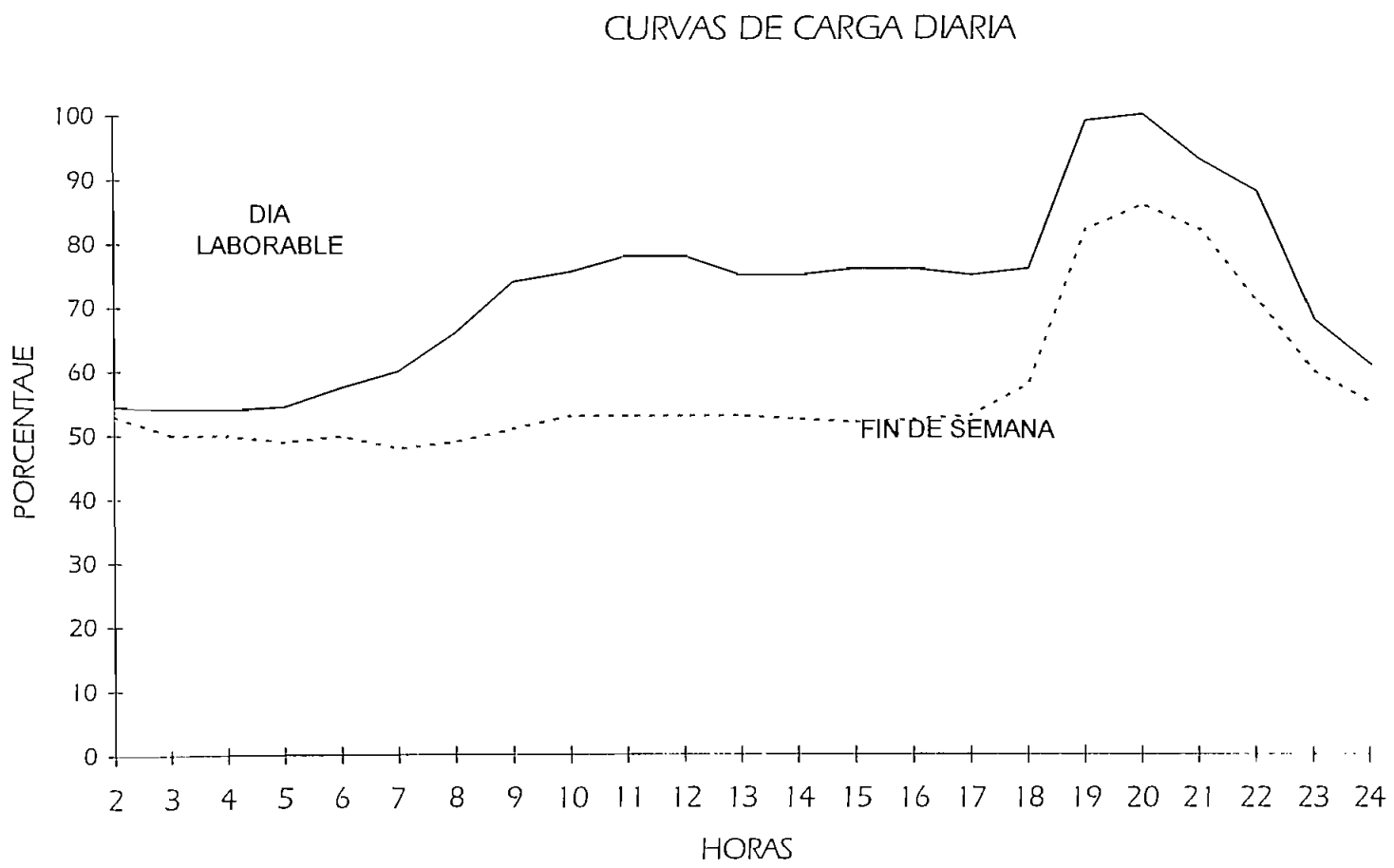


GRAFICO C. 2-2

- Existe un período de carga pico, comprendido entre las 17:00h y las 22:00h
- Se presenta un período de carga media desde las 08:00h hasta las 17:00h, que coincide con la jornada laboral ordinaria.
- Durante las 10 horas restantes, prevalece un período de baja demanda, es decir, desde las 00:00h hasta las 08:00h y desde las 22:00h hasta las 24:00h.

El factor de carga⁷ de un día laborable es de 71%.

c) Consumo De Fin De Semana

Los días de fin de semana presentan las siguientes características:

- La máxima demanda se presenta entre las 17:00h y las 21:00h, este valor es menor que aquel registrado en la punta de un día laborable, sin embargo es significativo (aproximadamente un 80 a 90 %) lo que confirma la predominancia del consumo residencial.
- Durante el período desde las 08:00h hasta las 17:00h se tiene una demanda inferior a la demanda mínima de un día laborable, es por esto que no se puede considerar a este período como uno de demanda media, es más, es posible asumir que el período de demanda mínima es desde las 22:00h hasta las 17:00h del día siguiente.
- El factor de carga del día sábado es 71 %, mientras que el del día domingo es 66%

- La curva de carga durante los días feriados es similar a la del día domingo.

d) Análisis Estacional

Se conoce como estacionalidad a las variaciones que, en el nivel de demanda de potencia y/o de energía, ocurren entre meses durante un año. En los países que tienen cuatro estaciones con grandes variaciones en la temperatura, tales variaciones del nivel de demanda obedecen a esas estaciones.

En el Ecuador, la variación de temperatura media en el año no alcanza a 1 grado centígrado en ninguna de las regiones, a pesar de que las variaciones diarias de temperatura son importantes y que los niveles medios entre sierra y costa son muy diferentes.

Es así como se puede explicar que en el Ecuador no se ha detectado una estacionalidad importante a nivel general ni por regiones.

Sin embargo, se ha podido establecer que, a nivel sectorial, existen ciertos meses del año en los cuales la demanda de un determinado sector de consumo aumenta, mientras que en otros baja. Es así como el mes de diciembre presenta una demanda más alta que los otros meses en el sector residencial y los meses de las vacaciones tanto en la sierra como en la costa, presentan una demanda inferior al promedio en ese sector.

⁷ factor de carga: Es la relación entre demanda media y demanda máxima.

Por otro lado, en el sector industrial la mayor demanda se presenta durante los meses de julio a octubre y decrece en diciembre.

Como en el sector residencial, ocurre la máxima demanda durante los meses entre diciembre y febrero y al existir un carácter complementario de estos dos consumos se explica el porque la estacionalidad es casi imperceptible a nivel global.

2.3.2 Análisis de la Demanda por Sectores

Para realizar un análisis por sectores, la demanda puede dividirse en :

- demanda industrial
- demanda comercial
- demanda residencial
- demanda de alumbrado público

Para describir la demanda se han utilizado los estudios realizados por la Dirección de Estudios y Control de Tarifas de INECEL en 1992, para cuyo objetivo se utilizaron alimentadores de las ciudades de Quito y de Guayaquil que habían sido identificados como preferentemente residenciales, comerciales e industriales respectivamente.

a) Demanda Industrial

Los resultados de los estudios han determinado que este tipo de demanda es diferente para la zona de Quito y para la de Guayaquil, pues en la primera, la máxima demanda ocurre entre las 8:00h y 10:00h, comenzando a decaer a partir de las 14:00h, por otro lado, la demanda de los fines de semana es sustancialmente menor y existen ciertas modificaciones de las curvas en relación a aquellas obtenidas durante los días laborables, como se puede observar en el gráfico G. 2-3.

En el caso de Guayaquil la demanda industrial es más plana y constante a lo largo de las 24 horas, con una pequeña declinación entre las 15:00h y 18:00h. Por otro lado, la disminución durante el fin de semana es menor que en Quito y con un cambio en la forma de la misma poco significativo. Esto se puede constatar en el gráfico G. 2-4.

El factor de carga de un día laborable alcanza el 76%, mientras que en el fin de semana aumenta a 81% promedio, aunque esto es calculado sobre cifras mucho más bajas.

b) Demanda Comercial

En los alimentadores utilizados para este estudio existían adicionalmente oficinas de Gobierno, las cuales por ser entidades de servicio son consideradas como comerciales.

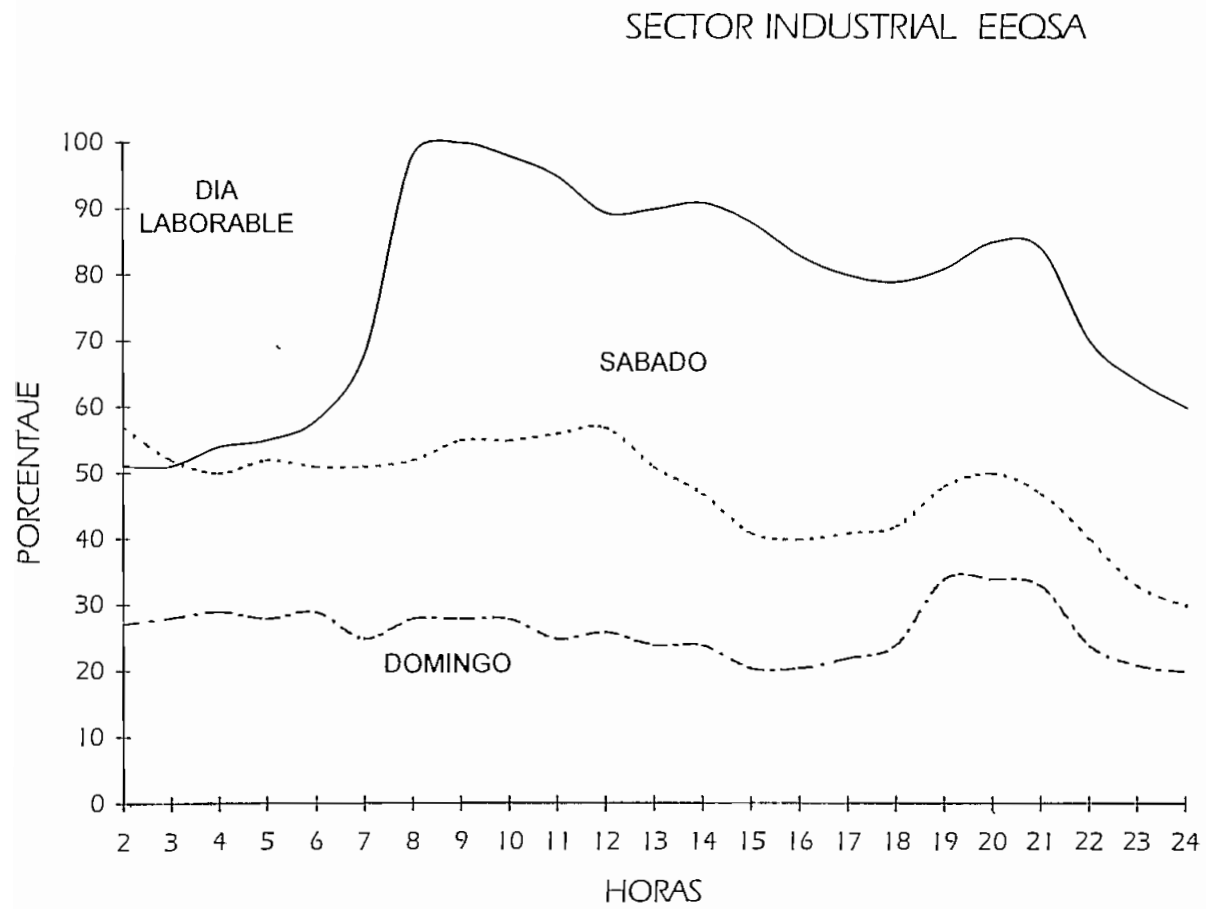


GRAFICO C. 2-3

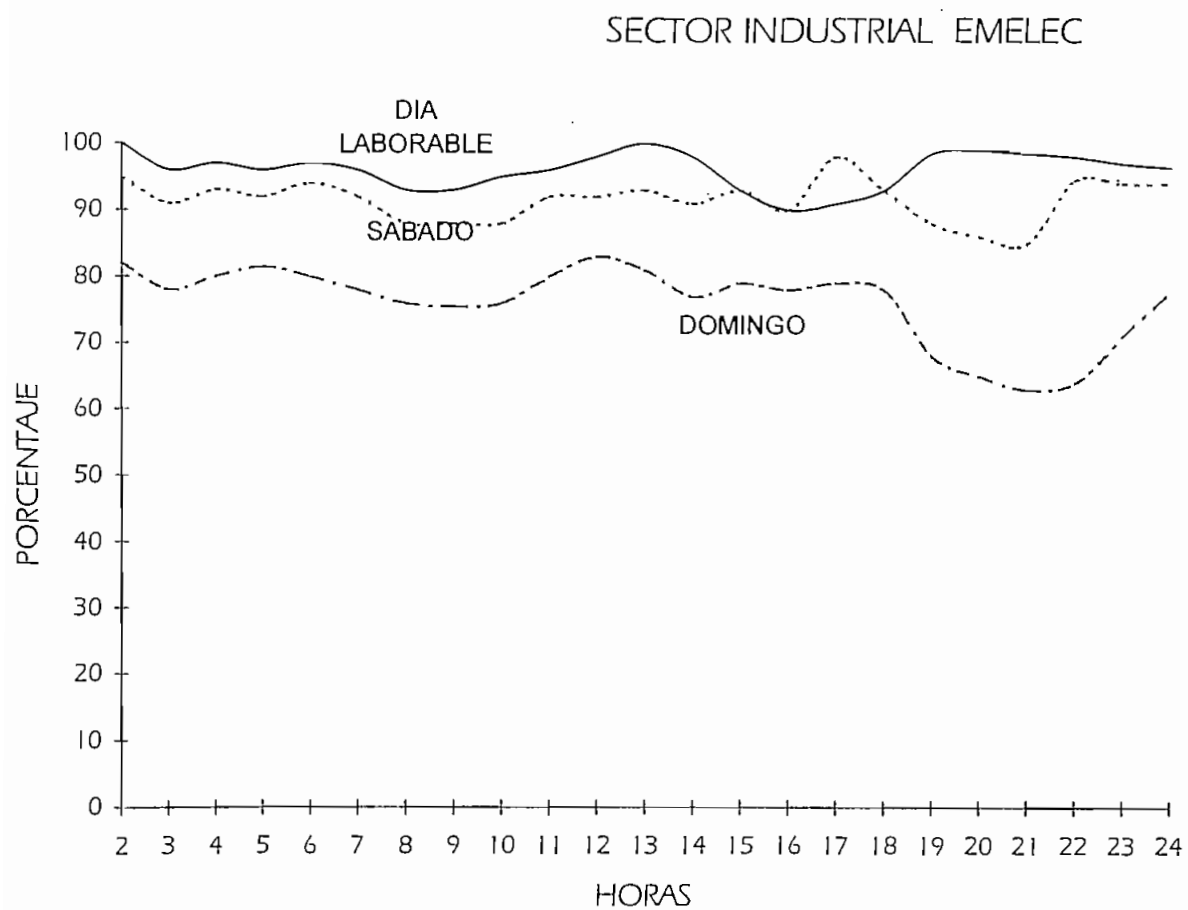


GRAFICO G. 2-4

La demanda máxima ocurre en las horas diurnas del sistema y decae a partir de las 18:00h. Durante el fin de semana la demanda baja a un 60% de la demanda correspondiente a un día laborable, sin embargo el pico se presenta a la misma hora., como se puede ver en los gráficos G. 2-5 y G. 2-6

El factor de carga comercial alcanza el 64% en un día laborable, 66% en fin de semana, y en el conjunto de la semana es de 57%.

c) Demanda Residencial

Si se observan los gráficos G. 2-7 y G. 2-8 se puede ver claramente que la demanda residencial es la que determina la punta de todo el sistema, pues su demanda máxima se concentra entre las 17:00h y 22:00h. Adicionalmente, puede observarse que en Quito existe una punta matinal entre las 05:00h y 09:00h, correspondiendo a la carga de calentamiento de agua en esa ciudad. Esta punta no existe el fin de semana.

El factor de carga residencial para los días laborables es del 52%, para el sábado es del 55% y para el domingo es del 50%.

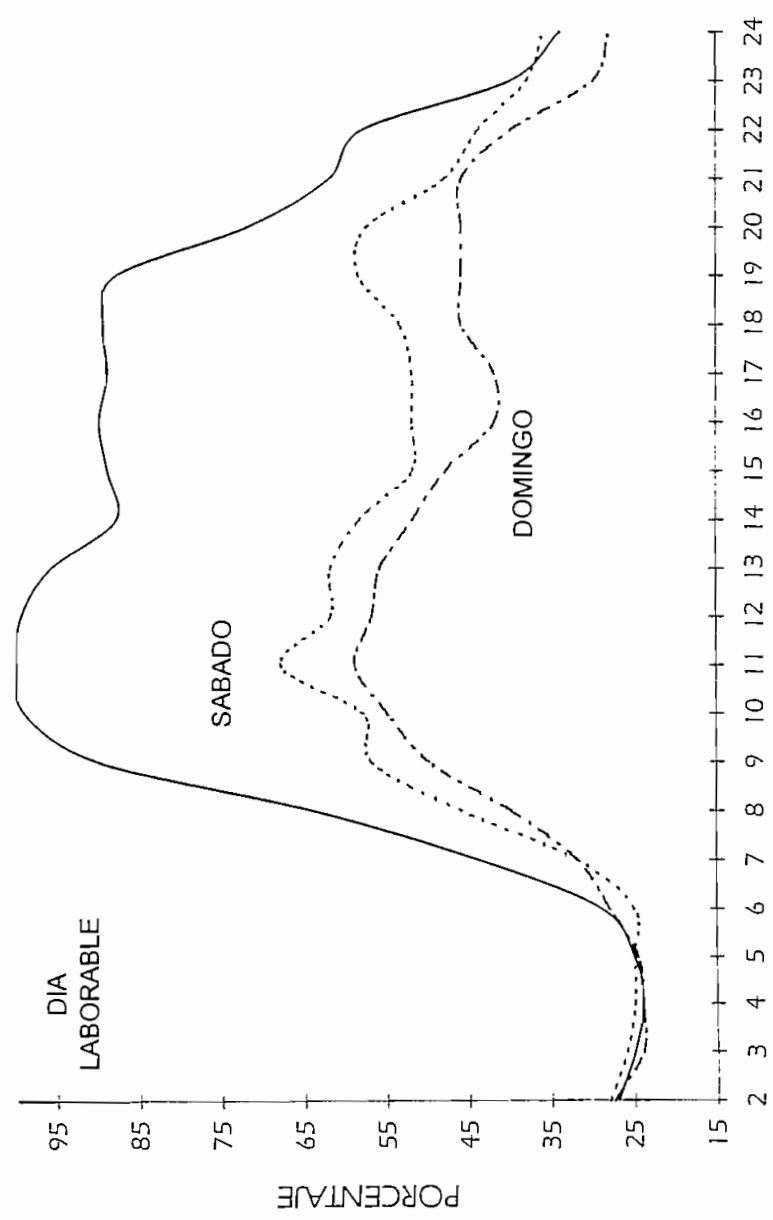
d) Demanda de Alumbrado Público

La incidencia de este sector en la punta del sistema es total durante todos los días del año, pues su funcionamiento es entre las 18:00h y las 06:00h del día siguiente.

En la siguiente tabla se presenta un resumen de la responsabilidad en la punta de cada uno de los sectores existentes que ha sido determinado por INECEL.

SECTOR	VALOR MEDIO
residencial	100%
comercial	70%
industrial	78%

SECTOR COMERCIAL EEOOSA



HORAS GRAFICO G. 2-5

SECTOR COMERCIAL EMELEC

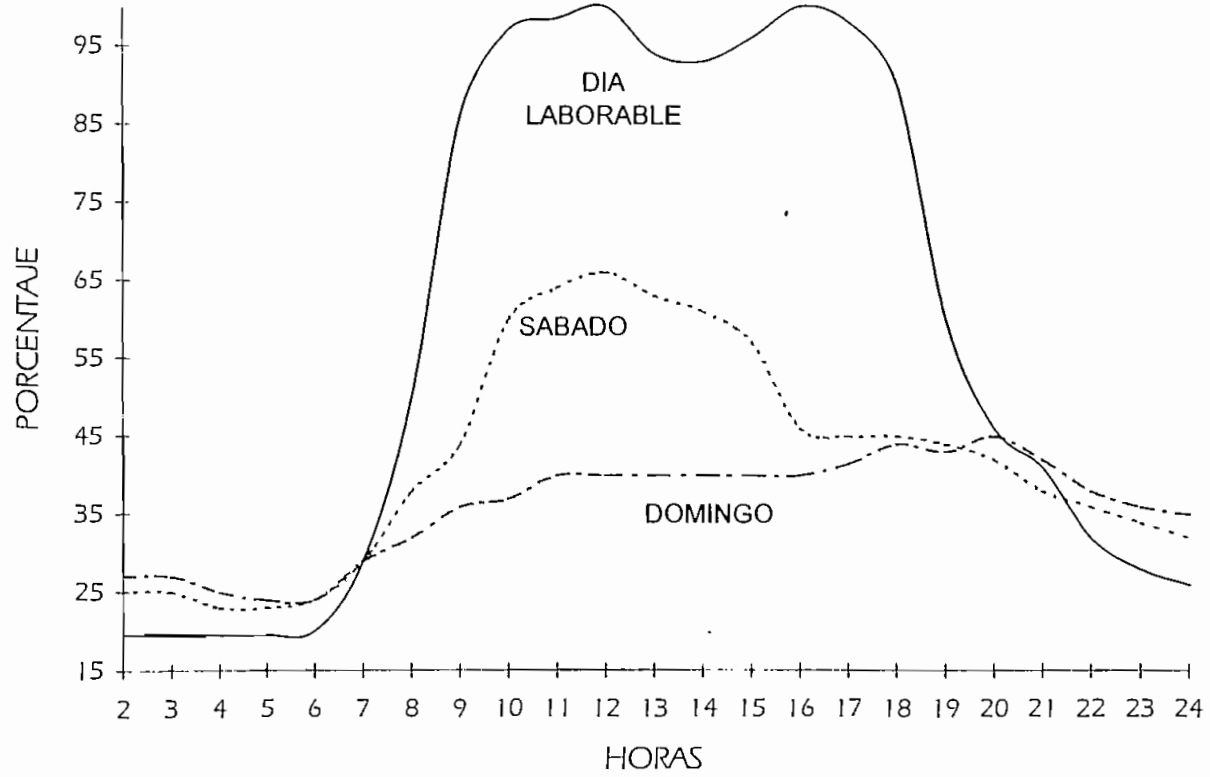


GRAFICO G. 2-6

SECTOR RESIDENCIAL EEOA

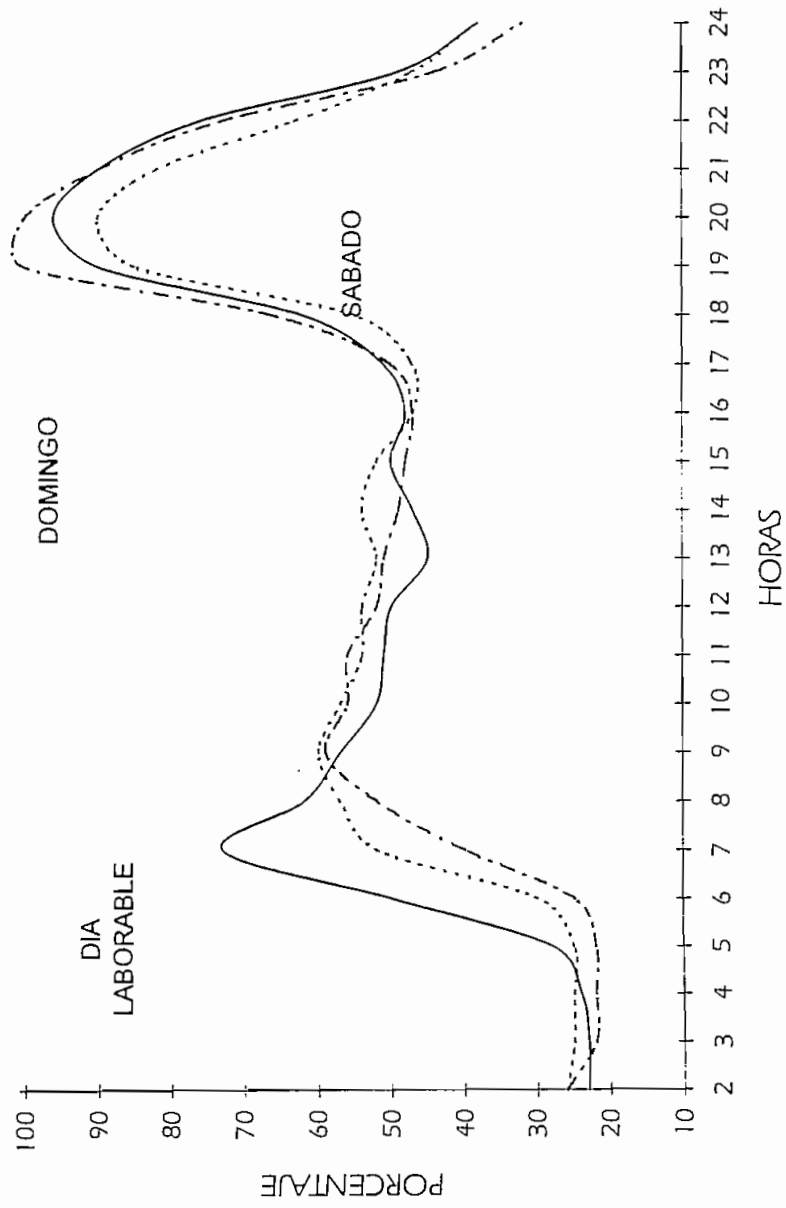


GRAFICO G. 2-7

SECTOR RESIDENCIAL EMELEC

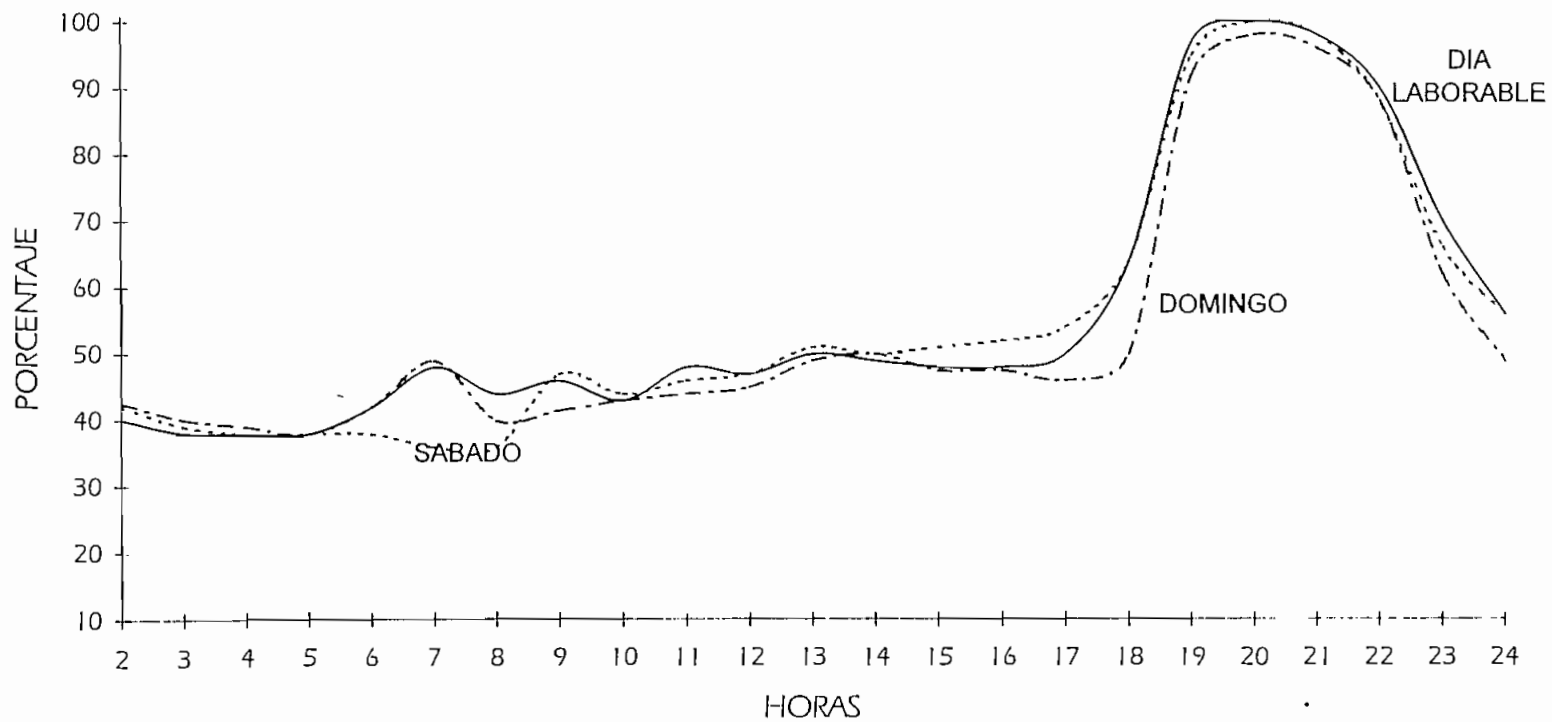


GRAFICO G. 2-8

CAPITULO III. PROBLEMAS DEL SECTOR ELECTRICO

La organización que en la actualidad prevalece para el Sector Eléctrico del Ecuador, está enmarcada en la decisión política que se tomó a principios de la década de los 60, de manejar la actividad eléctrica en forma unificada desde el Gobierno Central, que se concretó mediante la expedición en el año 1961 de Ley Básica de Electrificación la cual fue sustituida por otra en 1973.

Anteriormente y como consecuencia de lo establecido en la Ley de Régimen Municipal, los cabildos de las diferentes regiones y ciudades del País habían tomado a su cargo la tarea de electrificar las zonas de su respectiva jurisdicción. La falta de medios económicos y técnicos dio como resultado un desarrollo anacrónico y una atomización de las instalaciones de generación eléctrica, con las cuales apenas un 25% de la población nacional disponía de servicio eléctrico, porcentaje que correspondía casi exclusivamente a la población urbana.

La gestión de INECEL mejoró mucho la electrificación que prevalecía hasta antes de 1961. A la fecha, sin embargo, subsisten varios problemas que van a ser resumidos a continuación.

3.1 PROBLEMAS ORGANIZATIVOS

Como se indicó anteriormente, INECEL tiene una triple función: es un organismo regulador y normativo, es una empresa de generación y

transmisión y es accionista mayoritario de las empresas eléctricas de distribución del País (con excepción de EMELEC).

La actividad reguladora y normativa es ejecutada a través del Directorío del Instituto, organismo compuesto mayoritariamente por delegados del Gobierno. Este cuerpo colegiado actúa en función de las directrices del Gobierno y en consecuencia muchas de sus decisiones están condicionadas a aspectos políticos, ya sea del Gobierno Central o de otras funciones del Estado.

Un aspecto evidente de la injerencia política es la dificultad permanente para incrementar los niveles tarifarios que la administración de INECEL solicita al Directorío en forma periódica.

En cuanto a su actividad como empresa generadora y transmisora, si bien es verdad que cumple una labor técnica de buen nivel, administrativamente tiene problemas porque la organización vertical que prevalece en INECEL, hace que el área operativa que maneja el SNI tenga que someterse a muchos trámites burocráticos que entorpecen y demoran su gestión.

A su vez, en cuanto a la participación de INECEL como accionista de las Empresas Eléctricas, su función se entorpece muchas veces porque, si bien las empresas eléctricas están organizadas como sociedades anónimas, existe una gran injerencia política, tanto en lo que guarda relación con la nominación de sus gerentes como en la realización de obras, donde los

organismos seccionales y diputados presionan para que se las ejecute, muchas veces, con fines, evidentemente políticos.

3.2 PROBLEMAS LEGALES

El desarrollo del servicio eléctrico del País, en los últimos 20 años, se ha dado a través de una fuerte y activa participación del Estado Ecuatoriano, sin embargo la falta de estímulos a la participación privada en planes de inversión para generación, transmisión y distribución, ha puesto un freno importante al desarrollo del sector eléctrico ecuatoriano, en momentos en que el Estado no puede dotarle de fondos suficientes.

Si bien la Ley Básica de Electrificación es una Ley que, a la fecha de su expedición, tenía una concepción adecuada para el desarrollo del sector y que posee algunos aspectos que son favorables para la gestión eléctrica, no es menos cierto que la presencia de otras circunstancias político-sociales en el País, así como la de otros instrumentos jurídicos entorpecen de gran manera la gestión del servicio eléctrico.

En referencia a las mencionadas leyes y a manera de ejemplo se puede mencionar las siguientes:

- Ley de Contratación Pública
- Ley de Presupuesto.

Estas leyes dificultan tanto la gestión INECEL que, para ilustrar los inconvenientes que crea puede mencionarse que la adquisición de repuestos, siendo una actividad que debería realizarse en muy pocos días, se ha dado casos en que tal adquisición toma de 8 a 12 meses, con todas las consecuencias negativas que al servicio eléctrico aquello ocasiona.

3.3 PROBLEMAS FINANCIEROS

La situación financiera del sector eléctrico no ha sido solvente los últimos 10 años, fundamentalmente porque no se ha dispuesto de niveles tarifarios suficientes y porque el Estado ha ido retirando los aportes que, vía recursos petroleros¹, habían soportado anteriormente los requerimientos de gasto e inversión del sector.

Al iniciar la década de los 80, cuando comienza a apreciarse síntomas claros del deterioro de la economía nacional, se procede a tomar algunas medidas tarifarias con un concepto proteccionista para los pequeños consumidores de la energía eléctrica y se reconoce que el bajo nivel tarifario había sido la causa principal para el desfinanciamiento progresivo de las entidades eléctricas.

El actual pliego tarifario otorga subsidios a los consumidores residenciales, por lo que se ha establecido una estructura tarifaria con cargos crecientes en función del monto de utilización mensual.

¹ Los aportes de Ley para el sector eléctrico, entre otros, corresponden al 47% de los ingresos generados por la regalías del petróleo. Estos aportes han disminuido de 140 millones de dólares en la década de los 70, a 2 millones de dólares actualmente, ya que han congelado la tasa de cambio con la que se liquidan estas regalías para INECEL.

La insuficiencia de ingresos generados vía tarifas ha obligado al incremento de los aportes estatales y del endeudamiento interno y externo, lo que ha llevado al sector a un gran nivel de dependencia de factores exógenos². En consecuencia, al ser poca la incidencia de los niveles tarifarios en algunos sectores de consumo, se han ido perdiendo incentivos para alcanzar el uso racional de la energía.

A partir de la época mencionada, se inicia un proceso de ajustes periódicos de los cargos tarifarios, tratando así de mejorar la situación financiera del sector, sin embargo, éstos no han sido suficientes para compensar la pérdida del valor adquisitivo del sucre. Esta situación se ha agravado, además, por los problemas derivados de la insuficiencia en la recaudación de la energía facturada y problemas en la comercialización que persisten en las Empresas Eléctricas .

El no crecimiento en términos reales de las tarifas eléctricas y la reducción de aportes aprobados por Ley, provocó un deterioro enorme de la situación financiera del sector y el retraso apreciable en la ejecución de proyectos de expansión, obligando al Gobierno a realizar, en el pasado, aportaciones extraordinarias para cubrir los compromisos de deuda de INECEL y de las Empresas Eléctricas.

Por tal razón, los recursos provenientes de los préstamos internacionales se restringieron en forma importante, agravando aún más la situación.

² Tanto en lo político, como económico y legal.

Al iniciar su gestión, el actual Gobierno, realizó un gran esfuerzo para mejorar los niveles tarifarios, habiéndose logrado alcanzar valores adecuados a mediados de 1993, con lo que, como es lógico, los aportes del Gobierno hacia el sector prácticamente se eliminaron. Sin embargo, no se ha mantenido una política coherente sobre el tema, manifestado principalmente en el hecho de que luego de haber incrementado las tarifas en mayo de 1995, por presiones políticas se dio paso atrás en esta medida, dejando al sector eléctrico en condiciones económicas precarias, lo que no tiene visos de solución inmediata.

Toda esta situación ha llevado al deterioro de la calidad del servicio eléctrico, lo que se ha manifestado en las restricciones que durante los últimos 5 años se han presentado, hechos que, incluso están poniendo en riesgo la posibilidad de seguir prestando el servicio eléctrico. La manifestación más drarnática se ha dado en los cortes del servicio que en el segundo semestre de 1995 soportó el País.

3.4 PROBLEMAS TECNICOS

3.4.1 Características del Servicio

El servicio eléctrico tiene características muy importantes, que son útiles de mencionarlas para luego poder hacer un análisis de las mismas; estas son:

- *Permanente necesidad de expansión:* El sector eléctrico debe crecer constantemente para acompañar al desarrollo económico, social y demográfico del País.
- *Gran intensidad de capital a invertirse:* El equipamiento a utilizarse es abundante y sumamente costoso.
- *Largos períodos de maduración de los proyectos eléctricos:* Para proyectos hidroeléctricos se tienen períodos entre de 6 y 10 años desde sus etapas iniciales de inventario hasta llegar a la etapa de licitación, adjudicación y posterior construcción. En el caso de proyectos de generación térmica a vapor este tiempo es de 3 a 4 años.
- *Poco nivel de recuperación de las inversiones efectuadas:* Al ser la energía eléctrica un servicio público con finalidad social y productiva, los niveles de utilidad que se han permitido hasta la fecha han sido más bien bajos.. Esto no sólo que no ha permitido cubrir la serie de obligaciones financieras que existen sino también que se ha obstaculizado la permanente inversión que debe efectuarse para la expansión del sistema.
- *Regulación estatal de los precios de venta de la energía eléctrica*

Debido a la crisis económica del Ecuador desde hace 6 años, la expansión del sector eléctrico ha tenido grandes restricciones. La construcción de nuevos proyectos han sido postergados y los mantenimientos programados no han podido ejecutarse de manera suficiente.

Al tener los proyectos un largo período de maduración, un costo tan elevado y niveles tarifarios bajos, los ha hecho, hasta la actualidad, poco atractivos a la inversión privada.

La gran injerencia política en la fijación de las tarifas no han permitido una recuperación completa del capital invertido y la rentabilidad permitida en la Ley y su Reglamento.

3.4.2 Déficits

El déficit en la producción de energía del SNI ha alcanzado en los peores días de la crisis del año pasado (1995) a valores superiores a los 8.5GWH por día, lo que es equivalente al 35% de la demanda energética diaria y que es equivalente a unos 350 MW de potencia.

En la potencia mencionada no está incluido un margen razonable de reserva que en las actuales condiciones del sistema debe ser por lo menos de 100 MW.

El denominado Plan Maestro de Electrificación estableció, en 1993, el plan de equipamiento de generación que se muestra en el cuadro C. 3-1.

Realizando un análisis del cuadro C. 3 - 1 se puede apreciar que, a excepción de la instalación realizada por las empresas privadas Electroquil y

Electroquito³, no se ha cumplido con el plan de obras previsto, por las siguientes razones:

PLAN DE EQUIPAMIENTO DE GENERACION
PLAN MAESTRO 1993

EQUIPAMIENTO	POTENCIA INSTALADA (MW)	AÑO DE OPERACION
Rehabilitación de Parque Térmico de la E.E.	116	abr/1993
Turbina a gas	80	dic/1993
Turbina a gas	80	dic/1994
Turbina a vapor	125	dic/1995
Centrl Daule-Peripa	130	dic/1996
Turbina a vapor	140	dic/1997
Central San Francisco	230	dic/1999
Central Paute-Mazar	180	dic2002
Central Toachi-Pilatón	150	dic/2003
Turbina a vapor	125	dic/2004
Electroquil y Electroquito	100	1993

CUADRO C. 3 - 1

- No contratación de la primera turbina a gas que debía entrar en Diciembre de 1993, ya que el CONADE no la declaró prioritaria por varias ocasiones.

³ Debe puntualizarse que los equipamientos de estas empresas son antiguos y no han

- A causa de lo anterior, no ejecución de ninguna gestión para construir la segunda central a gas prevista para entrar en funcionamiento en Diciembre de 1994
- Retraso en la ejecución de la central de vapor de 125 MW, que debía terminar su ejecución en diciembre de 1995 por problemas para concretar su financiamiento a cargo del Gobierno Español, por lo que esa central entraría en servicio en el tercer trimestre de 1997.
- El Proyecto Daule-Peripa ha tenido graves problemas en el financiamiento acordado con el Gobierno de Italia, por lo que apenas estará listo a finales de 1998.
- Los proyectos hidroeléctricos San Francisco, Paute - Mazar y Toachi - Pilatón han sido concebidos para que la inversión sea realizada por empresas privadas, sin embargo apenas en los últimos meses de 1995, se han podido concretar los mecanismos y procedimientos que hagan efectiva esta modalidad de inversión la que está prevista en la nueva ley para el sector eléctrico.

La rehabilitación de los grupos térmicos de las Empresas Eléctricas ha sido parcial, por cuanto se presentaron problemas con los repuestos suministrados por el contratista, por lo que sólo el 50% del equipamiento previsto está en condiciones de operar adecuadamente.

En relación al Sistema Nacional de Transmisión - SNT - se han experimentado significativos retrasos en relación a los planes establecidos en las diversas

proporcionado confiabilidad en su operación.

actualizaciones de los Planes Maestros de Electrificación, es así que hasta la fecha se ha ejecutado cerca del 70% de las obras que debían haberse puesto en operación en el año 1985. Esto explica claramente por qué el SNT no es, a la fecha, lo suficientemente confiable para brindar un suministro con márgenes de seguridad aceptables y presenta niveles altos de pérdidas como ya se comentó en el capítulo anterior.

Debe anotarse que el proyecto Paute - Pascuales - Trinitaria tiene un retraso en su ejecución de más de 9 años, y es por esto que el sistema de transmisión está operando bajo condiciones de riesgo, por lo que es vulnerable a diversos tipos de contingencias e impidiendo así evacuar toda la potencia disponible en el Paute.

Existen otro grupo de líneas y subestaciones cuya ejecución está retrasada aunque se disponen desde hace más de 8 años de los materiales y equipos necesarios. Entre las obras para las que se dispone de materiales se encuentran las siguientes.

- Subestación Mulaló
- Subestación Babahoyo
- Línea Loja - Cumbaratza
- Sistema de transmisión Quito - Ibarra.

Además están los proyectos para los cuales INECEL no tiene financiamiento, entre éstos están:

- Ampliación de subestaciones como Santa Rosa, Milagro, Riobamba
- Sistema de transmisión Nororiental
- Subestación Dos Cerritos, etc.

Otro grave problema con el cual se está enfrentando el sector eléctrico es el déficit que ha debido soportarse desde hace unos 3 años en épocas de sequía, por lo que al no tener niveles adecuados de caudal, los pequeños embalses de las centrales hidráulicas del País no pueden almacenar suficiente agua, razón por la que el suministro de energía no ha podido ser permanente. Lo mencionado ha permitido concluir a especialistas internacionales, que la productividad energética de las cuencas hidrográficas posiblemente esté disminuyendo como consecuencia del mal uso de los ecosistemas asociados.

Las plantas térmicas que poseen INECEL y las Empresas Eléctricas no son suficientes para cubrir las necesidades energéticas del País, las cuales por consumir combustible ocasionan gastos astronómicos adicionales que agudizan aún más la situación financiera del sector eléctrico.

El Plan que se ha analizado fue aprobado por el Directorio de INECEL en marzo de 1993 y puesta en vigencia por el Presidente de la República el 30 de Junio del mismo año.

Por el incumplimiento del plan mencionado y basados en el hecho que la Ley Básica de Electrificación especifica que el Plan Nacional debe ser

actualizado permanentemente de acuerdo con la evolución de la demanda eléctrica y el cumplimiento del plan de obras e inversiones, por tal razón INECEL procedió a actualizar dicho Plan, el mismo que fue conocido por el Directorio del Instituto a principios del año de 1995, en base a lo cual, se dispuso se efectúen las gestiones pertinentes para ponerlo en operación.

En la actualización mencionada se consideraron los siguientes aspectos:

- Revisión de las proyecciones de demanda y energía
- Revisión del plan de equipamiento de generación del SNI
- Revisión del plan de equipamiento del Sistema Nacional de Transmisión
- Revisión del plan de equipamiento de los Sistemas de Subtransmisión y Distribución

En dicho Plan y en relación con el programa de generación, se especificó el programa de obras que se presenta en el cuadro C. 3 -2 .

Allí se puede notar que se especifica la necesidad de instalar más de 200 MW hasta finales de 1996, por lo que, y debido a la presencia de una inesperada sequía en los meses de Agosto y Septiembre del año 1995, se aprobó la adquisición de los servicios de potencia y energía eléctricas a cargo de empresas generadoras privadas, con las cuales INECEL, al amparo de un decreto de emergencia del sector , contrató dichos servicios. Estos contratos suscritos con las firmas Electroquil, Electroquito y SEACOST, aunque se

encuentran a la fecha retrasados en su ejecución, constituirán una solución eficiente y definitiva a la crisis energética en el corto plazo.

PROGRAMA DE OBRAS DE GENERACION

PLAN NACIONAL DE ELECTRIFICACION 1995

EQUIPAMIENTO	POTENCIA INSTALADA (MW)	AÑO DE OPERACION
Rehabilitación de Parque Térmico de la E.E.	116	oct/1994
Turbina a gas	90	oct/1995
Turbina a gas	92	oct/1995
Turbina a gas	30	oct/1006
Turbina a vapor	125	oct/1997
Centrl Daule-Peripa	130	oct/1998
Central San Francisco	230	dic/1999
Central ciclo combinado con gas del Golfo	100	oct/2001
Central Apaqui	36	oct/2001
Central Paute-Mazar	180	dic/2003
Central Codo - Sinclair	432	oct/2006

CUADRO C. 3 - 2

CAPITULO IV. LA REESTRUCTURACION DEL SECTOR ELECTRICO

Planteado el problema según lo formulado en el capítulo anterior, se puede concluir en la necesidad de cambios inmediatos y profundos en la organización del sector eléctrico del País.

Existen diversas opiniones sobre los cambios que deben existir, entre éstas se tienen los siguientes dos planteamientos bien definidos y opuestos:

1. El cambio debe hacerse dentro del marco estatal de la economía, sustentándose en el hecho que la Constitución de la República establece que la prestación, entre otros, del servicio eléctrico es atribución privativa del Estado.
2. El ajuste debe hacerse en base a la participación intensa e incluso exclusiva del sector privado, para cuyo acerto recurren a la misma disposición constitucional que prevé la posibilidad de delegar a la iniciativa privada la prestación de este servicio.

Como se puede ver, el problema no es la falta de consenso para el cambio, sino la formulación de enfoques diferentes para el mismo. No existen discrepancias sobre los conceptos técnicos, sino más bien se tienen planteamientos ideológicamente opuestos.

Independientemente de estas posiciones algo extremas entre sí, lo que se considera básico e indispensable es que el objetivo fundamental que se debe buscar es que estos cambios deben apuntar a que la prestación del servicio

eléctrico debe ser realizada en las mejores condiciones técnicas y económicas a todos los usuarios del servicio.

En el proceso de reorganización que está en marcha, deben diferenciarse dos hechos:

1. El modelo conceptual sobre el cual se cimienta el cambio propuesto
2. La ley específica que permitirá por un lado dar vigencia al modelo y por otro, regular las relaciones de todos los actores del servicio en forma específica.

Sobre estos dos aspectos se observa que ha existido una tendencia a confundirlos, lo cual es un error, pues puede darse el caso que el modelo esté bien formulado, pero la ley esté mal estructurada y no refleje lo que el modelo desea obtener.

4.1 ESQUEMA PROPUESTO

El Gobierno actual definió en 1993, un modelo para la organización del sector eléctrico, basado 3 principios fundamentales:

1. Separar las funciones normativas y regulatorias de aquellas funciones operativas y comerciales.
2. Permitir el acceso del sector privado para que participe en las diferentes etapas operativas del servicio eléctrico.

3. Separar las diferentes etapas funcionales (generación, transmisión y distribución) como unidades específicas de negocio.

4.1.1 Separación de Funciones

La mencionada separación de funciones se basa en que es atribución del Estado el controlar y normar la prestación del servicio eléctrico, estableciendo disposiciones claras y concretas de aplicación obligatoria de parte de todos los actores del mismo, buscando así la eficiencia de su prestación y precautelando los intereses del desarrollo del País y de los usuarios, es decir, sería el Estado quien regularía en todo el Ecuador las actividades de generación (cuando se la coloque en forma parcial o total en el Sistema Nacional Interconectado), transmisión y distribución de la energía eléctrica

Esta función está prevista que el Estado la ejecute en base a un ente estatal especializado, que sería el Consejo Nacional de Electrificación - CONELEC -.

a) El Consejo Nacional de Electrificación

El Gobierno propuso que el CONELEC tendría toda la autonomía económica y administrativa que el servicio eléctrico precise, de manera que su función sea netamente técnica, para que, de esta forma, las normas legales y reglamentarias sean aplicadas de manera directa y sin ambigüedades, de tal forma que el servicio eléctrico pueda ser brindado evitando la injerencia política.

No se contempló que el CONELEC realice actividades empresariales en el sector eléctrico, sino que de ser necesaria la participación estatal, en ausencia de los privados, lo haría a través de terceras personas.

Conceptualmente, el CONELEC tendría 6 funciones específicas:

1. Fijar las tarifas para la distribución y transmisión¹
2. Dictar las regulaciones a las cuales debería ajustarse el Centro Nacional de Control de Energía -CENACE- (organismo que será descrito más adelante), los generadores, transmisor, distribuidores y los clientes del sector eléctrico; en materia de seguridad, protección del medio ambiente, normas y procedimientos técnicos de medición y facturación y demás aspectos técnicos que conciernen al servicio eléctrico.
3. Verificar que los servicios de transmisión y distribución se ajusten a las normas de calidad establecidas en la Ley.
4. Manejar y controlar los procesos de concesión de áreas de servicio de distribución y transmisión, así como los permisos que se requieran para la instalación de generación.
5. Dirimir conflictos de cualquier aspecto que, sobre la prestación del servicio, pudieren presentarse entre los actores del mismo.
6. Efectuar estudios previsionales que posibiliten dar orientación a los inversionistas privados sobre la evolución esperada de la demanda

¹ Para la generación los precios serían libremente pactados entre los actores del servicio eléctrico, o en su defecto serían aquellos que resulten de la definición de los costos marginales instantáneos de corto plazo (a explicarse en el capítulo 5) los que serán valorados por el Centro Nacional de Control de Energía -CENACE - y aprobadas por el CONELEC .

de sector eléctrico y las posibles obras que puedan requerirse para abastecerla en la forma más económica posible.

La parte operativa y comercial del servicio sería manejada por una organización, en la cual podrían participar entes privados, estatales o mixtos, los mismos que funcionarían con las mismas reglas enmarcadas en las disposiciones legales correspondientes y controladas por el CONELEC.

b) Centro Nacional de Control de Energia

En la concepción establecida en el nuevo modelo propuesto originalmente por el Gobierno, esta entidad sería propiedad de los generadores, transmisor, distribuidores y grandes clientes, absolutamente técnico y sería una corporación sin fines de lucro.

Esta entidad tendría, por disposición legal, el objetivo básico de ordenar el despacho de la generación disponible al menor costo operativo posible, así como cuantificar y administrar las transacciones que sean necesarias efectuar entre generadores, o entre generadores y distribuidores y grandes clientes.

El CENACE se encargaría de:

- Recabar de todos los actores del mercado eléctrico sus planes de producción y mantenimiento, así como sus pronósticos de la demanda de potencia y energía de corto plazo.

- Coordinar la operación en tiempo real del Sistema Nacional Interconectado en condiciones de operación normal y contingencia.
- Ordenar el despacho de los equipos de generación para atender la demanda al mínimo costo marginal instantáneo de corto plazo.

Dentro del mencionado Mercado Eléctrico Mayorista que se crearía, los generadores podrían entregar el suministro eléctrico a través de contratos de largo plazo libremente pactados con distribuidores o grandes clientes, o ponerlo a disposición del CENACE para que sea administrado por éste y negociado con quien lo requiera en un proceso operacional denominado SPOT u ocasional, debiendo recibir la remuneración correspondiente, tanto por el hecho de haber puesto sus equipamientos a disposición del mercado nacional de electricidad, como por el hecho de haber entregado efectivamente su producto cuando sus unidades hayan sido despachadas.

Un aspecto importante que se planteaba en este modelo es la protección al medio ambiente, mediante las varias regulaciones que el Estado tendría para evaluar el impacto ambiental de los diferentes proyectos de cada una de las etapas funcionales del sector eléctrico.

4.1.2 Acceso del Sector Privado

Esta premisa fue planteada bajo el hecho real que el Estado no está en la disponibilidad de seguir aportando en forma masiva para cubrir el desarrollo

de los equipamientos requeridos para cubrir la expansión del servicio eléctrico.

Sin embargo, para que los inversionistas privados se interesen en el sector eléctrico ecuatoriano, se requiere que existan reglas perdurables en el tiempo a las cuales no se las pueda manipular al capricho de situaciones coyunturales de la administración del Estado o de la movilidad de funcionarios públicos encargados de su manejo.

Es conveniente recalcar que los inversionistas privados tanto nacionales como extranjeros ya han comenzado a mostrar su interés en participar en actividades de generación, incluso bajo el actual marco jurídico que rige al sector (ejemplos: San Francisco y Toachi - Pilatón).

La exportación o importación de energía eléctrica sería permitida. En el primer caso se debería contar con la aprobación del CONELEC, previo informe técnico del CENACE.

Para evitar el monopolio de algún sector de generadores, el modelo no concibe la asociación de éstos para la negociación de contratos o la fijación de precios o políticas tarifarias.

El aspecto legal de soporte que respaldaría a este nuevo marco jurídico sería la ley de Modernización del Estado, Privatizaciones y Prestación de Servicios Públicos.²

4.1.3 Separación de las Etapas Funcionales

Este postulado obedece a que se ha confirmado que estas etapas funcionales persiguen finalidades diferentes y específicas, por lo que es necesario asignarles características individualizadas.

Las diferencias más evidentes son las siguientes:

- Las etapas de transmisión y distribución serían consideradas servicios públicos, mientras que la de generación sería una actividad económica de riesgo.
- Como consecuencia de lo anterior, a la actividad de generación no se le fijaría tarifas, sino que funcionaría con precios.³
- La actividad de generación estaría sujeta a libre competencia mientras que las actividades de transmisión y distribución funcionarían como monopolios naturales
- La transmisión sería una actividad a la que no se le permitiría comercializar con la energía eléctrica (ni comprarla, ni venderla),

² La mencionada ley fue publicada en el Registro Oficial N° 349 del 31 de Diciembre de 1993, y se la conoce como Ley de Modernización y su reglamento fue publicado en diciembre de 1994

³ Debe entenderse como PRECIOS DE GENERACION aquellos valores que resultan de una libre pactación entre las partes involucradas o que se derivan del establecimiento normalizado de los costos marginales instantáneos de corto plazo. TARIFAS en cambio son los valores establecidos por norma legal, por un ente de regulación.

evitando así que se convierta en intermediario mercantil, sino que sería una empresa que únicamente vendería servicios de transporte, por lo cual sería remunerada con tarifas reguladas cuyas normas y procedimientos serían de conocimiento amplio y generalizado en la población.

- La distribución, por principio, no podría ejercer actividades de producción de energía, con la finalidad de evitar que existan contradicciones entre lo que es servicio monopólico y una actividad competitiva.

4.1.4 Libre Acceso a las Instalaciones de Transmisión y Distribución

Esta condición es implícita al hecho que los actores del servicio eléctrico puedan participar en un sistema competitivo dentro de la generación, de manera de obtener el menor costo posible de la energía. De esta forma los grandes usuarios y distribuidores tendrían la libertad de acceder al suministro del servicio con quien mejores condiciones técnico-económicas le ofrezca.

Esta libertad de acceso tiene que estar condicionada exclusivamente a las disponibilidades técnicas de los sistemas de transmisión y distribución y a que se paguen los valores que correspondan por la utilización de dichas instalaciones.

Según lo señalado en el literal a) del numeral 4.1, el Estado Ecuatoriano se reservaría para sí la potestad de ejecutar obras de electrificación dentro de un

esquema subsidiario, es decir, cuando los entes privados no puedan o no quieran acometer dichas inversiones, de esta manera el Estado aseguraría la continuidad del servicio eléctrico en el país..

4.1.5. Otros Aspectos del Modelo de Ley Propuesto

No se garantizaría para los generadores actuales y futuros, ni el mercado ni el precio para el suministro de potencia y energía eléctricas que produzcan, sino que tendrán toda la libertad para negociar con empresas eléctricas y grandes usuarios los montos del suministro eléctrico que requieran, así como los precios a los cuales efectuarían esos suministros. Por otro lado, los generadores explotarían sus instalaciones por su propia cuenta, asumiendo los riesgos comerciales inherentes con tal explotación.

Se proponía que los precios que se fijen para las diferentes etapas funcionales no contendrán ningún tipo de trato preferencial ni subsidio, y si aquello amerita que se otorgue a determinado tipo de usuarios, serían manejados y financiados directamente por el Estado.

Dentro de lo comentado, el modelo propugnaría adicionalmente lo siguiente:

- Promover la competitividad de los diferentes mercados existentes en el Sector Eléctrico.

- Asegurar la confiabilidad, igualdad y uso generalizado de los servicios e instalaciones de transmisión y distribución de electricidad.
- Promover, mediante sistemas tarifarios adecuados, la conservación y el uso racional de la energía.
- Favorecer al desarrollo de la electrificación rural.

4.1.6 Sistemas Eléctricos Aislados del SNI

Los sistemas eléctricos que no se encuentren interconectados con el SNI recibirán el tratamiento de empresas distribuidoras, sin embargo éstas podrán realizar actividades de generación, por la misma condición de empresas aisladas del SNI. El programa de Electrificación Rural dispondría de fondos propios para su funcionamiento.

4.2 COMENTARIOS AL PROYECTO DE LEY

Partiendo de la premisa que las normas jurídicas que rigen una determinada actividad, deben servir para que la misma se desarrolle en forma adecuada y no al revés, es decir, que la actividad sirva para cumplir exclusivamante los disposiciones de una determinada ley, es obvio que las leyes deben servir para acompañar el desarrollo y los cambios que experimente una determinada actividad o un país.

En el caso concreto del servicio eléctrico, la ley que lo rige tiene una vigencia de más de 22 años, y fue expedida para permitir dos actividades básicas:

1. Configuración del SNI
2. Estructuración en forma empresarial del sector de distribución.

Estas dos premisas han sido alcanzadas en base a una fuerte injerencia estatal y en un marco de financiamiento basado en los recursos petroleros.

A la fecha se tienen otras realidades en el sector eléctrico como son:

- No existen recursos suficientes a nivel estatal.
- Como consecuencia de lo anterior, se requiere la participación privada.
- La participación privada debe hacerse en base a una figura diferente a las actualmente aplicadas, como lo constituye el proceso de CONCESION.
- El Estado precisa retirarse de las actividades empresariales para así poder ejercer con toda la fuerza requerida y sin contraposición de intereses, su función reguladora y normativa.

Con estos antecedentes es evidente que hace falta una nueva ley, cuyo modelo ha sido descrito en el numeral 4.1, el mismo que es bastante lógico y con buenas posibilidades de ser aplicado con éxito.

Se esperaba entonces que la Ley que aprobare el Congreso no distorsione el modelo mencionado, introduciendo aspectos que pueden resultar contradictorios en el afán de satisfacer todos los "requerimientos" que los

diferentes sectores y entidades del País pueden aspirar para satisfacer sus particulares intereses. Lo mencionado lamentablemente ocurrió en el sentido que la Ley aprobada por el Congreso introdujo varios aspectos que son algo incongruentes e incluso contradictorios entre sí.

Entre estas incongruencias conviene anotar aquella que se produce cuando se consagra en la Ley la presencia de subsidios cruzados, lo que no había existido hasta la actualidad en la Ley vigente y ni siquiera en el Reglamento respectivo, sin haber aquello impedido que el Gobierno, a través de decisiones administrativas, lo apruebe y mantenga en vigencia, concluyendo que lo aprobado en la nueva Ley provoca un evidente retroceso conceptual lamentable.

Otra incongruencia que se introduce es que se convierte al CENACE en una dependencia del CONELEC, quitando el sentido de independencia técnica que se debe mantener entre lo normativo y empresarial.

Por otra parte, la conformación directiva tanto del CENACE como del CONELEC, no son coherentes con el objetivo eminentemente técnico y apolítico que se buscaba, ya que se mantiene las organizaciones imperantes en la actualidad, por lo que, se entiende que en estos aspectos, la nueva ley no ha logrado mucho.

Sin embargo, al existir algunas otras disposiciones que de todos modos son apropiadas, es mi opinión que el Presidente de la República debería vetar

CAPITULO V: SISTEMAS DE PRECIOS DEL SERVICIO ELECTRICO

5.1 SISTEMA ACTUAL DE PRECIOS

Según se explicó anteriormente, INECEL vende energía en bloque a las empresas eléctricas distribuidoras, para que éstas a su vez, la distribuyan y comercialicen a sus usuarios finales. La Ley Básica de Electrificación dispone que el cuerpo máximo de INECEL, es decir su Directorio, fije las tarifas del servicio eléctrico.

En el capítulo I, se mencionó que la estructura tarifaria del sector eléctrico está basada en el tipo de servicio, es decir en función del destino del suministro eléctrico.

Los tipos de servicio son definidos en el Reglamento para la Fijación de Tarifas Eléctricas y son los siguientes:

- *Residencial:* Es aquel servicio destinado únicamente al uso doméstico en las habitaciones y anexos que constituyen la residencia de una unidad familiar. Además se considera dentro de este tipo de servicio a los abonados con consumos pequeños que tengan en su vivienda pequeñas actividades de comercio o talleres de artesanía.
- *Comercial:* Corresponde al servicio suministrado a casas, edificios, apartamentos destinados para negocios o actividades profesionales y a locales destinados a cualquier otra actividad por

la cual sus propietarios perciban alguna remuneración de las personas que visitan estos lugares.

- **Industrial:** Este es el servicio que se presta a fábricas, talleres, aserraderos, molinos, etc., en los cuales se elabore o transforme productos mediante procesos industriales. En este servicio se incluye los usos industriales de instituciones públicas como son Municipios, Ministerios, Fuerzas Armadas, etc..
- **Alumbrado Público:** Es el servicio que es utilizado para el alumbrado de calles, plazas, parques, pilas luminosas, etc., que son de libre ocupación del público.
- **Entidades Oficiales:** Corresponde al suministro de energía eléctrica para uso general en oficinas o dependencias de los Municipios, Consejos Provinciales y demás funciones del Estado.
- **Entidades de asistencia social y beneficio público:** Es el servicio que se da a instituciones de Asistencia Social sin fines de lucro, instituciones de beneficencia o instituciones de educación e iglesias.
- **Otros:** Son los servicios que no están incluidos en los suministros anteriores, entre los que se considera el bombeo de agua.

Además, por excepción, existen unos pocos casos de usuarios en los cuales las tarifas han sido definidas por el nivel de voltaje del servicio y/o por las características de la generación que pueda poseer el usuario, así como por su demanda; estas tarifas requieren autorizaciones específicas del Directorio de INECEL .

El mencionado Reglamento de Tarifas, especifica que los estudios tarifarios pueden y deben ser realizados por las empresas eléctricas y presentadas para la aprobación del Directorio de INECEL. Sin embargo dicho Reglamento dispone que en ausencia de tales estudios, INECEL a través de su cuerpo técnico respectivo, los puede ejecutar como paso previo para que el Directorio de INECEL los conozca y resuelva.

Los costos del servicio eléctrico son valorados en base a los COSTOS FINANCIEROS CONTABLES entre los que se incluyen, por un lado los gastos de explotación, constituidos por la suma de los costos directos de operación y mantenimiento y las cuotas de depreciación anual y, por otro lado, la rentabilidad sobre la Base Tarifaria; entendiéndose como Base Tarifaria, el valor promedio de dos años consecutivos del activo neto inmovilizado al que hay que sumar el capital de trabajo para la explotación, estimado como el equivalente a dos meses de los gastos directos de explotación.

Los gastos directos están compuestos por:

- Sueldos: En general corresponde a la remuneración por concepto de servicios prestados por los empleados y obreros.
- Beneficios Sociales: Se refiere a los beneficios de carácter social en favor del personal.
- Combustibles: Corresponde al costo de combustibles y lubricantes utilizados para la generación.
- Energía Comprada: Representa el valor total incurrido por la compra de potencia y energía adquiridas a terceros.

- Respuestos: Son los materiales que están destinados a la operación y mantenimiento de los equipos.
- Seguros: Corresponden al valor de la pólizas contratadas para cubrir los bienes contra diversos tipos de riesgos (incendios, accidentes, terremotos, catástrofes naturales, etc..)
- Gravámenes: Guarda relación con los impuestos, tributos, tasas, contribuciones fiscales, etc. a las que las entidades eléctricas están sometidas.
- Gastos Generales: Se refieren al arrendamiento de locales, autoconsumos de electricidad y demás gastos que no se encuentran incluidos en los puntos anteriores.

Según la actual legislación, el sector eléctrico del país está exonerado del pago de varios tributos, entre los que se cuentan aranceles para la importación de bienes y el impuesto a la renta, es decir, existe una excepción legal para lograr que los gastos directos sean menos altos; sin embargo, con la participación del sector privado estas exoneraciones seguramente se eliminarán, obteniéndose así un costo directo más real.

Hasta el año de 1983, el Reglamento de Tarifas especificaba que la rentabilidad se la debía fijar a priori en un valor del 8.5% sobre la Base Tarifaria. Desde esa fecha y con ocasión de las modificaciones que experimentó ese Reglamanto, se tiene establecido que las tarifas deben fijarse de tal manera que permitan lograr una adecuada Contribución a la Inversión, la misma que está constituida por la generación interna de fondos,

es decir, la suma de los ingresos netos de operación con la reserva para depreciación anual y restando el servicio de deuda.

Los ingresos netos de operación, a su vez, son obtenidos restando de los ingresos por venta de energía, los gastos de explotación y los otros ingresos y gastos operativos que no son de explotación pero que están relacionados con la actividad operativa de la entidad eléctrica.

En lo que guarda relación con el ajuste de las tarifas, las empresas eléctricas pueden solicitar al Directorio de INECEL un reajuste en los siguientes casos:

1. Variación del costo efectivo de potencia y energía comprada en proporción necesaria que permita compensar los cambios ocurridos.
2. Variación del costo unitario promedio de los combustibles utilizados
3. Variación de la dotación anual de las reservas para la depreciación de los activos fijos por efectos de revalorización o devaluación, siempre y cuando la variación sea mayor al 10% del costo que se consideró en el anterior pliego tarifario.

Por otro lado, INECEL puede también tomar la iniciativa para la revisión de las tarifas y una vez realizado el estudio, lo puede presentar para la aprobación por parte del Directorio.

Como se puede ver, la fijación de tarifas y la obtención de la consecuente rentabilidad, está incluyendo no solamente los aspectos operativos, sino que considera tópicos relacionados con la expansión del sistema, como son:

- El servicio de deuda y
- El plan de inversiones a ejecutarse anualmente

Por supuesto, en forma implícita se están considerando las otras fuentes de financiamiento que se dispongan o prevean para tal expansión. Esta última afirmación se ratifica porque en el Reglamanto de Tarifas se dispone que el Directorio de INECEL fijará anualmente el porcentaje de Contribución a la Inversión que deberá alcanzarse con el establecimiento de la nuevas tarifas, lo que involucra el hecho que se debe analizar todo el esquema de financiamiento previsto para la expansión del sistema en dicho año.

A partir de 1989, los estudios efectuados para la fijación de costos y tarifas consideraron que la condición mínima que debían cumplir los niveles tarifarios es que permitan obtener al menos una Contribución a la Inversión igual a cero, lo que suponía que lo que no era posible cubrir con las tarifas para la expansión del sistema, tenía que venir de aportes estatales.

Con la asunción al poder del gobierno del Dr. Rodrigo Borja, la política tarifaria aprobada en 1988 estableció que las tarifas eléctricas a nivel del usuario final debían ser únicas en todo el país. En contrapartida se estableció en esa política, que las tarifas para la venta en bloque de la energía eléctrica que efectuó INECEL a las empresas eléctricas debían ser diferenciadas.

Dentro del esquema de protección al sector residencial se dispuso que sus tarifas sean más bajas, mientras que los sectores comercial e industrial debían tener tarifas más altas.

La política mencionada continuó en el gobierno del Arq. Durán-Ballén, con la diferencia que la Contribución a la Inversión se la fijó de manera que permita estructurar un esquema de financiamiento adecuado al programa de expansión, lo que evidentemente tenía un sustento conceptual más apropiado.

El sistema de reajustes tarifarios, ha sido aplicado en base a incrementos mensuales acumuladas que han variado entre el 2 y 3%.

Este sistema funcionó, casi sin interrupciones, desde principios de la década de los 80 hasta el año de 1992, en el que el actual gobierno consideró conveniente eliminar los ajustes mensuales por incrementos puntuales, que se realizaron en Septiembre de 1992 y Mayo de 1993, habiendo permanecido, inexplicablemente, las tarifas sin modificación por un lapso superior a 33 meses a pesar que en dicho período ha existido una inflación acumulada mayor al 70% y una modificación de la tasa de cambio del dólar de 1800 a 3000 sucres.

Por otra parte, los pliegos tarifarios, son los cuadros que contienen los diferentes cargos o valores con los que las Empresas Eléctricas facturan a sus clientes. Estos son de dos tipos:

1. cargos únicamente por la energía consumida
2. cargos por potencia demandada y energía consumida.

El primer tipo de pliego corresponde a la denominada tarifa "nomomía" y se aplica al sector residencial, pequeño comercio y artesanía, mientras que el segundo tipo se lo denomina "tarifas binomías" se aplica a los grandes comercios y mediana y gran industria.

A manera de ejemplo, en la cuadro C. 5-1 se presenta un pliego tarifario residencial.

CARGO TARIFARIO RESIDENCIAL

TIPO DE CARGO	TARIFA EN SUCRES
Cargo por comercialización	a
Cargo mínimo con derecho a un consumo de 20 KWh/mes	b
por los siguientes 30 Kwh/mes	c/KWh
por los siguientes 30 KWh/mes	d/KWh
por los siguientes 20 KWh/mes	e/KWh
por los siguientes 50 KWh/mes	f/KWh
por los siguientes 50 KWh/mes	g/KWh
por los siguientes 100 KWh/mes	h/KWh
por los siguientes 200 KWh/mes	i/KWh
por los siguientes 500 KWh/mes	j/KWh
por los siguientes 1000 KWh/mes	k/KWh
por el exceso	l/KWh

CUADRO C. 5-1

Donde:

$$c < d < e < f < g < i < j < k < l$$

Los pliegos tarifarios con demanda tienen una estructura equivalente a aquella presentada en el cuadro C. 5-2

PLIEGO TARIFARIO CON DEMANDA

TIPO DE CARGO	TARIFA EN SUCRES
Cargo por potencia,	A/KW
por los primeros 200 KWh/KW	B/KWh
por los siguientes 200 KWh/KW	C/KWh
por el exceso	D/KWh

CUADRO C. 5-2

El excesivo número de cargos en sector residencial obedece a la necesidad de obtener valores crecientes del kwh utilizado, en base al nivel de consumo, lo que permite tener una curva como la mostrada en el gráfico G. 5-1.

Un resultado de la evolución anual de los precios unitarios medios expresados en sucres/KWh se presenta en el cuadro C. 5-3.

VALOR DEL kWh EN
FUNCION DEL CONSUMO

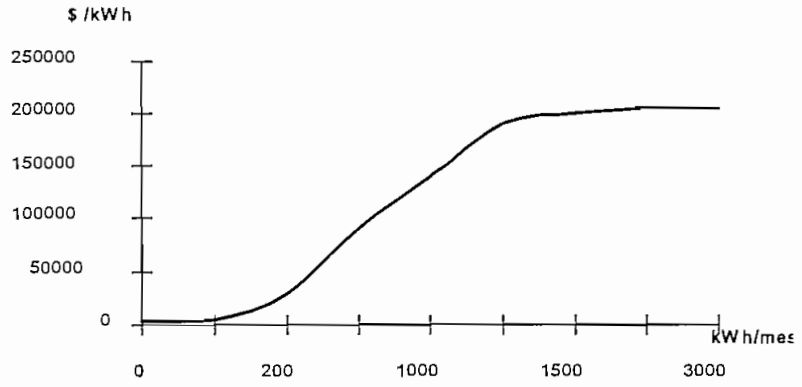


GRAFICO G. 5-1

PRECIOS UNITARIOS MEDIOS A USUARIO FINAL

SUCRES/KWh

TARIFA	1992	1993	1994	1995
RESIDENCIAL	55	85	85	85
COMERCIAL	128	180	180	180
INDUSTRIAL	144	184	184	184
SERVICIO SOCIAL	153	161	161	161
BENEFICIO PUBLICO	94	113	113	113
ALUMBRADO PUBLICO	125	130	130	130

CUADRO C. 5-3

Si se comparan los precios unitarios medios con los cuales INECEL a venido facturando a las empresas eléctricas entre 1992 a 1995 con los correspondientes costos del servicio para esos años, se obtiene lo siguiente:

COMPARACION PRECIOS - COSTOS
sucres/KWh

	1992	1993	1994	1995
Precio	38.03	77.46	83.052	78.113 ¹
Costo	41.15	105.11	110.13	120.45
Diferencia	3.12	28.65	27.08	42.34

CUADRO C. 5-4

Se puede comprobar que los precios siempre estuvieron por debajo de los costos del servicio.

5.1.1 Comentarios

Sobre el sistema tarifario descrito, ameritan realizarse los siguiente comentarios:

- Desde el punto de vista de lograr los niveles tarifarios requeridos, el sistema tarifario actual es aceptable, porque incluye los aspectos que son básicos que sean cubiertos en las gestiones operativas y

¹ La disminución en el precio se debe a que durante este año INECEL no percibió los ingresos suficientes y, tuvo que comprar energía a las empresas debido a los racionamientos.

de expansión de una entidad, más aún, se están considerando costos que reflejan activos adecuadamente revalorizados.

- Adicionalmente, están claramente estipulados motivos fundamentales para que las tarifas sean reajustadas periódicamente, lo que garantizaría mantener el poder adquisitivo de la tarifa en los niveles necesarios.
- Sin embargo de lo anterior, existen razones de orden técnico y político, que hacen que este sistema no haya sido el apropiado para el armónico y autosostenido desarrollo del servicio eléctrico.
- Dentro de las razones de orden técnico se tienen las siguientes:
 - El trabajar con costos financieros contables no permite diferenciar las obvias variaciones que experimenta el costo del servicio a lo largo del día y en las diferentes épocas del año, lo que impide que se pueda estructurar una tarifa que propicie el uso racional de la energía y que se pueda utilizar de mejor manera el equipamiento en generación, estableciendo un sistema tarifario dúctil o menos rígido que aquel que prevalece hasta el momento.
 - Los costos financieros extrapolan estructuras organizativas y de ajustes que reflejan el "actual" esquema que impera en una empresa, lo que impide que se propenda a mejorar la productividad de la misma en base a evaluar el desarrollo "futuro" de aquella tanto en base a la evolución de la demanda, lo que implica ampliación de equipamiento,

como en base al mejoramiento de las condiciones tecnológicas de las instalaciones y de su organización.

– En cuanto a las razones de orden político se pueden citar las siguientes:

- La insuficiente evolución de los niveles tarifarios reflejan una falta de decisión o de comprensión de los gobiernos de turno para solucionar los problemas de financiamiento que afectan al servicio eléctrico.
- Esta actitud de los gobiernos ha estado influenciada por la negativa injerencia de organismos gremiales y de entidades políticas que han magnificado el efecto de los ajustes tarifarios y han contribuido a la postración económica del sector.
- Dentro de lo anterior se han hecho presente decisiones mesiánicas de los gobiernos que aparentemente han buscado proteger a los sectores menos favorecidos económicamente, y han obligado a establecer tarifas con tratos preferenciales a determinados tipos de clientes, en detrimento de otros o de otras regiones del país, lo que ha obligado a la creación de esquemas de tarifas “cruzadas” entre clientes y entre regiones.
- A más de la distorsión que aquello produce para que cada cliente y cada empresa conozca sus “costos reales”, impide que el sistema tarifario dé adecuadas señales a los clientes para que estos puedan adoptar decisiones razonadas de

emplear más o menos cantidades de energía y en los horarios más adecuados.

- El definir "tarifas iguales" para clientes finales, en un intento de dar tratos igualitarios a cada tipo de usuario en las diferentes regiones del país, no solamente que no es un mecanismo eficiente para lograr tal objetivo, sino que distorsiona la realidad de costos de cada Empresa Eléctrica y no propende a la mejora de su eficiencia.
 - Una manifestación de la falta de decisión política, es aquel hecho comentado anteriormente, en el sentido que los niveles tarifarios no han sido modificados por más de 33 meses, lo que explica la aguda crisis financiera del servicio eléctrico, agravado porque el gobierno no ha otorgado aportes económicos complementarios de significación.
- Merece aclararse que en lo personal no estoy en contra que se otorguen subsidios o tratos preferenciales a determinados clientes, sino que consideró que hay procedimientos más eficientes para su concecusión, como puede ser el de un subsidio directo por parte del Gobierno.

5.2 NUEVO SISTEMA DE PRECIOS

5.2.1 Generalidades

La característica predominantemente hidroeléctrica de la generación eléctrica del Ecuador y la falta de embalses suficientemente grandes, hacen que existan fuertes variaciones en las disponibilidades de energía entre invierno y verano, presentándose un período crítico en el suministro durante los meses de estiaje. Es por esto que es necesario determinar para la generación, sus niveles de costo tanto para la potencia como para la energía en los períodos de estiaje y lluvias, obteniéndose así, la variación que sufren estos valores durante el año.

En consecuencia es lógico que los precios a los clientes, consideren esta variación de costos, de manera que estos permitan que las condiciones del servicio sean adecuadamente reflejados desde el punto de vista financiero.

Para el resto de etapas funcionales, únicamente se necesita determinar el costo asociado directamente a la potencia, ya que su dimensionamiento está asociado directamente con los máximos requerimientos de demanda de potencia.

Para obtener el costo final a nivel de usuario se deben agregar a los costos antes mencionados, aquellos correspondientes a las pérdidas respectivas que se producen en cada etapa funcional.

El sistema de precios que se va a discutir, busca solventar los problemas técnicos que son inherentes al sistema actual de tarificación, es decir, al sistema que se basa en los costos financieros contables y en el uso que se da a la energía. Para este fin el nuevo sistema de precios se basa en los denominados COSTOS MARGINALES .

El costo marginal (CM) está definido como aquel costo necesario para atender una demanda unitaria adicional a la existente de un bien determinado. Matemáticamente se lo define así:

$$CM = \Delta C / \Delta D$$

ΔC es el incremento de costo provocado por una demanda adicional

ΔD corresponde al incremento de la demanda

El costo marginal se basa en la teoría económica del "Bienestar", donde se establece que la actividad económica debe destinarse a la máxima satisfacción de las necesidades humanas, considerando las restricciones naturales que imponen las limitaciones de recursos económicos disponibles.

Por otro lado se parte de la premisa obvia que un individuo que demande servicios lo hará racionalmente, evaluando su esfuerzo para obtenerlo y la satisfacción que ellos le brindarán. Es así como el usuario demandará el servicio hasta que su máximo nivel de satisfacción sea alcanzado en función de su presupuesto, lo que permite determinar el precio que el usuario está

dispuesto a pagar para poder aumentar su consumo, como una manifestación del nivel de satisfacción que quiere alcanzar. Es por esto que existe una relación inversa entre la cantidad demandada de un bien y el precio que éste alcance.

El concepto antes mencionado está destinado a alcanzar el bienestar colectivo, el mismo que se obtiene únicamente cuando aumenta el bienestar de todos los individuos. El logro del bienestar colectivo, según el economista italiano Wilfredo Pareto, sólo se lo puede alcanzar si cualquier acontecimiento que pueda aumentar el bienestar de una persona no disminuya el de otra. El concepto anterior es prácticamente imposible de alcanzarlo, por lo que se ha definido el llamado "el segundo mejor" que establece que el bienestar colectivo se alcanza cuando la mejora del bienestar de una persona no causa que otra "sienta" que se le disminuye el propio.

Debido a que la prestación del servicio eléctrico enfoca el análisis de la conveniencia y bienestar colectivos antes que los individuales. es factible y conceptualmente lógico que el cálculo del sistema tarifario pueda basarse en los costos marginales.

Según la teoría marginalista, cuando el precio del servicio iguala al costo marginal de producción del mismo, la sociedad está optimizando la utilización de sus recursos y los usuarios alcanzan la máxima satisfacción. Si los precios son inferiores al costo marginal, la demanda crecerá excesivamente, lo que producirá sea un deterioro en la calidad de servicio cuando el equipamiento es insuficiente o se afectarán las finanzas de las

entidades que lo brindan por sobreequipamientos no justificados económicamente, o los dos casos a la vez.

En el Ecuador la única experiencia técnica que sobre el tema existe es el estudio realizado por la Dirección de Estudios y Control de Tarifas de INECEL, el mismo que fue concluido en Marzo 1992 y estuvo destinado a establecer los costos marginales de las 4 etapas funcionales del servicio eléctrico: generación, transmisión, subtransmisión y distribución.

Es por esto que dicho estudio ha constituido la referencia básica para la descripción que se va a realizar seguidamente.

5.2.2 Costos Marginales de Generación

Los costos marginales de generación corresponden a aquellos que son necesarios efectuar en las centrales eléctricas con el fin de cubrir las exigencias del mercado consumidor. Para tal objetivo se incluyen los costos de inversión, los de operación y los de mantenimiento de las centrales que conforman el SNI.

En consecuencia, los costos marginales de generación están constituidos por los gastos que ocasionaría un crecimiento de la demanda a diferentes horas del día, diferentes días de la semana, en distintos meses del año y en distintos años del horizonte de planeamiento.

.Para determinar los señalados costos se han tomado en cuenta las siguientes particularidades:

1. Un consumidor que demanda energía al sistema fuera del período de estiaje (meses de marzo a septiembre) es responsable solamente de los costos de operación de las centrales en dicho período, los cuales son bajos debido a que la generación es principalmente hidroeléctrica.
2. Un consumidor que demanda energía durante el estiaje, es responsable no sólo de los costos operativos de ese período, que son altos, sino también de los costos de los equipamientos futuros destinados a mantener la capacidad generadora, requerida por los incrementos de la demanda de energía en este período.
3. El consumidor que demanda energía durante las horas de baja demanda, es decir, en el período fuera de punta, igualmente es responsable de los costos de operación durante ese período, los cuales son bajos pues se está generando con las centrales más económicas.
4. Un consumidor que requiere energía dentro del período de punta, es responsable de los costos operativos, que son altos, y también de los equipamientos futuros destinados a mantener la capacidad y la reserva de potencia que el sistema requiere para mantenerse confiable a las horas de máxima demanda.

En la determinación de los costos marginales, se definen los llamados costos marginales de largo plazo y los de corto plazo.

Los costos marginales de largo plazo son aquellos que incluyen tanto los costos de inversión como los de operación del plan de expansión optimizado para cubrir el crecimiento de la demanda durante un cierto período analizado. Se los ha calculado relacionando marginalmente los incrementos de la inversión del plan de obras para un período, con el correspondiente aumento de la demanda.

Los costos marginales de corto plazo son aquellos que consideran los costos operativos, es decir, aquí no se toman en cuenta los costos de expansión del parque generador

Si la ampliación del sistema se la podría realizar utilizando centrales infinitesimales, que entrarían a cada instante que la demanda sufra un pequeño incremento, se tendría un equipamiento totalmente ajustado a la demanda, y en tal caso se ha comprobado que los costos marginales de largo plazo son exactamente iguales a los costos marginales de corto plazo.

En la práctica el desarrollo del sistema no puede estar permanentemente ajustado a la demanda, debido, por una parte, a que la demanda tiene variaciones estacionales diarias y horarias, y por otra, a que el diseño económico de las centrales de generación eléctrica tienen dimensiones superiores a estas variaciones y, a veces, superiores a los crecimientos anuales de la demanda, lo que provoca excedentes de capacidad en algunas épocas y años futuros.

a) Determinación de los Costos Marginales de Largo Plazo

Los costos marginales de largo plazo (CMLP) se han definido matemáticamente, como la derivada de una función de costos de expansión de la capacidad generadora del sistema (FCOST), en relación a los requerimientos de la demanda (DE) que obligan a realizar tal expansión.

Entonces:

$$CMLP = dFCOST / dDE$$

El trabajo realizado por INECEL consistió en establecer una función matemática para definir estos dos parámetros (FCOST y DE) basados en el plan de obras optimizado definido por INECEL y en las previsiones de demanda de energía eléctrica.

La función de costos incluye los siguientes aspectos:

- costo de inversión (I)
- gastos de operación y mantenimiento (G)
- costo del combustible (C)
- costo de pérdidas (P)
- costo del déficit, es decir, la energía no cubierta (D)

COSTOS DE INVERSION: Están asociados fundamentalmente al valor de las expansiones de la capacidad requeridas por el incremento de la demanda de potencia a las horas de carga pico, aunque hay casos, para sistemas

predominantemente hidroeléctricos, en que los costos de inversión están eventualmente relacionados también con el incremento de la demanda de energía.

GASTOS DE OPERACION Y MANTENIMIENTO: Estos gastos se clasifican en:

1. **Gastos fijos:** Que están asociados con el tipo y tamaño de las instalaciones, por lo que también se relacionan con los incrementos de demanda de potencia principalmente.
2. **Gastos variables:** Que se relacionan exclusivamente con la operación de las plantas generadoras, por lo que su valoración es proporcional a la energía generada.

COSTOS DE COMBUSTIBLES: Son totalmente función de la demanda de energía, aunque en estricto rigor, la demanda de potencia puede tener un efecto relativamente importante si se considera la influencia del factor de carga en el tipo y rendimiento de las centrales térmicas que esten consideradas en el plan de expansión.

COSTOS DE PERDIDAS Y DEFICIT. Son función de los incrementos en las demandas de potencia y energía, dependiendo del período del día y la estación del año en que se produzcan las variaciones.

Por todo esto, el FCOST puede expresarse como funciones matemáticas de la demanda de potencia y de energía, así:

$$FCOST = f (DP, DE)$$

donde:

DP = Demanda de potencia

DE = Demanda de energía

Por lo explicado, el costo marginal de potencia (CMP), está asociado a los costos de inversión más gastos fijos de operación y mantenimiento y el costo marginal de energía (CME), está relacionado con los costos de combustibles más los gastos variables de operación y mantenimiento, así:

$$CMP = \delta f (DP, DE) / \delta (DP)$$

$$CME = \delta f (DP, DE) / \delta (DE)$$

En la práctica el cálculo separado de estos dos costos marginales presenta algunas complicaciones por las siguientes razones:

- No se tiene una función analítica que permita representar los costos de expansión²
- No se puede separar completamente los conceptos de potencia y energía para evaluarlos independientemente.
- Las características discretas de las instalaciones del sistema de generación, no permiten estar permanentemente adaptadas a la demanda.

² Los modelos analíticos para optimizar la expansión del sistema de INECEL como es el caso del Modelo Global de Selección de Inversiones (MGSI) son demasiado globales y no permiten obtener valores detallados, necesarios para estudios tarifarios.

Por lo anterior, el cálculo del CMLP que ha sido efectuado, aunque está expresado en US\$/MWh, engloba los conceptos de ampliación por necesidades de capacidad instalada y de aumento de generación por incremento de la demanda de energía. Entonces dicho cálculo se ha basado en el criterio de COSTO INCREMENTAL PROMEDIO, es decir en base a la relación marginal entre los costos de las ampliaciones de capacidad de generación y la correspondiente demanda de energía.

La expresión final utilizada para el cálculo de los costos marginales de generación de largo plazo fue la siguiente:

$$\text{CMLP} = \frac{d \text{CTE} (t)}{d E (t)}$$

donde:

$d\text{CTE} (t)$ = derivada de la función de los costos totales de expansión

$dE (t)$ = derivada de la función de la demanda total de energía

Para obtener la función de costos totales de inversión (CTE) el estudio en mención siguió los siguientes pasos:

1. Disponiendo del calendario de inversiones de cada una de las obras de generación definidas en el Plan de Expansión, se procedió a calcular los intereses intercalarios a devengarse durante el período de construcción a la fecha de puesta en servicio de cada una de ellas, la tasa de interés utilizada fue del 10%. De esta

manera se obtuvo el costo total de inversión de cada una de ellas actualizadas a la fecha señalada.

2. A estos costos se procedió a anualizarlos con una tasa de descuento y con los años de vida útil de cada proyecto. Estos valores corresponden a los costos fijos de inversión anual.
3. Para cada obra se definieron los costos fijos de operación y mantenimiento, como un porcentaje de los costos totales de inversión actualizados definidos en 1.
4. Con los valores calculados en 2. y 3. se calculó, para cada proyecto, la serie de costos fijos anuales dentro del programa de expansión analizado, en el período de estudio 1997 - 2010.
5. Luego se calcularon los costos variables anuales de operación, para lo que se utilizó el programa computacional DSP (Programa de Simulación de Despacho de Carga). Este programa simula el despacho del sistema de generación, para lo cual toman en cuenta la disponibilidad de unidades, el programa de mantenimiento y el costo de operación. El programa despacha las unidades debajo de la curva integrada de carga, minimizando el costo total de operación para cada período analizado.
6. Posteriormente se determinó el costo total de expansión sumando los valores definidos en los puntos 4. y 5.
7. Finalmente, en base a los valores definidos en 6 se determinó el incremento total de costos anuales totales del sistema, restando del valor del año que corresponde, el valor del primero de estudio (1996).

8. Para la determinación de los valores de demanda de energía anual se procedió de manera similar a lo explicado en 7. para lo que se dispuso de la proyección de la demanda de energía en dicho período.

Si se considera que el plan de expansión es el óptimo, entonces la función $CTE(t)$ y $E(t)$ deberían ser monótonas crecientes en el tiempo, pudiéndose entonces representarlas de la siguiente manera:

$$CTE(t) = \alpha * e^{\beta t}$$

$$E(t) = \Gamma * e^{\delta t}$$

donde:

$\alpha, \beta, \Gamma, \delta$ = constantes de ajuste

t = tiempo (años)

Al obtener las derivadas en una fecha cualquiera en función de t , se tiene:

$$\frac{d\{CTE(t)\}}{dt} = \alpha * \beta * e^{\beta t} = \beta * CTE(t)$$

$$\frac{d\{E(t)\}}{dt} = \Gamma * \delta * e^{\delta t} = \delta * E(t)$$

Los costos marginales medios (CMM) se expresaron en US\$/MWh de la siguiente manera:

$$CMM(t) = \frac{d\{CTE(t)\}/dt}{d\{E(t)\}/dt} = (\beta/\delta) * CTE(t)/E(t)$$

En la cual la relación β/δ se denomina el coeficiente de marginalidad.

Con esta expresión se obtuvieron los costos incrementales de cada uno de los años de estudio. El valor promedio para el período de 1997 - 2010 fue de 40.1 US\$/MWh, como un promedio calculado en términos de valor presente.

Como se indicó anteriormente el costo marginal de largo plazo puede expresarse como la suma del costo marginal de potencia más el costo marginal de energía.

El costo marginal de potencia (CMP) se lo calculó utilizando como referencia los costos de una central térmica a gas, con características similares a aquellas que se habían incluido en el plan de expansión, en consecuencia se emplearon dos tamaños de turbinas a gas, una de 60 MW al inicio de período de estudio y otra de 100 MW al final de dicho período.

La fórmula empleada fue la siguiente:

$$CMP \text{ (US\$/kW/año)} = \frac{(r+g) * CUI}{(1 - FSF) * (1 - FPT)}$$

donde:

r = Factor de recuperación del capital (aplicado a una vida útil de 15 años y una tasa de descuento de 10%

g = Gastos anuales de operación y mantenimiento de la turbina de gas en relación al costo de inversión de la turbina

CUI = Costo unitario de inversión de la turbina a gas, incluidos los intereses durante la construcción.(US\$/kW)

FSF = Factor de salida forzada de la turbina, el factor utilizado fue de 0.12

FPT = Factor de pérdidas totales por consumos propios, degradaciones por altura y/o temperatura y pérdidas de transmisión. El valor utilizado fue de 0.1

El valor obtenido para el CMP fue de 78.9 US\$/KW-año, como valor medio en el período.

El costo marginal de energía (CME) se calculó por diferencia entre el CMLP y el CMP, en base a la siguiente fórmula:

$$CME \text{ (US\$/MWh)} = CMLP - \frac{CMP}{8.76 * FC}$$

donde:

FC = Factor de carga anual del sistema

Un corto resumen de la información y los resultados obtenidos es el siguiente

FECHAS OPTIMAS DE INGRESO³

PROYECTO	POTENCIA (MW)	FECHA OPTIMIZADA DE INGRESO
Turbina a gas	60	nov/1997
San Francisco	210	oct/1997
Chespi	167	nov/2000
Sopladora	400	nov/2001
Turbina a gas	100	dic/2003
Codo Sinclair 1	492	nov/2005
Codo Sinclair 2	492	nov/2008

CUADRO C. 5-5

COSTOS ANUALES (MILES DE US\$)

AÑOS	COSTOS VARIABLES	COSTOS FUJOS	COSTOS TOTALES
1997	50332	8051	58383
1998	45562	33667	79229
1999	59750	33667	93717
2000	57785	39203	106988
2001	50357	76129	126486
2002	38372	122350	160722
2003	46961	122991	169952
2004	64490	130041	194531
2005	48532	140981	189513
2006	23985	195681	219666
2007	34447	195681	230118
2008	22603	203173	225776
2009	12955	240629	253584
2010	20379	240629	261008

CUADRO C. 5-6

Partiendo de estos valores se llegó a la ecuación

$$CTE_t = 30085.64 * e^{(0.170475 * t)}$$

³ Estas fechas fueron obtenidas por un estudio de sensibilidad realizado por el grupo técnico de trabajo, con el cual se corrigieron las fechas originalmente presentes en el Plan de Electrificación de INECEL.

DEMANDA DE ENERGIA (GWH)

AÑO	CONSUMO DE ENERGIA ANUAL	CONSUMO DE ENERGIA INCREMENTO
1997	8192.2	
1998	8527.6	335.4
1999	8881.8	689.5
2000	9314.5	1122.3
2001	9724.3	1532.1
2002	10106.1	1913.9
2203	10497.9	2305.7
2004	10887.1	2694.9
2005	11327.0	3134.8
2006	11763.7	3571.5
2007	12228.4	4036.2
2008	12712.3	4520.1
2009	13173.9	4981.7
2010	13751.7	5558.5

CUADRO C. 5-7

Utilizando estos valores la ecuación de ajustefue:

$$E_t = 532.6639 * e^{(0.202015 * t)}$$

COSTOS MARGINALES DE LARGO PLAZO

AÑO	COSTO MEDIO (US\$/MWh)	COSTO DE POTENCIA (US\$/KW-año)	COSTO DE ENERGIA (US\$/MWh)
1998	46.2	80.9	30.9
1999	44.7	80.5	29.6
2000	43.4	80.0	28.3
2001	42.0	79.6	27.1
2002	40.7	79.2	25.9
2203	39.4	78.8	24.7
2004	38.2	78.4	23.6
2005	37	78.0	22.5
2006	35.9	77.5	21.6
2007	34.8	77.1	20.6
2008	33.7	76.7	19.5
2009	32.6	76.3	18.6
2010	31.6	75.9	17.7
Promedio	40.1	78.9	25.3

CUADRO C. 5-8

b) Determinación del Costo Marginal de Corto Plazo

Este cálculo fue realizado con dos propósitos:

- a) Para evaluar la consistencia de los resultados obtenidos para los costos marginales de energía con el método de los CMLP
- b) Para obtener los costos marginales horario - estacionales requeridos para el diseño del nuevo sistema tarifario.

Para el logro de tales valores se aplicó una metodología que efectúa simulaciones de despacho de carga, con el cual se puede identificar la central marginal⁴ para los dos diferentes períodos de trabajo (invierno y verano).

Empleando el mismo programa computacional⁵ mencionado para el cálculo de los costos variables de generación, se simuló el despacho de carga teniendo en cuenta la disponibilidad operativa de las unidades y los gastos variables de operación y mantenimiento.

Se evaluó la operación de sistema por períodos mensuales, definiendo para cada uno de ellos una hidrología y aportes a las unidades hidroeléctricas. El proceso se llevó a cabo para siete "hidrocondiciones" que van desde una hidrología muy seca hasta una hidrología muy húmeda. Así se obtuvieron siete secuencias de despachos mensuales que cubren el período de 1992 a 2010.

⁴ Central marginal: Se define como aquella que tiene el mayor costo unitario de operación en el instante analizado.

⁵ Una descripción resumida de este programa (DSP) se encuentra en el anexo I

Para cada despacho (para un mes y para una hidrocondición) se identificaron las centrales marginales que operan en horas de punta (período de demanda alta), semibase(demanda media) y base (período de baja demanda).

La obtención de los valores de costos marginales de corto plazo se la hizo utilizando la esperanza matemática de los valores encontrados, para lo que el modelo requirió la probabilidad de ocurrencia de la hidrología.

De esta manera se obtuvo:

- La variación anual de costos.
- La variación mensual de costos y las características estacionales y por lo tanto, las características estacionales que presentan.
- La variación horaria de los costos por medio de la identificación de centrales de punta, semibase y base.

Esta metodología requirió que se adopten algunos criterios que posibilitaron simplificaciones necesarias para que un modelo de simulación de largo plazo sea ejecutable en tiempos de computación razonables, sin que ello signifique perder precisión en los cálculos efectuados. Estas simplificaciones fueron.

- Se consideró que no existe correlación anual entre los aportes hidrológicos, es decir, se ha tomado una afluencia para cada uno de los meses del período considerado..
- Se admitió que no existe conexión entre las decisiones de operación de un año y las decisiones de los años subsiguientes. Esto se lo hace

considerando que los embalses de las centrales del SNI no poseen regulación multianual, con excepción de Pisayambo, la misma que, de todos modos, no es significativa por el tamaño de la central..

- Se representa al mantenimiento de las unidades de una manera esquemática y simple.

Los costos de combustible utilizados para la simulación fueron:

Búnker C	US\$ 111/tonelada (US\$ 16.8/barril)
Diesel	US\$ 160/tonelada (US\$ 22.1/barril)

Una vez obtenidos los valores esperados mensuales se hizo un promedio aritmético para los períodos críticos (octubre a febrero) y no críticos (marzo a septiembre).

Un resumen de los resultados obtenidos para los períodos de demanda alta, media y baja, así como para los períodos secos y húmedos, en dos períodos de análisis, se presentan a continuación:

COSTOS MARGINALES PROMEDIO (UScents/kWh)

Período estudiado: 1992 -2004

ESTACION	ALTA	MEDIA	BAJA	PROMEDIO
Seca	4.22	4.18	4.17	4.18
Húmeda	.85	0.38	0.35	0.46
Promedio	2.25	1.96	1.94	2.01

CUADRO C. 5-9

COSTOS MARGINALES PROMEDIO (UScent/kWh)

Período estudiado: 1996 -2004

ESTACION	ALTA	MEDIA	BAJA	PROMEDIO
Seca	5.34	5.28	5.28	5.29
Húmeda	1.17	0.39	0.34	0.53
Promedio	2.91	2.43	2.44	2.51

CUADRO C. 5-10

De los cuadros C. 5-9 y C. 5-10 se puede deducir que:

- Se presenta una alta variabilidad de los costos marginales de corto plazo entre un año y otro. Esto ocurre por el crecimiento de la demanda, que induce a un incremento en dichos costos y la instalación de nuevas centrales, lo cual provoca su reducción brusca, siendo una característica típica de los costos marginales de corto plazo.
- No existe casi diferencia entre los costos de punta y fuera de ella durante el período crítico. esto se explica porque en los meses de verano se hace necesario despachar las unidades térmicas con un alto factor de carga puesto que la escasa agua en los embalses se coloca en la parte superior de la curva de duración de carga. En consecuencia, las plantas hidráulicas regulan variaciones de carga y las plantas térmicas operan en la base.
- Durante el período no crítico se observan diferencias entre las horas de punta y las de fuera de punta que se explican porque durante

dichos meses las plantas térmicas operan primordialmente por razones de déficits de potencia en las horas pico.

- Los casos en los cuales se presentan déficits de energía corresponden a los costos de 0.6 dólares por kWh. Las situaciones de racionamiento se presentan en el período crítico correspondiente a las dos hidrocondiciones más secas y en un pequeño porcentaje en relación de la demanda (1.3%).

5.2.3 Conclusiones de los Costos Marginales de Generación

- Los valores de corto plazo obtenidos muestran claramente que los costos del sistema están concentrados en los cinco meses de verano que se inician en el mes de octubre, mientras que el resto del año son extremadamente bajos.
- Los costos operacionales calculados para el período 1996 - 2004 muestran niveles superiores a los calculados para el período de 1992 - 2004. Esto se puede explicar por los excedentes de energía que se presentan en los primeros años del análisis, lo que indica que los costos de expansión se concentran en el segundo quinquenio de la década de los 90.
- Si se compara entre los valores encontrados de los costos de corto plazo con aquellos de los costos marginales de largo plazo de energía, se puede comprobar que prácticamente no existe diferencia entre ellos.

5.2.4 Costos Marginales de Transmisión y Subtransmisión

a) Generalidades

Los criterios que se utilizan para el dimensionamiento de una red de interconexión toman como base su operación en condiciones de máxima demanda, por lo tanto, sus costos de capacidad están relacionados con la punta del sistema. Es por esto, que el análisis de costos se asocia a los componentes del costo de potencia del sistema eléctrico.

El análisis de costos de transmisión se lo hizo fundamentalmente en el anillo de 230 kV y en algunos elementos de 138 kV, mientras que para subtransmisión se consideró las líneas de 138, 69, 46, 34.5 kV y las subestaciones de transformación de media tensión.

Dadas las similitudes entre la etapa de transmisión y la de subtransmisión se utilizó la misma metodología para determinar el costo marginal de cada una de ellas.

Tanto las inversiones en transmisión como aquellas en subtransmisión tienen un carácter puntual; es decir, sus obras se ejecutan en un corto lapso de tiempo, las que operan durante un período largo y, por lo tanto, presentan cierto grado de subutilización en los años iniciales de operación. En consecuencia, es necesario promediar los costos en el tiempo, tomando en cuenta el plan de inversiones para el futuro.

El estudio realizado por la Dirección de Tarifas tenía como meta cubrir los siguientes objetivos:

1. Obtener costos de transmisión a nivel nacional
2. Obtener los costos de subtransmisión tanto a nivel regional y un promedio a nivel nacional.

b) Metodología

La metodología empleada consistió en totalizar el programa de inversiones anuales previsto en el Plan de Obras, e igualmente, los incrementos de demandas anuales especificadas en el período de estudio. Posteriormente se relacionaron estos dos totales, obteniéndose el Costo Medio de Inversión Actualizado.

Cuando las instalaciones son excesivamente discretas e indivisibles, los costos marginales a través del tiempo sufren fuertes variaciones, lo que complica la aplicación directa en las tarifas. Para evitar esto, se utilizó el método de los costos incrementales promedio (CIP), el que permite "alisar" tales variaciones.

Este método establece que si se dispone de una tabulación de las cantidades de obra y demandas adicionales servidas por la red en el período de estudio, los costos marginales de cada año serán:

$$CM_t = (r+g) * \frac{dX_t}{dD_t}$$

donde:

CM_t = Costo marginal del año t

dX_t = Variación del costo de inversión de obra del año t respecto a t - 1

dD_t = Aumento de la demanda servida en el año t respecto a t - 1

r = Factor de recuperación de capital

g = Coeficiente de gastos y operación.

De la expresión anterior se obtiene que:

$$CM_t * dD_t = (r+g) * dX_t$$

Es decir, que en cada año el costo de las obras adicionales (inversión y gastos de operación y mantenimiento) es igual a la demanda incremental, valorizada al costo marginal del sistema.

Para obtener el valor medio equivalente del costo marginal (CM) en el período, fue necesario sumar valores anuales para lo cual se obtuvieron los correspondientes valores actualizados.

$$CM * \sum dD_t * (1+i)^{-t} = (r+g) * \sum dX_t * (1+i)^{-t}$$

ó

$$CM = (r + g) * \frac{\sum dD_t * (1 + i)^{-t}}{\sum dX_t * (1 + i)^{-t}}$$

donde:

t = Número de años de la serie histórica

Se consideró una vida útil de 33 años para el equipamiento de transmisión y de 20 años para aquellos pertenecientes a subtransmisión, la tasa de actualización utilizada fue de 10%.

En los cuadros C. 5-11 y C. 5-12 se presenta un resumen de los resultados obtenidos para Transmisión y Subtransmisión, respectivamente.

COSTOS MARGINALES DE TRANSMISION

Valor Medio de Inversión	281 US\$/KW
Costo Anual de Inversión	29.4 US\$/KW-AÑO
Costo de Operación y Mantenimiento	4.4 US\$ /KW-AÑO
Costo Anual Total	33.8 US\$ /Kw-AÑO

CUADRO C. 5-11

COSTOS MARGINALES DE SUBTRANSMISION

Valor Medio de Inversión	221 US\$/kW
Costo Anual de Inversión	26 US\$/kW-AÑO
Costo de Operación y Mantenimiento	5.5 US\$ /kW-AÑO
Costo Anual Total	31.5 US\$ /Kw-AÑO

CUADRO C. 5-12

5.2.5 Costos Marginales de Distribución

El sistema de distribución comprende a los alimentadores primarios, transformadores de distribución y redes secundarias que, partiendo de las subestaciones de distribución, llegan hasta los distintos usuarios o abonados de cada Empresa Eléctrica.

La evolución del sistema de distribución no es un proceso que sea fácil de planificar con anticipación, como son los casos de la generación, la transmisión y, en menor escala, la subtransmisión. Las extensiones de redes responden, en general, más a situaciones de corto plazo y presentan un desarrollo más continuo que los elementos de la red a más alto voltaje. La planificación de la distribución, dada la cantidad de elementos que se deben estudiar y la coordinación con otras entidades ajenas al sector eléctrico, requiere de un gran esfuerzo.

Todo esto produce que no se disponga de un plan de obras optimizado en el País, no siendo posible aplicar para la distribución la metodología utilizada en las etapas inmediatamente anteriores (transmisión y subtransmisión).

La metodología adoptada para analizar los costos marginales de distribución fue la siguiente:

a) Red Primaria y Transformadores de Distribución

Consistió en analizar los parámetros de desarrollo eléctrico de la empresa (kms de líneas, potencia en transformadores, etc.) con parámetros externos a ella como son la demanda y el número de abonados.

Estos dos tipos de parámetros, se los relacionó en base a ecuaciones estadísticas que permiten obtener funciones de ajuste como las siguientes:

- abonados vs.kms. de líneas
- demanda vs. capacidad de transformadores
- demanda/km² vs. longitudes de línea/km²

Estas relaciones son diferentes según la Empresa Eléctrica que se trate, pues hay algunas que son preferentemente urbanas y que sirven a abonados concentrados en una área geográfica, mientras que otras sirven a mercados rurales, con poca o ninguna demanda industrial y mucha dispersión de abonados.

Esto provoca las siguientes situaciones:

- A medida que la carga de un sistema crece de manera intensiva, los abonados se hallan más concentrados y por lo tanto el servicio a un abonado marginal (y consecuentemente el costo de un kW marginal) es menor puesto que se requieren cada vez menores cantidades de línea para servirlo.
- En cambio, si el sistema crece de manera extensiva, electrificando nuevas áreas, la afirmación anterior no se cumple y es necesario hacer un análisis considerando las otras relaciones como son densidades de carga o de abonados contra densidades de línea o densidades de capacidad de transformación.

Esta metodología se conoce como La Ley de cantidades de Obra, y en el caso del estudio en mención⁶, requirió que se hagan relaciones entre datos globales de cada una de las empresas analizadas.. Esta metodología relaciona las densidades de obras y de demanda eléctrica para una cierta área mediante una función logarítmica:

$$Y/A = \alpha * (D/A)^\beta$$

donde:

Y = Cantidad de obras (km de línea, kVA de transformación, etc.)

⁶ Debido al tipo de datos disponibles por el momento.

A = Area electrificada (km²)

D = Demanda (kW de demanda máxima o kWh de energía)

α, β = constantes de ajuste a ser determinadas.

Los valores de α y β se determinan mediante al regresión lineal:

$$\log (Y/A) = \log (\alpha) + \beta * \log (D/A)$$

Conocidos los valores de α y β ya se puede conocer la cantidad de obras futuras.

La metodología consistió en escoger una serie de muestras geográficas y analizar sus características, relacionando estadísticamente la variable dependiente (km de líneas de primario por km²) con variable independientes (kW por km² o abonados por km²).

Los datos para los cálculos fueron proporcionados por las Empresas Eléctricas y correspondieron a los años de 1984 a 1988.

El estudio en mención realizó dos tipos de cálculos:

1. Cálculo expeditivo de manera de obtener resultados iniciales en base al procesamiento de información gruesa a nivel de Empresa Eléctrica y con el fin de obtener resultados globales a nivel nacional.
2. Cálculo definitivo que utilizó información desagregada de las Empresas Eléctricas.

Conocidas las funciones que representaban la cantidad de obras y la demanda se prosiguió con el cálculo de los costos marginales de la siguiente manera:

$$dy/dx = \beta * (y/x)$$

β = C conocido como marginalidad

y = Función de cantidad de obra

x = Función que representa la demanda

De acuerdo con la ecuación anterior la expresión dy/dx es la cantidad marginal de obra necesaria para un incremento marginal de la demanda, y y/x representa la cantidad media de obra existente.

El costo marginal de inversión es entonces:

$$CMI = \text{costo unitario} * dy/dx$$

Esta expresión es válida para el costo unitario de líneas primarias y transformadores de distribución.

Un resumen de los resultados obtenidos es el siguiente:

Para Primarios:

$$Y = 114.7 * X^{0.571}$$

Donde:

X = número de abonados /km²

Y = metros de primario / km²

El exponente de X representa el factor de escala

$$dy/dx = 0.571 * (y/x)$$

Donde.

x = sumatoria de longitudes de primarios, es decir, 68.675*10³ metros

y = sumatoria de los números de abonados empleados, es decir, 3721 * 10³

por lo que:

$$dy/dx = 10.54 \text{ metros por abonado}$$

De esta expresión se obtiene el costo marginal de inversión (CMI), utilizando un costo unitario de US\$ 8070

$$CMI = 8070 * 10.54 = 85.1 \text{ US\$/abonado}$$

El costo medio considerado fue de US\$ 92.5 /kW, considerando una carga media de 920 W/abonado, la vida útil fue adoptada igual a 15 años y la tasa de descuento de 10%, por lo que el costo marginal fue:

$$CMA = 92.5 * 0.13 = \text{US\$ } 12/\text{kW-año}$$

Para Transformadores::

$$Y = 2.02 * X^{1.03}$$

Donde:

X = número de abonados /km²

Y = metros de primario / km²

El exponente de X representa el factor de escala

$$dy/dx = 1.03 * (y/x)$$

Donde,

x = sumatoria de potencia instalada utilizada, es decir, 6565 MVA

y = sumatoria de demandas máximas empleadas, es decir, 2665 MW

por lo que:

$$dy/dx = 2.54 \text{ kVA/kW}$$

De esta expresión se obtiene el costo marginal de inversión (CMI), considerando que el costo unitario fue de US\$ 32 / kVA

$$\text{CMI} = 32 * 2.54 = 81 \text{ US\$/kW}$$

La vida útil fue adoptada igual a 10 años y la tasa de descuento de 10%, por lo que el costo marginal fue:

$$\text{CMA} = 81 * 0.163 = \text{US\$ } 13.2/\text{kW-año}$$

b) Red Secundaria

La incorporación de primarios al sistema de distribución está mayoritariamente asociada a la expansión de redes secundarias. Este criterio permite estimar el costo marginal de las redes secundarias a través de una relación (Re) entre las inversiones de secundarios (I_{n_s}) y las inversiones de primarios (I_{n_p}).

Así:

$$Re = I_{n_s} / I_{n_p}$$

Para obtener el valor global de Re se debieron tomar en cuenta los siguiente puntos:

1. Existe una diferencia marcada de Re entre zonas urbanas y zonas rurales
2. Una buena aproximación puede obtenerse al encontrar el valor de las inversiones en equipos y materiales, puesto que los costos de montaje, administración y otros, son proporcionales a este valor de inversión.
3. La valoración global de Re se pudo obtener a partir de la composición de las longitudes de primarios para zonas urbana y rural:

$$Re = (Re_u * L_{p_u} + Re_r * L_{p_r}) / L_{p_t}$$

Donde:

L_p = longitud de primarios

Los subíndices u,r,t designan los valores aplicables para la zona urbana, rural y total del país respectivamente.

El costo marginal de inversión de secundarios se obtuvo al multiplicar el costo marginal de inversión de primarios por Re .

El valor del costo marginal se lo encontró adoptando una tasa de descuento de 10% y una vida útil de 10 años.

Los resultados obtenidos fueron los siguientes:

$$L_u = 3892 \text{ kms}$$

$$L_r = 16505 \text{ kms}$$

$$Re_u \approx 2.47$$

$$Re_r \approx 0.59$$

Por lo que :

$$Re = 0.95$$

$$CMI = 92.5 * 0.95 = 87.9 \text{ US\$/kW}$$

c) Costos de Operación y Mantenimiento de Distribución

Los costos de operación y mantenimiento de distribución se analizaron con base en información suministrada por las Empresas Eléctricas.. Dichos costos se dividen en costos de operación y mantenimiento, costos de servicio a abonados y costos de comercialización.

Para los costos de distribución se llevó a cabo una regresión de tipo exponencial entre la muestra de 15 empresas (excluyendo EMELEC), asociando los costos con la demanda de energía de las mismas. El objetivo del análisis era tratar de detectar economías de escala. El resultado de la regresión fue:

$$Y = 554 * X^{0.98}$$

Donde:

Y = costo de operación y mantenimiento

X = demanda de energía

Este resultado indica que prácticamente no existen economías de escala.; el valor medio adoptado como referencia de costo fue de 0.35 sucres/kWh.

Para los costos del servicio a abonados y los costos de comercialización, que fueron asociados en el número de abonados no se encontraron regresiones significativas. Los valores medios correspondientes fueron de 626 sucres /abonado para el costo de servicio de abonados y de 1395 sucres por abonado para el costo de comercialización a niveles de precios de 1987.

5.2.6 Conclusiones de los Costos marginales de Transmisión, Sustransmisión y Distribución

- En estas etapas funcionales se puede apreciar que, al contrario de lo que ocurre en generación, no puede garantizarse que el equipamiento necesariamente es el óptimo, no solamente porque la característica de

diseñarlos para máxima demanda y de ser, por su tamaño, muy discretas, lo que no le permite estar ajustado a la demanda; sino que adicionalmente, por ser equipamiento relativamente antiguo, como es el caso de la distribución.

- Por lo señalado, para la determinación de los costos marginales de estas etapas, se ha debido recurrir a métodos ad-hoc, que han viabilizado el cálculo, pero con la introducción de algunas aproximaciones, que de todas maneras, quitan algo de transparencia al cálculo, sobre todo en la etapa de distribución.
- Por otra parte es conocido que la suma de los costos marginales de generación y transmisión, para un sistema hidrotérmico como el que prevalece en el Ecuador, representan en el orden del 70% de los costos totales, es decir, la distribución representa el 30% de tales costos. Por esta razón, parecería que el esfuerzo que se realiza para el cálculo en detalle de los costos marginales de distribución, no compensa los resultados obtenidos.
- Finalmente, prevalece una situación real a nivel de las Empresas Eléctricas de Distribución del País, en el sentido que generalmente no poseen programas de obras para mediano y largo plazo (5 - 15 años) lo cual hace difícil aplicar, para esta etapa funcional, métodos más habitados de cálculo de los costos marginales.
- Por las razones señaladas, así como por el hecho de que un cálculo de los costos marginales de transmisión y distribución para que actúen concatenados con los de generación, tiene sentido únicamente cuando existe una organización vertical del servicio eléctrico y al no estar previsto este tipo de organización según la nueva Ley del sector

eléctrico, es que se concluye que no tiene una previsión de importante aplicación el valorar los costos marginales para estas dos etapas funcionales y, por el contrario, tiene más sentido el tratar de optimizar el funcionamiento técnico-administrativo de las entidades que los manejan, para lo que el criterio de emplear las "empresas modelo de referencia", que prevé la nueva ley eléctrica, parece mucho más razonable y práctico.y, en consecuencia, el utilizar para fines tarifarios los costos unitarios medios de estas empresas de referencia.

CAPITULO VI. REQUERIMIENTOS PARA APLICAR EL NUEVO SISTEMA DE PRECIOS

En este capítulo se realiza primeramente una breve descripción del un modelo de tarifas que podría ser implantado utilizando los costos marginales, para posteriormente proponer en forma general, un grupo de estrategias a seguirse con el fin de implementar el nuevo sistema de precios propuesto.

6.1 MODELO PROPUESTO DE TARIFAS

Este diseño de tarifas se lo hizo partiendo de los resultados de los costos marginales por nivel de voltaje, etapa funcional, períodos del año y horas del día. Además se consideró otros elementos de carácter técnico, financiero etc, que obligaron a efectuar determinados ajustes en los valores originalmente obtenidos de manera que la estructura propuesta sea consistente con los objetivos de establecer una adecuada estructura tarifaria.

Las tarifas así calculadas reflejarían de la mejor manera los costos obtenidos y serían las que podrían regir para el cobro de la energía eléctrica a cada cliente de acuerdo con el costo por él ocasionado, para recibir el suministro correspondiente; estos valores constituyen la parte angular para la estructura del sistema tarifario, ya que, solamente a partir de su conocimiento puede procederse a establecer un sistema de precios que conlleve a la racionalidad económica y propender al uso racional de la energía.

6.1.1 Tipos De tarifas

Las tarifas a ser estructuradas buscan reflejar los costos del suministro de energía eléctrica y por lo tanto, en base a lo expuesto en el capítulo V, se propone diseñarlas en base a niveles de voltaje, lo que permite considerar, a su vez, la responsabilidad de cada cliente en la composición del costo.

Adicionalmente, con la finalidad que las tarifas sean lo más representativas de los servicios brindados, es decir, los de potencia y energía eléctricas, se propone, que todas ellas sean tarifas binomias, osea con cargos por demanda de potencia y uso de la energía. Algunos de los detalles de este diseño se comentan a continuación.

El estudio realizado por INECEL en 1992 propuso un sistema tarifario, que respondía lo más fielmente posible a la determinación de los costos marginales de cada una de las diferentes etapas funcionales.

El diseño en mención proponía la siguiente estructura del sistema tarifario:

- Tarifas de Interconexión: Correspondientes a la entrega de potencia y energía por parte de INECEL a las Empresas Eléctricas Regionales.
- Tarifas de Alta Tensión: Aplicables a grandes clientes, que generalmente son industriales, que pueden recibir el suministro a niveles de voltaje de 138 kV, 69 kV y 46 kV. También podría ser aplicable para intercambios entre Empresas Eléctricas.

- Tarifas de Media Tensión: Aplicables, normalmente, a clientes industriales medianos y pequeños, comercios, entidades públicas, que se encuentren conectados a 34.5kV, 22 kV, 13.8 kV y 6.3 kV.
- Tarifas de Baja Tensión: Aplicables a los clientes que reciben el suministro en baja tensión. En la propuesta de INECEL se señalaba que al inicio se las podría discriminar por sectores de consumo: residencial, comercial, industrial, etc., de acuerdo con sus patrones de carga. Se incluía en este grupo la tarifa para el cobro de alumbrado público¹.

Sin embargo, por las razones dadas al final del capítulo anterior, el diseño propuesto por INECEL no tendría posibilidad real de ser aplicado, a la luz de las disposiciones de la Ley de Electrificación que ha sido aprobada por el Congreso, en la cual se habla de la aplicación de costos marginales, únicamente para la etapa de generación, mientras que para las restantes se dispone que las tarifas representarían los “costos medios” de empresas modelos de referencia.

Tal situación ya fue avisorada cuando formulé el temario de esta tesis, pues de las referencias que contaba, pude concluir que en esa línea apuntaba conceptualmente la estructuración de dicha Ley, en lo que guarda relación con el tema tarifario.

¹ Esta clasificación se la consideraría temporal y podría, a futuro, ser unificada simplemente como tarifa de baja tensión, aplicable a todos los abonados que requieran el suministro eléctrico a ese nivel de voltaje.

Por las causas explicadas, así como en base a lo que establece la nueva Ley de Electrificación mencionada y, dejando de lado aquellos precios (no tarifas) que pueden ser libremente pactados entre las partes, los cuales obviamente no tiene sentido estandarizar su estructura, se considera que debe existir un sistema tarifario, únicamente para los usuarios finales, el cual debería tener los siguientes componentes:

- Tarifa a nivel de generación, con la cual se reconocería el costo del suministro a ese nivel
- Tarifa a nivel de transmisión con la cual se cubriría el costo del transporte de la energía y potencia.
- Tarifa a nivel de distribución, que correspondería al costo incurrido en esa etapa del servicio.

Una primera aproximación sobre esta propuesta, podría hacer pensar que se trata de una repetición de lo que actualmente existe, sin embargo hay las siguientes diferencias básicas:

1. Se propone que se consagre que los componentes de la tarifa al usuario final sean “explícitas” y no implícitas como hasta ahora.
2. Los costos de generación que ahora se incluirán, corresponderían al promedio de los costos marginales instantáneos de corto plazo valorados para un período de tiempo dado, y no a los costos medios que actualmente prevalecen

3. Los costos de transmisión y distribución corresponderían a los de una empresa modelo de referencia y no a los de las actuales empresas que brindan tales servicios.

Las últimas dos diferencias obedecen a lo que está especificado en la nueva Ley, de manera que obviamente son impositivas y de cumplimiento obligatorio.

a) Componente de Tarifa para Generación

La nueva Ley prevé que los costos de generación que se cubrirán serán los costos marginales instantáneos de corto plazo, entendiéndose como tales, los costos operativos marginales que se producirían cada hora, es decir, los costos de la central más cara que por condiciones operativas, pero dentro de una condición de despacho al mínimo costo, debe estar operando en el sistema en dicha hora.

Estos costos, que podrán tener una aplicación razonablemente fácil para intercambios entre generadores, a para compras ocasionales que las empresas distribuidoras o grandes clientes efectúen en el Mercad Mayorista de Energía, no aparecen como fácil aplicación para consumidores masivos, ya que aquellos no solamente utilizan la energía sin ningún tipo de control operativo, sino que también su inmenso número provocaría problemas administrativos inmanejables.

Por tal razón, no solamente porque físicamente no son aplicables estos costos, sino porque la Ley mencionada así lo dispone, es que para los usuarios finales, se prevé que el costo de generación corresponderá a aquel obtenido como el promedio de los costos marginales instantáneos de corto plazo valorados a través de una simulación de la operación en condiciones de despacho económico, por un plazo de 36 a 40 meses y actualizados con técnicas de valor presente. Un gráfico conceptual de este proceso se presenta en el gráfico G. 6-1

COSTOS INSTANTANEOS DE CORTO PLAZO

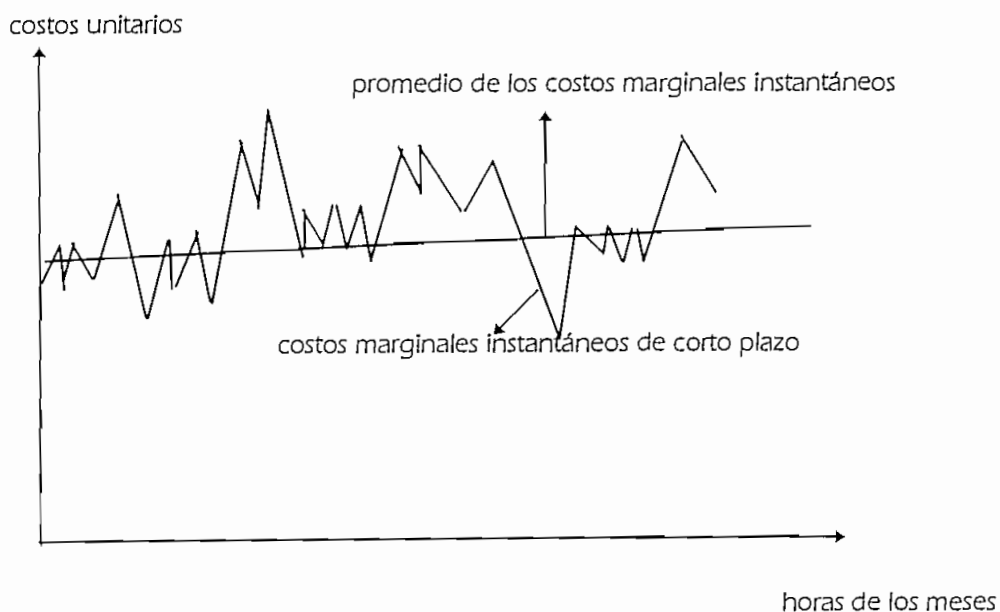


GRAFICO G. 6 -1

Según se explicó en el capítulo 5 al describir los resultados de los costos marginales de corto plazo, existen fluctuaciones estacionales de los costos de la oferta eléctrica, por lo que la componente de generación de la tarifa para

el usuario final debe reconocer tal hecho, por lo que esta componente debe tener características estacionales, de manera que tenga un nivel para el período húmedo y otro para el período seco, entonces el inicio de las simulaciones en mención deberán corresponder a los inicios de cada uno de esos períodos, que en el caso del Ecuador serían los meses de marzo y octubre de cada año.

La aplicación de la estacionalidad para las tarifas de generación, no tiene ningún condicionamiento técnico, (por ejemplo equipos de medición), sino que precisa únicamente de una decisión administrativa del organismo regulador.

Los valores de costo obtenidos, naturalmente corresponden al costo por energía, de manera que para disponer del costo total, hay que agregar el costo por potencia, que correspondería al de una central a gas de referencia que esté utilizándose para tal valoración en el período que se trate.

Adicionalmente a las fluctuaciones estacionales, los costos marginales de corto plazo establecieron variaciones horarias de costo, las cuales se las ubicó en las horas de punta, horas de semibase y horas de base. Por tal razón, para que el sistematarifario de generación reconozca esas variaciones será necesario que se introduzcan también tarifas con cargos horarios, de manera que la componente de generación tendrá en total cargos tarifarios horario - estacionales.

La aplicación de estos cargos presenta la necesidad imperiosa de disponer equipos de medición indudablemente más sofisticados que los simples contadores de energía y que los registradores de demanda máxima, aparatos que a su vez son bastante costosos y no justificable que se utilicen en clientes con poco nivel de consumo de energía y demanda de potencia.

Por es razón las tarifas horarios - estacionales deberán aplicarse inicialmente con criterio selectivo y en forma paulatina. Estos clientes con consumos altos y formas de utilización específicas son por ejemplo los clientes industriales y grandes comercios.

En consecuencia, la indisponibilidad de estos medidores constituiría un "cuello de botella" muy importante. Sin embargo, por referencias de la Dirección de Planificación y Tarifas, conozco que INECEL ya ha efectuado la adquisición de estos medidores en un número de 600, los cuales ya han sido distribuidos a las empresas eléctricas para que sean instalados para registrar el consumo de clientes industriales específicos que han sido identificados por técnicos de esa entidad y que constituirían el primer grupo al cual se le aplicaría las tarifas con cargos horario - estacionales.

b) Componente de la Tarifa para Transmisión

Según lo comentado anteriormente, esta componente se estructuraría según el costo medio de un sistema de transmisión optimizado y no al que en la actualidad brinda el servicio.

Sin embargo de lo dicho, se considera que los costos medios que se obtengan para un sistema optimizado no diferirán mucho de los costos medios del SNT que opera actualmente en el País, por tratarse de un sistema relativamente nuevo y que ha sido concebido bajo cánones técnicos idóneos, por lo que parece razonable utilizar directamente, por lo pronto, los costos medios del actual SNT.

Los costos medios que se incluirían serían conceptualmente los de capital, operación y mantenimiento y rentabilidad.

El sistema legal que posiblemente regirá al servicio eléctrico a partir de los próximos meses, estipula que el sistema de transmisión, así como el de distribución deberá mantener libre acceso para los que los requieran, de manera que las utilidades de aquellos podrán ser naturalmente diferentes, no sólo en el monto de potencia que debe transportar, sino las distancias que emplearán para aquello, por tal razón el precio medio que se defina tendrá que desagregarse de manera que se reconozca lo mencionado, de manera que convendría que se establezca un sistema de tarifas de transmisión de kW-km, es decir, que pague más quien más potencia requiera transmitir y por más distancia.

c) Componente de la Tarifa para Distribución

Esta componente tarifaria tiene similar enfoque conceptual que la de transmisión, con la diferencia práctica que los costos medios de las actuales empresas de distribución no necesariamente corresponden a los de una

empres óptima, requiriéndose en consecuencia efectuar los estudios respectivos para definir "las empresas modelos de referencia".

A propósito de las empresas de referencia, será muy probable que se necesita definir tantas cuantas como clases de mercado o zonas eléctricas existan en el país, las cuales en la actualidad son 20 sistemas. Se estima que algunas de ellas podrán presentar características comunes, lo que posibilitará definir empresas modelos para un menor número de zonas, posiblemente 5 o 6.

Por otra parte, las diferentes situaciones en las que se encuentran actualmente las empresas que abastecen de energía eléctrica a las zonas mencionadas, obligarán que se establezcan un períodos de transición distintos para cada una de ellas, hasta que alcancen las características de la empresa de referencia, existiendo entonces algunas empresas que requieran más tiempo que otras.

6.1.2 Equipos de Medición

El diseño en mención ha tomado en cuenta que, paralelamente a los niveles y los tipos de suministro se debería considerar la limitación impuesta por los equipos de medición, pues entre mayor es el nivel de voltaje se justifica utilizar medidores más completos. En consecuencia se consideró la utilización de equipos con las siguientes características:

1. A nivel de intercambios entre generadores en alta tensión, se justificaría tener medidores horarios que puedan contabilizar la energía y la demanda máxima de potencia por períodos tarifarios.
2. A nivel de ventas en media tensión para grandes clientes que son importantes por la magnitud de consumo y su factor de carga, se requieren equipos similares a la tarifa entre generadores.
3. A nivel de media tensión, pero para clientes con consumos de menor importancia, así como para los clientes que consumirían en baja tensión se necesitaría únicamente un medidor para registro de energía y limitadores de corriente o una combinación de registro de potencia máxima y consumo de energía.

6.2 REAJUSTE DE LA TARIFAS

Con el fin de mantener el nivel de ingresos del sector eléctrico en términos reales e impedir el deterioro de las tarifas por efecto de cambios de situación económica, principalmente por la inflación, variación de tasas de cambio y precios de combustibles y más materiales, se estima necesario calcular y poner en vigencia nuevos niveles para las tarifas cada cierto tiempo.

Dentro del año, las tarifas deberían reajustarse automáticamente, cuando las variaciones del valor de los insumos que utiliza el servicio eléctrico hayan superado individualmente un 5% en conjunto.

El requisito para realizar estos reajustes es que se utilicen índices confiables y de valoración oportuna y regular.

Para el ajuste automático dentro del año, el estudio realizado por INECEL propone una fórmula polinómica del siguiente tipo:

Para cargos de la potencia:

$$C_p = \left\{ a \cdot \frac{P_d}{P_{d_0}} \cdot \left(\frac{1+i}{1+i_0} \right) + b \cdot \frac{S}{S_0} + c \cdot \frac{M}{M_0} \right\} \cdot 100$$

donde:

C_p = Coeficiente de ajuste a los cargos por potencia

a = Peso en el costo total del equipo importado (° / 1)

b = Peso en el costo total de sueldos y salarios (° / 1)

c = Peso en el costo total de otros materiales (° / 1)

i = Porcentaje de derechos de internación (si los hubieres)

P_d = Precio del dólar

S = Índice de precios al consumidor

M = Índice de materiales nacionales

y

$$a + b + c = 1$$

Para cargos de la energía:

$$C_e = \left\{ a_1 \cdot \frac{P_d}{P_{d_0}} \cdot \left(\frac{1+i}{1+i_0} \right) + b_1 \cdot \frac{P_c}{P_{c_0}} \right\} \cdot 100$$

donde:

C_e = Coeficiente de ajuste a los cargos por energía

a_1 = Peso en el costo total del equipo importado (° / 1)

b_1 = Peso en el costo total del petróleo (° / 1)

P_c = Peso del combustible

i = Porcentaje de derechos de internación (si los hubieres)

y

$$a_1 + b_1 = 1$$

La cuantificación de los valores iniciales de partida a , b , c , a_1 y b_1 se recomienda que se lo establezca con la misma mecánica que se emplea actualmente para la definición de los índices de revalorización de activos.

6.3 DETERMINACION DE LAS ESTRATEGIAS DE IMPLEMENTACION DE LAS NUEVAS TARIFAS A COSTO MARGINAL

Al introducir una transformación tal apreciable en el sistema de precios del servicio eléctrico del país, tanto en relación a sus estructuras y niveles como a sus cálculos y requerimientos de medición y facturación y, además el propender a que en forma definitiva el sector eléctrico pueda ser manejado de forma autónoma económicamente, se requiere el establecimiento de un procedimiento de implementación claro y completo, que permita, no solamente la aceptación de los niveles de decisión, sino también que las entidades del sector eléctrico puedan realizar los ajustes necesarios en sus mecanismos de lectura y facturación y adquieran un nivel de familiarización con el sistema para poder aplicarlo de la mejor manera.

Dentro de este contexto se considera indispensable disponer de los siguientes elementos:

- Instrumentos reglamentarios y normativos
- Herramientas técnicas de simulación de operación por la obtención de los costos respectivos
- Programas de capacitación técnica
- Difusión del nuevo sistema de precios

6.3.1 Instrumentos Reglamentarios y Normativos

Una de las características principales de la formulación, cálculo y aplicación y control del sistema tarifario, es que deben hacerse en base a procedimientos uniformes y estándares, los cuales a su vez deben ser de cumplimiento obligatorio.

La única forma de lograr lo anterior, es disponiendo de reglamentos específicos y normas de aplicación concretas, las mismas deben estar incluidas en un solo reglamento, el cual debe especificar en detalle los siguientes aspectos:

1. La estructuración de los costos marginales y medios
2. La forma de manejar las transacciones en el mercado mayorista
3. Las diferentes opciones y/o limitaciones que un cliente puede tener para usar la energía eléctrica.

4. Las fórmulas de reajuste tarifario

5. La composición de las diferentes componentes de las tarifas

Este reglamento es necesario que exista sea que la actual legislación se mantenga o que, por lo contrario, se disponga de una nueva. Naturalmente tal reglamento debe contener los derechos y obligaciones de los actores del servicio eléctrico (generadores, empresas de transmisión y distribución y clientes).

Merece resaltarse que un factor crucial del nuevo sistema de tarifas lo constituirá la posibilidad y necesidad que las tarifas no pierdan el poder adquisitivo por lo que los mecanismos de reajuste tarifario deberán estar perfectamente definidos, tanto en su contenido como en la forma de aplicarlos, de manera que no hayan dudas ni posibilidad de manipuleos extraños.

El reglamento debe propender a que los parámetros que controlan las tarifas sean valorados dentro de una práctica operativa rutinaria, es decir, manejado por los especialistas en el tema, impidiendo así la injerencia "interpretativa" que podría existir de parte de representaciones políticas o gremiales sin fundamento técnico.

De ser necesario que algunos aspectos de procedimiento sean definidos con detalle, será indispensable que el reglamento señale la forma en que deben ser hechas tales especificaciones a través de normas que posibiliten su aplicación precisa y sin ambigüedades.

6.3.2 Herramientas Técnicas

Estas se refieren fundamentalmente a los siguientes aspectos:

1. Modelo para cálculo de costos marginales instantáneos
2. Modelos para simular la operación a costo mínimo del parque generador actual y previsto hasta un período de 36 a 40 meses.
3. Modelo para optimizar flujos de potencia en los sistemas modelos de referencia de transmisión.
4. Modelo para valorar y liquidar las transacciones mercantiles que se produzcan a nivel del mercado mayorista a ser manejado por el Centro Nacional de Control de Energía - CENACE-.
5. Definición y adquisición de sistemas de medición para la utilización por parte de los diferentes tipos de clientes, que sean compatibles con los existentes, que fueron adquiridos por INECEL recientemente y con la necesidad que tengan precios razonables
6. Sistemas de medición y facturación de las Empresas Eléctricas que permita al cliente comprobaciones concientes de los valores que constan en sus planillas.
7. Definición de las características de los limitadores de carga.

La disponibilidad de los modelos mencionados es un requerimiento muy importante, no solamente porque es la base operativa para el manejo del tema, sino que en su definición y estructuración existirán dificultades que son inherentes a la complejidad técnica de los asuntos a manejarse.

Por otro lado, el disponer de los mecanismos de medición, facturación, así como de los limitadores de carga, requerirá un volumen de trabajo técnico-administrativo que debe ser oportunamente valorado, para estructurar los grupos de trabajo que serían los responsables de su manejo y aplicación.

Por lo señalado se ve que es indudable la necesidad que se de mucha prioridad a estos temas, que obviamente le corresponde manejar al CENACE, a las Empresas Eléctricas y, por supuesto al Ente Regulador del tema tarifario, el CONELEC, quienes deberán trabajar armoniosamente en el desarrollo de las diferentes actividades que tales herramientas requieran.

Se deberá establecer una programación concreta para efectuar la transición del actual al nuevo sistema tarifario mediante disposiciones temporales dentro del nuevo reglamento que permitan una aplicación parcial o gradual del nuevo sistema.

Por otra parte cada Empresa Eléctrica deberá asumir en forma plena el rol que le corresponde en el proceso de cálculo y explicación al cliente sobre los niveles y estructuras tarifarias a implantarse.

6.3.3 Programas de Capacitación Técnica

1. El modelo debe ser conocido a cabalidad por el personal de despacho de carga del CENACE y por aquellos que tendrán a su cargo el manejo de los procesos de concesiones y permisos (CONELEC). Para esto, es imprescindible que existan programas de

capacitación y entrenamiento que deberán comenzar mucho antes de que el modelo sea aplicado

- Por otro lado, debe existir capacitación a nivel de los estudiantes de nivel superior mediante ciclos de conferencias, paneles de discusión, sobre temas como el Sistema Eléctrico Ecuatoriano, Sistema de Tarifas a Costo marginal, Estructuras Tarifarias, Optimización en el Uso de la Energía Eléctrica, etc. Tal capacitación debe dirigirse las carreras de Ingeniería y Economía. De esta manera se capacitará a quienes estarán en el corto y mediano plazo, en las empresas eléctricas y, serán ellos quienes se constituirán en válidos de los clientes, debiendo entonces disponer de las referencias apropiadas en todos los aspectos que se asocian con el abastecimiento de energía.

6.3.4 Difusión del Nuevo Sistema

Para la adecuada difusión del nuevo sistema de tarifas, debe diseñarse una verdadera estructura informativa que debe abordar diferentes objetivos y destinatarios.

Entre estas estrategias se pueden mencionar las siguientes:

- Las entidades eléctricas deben difundir sobre lo que es el sector eléctrico del Ecuador: cómo se obtiene la energía y cómo se la transporta hasta los lugares de consumo. Esto se lo deberá

realizar, elaborando material explicativo para entregarlos periódicamente a todos los sectores de la comunidad, como son autoridades regionales, locales, sectores de la educación, clientes, organismos de control del servicio eléctrico, etc. Es necesario mantener un plan orientado a interesar y motivar a la comunidad sobre lo que es el servicio eléctrico, su presencia en la vida nacional, sus planes de desarrollo, etc. Para estas actividades, se deben estudiar previamente los diferentes sectores comunitarios y sus intereses y con base a estos antecedentes, concretar las iniciativas, que pueden estar dirigidas a sectores como el educacional, doméstico, empresarial, etc.

- Difundir el nuevo sistema de precios a todas las entidades eléctricas mediante explicaciones conceptuales y estratégicas del nuevo modelo para el sector eléctrico y en especial del nuevo sistema de precios de la energía eléctrica, así como la puntualización de los principales requerimientos para su implementación.
- Difundir, en forma estructurada, el nuevo sistema de tarifas a los clientes del sistema. Las entidades eléctricas deben mostrar a sus usuarios y a la comunidad en general, lo que son las tarifas eléctricas y el fin que persiguen, así como la importancia que tiene para su desarrollo, el contar con un servicio eléctrico en condiciones óptimas, es decir, en forma oportuna con la garantía de un suministro continuo y la necesidad de contar con precios reales.

- A nivel de medios de comunicación tendría que definirse un programas que contrate los servicios de empresa(s) de publicidad, para informar sobre las características del nuevo sistema y las ventajas resultantes para el país y el consumidor de un buen uso de la energía eléctrica.
- La forma de este material de difusión dependerá de la naturaleza del medio receptor. Como ejemplo, se podría citar:
 - Folletos
 - Videos
 - Maquetas animadas
 - Informativos de prensa
 - Exposiciones a nivel nacional, regional, local, etc.

CAPITULO VII: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

El objetivo de esta tesis fue plantear una propuesta de un nuevo sistema de precios para el servicio eléctrico, en el marco del esquema jurídico que está estructurándose para el mismo en el Ecuador.

Ese nuevo sistema de precios buscar obtener una importante mejora de este servicio, ya que le permitiría obtener ingresos suficientes para su subsistencia y desarrollo y le ayudaría a dar adecuadas señales a los clientes para el uso racional de la energía.

Para alcanzar este objetivo básico, se ha realizado una descripción técnica de los principales componentes del sector eléctrico, del marco jurídico que lo gobierna y de los problemas fundamentales que le aquejan, especificando las causas para estos.

De este análisis es factible concluir que es indispensable ir a un cambio en el ordenamiento legal del servicio eléctrico, el cual involucre no sólo cambios en lo administrativo y en lo operacional, sino también en la filosofía de la relación entre el suministrador del servicio y los clientes.

Al analizar la disponibilidad energética en lo referente a la generación, se ha podido comprobar que el equipamiento es insuficiente para el abastecimiento eléctrico en los períodos en los que las cuencas hidrográficas soportan estiajes fuertes.

Es evidente que no hay reserva suficiente de generación, lo que explica los problemas de desabastecimiento eléctrico que ha soportado el País en los últimos años el que, en 1995, adquirió carácter de crisis.

En cuanto al sistema de transmisión, se observa que existen retrasos importantes en la ejecución de líneas de transmisión y subestaciones, lo que, entre otras cosas, produce una operación anormal del anillo de transmisión a 230 kV. Tal circunstancia explica el nivel tan alto de pérdidas técnicas que se presentan en el SNT.

A nivel de las empresas eléctricas las pérdidas a nivel de subtransmisión y distribución son altas (10%), sobre todo las correspondientes a las no técnicas o comerciales, lo que obedece a la falta de control y a la carencia de disposiciones legales y reglamentarias que pongan freno a usos no autorizados y permitan a las empresas eléctricas tener incentivos para buscar bajar estos niveles.

La demanda de electricidad en el País es típicamente residencial, explicado por el factor de carga bajo que prevalece a nivel global.

El análisis de la demanda, permite concluir que no se presenta una característica de estacionalidad para el conjunto de sectores de consumo, aunque se detecta que a nivel individual se sectores si las hay, las mismas que por ser coincidentes en tiempo no afectan a la uniformidad del consumo global.

En cuanto a los problemas del sector está claro que son de tipo legal y financiero. Los problemas de tipo legal provocan que la gestión del sector eléctrico se encuentre sometida a un gran número de trámites que entorpecen la agilidad que este servicio debe tener. En cuanto a los problemas de tipo financiero, su manifestación más evidente es el permanente déficit que impide realizar las ampliaciones requeridas de las instalaciones y afecta a la gestión operativa de los diversos sistemas y componentes del servicio.

Los problemas legales obedecen a la presencia de leyes obsoletas (caso de la Ley Básica de Electrificación) o contradictorias con la naturaleza del servicio eléctrico (Ley de Presupuesto o la de Contratación Pública).

Los problemas financieros tiene su origen fundamental en la falta de un adecuado sistema de tarifas, tanto en sus niveles como en su estructura, lo que además ha desencadenado poco acceso al crédito internacional y nacional.

La formulación del nuevo modelo para el sector presenta cambios fundamentales en lo conceptual y estructural del servicio eléctrico.

La tramitación de la Ley correspondiente ha sufrido retrasos injustificados a nivel del Congreso de la República, ya que permaneció más de 18 meses sin ser tramitada.

Lamentablemente, al Ley aprobada por el Congreso ha distorsionado mucho al proyecto original, existiendo muchas disposiciones contradictorias e incluso inconvenientes. Sin embargo, algunos de los postulados originales se han mantenido, por lo que parece razonable que la Presidencia de la República vete parcialmente la Ley que ha entregado el Congreso, para poder corregir las imperfecciones que han sido introducidas.

Al revisar el actual sistema de tarifas del servicio eléctrico, el cual se basa en los costos histórico - contables y en el uso que los clientes dan a la energía eléctrica, se concluye que se podrían obtener buenos niveles, aunque su estructura no permite considerar las variaciones reales que presentan los costos del servicio, tanto horaria como estacionalmente.

Un mecanismo de solución para este problema es utilizar un sistema tarifario que se base en costos marginales), pues a más de valorar objetivamente las variaciones mencionadas de costo, induce a desarrollos de equipamiento que tienden a ajustarse a la demanda.

El diseño tarifario que se plantea, propone que las tarifas a nivel de usuario final sean explícitas para componente del servicio, es decir, para generación, transmisión, subtransmisión y distribución.

El estudio de estos componentes, realizado por INECEL, permitió obtener sus costos marginales empleando métodos diferentes, según la disponibilidad de información. Sin embargo se ha concluido que únicamente la etapa de generación permite la aplicación de los costos marginales, ya que para las

otras etapas es más razonable la utilización de entidades optimizadas de referencia.

Trabajar con estas empresas de referencia obligaría a que las empresas eléctricas busquen mejorar sus estructuras técnicas y administrativas en beneficio del cliente.

El nuevo sistema de pliegos tarifarios propone que todas las tarifas sean binomias y estacionales, algunas de las cuales serían, adicionalmente, horarias. Las tarifas serían por nivel de voltaje y deberían reflejar los costos reales del servicio. Se estima que los tratos preferenciales o subsidios deberían ser responsabilidad directa del Gobierno.

Los equipos de medición deben ser coherentes con la estructura tarifaria propuesta de manera que, sean más completos (y lógicamente más costosos) según sea la importancia del consumo del cliente.

La implementación de un sistema tarifario que modifica conceptual y profundamente aquel imperante hasta la fecha, obliga a formular estrategias bien detalladas, adecuadamente diseñadas y correctamente aplicadas, para asegurar no solamente, que el cliente acepte el nuevo sistema, sino y sobre todo, que pueda aprovechar las ventajas que el sistema puede traer.

Deseo realizar un sugerencia a la Facultad de Ingeniería Eléctrica de la Escuela Politécnica Nacional para que procure sistematizar la enseñanza de una materia específica relativa a los precios de la energía eléctrica, necesaria

para los ingenieros eléctricos que, lamentablemente no la han abordado en forma completa; ya que siendo un tema tan trascendente no se tiene un control técnico adecuado. Durante la elaboración de este trabajo he podido apreciar que no existen profesionales que puedan, en forma sustentada y técnica, asesorar en el tema de costos.

BREVE DESCRIPCION DEL PROGRAMA DE SIMULACION DE DESPACHO DE CARGA (DSP)

El DSP emplea un criterio determinístico para la simulación del despacho de carga. La salida forzada de las unidades generadoras es representada por la disminución de potencia efectiva, la hidrología a través de hidrocondiciones predeterminadas y sus correspondientes probabilidades de ocurrencia y la demanda como datos exógenos al modelo..

El despacho realizado es del tipo uninodal, pero una vez encontrado el despacho óptimo, es posible realizar una distribución geográfica, mediante una paquete de hoja de cálculo, ya que se conoce la ubicación de las plantas generadoras.

Las centrales hidráulicas se despachan de acuerdo con la energía mensual disponible según la correspondiente hidrocondición y las centrales térmicas se despachan en orden creciente de sus costos variables. Estos criterios llevan a las siguientes consideraciones:

1. Dado que las centrales hidráulicas no se despachan de acuerdo a sus costos variables, todas ellas tienen la misma preferencia de colocación tanto para sus bases obligatorias, como para sus energías firmes y secundarias. Esto es muy importante para el análisis de intercambios energéticos entre empresas donde la colocación de energía secundaria debe ser distribuida proporcionalmente entre las centrales y empresas. Para evaluar la contribución de energía marginal

de un nuevo proyecto se debe calcular mediante la diferencia de producción del sistema con o sin el proyecto en cuestión.

2. El despacho económico de las unidades generadoras térmicas impide que se consideren limitaciones de generación por restricciones de combustible, recursos financieros y otros. Es decir que se considera que es más económico generar con las plantas más eficientes que aumentar los déficits.

Algoritmo de Cálculo

El despacho se realiza a través de las siguientes prioridades:

1. Base térmica obligatoria
2. Base hidroeléctrica obligatoria
3. Resto de disponibilidades hidroeléctricas
4. Resto de disponibilidades termoeléctricas y
5. Déficit.

Para la localización de las centrales se utilizan curvas mensuales integradas de carga, representada en forma analítica, cuya forma se aprecia en el gráfico G. A-1.

La curva integrada de carga puede ser representada adimensionalmente en dos partes: Una línea recta que pasa por el origen (puntos 0 y 1) con pendiente igual al factor de carga y una curva, aproximadamente parabólica tangente a dicha línea en su intersección con la paralela al eje de las abscisas

a la altura de la relación carga mínima / carga máxima (punto A), así como tangente a la paralela al eje de las ordenadas a la distancia unitaria (punto superior B).

CURVA INTEGRADA DE CARGA

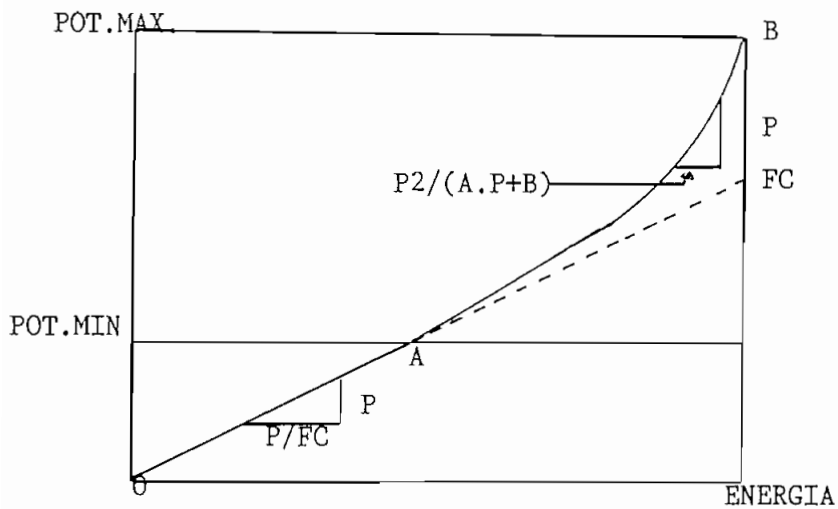


GRAFICO G. A-1

En la práctica se ha determinado que la representación analítica de la curva AB no significa errores superiores al 1.5% de los valores reales de la curva de duración. En forma analítica, la curva integrada se puede representar solamente por 2 parámetros exteriores: La relación carga mínima/carga máxima y el factor de carga.

De este modo, una potencia P despachada en la base OA representa una energía igual a P/FC , donde FC es el factor de carga. Por otro lado, cualquier energía despachada en la punta, de B hacia A, representa una energía igual a $P^2 / (A \cdot P + B)$, donde:

$$A = \frac{FC * (1-M) * (2*FC - M - 1)}{(FC - M)^2}$$

y

$$B = \frac{FC * (1-M)^2 * (1 - FC)}{(FC - M)^2}$$

M es la relación de carga mínima/carga máxima

Para cada mes el programa calcula el FC correspondiente a la previsión de energía y demanda máxima e interpola exponencialmente M entre los valores dados para el año base y el año final del período de estudio.

Despacho de Base Térmica Obligatoria

Las bases térmicas obligatorias son sumadas, despachadas en conjunto y luego desagregadas. Si no toda la potencia base tiene cabida¹, la energía perdida por falta de mercado en la base se distribuye entre las centrales térmicas en forma proporcional a sus potencias obligatorias. Aquí no se asignan prioridades económicas y el grado de violación de las restricciones de la base se mantienen igual para todas las centrales.

¹ Se refiere a que la potencia agregada es superior a la carga mínima del mes

Despacho de Base Hidroeléctrica Obligatoria

Esta restricción es menos rígida que la anterior, ya que esta base se distribuye en la base remanente de la curva de carga. En relación a la energía que no tiene cabida se utiliza el mismo criterio anterior.

Despacho de Energía Hidroeléctrica Remanente

La energía y potencia de punta disponible, después de ser decontados los valores base, se coloca en la curva de carga en forma optimizada, es decir, minimizando las eventuales pérdidas de energía y potencia. La colocación se hace en bloque para el conjunto de las centrales, de tal manera que las pérdidas se distribuyan en forma proporcional a los valores disponibles.

Despacho de Energía Termoeléctrica Complementaria

El despacho se realiza en forma individualizada y por orden creciente de costos de generación, quedando como última alternativa la operación de la central térmica ficticia asignada al costo del déficit.

Costos Operativos

La generación obtenida del despacho corresponde a energía neta, es decir, descontando los consumos propios, pérdidas de transmisión y otras. Para calcular los costos de operación y mantenimiento y de combustible se

considera la generación bruta. La cantidad de combustible y su costos se calcula de la siguiente manera:

$$\text{Cantidad de combustible} = \frac{\text{Consumo específico}}{\text{Poder calorífico}} \text{ Generación bruta}$$

$$\text{Costo de combustible} = \text{Cantidad} * \text{precio de combustible}$$

BIBLIOGRAFIA

1. Instituto Ecuatoriano de Electrificación(NECEL). Dirección de Planificación y Tarifas: Actualización del Plan Nacional de Electrificación Período 1994 - 2010, Quito, 1994.
2. Instituto Ecuatoriano de Electrificación(NECEL). Dirección de Estudios y Control Tarifario: Programa de Estudios Tarifarios. Nuevo Sistema de Tarifas Eléctricas del Ecuador. Anexo 1: Análisis de la Carga, Quito, 1992
3. Lucio, B. Sistema de Tarifas Eléctricas en el Ecuador, Situación Actual y Perspectivas. EN Séptimo Congreso Latinoamericano y del Caribe sobre Tarifas Económicas de Energía Eléctrica, Costa Rica 1994.
4. Instituto Ecuatoriano de Electrificación. (INECEL).: Resumen Estadístico del Servicio Eléctrico del Ecuador. Período 1965 -1985 y sus actualizaciones, Quito, 1986
5. Presidencia de la República, Reglamento para la Fijación de Tarifas de Suministro de Energía Eléctrica, Registro Oficial N° 644, Quito, Enero 7, 1983.
6. Instituto Ecuatoriano de Electrificación, Proyecto de Reglamento Sustitutivo para Fijación de Tarifas del Servicio Eléctrico, Quito, Marzo, 1995.
7. Presidencia de la República, Ley Básica de Electrificación, Registro Oficial N° 387, Quito, Septiembre 10, 1973.
8. Presidencia de la República, Proyecto de Ley de Régimen del Sector Eléctrico Ecuatoriano Quito, Mayo, 1994
9. Lucio, B. La Electrificación en el Ecuador, Situación Actual y Perspectivas, EN Seminario de Divulgación sobre el Sector Eléctrico del Ecuador, Guayaquil, 1994.

10. Instituto Ecuatoriano de Electrificación(NECEL). Dirección de Estudios y Control Tarifario: Programa de Estudios Tarifarios. Nuevo Sistema de Tarifas Eléctricas del Ecuador. Anexo 2: Definición de Costos Marginales, Quito, 1992
11. Lucio, B, Las Tarifas del Servicio Eléctrico. Su incidencia socio-económica en el Usuario Su papel como racionalizador en el consumo de energía. Instituto de Altos Estudios Nacionales, Quito, 1984.
12. Centro Nacional de Control de Energía - CENACE-, Datos Estadísticos proporcionados por las Divisiones de Comercialización y Operación. Quito, 1996.
13. Hernández, R. y otros. Metodología de la Investigación, Mc Graw Hill, México DC., 1991.
14. Dirección de Estudios y Control de Tarifas, Análisis de Costos y Ajuste de los Niveles Tarifarios para el Sector Eléctrico del Ecuador, Quito, abril 1993.
15. Orbe, P. Ingeniería Económica, Escuela Politécnica Nacional, 1993
16. Análisis, comentarios y discusiones mantenidas con el Ing. Bolívar Lucio, Director de Tesis.