

UNIVERSIDAD CATÓLICA SANTA MARÍA LA ANTIGUA  
VICERRECTORÍA DE POSTGRADO E INVESTIGACIÓN

TESIS DE MAESTRÍA  
EN CIENCIAS CON ESPECIALIDAD EN ADMINISTRACIÓN  
INDUSTRIAL

IMPACTO DE LA PRIVATIZACIÓN DEL IRHE EN EL SECTOR  
INDUSTRIAL

Presentada Por:

ING. PABLO G. GONZALEZ R.

DIRECTOR DE TESIS: ING. RAFAEL PEARSON

PANAMA  
2002



Este obra está bajo una licencia de Creative Commons  
Reconocimiento-NoComercial-CompartirIgual 4.0 Internacional

doi del documento  
<https://doi.org/10.37387/speiro.tm.590>

## **DEDICATORIA**

De manera especial, condenso en estas páginas el agradecimiento imperecedero a mis queridos padres: Pablo González Zúñiga, Francia Ruiz de González y a mi hermana Ilka Iraima González Ruiz, los cuales me estimularon en todo momento, hasta alcanzar el éxito en mis estudios.

## **AGRADECIMIENTO**

Por la ayuda que me prestaron con sus juiciosas indicaciones, sugerencias y orientaciones; mi eterna gratitud a todos quienes colaboraron en una u otra forma en la realización de este trabajo, en especial al Ing. Rafael Pearson y al Profesor Daniel Pérez.

## Índice General

Dedicatoria.....	ii
Agradecimiento.....	iii
Índice General.....	iv
Índice de Cuadros.....	vi
Índice de Gráficas.....	ix
Índice de Anexos.....	xi
Abreviaturas.....	xii
Extracto.....	xiv
1. Introducción.....	2
1.1 Estado del problema.....	2
1.2 Preguntas.....	6
1.3 Hipótesis.....	7
1.4 Variables.....	8
1.5 Propósito.....	9
1.6 Objetivos.....	10
1.6.1 Generales.....	10
1.6.2 Específicos.....	10
1.7 Importancia del estudio.....	11
1.8 Definición de términos.....	12
1.9 Limitaciones y delimitaciones.....	16
1.9.1 Limitaciones.....	16
1.9.2 Delimitaciones.....	18
2. Marco teórico.....	21
2.1 La industria eléctrica en Panamá.....	21
2.2 El sector industrial dentro del sector eléctrico.....	37
2.3 El escenario para la privatización del IRHE....	48
2.4 Tarifas aplicadas por el IRHE.....	69
2.4.1 Principios para la fijación de las tarifas.....	70
2.4.2 Estructura tarifaria para el sector industrial.....	72
2.4.2.1 Condiciones generales de aplicación.....	74
2.4.2.2 Estructura de facturación.....	75
2.4.2.2.1 Cargos.....	76
2.4.2.2.2 Recargos y otros cargos.....	77
2.5 Marco regulador de las tarifas después de la privatización del IRHE.....	79
2.5.1 Intervención del ERSP en la fijación de tarifas.....	80

2.5.1.1	Competencia.....	81
2.5.2.2	Funciones en el sector eléctrico sobre tarifas.....	81
2.5.2	Régimen tarifario.....	83
2.5.2.1	Generalidades.....	83
2.5.2.2	Criterios de definición.....	84
2.5.2.3	Regulación y libertad de precios....	86
2.5.2.4	Actualización de las tarifas.....	87
2.5.2.5	Vigencia de las fórmulas Tarifarias.....	89
2.5.2.6	Costos de la distribución.....	90
2.5.2.6.1	Costos de las tarifas reguladas.....	93
2.5.2.6.2	Otros costos.....	97
2.6	Estructura tarifaria vigente.....	101
2.6.1	Condiciones generales de aplicación.....	102
2.6.2	Estructura por tarifas.....	104
2.6.2.1	En baja tensión.....	105
2.6.2.2	En media tensión.....	108
2.6.2.3	En alta tensión.....	110
3.	Marco Metodológico.....	114
3.1	Tipo de estudio.....	114
3.2	Diseño de la investigación.....	116
3.3	Población y muestra.....	118
3.4	Técnicas e instrumentos.....	119
3.4.1	Análisis documental.....	120
3.4.2	Análisis estadístico.....	121
3.4.3	Cuestionario.....	122
3.4.4	Entrevista.....	124
3.5	Procedimientos.....	125
4.	Presentación y Análisis de los Resultados.....	130
4.1	Comparación del precio de los cargos por tarifas eléctricas.....	130
4.1.1	Tarifas industriales del IRHE.....	130
4.1.2	Las nuevas tarifas de las EDEs.....	132
4.1.3	Otros cargos.....	145
4.1.3.1	Factor de potencia.....	146
4.1.3.2	Factor de carga.....	148
4.2	Análisis del cuestionario.....	149
5.	Conclusiones y Recomendaciones.....	199
5.1	Conclusiones.....	199
5.2	Recomendaciones.....	203
	Bibliografía.....	207
	Anexos.....	234

## Índice de Cuadros

No.	Título	
1	Potencial Hidroeléctrico Inventariado.....	32
2	Empresas de Distribución Eléctrica; Clientes Reales por Clase de Servicio. Año: 1998.....	39
3	Impacto de las Nuevas Tarifas.....	41
4	Resultados de la Privatización de las Empresas de Distribución Eléctrica.....	60
5	Resultados de la Privatización de las Empresas Generadoras.....	63
6	Comparación de precio pagado por cliente en procesos de privatización de Empresas Eléctricas Efectuados en América Central con relación a Panamá. Año 1998.....	66
7	Plantas Térmicas Vendidas en América Latina (1993-1998).....	67
8	Plantas Hidroeléctricas Vendidas en América Latina(1993-1998).....	68
9	Descripción General de las Tarifas aplicadas por el IRHE según Clasificación....	72
10	Cargos y Recargos facturados por el IRHE según Estructura Tarifaria.....	75
11	Monto de algunos cargos adicionales aplicados por las Empresas de Distribución Eléctricas según opción tarifaria.....	98
12	Porcentajes de recargo por cambio de opción tarifaria en un periodo menor de 12 meses.....	100
13	Contribución por m lineal adicional a 100 m de la línea existente según clientes, tipo de servicio, tarifa y área representativa: Año 1998.....	101
14	Cambios en la Estructura Tarifaria de las Empresas de Distribución con relación a las aplicadas por el IRHE.....	102
15	Estructura de las tarifas en Baja Tensión según Cargos y Composición de Costos de Facturación.....	106
16	Estructura de las tarifas en Media Tensión según Cargos y Composición de Costos de Facturación.....	109

17	Estructura de las tarifas en Alta Tensión según Cargos y Composición de Costos de Facturación.....	111
18	Resumen comparativo de las tarifas industriales aplicadas por el IRHE según costo por kW Y kWh.....	131
19	Comparación de precios de cargos por tarifas aplicadas por el IRHE y las nuevas EDEs: Año 1998.....	134
20	Simulación de Aplicación de las tarifas del IRHE y las EDEs. Año 1998.....	136
21	Comparación de precios por cargos de tarifas aplicadas por el IRHE y las nuevas EDEs, según revisión semestral: Año 1999.....	138
22	Simulación de Aplicación de las tarifas del IRHE y las EDEs. Año 1999.....	139
23	Comparación de precios por cargos de tarifas aplicadas por el IRHE y las nuevas EDEs, según revisión semestral: Año 2000.....	141
24	Simulación de Aplicación de las tarifas del IRHE y las EDEs. Año 1999.....	142
25	Precio Promedio del kWh según Factor de Carga por tipo de clientes del IRHE.....	148
26	Cantidad de establecimientos industriales encuestados según distribuidoras y tarifas por tensión.....	150
27	Comparación de Importe Mensual Facturado, según Tarifas BTD, BTH, MTD y MTH por Empresa Distribuidora en Periodo de Punta y PP del kWh. Segundo Semestre 2000.....	154
28	Cantidad de establecimientos industriales encuestados según Factor de Potencia.....	157
29	Cantidad de establecimientos industriales encuestados según demanda de potencia.....	160
30	Relación de las preguntas 4 Y 5 del cuestionario sobre Factor de Potencia y Demanda de Potencia máxima según número de clientes por EDEs.....	164
31	Cantidad de establecimientos industriales encuestados según pago mensual por consumo de energía.....	166

32	Simulación de las Tarifas BTS y BTD, a Diversos f.c., según tarifas aplicadas En el 2do semestre por Elektra Noreste Y EDEMET. Año: 2000.....	169
33	Opinión de dueños de establecimientos industriales sobre el monto de la cuenta mensual de electricidad de Elektra-Noreste y EDEMET con relación al IRHE.....	170
34	Opinión de dueños de establecimientos industriales sobre si el costo de energía eléctrica en Panamá es caro.....	175
35	Estimación porcentual de la incidencia de los costos de electricidad sobre los productos, según opinión de los clientes de las EDEs encuestados.....	178
36	Opinión de dueños de establecimientos industriales sobre el servicio de distribución eléctrica después de la privatización del IRHE.....	183
37	Opinión de dueños de establecimientos industriales sobre la frecuencia de los apagones después de la privatización del IRHE.....	188
38	Recibo de compensación por daños a equipos y fallas del sistema según encuestas a usuarios industriales.....	194



## Índice de Gráficas

No.	Título	
1	Pronóstico de demanda máxima (escenario alto).....	30
2	Clientes Promedios por Empresa:1998.....	62
3	Agentes Productores en el Mercado Mayorista de Electricidad:1999.....	65
4	Variación Porcentual del PP Semestral de las EDEs con relación al PP del IRHE. Periodo: 1998-2000.....	144
5	Porcentaje de Recargo por Bajo FP aplicado por el IRHE y las nuevas EDEs. Periodo: 1998-2002.....	147
6	Número de clientes, según Tensión y Tarifa.....	154
7	Clientes de Elektra Noreste, según Tensión y Tarifa.....	156
8	Clientes de Edemet, según Tensión y Tarifa. ....	156
9	Factor de Potencia (Clientes en General).....	157
10	Factor de Potencia (Clientes de Elektra Noreste).....	158
11	Factor de Potencia (Clientes de Edemet).....	159
12	Demanda de Potencia (Clientes en General)....	161
13	Demanda de Potencia (Clientes de Elektra Noreste).....	162
14	Demanda de Potencia (Clientes de Edemet)....	162
15	Pago Mensual por Consumo de Energía (Clientes en General).....	166
16	Pago Mensual por Consumo de Energía (Clientes de Elektra-Noreste).....	167
17	Pago Mensual por Consumo de Energía (Clientes de Edemet).....	167
18	Comparación del Costo de la Cuenta de Electricidad de Elektra Noreste y Edemet con la del I.R.H.E.....	172
19	Comparación del Costo de la Cuenta de Electricidad de Edemet con la del I.R.H.E.....	173
20	Comparación del Costo de la	

	Cuenta de Electricidad de Elektra-Noreste con la del I.R.H.E.....	174
21	Opinión sobre si la energía eléctrica es cara en Panamá.....	175
22	Estimación porcentual de la incidencia de los costos de electricidad sobre los productos (Clientes de Elektra Noreste).....	181
23	Estimación porcentual de la incidencia de los costos de electricidad sobre los productos (Clientes de Edemet).....	181
24	Opinión del Servicio de Distribución de Energía Eléctrica después de la Privatización del I.R.H.E.....	183
25	Opinión del Servicio de Distribución de Energía Eléctrica después de la Privatización del I.R.H.E (Clientes de Elektra-Noreste).....	184
26	Opinión del Servicio de Distribución de Energía Eléctrica después de la Privatización del I.R.H.E (Clientes de Edemet).....	184
27	Opinión sobre la Frecuencia de los Apagones después de la privatización del I.R.H.E.....	189
28	Opinión sobre la Frecuencia de los Apagones después de la privatización del I.R.H.E (Clientes de Elektra-Noreste).....	191
29	Opinión sobre la Frecuencia de los Apagones después de la privatización del I.R.H.E (Clientes de Edemet).....	191
30	Recibo de Compensaciones por parte de las Empresas Distribuidoras.....	194
31	Recibo de Compensaciones por parte de las Empresas Distribuidoras (Clientes de Edemet).....	194

## Índice de Anexos

<b>Letra</b>	<b>Título</b>	
A	Clientes Promedios por Clase de Servicio; Total de la República.....	234
B	Ventas de Energía Eléctrica por Clase de Servicio; Total de la República.....	235
C	Empresas de Distribución Eléctrica; Ventas de Energía Eléctrica por Clase de Servicio.....	236
D	Consumo Mensual Promedio por Cliente.....	237
E	Resumen de Tarifas.....	238
F	Encuesta.....	239
G	Cronograma y descripción de actividades.....	240
H	Resumen Comparativo de los Montos por Cargos y Composición de Costos según Tarifas Semestrales en BTD:Años 1998-2000...	244
I	Resumen Comparativo de los Montos por Cargos y Composición de Costos por Cargos según Tarifas Semestrales en BTH Años 1998-2000.....	245
J	Resumen Comparativo de los Montos por Cargos y Composición de Costos por Cargos según Tarifas Semestrales en MTD Años:1998-2000.....	246
K	Resumen Comparativo de los Montos por Cargos y Composición de Costos por Cargos según Tarifas Semestrales en MTH Años:1998-2000.....	247
L	Resumen Comparativo de los Montos por Cargos según Tarifas Semestrales en ATD Años:1998-2000.....	248
M	Resumen Comparativo de los Montos por Cargos y Composición de Costos por Cargos según Tarifas Semestrales en ATH Años 1998-2000.....	249

## Abreviaturas

APN: Autoridad Portuaria Nacional.  
ATD: Alta tensión con demanda máxima.  
ATH: Alta tensión por bloque horario.  
BTD: Baja tensión con demanda máxima.  
BTH: Baja tensión por bloque horario.  
BTS: Baja tensión simple.  
CGR: Contraloría General de la República.  
DE: Decreto Ejecutivo.  
DF: Demanda de facturación.  
EDE(s): Empresa(s) de distribución eléctrica.  
EDECHI: Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí S.A.  
EDEMET: Empresa de Distribución Eléctrica Metro Oeste S.A.  
EN(ENSA): Elektra Noreste S.A.  
ERSP: Ente Regulador de los Servicios Públicos.  
ETESA: Empresa de Transmisión Eléctrica S.A.  
fc: Factor de Carga.  
FP: Factor de Potencia.  
GWh: Gigavatio-hora.  
H: Hora  
IDAAN: Instituto de Acueductos y Alcantarillados Nacionales.  
IFC: International Finance Corporation.  
INTEL: Instituto Nacional de Telecomunicaciones.  
IRHE: Instituto de Recursos Hidráulicos y Electrificación.  
KV: Kilovoltios.  
KW: Kilovatios.  
KWh: Kilovatio-hora.  
LP: La Prensa.  
MEF: Ministerio de Economía y Finanzas.  
MIPPE: Ministerio de Planificación y Política Económica.  
MTD: Media tensión con demanda máxima.  
MTH: Media tensión por bloque horario.  
MW: Megavatio.  
PP: Precio promedio.  
PROPRIVAT: Unidad de coordinación para el Proceso de Privatización.  
SIP: Sindicato de Industriales de Panamá.  
V: Voltio.

**Extracto**

La investigación realizada tiene como propósito determinar el efecto de la privatización del IRHE sobre el sector industrial a partir del comportamiento de las tarifas eléctricas establecidas por las nuevas Empresas de Distribución Eléctricas (EDEs).

La metodología utilizada fue el análisis documental de la información generada por los diversos entes o empresas vinculadas al sector eléctrico, como de datos recopilados de notas periodísticas y análisis estadístico de una encuesta aplicada a los industriales, para conocer su percepción sobre el tema en estudio.

Los resultados de la investigación han mostrado que la privatización del sistema eléctrico no ha tenido el efecto deseado en cuanto eficiencia y calidad del servicio, como a permitir una rebaja sostenida de los costos por consumo de energía eléctrica incluidos en los cargos de las tarifas, que representen un auténtico beneficio para los clientes del servicio público de electricidad, específicamente, para los clientes finales del servicio de distribución en el Sector Industrial.

**CAPÍTULO 1°**  
**Introducción**

La energía eléctrica es un insumo importante para la producción industrial al proveer una fuente de energía constante, segura y adaptable a las necesidades de cada fase del proceso productivo, en condiciones óptimas de generación, transmisión y distribución.

Dos factores contribuyeron a elevar la importancia de la energía eléctrica en las actividades del sector industrial: su precio en los costos de producción y la independencia en el emplazamiento de los centros industriales con relación a la ubicación de las plantas de generación de electricidad.

Desde esta perspectiva tres variables aparecen como significativas para el uso y consumo de energía eléctrica en el sector industrial: los costos, la disponibilidad y la calidad del servicio ofertado por las compañías distribuidoras. De ahí el interés en examinar la percepción que estas variables tienen en los usuarios del Sector Industrial a partir de noviembre de 1998 cuando se oficializa la privatización del IRHE.

### **1.1 Estado del problema**

La privatización de los distintos componentes del



sistema eléctrico nacional como resultado de la reestructuración del IRHE en 1998 ha generado reacciones adversas entre los usuarios en general e industriales en particular.

Estos últimos han percibido la privatización del servicio público de distribución eléctrica como un fenómeno de políticas económicas encarecedor de los costos de operación y venta de sus productos, lo cual ha limitado sus posibilidades de competir ventajosamente en un mercado de libre oferta y demanda invadido por productos importados más baratos.

La industria nacional que nació y se desarrolló con la finalidad de sustituir la importación de productos terminados desde mediados del siglo pasado había contado con una diversidad de incentivos socioeconómicos a fin de asegurar su competitividad, rentabilidad y expansión. Uno de esos incentivos lo constituían las tarifas eléctricas industriales establecidas por el IRHE como una forma de crear las condiciones óptimas para la industria panameña.

A partir de 1998, año de la privatización del sistema eléctrico, además de desaparecer las tarifas

industriales, el Ente Regulador de los Servicios Públicos(ERSP) ha aprobado sin objeciones los pliegos de revisión y alza de las tarifas presentadas por las distintas compañías de distribución, las cuales incluyen aumentos en la mayoría de los elementos de la estructura tarifaria vigente y gravan dos componentes básicos de la facturación industrial de energía: el cargo por demanda máxima y el de consumo.

Ante la política alcista de las compañías, los industriales panameños se muestran preocupados porque los costos de operación siguen aumentando, sus productos encareciéndose, la competitividad y rentabilidad cayendo y la percepción del servicio recibido refleja estándares de calidad iguales o menores al prestado durante la gestión administrativa del IRHE.

En este sentido, tres son los problemas percibidos como graves por los industriales: las tarifas, la falta de continuidad en el suministro y las fluctuaciones de voltaje por los daños causados al equipo usado. El problema es grave porque no hay indicios de que el comportamiento de las tarifas eléctricas vigentes tienda a disminuir y favorecer a los usuarios por región o a

nivel nacional, menos a crear incentivos para el sector industrial, que resiente la situación actual de la economía del país y se esfuerza por mantener niveles aceptables de modernización y competencia, como acceder a nuevos mercados de exportación y conservar los ya existentes.

Un factor que exacerba aún más la situación es la posición del gobierno y el ERSP, quienes en aras de conservar la seguridad jurídica de los inversionistas, no intervienen para frenar o graduar las alzas de las tarifas eléctricas efectuadas cada seis meses por las empresas eléctricas ni logran disminuir las fallas en el suministro y los desbalances de voltaje.

Todo esto hace de las tarifas eléctricas un problema álgido para la industria nacional por cuanto deben ser reflejo de un servicio de calidad, eficiente, competitivo y promotor de la productividad y competitividad de los industriales al no afectar sus equipos y costos de producción de modo significativo con relación al nuevo entorno económico en que deben operar.

## 1.2 Preguntas

Por lo expuesto, surgen las siguientes interrogantes:

1. ¿La no privatización del IRHE hubiera tenido un efecto positivo sobre el sector industrial y sus posibilidades de competitividad en una economía globalizada?

2. ¿Las diferencias en la composición de las estructuras tarifarias del IRHE y las nuevas empresas de distribución es lo que ha encarecido el costo de la energía eléctrica?

3. ¿Las posibilidades de reducir costos por demanda o consumo de energía eléctrica en las industrias está relacionada con la elección de la tarifa y un uso óptimo de la demanda?

4. ¿Un factor de carga y de potencia óptimos podrían contribuir a reducir los costos de demanda o consumo de energía eléctrica?

5. ¿La privatización del IRHE ha contribuido a mejorar la calidad del servicio de distribución eléctrica?

6. ¿Las fallas o pérdidas de calidad en el servicio de distribución eléctrica tienen una incidencia significativa en la productividad del sector industrial?

7. ¿Existen mecanismos adecuados para garantizar la calidad del servicio y compensar los efectos de sus pérdidas en beneficio del sector industrial?

### **1.3 Hipótesis**

De las preguntas planteadas derivo la siguiente hipótesis:

- La privatización del IRHE es percibida como una de las causas del desmejoramiento de las condiciones económicas del sector industrial por los aumentos tarifarios semestrales que permite y el no mejoramiento de la calidad del servicio ofrecido por las nuevas compañías de distribución eléctrica.

Este fenómeno puede ser explicado al considerar:

- Que el precio asignado a los diversos cargos de las estructuras tarifarias varía en cada revisión semestral, creando una percepción negativa o positiva del efecto real de la privatización del IRHE en las operaciones del sector industrial.

- Que la elección de la tarifa, niveles óptimos de demanda y consumo, como un adecuado factor de carga y potencia inciden en el precio global a pagar por el servicio de energía eléctrica recibido de las compañías distribuidoras en cada empresa industrial.

- Que las fallas o interrupciones fortuitas del servicio eléctrico son vistas como negativas por los industriales al condicionar y limitar sus niveles de productividad y competencia.

#### **1.4 Variables**

Las variables derivadas de la hipótesis planteada son:

- Independiente: privatización del IRHE.

Esta variable la entendemos como el proceso legal-administrativo que estableció las condiciones en que serían transferidos del sector público al privado los componentes del sistema eléctrico nacional y las normas que regirían al sector eléctrico privatizado.

- Dependientes: Percepción de desmejoramiento de las condiciones económicas del sector industrial.

Se entiende como la situación percibida a partir de los incrementos semestrales de los componentes estructurales de las tarifas cobradas por las compañías de distribución eléctrica.

En este sentido, los indicadores a considerar son los precios establecidos por cargos de las tarifas: fijo, energía, demanda máxima y factor de potencia.

El no mejoramiento de la calidad del servicio ofrecido, la entendemos como la apreciación global de los usuarios acerca de las condiciones en que es prestado el servicio de distribución eléctrica.

En este caso, los indicadores son: frecuencia de apagones, percepción de costo de energía(alto, bajo), incidencia en productos, valoración.

### **1.5 Propósito**

El propósito de la presente investigación es evidenciar las ventajas o desventajas que para el sector industrial ha representado la privatización del sistema eléctrico nacional desarrollado, operado y mantenido por el IRHE hasta el 30 de octubre de 1998.

Concomitante a este propósito está la necesidad de hacer un estudio acerca del comportamiento de las tarifas eléctricas de las compañías distribuidoras aprobadas por el ERSP por su impacto en las condiciones económicas generales en que opera el sector industrial nacional.

## **1.6 Objetivos**

Los objetivos que se persiguen a través de la presente investigación se clasifican en generales y específicos. Estos son:

### **1.6.1 Generales**

- Analizar el impacto de la privatización del IRHE en los costos de la energía eléctrica para el sector industrial.

- Realizar un estudio de las estructuras tarifarias aplicadas por el IRHE y las nuevas empresas de distribución eléctrica descriptivo de su comportamiento e incidencia en los costos de energía para las empresas industriales del país.

### **1.6.2 Específicos**

- Describir la situación de la industria eléctrica en Panamá y la relación del sector industrial con aquella.



- Explicar el escenario en que ocurre la privatización del IRHE.
- Examinar la composición de las estructuras tarifarias de energía eléctrica del IRHE y las nuevas empresas distribuidoras.
- Comparar las revisiones semestrales de las nuevas tarifas eléctricas con las aplicadas por el IRHE para determinar su comportamiento e incidencia en los costos de los usuarios.
- Relacionar la percepción de los usuarios industriales en torno a los costos de electricidad que pagan y la calidad del servicio que reciben entre la época y condiciones del IRHE y las actuales.

### **1.7 Importancia del estudio**

Los estudios sobre tarifas eléctricas en Panamá son escasos, cuando no inexistentes, y los que se han efectuado solo examinan la situación general acerca de cual ha sido el comportamiento de las tarifas desde la privatización del IRHE.

Es, en este sentido, que la investigación realizada adquiere su valor por cuanto está dirigida al estudio del impacto de la privatización del sistema eléctrico

nacional sobre el sector industrial en específico, a partir de las sucesivas revisiones semestrales de las tarifas establecidas en 1998 y vigentes hasta el 2002, en contraste con las reguladas por el IRHE.

Este examen permite determinar con certeza si la percepción negativa generalizada entre los usuarios del sector industrial es consecuencia de la privatización del IRHE o son otros los factores que han incidido en la misma.

Aportar evidencias a este respecto e iniciar estudios más profundos sobre factores o variables que repercuten en los costos de las tarifas eléctricas para el sector industrial es otro aspecto en que la investigación revela su importancia por el tema tratado.

### **1.8 Definición de términos**

Para facilitar la comprensión del estudio se presenta la definición de algunos términos claves en su concepción general tomadas de la Ley 6 y otros documentos, dejando para las secciones correspondientes la definición de elementos específicos relacionados con cada uno de éstos.

- Alta tensión. Tensión igual o superior a 115 kV.
- Baja tensión. Tensión igual o menor a 600 V.
- Cargo fijo. Costo aplicado independiente del consumo del cliente y cobrado incluso si no hay consumo de energía.
- Cargo por energía. Costo resultante de la multiplicación de los kilovatios-hora de consumo de energía por su precio unitario.
- Cargo por demanda máxima. Costo resultante de la multiplicación de la demanda máxima del cliente en kilovatios por su precio unitario, incluso si no hay consumo de energía.
- Cliente. Persona natural o jurídica que se beneficia con la prestación del servicio público de electricidad bien como propietario del inmueble en donde éste se presta, o como receptor directo del servicio, y cuyas compras de electricidad están sujetas a tarifas reguladas.

- Cliente en alta tensión. Aquel que está conectado a redes cuya tensión está clasificada como alta.

- Cliente en baja tensión. Aquel que está conectado a redes cuya tensión está clasificada como baja.

- Cliente en media tensión. Aquel que está conectado a redes cuya tensión está clasificada como media.

- Comercialización. Venta a clientes finales. Incluye la medición, lectura, facturación y cobro de la energía entregada.

- Distribución. Actividad que tiene por objeto el transporte de energía eléctrica y la transformación de tensión vinculada, desde el punto de entrega de la energía por la red de transmisión hasta el punto de suministro al cliente final y la comercialización de energía a los clientes.

- Factor de carga. Coeficiente que indica el grado de utilización de la demanda máxima y que permite determinar el precio promedio del KWh consumido, en una

relación inversamente proporcional(a mayor factor de carga, menor precio promedio).

- Factor de potencia. Es la relación entre la potencia activa(kW), potencia que efectivamente produce trabajo útil y la potencia aparente(kVA), o sea la potencia total absorbida por una instalación eléctrica.

- Generación. Producción de energía eléctrica por cualquier medio.

- Media tensión. Tensión mayor a 600 V y menor a 115 kV.

- Privatización. Proceso a través del cual son traspasadas actividades del sector público al privado, mediante la transferencia de la propiedad de empresas estatales.

- Régimen tarifario. Conjunto de reglas relativas a la determinación de las tarifas que se cobran por la prestación del servicio de electricidad, en aquellas actividades sujetas a regulación.

- Sector industrial. Conjunto de empresas dedicadas a actividades relacionadas con la producción,

transformación o refinamiento de una materia prima con el fin de obtener un producto final.

- Sistema eléctrico. Es el conjunto de plantas o centrales, subestaciones y redes eléctricas de transmisión y distribución conectadas físicamente y operadas en una unidad integral bajo un solo control, dirección o supervisión de operación, para el suministro de electricidad en forma ininterrumpida.

- Tarifas reguladas. Cobro de los costos de distribución por la venta de electricidad a clientes finales de acuerdo a su categoría, excepto los grandes clientes, aprobadas y reguladas por el ERSP.

- Transmisión. Actividad que tiene por objeto el transporte de energía eléctrica en alta tensión y la transformación de tensión vinculada, desde el punto de entrega de dicha energía por el generador, hasta el punto de recepción por la distribuidora o gran cliente.

## **1.9 Limitaciones y delimitaciones**

### **1.9.1 Limitaciones**

Las limitaciones que han influido en la ejecución de la investigación están relacionadas con el acceso a fuentes de datos e información de las empresas que

actualmente prestan el servicio de distribución eléctrica como del IRHE, que al haber desaparecido no es posible obtener documentación sobre las actividades que realizaba.

Esta limitación fue superada en parte consultando la documentación existente en las bibliotecas universitarias e institucionales (Contraloría, MEF), mediante la extracción de datos de noticias y reportajes en revistas y periódicos locales, entrevistando a exfuncionarios del IRHE en las áreas de interés, tanto como a ejecutivos de las nuevas empresas quienes dentro de las reservas de información establecidas por las distribuidoras han aportado información y orientaciones valiosas sobre el tema investigado.

Otra limitación importante del estudio, que afecta el análisis de las variables sometidas a evaluación, es el número de encuestas que efectivamente fueron procesadas: 38 de un total de cien que fueron distribuidas, pero que en su mayoría no fueron contestadas en el tiempo programado ni en un plazo perentorio que permitiera su inclusión en la muestra examinada.

### **1.9.2 Delimitaciones**

En cuanto a la delimitación del objeto de estudio debe indicarse que inicialmente el universo de estudio fue circunscrito a los miembros del Sindicato de Industriales de Panamá (SIP); no obstante, las dificultades para administrarles la encuesta a un número representativo de ellos motivó un cambio en la población de referencia, a fin de obtener datos que reflejaran la situación y percepción del sector industrial con respecto a las tarifas vigentes en contraste con las aplicadas por el IRHE. En este aspecto, algunos reportajes aparecidos en diarios locales han suministrado información valiosa para el estudio realizado.

Este hecho, sin duda, afectará los resultados que acerca del sector industrial puedan hacerse a partir de los datos e información examinada; no obstante, el carácter exploratorio, aproximativo, de la investigación hace tolerables estos cambios y motivan a profundizar sobre la materia de la investigación propuesta.



Queda claro que las tarifas de energía eléctrica requieren de estudios regulares y monitoreo permanente con el propósito de determinar la incidencia de éstas en la productividad, competitividad y rentabilidad del sector manufacturero nacional.

Temporalmente, el estudio investiga y analiza datos e información concerniente a situaciones comprendidas bajo las normas, regulaciones y reglas del mercado eléctrico vigentes para el periodo 1998-2000, que incluye el proceso de privatización, las tarifas aplicadas por el IRHE hasta octubre de 1998 y las tarifas aplicadas por las nuevas empresas de distribución eléctrica (EDEs) hasta el 31 de diciembre del año 2000.

En cuanto a los análisis de las tarifas estos están, preferentemente, realizados en las tarifas fijadas para baja tensión (BT), enfatizando en la tarifa de baja tensión con demanda (BTD); esto obedece a la representatividad de usuarios que aplican para esta tarifa, tal que la estructuraron y comercializaron las empresas distribuidoras.

**Capítulo 2°**  
**Marco teórico. Condiciones generales del servicio**  
**de distribución eléctrica en Panamá**

La reestructuración del IRHE y la consiguiente privatización de algunos de los componentes del sistema eléctrico nacional ha creado nuevas reglas para la generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica en Panamá.

En este capítulo se expone desde una perspectiva histórica, económica y legal las condiciones generales en que opera el servicio de distribución eléctrica como base para el análisis posterior de los datos recopilados y sistematizados sobre las tarifas aplicadas por el IRHE y las nuevas empresas de distribución eléctrica.

### **2.1 La industria eléctrica en Panamá**

El desarrollo de la industria eléctrica en Panamá inicia en 1886 cuando son establecidas las primeras compañías de generación y distribución en las ciudades de Panamá y Colón, de capital estadounidense y accionistas locales, como fue el caso de la Panama Electric Light Company cuyo representante fue el Dr. Pablo Arosemena.

En sus inicios el servicio fue prestado por un máximo de once horas y de manera deficiente. La tarifa oscilaba entre 3.00 a 3.50 pesos al mes, en 1903. Para 1907 la Panama American Corporation fijó una tarifa para

los particulares de \$ 0.017½ por kWh, con derecho a consumir hasta 10 kWh mensuales por \$1.00. Además eran cobrados 0.25 centavos mensuales por medidor y exigía \$12.50 de depósito.

En 1903, cuando fueron constituidas las empresas Panama American Corporation y The Colon Electric and Ice Supply Company las ciudades de Panamá y Colón contaron con un suministro de energía eléctrica más eficiente. Estas empresas reorganizaron su personal, aumentaron el capital social y la capacidad de generación, extendiendo el servicio eléctrico (público y privado) hasta las áreas suburbanas de ambas ciudades.

Entre 1916 y 1917 fue organizada la primera empresa eléctrica denominada Compañía Panameña de Fuerza y Luz, en la ciudad de Portland, Estados Unidos de América y cuya primera junta directiva estuvo conformada por ciudadanos estadounidenses. A partir de su constitución la Compañía Panameña de Fuerza y Luz adquirió por traspaso los derechos concedidos a la Panama American Corporation, en 1917 y 1923 los de The Colon Electric and Ice Supply Company.

Con el dominio del mercado eléctrico en Panamá y Colón, la Fuerza y Luz solicitó un aumento del 25% de las tarifas eléctricas, tomando como base el precio establecido en 1917 de 0.16 centavos por KWh. El aumento fue solicitado como resultado del incremento experimentado en el precio del barril de petróleo de \$1.20 a \$3.50 como consecuencia de la I Guerra Mundial. Para 1923, la compañía citada había invertido 28 millones de dólares y tenía una fuerza laboral conformada en un 90% por panameños.

Hacia 1956 la capacidad de generación instalada por la Compañía de Fuerza y Luz estaba conformada por 5 turbo generadores (6970 kW) y 3 generadores de vapor(113000 lbs/h) en Colón. En Panamá, por 6 turbo generadores(10750 kW), en la planta de Avenida Sur; 2 modernas turbo generadoras(12000 kW) y 2 generadores de vapor(212000 lbs/h).

Con la instalación de una nueva unidad generadora(1957-1958), las ciudades de Colón y Panamá contaron con un abastecimiento suficiente para satisfacer la demanda de la clientela a partir de 1958.

Hasta la década de 1970 la generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica en el territorio nacional estuvo dominada por empresas privadas como la Compañía Panameña de Fuerza y Luz (Panamá y Colón); La Panamá Eléctrica, La Cía. Eléctrica del Interior S.A., Santiago Eléctrica S.A. (provincias centrales) y Empresas Eléctricas de Chiriquí, las cuales prestaron el servicio público de electricidad en los principales centros urbanos y poblados del país.

En la década de 1950 fueron contratadas firmas consultoras para que elaboraran estudios sobre el potencial hidráulico del país. El objetivo era resolver los problemas de generación eléctrica en las provincias centrales y extender el servicio a las áreas rurales no atendidas por las compañías privadas.

El resultado de estos estudios fue la creación del Instituto de Recursos Hidráulicos y Electrificación (IRHE), mediante la Ley No.37 de 31 de enero de 1961. Este asumió la responsabilidad de los servicios de electricidad, gas y telecomunicaciones desarrollados por el estado. El patrimonio inicial del IRHE estuvo constituido por las plantas e instalaciones eléctricas de

la Compañía Panamá Eléctrica S.A. y Compañía Eléctrica del Interior S.A., que poseían una capacidad total de generación de 5275 kW.

El primer proyecto hidroeléctrico del IRHE fue la Central Hidroeléctrica La Yeguada construida en 1967, para abastecer de energía eléctrica a la región central del país y cuya subestación de control está localizada en Divisa.

Este proyecto y reorganización del IRHE mediante Decreto de Gabinete No.235 de 30 de julio de 1969 provocó que las empresas privadas limitaran sus inversiones en el sector, "causando, indudablemente, grandes perjuicios a la economía y al desarrollo del país"<sup>1</sup>.

La consolidación del régimen militar y su pregonada política de liberación nacional tuvo como una de sus prioridades el desarrollo del sector eléctrico bajo control del IRHE. En este sentido, la primera decisión adoptada fue la nacionalización de la Compañía Panameña de Fuerza y Luz en 1972. Con esta acción el IRHE absorbió el 88.7% de la capacidad instalada de generación

---

<sup>1</sup> IRHE. HISTORIA DE LA ELECTRICIDAD EN PANAMÁ. Suplemento. Panamá, s.f., p.10.

eléctrica existente en el país. Entre 1973 y 1975 fueron absorbidas las plantas e instalaciones de las Compañías Santiago Eléctrica, Empresas Eléctricas de Chiriquí y la Compañía Hidroeléctrica del Valle S.A.. En 1978 fue incorporada la empresa Eléctrica de La Chorrera S.A.

Paralelo a este proceso fue construida la Central Hidroeléctrica Ascanio Villalaz (Bayano) inaugurada en 1976 y con capacidad de 150 MW. En los años subsiguientes fueron desarrollados y culminados los proyectos hidroeléctricos Estrella-Los Valles (1979, Chiriquí) e Hidroeléctrica Edwin Fábrega (Fortuna) en 1984. En 1983, habían entrado en operación las unidades 1 y 2 de la Subestación Panamá con una capacidad instalada de 21.4 MW cada una.

La inauguración de la Hidroeléctrica Estrella-Los Valles permitió la integración efectiva del sistema eléctrico nacional en 1979, mediante líneas de transmisión de 230 kV entre la Subestación Panamá y Mata de Nance (Chiriquí).

El periodo comprendido entre 1970 y 1985 refleja un significativo desarrollo del sistema eléctrico nacional y un incremento en el consumo total de electricidad de



710.3 GWh en 1970 a 2045.1 GWh en 1986. En los dos últimos años del periodo señalado(1985-1986), Panamá, concluyó las obras de interconexión eléctrica con Costa Rica y firmó un acuerdo de intercambio eléctrico con la República de Honduras.

Con las mejoras al sistema y la ampliación de las líneas de transmisión y distribución, el IRHE incrementó su clientela de 38.3% en 1970 a 58.1% en 1986, de la población existente estimada según el número de familias<sup>2</sup>.

El desarrollo de la industria eléctrica entre 1987 y 1998 fue el siguiente<sup>3</sup>:

1988: Iniciaron operación dos plantas térmicas en la Central Bahía Las Minas con capacidad instalada de 30 MW cada una.

1991: Reinició operaciones la Central Monte Esperanza de 20 MW después de ser rehabilitada. Fueron iniciados los trabajos para la elevación de la presa de Fortuna. Entró en funcionamiento la Central 9 de

---

<sup>2</sup> ETESA. 1999. INFORME ELÉCTRICO NACIONAL. 1970-1998. Panamá, agosto, p.19.

<sup>3</sup> Ib., pp. iv-vi.

enero No.1 de Bahía Las Minas, después de ser rehabilitada.

1992: Fue rehabilitada la Hidroeléctrica Estrella-Los Valles.

Entró en vigencia una tarifa especial para clientes residenciales con un consumo de hasta 220 kWh y ocho nuevas tarifas para el sector industrial, que permitían un descuento del 10% de la tarifa básica.

1993: En marzo entraron en funcionamiento 20 unidades diesel con capacidad de 29 MW ubicadas en Bahía Las Minas. En la Gerencia de Sistemas Regionales fue adicionado 1.6 MW en plantas diesel.

En octubre fue terminada la construcción de la presa alta de Fortuna, con capacidad aproximada de generación de 250 GWh. Esta obra contribuyó a la confiabilidad del sistema, disminución de las pérdidas y reserva energética para 4 meses, utilizable en temporada seca.

1994: Fueron adjudicados los contratos de rehabilitación de las unidades generadoras de la Central Hidroeléctrica Bayano y de Bahía Las Minas.

1995: En junio reinició operación la unidad No.2 de la Termoeléctrica 9 de enero de Bahía Las Minas con capacidad de 40 MW.

1996: Se firmó un contrato con la empresa *Ansaldo Energía* para la construcción de un ciclo combinado y fue firmado un contrato para la compra de potencia instalada y energía a una planta privada de 50 MW ubicada en Bahía Las Minas.

1997: Entró en operación la planta privada de 50 MW(Petroeléctrica).

Durante este periodo(1987-1998) la clientela servida por el IRHE pasó de 59.3% en 1987 a 71.0% en 1998 y el consumo de 2191.0 GWh en 1987 a 3396.0 GWh en 1998.

Con la privatización cada empresa compradora ha desarrollado programas de mejoras, mantenimiento y expansión de las plantas generadoras, instalaciones o redes de transmisión y distribución, a fin de asegurar la

calidad del servicio y suministro ininterrumpido de electricidad a los clientes, a la vez que satisfacen los incrementos de demanda fluctuantes entre el 5% y el 7% anual como puede verse en la Gráfica No.1.

**Gráfica No.1**



FUENTE: LA PRENSA; SETIEMBRE 17, 2000, PANAMÁ, 42A

En su conjunto las empresas han invertido \$350 millones en estos proyectos de mejoramiento y expansión del sistema eléctrico<sup>4</sup>.

En este sentido, ETESA avanza en la ejecución del proyecto de la segunda línea de transmisión Chiriquí-

<sup>4</sup> BERROCAL R., Rafael E. 2001. "Privatización del sector eléctrico:\$350 millones de inversiones". EN: EL PANAMÁ AMÉRICA, 12:C1; Panamá, agosto.

Panamá; AES Corporation construye a un costo de \$400 millones la Hidroeléctrica Estí (concesión a 50 años); entró en funcionamiento la planta termoeléctrica de "ciclo combinado" de Bahía Las Minas Corp. (septiembre de 2000); en diciembre de 2000 Elektra Noreste inauguró una línea de transmisión de 115 kV, aumentando su capacidad instalada de 60 a 100MW.

Por otro lado si bien el potencial hidroeléctrico del país está subutilizado (Ver Cuadro No.1), para algunos inversionistas del sector las termoeléctricas son una alternativa para la generación de energía por la demanda creciente, porque varias plantas deben ser retiradas al haber cumplido su vida útil y por los efectos del fenómeno climatológico El Niño sobre las centrales hidroeléctricas<sup>5</sup>.

---

<sup>5</sup> BATISTA, Juan Luis. 2000. "Oportunidades para las termoeléctricas". EN: LA PRENSA, 17:42A; Panamá, setiembre.

Cuadro No. 1

<b>POTENCIAL HIDROELÉCTRICO INVENTARIADO</b>			
<b>PROYECTO</b>	<b>PROVINCIA</b>	<b>RIO</b>	<b>POTENCIA INSTALABLE MW</b>
<b>I. FACTIBILIDAD</b>			
CHANGUINOLA I	Bocas del Toro	CHANGUINOLA	300*/300**
TABASARA	Chiriquí	TABASARA	220.0
BONYIC	Bocas del Toro	BONYIC	25.0
SAN PABLO II	Veraguas	SAN PABLO	39.0
LA SOLEDAD	Veraguas	SANTA MARIA	32.0
GUALACA	Chiriquí	CHIRIQUI	28.0
<b>II. PREFACTIBILIDAD</b>			
TERIBE I	Bocas del Toro	TERIBE	237.0
CHANGUINOLA II	Bocas del Toro	CHANGUINOLA	306*/150**
CHANGUINOLA III	Bocas del Toro	CHANGUINOLA	102*/150**
CULUBRE J (CH IV)	Bocas del Toro	CULUBRE	146*/150**
CULUBRE II (CH V)	Bocas del Toro	CULUBRE	128*/50**
TERIBE II	Bocas del Toro	TERIBE	78.0
TERIBE III	Bocas del Toro	TERIBE	126.0
TERIBE IV	Bocas del Toro	TERIBE	59.0
TERIBE V	Bocas del Toro	TERIBE	79.0
LOS AÑILES (GUALACA)	Chiriquí	CHIRIQUI	35.0
CHIRIQUI (GUALACA)	Chiriquí	CHIRIQUI	54.0
<b>III. RECONOCIMIENTO</b>			
GUABO	Chiriquí	CHIRIQUI (ESTI)	22.0
HIGUERON	Chiriquí	CHIRIQUI (ESTI)	22.0
BARU	Chiriquí	CHIRIQUI VIEJO	150.0
CAIZAN	Chiriquí	CHIRIQUI VIEJO	72.0
SAN LORENZO	Chiriquí	FONSECA	26.0
LLANO NOPO	Chiriquí	TABASARA	48.0
SAN PABLO I	Veraguas	SAN PABLO	20.0
CAÑAZAS	Veraguas	CAÑAZAS	22.0
GATU	Veraguas	GATU	28.0
CHAGRES	Panamá	CHAGRES	36.0
<b>IV. IDENTIFICACION</b>			
LOS HOYOS	Chiriquí	SANTA MARIA	10.0
LOS BONGOS	Chiriquí	GUALACA	11.0
VOLCAN	Chiriquí	CHIRIQUI VIEJO	10.0
+GATUN	Colón	GATUN	4.5
+CIRI GRANDE	Panamá	CIRI	15.0
+TRINIDAD	Panamá	TRINIDAD	7.6
+PEQUENI	Colón	PEQUENI	15.0
+BOQUERON	Colón	BOQUERON	2.0
CANDELA	Chiriquí	CANDELA	22.0
TABASARÁ ARRIBA	Chiriquí	TABASARA	45.0
TOLE	Chiriquí	TOLE	12.5
LOS ESTRECHOS	Veraguas	COBRE	15.0
LIRI	Veraguas	LIRI	9
CAÑAZAS	Veraguas	CAÑAZAS	25.0
HIGÜL-CORITA	Veraguas	CORITA	48 - 90
BERMEJITO	Veraguas	MULABA	10.0
EL VALLE	Cooé	ANTÓN	3.0
TIFE	Veraguas	TIFE	10.0
SAN JUAN	Veraguas	SAN JUAN	10.0
GATU	Veraguas	GATU	4.5 - 6.5
RIO PIEDRAS	Colón	PIEDRAS	10.0
CUANGO	Colón	CUANGQ	2.0
LOS CHORROS	Panamá	TRINIDAD	7.6
LOS CAÑONES	Panamá	CIRI GRANDE	10.8
MAMONI	Panamá	MAMONI	16.5

\* - Centrales Hidroeléctricas, dentro de la Cuenca del Canal, sujetas a Estudios si lo autoriza el ARI.  
 \*\* - Estudio de Chas T. Main en el año 1979, con base en caudales promedios mensuales.  
 \*\*\* - Revaluación del Potencial de 1996 (Gabinete), para el Plan de Expansión de Generación Indicativo, con base en Caudal Turbinado.

Una debilidad que presenta el sector eléctrico, según Eduardo de La Guardia<sup>6</sup> es la disponibilidad efectiva de generación eléctrica, pues de los 1000 MW de capacidad instalada solo 870 MW corresponden a potencia firme, los otros 130 MW son generados por empresas sin contratos.

Esto las obliga a jugar en el mercado para obtener clientes que les permitan subsistir, motivo por el cual pueden desaparecer o trasladar sus operaciones fuera del país.

De ocurrir esto, anota De La Guardia, la capacidad de generación excedería mínimamente la demanda situada en 770 MW diarios, provocando que el parque existente opere en condiciones extremas al no poder suspender para labores de mejoras o mantenimiento. El hacerlo causaría desabastecimiento en un mercado con tendencia de consumo creciente, donde días calurosos disparan el consumo histórico promedio de 11 y 12 GWh anual a 14.7 GWh<sup>7</sup>.

---

<sup>6</sup> DE LA GUARDIA, Eduardo. 2000. "¿Estabilidad en el mercado eléctrico?". EN: EL PANAMÁ AMÉRICA, 30:A5; Panamá, noviembre.

<sup>7</sup> BATISTA, Juan Luis. 2000. "El sudor y el consumo eléctrico". EN: LA PRENSA, 27:45A; Panamá, agosto.

Con estos planteamientos coincide José Ignacio Quirós<sup>8</sup>, Gerente General de ETESA, quien indicó que la generación de energía está en 1100 MW, en tanto que la demanda es de 830 MW y en un año aumentará a 850 MW; por lo tanto, el excedente es bajo si una de las plantas sufre daños.

Ante esta realidad ETESA promueve el establecimiento de nuevas plantas generadoras que resuelvan el problema y permitan bajar las tarifas a partir de 2002, cuando los contratos actuales entre generadoras y distribuidoras comiencen a vencer, quedando estas últimas facultadas a comprar la energía que distribuyen mediante libre concurrencia.

En otro aspecto, para De la Guardia el ERSP ha favorecido a las distribuidoras en perjuicio de las generadoras, autorizando cambios constantes en las normas con que fue abierto el mercado eléctrico panameño en 1998. Al señalar esta debilidad del sector alude a hechos tales como los siguientes: que para minimizar el incremento de las tarifas, las distribuidoras negociaron

---

<sup>8</sup> SANDOVAL, Yolanda. 2001. "Nuevos actores en energía eléctrica, inversiones en generación de energía se sacarán a licitación en el 2002". EN: EL PANAMÁ AMÉRICA, 2:D1, Panamá, julio.



con el ERSP eliminar la contratación de reservas por un 10% de su demanda, lo cual fue aceptado por éste; que igualmente aceptó prohibir a los grandes clientes comprar energía directamente a las empresas generadoras, afectando los costos de operación de aquellos y la garantía de contar ininterrumpidamente con el servicio, pues las distribuidoras pueden suspenderles el suministro de energía ante una gran demanda de sus clientes regulados con quienes tienen la obligación de abastecimiento.

Además, el límite de cinco años para la contratación de compra de energía y potencia de las distribuidoras a las generadoras impide a éstas utilizarlos como garantías de financiamiento para la ejecución de proyectos a largo plazo en mejoras y expansión de la capacidad de generación instalada<sup>9</sup>.

Todos estos factores repercuten negativamente en el desarrollo futuro de la industria eléctrica dependiente de la inversión privada y la seguridad que el estado pueda garantizarles a corto y largo plazo a los

---

<sup>9</sup> DE LA GUARDIA, Eduardo. Ob. cit.

inversionistas locales y extranjeros, en todos los componentes del sistema.

Las prácticas señaladas contradicen las intenciones del gobierno de promover la inversión privada en el sector eléctrico para el desarrollo del potencial hidroeléctrico<sup>10</sup> y de termoeléctricas como plantas auxiliares. Situación que finalmente repercute en las tarifas aplicadas a los usuarios, en las cuales el 64% corresponde a generación, 6% a transmisión y 30% a distribución<sup>11</sup>.

Así, el desarrollo actual y futuro del sector eléctrico depende del establecimiento de normas claras, consistentes e invariables para todos los competidores del mercado nacional. La revisión del régimen tarifario para el periodo 1-07-2002 al 0-06-2006 fue aprobado en el mes de febrero por el ERSP, esta revisión modificó algunas normas.

---

<sup>10</sup> GUILLÉN, Mirna. 2000. ETESA y gobierno gestionan la iniciativa necesario desarrollo privado de proyectos hidroeléctricos. EN: EL UNIVERSAL, 5:B1; Panamá, setiembre.

<sup>11</sup> SAGEL, Yuriela. 2001. Interioridades del alza de las tarifas de electricidad y teléfono. ¿Difícil decisión entre lujo o necesidad? EN: EL PANAMÁ AMÉRICA, 15:A3, Panamá, enero.

## **2.2 El sector industrial dentro del sector eléctrico**

En términos globales el sector industrial que en 1996 estaba constituido por 3,312 establecimientos, según la Contraloría General de la República, se redujo en un 3.0% para 1998, cuando solo registró un total de 3,216 establecimientos manufactureros. A pesar de esa reducción, el consumo de energía eléctrica pasó de 467,330 KWh en 1996 a 486,746 KWh en 1998, es decir un 4% de incremento, para situar al sector industrial con un promedio de consumo del 15% de energía eléctrica durante el periodo 1996-1999<sup>12</sup>.

De acuerdo a datos sistematizados por el ERSP<sup>13</sup>, el segundo sector más dinámico en consumo de electricidad, para el periodo 1990-1999, fue el industrial con un crecimiento anual acumulado de 7.1%, 0.6% más que el consumo total de energía y 2.1% menos que el sector comercio con un consumo anual acumulado de 9.2%. Solo en

---

<sup>12</sup> CONTRALORÍA GENERAL DE LA REPÚBLICA. 1998. PANAMÁ EN CIFRAS. AÑOS 1993-1997. Dirección de Estadística y Censo, Panamá, noviembre, p.80. CONTRALORÍA GENERAL DE LA REPÚBLICA. 2000. PANAMÁ EN CIFRAS. AÑOS 1995-1999. Dirección de Estadística y Censo, Panamá, octubre, p. 104.

<sup>13</sup> BERROCAL R., Rafael E. 2000. "Producción de energía eléctrica aumenta en Panamá". EN: EL PANAMÁ AMÉRICA, 6:C1; Panamá, setiembre.

1999 con un 15% del consumo total, el sector industrial consumió 528.2 millones de KWh.

Un examen de la información provista por el IRHE<sup>14</sup> y ETESA<sup>15</sup> permite indicar que de los 3,216 establecimientos calificados como industriales en 1998, 1196 eran provistos de energía por las tres empresas distribuidoras, lo cual representó un promedio 0.3% de la clientela total de estas empresas. Este porcentaje de participación de clientes promedio por clase de servicio se mantiene estable desde 1990; en tanto que la tasa promedio de crecimiento registra un 4.3%, solo superada por los clientes comerciales con 5.8% (Ver Cuadro Anexo A).

Los 1196 clientes reales de las empresas distribuidoras estaban distribuidos del modo siguiente en 1998: 626 (52.3%) Metro Oeste S.A. (EDEMET); 238 (19.9%) Elektra Noreste S.A. y 332 (27.8%) Chiriquí S.A. (EDECHI), como muestra el Cuadro No.2. En conjunto representaron una venta de 491172 MWh o GWh, para una participación

---

<sup>14</sup> IRHE. 1996. HISTORIAL ELÉCTRICO NACIONAL 1970-1995. Dirección Ejecutiva de Finanzas, Gerencia de Planificación y Control Financiero, Departamento de Planificación Financiera, pp. 16 y ss.

<sup>15</sup> ETESA. Ob. cit. pp. 14 y ss.

porcentual de las ventas de 14.5% y una tasa promedio de crecimiento de 7.4% entre 1990 y 1998 (Véase Anexos B y C).

**Cuadro No. 2**  
**EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA**  
**CLIENTES REALES POR CLASE DE SERVICIO**  
**AÑO: 1998**

Detalle	METRO OESTE, S.A.	ELEKTRA NORESTE, S.A.	CHIRIQUÍ S.A.	TOTAL
<b>Total</b>	<b>216,283</b>	<b>167,160</b>	<b>68,302</b>	<b>451,745</b>
<b>Residencial</b>	182,560	151,690	58,229	392,479
<b>Comercial</b>	28,625	13,702	8,553	50,880
<b>Industrial</b>	626	238	332	1,196
<b>Particulares</b>	<b>211,812</b>	<b>165,630</b>	<b>67,114</b>	<b>444,556</b>
<b>Municipio</b>	468	115	132	715
<b>Entidades Autónomas</b>	1,445	536	246	2,227
<b>Edificio Público</b>	2,412	798	734	3,994
<b>Alumbrado Público</b>	0	0	0	0
<b>Gobierno</b>	<b>4,325</b>	<b>1,449</b>	<b>1,112</b>	<b>6,886</b>
<b>Subtotal</b>	<b>216,137</b>	<b>167,079</b>	<b>68,226</b>	<b>451,442</b>
Uso de la Empresa	146	81	76	303

Nota: Cifras Preliminares. Elaborado en base a información proporcionada por las Empresas de Distribución de Energía Eléctrica.

FUENTE: ETESA. 1999. Informe Eléctrico Nacional 1970-1998. Panamá, agosto.

En promedio, los 1196 clientes alcanzaron un consumo de energía eléctrica equivalente a 34223 KWh mensuales en 1998 y una tasa promedio de crecimiento en 3.5% para el periodo 1990-1997. No obstante, el promedio mensual de KWh registró una disminución de 4.6% con respecto a 1995, cuando fue de 35781 KWh y una tasa promedio de crecimiento de 7.6% para el periodo 1990-1995 (Ver Anexo D).

Otro aspecto a considerar en la relación sector industrial-sector eléctrico es el precio del KWh, que

sirve como indicador para determinar la competitividad de las tarifas eléctricas y en consecuencia, la competitividad comparativa de la industria nacional con respecto a los productos extranjeros. En 1998, el precio propuesto por las empresas distribuidoras, EDE NORESTE, EDEMET y EDECHI 1998 para el sector industrial de acuerdo al nivel de tensión fue el siguiente: 0.0864 centavos en MT, con una variación de -5% en relación al precio cobrado por el IRHE de 0.0914 centavos; 0.0996 centavos en BT(D), variación de -3% del precio del IRHE de 0.1032 centavos; 0.1035 centavos en BT(BTS), variación de -6% del precio del IRHE de 0.1103 centavos. Para la relación con otros tipos de clientes ver Cuadro No.3. Los precios propuestos contrastan con el máximo tolerado por los empresarios, quienes en 1990 pedían un precio único de 0,08¢ el kWh<sup>16</sup> y resienten 0.09¢ el kWh.

---

<sup>16</sup> ROGNONI, Mario. 1990. "Opiniones, quienes y que opinaron sobre el nuevo plan económico". EN: ANÁLISIS, XII(8): 24, Panamá, agosto.

**Cuadro No.3**  
**Impacto de las Nuevas Tarifas**

<b>Clase de Usuario</b>	<b>Clientes</b>	<b>P.Actual (cent./kWh)</b>	<b>P.Propuesto (cent./kWh)</b>	<b>Variación</b>
<b>Media Tensión</b>	<b>128</b>	<b>9.43</b>	<b>8.64</b>	<b>- 8%</b>
- Comerciales	40	10.13	8.90	-12%
- Industriales	61	9.14	8.69	- 5%
- Sector Público	27	9.70	8.48	-13%
<b>Baja Tensión</b>				
<b>Mayor de 10 kW</b>	<b>9,169</b>	<b>11.25</b>	<b>10.15</b>	<b>-10%</b>
- Comerciales	7,426	11.50	10.19	-11%
- Industriales	550	10.32	9.96	- 3%
- Sector Público	1,193	11.27	10.18	- 9%
<b>Menores de 10 kW</b>	<b>431,051</b>	<b>12.16</b>	<b>10.66</b>	<b>-12%</b>
- Residenciales	383,504	12.06	10.61	-12%
- Comerciales	41,525	12.44	10.79	-13%
- Industriales	585	11.03	10.35	- 6%
- Sector Público	5,437	12.40	10.77	-13%
- Alumbrado P.				
<b>GRAN TOTAL</b>	<b>440,348</b>	<b>11.27</b>	<b>10.06</b>	<b>-11%</b>

FUENTE: ETESA 1998. NUEVAS TARIFAS ELÉCTRICAS. Panamá.

Los precios propuestos para el sector industrial, al reestructurarse el IRHE, parecen ventajosos con relación a los cobrados por éste; pero, como advierten los industriales<sup>17</sup>, el problema con las tarifas establecidas es la tendencia alcista de los cargos por demanda máxima y consumo cobrados, que han causado sobrecostos a la producción nacional y, por ende, reducido la competitividad de la industria panameña.

Lo grave del cargo por demanda máxima, sostienen los industriales, está en que es un cargo fijo y obligatorio incluido en la factura, se use o no la energía y por un tiempo fijo -un año-, aunque las industrias paren su

<sup>17</sup> GONZÁLEZ APOLAYO, Gisela y BERROCAL R., Rafael E. 2001. "Costo de electricidad perjudica seriamente a industrias y empresas". EN: EL PANAMÁ AMÉRICA, 11:C1; Panamá, junio.

producción por un mes en ese lapso. Señalan que de 1998 al 2001 este cargo se ha triplicado al pasar de \$3.00 a \$9.00 el precio por KW de demanda al mes.

Esta realidad reafirma en los industriales panameños la percepción de que "este sector...está pagando una de las tarifas más altas de electricidad en América Latina"<sup>18</sup>, a pesar de las aclaraciones sobre la composición de costos ofrecidas por las distribuidoras, según las cuales las tarifas eléctricas son aceptables con relación al mercado y al porcentaje de participación de las plantas térmicas en la generación de la energía distribuida: 40% del total. Este porcentaje incrementa los costos a facturar al requerir petróleo para su generación, el cual ha aumentado en un 200% en los últimos dos años<sup>19</sup>.

De acuerdo a esto, el precio propuesto por KWh será ventajoso para los clientes industriales que hacen uso eficiente de la demanda de energía eléctrica a mayores horas de utilización y que, en consecuencia, registrarían precios promedios(PP) de KWh más baratos del

---

<sup>18</sup> Id.

<sup>19</sup> SANDOVAL, Yolanda. 2001. "Gerente General de Unión FENOSA, precios de energía en Centroamérica son más altos". EN: EL PANAMÁ AMÉRICA, 27:D3; Panamá, junio.



monto total facturado. La propuesta, en este sentido, parece mantener un impacto favorable para la industria, tal como lo hacían las tarifas industriales aplicadas por el IRHE; si bien la diferencia entre un cliente y otro está determinada por el nivel de tensión a que esté conectado, el consumo y demanda de energía eléctrica requeridos. No obstante, conviene resaltar que el precio de 9 centésimos por KWh es considerado un costo muy alto por los industriales, quienes aspiraban alcanzar un descuento del 10% en las tarifas y un servicio más eficiente<sup>20</sup>. Pero para un ejecutivo de Unión FENOSA, este precio es comparativamente más barato con relación a los cobrados en América Central y el Caribe, que lo exceden entre un 13% a 28%<sup>21</sup>. No obstante, para los industriales el problema es que se siente que pagan un precio muy caro<sup>22</sup>.

---

<sup>20</sup> TORRES, Víctor Dagoberto. 1999. Los 'apagones' de la privatización. EN: MARTES FINANCIERO, (110):18; Suplemento del diario La Prensa, Panamá, noviembre 16.

<sup>21</sup> SANDOVAL, Yolanda. Ob. cit.

<sup>22</sup> TUÑÓN, Rainer. 2001. Dice Vicepresidente de Unión FENOSA, necesitamos más tiempo para que mejore la situación. EN: EL UNIVERSAL, 31:8; Panamá, mayo.

Sobre la calidad del servicio eléctrico y su costo para la industria, un comunicado del Sindicato de Industriales de Panamá<sup>23</sup> señala:

"Hoy tenemos que soportar servicios de mala calidad, poca confiabilidad, ineficientes y por supuesto, nada competitivos. El Ente Regulador que tiene la responsabilidad de velar por el cumplimiento del buen funcionamiento y la calidad de estos servicios públicos, aparentemente solo le preocupa verificar que el aumento constante de las tarifas eléctricas se haga efectivo cada 6 meses, con la excusa del alza del petróleo".

En cuanto a estos aspectos, el Presidente del ERSP, Alex Arroyo, ha indicado dos factores que inciden significativamente sobre las tarifas eléctricas: el alza del petróleo y la instalación de luminarias<sup>24</sup>. Para el industrial Miguel Amado<sup>25</sup> el alza de las tarifas eléctricas aplicadas al sector no depende del precio del petróleo, sino de las cláusulas del contrato suscrito entre el estado panameño y las distribuidoras de energía, señala como ejemplo el precio del KW/mes de demanda

---

<sup>23</sup> SIP. 2000. Punto de vista: "Luz y teléfono, caros e ineficientes". EN: LA PRENSA, 9:28A, Panamá, mayo.

<sup>24</sup> SAGEL, Yuriela. Ob. cit.

<sup>25</sup> GONZÁLEZ APOLAYO, Gisela y BERROCAL R., Rafael E. Ob. cit.

máxima; en esto coincide con Rodolfo Moreno<sup>26</sup>, para quien este renglón del contrato terminará "desestabilizando a las empresas del país".

Al referirse a la calidad del servicio eléctrico el presidente del ERSP indicó que los parámetros de calidad solo abarcan tres metas de comercialización referidas a fallas del sistema y servicios de atención al cliente. A partir de 2001 entraron a regir metas de medición, para registrar las interrupciones y otorgar créditos por éstas, cuando afectan de modo considerable a los clientes en equipos y productos. Para ello la interrupción debe exceder los 3 minutos y serle imputable a la empresa directamente<sup>27</sup>.

En referencia al bajo perfil competitivo de la industria nacional y haciendo alusión a los servicios públicos, el SIP<sup>28</sup> expresó lo siguiente:

"Supuestamente, todos debemos competir porque esto nos hace mejores, pero tal competencia no existe para la telefonía, ni para el suministro de energía eléctrica, ni para el

---

<sup>26</sup> CASTRO ARENAS, Mario. 2001. "Pagamos la luz más cara del mundo". EN: EL PANAMÁ AMÉRICA, 24:D2, Panamá, junio.

<sup>27</sup> ROSALES, Julián. 2001. "Energía con insuficiente calidad". EN: LA PRENSA, 7:19A, Panamá, abril.

<sup>28</sup> SIP. 2001. "Punto de vista: Reflexiones sobre la industria panameña". EN: LA PRENSA, 9:28A; Panamá, mayo.

combustible. Y no solo estos renglones básicos han afectado la competitividad de la industria panameña sino que, peor aún, le están causando una seria lesión, ya que la calidad del servicio ha desmejorado notablemente. En tiempos del IRHE y su supuesta ineficiencia no se experimentaban tantos apagones, bajones de voltaje... La industria panameña que hasta la fecha no ha sucumbido ante los embates de la globalización ha tenido que invertir ingentes sumas de dinero para adquirir equipo y maquinaria de tecnología de punta y mantener a panameños trabajando. Y no es justo ni equitativo que se le someta a los caprichos voraces de los monopolios como lo son la energía eléctrica, la telefonía y el combustible".

En este escenario de operaciones los costos de energía tienen, según los industriales y economistas, un impacto adverso para el sector al añadir sobrecostos a la producción, a diferencia de la década de los 80s cuando un estudio reveló que la incidencia de los costos de energía eléctrica en el costo total de los productos industriales era de solo 3%, lo cual no era una grave penalización sobre los precios de las manufacturas nacionales<sup>29</sup>.

---

<sup>29</sup> IRHE. 1988. LO QUE TODO INDUSTRIAL DEBE SABER. Panamá, p.12.

Para el industrial Darío Selles<sup>30</sup> en términos globales el 10% de los costos de la producción industrial son destinados al pago de los servicios de suministro de electricidad.

Como ha explicado el economista José E. Torres A.<sup>31</sup>, "cualquier aumento de electricidad repercute en el costo del producto, porque para hacerlo se necesita electricidad". Para él, esto implica un desmejoramiento en las condiciones del entorno económico del sector industrial, que compite con productos importados más baratos al tener en sus países de origen entre las condiciones económicas tarifas eléctricas más baratas, según declaraciones de Juan Planells, ex Presidente del CONEP y asesor del SIP<sup>32</sup>.

En general, la industria panameña actualmente enfrenta condiciones socioeconómicas desventajosas que la desestabilizan y hacen poco competitiva en un mercado de libre competencia.

En esta percepción del escenario económico un 62% de los industriales consideró que la situación económica "no

---

<sup>30</sup> CHÉRY, Jean Marcel. 2001. "Panamá paga electricidad más cara de la región". EN: EL PANAMÁ AMÉRICA, 26:A1; Panamá, junio.

<sup>31</sup> SAGEL, Yuriela. Ob. cit.

<sup>32</sup> TORRES, Víctor Dagoberto. Ob. cit.

está clara”, un 34% la califica de “difícil” y solo el 48% tenía planes de inversión para el 2001, según resultados de una encuesta efectuada por el SIP<sup>33</sup>; además un 55% de los industriales declaró que sus ventas habían disminuido entre los meses de enero-agosto de 2000, cuando la economía reflejaba los primeros síntomas de desaceleración.

De lo expuesto se colige que las alzas tarifarias de electricidad, cada seis meses, contribuyen a la incertidumbre de los industriales que las perciben como limitantes de su capacidad competitiva, al elevar sus costos de operación y el precio de los productos industriales finales. Si las tarifas continúan subiendo señaló un industrial, los recortes para subsistir se harán en la planilla<sup>34</sup>.

### **2.3 El escenario para la privatización del IRHE**

Históricamente el proceso de privatización de empresas bajo control estatal en Panamá inició en la década de 1980 con los Programas de Ajustes

---

<sup>33</sup> LA PRENSA. 2000. “Industriales opinan, algunos datos sobre la industria en Panamá, enero-agosto de 2000”. EN: LA PRENSA, 30:43A; Panamá, noviembre.

<sup>34</sup> CÓRDOVA, Rogelio A. 2000. “Advierte Carlos Sucre, aumento de tarifa de luz y agua provocará despidos masivos”. EN: EL SIGLO, 12:2; Panamá, noviembre.

Estructurales (PAE) promovidos por las instituciones financieras internacionales (IFIs) como fórmula para "disminuir el déficit fiscal público y la creciente deuda externa"<sup>35</sup>.

La razón para adoptar tal decisión fue la "poca eficiencia" del estado para administrar las empresas, que obligaba a los gobiernos a depender de préstamos y subsidiar la operación de éstas, lo cual constituía una carga significativa en la gestión presupuestaria de cada año.

Otra razón no menos importante fue la posibilidad de canalizar los dividendos y el ahorro logrado al pago de la deuda externa.

Como fórmula para modernizar la administración estatal, el proceso de privatización busca restringir la intervención del estado en la economía y reasignarle su función original desde la perspectiva neoliberal. Es decir, ser garante del orden público y árbitro social, a la vez que facilitador de la inversión privada en un mercado de libre competencia y sin regulación. El

---

<sup>35</sup> GORDÓN C., Israel. 1993. "Hacia una caracterización del proceso para la privatización". EN: LA ESTRELLA DE PANAMÁ, 22:C10; Panamá, marzo.

objetivo es aumentar la eficiencia en la gestión gubernamental, reducir el gasto público, lo cual implica la reducción de personal<sup>36</sup> y hacer del estado un ente fiscalizador<sup>37</sup>.

En el programa de privatización iniciado en la década de 1990 por la administración del Presidente Guillermo Endara, incluido en la Estrategia Nacional de Desarrollo y Modernización Económica<sup>38</sup>, se presentó como objetivos de aquél:

- i Reducir el número de entidades estatales.
- ii Transferir al sector privado actividades del sector público.
- iii Vender ciertas empresas o activos.

Estos objetivos serían cumplidos mediante el otorgamiento de concesiones de operación, transferencias a patronatos o bien a través de una mayor participación de los gobiernos locales (municipios).

---

<sup>36</sup> Idem.

<sup>37</sup> CASTILLERO, Rigoberto Dumas. 1997. "Con la privatización del IRHE el estado pasará de empresario a fiscalizador. Entrevista al Director del IRHE-Fernando Aramburu Porras". EN: ENLACE, (88):14; Panamá, marzo-abril

<sup>38</sup> MINISTERIO DE PLANIFICACIÓN Y POLÍTICA ECONÓMICA. 1990. ESTRATEGIA NACIONAL DE DESARROLLO Y MODERNIZACIÓN ECONÓMICA. POLÍTICAS PARA LA RECUPERACIÓN, EL CRECIMIENTO SOSTENIDO Y LA CREACIÓN DE EMPLEOS. Panamá, junio, p.8.



A partir de los objetivos y formas de ejecutar la privatización, la Estrategia estableció los criterios siguientes:

- i Las empresas no rentables.
- ii Las actividades no estratégicas.
- iii Actividades que se están desarrollando en forma ineficiente.
- iv Posibilidad de privatización parcial.
- v Actividades que podrían ser manejadas como patronatos.

En este contexto la privatización del IRHE fue planteada como una opción para permitir una "mayor participación del sector privado", ya sea de forma total o parcial mediante la transferencia de bienes públicos al privado.

Dentro de la clasificación de empresas y entidades sujetas al programa de privatización, la Estrategia colocó al IRHE en la categoría de "Empresas complejas con soluciones múltiples", junto al INTEL, APN e IDAAN.

Entre las razones expuestas en la Estrategia para privatizar el IRHE estaban:

- Que se convirtió en un mecanismo de absorción de empleo.
- Que su administración con fines políticos incrementó su ineficiencia, reflejada en las altas tarifas cobradas.
- Que presentaba problemas económicos por el bajo rendimiento de los insumos usados (capital, trabajo, materiales) y alto costo de los mismos (salarios).
- Que tenía un exceso de personal, el cual denotaba una mayor tasa de crecimiento en el área administrativa y no operativa.
- Que tenía problemas de morosidad y pérdida de energía por falta de facturación.
- Que los incrementos potenciales de productividad de las nuevas plantas generadoras (Fortuna) eran destinados a incrementar el empleo y no la productividad de la institución.

A partir de estas premisas y la necesidad de abrir el mercado de las empresas estatales, la privatización

del IRHE cobró fuerza como objetivo económico del gobierno para mejorar la eficiencia del sector eléctrico y su paulatina modernización.

Es importante señalar que si bien la Estrategia trató la privatización del IRHE, no la planteó como una condición necesaria para mejorar sus estándares de eficiencia y productividad. Fue en la reformulación de la Estrategia denominada Programa de Desarrollo y Modernización de la Economía<sup>39</sup>, que la privatización del IRHE apareció como un objetivo de la política económica del estado a cumplir inexorablemente.

Para J.E. Torres Abrego<sup>40</sup> este cambio significó un giro sustancial del programa de privatización y un abandono o relegación de los criterios inicialmente esbozados, en la promoción de "la TRANSFERENCIA al sector privado de los servicios y actividades más rentables y estratégicos de la Autoridad Portuaria Nacional (APN) y del IRHE" como objetivos prioritarios.

---

<sup>39</sup> MINISTERIO DE PLANIFICACIÓN Y POLÍTICA ECONÓMICA. 1991. PROGRAMA DE DESARROLLO Y MODERNIZACIÓN DE LA ECONOMÍA. Panamá, octubre, pp. 5 y 10.

<sup>40</sup> TORRES ABREGO, José Eulogio. 1993. LOS CONTRASTES DEL PROGRAMA DE PRIVATIZACIÓN EN PANAMÁ (LA CELADA DEL PROYECTO DE LEY 72). Talleres Gráficos del SITIRHE, Panamá, marzo, p.4.

El cambio o, mejor, la reafirmación del gobierno a redefinir el papel del estado moderno, parte del principio de que "la intervención del Estado en la producción y en el mercado ha terminado por retrasar el crecimiento y desarrollo de las economías"<sup>41</sup>. De ahí que el Programa buscó la liberalización del mercado nacional y la reducción de la intervención estatal en las actividades productivas del país.

Junto a esta intención el gobierno reconocía expresamente que "el Sector Privado es más eficiente que el Sector Público en las actividades productivas"<sup>42</sup>, aduciendo para ello la falta de burocracia, la flexibilidad de actuación y mejores mecanismos para la toma de decisiones en la asignación de recursos.

La primacía del sector privado y la contracción del público es uno de los objetivos subyacentes y omnipresente en la privatización de las empresas y servicios públicos administrados directamente por el estado. En ese sentido, los gobiernos promovieron la

---

<sup>41</sup> MINISTERIO DE PLANIFICACIÓN Y POLÍTICA ECONÓMICA. Ob. cit., p.1.

<sup>42</sup> Ib., p. 3.

reestructuración del IRHE, INTEL, APN, entre otras entidades y empresas estatales.

Colateral a la búsqueda de eficiencia en la gestión de los servicios públicos, el Programa indicaba que la privatización haría posible a mediano plazo reducir los precios de los servicios públicos y la generación de nuevas oportunidades en el mercado, mediante la promulgación de la legislación pertinente que permitiera la concesión privada de las nuevas inversiones en la prestación de servicios públicos.

Los argumentos planteados por la administración Endara son seguidos por el Presidente Ernesto Pérez Balladares(1994-1999) quien reconoció que adoptó en su plan de gobierno aquellas recomendaciones de las IFIs que podía cumplir, para continuar la política económica de su antecesor<sup>43</sup>.

El exDirector de PROPRIVAT, Alfredo Macía al referirse a la política de privatización declaró<sup>44</sup>:

---

<sup>43</sup> CASTRO ARENAS, Mario. 2001. Ernesto Pérez Balladares declara en exclusiva "La Asamblea se ha convertido en una oficina reguladora de precios". EN: EL PANAMÁ AMÉRICA, 2:4A; Panamá, julio.

<sup>44</sup> ROJAS, Francia de. 1997. "Rumbo a la privatización, entrevista al Dr. Alfredo Macía, Director Ejecutivo de ProPrivat". EN: ENLACE, (88):6, Panamá, marzo-abril.

“El estado panameño tiene una serie de actividades que no son rentables e incluso en algunas rentables se requiere de vastas inversiones para poder mantenerse. Además advirtió que el Estado en muchas ocasiones no tiene la tecnología ni el acceso a los mercados”.

Más que una marcada ineficiencia de la administración de las empresas estatales, una de las razones argüidas para ejecutar la reestructuración del IRHE fue la carencia o imposibilidad de destinar los recursos financieros disponibles a su modernización, porque eran necesarios para proyectos de carácter social e infraestructura<sup>45</sup>.

En este contexto, el programa Desarrollo Social con Eficiencia Económica 1997-1999<sup>46</sup> expresaba que entre los problemas socioeconómicos del país estaban el alto costo de los servicios públicos, infraestructura deficiente, pero sobre todo un desarrollo imperfecto de la economía de mercado. Para corregir la máxima distorsión económica del país, el gobierno retomó el programa de privatización

---

<sup>45</sup> CASTRO ARENAS, Mario. Ob. cit., p.A4.

<sup>46</sup> MINISTERIO DE PLANIFICACIÓN y POLÍTICA ECONÓMICA. 1997. DESARROLLO SOCIAL CON EFICIENCIA ECONÓMICA: 1997-1999. Panamá, setiembre, p.1.

de los servicios públicos, a fin de propiciar la competencia y mejorar la eficiencia en éstos.

En el programa antes citado, fue indicado que el gobierno segmentaría el sistema eléctrico administrado por el IRHE en cinco empresas: dos de generación, dos de comercialización y una de transmisión, única que no sería privatizada.

El argumento fundamental para continuar con la política de privatización fue "maximizar los beneficios de eficiencia y precios para el país, en lugar de maximizar los beneficios financieros del Estado"<sup>47</sup>.

Para Fernando Aramburú Porras<sup>48</sup> la reestructuración y modernización del sector eléctrico iba más allá de su privatización, era cambiar:

"Un sistema administrativo, operativo, vertical y monopólico, por un sistema de organización horizontal con un Ente Regulador, una Comisión Nacional de Energía, por lo menos 4 empresas generadoras, 4 empresas distribuidoras y una empresa de transmisión que funcionará bajo los criterios de eficiencia y competencia".

---

<sup>47</sup> Ib., p.23.

<sup>48</sup> CASTILLERO, Rigoberto Dumas. Ob. cit., p.14.

La concepción de fondo era clara, acabar con el monopolio estatal y abrir el mercado eléctrico nacional a la libre competencia con la finalidad de inducir una baja en las tarifas eléctricas.

Ante el dilema de mantener servicios ineficientes, caros y con escasa posibilidad de modernización —por los costos de ésta a corto plazo(\$1500 millones, en el caso del IRHE)— o privatizar, el expresidente Pérez Balladares declaró: “No hay, ni había otra opción”<sup>49</sup>, que privatizar. Aumentar la deuda estatal o las tarifas eran opciones más onerosas, menos aún podía dejarse el problema al gobierno siguiente.

Definido el interés de privatizar el IRHE fue aprobada la Ley 6 de 3 de febrero de 1997, que estableció en su Artículo 45 las modalidades a través de las cuales la empresa privada podía participar en el sector eléctrico: compra de acciones de las empresas eléctricas estatales, concesiones o licencias y en el Capítulo 1, del Título IX, establecía los criterios para la reestructuración y conversión del IRHE en empresas

---

<sup>49</sup> CASTRO, ARENAS, Mario. Ob. cit., p. A4.



sujetas a privatización mediante la venta de un porcentaje de las acciones.

La Ley en el Artículo 160 disponía la conversión del IRHE en por lo menos seis empresas, así:

- Como mínimo, dos empresas de generación hidroeléctrica.
- Como mínimo, una empresa de generación termoeléctrica.
- Una empresa de transmisión.
- Como mínimo, dos empresas de distribución.

Sin embargo, el estudio realizado por la empresa consultora International Finance Corporation(IFC), asociada al Banco Mundial contratada para que diseñara la estrategia de venta a seguir, recomendó y así fue hecho, dividir al IRHE en ocho empresas: tres de distribución, cuatro de generación y una de transmisión de la cual el estado conservó el 100% de las acciones como señalaba la Ley<sup>50</sup>.

---

<sup>50</sup> PALM, Mónica. 1997. "1997: de todo para todos". EN: MARTES FINANCIEROS, (60):13; Panamá, diciembre 30.

El IFC estimó que la venta arrojaría unos \$500 millones al estado. Al finalizar el proceso, el estado obtuvo ingresos por \$603.7 millones; es decir, \$103.7 millones más de las ganancias esperadas.

El Cuadro No.4 sintetiza los resultados de la privatización de las empresas distribuidoras, mediante la venta de acciones.

**CUADRO No.4**  
**RESULTADOS DE LA PRIVATIZACION DE LAS EMPRESAS DE**  
**DISTRIBUCIÓN ELECTRICA**

Empresas	Comprador	Monto (Mill.\$)	%Acciones Vendidas <sup>1</sup>	Regiones Servidas	Clientes	%
		301.7			451442	100
Ede Metro-Oeste y Chiriquí S.A.	Unión Fenosa	211.9	51.0	Provincias Centrales, Chiriquí, Isla Colón (Bocas del Toro), parte de la provincia de Panamá	284363 <sup>2</sup>	63 <sup>3</sup>
EDE Noreste S.A.	Constellation Power	89.8	51.0	Parte de la provincia de Panamá, provincias de Colón y Darién, San Blas	167079	37

FUENTE: ETESA 1999. INFORME ELÉCTRICO NACIONAL 1970-1998.

ERSP 1998. RESOLUCIONES JD 223, 224 Y 225 DE 31 DE MARZO.

1 EL 49% ESTÁ EN POSESIÓN DEL ESTADO.

2 DESGLOSE DE CLIENTES: EDEMET 216137; EDECHI 68226

3 DESGLOSE DE %: EDEMET 48%, EDECHI 15%.

En acto público realizado el 10 de setiembre de 1998 a la empresa Unión FENOSA (de capital español) le fue adjudicada el 51% de las acciones en venta de las empresas distribuidoras Metro-Oeste S.A. y Chiriquí S.A. y la empresa Constellation Power (de capital

estadounidense) adquirió el 51% de la distribuidora Noreste S.A.<sup>51</sup>.

Los consorcios compradores asumieron el control de las empresas adquiridas el 30 de octubre, quedando habilitadas para conectar, comercializar, facturar, cobrar y desconectar el servicio en las diferentes regiones del país, hogares y empresas comprendidas en las zonas de concesión correspondiente a cada empresa.

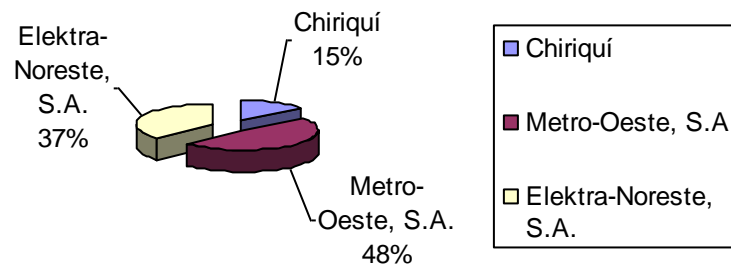
Según la Ley, es competencia del ERSP verificar que ninguna empresa controle más del 25% de la generación hidroeléctrica ni el 50% de la distribución nacional. Al respecto el Cuadro No.4 muestra que el grupo UNION FENOSA controla el 63% de la clientela nacional; sin embargo, las dos empresas de distribución que le pertenecen, individualmente, no alcanzaron el 50% señalado en la Ley. Así, EDEMET tenía el 48% de la distribución y EDECHI el 15%(Véase Gráfica No.2), según el número de clientes existentes en 1998.

---

<sup>51</sup> ETESA. Ob. cit., p. vi.

### Gráfica No.2

Clientes Promedios por Empresa: 1998



FUENTE: ETESA. 1999. INFORME ELÉCTRICO NACIONAL 1970-1998.

En otro aspecto, la Ley obliga a las empresas distribuidoras a permitir el libre acceso de sus líneas a los grandes clientes, quienes pueden hacer compras directas a las empresas generadoras y solo pagar un peaje por el uso de la red de distribución. Esta disposición tiene la intención de fomentar la competencia en el sector eléctrico<sup>52</sup>.

Los resultados de la privatización de las empresas de generación están resumidos en el Cuadro No.5 presentado a continuación. Ésta también fue producto de la venta de acciones como lo disponía la Ley.

<sup>52</sup> PALM, Mónica. Ob. cit., p.13.

**CUADRO NO.5**  
**RESULTADOS DE LA PRIVATIZACIÓN DE LAS EMPRESAS GENERADORAS**

EMPRESAS	COMPRADOR	MONTO EN MILL.\$	% DE ACCIONES VENDIDAS
		302.0	
EGE BAHÍA LAS MINAS S.A.	ENRON INTERNATIONAL	92.0	51.0 <sup>1</sup>
EGE FORTUNA S.A.	HYDRO QUEBEC, COASTAL POWER	118.0	49.0 <sup>2</sup>
EGE(S) BAYANO Y CHIRIQUÍ S.A.	AES CORPORATION	92.0	49.0 <sup>2</sup>

FUENTE: ETESA 1999. INFORME ELÉCTRICO NACIONAL 1970-1998

1 LAS ACCIONES RESTANTES QUEDARON DISTRIBUIDAS ASÍ: 39% ESTADO, 10% EMPLEADOS.

2 LAS ACCIONES RESTANTES FUERON DISTRIBUIDAS ASÍ: 49% ESTADO, 2% EMPLEADOS.

La venta de acciones de las empresas de generación eléctrica, que incluían tanto las plantas térmicas como hidroeléctricas, fue efectuada el 18 de noviembre de 1998 mediante acto público, adjudicándose las acciones en venta de Bahía Las Minas S.A., Enron International; las de Fortuna S.A., Hydro Québec International y Coastal Power Panama Generation y las de Bayano S.A. y Chiriquí S.A., AES Corporation<sup>53</sup>.

El porcentaje de acciones en venta de las generadoras estuvo regido por el criterio siguiente:

- Hidroeléctricas: 49% sector privado;  
49% sector público;  
2% disponible para  
venta a emplea-  
dos.
- Termoeléctricas: 51% sector privado;

<sup>53</sup> ETESA. Ob. cit., p. vi.

39% sector público;  
10% disponible para  
venta a emplea-  
dos.

Si de las acciones disponibles para la venta a los empleados quedaba algún remanente, éste debía ser vendido después de un año a través de la bolsa de valores o mediante subasta pública.

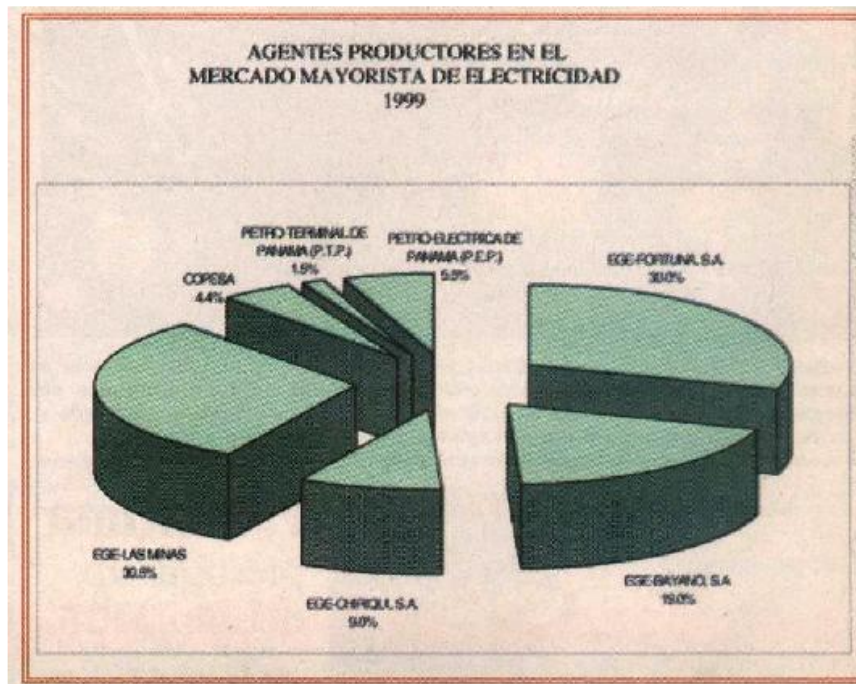
Con la firma del contrato de compra de las acciones los compradores de las empresas generadoras obtuvieron un contrato de administración con el fin de garantizar su operación y modernización.

Por otro lado, cabe indicar que la venta de acciones de la hidroeléctrica La Fortuna S.A. incluyó la concesión del proyecto Estí a 50 años.

En la Gráfica No.3 puede observarse la situación del mercado de generación eléctrica post-privatización y porcentajes de participación de las empresas que conformaban el IRHE hasta 1998 y las nuevas surgidas de la aplicación de la Ley 6 de 9 de febrero de 1995, sobre

participación del sector privado en la generación de electricidad<sup>54</sup>.

**Gráfica No.3**



Como lo dispuso la Ley 6 de 1997 (Artículo 46), la única empresa de transmisión, Empresa de Transmisión Eléctrica S.A., quedó en posesión del estado, quien retuvo el 100% de las acciones.

Acerca del éxito de la privatización del IRHE, M. Rognoni<sup>55</sup> escribió que éste alcanzó márgenes de ganancias

<sup>54</sup> GUILLÉN, Mirna. Ob. cit., p. B-1

<sup>55</sup> ROGNONI, Mario. 1999. "¿Por qué es un éxito la venta del IRHE?"  
EN: REVISTA ANÁLISIS, XXI:45; Panamá, enero.

favorables en comparación a otros procesos ocurridos en América Central y del Sur, a pesar de ocurrir en "un escenario financiero internacional crítico y la reducción de tarifas", componente básico de la reestructuración del IRHE.

Para este analista económico, el éxito de la privatización del IRHE está reflejado en el precio por cliente logrado al concluir el proceso, el cual fue de \$1303.00, en comparación al logrado en otros países de América Central como puede verse en el Cuadro No.6.

**CUADRO NO.6**  
**COMPARACIÓN DE PRECIO PAGADO POR CLIENTE EN PROCESOS DE PRIVATIZACIÓN DE EMPRESAS ELÉCTRICAS EFECTUADOS EN AMÉRICA CENTRAL CON RELACIÓN A PANAMÁ. AÑO 1998**

PAÍS	PRECIO OFERTADO	PORCENTAJE DE ACCIONES VENDIDAS	CANTIDAD DE CLIENTES	PRECIO PAGADO POR CLIENTE EN \$
EL SALVADOR	586000000	75.0	872423	857.00
GUATEMALA	520000000	80.0	510826	1272.00
PANAMÁ	301770915	51.0	454849	1303.00

FUENTE: ROGNONI, M. 1999. ¿Por qué es un éxito la venta del IRHE? REVISTA ANÁLISIS, Vol. XXI, Enero.

Los precios pagados revelan que Panamá recibió 52% más que El Salvador y 2.4% más que Guatemala, aun cuando el monto total del precio ofertado y el porcentaje de acciones vendidas fue menor<sup>56</sup>

La comparación realizada por Rognoni del valor pagado por kW, en empresas de generación eléctrica (térmicas o hidráulicas) privatizadas en América

---

<sup>56</sup> Ib., p.42.



Latina durante el periodo 1993 a 1998, dio como resultados valores altos para Panamá con respecto a otros países, confirmando así el éxito del proceso (Véanse cuadros Nos 7 y 8).

Otros éxitos del proceso fue liberar al estado panameño de la deuda de \$243 millones producto de los compromisos financieros de las plantas generadoras existentes y la necesidad de invertir \$300 millones en el desarrollo del proyecto Estí y las mejoras a la planta térmica de Bahía Las Minas<sup>57</sup>.

**Cuadro No. 7**  
**PLANTAS TÉRMICAS VENDIDAS EN AMÉRICA LATINA**  
**(1993-1998)**

País	Compañía	Capacidad Instalada (MW)	\$. Valor por KW
Chile	Tocopilla	628	859
Argentina	Guemes	245	850
Panamá	Bahía Las Minas	292	788
Ecuador	Electroquil	168	675
Argentina	uján de Cuyo	135	654
Bolivia	Guaracachi	214	615
Argentina	Alto Valle	50	492
Bolivia	Valle Hermosa	179	269
Argentina	San Nicolás	650	209
Argentina	Puerto	1009	202
Argentina	Costanera	1269	172
Colombia	Termocartagena	189	151
Argentina	Dock Sud	211	151
Colombia	Termos Tasajero	150	127
Argentina	Pedro	94	100
Argentina	Piedrabuena	620	49
Promedio Ponderado			338

FUENTE: ROGNONI, M. 1999. ¿Por qué es un éxito la venta del IRHE? REVISTA ANÁLISIS, Vol. XXI, Enero.

<sup>57</sup> Ib., p.45.

**Cuadro No. 8**  
**PLANTAS HIDROELÉCTRICAS VENDIDAS EN AMÉRICA LATINA(1993-1998)**

País	Compañía	Capacidad Instalada (MW)	\$. Valor por KW
Chile	Colbun	523	1.738
Brazil	CECD	658	1.585
Bolivia	Corani	126	1.425
Panamá	Fortuna	30	1.410
Colombia	Emgesa	2,383	1.385
Perú	Edegel	695	1.162
Colombia	Betania	510	991
Perú	Egenor	415	916
Panamá	Bayano/Chiriquí	240	842
Brazil	Garasul	3,688	759
Colombia	Chivor	1,000	644
Argentina	Piedra del Águila	1,400	619
Argentina	Los Nihuiles	263	551
Argentina	Florentino Aneghino	47	517
Argentina	Futalefu	448	514
Argentina	Cerros Colorados	450	500
Argentina	El Chocón	1.320	486
Argentina	Río Juramento	102	410
Argentina	Río Hondo	19	218
Argentina	San Juan	78	198
Argentina	Alicura	1.200	176
Argentina	Río Diamante	388	143
Argentina	Tucumán	52	90
Promedio Ponderado			835

FUENTE: ROGNONI, M. 1999. ¿Por qué es un éxito la venta del IRHE? REVISTA ANÁLISIS, Vol. XXI, Enero.

Para F. Aramburú Porrás<sup>58</sup> el éxito de la privatización del IRHE está reflejado en la reducción del porcentaje de participación estatal en la economía nacional, marcado por el renglón electricidad de 4.0% en 1995 con \$247.9 millones a 0.4%, según estimaciones de 1999 con \$27.1 millones.

Esta reducción fue producto de la reestructuración del papel del estado panameño en la economía,

<sup>58</sup> ARAMBURÚ PORRAS, Fernando. 1999. LA EVOLUCIÓN DE LA ECONOMÍA PANAMEÑA Y SU SISTEMA MONETARIO. Ministerio de Economía y Finanzas, Panamá, mayo, s.n. ARAMBURÚ PORRAS, Fernando. 1999. SITUACIÓN ECONÓMICA-FINANCIERA AL 30 DE JUNIO DE 1999. Ministerio de Economía y Finanzas, Panamá, junio, s.n.

cumpléndose así uno de los objetivos del programa de privatización, incluido como componente clave de los programas de modernización del estado y la economía nacional durante la década de 1990: disminución de la intervención estatal en la economía e incremento de la participación del sector privado mediante la transferencia de empresas y la administración de servicios públicos. Para el sector obrero la privatización del IRHE no fue un proceso exitoso, en comparación a los resultados centroamericanos, la falta de preparación y la desesperación por vender el IRHE<sup>59</sup>.

#### **2.4 Tarifas aplicadas por el IRHE**

A partir de 1977 el IRHE asumió la administración del sistema eléctrico nacional al quedar éste unificado en una sola empresa estatal responsable de la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica.

Como efecto de esta unificación el IRHE reestructuró las tarifas eléctricas, las cuales tuvieron una aplicación uniforme a nivel nacional y, en general,

---

<sup>59</sup> GONZÁLEZ J., Ricardo. 1998. "Si se compara Guatemala y El Salvador venta del IRHE no fue el mejor negocio". EN: EL PANAMÁ AMÉRICA, 22:F1; Panamá, noviembre.

respondían a un "enfoque contable-financiero", al depender los ingresos de las tarifas eléctricas.

La estructura tarifaria establecida en 1977 experimentó entre 1984 y 1987 ajustes y adiciones consistentes en una revisión general de las tarifas y aplicación de una rebaja del 7% para todos los usuarios en 1984; adición de las tarifas nocturnas industriales en 1985 y las agropecuarias en 1987. En este año fue aplicado un subsidio del 25% a los usuarios residenciales jubilados y pensionados<sup>60</sup>.

En 1992 fue efectuada una rebaja tarifaria del 10% en todas las tarifas vigentes hasta la fecha.

Las tarifas del IRHE estuvieron vigentes hasta el 30 de octubre de 1998.

#### **2.4.1 Principios para la fijación de las tarifas**

La fijación de las tarifas aplicadas por el IRHE estaba regida por los siguientes objetivos sociales y económicos<sup>61</sup>.

- Ofrecer al cliente un servicio

---

<sup>60</sup> IRHE. 1992. Ob. cit., p. v.

<sup>61</sup> Idem.

eléctrico de calidad a un precio justo.

- Reflejar las políticas socioeconómicas del gobierno de afectar en lo menos posible a los usuarios residenciales de bajo ingreso y a los usuarios comerciales, industriales y agropecuarios que utilicen eficientemente la energía eléctrica.
- Desarrollar el programa de expansión, efectuando las inversiones requeridas por el crecimiento de la demanda de energía.

Estos principios respondían a una concepción intervencionista del estado en el sector eléctrico como agente monopólico y equilibrador de las condiciones socioeconómicas en que era prestado el servicio.

### 2.4.2 Estructura tarifaria para el sector industrial

La estructura tarifaria del IRHE a partir de 1992 contemplaba 18 tarifas y 14 de éstas clasificaban para uso industrial según lo muestra el Cuadro No.9.

**CUADRO No.9**  
**DESCRIPCIÓN GENERAL DE LAS TARIFAS APLICADAS POR EL IRHE SEGÚN CLASIFICACIÓN**

CLASIFICACIÓN	No.	CLASE DE USUARIO	CONSUMO Y/O DEMANDA	HORARIO DE USO
RESIDENCIAL	11	PARTICULAR	BLOQUES (10 A 600 kWh Y EXCESO) <sup>1</sup>	D/N
	13	PARTICULAR	BLOQUES (10 A 50 kWh Y EXCESO) <sup>2</sup>	D/N
AGROPECUARIAS	16	AGROPECUARIO	C < 10000 kWh y D ≤ 29 kW	D/N
	25	AGROPECUARIO	D ≥ 29 kW	D/N
INDUSTRIAL Y/O COMERCIAL CON DEMANDA (GOBIERNO Y PARTICULAR)	21	PEQUEÑO USO GENERAL	D ≤ 5 kW	D/N
	22*	INDUSTRIAL PEQUEÑO	D ≤ D 5 kW	D/N
	26	MEDIANO USO GENERAL	6 kW ≤ D ≤ 29 kW	D/N
	27*	INDUSTRIAL MEDIANO	6 kW ≤ D ≤ 29 kW	D/N
INDUSTRIAL Y/O COMERCIAL CON DEMANDA (GOBIERNO Y PARTICULAR)	31	USO GENERAL	30 kW ≤ D ≤ 300 kW	D/N
	32*	INDUSTRIAL USO GENERAL	D ≥ 30 kW	D/N
	36	INDUSTRIAL PARTICULAR	D ≥ 300 kW	D/N
	37*	INDUSTRIAL PARTICULAR	D ≥ 300 kW	D/N
ESPECIALES PARA LAS INDUSTRIAS	28	MEDIANOS	6 kW ≤ D ≤ 29 kW	N
	29*	INDUSTRIALES MEDIANOS	6 kW ≤ D ≤ 29 kW	N
	33	GRANDES	30 kW ≤ D ≤ 300 kW	N
	34*	INDUSTRIALES GRANDES	30 kW ≤ D ≤ 300 kW	N
	38	ALTA DEMANDA	D ≥ 300 kW	N
	40*	ALTA DEMANDA	D ≥ 300 kW	N

FUENTE: IRHE. 1992. ESTRUCTURA TARIFARIA DE APLICACION UNIFORME A NIVEL NACIONAL. PANAMA.

1 ESTÁ DIVIDIDA EN CINCO BLOQUES DE 10, 40, 50, 300, 600 kWh Y EXCESO ACUMULABLES, RESPECTIVAMENTE.

2 ESTÁ DIVIDIDA EN TRES BLOQUES DE 10, 40, 50 kWh Y EXCESO ACUMULABLES, RESPECTIVAMENTE.

\* EN 1992 FUERON ESTABLECIDAS ESTAS TARIFAS EXCLUSIVAS PARA LA INDUSTRIA (D.E. 6, 5-FEB-1992).

Hasta 1988 las únicas tarifas de aplicación industrial eran las 16,21,26,31,33,36,38,25 y 28<sup>62</sup>. En 1992 fueron agregadas siete tarifas exclusivas para el sector industrial como puede observarse en el Cuadro No.9.

El detalle para la aplicación de estas y las demás tarifas descritas puede ser observado en el Anexo E.

Este muestra que la diferencia entre uno y otro tipo de tarifa está en el valor cobrado por los cargos incluidos y/o la forma de facturar a los usuarios por consumo de energía en bloques kWh al mes o en bloques de horas de uso de la demanda de facturación.

Revela el Anexo que las tarifas identificadas propiamente industriales registran valores más bajos en comparación a las demás.

En conjunto las tarifas están ajustadas a los objetivos a partir de los cuales fueron fijadas y parecían cumplir con el interés de ser incentivos para la industria nacional, como lo reconocen los industriales.

---

<sup>62</sup> IRHE. 1988. Ob. cit., p.14.

#### **2.4.2.1 Condiciones generales de aplicación**

Las tarifas del IRHE estaban sujetas al cumplimiento de las siguientes condiciones<sup>63</sup>:

- **Suministro**

Corriente alterna, monofásica o trifásica, de 60 hertz, a un voltaje de 120, 120/240 (Delta) o 120/208 (Estrella) voltios.

Cualesquiera otros voltajes requeridos por los usuarios serían suministrados si el IRHE lo estimaba conveniente.

- **Facturación y Pago**

La facturación era mensual y los pagos por mensualidades vencidas.

- **Otras**

Aplicación del 10% de la reducción de la tarifa y subsidios establecidos por ley a todos los usuarios o clases de éstos (residenciales, industriales, agropecuarios, etc.).

Descuento de \$0.30 por kW de la demanda de facturación a los clientes con voltajes igual o mayor a

---

<sup>63</sup> IRHE. 1992. Ob. cit., pp 29 y ss.



13.5 kV o cuando eran dueños de los equipos de transformación.

#### 2.4.2.2 Estructura de facturación

El Cuadro No.10 presenta los cargos y recargos cobrados por el IRHE según las tarifas que aplicaba, los cuales serán explicados en las subsecciones incluidas en este apartado.

El cuadro muestra que tres eran los cargos fijos de facturación: demanda, energía y cláusula de combustible; los demás estaban sujetos al comportamiento de los usuarios en el uso y pago del servicio.

**CUADRO NO.10**  
**CARGOS Y RECARGOS FACTURADOS POR EL IRHE SEGÚN ESTRUCTURA TARIFARIA**

CARGO O RECARGO	TIEMPO DE APLICACIÓN	TARIFAS
DEPÓSITO DE GARANTÍA	INICIO DEL SERVICIO	TODAS
CARGO POR DEMANDA	MENSUAL	25, 31, 32, 33, 34, 36, 37, 38, 40
CARGO POR ENERGÍA	MENSUAL	TODAS
CARGO MÍNIMO	MENSUAL INCLUIDO EN EL CARGO POR ENERGÍA	TODAS
CLÁUSULA DE COMBUSTIBLE	MENSUAL	TODAS
CARGO POR RECONEXIÓN (FRAUDE O MOROSIDAD)	TEMPORAL	TODAS
RECARGO POR BAJO f.p.	TEMPORAL	25, 31, 32, 33, 34, 36, 37, 38, 40

FUENTE: IRHE. 1992. ESTRUCTURA TARIFARIA DE APLICACIÓN UNIFORME A NIVEL NACIONAL. PANAMÁ.

La relación de los datos sintetizados en los cuadros No.9 y 10 permite establecer que las tarifas clasificadas como de uso industrial incluían mensualmente el cargo por demanda y temporalmente el recargo de bajo factor de potencia si la demanda era subutilizada.

A continuación son explicados cada uno de los cargos o recargos enlistados en el Cuadro No.10.

#### **2.4.2.2.1 Cargos**

La estructura básica de las tarifas estaba constituida por los cargos siguientes:

- **Cargos por demanda**

Incluía los costos por unidad de demanda que permite disponer de una capacidad instalada; es decir, los costos en la inversión de generación, transmisión y los fijos relacionados con la operación y mantenimiento.

- **Cargos por energía**

Cubría los costos por uso del sistema en un periodo determinado; esto es, gastos de operación y mantenimiento variables, de combustible y costos de las obras de transmisión y distribución.

- **Cargo Mínimo**

Este correspondía al consumo mínimo aceptado por tarifa en kWh o al cargo por demanda contratada o de facturación aplicable mensualmente.

Por lo general este cargo estaba incluido en el cargo por energía y solo era visible cuando el usuario no

usaba la demanda contratada o el consumo mensual calculado. Únicamente en estos casos era oneroso.

#### **2.4.2.2.2 Recargos y otros cargos**

A los cargos tarifarios descritos podían adicionarse cargos extras o recargos tales como los siguientes:

- **Cláusula de combustible**

Esta era un sobrecargo a la facturación calculada a partir de las variaciones en los precios y consumo de combustible, cuando eran diferentes a los costos incluidos en la tarifa básica e imputable al precio de cada kWh consumido.

- **Recargo por bajo factor de potencia**

El recargo consistía en un porcentaje aplicado a la facturación mensual del usuario, cuando éste mantenía por más de tres meses un factor de potencia inferior a 0.85.

- **Cargo por reconexión**

La reconexión del servicio cuando éste había sido suspendido por fraude o morosidad tenía un cargo cobrado según la tarifa de los usuarios: \$3.00 para las tarifas No. 11, 13, 16, 21 y 22, \$0.50 por kW de la demanda máxima para las restantes.

- **Cargo por morosidad**

Las facturas con morosidad de 60 días o más desde la fecha de emisión generaban un recargo calculado en base al promedio de la tasa de interés de los préstamos a corto plazo, vigente en la banca nacional.

- **Cargo por fraude o por errores de facturación**

El cargo por fraude era cobrado por todo el consumo no facturado. Si éste no era determinado, el cargo era calculado en base a la carga conectada y no medida en seis meses.

En el caso de los errores de facturación el IRHE cobraba la energía dejada de facturar hasta por un periodo de seis meses o devolvía en energía los cobros en exceso.

- **Depósito de garantía**

Los usuarios del IRHE al solicitar el servicio de suministro eléctrico estaban sujetos al pago de un depósito de garantía calculado en base al consumo probable de dos meses y de acuerdo a la tarifa aplicada a su contrato.

Como fue indicado en páginas anteriores, el IRHE buscaba a través de las tarifas de aplicación industrial

crear incentivos que estimularan el desarrollo del sector, teniendo presente que la energía eléctrica es un insumo de producción importante que afecta los costos industriales y, por lo tanto, debe ser eficientemente utilizada.

Esta concesión del servicio prestado a los industriales respondía a las políticas socioeconómicas diseñadas desde un enfoque interventor en la economía nacional.

## **2.5 Marco regulador de las tarifas después de la privatización del IRHE**

El cambio de concepción del rol del estado en la economía nacional de interventor a fiscalizador propició el proceso de reestructuración y privatización del IRHE descrito en páginas anteriores.

Este proceso creó un nuevo marco de regulación para la venta, fijación de precios y tarifas de electricidad en el mercado liberado y sujeto a competencia a nivel nacional.

A continuación son expuestos los aspectos más relevantes del marco regulador del servicio público de electricidad en materia de tarifas de distribución, tema

de la presente investigación, establecido mediante la Ley 6 de 1997 y al que debían ajustarse las empresas de distribución Elektra Noreste S.A., Metro-Oeste S.A. y Chiriquí S.A. fiscalizadas por el ERSP.

### **2.5.1 Intervención del ERSP en la fijación de tarifas**

El Ente Regulador de los Servicios Públicos (ERSP) es un organismo autónomo del estado panameño creado mediante la Ley No.26 de 29 de enero de 1996. Su objetivo es el "control y fiscalización de los servicios públicos", con total independencia de las otras instituciones del estado y solo sujeto a la fiscalización de la Contraloría General de la República, según lo dispone el Artículo 1 (Creación de la citada Ley).

La creación del ERSP responde a la necesidad de ejercer controles sobre los servicios públicos privatizados que garanticen condiciones aceptables a los usuarios y a las empresas prestadoras de éstos, en una economía de mercado abierta a la libre competencia, a raíz de la reestructuración y privatización de las empresas estatales que los administraban.

### **2.5.1.1 Competencia**

El artículo 3 de la Ley 26(1996) establece que es competencia del ERSP el "regular y controlar la prestación de los servicios públicos" entre los cuales está el de electricidad y en éste el servicio de distribución ofrecido por las empresas prestadoras del mismo, sobre las que tiene plena jurisdicción.

### **2.5.1.2 Funciones en el sector eléctrico sobre tarifas**

La ley 6 de 1997, en su Artículo 20, atribuye funciones específicas al ERSP con relación al sector de energía eléctrica. De éstas las referentes a precios y tarifas disponen:

- Establecer los criterios, metodologías y fórmulas para la fijación de las tarifas de los servicios públicos de electricidad, en los casos en que no haya libre competencia.
- Aprobar las tarifas de venta para el servicio público de electricidad.

- Supervisar y verificar la aplicación del régimen tarifario y de los valores tarifarios fijados, y revisarlos de acuerdo a los mecanismos que se prevean.
- Vigilar que cuando el Estado haya dispuesto que existan subsidios tarifarios en el Presupuesto General del Estado, destinados a las personas de menores ingresos, éstos se utilicen en la forma prevista en las normas correspondientes.
- Reducir la demanda máxima superior que define a los grandes clientes, solamente cuando se aprueben las fórmulas tarifarias o cuando se renueven las concesiones de distribución.

Las disposiciones transcritas evidencian que en materia de tarifas eléctricas el ERSP debe garantizar un servicio de energía eléctrica competitivo, eficiente y de



calidad, pero sobre todo a precios y tarifas razonables para los usuarios del sistema<sup>64</sup>.

### **2.5.2 Régimen tarifario**

El régimen para la fijación de las tarifas eléctricas está conformado por normas genéricas, criterios y disposiciones acerca de la regulación, libertad de precios, actualización, vigencia de las tarifas y costos de la prestación del servicio.

#### **2.5.2.1 Generalidades**

El régimen tarifario establecido en la Ley 6 de 1997 (Artículo 96) está constituido por normas relativas a:

1. Procedimientos, metodologías, fórmulas, estructuras, opciones, valores y, en general, a todos los aspectos que determinan el cobro de tarifas sujetas a regulación.
2. El sistema de subsidios que se pueda otorgar para que las personas de menores ingresos puedan pagar las tarifas de los servicios

---

<sup>64</sup> ENTE REGULADOR DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS. 1996. AL SERVICIO DEL PAÍS. Panamá, folleto.

públicos de electricidad que cubran sus necesidades básicas.

3. Precios no regulados para aquellas actividades sujetas a competencia.

4. Las prácticas tarifarias restrictivas de la libre competencia, y que implican abuso de posición dominante.

Como puede colegirse de lo escrito en la sección 2.5.1, éstas normas debe hacerlas cumplir el ERSP por su función fiscalizadora de la liberalización del mercado de los servicios públicos.

#### **2.5.2.2 Criterios de definición**

La definición de las tarifas del sector eléctrico está orientada por los criterios siguientes, según la Ley 6, Artículo 97:

- Suficiencia financiera. Permitir la recuperación de todos los costos y gastos propios de operación.

En el caso de las empresas distribuidoras, esto incluye los gastos de generación, transmisión,

distribución y comercialización del servicio que ofertan<sup>65</sup>.

- Eficiencia económica. Aproximar las tarifas a los precios de un mercado competitivo. Si el servicio público está sujeto a fórmulas tarifarias, "las tarifas deben reflejar, siempre, tanto el nivel y la estructura de los costos económicos de prestar el servicio, como la demanda de este".

En este sentido, las tarifas de distribución deben reflejar correctamente los costos para proveer el servicio a diferentes voltajes, niveles de demanda y zonas de concesión.

- Equidad. Ofrecer al consumidor un trato similar a cualquier otro en condiciones idénticas. Esto no excluye la opción de tarifas a elegir.

- Simplicidad. Elaborar las fórmulas de tarifas de modo tal que sea fácil su comprensión, aplicación y control.

---

<sup>65</sup> ETESA. 1998. NUEVA ESTRUCTURA TARIFARIA DEL SERVICIO ELÉCTRICO. VIGENTE DEL 1° DE NOVIEMBRE 1998 AL 30 DE JUNIO 2002. Panamá, s.n., folleto multicopiado.

- Transparencia. Ser explícito y público para todas las partes involucradas, principalmente los clientes.

Estos criterios buscan el equilibrio entre las expectativas de los compradores e inversionistas del sector y las exigencias de los usuarios que esperan servicios eficientes, de calidad y a precios razonables.

#### **2.5.2.3 Regulación y libertad de precios**

Dos son las reglas a seguir por las empresas eléctricas:

- Ajustar sus tarifas a las fórmulas tarifarias periódicamente definidas por el ERSP y a los estudios de costo que éste realice para determinar los topes máximos y mínimos de las tarifas, los cuales son de obligatorio cumplimiento, como la metodología a aplicar.

- Presentar al ERSP los cuadros tarifarios para cada área de servicio y categoría de clientes, según las pautas establecidas por aquél.

La libertad de precios solo podrá ser ejercida cuando exista competencia entre proveedores.

Estas reglas desarrollan y especifican algunas de las funciones asignadas al ERSP en el sector energía eléctrica señaladas en páginas precedentes.

#### **2.5.2.4 Actualización de las tarifas**

La actualización semestral de las tarifas, dentro de cada periodo de vigencia de las fórmulas tarifarias establecidas por el ERSP, debe ser efectuada considerando "las variaciones en el índice de precio de la energía comprada en bloque y en el índice del salario mínimo que las fórmulas contienen".

En sus pliegos tarifarios las empresas distribuidoras especifican este criterio y señalan que las tarifas pueden ser actualizadas cada seis meses por variaciones en los costos siguientes:

- Ajuste por variaciones semestrales del índice de precio al consumidor al 67% del costo de comercialización y del valor agregado de la distribución (excluyendo pérdidas en distribución).

- Ajuste en el cargo por pérdida estándar en distribución por variaciones en el costo de compra de energía.
- Ajuste en el cargo por alumbrado público de acuerdo al programa de inversiones.
- Variaciones en los costos de generación por las diferencias entre los ingresos proyectados para cubrir estos costos y los ingresos realmente recibidos.
- Variaciones en los costos de transmisión por las diferencias entre los ingresos proyectados para cubrir estos costos y los ingresos realmente recibidos.
- Variaciones en las pérdidas en transmisión por las diferencias entre los ingresos proyectados

para cubrir estos costos y los ingresos realmente recibidos.

Las actualizaciones tarifarias implican, por lo tanto, la revisión del cargo fijo mensual, el cargo por energía y el cargo por demanda.

Para hacer efectiva las actualizaciones tarifarias éstas deben ser comunicadas al ERSP y publicadas en dos diarios de circulación nacional con sesenta días o más de anticipación a su aplicación, en dos ocasiones.

#### **2.5.2.5 Vigencia de las fórmulas tarifarias**

Las fórmulas tarifarias tendrán un periodo de aplicación de cuatro años. En este lapso solo podrán modificarse si son comprobados graves errores en su cálculo que afecten a las empresas o a los usuarios; o al concurrir casos fortuitos o de fuerza mayor que comprometan la capacidad financiera de la empresa para seguir operando en las condiciones tarifarias previstas.

En síntesis el criterio de suficiencia económica como los parámetros para efectuar la actualización de las tarifas tienen un marcado efecto sobre la fijación de las tarifas eléctricas aplicadas por las empresas distribuidoras.

#### **2.5.2.6 Costos de la distribución**

Las tarifas por distribución de modo específico, además de inscribirse en los términos antes descritos, están constituidas por el valor agregado de distribución. Éste incluye los costos siguientes, según la zona de concesión de cada empresa distribuidora:

- Costos de administración, operación y mantenimiento del sistema de distribución (excluye los costos de comercialización).
- Costo de las pérdidas estándar en las redes de distribución.
- Costo de depreciación de sus bienes.
- Costo correspondiente a la oportunidad que debe tener el concesionario de obtener una tasa razonable de rentabilidad sobre sus inversiones.

El valor agregado de distribución está sujeto a revisiones semestrales de ajuste y se refleja en el cargo



por demanda, el cargo por energía (excluyendo las pérdidas en distribución) y el cargo por pérdidas estándar de distribución, como puede colegirse de lo anotado y se explica en los pliegos tarifarios de las empresas distribuidoras (EDEMET, EDECHI y ELEKTRA).

La aplicación del valor agregado de distribución excluye los costos financieros de créditos concedidos a la empresa concesionaria.

El cálculo del valor agregado está sujeto a la identificación de un máximo de seis áreas representativas de los mercados atendidos en cada zona de concesión por el ERSP; bajo el supuesto de eficiencia de la empresa, el cual está determinado en función del desempeño reciente de empresas reales similares, extranjeras o nacionales.

Para definir la tasa de rentabilidad de las empresas distribuidoras el ERSP debe considerar:

- la eficiencia de la empresa
- la calidad del servicio
- el programa de inversión para el periodo de duración de la fórmula tarifaria

- cualquier otro factor relevante

La tasa fijada no podía diferir en más de dos puntos de la tasa resultante de la suma de la tasa de interés anual efectiva promedio de los doce meses previos a la fijación de la fórmula tarifaria, de los bonos a treinta años del tesoro estadounidense, más una prima de ocho puntos por concepto del riesgo del negocio.

La tasa, finalmente, fijada será aplicada a los activos fijos netos en operación estimados por el ERSP para el periodo de vigencia de las fórmulas tarifarias, a partir del valor asentado en los libros de contabilidad del concesionario a costo original.

Además del valor señalado, las empresas de distribución tienen derecho a la fijación de tarifas por el acceso y uso de las redes de distribución. La fijación de estas tarifas se hará de conformidad a fórmulas, topes y metodologías establecidas por el ERSP, que permitan a las empresas una remuneración promedio suficiente para cubrir su valor agregado de distribución, estimada a iniciar el periodo de vigencia de la fórmula.

#### **2.5.2.6.1 Costos de las tarifas reguladas**

A excepción de los grandes clientes que no están regulados, los clientes finales de las empresas distribuidoras están sujetos a tarifas reguladas. Éstas incluyen en su estructura los costos siguientes, según el Artículo 111 de la Ley 6(1997):

- costo reconocido por compras de energía en bloque,
- costos correspondientes a los servicios de accesos y uso de las redes de transmisión y distribución,
- costos de comercialización,
- costos por concepto de los servicios de operación integrada.

La fijación de las tarifas reguladas se hará mediante cuadro tarifario presentado para su aprobación al ERSP. La metodología usada debe considerar:

- las diferencias de los costos del servicio, según nivel de tensión de entrega de la energía;
- el factor de carga;
- otros parámetros técnicos relevantes

La tarifa debe ser ajustada a las fórmulas, topes y metodologías tarifarias establecidas por el ERSP.

A partir de estos parámetros las distribuidoras pueden ofertar diversas opciones tarifarias de libre elección por los clientes finales, según sus necesidades. Cada cliente debe asumir los costos del equipo de medición requerido.

Las tarifas reguladas incluyen el costo reconocido por compra en bloque de las empresas distribuidoras a la empresa de transmisión, de conformidad con los términos de compra de éstas a las empresas generadoras. El costo será calculado en base a los resultados del despacho de carga y con la frecuencia determinada por el ERSP.

Este costo tiene aplicación durante los primeros cinco años de la vigencia de la Ley. A partir del sexto

la compra de energía por las distribuidoras será realizada mediante proceso de libre competencia.

Otro costo imputable a las tarifas reguladas es el costo de comercialización. Este incluye los costos de administración, medición, facturación, cobro, recaudación y los demás servicios permanentes no incluidos en los costos de distribución, necesarios para garantizar el suministro ininterrumpido de energía y su eficiencia a criterio del ERSP.

El costo de comercialización es ajustado cada seis meses a partir de los cambios registrados en el Índice de Precio al Consumidor y afecta tanto al cargo fijo mensual como al cargo por energía.

Los clientes regulados pueden recibir subsidios del estado. Le corresponde al estado determinar los servicios a subsidiar y el distribuidor repartidor. El subsidio no puede exceder el costo mínimo de subsistencia.

El cargo por alumbrado público es otro costo tarifario revisado cada seis meses en base al programa de instalación de luminarias públicas presentado por las

empresas distribuidoras al ERSP, en las áreas de concesión bajo su responsabilidad.

En términos generales, los componentes de las tarifas reguladas son:

- Cargo fijo
- Cargo por energía
- Cargo por demanda máxima

Estos a su vez corresponden a la siguiente composición de costos:

- Comercialización
  - Cargo fijo
  - Cargo por energía
- Distribución
  - Cargo por demanda máxima
  - Cargo por energía (excluyendo pérdidas)
  - Cargo por pérdidas estándar en distribución
  - Alumbrado público
- Transmisión
  - Cargo por demanda máxima

- Cargo por pérdidas de energía en transmisión
- Generación
  - Cargo por demanda máxima
  - Cargo por energía

#### **2.5.2.6.2 Otros costos**

El servicio de distribución eléctrica puede tener costos adicionales para los usuarios, los cuales son cobrados por las distribuidoras como cargos extras al servicio prestado y contratado

Estos costos son los siguientes:

- **Recargo por factor de potencia**

Éste consiste en un recargo en la facturación de consumo de energía para todos aquellos clientes cuyo factor baje de 0.90(-) en atraso, mensualmente y en forma permanente en su medición. El recargo aplicado es de un 1% por cada 0.01 por debajo del factor de potencia ideal.

La aplicación de este recargo busca optimizar el uso de la energía demandada por los clientes y evitar el dimensionamiento innecesario del sistema.

- **Cargo por conexión**

Las empresas distribuidoras están facultadas para cobrar un cargo por conexión a los nuevos clientes según el nivel de tensión y tarifa elegida al contratar el servicio (Véase Cuadro No.11).

**CUADRO No.11**  
**MONTO DE ALGUNOS CARGOS ADICIONALES APLICADOS POR LAS EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICAS SEGÚN OPCIÓN TARIFARIA**

CARGOS	TIPO DE TARIFAS	MONTO DEL CARGO O RECARGO EN \$
CONEXIÓN	BTS	10.00
	BTD/MTD/ATD	100.00
	BTH/MTH/ATH	330.00
RECONEXIÓN	BTS	15.00
	BTD/MTD/ATD	150.00
	BTH/MTH/ATH	495.00

FUENTES: PLIEGOS TARIFARIOS DE LAS EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN 1998.

- **Depósito**

Si el cliente no tiene referencias crediticias aceptables para la empresa distribuidora, ésta podrá solicitar un depósito equivalente a un mes estimado del consumo. El depósito es cancelado al firmar el contrato.

La devolución del depósito es efectuada después de un año y mientras sea retenido por la empresa generará intereses semestrales a favor del depositante<sup>66</sup>.

<sup>66</sup> ENTE REGULADOR DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS. 1998. RESOLUCIÓN No. JD-219 DE 31 DE MARZO DE 1998. RÉGIMEN TARIFARIO DEL SERVICIO PÚBLICO DE ELECTRICIDAD: DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN. Panamá, [www.enteregulador.gob.pa](http://www.enteregulador.gob.pa), pp.33-34.



- **Cargos por reconexión**

Las distribuidoras cobran este cargo cuando han suspendido el suministro de electricidad por morosidad o fraude.

El cargo depende del tipo de tarifa y tensión a que estaba conectado el cliente (Véase Cuadro No.11).

- **Cargos por morosidad**

Son aplicados a facturas no canceladas en treinta días. Para tal efecto, los intereses serán calculados con la tasa de interés anual promedio de los seis meses anteriores sobre depósitos comerciales a plazo fijo en el país<sup>67</sup>.

- **Recargo por cambio de opción tarifaria**

Los cambios de tarifas realizados en un periodo menor de doce meses generan recargos en la facturación del servicio, como compensación por los costos de la transacción.

El recargo es calculado según la cantidad de días en que se haya mantenido la opción y a partir del cargo por conexión aplicable en ésta. El Cuadro No.12 detalla los porcentajes.

---

<sup>67</sup> Ib., p.34.

**CUADRO No.12**  
**PORCENTAJES DE RECARGO POR CAMBIO DE OPCIÓN TARIFARIA EN UN PERIODO MENOR**  
**DE 12 MESES**

DÍAS	PORCENTAJE DE RECARGO
ENTRE 30 O MENOS	100
31 Y 60	92
61 Y 90	83
91 Y 120	75
121 Y 150	67
151 Y 180	58
181 Y 210	50
211 Y 240	42
241 Y 270	33
271 Y 300	25
301 Y 330	17
331 Y 360	8

FUENTE: PLIEGOS TARIFARIOS DE LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS. 1998.

- **Cargo por solicitud de servicio más allá de  
100 metros de las líneas existentes**

El cliente pagará un costo adicional del cargo de conexión por el servicio prestado más allá de 100 m de las líneas existentes, para cubrir el gasto de instalación por los metros extras de acuerdo al área y tipo de suministro. Este costo será revisado anualmente. En 1998 fue fijado en los montos observados en el Cuadro No.13.

**CUADRO No.13**  
**CONTRIBUCIÓN POR m LINEAL ADICIONAL A 100 m DE LA LINEA EXISTENTE**  
**SEGÚN CLIENTES, TIPO DE SERVICIO, TARIFA Y ÁREA REPRESENTATIVA. AÑO: 1998**

CLIENTE/TIPO DE SERVICIO/TARIFA	MONTO POR ÁREA REPRESENTATIVA <sup>1</sup> EN \$		
	MUY ALTA DENSIDAD Y ALTA DENSIDAD	DENSIDAD INTERMEDIA	BAJA DENSIDAD Y MUY BAJA DENSIDAD
D ≤ 10 kW MENSUALES: BTS, BTD Y BTH DE 0 HASTA 5 kW (120 V, 240 V) > 5 HASTA 10 kW (120 V, 240 V)	1.29 4.84	1.42 5.34	1.54 5.81
D > 10 kW y ≤ 30 kW: BTD, MTD y MTH MONOFÁSICO (120 V, 240 V, 480 V) TRIFÁSICO (120 V, 240 V, 480 V)	5.94 9.96	6.51 10.95	7.08 11.95

FUENTES: PLIEGOS TARIFARIOS DE LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS. 1998.  
 1 SEGÚN RESOLUCIÓN JD 223 DEL 31 DE MARZO DE 1998 DEL ERSP.

## 2.6 Estructura tarifaria vigente

La nueva estructura tarifaria ha introducido cambios básicos en la concepción y composición de las opciones tarifarias ofertadas tales como clasificación de las tarifas por nivel de tensión y no de actividad económica, disminución del número de tarifas (Véase Cuadro No.14), eliminación de los subsidios cruzados e introducción de procedimientos simples y fáciles para su comprensión, aplicación y control<sup>68</sup>.

---

<sup>68</sup> ETESA. Ob. cit.

**CUADRO No.14**  
**CAMBIOS EN LA ESTRUCTURA TARIFARIA DE LAS EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN**  
**CON RELACIÓN A LAS APLICADAS POR EL IRHE**

IRHE APLICACIÓN SEGÚN CARGA TARIFAS/ACTIVIDAD ECONÓMICA 1	EMPRESAS DISTRIBUIDORAS APLICACIÓN SEGÚN VOLTAJE TENSIÓN/TARIFAS/USUARIOS 2
	BAJA TENSIÓN (≤ 600 V)
13,11 RESIDENCIAL 16 AGROPECUARIO 21, 26 USO GENERAL 22, 27 INDUSTRIAL	SIMPLE (BTS) RESIDENCIAL, < 10kW/mes COMERCIAL, INDUSTRIAL, SECTOR PÚBLICO ALUMBRADO PÚBLICO
25 AGROPECUARIO 28, 31, 33, 36, 38 USO GENERAL 29, 32, 34, 37, 40 INDUSTRIAL	DEMANDA MÁXIMA (BTD) COMERCIAL, > 10kW/mes INDUSTRIAL SECTOR PÚBLICO BLOQUE HORARIO (BTH) > 10 kW
TENENCIA Y DUEÑOS DE TRANSFORMADORES ( > 600 V - < 115 kv)	MEDIA TENSIÓN (> 600 V T < 115 kv) DEMANDA MÁXIMA (MTD) COMERCIAL, INDUSTRIAL, SECTOR PÚBLICO BLOQUE HORARIO (MTH)
> 115 kv	ALTA TENSIÓN (≥ 115 kv) DEMANDA MÁXIMA (ATD) BLOQUE HORARIO (ATH)

FUENTES: IRHE. 1992. ESTRUCTURA TARIFARIA DE APLICACIÓN UNIFORME A NIVEL NACIONAL. PANAMÁ.

ETESA. 1998. NUEVA ESTRUCTURA TARIFARIA DEL SERVICIO ELÉCTRICO.

1 LA ACTIVIDAD ECONÓMICA ERA RELEVANTE EN LA DETERMINACIÓN DE LAS TARIFAS.

2 LA CLASE DE USUARIO NO ES RELEVANTE EN LA FIJACIÓN DE LAS TARIFAS.

En las secciones sucesivas son expuestos en forma más detallada algunos de estos cambios y las condiciones generales aplicables a todas las tarifas.

### **2.6.1 Condiciones generales de aplicación**

Las tarifas aplicadas por las empresas distribuidoras están sujetas a las condiciones detalladas en los párrafos subsiguientes y a las resumidas en la sección 2.5.2.6.2.

- Mediciones y verificaciones para comprobar que el consumo de los clientes es consistente con la opción

tarifaria seleccionada. En caso contrario, recomendar la mejor opción.

- Las tarifas regirán por el plazo mínimo de doce meses y serán renovadas por un periodo similar, salvo aviso por escrito del cliente de lo contrario con 30 días de anticipación al periodo de vencimiento o de cualquiera de sus renovaciones.

- En los cambios tarifarios correspondientes a fracciones de dos meses, la factura es calculada con base al promedio de consumo diario del mes dividido entre los días calendarios del ciclo y aplicado proporcionalmente a los días de cada mes.

- Los conflictos no resueltos en 50 días serán dirimidos por el ERSP.

- El suministro de electricidad será prestado de acuerdo con el respectivo contrato público.

- El punto de conexión o entrega está determinado por la ubicación del equipo de medición, cuando es un medidor; si son más de dos, el interruptor principal.

- Los clientes con tarifa BTM, BTH, MTD, MTH, ATD o ATH contarán con medición permanente para determinar el

F.P.; de lo contrario no será aplicado el recargo correspondiente.

- El cambio de distribuidor no exime de la deuda.
- El valor del equipo de medición está incluido en la tarifa.
- El cliente pagará todo cargo por daño de equipos del distribuidor que cause.
- Los clientes en media y alta tensión deben proveer los equipos necesarios de transformación de voltaje al requerido. Los distribuidores pueden ofrecer en arriendo este equipo.
- La distribuidora tiene derecho a cobrar los consumos fraudulentos hasta por un periodo de seis meses o de todo el consumo de comprobar el tiempo del fraude.
- Cuando el medidor no mida adecuadamente el consumo éste no será cobrado; el consumo medido en exceso será devuelto en la facturación siguiente.

### **2.6.2 Estructura por tarifas**

La sección 2.5.2 contiene la exposición general de las normas para la fijación de tarifas y los costos por cargo que pueden ser incluidos en las tarifas por tensión

y formas de medición del consumo de los clientes de las empresas distribuidoras.

El manual técnico del Régimen Tarifario<sup>69</sup> especifica que con base en tales normas las empresas concesionarias pueden proponer opciones tarifarias constituidas del modo siguiente:

- Un componente fijo y uno variable;
- Estacional y por variaciones diarias;
- Tarifa industrial, comercial y residencial, si es demostrado que tal clasificación de los clientes influye en los costos del servicio.

A partir de estos lineamientos básicos de aplicación de las normas antes descritas han surgido las siete opciones tarifarias ofertadas por las empresas EDEMET, EDECHI y ELEKTRA NORESTE, S.A. presentadas en los siguientes apartados.

#### **2.6.2.1 En baja tensión**

El cuadro No.15 resume en forma comparativa la estructura tarifaria de las tres opciones de tarifas

---

<sup>69</sup> ENTE REGULADOR DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS. Ob. cit., pp. 25-26

establecidas en baja tensión vigentes al 31 de diciembre de 2000.

**CUADRO No.15  
ESTRUCTURA DE LAS TARIFAS EN BAJA TENSIÓN SEGÚN CARGOS Y COMPOSICIÓN  
DE COSTOS DE FACTURACIÓN**

ASPECTO	DESCRIPCIÓN		
TARIFAS	SIMPLE (BTS) <sup>1</sup>	DEMANDA MÁXIMA (BTD)	BLOQUE HORARIO (BTH)
CARGOS	FIJO (PRIMEROS 10 kWh/MES) ENERGÍA (SIGUIENTES kWh)	FIJO ENERGÍA DEMANDA MÁXIMA	FIJO ENERGÍA DEMANDA MÁXIMA FUERA DE PUNTA. DEMANDA MÁXIMA EN PERIODO DE PUNTA
COMPOSICIÓN DE COSTOS	COMERCIALIZACIÓN FIJO (PRIMEROS 10 kWh/MES) ENERGÍA (SIGUIENTES kWh) DISTRIBUCIÓN ENERGÍA (NO PÉRDIDAS)  PÉRDIDAS ESTÁNDAR EN DISTRIBUCIÓN  ALUMBRADO PÚBLICO  TRANSMISIÓN ENERGÍA PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN TRANSMISIÓN  GENERACIÓN	COMERCIALIZACIÓN FIJO  DISTRIBUCIÓN ENERGÍA (NO PÉRDIDAS)  PÉRDIDAS ESTÁNDAR EN DISTRIBUCIÓN DEMANDA MÁXIMA  ALUMBRADO PÚBLICO  TRANSMISIÓN PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN TRANSMISIÓN DEMANDA MÁXIMA  GENERACIÓN DEMANDA MÁXIMA  ENERGÍA	COMERCIALIZACIÓN FIJO  DISTRIBUCIÓN ENERGÍA (NO PÉRDIDAS)  PÉRDIDAS ESTÁNDAR EN DISTRIBUCIÓN DEMANDA EN PERIODO PUNTA DEMANDA FUERA DE PUNTA  ALUMBRADO PÚBLICO  TRANSMISIÓN PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN TRANSMISIÓN DEMANDA EN PERIODO DE PUNTA  GENERACIÓN DEMANDA EN PERIODO DE PUNTA ENERGÍA

FUENTES: PLIEGOS TARIFARIOS DE LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS. 1998.

1 HAY DOS TIPOS DE TARIFAS SIMPLES: A) CONSUMO  $\leq$  100 kWh; B)  $>$  100 kWh. LA ESTRUCTURA ES IGUAL, CAMBIAN LOS PRECIOS POR CARGOS Y COSTOS.

El examen del cuadro revela para cada opción la presencia de un componente fijo de facturación cobrado por un consumo mínimo predeterminado o independiente del consumo y por lo menos un componente variable denominado cargo de energía a calcular en kWh de consumo de energía.



Las tarifas BTD y BTH incluyen un componente de variación diaria la demanda máxima aplicada en kW por su precio unitario.

El detalle de la composición de costos muestra como son obtenidos los valores asignados a los cargos establecidos por tarifas, en función de los precios calculados para cubrir la recuperación de todos los costos y gastos de operación subsumidos en el servicio de distribución de energía eléctrica, en atención al criterio de eficiencia económica determinante de la fijación de tarifas.

Conviene señalar al respecto de los valores o precios de cargos y costos la no inclusión en el cuadro de las variaciones semestrales que experimentan por la aplicación de la norma de actualización tarifaria.

Desde otra perspectiva de análisis, el cuadro evidencia como elemento diferenciador entre los clientes de cada opción la forma en que utiliza la demanda contratada o facturada por bloque horario(BTH), la demanda requerida para su actividad productiva(BTD), o bien porque son consumidores de energía en rangos mayores

o inferiores a 100 kWh, independientemente de la actividad económica a la cual estén dedicados.

Esto confirma la no relevancia de la actividad económica en la determinación de las nuevas tarifas como sí ocurría con las del IRHE y la aplicación del criterio de eficiencia económica normativo de las actuales.

Un ejemplo claro de lo indicado es la distinción entre los clientes usuarios de los dos subtipos de tarifas BT existentes: los consumidores  $\leq 100$  kWh o  $> 100$  kWh. La distinción esencial no está en la actividad, sino en el consumo de energía requerido por el cliente para realizarla, lo cual implica costos de suministro diferentes imputables a la generación y al cargo fijo.

#### **2.6.2.2 En media tensión**

El cuadro No.16 a semejanza del anterior exhibe las estructuras de las tarifas diseñadas para clientes en media tensión vigentes hasta el 31 de diciembre de 2000.

A diferencia de las tarifas en baja tensión, las de media únicamente están establecidas en demanda máxima (MTD) o bloque horario de demanda máxima (MTH).

En ambas tarifas el cargo con mayor valor calculado de aplicación corresponde a la demanda máxima medida en kW, diariamente y por hora de uso.

Las tarifas incluyen en todos los casos un componente fijo y variable constituidos a la vez por los costos inherentes a la operación del servicio de distribución.

**CUADRO No.16  
ESTRUCTURA DE LAS TARIFAS EN MEDIA TENSIÓN SEGÚN CARGOS Y COMPOSICIÓN  
DE COSTOS DE FACTURACIÓN**

ASPECTO	DESCRIPCIÓN	
TARIFAS	DEMANDA MÁXIMA (MTD)	BLOQUE HORARIO (MTH)
CARGOS	FIJO ENERGÍA DEMANDA MÁXIMA	FIJO ENERGÍA DEMANDA MÁXIMA FUERA DE PUNTA DEMANDA MÁXIMA EN PERIODO DE PUNTA
COMPOSICIÓN DE COSTOS	COMERCIALIZACIÓN FIJO  DISTRIBUCIÓN DEMANDA MÁXIMA  ENERGÍA (NO PÉRDIDAS) PÉRDIDAS ESTÁNDAR EN DISTRIBUCIÓN  ALUMBRADO PÚBLICO  TRANSMISIÓN DEMANDA MÁXIMA  PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN TRANSMISIÓN  GENERACIÓN DEMANDA MÁXIMA  ENERGÍA	COMERCIALIZACIÓN FIJO  DISTRIBUCIÓN DEMANDA EN PERIODO DE PUNTA DEMANDA FUERA DE PUNTA  ENERGÍA (NO PÉRDIDAS) PÉRDIDAS ESTÁNDAR EN DISTRIBUCIÓN  ALUMBRADO PÚBLICO  TRANSMISIÓN DEMANDA EN PERIODO DE PUNTA  PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN TRANSMISIÓN  GENERACIÓN DEMANDA EN PERIODO DE PUNTA  ENERGÍA

FUENTES: PLIEGOS TARIFARIOS DE LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS.

El cuadro carece de valores en dólares por las razones argüidas en el cuadro precedente.

En estas tarifas, como en las anteriores, es cumplido el criterio de equidad tarifaria: "para un mismo tipo de servicio, igual tratamiento tarifario".

Esto implica que la diferencia de actividad económica entre los clientes no los segrega, beneficia o crea privilegios en la facturación de electricidad; sino el uso eficiente del servicio contratado.

#### **2.6.2.3 En alta tensión**

Las tarifas en alta tensión vigentes hasta el 31 de diciembre de 2000, igual a las de media, están fijadas atendiendo a la demanda(kW) requerida por los clientes, ya sea usada en bloque horario(ATH) o no (ATD), como lo muestra el cuadro No.17.

El cuadro revela la aplicación de los criterios y normas expuestos, para la fijación de tarifas y sus costos, en el servicio eléctrico, seguidos en los casos antes descritos.

Las tarifas al estar basadas en la demanda máxima(kW) usada registran los precios más altos en la composición de los gastos y costos de distribución, transmisión y generación donde está incluida, para

efectos de la facturación del servicio de distribución prestado.

La visión de conjunto de las estructuras tarifarias establecidas por cada nivel de tensión permite señalar el apego a los criterios de simplicidad y transparencia que las rigen y caracterizan comparativamente de las aplicadas por el IRHE.

**CUADRO No.17  
ESTRUCTURA DE LAS TARIFAS EN ALTA TENSIÓN SEGÚN CARGOS Y COMPOSICIÓN  
DE COSTOS DE FACTURACIÓN**

ASPECTO	DESCRIPCIÓN	
TARIFAS	DEMANDA MÁXIMA (ATD)	BLOQUE HORARIO (ATH)
CARGOS	FIJO  ENERGÍA  DEMANDA MÁXIMA	FIJO  ENERGÍA  DEMANDA MÁXIMA FUERA DE PUNTA DEMANDA MÁXIMA EN PERIODO DE PUNTA
COMPOSICIÓN DE COSTOS	COMERCIALIZACIÓN FIJO  DISTRIBUCIÓN DEMANDA MÁXIMA  PÉRDIDAS ESTÁNDAR EN DISTRIBUCIÓN  ALUMBRADO PÚBLICO  TRANSMISIÓN DEMANDA MÁXIMA PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN TRANSMISIÓN  GENERACIÓN DEMANDA MÁXIMA  ENERGÍA	COMERCIALIZACIÓN FIJO  DISTRIBUCIÓN DEMANDA EN PERIODO DE PUNTA DEMANDA FUERA DE PUNTA  PÉRDIDAS ESTÁNDAR EN DISTRIBUCIÓN  ALUMBRADO PÚBLICO  TRANSMISIÓN DEMANDA EN PERIODO DE PUNTA PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN TRANSMISIÓN  GENERACIÓN DEMANDA EN PERIODO DE PUNTA  ENERGÍA

FUENTES: PLIEGOS TARIFARIOS DE LAS EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN.

Esto muestra una coherencia interna entre lo dispuesto por la legislación vigente del sector eléctrico, los controles de regulación y fiscalización aplicados por el ERSP y el diseño de las distintas

opciones tarifarias ofertadas por las empresas distribuidoras para cada zona de concesión.

Está, en consecuencia, por determinar si tal articulación entre los agentes reguladores y oferentes del servicio de distribución de energía eléctrica ha ofrecido mejores condiciones y precios a los usuarios, con relación a los cobrados por el IRHE y a la percepción que éstos tienen del servicio de suministro en la actualidad.

**Capítulo 3°**  
**Marco Metodológico**

La validez y confiabilidad de los resultados de una investigación están directamente relacionadas con la metodología aplicada en el abordaje del objeto, temática o realidad sometida a estudio.

La metodología es un conjunto de procesos integrados por el método, las técnicas, instrumentos y procedimientos seguidos para obtener una observación lo más exacta, objetiva y precisa posible del fenómeno investigado. De ahí, la necesidad de exponerla con el propósito de hacer comprensible el enfoque y las conclusiones deducidas de la relación entre la teoría y los datos empíricos obtenidos y sometidos a análisis interpretativo.

Los apartados subsiguientes del capítulo están destinados a exponer de forma clara y sintética la estrategia metodológica diseñada para la ejecución de esta investigación.

### **3.1 Tipo de estudio**

La investigación ha sido concebida desde la perspectiva de un estudio de tipo descriptivo, porque éste permite obtener una idea general del objeto o tema y a la vez facilita el descubrir y comprobar la



manifestación o no de las variables consideradas significativas para la investigación, mediante la observación, encuestas, análisis de informes previos, entre otras técnicas e instrumentos<sup>70</sup>.

Los estudios descriptivos tienen la ventaja agregada de especificar las propiedades importantes de los fenómenos examinados, decir cómo son<sup>71</sup>, en función de las categorías precisas y objetivas establecidas para la clasificación de los datos e información obtenida<sup>72</sup>.

Es innegable la limitación de este tipo de investigación para establecer relaciones causales absolutas entre variables; pero al ser capaz de evidenciar la presencia o ausencia de éstas cumple con el propósito de develar la situación predominante, por medio de la descripción de los factores y procesos que inciden en ella.

La hipótesis planteada en el capítulo introductorio tiene justamente el propósito de hacer patente cuál es la

---

<sup>70</sup> GOLCHER, Iliana. 1999. ESCRIBA Y SUSTENTE SU TESIS: METODOLOGÍA PARA LA INVESTIGACIÓN SOCIAL. 5ª. Edición. Editorial Mar Adentro, Panamá, p.110.

<sup>71</sup> HERNÁNDEZ SAMPIERI, Roberto; FERNÁNDEZ COLLADO, Carlos y BAPTISTA LUCIO, Pilar. 1997. METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN. McGraw-Hill Interamericana de México SA de CV, México, p.61.

<sup>72</sup> GOLCHER, Iliana. Ob. cit., p.110.

percepción de los industriales acerca del servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica antes y después de la reestructuración del IRHE y la privatización de las empresas resultantes.

La hipótesis busca describir el hecho en su estado actual y su percepción, como forma de contribuir al conocimiento del tema o problema delimitado y sometido a análisis a partir del marco teórico construido en el capítulo precedente.

El análisis posterior mostrará no la búsqueda de una relación entre las variables identificadas para la presente investigación, sino la intención de determinar si los supuestos asumidos en la hipótesis están o no presentes en la descripción del fenómeno en estudio: una percepción negativa o positiva del impacto de las tarifas eléctricas en el sector industrial.

### **3.2 Diseño de la investigación**

El estudio efectuado responde a un modelo de investigación no experimental y en cuanto tal está inscrito en el contexto de un diseño transeccional descriptivo.

El diseño transeccional descriptivo tiene por objeto "indagar la incidencia y los valores en que se manifiesta una o más variables"<sup>73</sup>; es decir, presenta una panorámica del estado de las variables en uno o más grupos de personas, objetos o indicadores en un momento determinado.

La correspondencia con el tipo de estudio elegido está en que el diseño transeccional no implica la manipulación de las variables y su vinculación, sino su medición o tratamiento individual.

La observación de las variables de la hipótesis planteada está medida por su presencia o no en forma individual, considerando tanto las tarifas aplicadas por el IRHE como las fijadas por las actuales empresas de distribución de energía eléctrica, en el periodo comprendido entre noviembre de 1998 y diciembre del año 2000. Serán observadas en el análisis estadístico de los datos obtenidos del cuestionario administrado a un grupo de empresas industriales tanto en la ciudad de Panamá como el interior del país.

---

<sup>73</sup> HERNÁNDEZ SAMPIERI, Roberto; FERNÁNDEZ COLLADO, Carlos y BAPTISTA LUCIO, Pilar. Ob. cit., p.193.

### **3.3 Población y muestra**

La población examinada en la presente investigación está constituida por 38 empresas industriales localizadas en el área metropolitana y del interior del país.

Entre las industrias seleccionadas están empresas dedicadas a la fabricación de productos tales como plásticos, artículos de aseo, cosméticos, textiles, procesamiento de alimentos.

Del total de 38 industrias seleccionadas nueve reciben el suministro de electricidad de Elektra Noreste S.A. y 29 de Metro-Oeste S.A. (EDEMET).

Es innegable que la cantidad de industrias seleccionadas no es representativa por empresas distribuidoras, que en 1998 sumaron 864 industrias entre sus clientes (Ver Cuadro No.2, pág.38); pero permite formarse una noción general de cuál puede ser la tendencia o situación del sector industrial después del proceso de reestructuración del IRHE.

En sentido estricto, el estudio no cuenta con una muestra representativa del sector industrial ante la imposibilidad de poder administrar el cuestionario a un número extenso de las industrias existentes en Panamá.

Inicialmente esta dificultad se pretendió solucionar identificando como población ideal a los socios del Sindicato de Industriales de Panamá, pero al no poder encuestar a un número significativo de éstos, la opción fue la explicada al inicio de esta sección.

El criterio de selección de las industrias finalmente elegidas fue la actividad que realizaban y que hayan sido clientes del IRHE, por lo menos en 1998, para que los resultados reflejaran la percepción de los costos tarifarios cobrados por el IRHE y las nuevas empresas distribuidoras.

En este sentido, las 38 industrias encuestadas reúnen estos requisitos mínimos de selección.

La población encuestada está conformada en un 23.7% por clientes de Elektra Noreste S.A. y en un 76.3% por clientes de Metro Oeste S.A. (EDEMET).

### **3.4 Técnicas e instrumentos**

Los estudios descriptivos utilizan la técnica de la observación e instrumentos tales como entrevistas, cuestionarios, informes, documentos de investigaciones, encuestas y procedimientos de muestreo para la

recolección de datos, que son analizados mediante tratamiento estadístico.

En específico, la técnica utilizada y los instrumentos elaborados para la ejecución de esta investigación son a continuación expuestos.

#### **3.4.1 Análisis documental**

Este consistió en la observación analítica de los documentos generados por las distintas empresas distribuidoras de electricidad, documentos oficiales, reportes periodísticos y artículos de revistas, que tratan la temática en estudio y han aportado datos o información valiosa tanto para la elaboración del marco teórico como para el análisis de los resultados de la investigación.

Entre los primeros están los documentos de las nuevas estructuras tarifarias y los pliegos tarifarios presentados por las empresas distribuidoras semestralmente.

Los segundos son documentos producidos por el IRHE, la Contraloría y el ERSP.

Los artículos y reportajes de periódicos y revistas están tomados de los principales diarios nacionales y

revistas especializadas en temas económicos como son Análisis, Enlace y el suplemento del diario La Prensa, Martes Financiero.

Cada una de estas fuentes documentales ha aportado información valiosa para la elaboración del marco conceptual y el análisis comparativo de los datos obtenidos a través de los instrumentos diseñados para esta investigación.

#### **3.4.2 Análisis estadístico**

Los datos obtenidos tanto de las fuentes documentales como de los instrumentos de investigación han sido sistematizados en cuadros y/o gráficos estadísticos, que facilitan la presentación y análisis comparativo, relacional y secuencial de la información generada por el estudio, a partir del examen de los indicadores relevantes para cada variable derivada de la hipótesis planteada.

En este sentido, los cuadros y gráficos diseñados muestran los cargos por tarifas, la evolución de las tarifas por semestres entre los años 1998 y 2000, según las empresas distribuidoras; o bien índices porcentuales sobre la percepción de los usuarios industriales del

servicio de distribución eléctrica en cuanto a calidad, costos, disponibilidad, entre otros aspectos.

Para la elaboración de estos cuadros y de las gráficas se ha tomado como marco de referencia las condiciones y tarifas aplicadas por el IRHE a sus clientes hasta 1998.

Con el uso de estos medios de representación estadística se busca hacer tangible las evidencias a favor o en contra de la aceptación de la hipótesis, mediante la determinación de la presencia o no de las variables consideradas en el estudio.

### **3.4.3 Cuestionario**

El cuestionario elaborado y administrado consta de 13 preguntas (Véase Anexo F), de las cuales 12 son preguntas cerradas y una es abierta; tiene incorporada una sección para observaciones sobre la temática sometida a cuestionamiento.

La elección del cuestionario o encuesta obedece a que es compatible con el tipo de diseño de la investigación, como al hecho de que al presumiblemente ser amplia la población sometida al estudio, se requería de un instrumento que facilitara su administración y



permitiera a la vez la obtención de la mayor cantidad de datos.

El cuestionario ha indicado I. Golcher<sup>74</sup> reduce los costos de aplicación, facilita la recolección de datos, permite su administración simultánea, asegura la uniformidad de respuestas, su carácter anónimo asegura un mayor grado de confiabilidad y libertad de respuesta.

Las preguntas en conjunto están referidas a identificar las condiciones más relevantes para la prestación del servicio (empresa, tensión, plan tarifario), demanda (kW) de uso de los clientes y el factor de potencia medido, monto mensual pagado y percepción acerca de los costos de energía eléctrica, participación en los costos de producción, percepción en torno a la calidad del servicio y comentarios, sugerencias, descriptivos del impacto de la privatización del IRHE en las operaciones productivas de la empresa.

Los datos y valores registrados para cada pregunta están sintetizados en cuadros y gráficas estadísticas como fue explicado en secciones precedentes, con la finalidad de hacer inferencias válidas sobre la situación

---

<sup>74</sup> GOLCHER, Ileana. Ob. cit., pp.177-178.

de los industriales ante la apertura del mercado eléctrico nacional.

#### **3.4.4 Entrevista**

La entrevista ha sido utilizada como un instrumento para la recolección de datos complementarios a los encontrados en los documentos examinados, o bien para lograr una mejor comprensión del enfoque, variables y procedimientos a aplicar para elaborar el cuestionario, como ulterior interpretación analítica de toda la información sistematizada.

En este sentido, fueron entrevistados funcionarios de las empresas eléctrica Elektra Noreste S.A. y ETESA, como del ERSP, quienes ofrecieron orientaciones importantes o suministraron datos que fueron incorporados al texto de la investigación o cuestionario elaborado.

La entrevista fue concebida y realizada como no estructurada a fin de ofrecer la mayor libertad a los entrevistados en las respuestas dadas a las cuestiones en torno a las cuales fueron interrogados, que en muchos casos correspondían a aspectos técnicos y de análisis de tarifas, aspectos centrales de la investigación.

Las preguntas, en este sentido, estuvieron dirigidas a asuntos tales como la aplicación efectiva de los cargos facturados por el IRHE y las nuevas empresas de distribución, cuál era el cargo o componente de los costos más significativo para medir el impacto de las nuevas tarifas en el sector industrial, qué rangos de demanda(kW) o facturación eran los más frecuentes entre los establecimientos industriales, como otras referentes a la conformación de la estructura general de las tarifas eléctricas vigentes.

### **3.5 Procedimientos**

El procedimiento seguido en la elaboración de la presente investigación ha sido el siguiente:

1. En consulta con el asesor fue definido el tema de la tesis, quedando expresado en los términos siguientes: "Impacto del precio de la energía en el sector industrial con la privatización del IRHE".

2. Lograda esta primera aproximación conceptual del tema a investigar fue revisada la bibliografía disponible y la documentación recopilada de las empresas distribuidoras, para elaborar el plan a seguir en la ejecución de la tesis.

3. Elaborado el plan fue sometido a consideración del asesor, quien hizo ajustes en el ordenamiento de algunos elementos incluidos y adicionó otros que precisaban el enfoque del estudio.

De esta primera revisión surgió una modificación en el título de la tesis, éste quedaría definido en los siguientes términos: Impacto de la privatización del IRHE en el sector industrial.

Este cambio no afectó el enfoque de fondo que siguió siendo acerca de la incidencia de las tarifas de distribución eléctrica en los costos de energía para el sector industrial.

4. Con el plan definido y aprobado por el asesor fue redactado el borrador del anteproyecto de tesis durante el tiempo previsto para ello (Véase el cronograma en el Anexo G).

Este fue sometido a la revisión correspondiente por el asesor, quien introdujo ligeras modificaciones de presentación y contenido e hizo sugerencias en cuanto a la formulación de la hipótesis de investigación.

5. Realizadas las correcciones pertinentes y con la anuencia del asesor el Proyecto de tesis fue

presentado a la Vicerrectoría de Postgrado e Investigación para su aprobación y proceder al inicio formal de la investigación.

6. Obtenida la aprobación del Proyecto fue iniciado el proceso de sistematización de los datos e información concerniente al marco teórico-conceptual del estudio y a la administración del cuestionario elaborado para la recolección de datos sobre costos y percepción del servicio eléctrico en establecimientos industriales.

A este respecto, como fue explicado en páginas anteriores, ante la imposibilidad de obtener una muestra representativas de la población sometida a estudio, se optó por administrar el cuestionario a un número de establecimientos que reunieran características representativas del sector tales como actividad, demanda estimada de uso de energía y monto de cargos facturados. En todo caso, fueron 38 los establecimientos encuestados.

7. La etapa subsiguiente fue la redacción del texto de la tesis y el análisis y presentación de los resultados obtenidos apelando a cuadros y gráficos estadísticos, atendiendo a las pautas referidas en la sección 3.4.2.

8. Las etapas finales consistieron en la revisión parcial y total del texto de la tesis con la asesoría del Profesor a cargo del proyecto hasta lograr un texto final que pudiera ser presentado a la consideración del jurado calificador y su eventual sustentación. Por razones de trabajo hubo que solicitar una prórroga para la culminación del texto final de la tesis.

**Capítulo 4°**  
**Presentación y Análisis de los Resultados**

Los capítulos precedentes estuvieron destinados a la presentación de la situación general del sector industrial y eléctrico panameño ante la nueva realidad: libertad y competencia de mercado.

Este capítulo aborda todo lo concerniente al análisis de las tarifas a partir de los precios establecidos por el IRHE y los aprobados por el ERSP para las empresas de distribución eléctrica, los cuales son examinados por separado y en forma comparativa, para observar su evolución entre 1998-2000.

#### **4.1 Comparación del precio de los cargos por tarifas eléctricas**

##### **4.1.1 Tarifas industriales del IRHE**

El Cuadro No.18 muestra los precios de las tarifas industriales aplicadas por el IRHE entre 1992 y 1998. De las tarifas incluidas en el cuadro las 32, 37, 34 y 40 eran de uso y aplicación exclusiva para clientes industriales en horario diurno o nocturno, a manera de incentivo para el sector.

Como lo refleja el cuadro la diferencia entre unas y otras tarifas está en el consumo de kWh adicional del consumo base facturado para las 37 y 40, establecido en



\$0.069 para la tarifa 40 y en el exceso de horas de la demanda facturada para las 32 y 34, en que la diferencia entre una y otra era de \$0.008 por exceso de horas de uso.

**CUADRO NO.18  
RESUMEN COMPARATIVO DE LAS TARIFAS INDUSTRIALES APLICADAS  
POR EL IRHE SEGÚN COSTO POR KW Y KWh**

VARIABLES	TARIFAS/PRECIOS EN \$						
	22	27	32	37	29 <sup>1/</sup>	34 <sup>1/</sup>	40 <sup>1/</sup>
CARGOS							
ENERGÍA	a/	a/	a/	0.076	a/	a/	0.076
DEMANDA	b/	b/	4.70	4.41	b/	4.70	4.41
BLOQUES EN KWh o H USO DE DF							
PRIMEROS 10 kWh	1.60						
SIGUIENTES 90 kWh	0.131						
SIGUIENTES 125 kWh	0.109						
EXCESO kWh	0.102						
PRIMERAS 15 H		0.216			0.216		
SIGUIENTES 25 H			0.103			0.103	
SIGUIENTES 30 H		0.131			0.131		
SIGUIENTES 55 H		0.094			0.094		
SIGUIENTES 375 H			0.077			0.077	
EXCESO H		0.092	0.088		0.092	0.080	
CADA KWh ADICIONAL DEL CONSUMO BASE					0.084	0.072	0.069

FUENTE: IRHE. 1992. ESTRUCTURA TARIFARIA DE APLICACIÓN UNIFORME A NIVEL NACIONAL.

a/ CORRESPONDE AL MONTO DE LOS PRECIOS POR BLOQUE DE HORAS DE USO DE LA DEMANDA.

b/ NO TIENE CARGO POR DEMANDA.

<sup>1/</sup> TARIFAS DE APLICACIÓN NOCTURNA.

DF DEMANDA DE FACTURACIÓN.

Los cargos por energía y/o demanda con precio preestablecido se mantuvieron igual tal que lo evidencia el cuadro antes citado.

Sin duda, los costos finales de facturación por el uso de la energía se incrementaban por la aplicación del costo de la cláusula de combustible que, a pesar de su reducción de \$0.0058 en 1988 a \$ 0.00355 en 1992, significaba una carga onerosa para los clientes del IRHE.

Los precios del IRHE se mantuvieron estables y las políticas de comercialización e incentivos para el sector industrial fueron consistentes para el periodo 1992 a 1998, lapso de aplicación de la última revisión tarifaria del IRHE.

Este hecho explica por qué el cambio tarifario después de la privatización fue percibido como un incremento del costo de energía, máxime cuando la tendencia general de los precios por cargos es claramente alcista, siendo el primer semestre del 2000 el que marcó la mayor diferencia porcentual entre las EDEs y el IRHE: EDEMET, 14.97% y ENSA, 10.13%<sup>75</sup>.

#### **4.1.2 Las nuevas tarifas de las EDEs**

En la sección anterior fue examinada la situación de precios durante la administración del IRHE, a fin de que sirviera de parámetro comparativo referencial y pueda apreciarse el cambio en la composición de cargos antes y después de la reestructuración del IRHE.

El análisis comparativo de los cuadros de precios de electricidad por tensión, que a continuación son

---

<sup>75</sup> ZARATE, Abdiel. 2001. "El latigazo de las alzas". EN: LA PRENSA, 2:6A; Panamá, enero.

comentados, están centrados en las dos tarifas de uso más frecuente por los clientes industriales de las empresas distribuidoras Elektra Noreste S.A., EDEMET y EDECHI: la tarifa de Baja tensión con Demanda(BTD) y Media tensión con Demanda(MTD), según referencia de ejecutivos de estas empresas y los datos obtenidos de la encuesta aplicada a un grupo de industriales.

En los anexos (véase anexos H a M) se han incluido cuadros que contienen los precios por cargos y la composición de cargos para cada una de las tarifas aprobadas por el ERSP: BTD, BTH, MTD, MTH, ATD y ATH, excluyendo la BTS por su carácter residencial, y aplicadas por las empresas distribuidoras desde noviembre de 1998 hasta el segundo semestre del año 2000, de acuerdo a las revisiones semestrales realizadas.

A estos cuadros se hará referencia, cuando la información que contienen contribuya a esclarecer el análisis de los datos obtenidos para las tarifas consideradas, al permitir determinar que factores o costos de distribución, transmisión o generación influyen en el alza o baja de los precios por cargos y de las tarifas en general.

Los cuadros Nos 19, 21 y 23 tienen como precios de comparación los fijados y cobrados por el IRHE hasta 1998, con la finalidad de poder determinar la tendencia postprivatización y juzgar si ha habido un efecto favorable o no en los costos de energía consumida por las industrias en Panamá.

El cuadro No.19 contiene los precios aplicados durante los meses de noviembre y diciembre de 1998 en contraste con los del IRHE. Como puede notarse las nuevas tarifas incluyen un cargo adicional denominado "fijo", que en BTD es igual a \$3.00 para todas las empresas y regiones de distribución. En el caso de la tarifa MTD Elektra Noreste y EDECHI aplicaron un costo de \$5.00 y EDEMET de \$6.00. Este cargo corresponde al costo de comercialización del suministro de energía eléctrica fijado por las nuevas EDEs y no estaba contemplado en las tarifas industriales del IRHE.

**CUADRO No.19**  
**COMPARACIÓN DE PRECIOS DE CARGOS POR TARIFAS APLICADAS POR EL IRHE Y LAS NUEVAS EDEs.**  
**AÑO 1998.**

CARGOS	IRHE		ENSA		EDEMET		EDECHI	
	32/34	37/40	BTD	MTD	BTD	MTD	BTD	MTD
FIJO	-	-	3.00	5.00	3.00	6.00	3.00	5.00
ENERGÍA	1/	0.076	0.07135	0.06568	0.07289	0.06722	0.07480	0.05896
DEMANDA MÁXIMA	4.70	4.41	7.71	8.01	7.50	8.63	7.57	2.74

FUENTES: PLIEGOS TARIFARIOS SEMESTRALES DE ELEKTRA NORESTE S.A., EDEMET Y EDECHI, RESOLUCIONES DEL ERSY Y DIARIOS LOCALES 1998.

1/ NO HABIA UN PRECIO ÚNICO. ESTABA DIVIDIDO EN BLOQUES DE HORAS DE USO DE LA DEMANDA

Una simulación de la aplicación de los costos por cargos tarifarios contenidos en el Cuadro No.19 entre las tarifas industriales 27, 32 y 37 del IRHE y la BTD aplicada por Elektra Noreste y EDEMET, a un factor de carga(f.c.) de 0.7, para los meses de noviembre y diciembre de 1998, revela que los usuarios industriales de las nuevas EDEs fueron beneficiados con una rebaja en el monto a pagar por el servicio y el precio promedio(PP) por KWh consumido, en la mayoría de los casos incluidos en el Cuadro No.20.

Puede observarse en el cuadro citado que los usuarios con una demanda(kW) igual o superior a 300 kW con las tarifas de las EDEs experimentaron ligeros incrementos en el monto a pagar y en el PP por kWh.

**CUADRO No. 20**  
**SIMULACIÓN DE APLICACION DE LAS TARIFAS DEL IRHE Y LAS EDEs.**  
**AÑO 1998.**

	kWh	kW	IRHE		ELEKTRA		EDEMET	
			TARIFAS	PP	TARIFA	PP	TARIFA	PP
1	10220	20	1003.04	0.09814 <sup>1/</sup>	886.40	0.08673	897.94	0.08786
2	20440	40	1836.72	0.08986 <sup>2/</sup>	1769.79	0.08658	1792.87	0.08771
3	30660	60	2755.08	0.08986	2653.19	0.08654	2687.81	0.08766
4	40880	80	3673.44	0.08986	3536.59	0.08651	3528.74	0.08764
5	51100	100	4591.80	0.08986	4419.99	0.08650	4477.68	0.08763
6	61320	120	5510.16	0.08986	5303.38	0.08649	5372.61	0.08762
7	71540	140	6428.52	0.08986	6186.78	0.08648	6267.55	0.08761
8	81760	160	7346.88	0.08986	7070.18	0.08647	7162.47	0.08760
9	91780	180	8247.64	0.08986	7939.30	0.08646	8042.84	0.08763
10	102200	200	9183.60	0.08986	8836.97	0.08646	8952.36	0.08760
11	112420	220	10101.96	0.08986	9720.37	0.08646	9847.29	0.08759
12	122640	240	11020.32	0.08986	10603.76	0.08646	10742.23	0.08759
13	132860	260	11938.68	0.08986	11487.16	0.08646	11637.17	0.08759
14	143080	280	12857.04	0.08986	12370.56	0.08646	12532.10	0.08759
15	153300	300	12973.80	<b>0.08463<sup>3/</sup></b>	13253.96	<b>0.08646</b>	13427.04	<b>0.08759</b>
16	163520	320	13838.72	<b>0.08463</b>	14137.35	<b>0.08646</b>	14321.97	<b>0.08759</b>
17	173740	340	14703.64	<b>0.08463</b>	15020.75	<b>0.08646</b>	15216.91	<b>0.08758</b>
18	183960	360	15568.56	<b>0.08463</b>	15904.15	<b>0.08645</b>	16111.84	<b>0.08758</b>
	PROMEDIO PP			0.09088		0.08650		0.08711
	Variación % IRHE					<b>-4.82%</b>		<b>-4.15%</b>

FUENTE: IRHE, 1992. ESTRUCTURA TARIFARIA DE APLICACIÓN UNIFORME A NIVEL NACIONAL, Panamá. ELEKTRA NORESTE S.A. 1998. PLIEGOS TARIFARIOS (SEMESTRALES), Panamá. UNIÓN FENOSA (EDEMET EDECHI). 1998. PLIEGOS TARIFARIOS (SEMESTRALES), Panamá.

- 1/ CORRESPONDE A LA TARIFA 27 DEL IRHE PARA CLIENTES INDUSTRIALES CON DEMANDA MAYOR O IGUAL A 6kW y MENOR O IGUAL A 29 kW. SOLO PARA LA LÍNEA 1.
- 2/ CORRESPONDE A LA TARIFA 32 DEL IRHE PARA CLIENTES INDUSTRIALES CON DEMANDA MAYOR O IGUAL A 30 kW. APLICA PARA LAS LINEAS 2 A 14.
- 3/ CORRESPONDE A LA TARIFA 37 DEL IRHE PARA CLIENTES INDUSTRIALES CON DEMANDA MAYOR O IGUAL A 300 kW. APLICA PARA LAS LINEAS 15-18.

En términos generales, la aplicación de las nuevas tarifas de las EDEs, a partir del promedio del PP calculado tanto para el IRHE como para Elektra Noreste y EDEMET, reflejan que estas representaron una disminución en el PP por kWh a favor de los clientes de las empresas distribuidoras, en comparación con el IRHE.

En el caso de Elektra Noreste el PP por kWh dio como resultado una variación porcentual de -4.8% para noviembre-diciembre de 1998 con relación al IRHE; en

tanto que para EDEMET la variación porcentual de reducción estuvo en -4.2%, para el mismo periodo.

En cuanto a los precios por cargos establecidos para la tarifa MTD, incluidos en el Cuadro No.19, puede observarse que las tres empresas distribuidoras cobraron en el cargo por energía precios inferiores al establecido para la tarifa 37 del IRHE, los cuales oscilaron entre un -11.6%(EDEMET), -13.6%(ENSA) y -22.4%(EDECHI); pero en el cargo por demanda dos de las tres EDEs acusaron aumentos realmente significativos, al alcanzar una variación porcentual situada en 81.6%(ENSA) y 95.7%(EDEMET) sobre el precio establecido para la tarifa 37 del IRHE, producto del costo de la demanda máxima en la generación de la energía eléctrica(Ver Anexo J).

Solo EDECHI estableció un costo inferior, con lo que su precio por demanda máxima estuvo en -37.9% con relación a la del IRHE. Esto se debió a la fuente de generación con la que cuenta esta empresa(fuerza hidráulica) y sus costos menores de la demanda máxima en la transmisión de la energía.

CUADRO No. 21  
COMPARACIÓN DE PRECIOS POR CARGOS DE TARIFAS APLICADAS POR EL IRHE Y LAS NUEVAS EDEs, SEGÚN REVISIÓN SEMESTRAL AÑO: 1999

CARGOS	IRHE		ENSA				EDEMET				EDECHI			
	32/34	37/40	1 SEMESTRE		2 SEMESTRE		1 SEMESTRE		2 SEMESTRE		1 SEMESTRE		2 SEMESTRE	
			BTD	MTD	BTD	MTD	BTD	MTD	BTD	MTD	BTD <sup>2/</sup>	MTD <sup>2/</sup>	BTD	MTD
FIJO	-	-	3.00	5.00	3.00	5.00	3.00	6.00	3.02	6.03	3.00	5.00	3.02	5.03
ENERGÍA	1/	0.076	0.07222	0.06592	0.06824	0.06179	0.07226	0.06702	0.07200	0.06677	0.07480	0.05896	0.08055	0.06465
DEMANDA MÁXIMA	4.70	4.41	7.71	8.63	8.91	9.51	7.50	8.63	8.39	9.63	7.57	2.74	6.35	0.50

FUENTES: PLIEGOS TARIFARIOS SEMESTRALES DE ELEKTRA NORESTE S.A., EDEMET Y EDECHI, RESOLUCIONES DEL ERSP Y DIARIOS LOCALES 1999.

1/ NO HABÍA UN PRECIO ÚNICO. ESTABA DIVIDIDO EN BLOQUES DE HORAS DE USO DE LA DEMANDA

2/ TARIFA SIMILAR A 1998

El Cuadro No.21 contiene los datos correspondientes a las tarifas de las nuevas EDEs, para los semestres del año 1999, en contraste con los fijados para las tarifas industriales del IRHE hasta 1998.

La observación del Cuadro permite constatar que las tarifas de las EDEs aprobadas por el ERSP para los semestres de 1999, en términos generales, mantuvieron un precio por cargo de energía inferior al cobrado por el IRHE en las tarifas 37 y 40, tanto en la tarifa BTD como MTD, a excepción del precio establecido por EDECHI para el segundo en la tarifa BTD.

En cuanto al precio del cargo por demanda máxima, los datos del Cuadro No.21 manifiestan que, exceptuando los precios de la tarifa MTD de EDECHI, las otras dos distribuidoras mantuvieron precios muy por encima del fijado para las tarifas industriales del IRHE.



Al hacer una simulación semejante a la efectuada para noviembre-diciembre de 1998 (Véase Cuadro No.22) los resultados reflejan que, con relación a las tarifas 27 y 32 del IRHE, las tarifas aplicadas por las EDEs favorecieron a los usuarios clientes de estas empresas y reiterándose el fenómeno de que los clientes con demanda (kW) igual o superior a 300 kW experimentaron incrementos en la facturación de energía eléctrica y, en consecuencia en el PP por kWh consumido.

CUADRO No.22  
SIMULACIÓN DE APLICACION DE LAS TARIFAS DEL IRHE Y LAS EDEs.  
AÑO 1999.

	kWh	kW	IRHE		1 SEMESTRE				2 SEMESTRE			
			TARIFAS		ENSA		EDEMET		ENSA		EDEMET	
			PP	PP	TARIFA	PP	TARIFA	PP	TARIFA	PP	TARIFA	PP
1	10220	20	1003.04	0.09814 <sup>1/</sup>	895.29	0.08760	891.50	0.08723	878.61	0.08597	906.66	0.08871
2	20440	40	1836.72	0.08986 <sup>2/</sup>	1787.58	0.08745	1779.99	0.08708	1754.23	0.08582	1810.30	0.08857
3	30660	60	2755.08	0.08986	2679.87	0.08741	2668.49	0.0703	2629.84	0.08577	2713.94	0.08852
4	40880	80	3673.44	0.08986	3572.15	0.08738	3556.99	0.08701	3505.45	0.08575	3617.58	0.08849
5	51100	100	4591.80	0.08986	4464.44	0.08737	4445.87	0.08700	4381.06	0.08574	4521.22	0.08848
6	61320	120	5510.16	0.08986	5356.73	0.08736	5333.98	0.08699	5256.68	0.08573	5424.86	0.08847
7	71540	140	6428.52	0.08986	6249.02	0.08735	6222.48	0.08698	6132.29	0.08572	6328.50	0.08846
8	81760	160	7346.88	0.08986	7141.31	0.08734	7110.98	0.08697	7007.90	0.08571	7232.14	0.08846
9	91780	180	8247.64	0.08986	8019.15	0.08737	7985.02	0.08700	7869.87	0.08575	8121.38	0.08849
10	102200	200	9183.60	0.08986	8925.88	0.08734	8887.97	0.08697	8759.13	0.08571	9039.42	0.08845
11	112420	220	10101.96	0.08986	9818.17	0.08733	9776.47	0.08696	9634.75	0.08570	9943.06	0.08845
12	122640	240	11020.32	0.08986	10710.46	0.08733	10664.97	0.08696	10510.35	0.08570	10846.70	0.08844
13	132860	260	11938.68	0.08986	11602.75	0.08733	11553.46	0.08696	11385.97	0.08570	11750.34	0.08844
14	143080	280	12857.04	0.08986	12495.04	0.08733	12441.96	0.08696	12261.58	0.08570	12653.98	0.08844
15	153300	300	12973.80	0.08463 <sup>3/</sup>	13387.33	0.08733	13330.46	0.08696	13137.19	0.08570	13557.62	0.08844
16	163520	320	13838.72	0.08463	14279.61	0.08733	14218.96	0.08696	14012.80	0.08569	14461.26	0.08844
17	173740	340	14703.64	0.08463	15171.90	0.08733	15107.45	0.08695	14888.42	0.08569	15364.90	0.08844
18	183960	360	15568.56	0.08463	16064.19	0.08732	15995.95	0.08695	15764.03	0.08569	16268.54	0.08844
	PROMEDIO			0.09088		0.08737		0.08700		0.08574		0.08848
	PP											
	Variación %					-3.86		-4.27		-5.66		-2.64
	IRHE											

FUENTE: IRHE, 1992. ESTRUCTURA TARIFARIA DE APLICACIÓN UNIFORME A NIVEL NACIONAL, Panamá. ELEKTRA NORESTE S.A. 1999. PLIEGOS TARIFARIOS (SEMESTRALES), Panamá. UNIÓN FENOSA (EDEMET EDECHI). 1999. PLIEGOS TARIFARIOS (SEMESTRALES), Panamá.

- 1/ CORRESPONDE A LA TARIFA 27 DEL IRHE PARA CLIENTES INDUSTRIALES CON DEMANDA MAYOR O IGUAL A 6kW y MENOR O IGUAL A 29 kW. SOLO PARA LA LÍNEA 1.
- 2/ CORRESPONDE A LA TARIFA 32 DEL IRHE PARA CLIENTES INDUSTRIALES CON DEMANDA MAYOR O IGUAL A 30 kW. APLICA PARA LAS LINEAS 2 A 14.
- 3/ CORRESPONDE A LA TARIFA 37 DEL IRHE PARA CLIENTES INDUSTRIALES CON DEMANDA MAYOR O IGUAL A 300 kW. APLICA PARA LAS LINEAS 15-18.

Con respecto al promedio del PP por kWh del IRHE (1998), la variación porcentual de los PP de las EDEs

estuvieron en -3.9%(ENSA) y -4.3%(EDEMET), para el primer semestre de 1999. Un comportamiento similar se mantuvo en el segundo semestre, pero con la diferencia de que la mayor reducción ocurrió en el PP de ENSA con -5.7%, en tanto que el PP por kWh de EDEMET solo disminuyó un -2.6% con relación al calculado para el IRHE en 1998.

La diferencia en la variación porcentual de un semestre a otro del PP por kWh de las EDEs para 1999 estuvo inducida por fluctuaciones en la composición de los costos por cargos de energía y demanda máxima en las tarifas propuestas por las empresas y aprobadas por el ERSP para el año 1999, en cada semestre, como puede colegirse de la observación del Anexo H.

El análisis del Cuadro No.23, correspondiente a la evolución de las tarifas BTD y MTD en los semestres del año 2000, evidenció una clara tendencia a la alza en la mayoría de los cargos de las tarifas para cada una de las empresas distribuidoras consideradas, en las tarifas aplicadas las cuales experimentaron oscilaciones en sus costos por cargo de un semestre a otro.

CUADRO No. 23  
COMPARACIÓN DE PRECIOS POR CARGOS DE TARIFAS APLICADAS POR EL IRHE Y LAS NUEVAS EDEs, SEGÚN REVISIÓN SEMESTRAL AÑO: 2000

CARGOS	IRHE		ENSA				EDEMET				EDECHI			
	32/34	37/40	1 SEMESTRE		2 SEMESTRE		1 SEMESTRE		2 SEMESTRE		1 SEMESTRE		2 SEMESTRE	
			BTD	MTD	BTD	MTD	BTD	MTD	BTD	MTD	BTD	MTD	BTD	MTD
FIJO	-	-	3.01	5.02	3.02	5.04	3.03	6.06	3.04	6.09	3.03	5.05	3.04	5.07
ENERGÍA	1/	0.076	0.07767	0.07116	0.07784	0.07135	0.08674	0.08137	0.08634	0.08071	0.08106	0.06509	0.07793	0.06189
DEMANDA MÁXIMA	4.70	4.41	8.67	9.20	8.57	9.07	8.62	10.72	8.20	10.16	6.26	0.32	6.85	1.33

FUENTES: PLIEGOS TARIFARIOS SEMESTRALES DE ELEKTRA NORESTE S.A., EDEMET Y EDECHI, RESOLUCIONES DEL ERSP Y DIARIOS LOCALES 2000.

1/ NO HABÍA UN PRECIO ÚNICO. ESTABA DIVIDIDO EN BLOQUES DE HORAS DE USO DE LA DEMANDA

Los resultados de la simulación contenida en el Cuadro No.24, sobre la aplicación de los precios de la tarifa BTD incluidos en el Cuadro No.23, para las empresas Elektra Noreste y EDEMET, indican que para el primer semestre del año 2000 y por primera vez desde la privatización del IRHE(1998), las tarifas aplicadas por las EDEs registraron un alza real y significativa con respecto a las tarifas industriales del IRHE.

La observación de los datos contenidos en el Cuadro No.24 confirman lo anotado y muestran que durante los dos semestres del año 2000, las variaciones porcentuales mantuvieron valores positivos con relación al promedio de PP por kWh calculado para el IRHE, en 1998.

CUADRO No.24  
SIMULACIÓN DE APLICACION DE LAS TARIFAS DEL IRHE Y LAS EDES.  
AÑO 2000.

	kWh	kW	1 SEMESTRE										2 SEMESTRE			
			IRHE		ENSA		EDEMET		ENSA		EDEMET		EDEMET			
			TARIFAS	PP	TARIFA	PP	TARIFA	PP	TARIFA	PP	TARIFA	PP	TARIFA	PP		
1	10220	20	1003.04	0.09814 <sup>1/</sup>	970.20	0.09493	1061.91	0.10391	969.94	0.09491	1049.43	0.10268				
2	20440	40	1836.72	0.08986 <sup>2/</sup>	1937.38	0.09478	2120.80	0.10376	1936.87	0.09476	2095.83	0.10254				
3	30660	60	2755.08	0.08986	2904.57	0.09473	3179.68	0.10371	2903.79	0.09471	3142.22	0.10249				
4	40880	80	3673.44	0.08986	3871.76	0.09471	4238.56	0.10368	3870.72	0.09468	4188.62	0.10246				
5	51100	100	4591.80	0.08986	4838.95	0.09470	5297.44	0.10367	4837.65	0.09467	5235.01	0.10245				
6	61320	120	5510.16	0.08986	5806.13	0.09469	6356.33	0.10366	5804.57	0.09466	6281.41	0.10244				
7	71540	140	6428.52	0.08986	6773.32	0.09468	7415.21	0.10365	6771.49	0.09465	7327.80	0.10243				
8	81760	160	7346.88	0.08986	7740.51	0.09467	8474.09	0.10365	7738.42	0.09465	8374.20	0.10242				
9	91780	180	8247.64	0.08986	8692.16	0.09471	9515.63	0.10368	8689.78	0.09468	9403.33	0.10246				
10	102200	200	9183.60	0.08986	9674.88	0.09467	10591.86	0.10364	9672.27	0.09464	10466.99	0.10242				
11	112420	220	10101.96	0.08986	10642.07	0.09466	11650.74	0.10364	10639.19	0.09464	11513.38	0.10241				
12	122640	240	11020.32	0.08986	11609.26	0.09466	12709.62	0.10363	11606.12	0.09464	12559.78	0.10241				
13	132860	260	11938.68	0.08986	12576.45	0.09466	13768.51	0.10363	12573.04	0.09463	13606.17	0.10241				
14	143080	280	12857.04	0.08986	13543.63	0.09466	14827.39	0.10363	13539.97	0.09463	14652.57	0.10241				
15	153300	300	12973.80	0.08463 <sup>3/</sup>	14510.82	0.09466	15886.27	0.10363	14506.89	0.09463	15698.96	0.10241				
16	163520	320	13838.72	0.08463	15478.01	0.09466	16945.15	0.10363	15473.82	0.09463	16745.36	0.10241				
17	173740	340	14703.64	0.08463	16445.20	0.09465	18004.04	0.10363	16440.74	0.09463	17791.75	0.10240				
18	183960	360	15568.56	0.08463	17412.38	0.09465	19062.92	0.10363	17407.67	0.09463	18838.15	0.10240				
	PROMEDIO			0.09088		0.09470		0.10367		0.09467		0.10245				
	Variación %					4.20		14.07		4.17		12.73				
	IRHE															

FUENTE: IRHE, 1992. ESTRUCTURA TARIFARIA DE APLICACIÓN UNIFORME A NIVEL NACIONAL, Panamá. ELEKTRA NORESTE S.A. 2000. PLIEGOS TARIFARIOS (SEMESTRALES), Panamá. UNIÓN FENOSA (EDEMET EDECHI). 2000. PLIEGOS TARIFARIOS (SEMESTRALES), Panamá.

- 1/ CORRESPONDE A LA TARIFA 27 DEL IRHE PARA CLIENTES INDUSTRIALES CON DEMANDA MAYOR O IGUAL A 6kW y MENOR O IGUAL A 29 kW. SOLO PARA LA LÍNEA 1.
- 2/ CORRESPONDE A LA TARIFA 32 DEL IRHE PARA CLIENTES INDUSTRIALES CON DEMANDA MAYOR O IGUAL A 30 kW. APLICA PARA LAS LINEAS 2 A 14.
- 3/ CORRESPONDE A LA TARIFA 37 DEL IRHE PARA CLIENTES INDUSTRIALES CON DEMANDA MAYOR O IGUAL A 300 kW. APLICA PARA LAS LINEAS 15-18.

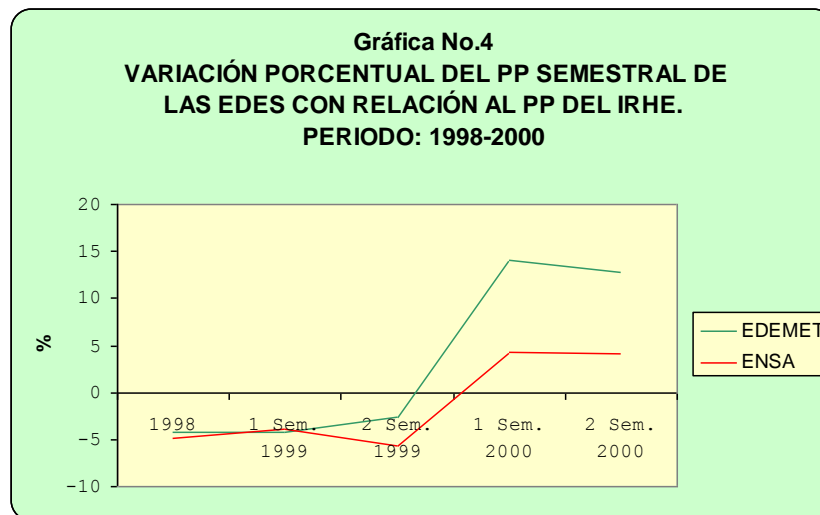
En el caso de Elektra Noreste la variación porcentual aumentó por semestre, con referencia al PP por kWh del IRHE, en un 4.2% en el primer semestre y 4.17% para el segundo semestre del año 2000, producto de cambios en la composición de costos del cargo por energía aplicado en uno u otro semestre de ese año.

La variación porcentual más significativa para el periodo 1998-2000, la registró EDEMET, cuyo promedio de PP por kWh calculado, en la simulación efectuada, alcanzó un 14.1% más que el PP por kWh obtenido para el IRHE en 1998. Este porcentaje, aunque disminuyó en el segundo

semestre del año 2000; se mantuvo, no obstante, por encima del 10% más de aumento al ser de 12.7%, lo cual hizo que el PP por kWh de EDEMET no bajara de \$0.10 en el año 2000. La explicación para esto son los cambios en la composición de algunos costos constitutivos del cargo por energía y demanda máxima fijados por la empresa con la aprobación del ERSP.

Un examen somero del Cuadro No.23, sobre los precios fijados por cargos para la tarifa MTD por cada EDE, permite concluir que en ésta el comportamiento de los precios manifiesta una tendencia similar a la obtenida del análisis y simulación de la tarifa BTM, en el año 2000.

El gráfico No.4 muestra la diferencia porcentual y la evolución de menos a más que experimentó el PP por kWh, de las EDEs para el periodo 1998-2000, y para cada una de las empresas distribuidoras consideradas: Elektra Noreste y EDEMET, con relación al PP por kWh calculado para el IRHE en 1998.



La simulación de la aplicación de las tarifas de las EDEs hace manifiesto que estas no marcaron reducciones realmente importantes como esperaban los consumidores industriales, para quienes el servicio que recibían tenía costos "muy altos" y afectaba negativamente a sus empresas.

Esto confirma la percepción negativa expuesta por los industriales de las tarifas eléctricas postprivatización y su evolución desde 1998 a la fecha en que fue realizado el presente estudio.

Desde la perspectiva de las EDEs el que el PP por kWh consumido haya estado entre los \$0.08681 como promedio en 1998, \$0.08715 en 1999 y \$0.09887 en el 2000, revela que efectivamente las tarifas no se incrementaron

significativamente, si bien el precio del petróleo usado en su generación experimentó un incremento del 200%, como se indicó páginas precedentes<sup>76</sup>. Para algunos economistas si este costo se hubiera trasladado a los usuarios las tarifas habrían manifestado un incremento mayor al cobrado por el IRHE hasta 1998, cuyas tarifas incluían como recargo al monto al monto del consumo y demanda de energía, la cláusula de combustible.

Conviene señalar que los cargos en las tarifas no examinadas en esta sección: BTS, BTH, MTH, ATD y ATH, que pueden ser observados en los cuadros anexos, muestran un comportamiento muy similar al de las analizadas. De ahí su no consideración más profunda. En el grupo de empresas industriales encuestadas no hubo reporte de que alguna estuviera facturada en estos tipos de tarifas.

#### **4.1.3 Otros cargos**

En el capítulo 2 al desarrollar el marco teórico de análisis fue indicado que, además de los cargos examinados en las secciones anteriores, habían tanto en la época del IRHE como de las actuales EDEs cargos y recargos que afectaban la facturación final de los

---

<sup>76</sup> SANDOVAL, Yolanda. 2001. ob. cit., p.D3.

clientes o usuarios del servicio de distribución eléctrica, tales como el factor de potencia y carga, que a continuación son analizados.

#### **4.1.3.1 Factor de potencia**

La incidencia del factor de potencia sobre el consumo de energía facturada por el IRHE y las nuevas EDEs está en la forma de determinar el porcentaje de recargo a aplicar.

La fórmula usada por el IRHE fue:

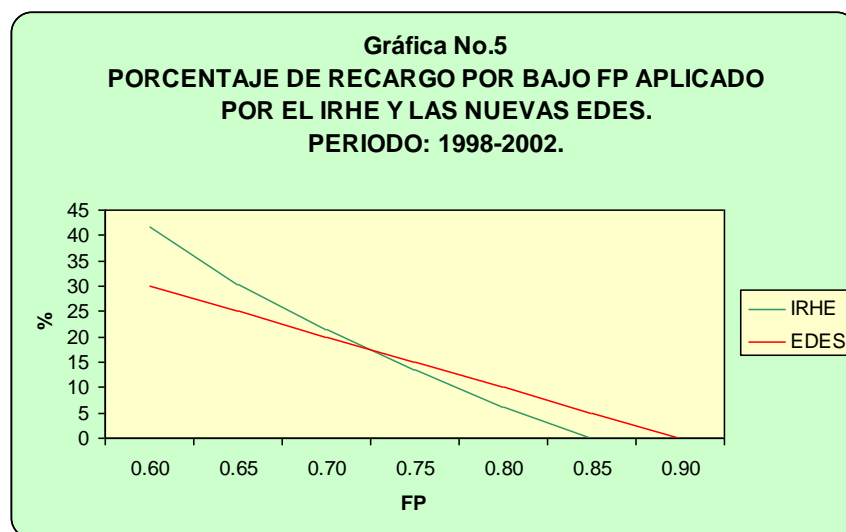
$$\left(\frac{0.85}{\text{f.p.}} - 1\right) * 100 = \% \text{ de recargo}$$

El porcentaje así obtenido era aplicado al total resultante de la suma de la facturación regular, la cláusula de combustible y el cargo por demanda.

El cálculo del porcentaje de recargo aplicado por las nuevas EDEs está basado en la equivalencia de un 1% por cada -0.01 del factor de potencia ideal fijado en 0.90, 0.05 más que el establecido por el IRHE.

La Gráfica No.5 muestra la diferencia porcentual por recargo de bajo FP, según la fórmula aplicada por el IRHE y la fórmula de cálculo establecido y aplicada por las nuevas EDEs para el periodo 1998-2002.





Como puede observarse existe una diferencia marcada entre el recargo facturado por el IRHE y las EDES, donde el punto de coincidencia está fijado en 0.72 FP y un recargo del 18%. A partir de este punto los FP menores o mayores registran valores porcentuales variables que colocan a los usuarios industriales en una posición ventajosa o no con relación al porcentaje de recargo que les sería aplicable por el IRHE o las EDES.

La gráfica refleja que la fórmula de cálculo aplicada por el IRHE era más favorable a los usuarios cuando el valor del FP estaba próximo a alcanzar el FP ideal de 0.85; que en el caso de las nuevas EDES, las cuales registran un aumento en el porcentaje de recargo a

aplicar, a pesar de que los usuarios alcancen un bajo FP próximo al valor ideal de 0.90.

Esta relación que favorece a los usuarios, se invierte cuando estos mantienen FP menores a 0.72, en que el recargo de las nuevas EDEs es menor al aplicado por el IRHE hasta 1998, al fluctuar entre -7% a -28%; en tanto que a partir de los 0.75 FP, por ejemplo, el recargo de las EDEs excede al del IRHE entre 13% y 60%.

#### 4.1.3.2 Factor de carga

El factor de carga tanto en la facturación efectuada por el IRHE como la aplicada por las nuevas EDEs ha mostrado que incide positiva o negativamente en el precio promedio del kWh, según las horas de uso industrial.

En un cuadro ilustrativo elaborado por técnicos del IRHE, en 1988, fueron expuestos los siguientes precios promedios, según tipo de clientes y factor de carga.

**CUADRO No.25**  
**PRECIO PROMEDIO DEL kWh SEGÚN FACTOR DE CARGA POR TIPO DE CLIENTES DEL IRHE**

CLIENTE	FACTOR DE CARGA/PRECIO PROMEDIO		
	0.2	0.4	0.6
PEQUEÑOS Y MEDIANOS	0.13155	0.11967	0.11573
GRANDE	0.13224	0.11200	0.10552
ALTA DEMANDA	0.12336	0.10658	0.10099

FUENTE: IRHE. 1998. LO QUE TODO INDUSTRIAL DEBE SABER.

Los datos sobre el PP por kWh contenidos en los cuadros No.20, 22 y 24 confirman para el caso de las tarifas aplicadas por las EDEs estudiadas lo expresado con anterioridad.

En cada uno de los cuadros precitados el PP por kWh ha ido disminuyendo conforme la demanda (kW) y consumo (kWh) fueron aumentando, manteniéndose el mismo f.c. de 0.7.

Es obvio, que la percepción de los clientes acerca del costo del kWh, aunque estadísticamente se pruebe lo contrario, no es favorable, porque la tendencia general ha sido hasta el presente un alza constante en los cargos de facturación a raíz de los cambios en el índice al consumidor o variaciones significativas en los costos de distribución, transmisión y generación.

#### **4.2 Análisis del cuestionario**

Como fue expuesto en el Capítulo 3, Metodología, el cuestionario elaborado y aplicado a dueños de locales industriales contiene 13 preguntas y un aparte para observaciones adicionales de los encuestados. De las 13 preguntas 12 son cerradas y 1 es abierta.

El resultado por preguntas obtenido fue el siguiente:

**Pregunta No.1:**

**“¿Qué compañía de distribución eléctrica le brinda el servicio?”.**

Para esta pregunta de las 38 encuestas contestadas 9 correspondieron a Elektra Noreste, representando el 23.68% de la población estudiada y 29 contestaron a EDEMET, lo cual constituyó el 76.32% de los locales encuestados. Es importante señalar que el número de industrias encuestadas es mayor para EDEMET, porque hubo más anuencia a contestar la misma entre sus clientes que entre los usuarios servidos por Elektra Noreste. El Cuadro No.24 presenta esta información.

**CUADRO No.26**  
**CANTIDAD DE ESTABLECIMIENTOS INDUSTRIALES ENCUESTADOS SEGÚN DISTRIBUIDORAS Y TARIFAS POR TENSIÓN**

TARIFAS POR TENSIÓN	TOTAL		ELEKTRA NORESTE		EDEMET	
	CANTIDAD	%	CANTIDAD	%	CANTIDAD	%
TOTAL	38	100	9	100	29	100
BTS	8	21.1	1	11.1	7	24.1
BTD	13	34.2	3	22.2	11	37.9
BTH						
MTD	14	36.8	6	66.6	8	27.6
MTH						
ATD						
ATH						
NO RESPONDIÓ	3	7.9			3	10.3

FUENTE: ENCUESTA ADMINISTRADA A CLIENTES INDUSTRIALES DE ELEKTRA NORESTE Y EDEMET. 2001.

Conviene aclarar que en el Cuadro citado los porcentajes están tomados al 100% para cada empresa individualmente.

**Pregunta No.2:**

**“¿A qué nivel de tensión está conectada su empresa?”.**

Los resultados obtenidos en su mayoría estuvieron concentrados en las opciones BT y MT. La opción AT no marcó respuesta alguna.

Como puede observarse en el Cuadro No.26 de los 38 locales industriales encuestados 21 estaban conectados en BT, representando el 55.3% de la población objeto de estudio; en tanto que 14 declararon estar conectados en MT, para un porcentaje de 36.8% del total. Hubo tres casos en que los responsables del local no marcaron opción de tensión alguna, estos constituyeron el 7.9% de los usuarios encuestados.

Estos datos revelan que en su mayoría los locales industriales encuestados estaban conectados en BT, al considerarlos globalmente; pero no así desde la cantidad de clientes por empresa distribuidora.

De los nueve clientes de Elektra Noreste tres estaban conectados en BT, es decir, el 33.3%; en tanto que seis, el 66.6%, lo estaban en MT, lo que arroja una prevalencia de clientes conectados en MT.

En el caso, de EDEMET la mayor cantidad de sus usuarios encuestados seleccionó BT para un 62.0%, lo que corresponde a 18 industrias y solo ocho, el 27.6%, indicó estar conectado en MT. Estos datos muestran una dominancia de la BT entre los clientes encuestados de EDEMET.

La diferencia entre la tensión con el mayor número de usuarios por EDE está relacionada con el tipo de actividad industrial realizada por los clientes de una y otra empresa distribuidora. Los de EDEMET están dedicados a actividades agroindustriales y procesamiento de productos alimenticios, preferentemente; los de Elektra Noreste están dedicados en su mayoría, a la fabricación de productos químicos y de ensamblaje, que los hace requerir una mayor tensión de conexión.

**Pregunta No.3:**

**“¿Cuál es el plan tarifario, según su nivel de tensión?”.**

Los resultados obtenidos, como lo muestra el Cuadro No.26, fueron: del total de 21 industrias conectadas en BT, ocho estaban siendo facturadas en BTS para un 21.1% del total de empresas encuestadas y trece, el 34.2%, estaban facturadas en LTD.

De las diecisiete restantes, catorce(36.8%) tenían como opción tarifaria la LTD y tres(7.9%) no indicaron tarifa alguna.

Con relación a las tarifas BTH, MTH, LTD y ATH el Cuadro muestra que no hubo industria que declara estar facturada en alguna de estas opciones.

La explicación, en el caso de las tarifas BTH, MTH y ATH, es que las tres representarían para las industrias un incremento considerable en la facturación del cargo por demanda máxima en periodo de punta, correspondiente a la jornada laboral diurna en que operan la mayoría de las empresas industriales, lo cual induce un alza significativa en el PP por kWh, como puede observarse en el Cuadro No.27 y teniendo una variación porcentual entre

una y otra tarifa considerable, por sus efectos en los costos de producción industrial.

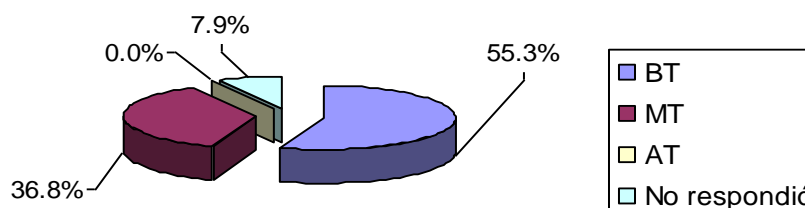
**CUADRO No.27**  
**COMPARACIÓN DE IMPORTE MENSUAL FACTURADO, SEGÚN TARIFAS BTD, BTH, MTD Y MTH POR**  
**EMPRESA DISTRIBUIDORA EN PERIODO DE PUNTA Y PP DEL kWh.**  
**SEGUNDO SEMESTRE 2000.**

TARIFAS/VARIACIÓN	EMPRESAS			
	ENSA		EDEMET	
	IMPORTE EN \$	PP DEL kWh	IMPORTE EN \$	PP DEL kWh
BTD	1852.10	0.10148	1988.75	0.10897
BTH	2024.61	0.11094	2376.74	0.13023
MTD	1760.68	0.09648	1987.05	0.10888
MTH	2277.02	0.12477	2192.30	0.12013
ATD	1484.72	0.08135	1716.33	0.09405
ATH	1591.72	0.08722	1835.08	0.10055
BTD-BTH	9.32%		19.51%	
MTD-MTH	29.32%		10.33%	
ATD-ATH	7.22%		6.91%	

Los resultados de esta simulación evidencian que los industriales deben analizar detenidamente la opción de tarifa a elegir y responden afirmativamente a la primera parte de la pregunta No.3 presentada en la Introducción.

La gráfica No.6 ilustra el resultado obtenido para la pregunta No.3, en forma general y reafirma lo antes indicado, que la mayoría de la población estudiada estaba conectada en baja tensión y la restante en MTD, a excepción de tres que no marcaron opción alguna.

**Gráfica No.6**  
**Número de Clientes, según Tensión y Tarifa**



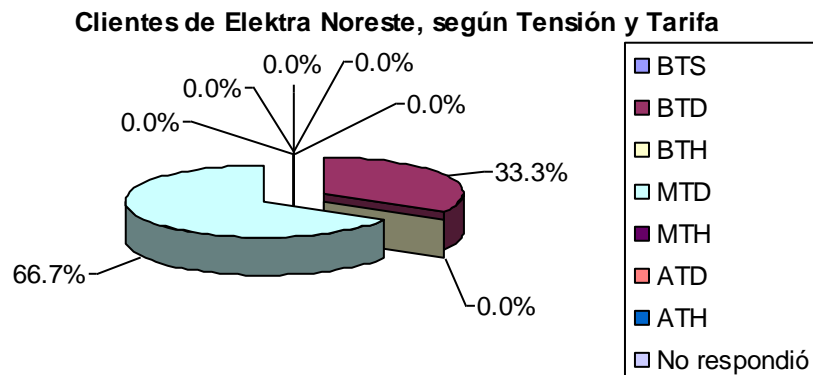


Un dato interesante presentado en la gráfica y el cuadro citado lo constituye el 21.1% de locales industriales facturados en BTS, que alude a la existencia de pequeñas industrias entre las empresas encuestadas, con consumos iguales o menores a 10kW, dedicadas a actividades agrarias y de proceso de alimentos, como se comentó en páginas anteriores y con costos de energía relativamente bajos.

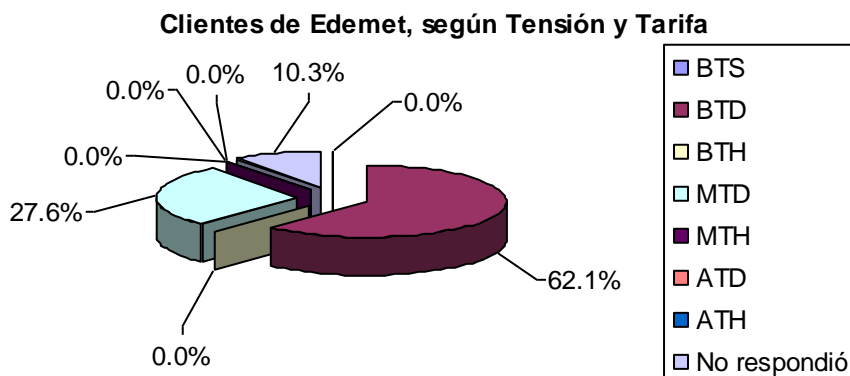
Aunque importante el dato no representa un hallazgo novedoso, porque las EDEs consideradas reportaban en el análisis de las nuevas estructuras tarifarias un mayor número de usuarios industriales facturados en BTS que en BTD. No obstante, los resultados de la investigación si contrastan con los expuestos por las EDEs.

Las gráficas No.7 y 8 hacen visibles los segmentos de población industrial encuestados clasificados en tarifas BTS, BTD y MTD, según empresa distribuidora en forma individual.

Gráfica No.7



Gráfica No.8



En estas se advierte que la distribución individual por empresas de los clientes encuestados es variable en cuanto al tipo de tarifa que se les aplica. Así, las cifras de Elektra Noreste evidencian una mayor cantidad entre los tarifados en MTD(66.6%), en tanto que los de EDEMET están concentrados en BTD(37.9%) del total individual, las razones probables para esto las enunciamos en párrafos anteriores.

#### Pregunta No.4

“¿Cuál es su factor de potencia?”.

El Cuadro No.28 revela que hubo totales similares para los que indicaron “menor de 0.9” y los que marcaron “mayor de 0.9” en general, 14 para cada indicador y 10 para “No sé”. La Gráfica No.9 ilustra la distribución porcentual del número de clientes para cada alternativa de respuesta: “Menor de 0.9”, 36.84%; “mayor de 0.9”, 36.84% y para los 10 que no indicaron respuesta específica 26.32% de la población total en estudio.

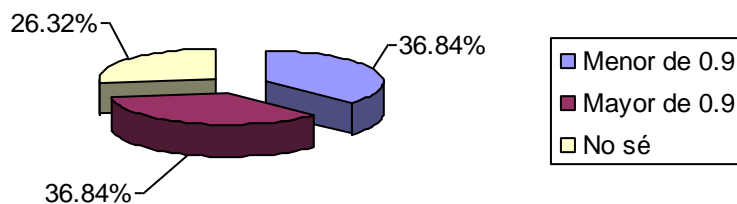
**CUADRO No.28**  
**CANTIDAD DE ESTABLECIMIENTOS INDUSTRIALES ENCUESTADOS SEGÚN FACTOR DE POTENCIA**

FACTOR DE POTENCIA	TOTAL		ELEKTRA NORESTE		EDEMET	
	CANTIDAD	%	CANTIDAD	%	CANTIDAD	%
TOTAL	38	100.0	9	100.0	29	100.0
MENOR 0.9	14	36.84	1	11.11	13	44.83
MAYOR 0.9	14	36.84	5	55.56	9	31.03
NO SÉ	10	26.32	3	33.33	7	24.14

FUENTE: ENCUESTA ADMINISTRADA A CLIENTES INDUSTRIALES DE ELEKTRA NORESTE Y EDEMET 2001

**Gráfica No.9**

**Factor de Potencia(Clientes en General)**

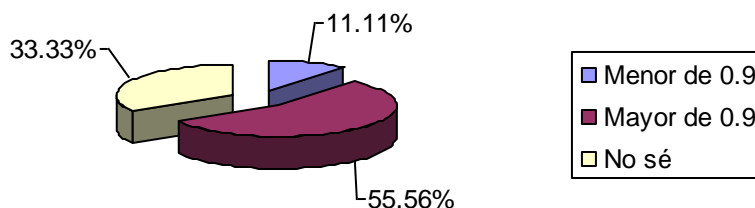


El dato permite colegir que entre la población encuestada habría tantos clientes pagando recargos por un uso inadecuado de la demanda de potencia facturada, como los beneficiados al estar en rangos iguales o superiores al F.P. ideal de 0.9 establecido por las EDEs, de manera global.

No obstante, el examen detallado de las gráficas No.10 y 11, como del cuadro No.28, evidencian que entre los clientes de EDEMET encuestados, que declaran conocer su factor de potencia(22 en total), 13 estaban pagando sobrecargo por bajo F.P. y solo nueve mantenían un adecuado nivel de F.P. Es decir, el 44.83% de los clientes de EDEMET tenían recargos adicionales por la energía consumida, según la demanda contratada.

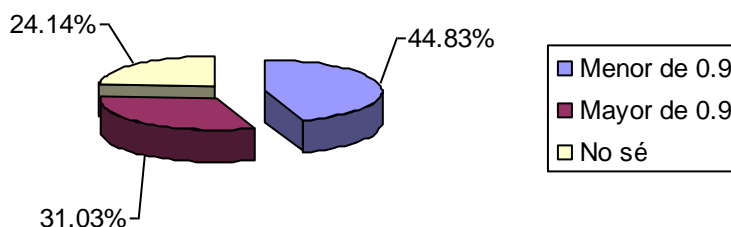
**Gráfica No.10**

**Factor de Potencia(Clientes de Elektra Noreste)**



Gráfica No.11

## Factor de Potencia(Clientes de Edemet)



En cambio, entre los clientes de Elektra Noreste, de seis que respondieron, cinco mantenían un nivel de F.P. óptimo, constituyendo el 55.56% de la población de clientes encuestados para ésta distribuidora.

El análisis permite concluir que entre los industriales encuestados no existe igual grado de conciencia sobre la importancia de mantener un F.P. adecuado, que les evite el pago del recargo por bajo F.P., que como lo demuestra la gráfica No.5 es más alto de acuerdo a la fórmula de cálculo aplicada por las EDEs con relación a la usada por el IRHE hasta octubre de 1998.

En este sentido, la respuesta a la pregunta No.4 formulada en la Introducción es afirmativa. Es decir, los usuarios industriales para no ser penalizados por

recargos que incrementen sus costos de energía eléctrica deben hacer los ajustes necesarios en las instalaciones eléctricas y uso de la demanda contratada facturada.

#### **Pregunta No.5**

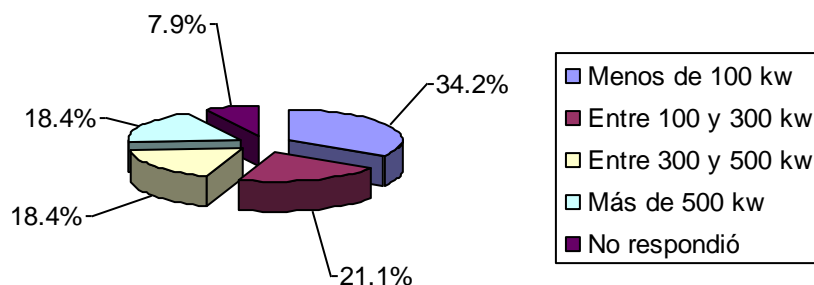
**“¿Cuál es la Demanda de Potencia Máxima de su industria?”.**

El Cuadro No.29 muestra que de las 38 empresas 13 indicaron que su demanda estaba por debajo de los 100 kW, representando el 34.2% del total como lo muestra la Gráfica No.12; en tanto que ocho respondieron que su demanda estaba entre los 100 kW y 300 kW, alcanzando un 21.1% de la población encuestada.

**CUADRO No.29**  
**CANTIDAD DE ESTABLECIMIENTOS INDUSTRIALES ENCUESTADOS SEGÚN DEMANDA DE POTENCIA**

DEMANDA DE POTENCIA	TOTAL		ELEKTRA NORESTE		EDEMET	
	CANTIDAD	%	CANTIDAD	%	CANTIDAD	%
TOTAL	38	100.0	9	100.0	29	100.0
MENOS DE 100 kW	13	34.2	1	11.11	12	41.38
ENTRE 100 Kw y 300 kW	8	21.1	2	22.22	6	20.69
ENTRE 300 kw Y 500 Kw	7	18.4	2	22.22	5	17.24
MAS DE 500 Kw	7	18.4	4	44.44	3	10.34
NO RESPONDIÓ	3	7.9			3	10.34

FUENTE: ENCUESTA ADMINISTRADA A CLIENTES INDUSTRIALES DE ELEKTRA NORESTE Y EDEMET.  
2001

**Gráfica No.12****Demanda de Potencia(Clientes en General)**

Para los indicadores "300 kW a 500 kW" y "más de 500 kW" fueron computados siete clientes para cada uno, y una distribución porcentual de 18.4%, respectivamente.

Los datos del Cuadro No.29 inducen la conclusión de que en su mayoría las industrias encuestadas están clasificadas como consumidores industriales de uso general medianos y grandes, al sumar 21 empresas entre las que marcaron "menos de 100 kW" y las "Entre 100 kW y 300 kW".

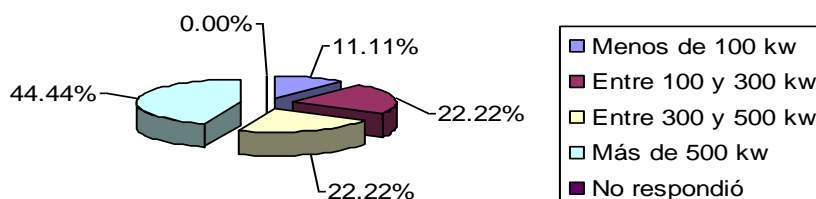
Hay igualmente un segmento importante de las empresas encuestadas que quedan clasificadas como consumidores de alta demanda al reportar demandas iguales o superiores a los 300 kW y 500 kW. Este grupo suma en total 14 empresas industriales, para un porcentaje

unificado de 36.8%, tal que lo registra el cuadro y gráficas anteriores.

Las gráficas No.13 y 14 ilustran los porcentajes de población específica por empresa que corresponden a cada uno de los rangos establecidos para cuantificar y clasificar a las industrias encuestadas.

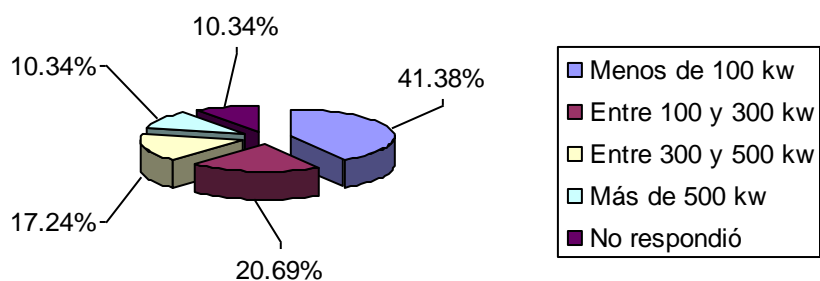
**Gráfica No.13**

**Demanda de Potencia(Clientes de Elektra Noreste)**



**Gráfica No.14**

**Demanda de Potencia(Clientes de Edemet)**





En el caso de Elektra Noreste la Gráfica 13 muestra que al estar las industrias, en su mayoría, entre los 100 kW y más de 500 kW corresponden a usuarios de medianos a grandes con uso general de energía y demanda máxima.

Una situación distinta refleja la Gráfica No.14 para EDEMET, pues el porcentaje obtenido para el rango "menos de 100 kW" de 41.38% solo representa un -14.3% de diferencia en relación al porcentaje acumulativo de las industrias que declararon tener una demanda "entre 100 kW" y "más de 500 kW", igual a 48.3% en total.

Esto indica que entre los clientes de EDEMET encuestados existía una porción muy semejante entre los que clasificaban como pequeños y medianos industriales de uso general con y sin demanda y los clasificados como medianos y grandes usuarios generales y con demanda.

Un hecho clave al observar las gráficas de demanda y F.P., como de la relación individual de cada industria encuestada tanto de Elektra Noreste y EDEMET ya comentado pero que vale ser recalcado, es que de 20 usuarios de EDEMET que respondieron a las preguntas 4 y 5 del cuestionario 12 indicaron tener bajo F.P. y de estos 6 declararon tener una demanda de potencia superior a 100

kW. Esto significa, obviamente, que al mantener una demanda relativamente alta y un bajo F.P. el recargo por bajo F.P. representa un costo penalizante por el servicio de energía eléctrica, que encarece y limita la producción de estas empresas según lo muestra el Cuadro No.30.

**CUADRO No.30**  
**RELACIÓN DE LAS PREGUNTAS 4 Y 5 EL CUESTIONARIO SOBRE FACTOR DE POTENCIA Y DEMANDA DE POTENCIA MÁXIMA SEGÚN NÚMERO DE CLIENTES POR EDES**

F.P./DEMANDA	TOTAL		EMPRESAS			
			ELEKTRA		EDEMET	
			CANTIDAD <sup>1</sup>	%	CANTIDAD <sup>2</sup>	%
TOTAL	26	100.00	6	100.00	20	100.00
F.P. < 0.90	13	50.00	1	16.67	12	60.00
D < 100	7	26.92	1	16.67	6	30.00
100 < D < 300	3	11.54			3	15.00
300 < D < 500	1	3.85			1	5.00
D > 500	2	7.69			2	10.00
F.P. > 0.90	13	50.00	5	83.33	8	40.00
D < 100	3	11.54			3	15.00
100 < D < 300	3	11.54	1	16.67	2	10.00
300 < D < 500	4	15.38	2	33.33	2	10.00
D > 500	3	11.54	2	33.33	1	5.00

FUENTE: ENCUESTAS ADMINISTRADAS A INDUSTRIAS, 2001.

1/ EN BASE A SEIS DE LAS NUEVE EMPRESAS SERVIDAS POR ELEKTRA.

2/ EN BASE A 20 DE LAS 29 EMPRESAS SERVIDAS POR EDEMET.

En cambio entre los seis clientes de Elektra Noreste que contestaron ambas preguntas, cinco indicaron tener un F.P. mayor a 0.90 y una demanda de potencia superior a 100 kW, inclusive mayor a 500 kW lo que significa que son medianos y grandes consumidores que hacen uso eficiente de la demanda facturada y, en consecuencia, no tienen recargos por bajo F.P., lo que beneficia a las empresas.

En todo caso el Cuadro No.30 revela que hay igual cantidad de usuarios — entre los que contestaron las preguntas 4 y 5 — que mantienen o no un F.P. adecuado.

El análisis expuesto remite a la pregunta 4 planteada en la Introducción, que vincula la reducción de costos por consumo y demanda de energía eléctrica al hecho de que las industrias mantengan rangos de f.c. y F.P. adecuados a las operaciones que realizan.

El resultado de las simulaciones presentadas y examinadas en páginas anteriores confirman lo señalado, si bien los precios no satisfacen las expectativas del sector industrial.

#### **Pregunta No.6**

**“¿Cuánto paga mensualmente por el consumo de energía eléctrica en su industria?”.**

El cuadro No.31 muestra que en la mayoría de los casos los locales industriales encuestados registran pagos mensuales entre \$0.00 a \$4000. En este rango de pago hay un total de 22 empresas, las cuales representan el 57.89% de las industrias sometidas a estudio como puede observarse en el Cuadro y la Gráfica No.15. De las 22, tres están servidas por Elektra Noreste, para un

33.33% del porcentaje individual por EDE y 19 corresponden a EDEMET, para un 65.52% individual de los clientes a quienes provee energía eléctrica (Véanse las gráficas No.16 y 17).

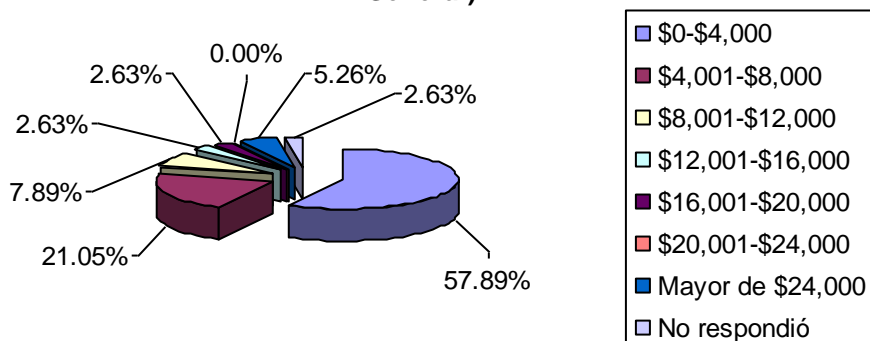
**CUADRO No.31**  
**CANTIDAD DE ESTABLECIMIENTOS INDUSTRIALES ENCUESTADOS SEGÚN PAGO MENSUAL POR CONSUMO DE ENERGÍA**

MONTO DEL PAGO MENSUAL \$	TOTAL		ELEKTRA NORESTE		EDEMET	
	CANTIDAD	%	CANTIDAD	%	CANTIDAD	%
TOTAL	38	100.00	9	100.00	29	100.00
0-4000	22	57.89	3	33.33	19	65.52
4001-8000	8	21.05	2	22.22	6	20.69
8001-12000	3	7.89	0	0.00	3	10.34
12001-16000	1	2.63	1	11.11	0	0.00
16001-20000	1	2.63	1	11.11	0	0.00
20001-24000	0	0.00	0	0.00	0	0.00
MAYOR DE 24000	2	5.26	1	11.11	1	3.45
NO RESPONDIÓ	1	2.63	1	11.11		

FUENTE: ENCUESTA ADMINISTRADA A CLIENTES INDUSTRIALES DE ELEKTRA NORESTE Y EDEMET. 2001.

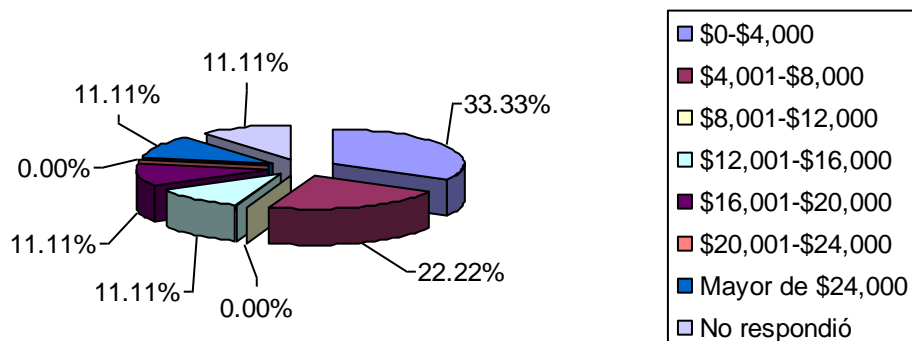
**Gráfica No.15**

**Pago Mensual por Consumo de Energía (Clientes en General)**



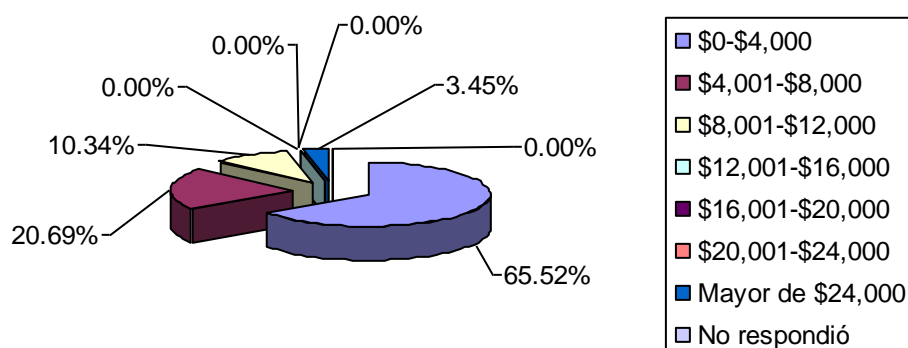
Gráfica No.16

**Pago Mensual por Consumo de Energía(Clientes de Elektra-Noreste)**



Gráfica No.17

**Pago Mensual por Consumo de Energía(Clientes de Edemet)**



El segundo rango de importe mensual en marcar mayor cantidad de empresas encuestadas es el comprendido entre \$4001 a \$8000, que en total sumó ocho empresas, para un 21.05% del total encuestadas (Véase Gráfica No.15).

Por EDEs el total señalado estuvo distribuido así: dos empresas clientes de Elektra Noreste y seis de EDEMET, que como lo muestra el Cuadro 29 y las Gráficas No.16 y 17, constituyen el 22.22% y 20.69%, individual para cada EDE considerada, respectivamente.

En el rango de los \$8001 a \$12000 fueron reportadas tres empresas, para un 7.89% del total general y un 10.34% del total individual de EDEMET, empresa suministradora del servicio eléctrico a estas tres industrias.

El rango de "Mayor de \$24000" obtuvo un total de dos industrias, con un porcentaje de 5.26% general. En este rango a cada empresa le corresponde un cliente respectivamente.

Los rangos \$12001 a \$16000 y \$16001 a \$20000 solo registraron un cliente cada uno, para un 2.63% del total general e individualmente 11.11% entre los clientes de Elektra(Véase el Cuadro No.31 y Gráfica No.16).

Los resultados obtenidos al correlacionarlos con los obtenidos para la pregunta No.5 del Cuestionario(Véase el Cuadro No.29), que muestran un menor número de clientes con demanda inferior a 100 kW y más de 500 kW, indican

que por el monto que pagan mensualmente el 57.89% de los clientes de Elektra Noreste y EDEMET encuestados, estos pagan un PP por kWh alto y que los restantes usuarios incluidos en la muestra estudiada, no estaban en una situación ventajosa con respecto a estos.

Una simulación de las tarifas BTS y BTD a diversos f.c., a precios tarifarios del segundo semestre de 2000, según lo muestra el cuadro siguiente, confirma lo anotado y, a la vez, evidencia que únicamente los clientes industriales con un f.c. igual a 0.7 percibirán una reducción en el PP por kWh, signo de un uso eficiente de la demanda de energía consumida.

CUADRO No.32  
SIMULACIÓN DE LAS TARIFAS BTS Y BTD, A DIVERSOS f.c., SEGÚN  
TARIFAS APLICADAS EN EL 2DO SEMESTRE POR ELEKTRA NORESTE Y EDEMET.  
AÑO 2000.

TARIFAS	D	f.c.									
		0.3		0.4		0.5		0.6		0.7	
		ENSA	EDEMET	ENSA	EDEMET	ENSA	EDEMET	ENSA	EDEMET	ENSA	EDEMET
BTS	5	118.78	120.17	157.83	159.68	196.87	199.18	235.91	238.68	274.96	278.19
	10	235.91	238.68	314.00	317.69	392.09	396.70	470.18	475.71	548.27	554.72
BTD	20	515.36	545.21	629.01	671.27	742.65	797.32	856.30	923.38	969.94	1049.43
	60	1540.04	1629.55	1880.98	2007.72	2221.92	2385.89	2562.86	2764.06	2903.79	3142.22
	100	2564.72	2713.89	3132.95	3344.17	3701.18	3974.45	4269.41	4604.73	4837.64	5235.01
	300	7688.11	8135.58	9392.80	10026.42	11097.50	11917.27	12802.20	13808.12	14506.89	15698.96
	500	12811.50	13557.27	15652.66	16708.68	18493.82	19860.09	21553.98	23011.50	24176.14	26162.91

Desde estos resultados puede indicarse, con relación a las preguntas 1 y 2 planteadas en la Introducción, que la privatización o no del IRHE, como los cambios en la composición de los cargos por tarifa, tendrían un efecto ventajoso para los clientes de las EDEs; pero si el que

mantengan un f.c. y F.P. adecuado a la demanda y consumo de energía requerido para sus actividades productivas.

**Pregunta No.7:**

**“¿Su cuenta mensual de electricidad con Elektra-Noreste/Edemet/Edechi comparada con la del IRHE es?.**

Los resultados están contenidos en el cuadro No.33.

**CUADRO No.33**  
**OPINIÓN DE DUEÑOS DE ESTABLECIMIENTOS INDUSTRIALES SOBRE EL MONTO DE LA CUENTA MENSUAL DE ELECTRICIDAD DE ELEKTRA NORESTE Y EDEMET CON RELACION AL IRHE**

ITEM	TOTAL		ELEKTRA NORESTE		EDEMET	
	CANTIDAD	%	CANTIDAD	%	CANTIDAD	%
TOTAL	38	100.00	9	23.68	29	76.32
MAYOR	29	76.32	5	13.15	24	63.16
MENOR	1	2.63	0	0.00	1	2.63
CASI LO MISMO	7	18.42	3	7.90	4	10.53
NO RESPONDIÓ	1	2.63	1	2.63	0	0.00

FUENTE: ENCUESTA ADMINISTRADA A CLIENTES INDUSTRIALES DE ELEKTRA NORESTE Y EDEMET. 2001.

En éste puede observarse que la opción con mayor frecuencia fue “mayor”. Para 29 de las 38 empresas encuestadas, el periodo de 1998-2000 ha representado un aumento en el importe pagado por el consumo de energía en relación al costo de energía facturado por el IRHE, de acuerdo a las tarifas industriales aplicadas hasta 1998.

El cuadro muestra que hubo siete empresas encuestadas que optaron por la alternativa “Casi lo mismo”. Esta percepción si bien parece favorable, puede



ocultar la opinión de algunos usuarios del IRHE, para quienes las tarifas cobradas antes de 1998 eran excesivamente altas y encarecidas por la inclusión de la cláusula de combustible.

Uno de los propósitos para reestructurar y privatizar los diversos componentes del sistema eléctrico nacional administrados por el IRHE fue, precisamente, inducir una rebaja en las tarifas aplicadas por la institución estatal. Rebaja que en 1998 fue de un 10%, pero que en tres años ha dejado de percibirse porque la variación porcentual acumulada por EDE con respecto al IRHE ha sido: EDEMET, 8.58% y ELEKTRA, 7.20%; solo EDEMET arroja resultados inferiores con -6.95%<sup>77</sup>.

Desde este análisis, la opción "Casi lo mismo" advierte la percepción de un servicio público encarecido desde antes de la privatización y que quedó perceptiblemente igual después de la privatización del IRHE, para el 18.42% de las empresas encuestadas.

La interpretación encuentra validez en el análisis de las tarifas realizado, que mostró en su mayoría una reducción muy ligera de los costos por componentes del

---

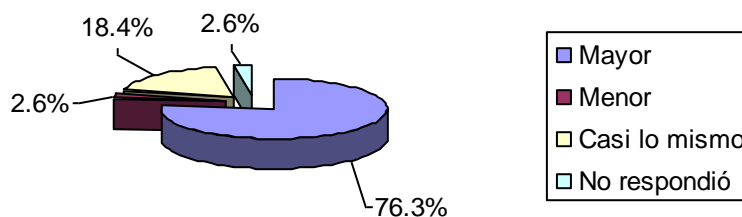
<sup>77</sup> Idem.

servicio de distribución eléctrica y un incremento consistente de estos, justamente por un factor no explícito pero clave en la fijación de las tarifas: el precio del combustible, a partir del cual son efectuadas las revisiones semestrales de las tarifas eléctricas y que está vinculado al tipo de generación (térmica o hidráulica) de la electricidad distribuida por las empresas.

Esto explica por qué para el 76.32% de las empresas encuestadas la opción elegida para la pregunta No.7 fue "Mayor", como lo muestra la gráfica No. 18.

**Gráfica No.18**

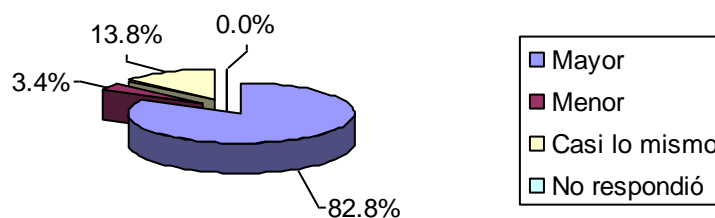
Comparación del Costo de la Cuenta de Electricidad de Elektra Noreste y Edemet con la del I.R.H.E



El Cuadro citado y la Gráfica No.19 muestran que únicamente hubo una empresa encuestada, clienta de EDEMET, para la cual el importe de electricidad fue "Menor" con relación a la tarifa aplicada por el IRHE.

**Gráfica No.19**

Comparación del Costo de la Cuenta de Electricidad  
de Edemet con la del I.R.H.E

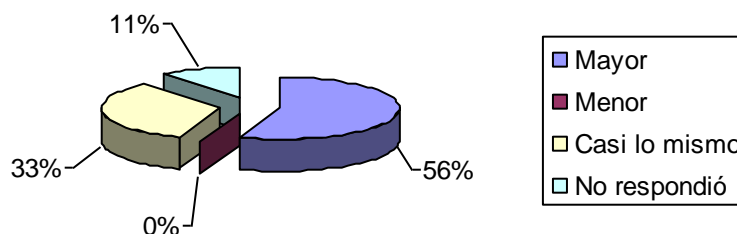


Esta percepción, obviamente, no constituye un valor significativo al corresponder a un 2.63% de la población tomada en consideración en este estudio, con relación a las empresas encuestadas clientas de EDEMET, que marcan en la opción "Mayor" el 63.16%, con 24 clientes.

Para el caso específico de los clientes de Elektra-Noreste, la Gráfica No.20, evidencia que el 56%; es decir, cinco clientes estiman que sus cuentas son mayores y un 33% las clasificaron como "casi lo mismo", con relación a las del IRHE.

**Gráfica No.20**

Comparación del Costo de la Cuenta de Electricidad  
de Elektra-Noreste con la del I.R.H.E



Todos estos datos muestran que la percepción negativa del costo de la energía eléctrica en Panamá ha persistido a tres años de la privatización del IRHE, máxime cuando los industriales no esperaban una rebaja mayor al 3% de las tarifas aplicadas por el IRHE<sup>78</sup>. Como lo señaló el expresidente de la APEDE, Felipe Rodríguez, los usuarios sienten que el servicio es caro "Y es ahí donde creemos que ha fallado el servicio de privatizaciones"<sup>79</sup>.

**Pregunta No.8:**

**"¿Considera usted que el costo de la energía eléctrica es caro en Panamá?"**

Para esta interrogante, la totalidad de la respuestas correspondieron a la alternativa "Sí", como lo

<sup>78</sup> GONZÁLEZ J., Ricardo. 1998. Privatización no debe encarecer la electricidad. EN: EL PANAMÁ AMÉRICA, 18:F1; Panamá, noviembre.

<sup>79</sup> TUÑÓN, Reiner. Ob. cit.

evidencia el Cuadro No.34 y la Gráfica No.21 sin excepción alguna por empresa distribuidora.

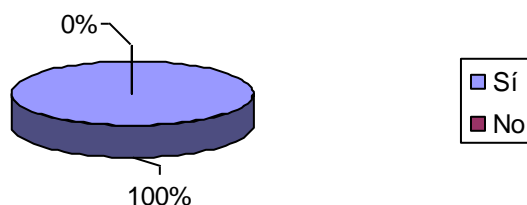
**CUADRO No.34**  
**OPINIÓN DE DUEÑOS DE ESTABLECIMIENTOS INDUSTRIALES SOBRE SI EL COSTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN PANAMÁ ES CARO**

ITEM	TOTAL		ELEKTRA NORESTE		EDEMET	
	CANTIDAD	%	CANTIDAD	%	CANTIDAD	%
TOTAL	38	100.0	9	23.68	29	76.32
SÍ	38	100.0	9	23.68	29	76.32
NO	0	0.00	0	0.00	0	0.00

FUENTE: ENCUESTA ADMINISTRADA A CLIENTES INDUSTRIALES DE ELEKTRA NORESTE Y EDEMET. 2001.

**Gráfica No.21**

Opinión sobre si la energía eléctrica es cara en Panamá



El dato es revelador porque, si bien hubo un industrial que estimó su importe menor a antes de la privatización del IRHE, coincide y reafirma que la percepción prevaleciente entre los usuarios de las nuevas EDEs y exIRHE es que las tarifas de distribución eléctrica constituyen costos altos para su actividad económica, lo cual es reiteradamente denunciado como un factor que obstaculiza la competitividad del sector

interna y externamente, al incidir negativamente en los costos generales de la industria e incluso para algunos es un factor negativo clave que determina la inversión nacional y extranjera en el país, por su impacto en la rentabilidad de las empresas.

Ante esta percepción negativa de los usuarios acerca de las tarifas eléctricas, Unión FENOSA (EDEMET-EDECHI) señala que, en la actualidad, las tarifas son más bajas a las aplicadas hasta octubre de 1998 y que la privatización evitó incrementos mayores en los costos incluidos en las tarifas<sup>80</sup>.

Sin duda, estos son análisis estadísticos en torno a las proyecciones económicas del sector eléctrico con escaso impacto tangible para los usuarios en medio de una situación económica difícil, donde las mínimas variaciones tienen un efecto adverso sobre las condiciones de operación, participación y competitividad en el mercado nacional, de acuerdo a la opinión de los voceros del gremio de industriales nacionales.

---

<sup>80</sup> CHÉRY, Jean Marcel. 2001. "EDEMET abarata los costos en servicio eléctrico". EN: EL PANAMÁ AMÉRICA, 27:A7; Panamá, setiembre.

Un empresario en el ramo de la industria textil ha expresado con relación al costo de la electricidad lo siguiente: "Ha subido en forma abismal...por más que apagues esto o lo otro...La luz nos tiene reventados"<sup>81</sup>. Esta opinión la ejemplificó indicando que hace dos años en su empresa pagaba \$3000 mensuales por consumo de electricidad y a diciembre de 2001 pagaba un importe mensual de \$5000, lo cual significa un incremento del 66.66% en el gasto de energía eléctrica en tan corto periodo de tiempo después de la privatización del IRHE.

Es este efecto negativo y constante de las tarifas lo que tiene a los industriales preocupados y como los encuestados declaran sin dudar que los precios de la energía eléctrica en Panamá son caros, tal que lo reflejó el estudio de los costos incluidos en las tarifas por tensión, que no hacen distinción entre sectores económicos y encarecen los precios del uso de la demanda atendiendo a la fuente de generación, según las disposiciones legales y contractuales que rigen las concesiones de distribución eléctrica.

---

<sup>81</sup> BERROA LOO, Gerardo. 2001. "Ente insta a usuarios a que se quejen más". EN: EL PANAMÁ AMÉRICA, 15:A1; Panamá, julio.

Disposiciones contra las cuales el usuario experimenta un sentimiento de impotencia y frustración, porque sus aplicaciones se traducen en una reducción de su margen de competencia y rentabilidad al elevar el precio de sus productos en el mercado.

**Pregunta No.9:**

**“¿En cuánto estima porcentualmente la incidencia del costo de energía eléctrica sobre sus productos?”**

Los resultados obtenidos son reveladores del efecto que tienen las tarifas en los costos totales del sector industrial como se observa en el Cuadro No.35.

**CUADRO No.35**  
**ESTIMACIÓN PORCENTUAL DE LA INCIDENCIA DE LOS COSTOS DE ELECTRICIDAD SOBRE LOS PRODUCTOS, SEGÚN OPINIÓN DE LOS CLIENTES DE LAS EDES ENCUESTADOS**

ITEM	TOTAL		ELEKTRA NORESTE		EDEMET	
	CANTIDAD	%	CANTIDAD	%	CANTIDAD	%
TOTAL	38	100.0	9	23.68	29	76.32
0-4	15	39.47	1	2.63	14	36.84
+4-8	13	34.21	5	13.16	8	21.05
+8-12	6	15.79	2	5.26	4	10.53
+12-16	2	5.26	1	2.63	1	2.63
+16-20	-	-	-	-	-	-
Mayor que 20	1	2.63	-	-	1	2.63
N.R.	1	2.63	-	-	1	2.63

FUENTE: ENCUESTA ADMINISTRADA A CLIENTES INDUSTRIALES DE ELEKTRA NORESTE Y EDEMET. 2001.

Para un 39.47% de las industrias encuestadas el impacto de las tarifas eléctricas está estimado en un rango porcentual comprendido entre el 0% a 4% de los costos de producción.



Este rango indica que la incidencia es muy baja como para ser considerado un rubro penalizante de la producción industrial.

El rango en mención remite a índices porcentuales semejantes a los estimados en un estudio efectuado en la década del ochenta, que calculó el efecto de las tarifas en los costos industriales en 3% del total asignado a las fuentes de energía que alcanzaban el 7.2%, correspondiendo los costos más importantes a materia prima, distribución y administración<sup>82</sup>.

Las industrias encuestadas arrojan el 34.21% para el rango +4% a 8%, lo que indica que para este grupo los costos de energía afectan la elaboración de sus productos entre un 33.33% a 166.66% más que para el grupo anterior, lo cual es un incremento importante y que necesariamente ha de reflejarse en el precio de venta de los artículos confeccionados.

En el rango de +8% a 12%, el porcentaje de industria que estimó la incidencia de la electricidad en este nivel sobre sus productos fue de 15.79% equivalente a seis empresas del total general, para las cuales el rubro

---

<sup>82</sup> IRHE. 1988, p.12.

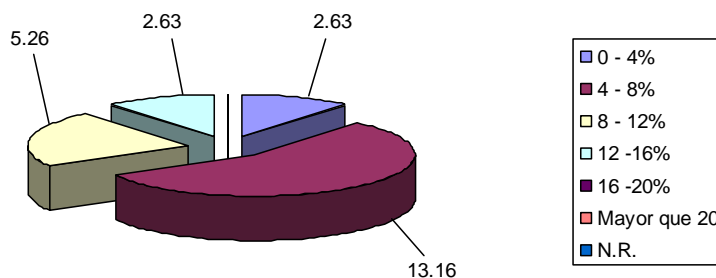
electricidad duplica y triplica la incidencia de las tarifas en la producción.

Este hecho, como para las industrias que señalaron una estimación porcentual superior al 12% (Véase Cuadro No.35), hace evidente que entre las industrias encuestadas existe un número alto (22 empresas, 57.89%), para las cuales el costo de la electricidad representa un gasto penalizante en su producción, proporcionalmente costoso como la mano de obra que emplean, las materias primas que consumen o los gastos de distribución y administración en que incurren en sus operaciones.

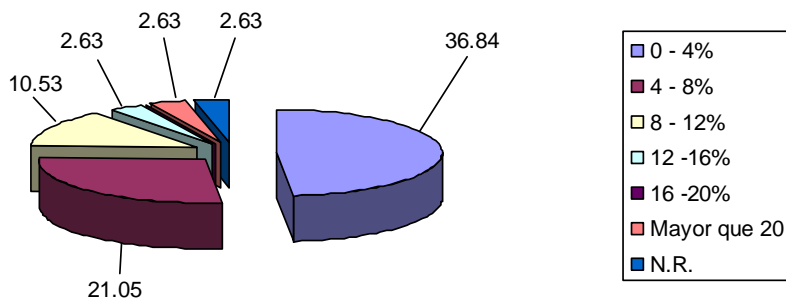
Las gráficas No.22 y 23 ilustran la distribución de los porcentajes por EDEs para cada uno de los rangos incluidos en el cuadro analizado, haciendo manifiesto que para Elektra Noreste el mayor número de clientes está en el rango de +4-8% con 13.16%, en tanto que para EDEMET la mayor concentración de clientes está en los rangos 0-4% con 36.84% y +4-8% con 21.05.

**Gráfica No.22**

Estimación Porcentual de la Incidencia de los Costos de Electricidad sobre los Productos(Clientes de Elektra Noreste)

**Gráfica No.23**

Estimación Porcentual de la Incidencia de los Costos de Electricidad sobre los Productos(Clientes de Edemet)



Esta distribución evidencia una diferencia entre los clientes de Elektra Noreste y EDEMET en cuanto a la participación de los costos de electricidad en los costos de producción, a pesar de que los precios semestrales entre una y otra empresa no marcan diferencias significativas. Esto sugiere más bien una diferencia por actividad industrial a que estén dedicados los clientes.

En el caso de los clientes de EDEMET, la suma de los porcentajes correspondientes a los rangos situados entre +4% y mayor que 20% es igual al porcentaje registrado para 0-4%, lo que indica que en igual cantidad de los clientes encuestados el costo de electricidad puede o no ser un cargo penalizante en los costos de producción.

El análisis efectuado comprueba que las tarifas eléctricas, a pesar de los estudios realizados por las distribuidoras que manifiestan precios y tarifas aceptables y beneficiosos para los usuarios, generan una percepción desfavorable acerca del servicio y costos entre las industrias encuestadas, coincidente con la opinión generalizada entre los miembros del sector, quienes resienten los efectos de la situación económica adversa por la que atraviesa el país.

A esta apreciación negativa del impacto de las tarifas eléctricas sobre la industria, se suma la percepción desfavorable acerca de la calidad del servicio prestado por las nuevas EDEs, que éstas habían prometido mejorar sustancialmente en atención al cliente y en cuanto a seguridad, disponibilidad y eficiencia de la distribución y comercialización de electricidad.

**Pregunta No.10:**

“¿Cómo cataloga el servicio de energía eléctrica que brinda Elektra-Noreste/EDEMET/EDECHI versus el que daba el IRHE?”.

Los resultados de esta pregunta están resumidos en el Cuadro No.33 e ilustrados en las gráficas No.24 a 26.

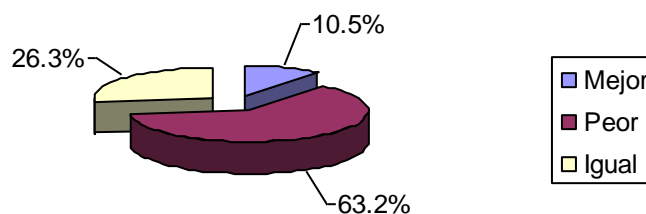
**CUADRO No.36**  
**OPINIÓN DE DUEÑOS DE ESTABLECIMIENTOS INDUSTRIALES SOBRE EL SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA DESPUÉS DE LA PRIVATIZACIÓN DEL IRHE**

ITEM	TOTAL		ELEKTRA NORESTE		EDEMET	
	CANTIDAD	%	CANTIDAD	%	CANTIDAD	%
TOTAL	38	100.0	9	23.68	29	76.32
MEJOR	4	10.53	2	5.26	2	5.26
PEOR	24	63.15	4	10.52	20	52.63
IGUAL	10	25.32	3	7.90	7	18.42

FUENTE: ENCUESTA ADMINISTRADA A CLIENTES INDUSTRIALES DE ELEKTRA NORESTE Y EDEMET. 2001.

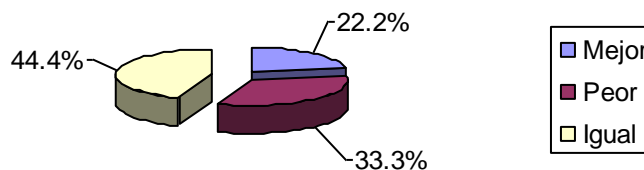
**Gráfica No.24**

Opinión del Servicio de Distribución de Energía Eléctrica después de la Privatización del I.R.H.E

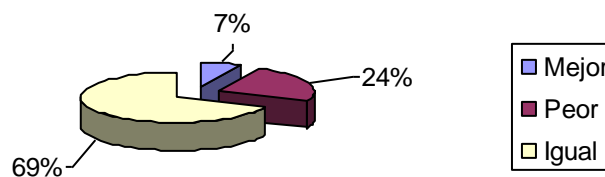


**Gráfica No.25**

Opinión del Servicio de Distribución de Energía Eléctrica después de la Privatización del I.R.H.E(Clientes Elektra-Noreste)

**Gráfica No.26**

Opinión del Servicio de Distribución de Energía Eléctrica después de la Privatización del I.R.H.E(Clientes Edemet)



La encuesta reveló que el 63.15% de las industrias en estudio catalogó el servicio provisto por las nuevas EDEs en la categoría de "Peor", apreciación que es válida para Electra-Noreste y EDEMET de acuerdo a la proporción de clientes encuestados para cada una; en contraposición a un 26.32% que categorizó el servicio como "igual".

Estos porcentajes contrastan con el calculado para la categoría "Mejor" que solo alcanzó un 10.53%, al registrar cuatro industrias (dos por cada distribuidora) para las cuales el servicio postprivatización es mejor que el prestado por el IRHE hasta 1998.

Lo exiguo del porcentaje de la categoría "Mejor" advierte y reafirma lo que ha sido una opinión constante en las respuestas de los industriales encuestados, que el servicio actual de distribución no ha logrado alcanzar un nivel de eficiencia sostenible y seguro para los usuarios, a pesar de la inversión realizada por las EDEs, para elevar los estándares del suministro de electricidad y la prestación continua del servicio, como ha aparecido en espacios pagados o reportes de noticias en los diarios locales de los últimos años.

Un dato interesante relacionado con esta opinión es el referente a la cantidad de quejas presentadas al ERSP por deficiencias en el servicio de distribución eléctrica, que no exceden el 4% de las denuncias o reclamos efectuados ante el Ente Regulador<sup>83</sup>.

---

<sup>83</sup> CHERY, Jean Marcel. 2001. Ente insta a usuarios a que se quejen más. EN: EL PANAMÁ AMÉRICA, 15:A1; Panamá, julio.

Este porcentaje fue calificado por el Presidente del ERSP, Alex Anel Arroyo, como "extremadamente pequeño", aludiendo claramente a la percepción generalizada de que el servicio de distribución eléctrica aún presenta fallas importantes que afectan a los usuarios; pero estos son renuentes a quejarse ante el ERSP, a "ejercer el derecho a exigir y reclamar" un servicio de calidad, agregando que cada denuncia es un mensaje para las empresas distribuidoras y la "única forma de elevar la calidad", en un periodo de transición en que las reglas toleran el comportamiento seguido por las empresas tanto en lo referente a la fijación de las tarifas como en lo relacionado a la eficiencia del servicio que prestan. Reglas que el Ente no podía modificar.

Quizás la explicación para el bajo número de denuncias esté en la opinión expresada por algunos de los industriales encuestados para quienes las compañías no dan la importancia debida a las quejas o las tramitan con suma lentitud.

Por su lado, el Ente ha impuesto varias multas a las distribuidoras, algunas de las cuales han debido ser confirmadas por la Corte Suprema de Justicia, al recurrir



las empresas las resoluciones de sanción, alegando que las fallas son causadas por factores externos e incontrolables, como fenómenos climáticos o accidentes automovilísticos, por ejemplo.

Todas estas acciones o justificaciones no han logrado mejorar la percepción de los usuarios acerca de la calidad del servicio de distribución eléctrica y más bien estiman que la privatización no ha logrado sus objetivos prioritarios de reducir las tarifas y optimizar el sistema eléctrico nacional.

Los resultados y comentarios expuestos para la pregunta No.10 del Cuestionario implican una respuesta negativa para la pregunta 5 presentada en la Introducción acerca de si la privatización tendría el efecto de mejorar la calidad del servicio, para los usuarios la percepción es negativa.

**Pregunta No.11:**

**"Comparado con el IRHE los apagones son: más frecuentes, menos frecuentes, casi lo mismo".**

Otro indicador que refuerza la percepción negativa del servicio prestado por las EDEs es la frecuencia de apagones. Los resultados muestran que el 65.79%(Ver

Cuadro No.34) de los industriales encuestados opinan que la frecuencia de los apagones ha aumentado después de la privatización; por ello, el comentario más frecuente expresado fue que las EDEs debían mejorar la calidad y garantizar el suministro, disminuyendo la cantidad de apagones.

**CUADRO No.37**  
**OPINIÓN DE DUEÑOS DE ESTABLECIMIENTOS INDUSTRIALES SOBRE LA FRECUENCIA DE LOS APAGONES**  
**DESPUÉS DE LA PRIVATIZACIÓN DEL IRHE**

ITEM	TOTAL		ELEKTRA NORESTE		EDEMET	
	CANTIDAD	%	CANTIDAD	%	CANTIDAD	%
TOTAL	38	100.0	9	23.68	29	76.32
MÁS FRECUENTE	25	65.79	5	13.16	20	52.63
MENOS FRECUENTE	4	10.53	2	5.26	2	5.26
CASI LO MISMO	9	23.68	2	5.26	7	18.42

FUENTE: ENCUESTA ADMINISTRADA A CLIENTES INDUSTRIALES DE ELEKTRA NORESTE Y EDEMET. 2001.

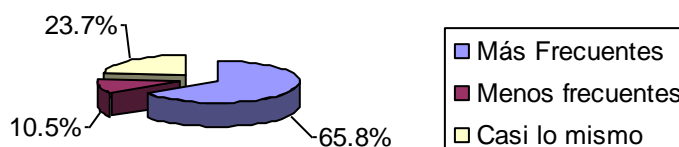
Los diarios han reportado pérdidas cuantiosas para el sector productivo, que ha quedado paralizado por apagones prolongados a nivel nacional o local, o bien experimentado daños considerables por la suspensión súbita de la energía eléctrica a cualquier hora de la jornada laboral, como pérdidas en los productos a comercializar por una suspensión programada no comunicada oportunamente<sup>84</sup>.

<sup>84</sup> GONZÁLEZ APOLAYO, Gisela. 2001. Costo de energía en industria debe reducirse en el 2002. EN: EL PANAMÁ AMÉRICA, 25:E5; Panamá, diciembre.

Para la misma pregunta (No.11), hubo un 23.68% de encuestados que opinaron que la frecuencia de los apagones es similar a la registrada en los tiempos del IRHE según es mostrado en la Gráfica No.27.

### Gráfica No.27

Opinión sobre la Frecuencia de los Apagones después de la privatización del I.R.H.E



El porcentaje alcanzado por la categoría "Casi lo mismo" no implica necesariamente una mejor opinión sobre el contenido de la pregunta, antes bien plantea el hecho de que las nuevas EDEs han sido incapaces de inducir una imagen distinta de la eficiencia del sistema de distribución eléctrica, reflejado en la no reducción de la cantidad de apagones (interrupciones o suspensiones del suministro eléctrico).

De ahí que solo un reducido 10.53% de los industriales encuestados tiene la percepción de que los apagones son "Menos frecuentes" y, en consecuencia, que ha habido un mejoramiento en la prestación del servicio a

partir de la privatización de la red de distribución eléctrica.

Este porcentaje es ínfimo porque la suma de los porcentajes obtenidos por las dos categorías antes examinadas alcanzan el 89.47% de las respuestas que de manera explícita o implícita indican que las interrupciones del servicio son un factor que afecta de modo importante el trabajo productivo de las industrias encuestadas.

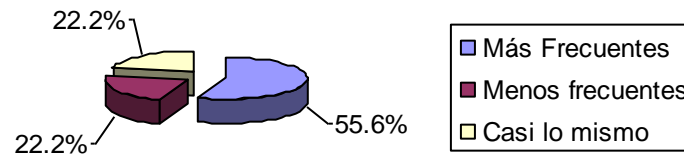
Los porcentajes indicados en el análisis de esta pregunta (No.11) del Cuestionario reafirman el cuestionamiento planteado en la pregunta 6 de la Introducción, que alude al efecto de las fallas de la red de distribución sobre la actividad industrial del país, puesto que las respuestas obtenidas señalan un efecto adverso para las industrias y los reportes periodísticos presentan ejemplos descriptivos del impacto perjudicial que representa cada apagón o falla para el sector industrial, en pérdidas de productos a procesar o daños a los equipos.

En las gráficas No.28 y 29 puede observarse que individualmente por empresa las categorías con mayor

porcentaje son "Más frecuentes" y "Casi lo mismo", contra "Menos frecuentes", a excepción de Elektra Noreste en que para las dos últimas el número de opiniones es igual en ambas.

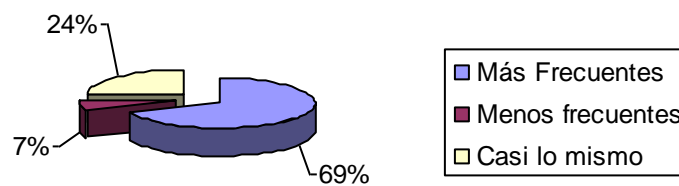
**Gráfica No.28**

Opinión sobre la Frecuencia de los Apagones después de la privatización del I.R.H.E(Clientes Elektra Noreste)



**Gráfica No.29**

Opinión sobre la Frecuencia de los Apagones después de la privatización del I.R.H.E(Clientes Edemet)



**Pregunta No.12:**

**“¿Ha recibido usted compensaciones por pérdidas en la calidad del servicio por parte de la empresa distribuidora?”**

En cuanto al pago de compensaciones por fallas en la red de distribución, que hayan causado una suspensión prolongada del servicio o daños al equipo de las industrias encuestadas, los resultados para la pregunta No.12 mostrados en el Cuadro No.35 indican que el 97.37% de las industrias que fueron encuestadas no han sido compensadas en forma alguna, si bien por los resultados de la pregunta anterior un porcentaje importante han sido afectadas por los apagones(interrupciones) de la red de distribución.

Estos comentarios permiten afirmar con relación a la pregunta 7 de la Introducción que los mecanismos empleados para cuantificar o asignar responsabilidades a las empresas de distribución y del sistema eléctrico en general son muy flexibles, de ahí que o los reclamos no prosperen o bien los usuarios estimen que quejarse es más una pérdida de tiempo y recursos, que una forma de

recibir compensación por los perjuicios de que son objeto sus actividades productivas.

Basta recordar que para que una suspensión, en la red de distribución, sea imputable a las EDEs ésta debe exceder los tres minutos continuos, pero más importante estar ocasionada por factores inherentes a la operación de la red. En la mayoría de los casos, las EDEs alegan causas fortuitas producto de las condiciones climáticas que afectan la red, accidentes ocasionados por terceros o fallas en los componentes de generación y/o transmisión, que las dejan fuera de servicio total o parcialmente en las regiones de concesión exclusiva.

Pero lo significativo, en este análisis, es que no importan las causas de las fallas del sistema eléctrico y sí el efecto negativo que estas tienen sobre la percepción del servicio después de la privatización del IRHE, pues las EDEs parecen eludir responsabilidades y el ERSP evidencia dificultades para cumplir con sus responsabilidades básicas de asegurar un servicio de calidad y a costos razonables para los usuarios del sistema eléctrico nacional.

**CUADRO No.38**  
**RECIBO DE COMPENSACIÓN POR DAÑOS A EQUIPOS Y FALLAS DEL SISTEMA SEGÚN ENCUESTAS A**  
**USUARIOS INDUSTRIALES**

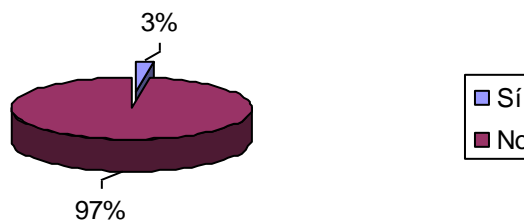
ITEM	TOTAL		ELEKTRA NORESTE		EDEMET	
	CANTIDAD	%	CANTIDAD	%	CANTIDAD	%
TOTAL	38	100.0	9	23.68	29	76.32
SÍ	1	2.63	0	0.00	1	2.63
NO	37	97.37	9	23.68	28	73.68

FUENTE: ENCUESTA ADMINISTRADA A CLIENTES INDUSTRIALES DE ELEKTRA NORESTE Y EDEMET. 2001.

De ahí que de los 38 usuarios encuestados solo uno respondió que recibió compensación de EDEMET, como lo ilustran las gráficas No.30 y 31, representando el 3% del total general como del individual por EDE.

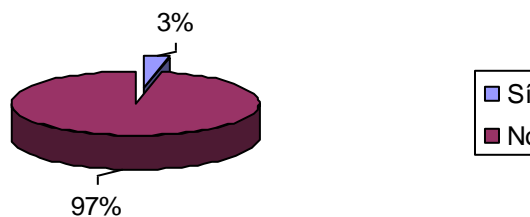
**Gráfica No.30**

Recibo de Compensaciones por parte de las  
Empresas Distribuidoras



**Gráfica No.31**

Recibo de Compensaciones por parte de las  
Empresas Distribuidoras(Clientes Edemet)





Tanto los resultados de las preguntas cerradas del cuestionario aplicado, como las abiertas en que los encuestados podían exponer su opinión sobre el servicio de las EDES, evidencian una clientela, en su mayoría, insatisfecha con la calidad del servicio, el trato al cliente y el cumplimiento de las ventajas que derivarían de la privatización del IRHE.

A este respecto, algunos encuestados comentaron que las empresas distribuidoras debían hacer "estudio del consumo por sector" o "de acuerdo a los clientes", al considerar que los precios han aumentado y que las EDEs tienen una "forma de facturar leonina y anti-industrial con relación a la demanda máxima".

A este respecto, uno de los encuestados propone establecer una regulación que distinga entre el uso industrial liviano de la electricidad y el "pesado", como mecanismo para abaratar el costo por el consumo y uso de energía eléctrica. Para esto, los encuestados sugieren hacer un estudio de los clientes por sector, a la vez que evaluar la disposición de las empresas a ejecutar programas de ahorro de energía.

Un aspecto en el cual coincidieron en su mayoría los encuestados fue el mejoramiento del servicio al cliente y la reducción del tiempo para atender las quejas expuestas a las empresas de distribución eléctrica, como el mejorar la eficiencia del servicio, al ser estas unas de las ventajas derivadas de la privatización de acuerdo a las expectativas creadas al iniciar el proceso de reestructuración y privatización del IRHE.

En cuanto a las observaciones solicitadas en la encuesta los dos industriales que respondieron indican que "a pesar de las evidentes inversiones, consideramos que la calidad ofrecida no es la mejor, pero la facturación es puntual"; en tanto que el otro industrial observó que "las grandes empresas deben tener una tarifa de acuerdo al volumen para que sus costos no perjudiquen la utilidad de sus productos".

Lo expuesto evidencia que los usuarios del servicio de distribución eléctrica privatizado tienen una percepción desfavorable de éste, a pesar de las estadísticas que muestran un aumento no significativo de los precios de la electricidad entre 1998 y 2000 publicados por las EDEs y la permanente divulgación de

sus planes de inversión y modernización de las redes de distribución y demás componentes inherentes a su operación.

**Capítulo 5°**  
**Conclusiones y Recomendaciones**

## **5. Conclusiones y Recomendaciones**

### **5.1 Conclusiones**

El análisis de los principios, criterios, normas y componentes de las tarifas eléctricas aplicadas por el IRHE y las nuevas EDEs, como los resultados de la encuesta administrada a un número pequeño de industriales, confirman la hipótesis planteada para la ejecución de esta investigación, la cual expresa:

**5.1.1** La privatización del IRHE es percibida como una de las causas del desmejoramiento de las condiciones económicas del sector industrial por los aumentos tarifarios semestrales que permite y el no mejoramiento de la calidad del servicio ofrecido por las nuevas compañías de distribución eléctrica.

**5.1.2** El estudio ha mostrado que las expectativas creadas al iniciar el proceso de reestructuración y privatización del IRHE: reducción de tarifas, calidad y eficiencia de los componentes del sistema eléctrico, no se han cumplido de modo ostensible para los usuarios en general y los industriales en particular, entre los años 1998 y 2000.

- 5.1.3** La percepción negativa sobre el servicio de distribución, único que nos interesó en esta investigación, persiste entre los usuarios industriales, para quienes no existe una diferencia significativa entre las condiciones y calidad del servicio prestado por el IRHE hasta 1998 y las nuevas empresas de distribución, pues estiman que es tan oneroso y deficiente como aquel, por las frecuentes interrupciones, las variaciones de voltaje, atención tardía de quejas y un aumento consistente del precio del kW de demanda máxima utilizada, que en pocos años había casi triplicado el precio establecido por el IRHE.
- 5.1.4** Aún cuando algunos usuarios conocen de la cuantiosa inversión de las EDEs para el mejoramiento de la red de distribución, no creen percibir beneficios actualmente y suponen que posiblemente los haya a largo plazo.
- 5.1.5** En lo relativo a la fijación de los precios por cargos y su composición, si bien no pudo hacerse una comparación de uno a uno, sí ha quedado establecido que un factor que incide negativamente

en la fijación de las tarifas es la fuente de energía utilizada para la generación de la electricidad distribuida. Este factor es común a las tarifas del IRHE y de las nuevas EDEs, no obstante, su presencia es más gravoso a causa de las revisiones y ajustes semestrales autorizados por los contratos de concesión y las regulaciones establecidas por el ERSP, máxime cuando porcentualmente corresponde al 62% del costo total pagado por los clientes.

**5.1.6** Ha sido evidente entre el grupo de industrias encuestadas que en su mayoría pagan costos adicionales por un uso inadecuado de la demanda facturada, como por mantener un factor de potencia por debajo del establecido (0,90), lo cual manifiesta que los usuarios aún no tienen conciencia de la importancia de optimizar al máximo el uso de la energía eléctrica consumida, a pesar de los sobre costos imputados.

**5.1.7** En general, el estudio realizado permite concluir que la privatización del IRHE, si bien ha permitido hacer la inversión necesaria para renovar el

sistema eléctrico y buscar mejores niveles de calidad, eficiencia y seguridad en la prestación del servicio no ha logrado niveles óptimos de calidad ni impactado positivamente la percepción de los clientes industriales de las nuevas EDEs, que reclaman un trato especial en la fijación de las tarifas para el sector a fin de configurar un mejor escenario de competitividad de la industria nacional.

Las conclusiones anotadas, como los resultados de los análisis efectuados en este estudio, indican que las variables consideradas para describir el fenómeno en estudio tiene valoraciones cuantitativas y cualitativas desfavorables hacia los resultados de la privatización del IRHE en el periodo siguiente e inmediato al producirse ésta aquí considerado: 1998-2000, en que las tan anunciadas rebajas y programas de modernización carecen de un efecto tangible para los clientes industriales de las nuevas EDEs.



## **5.2 Recomendaciones**

La investigación, análisis y encuestas aplicadas al verificar las hipótesis planteadas en la tesis sobre el efecto negativo de la privatización del IRHE para el sector industrial hace que presentemos algunas recomendaciones con la finalidad de superar los inconvenientes encontrados y mejorar la calidad del servicio prestado como su adecuado uso por los usuarios industriales.

Estas recomendaciones son:

- 5.2.1** El Ente Regulador de los Servicios Públicos e instituciones, organismos y comités de vigilancia del Mercado Eléctrico deben mejorar los controles de los estándares de calidad del sistema eléctrico y de las empresas de distribución que garanticen un servicio a precios razonables, suministro continuo y voltaje estable, para minimizar los costos y pérdidas en el sector industrial.
- 5.2.2** El Ente Regulador y las Empresas de Distribución Eléctricas deben desarrollar y mantener campañas de orientación acerca del uso adecuado del servicio

eléctrico para el sector industrial, así como para los otros usuarios del sistema eléctrico.

**5.2.3** Como esta tesis es un estudio inicial del Impacto de la Privatización del IRHE en el Sector Industrial que cubre hasta el 31 de diciembre del 2000, el Ente Regulador de los Servicios Públicos, los usuarios del sistema, profesionales involucrados en el tema e instituciones gubernamentales pertinentes deben continuar estos estudios y desarrollar investigaciones periódicas acerca de la evolución de las tarifas y su impacto en el sector industrial. Esta tarea se puede lograr mediante equipos interinstitucionales con los organismos representativos del sector, que faciliten la toma de decisión en cuanto a las políticas de distribución y comercialización de energía eléctrica.

Con la seguridad de que el estudio realizado sobre las tarifas eléctricas para el periodo 1998-2000 hace aportes sustantivos en el análisis y comprensión de la situación del sector industrial ante las nuevas reglas del Mercado Eléctrico Nacional nos sentimos plenamente

satisfechos de presentar los resultados de la investigación, que, sin duda, habrán de contribuir a mejorar las condiciones del sector y en general de los usuarios del servicio de distribución y comercialización eléctrico para quienes este es un insumo fundamental en sus actividades productivas y generando así beneficios significativos para la economía del país.

## BIBLIOGRAFÍA

1. Aizpurúa, Julio César. 2001. Falta de energía provoca muerte de miles de pollos. La Prensa, miércoles 27 de junio, 7A.
2. Anónimo. 1998. La industria nacional frente a la globalización. En: Revista Análisis, XX:24-31, diciembre, Panamá.
3. Aparicio O., Gustavo A. 2001. Distribuidoras eléctricas aseguran cumplir con servicio de calidad. El Panamá América, martes 20 de marzo, A5.
4. Aramburú Porras, Fernando. 1999a. La evolución de la economía panameña y su sistema monetario. Ministerio de Economía y Finanzas, Panamá, mayo.
5. \_\_\_\_\_ . 1999b. Situación económica-financiera al 30 de junio de 1999. Ministerio de Economía y Finanzas, Panamá, 30 de junio.

6. Asamblea Legislativa. 1996. Ley No. 26, de 29 de enero de 1996, por la cual se crea el Ente Regulador de los Servicios Públicos. Gaceta Oficial, No. 22962, martes 30 de enero.
  
7. \_\_\_\_\_ . 1997. Ley No.6 de 3 de febrero, Por la cual se dicta el marco regulatorio e institucional para la prestación del servicio público de electricidad. Gaceta Oficial, No.23220, miércoles 5 de febrero, Panamá.
  
8. Barrios, Viodelda. 1998. Privatizaciones no son un castigo contra el pueblo. El Panamá América, miércoles 18 de noviembre, F1.
  
9. Batista, Juan Luis. 2000a. El sudor y el consumo eléctrico. La Prensa, domingo 27 de agosto, 45A.

10. \_\_\_\_\_ . 2000b. Luces en las termoeléctricas. La Prensa, domingo 17 de setiembre, 41A.
11. \_\_\_\_\_ . 2000c. Oportunidades para las termoeléctricas. La Prensa, domingo 17 de setiembre, 42A.
12. \_\_\_\_\_ . 2001. Panamá no usa su energía. La Prensa, sábado 14 de abril, 21A.
13. Berroa Loo, Gerardo. 2001. Textileras, una industria en extinción. Martes Financiero, (197):10-12; Suplemento del diario La Prensa, 4 de diciembre, Panamá.
14. Berrocal R., Rafael E. 2000a. A un centavo bajará tarifa eléctrica de EDEMET. El Panamá América, viernes 12 de mayo, C1.

15. \_\_\_\_\_. 2000b. Producción de energía eléctrica aumenta en Panamá. El Panamá América, miércoles 6 de setiembre, C1.
16. \_\_\_\_\_. 2000c. Segunda línea de transmisión eléctrica Chiriquí-Panamá. El Panamá América, domingo 17 de setiembre, C1.
17. \_\_\_\_\_. 2001a. Edemet-Edechí podemos bajar precios si logramos generar energía. El Panamá América, miércoles 13 de junio, C1.
18. \_\_\_\_\_. 2001b. Privatización del sector eléctrico: \$350 millones de inversiones. El Panamá América, domingo 12 de agosto, C1.
19. Castillero, Rigoberto Dumas. 1997. Con la privatización del IRHE el estado pasará de empresario a fiscalizador, entrevista al Director del IRHE-Fernando Aramburú



Porras. Enlace, (88):14-15, marzo-abril, Panamá.

20. Castro Arenas, Mario. 2001a. Pagamos la luz más cara del mundo. El Panamá América, domingo 24 de junio, D2.
21. \_\_\_\_\_. 2001b. Ernesto Pérez Balladares declara en exclusiva "La Asamblea se ha convertido en una oficina reguladora de precios". El Panamá América, lunes 2 de julio, A4-5.
22. Chéry, Jean Marcel. 2001a. Panamá paga electricidad más cara de la región. El Panamá América, martes 26 de junio, A1.
23. \_\_\_\_\_. 2001b. Ente insta a usuarios a que se quejen más. El Panamá América, domingo 15 de julio, A1.

24. \_\_\_\_\_ . 2001c. EDEMET abarata costos en servicio eléctrico. El Panamá América, jueves 27 de setiembre, A7.
25. Contraloría General de la República. 1998. Panamá en cifras. 1993-97. Dirección de Estadística y Censo. Panamá, noviembre.
26. \_\_\_\_\_ . 2000a. Industria Año 1999. Estadística panameña. Dirección de Estadística y Censo, Panamá, setiembre.
27. \_\_\_\_\_ . 2000b. Panamá en cifras. Años 1995-1999. Dirección de Estadística y Censo, Panamá, octubre.
28. Córdova, Rogelio A. 2000. Advierte Carlos Sucre, aumento de tarifa luz y agua provocará despidos masivos. El Siglo, domingo 12 de noviembre, p.2.

29. De la Guardia, Eduardo. 2000. ¿Estabilidad en el mercado eléctrico? El Panamá América, jueves 30 de noviembre, A5.
30. Delgado, Tilcia Elena. 2002. A competir se ha dicho. Martes Financiero, (203):10-13, suplemento del diario La Prensa, 15 de enero, Panamá.
31. Elektra Noreste S.A. 1998. Nueva estructura tarifaria del servicio eléctrico. Vigente del 1<sup>ro</sup> de noviembre de 1998 al 30 de junio 2002. Panamá.
32. \_\_\_\_\_. 1999a. Pliego tarifario, tarifas para clientes regulados. Vigentes a partir del 1 de julio. El Panamá América, viernes 7 de mayo, 5A.
33. \_\_\_\_\_. 1999b. Pliego tarifario, tarifas para clientes regulados. Vigente

- del 1 de enero 2000 al 30 de junio 2000.  
Panamá.
34. \_\_\_\_\_ . 2000. Pliego tarifario, tarifas para clientes regulados. Vigente del 1 de julio de 2000 al 31 de diciembre de 2000.  
Panamá.
35. Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. 1998. Nueva estructura tarifaria del servicio eléctrico. Vigente del 1<sup>ro</sup> noviembre 1998 al 30 junio 2002. Panamá.
36. \_\_\_\_\_ . 1999.  
Informe Eléctrico Nacional 1970-1998.  
Panamá, agosto.
37. Ente Regulador de los Servicios Públicos. 1996.  
Al Servicio del país. Panamá, folleto.
38. \_\_\_\_\_ . 1998a.  
Resoluciones, Nos. JD-219 a 225, 230 a 232. 31 de marzo, Panamá.

39. \_\_\_\_\_ . 1998b.  
Resoluciones, Nos. JD-759 a 761 y 764. 5  
de junio, Panamá.
40. \_\_\_\_\_ . 1998c.  
Resoluciones, Nos. JD-916 a 918. 24 de  
julio, Panamá.
41. \_\_\_\_\_ . 1999.  
Resolución. No. JD-1324. 7 de abril,  
Panamá.
42. García, Dámaso Reynaldo. 2000. Elektra inaugura  
nueva línea de transmisión. El Siglo,  
sábado 16 de diciembre, p.8.
43. Gólcher, Ileana. 1999. Escriba y sustente su tesis:  
metodología para la investigación social.  
5a. Edición. Editorial Mar Adentro,  
Panamá.

44. González Apolayo, Gisela y Berrocal R., Rafael E. 2001. Costo de electricidad perjudica seriamente a industrias y empresas. El Panamá América, lunes 11 de junio, C1.
45. González J., Ricardo. 1998a. A unas horas de culminar privatización del IRHE. El Panamá América, martes 17 de noviembre, F1.
46. \_\_\_\_\_. 1998b. Privatización no debe encarecer la electricidad. El Panamá América, miércoles 18 de noviembre, F1.
47. \_\_\_\_\_. 1998c. Si se compara Guatemala y El Salvador venta del IRHE no fue el mejor negocio. El Panamá América, domingo 22 de noviembre, F1.
48. Gordon C., Israel. 1993. Hacia una caracterización del proceso para la privatización. La

Estrella de Panamá, lunes 22 de marzo,  
C10.

49. Guillén, Mirna. 2000. ETESA y gobierno gestionan la iniciativa, necesario desarrollo privado de proyectos hidroeléctricos. El Universal, martes 5 de setiembre, B-1.
50. Hernández Sampieri, Roberto; Fernández Collado, Carlos y Baptista Lucio, Pilar. 1997. Metodología de la investigación. McGraw-Hill Interamericana de México, S.A. de C.V., México.
51. IDEN. 1998. Democracia versus las diferencias sociales. En: Revista Análisis, XX: 6-16; junio, Panamá.
52. IRHE. Historia de la electricidad en Panamá. Suplemento. Panamá, 16 p.

53. \_\_\_\_\_. 1988. Lo que todo industrial debe saber.  
Panamá, 43 p.
54. \_\_\_\_\_. 1992. Estructura tarifaria de aplicación uniforme a nivel nacional, aplicable a partir de enero de 1992. Gerencia Nacional de Desarrollo, Departamento de Energía y Tarifas, Sección de Estadísticas y Tarifas, IRHE, Panamá.
55. \_\_\_\_\_. 1993. Estadísticas energéticas. Vol II. Dirección Ejecutiva de Desarrollo e Ingeniería. Gerencia Nacional de Desarrollo Departamento de Energía y Tarifas, Sección de Economía de la Energía, enero, Panamá.
56. \_\_\_\_\_. 1996. Historial eléctrico nacional 1970-1995. Dirección Ejecutiva de Finanzas, Gerencia de Planificación y control Financiero, Departamento de Planificación Financiera, junio, Panamá.



57. Julio, Blas y Singares, Carlos. 1999. Va el aumento de la energía eléctrica, anuncia Guanti. El Siglo, miércoles 8 de diciembre, 42.
58. La Prensa. 2000a. La nueva planta termoeléctrica. La Prensa, viernes 22 de setiembre, 40A.
59. \_\_\_\_\_. 2000b. Industriales opinan, algunos datos sobre la industria en Panamá, enero-agosto del 2000. La Prensa, jueves 30 de noviembre, 43A.
60. Lashman Varela, Rubén. 1990. Consideraciones sobre la privatización. Análisis, XII(8): 3-6, agosto, Panamá.
61. Levine, S. y Elzey, F.F. 1974. Metodología de la investigación, curso programado. México.

62. Martínez F., Eduardo. 2000. Electricidad aumentará a partir de enero de 2001. El Panamá América, domingo 1 de octubre, A2.
63. \_\_\_\_\_ . 2001. Los industriales protestan por los apagones. El Panamá América, miércoles 25 de abril, A1.
64. Ministerio de Planificación y Política Económica. 1990. Estrategia nacional de desarrollo y modernización económica. Políticas para la recuperación, el crecimiento sostenido y la creación de empleos. La Prensa, Suplemento, Panamá, junio.
65. \_\_\_\_\_ . 1991. Programa de desarrollo y modernización de la economía. Panamá, octubre.

66. \_\_\_\_\_ .  
1997. Desarrollo social con eficiencia económica: 1997-1999. Panamá, setiembre.
67. Muñoz, Mario A. 2001. Constantes apagones se deben a la contaminación, explica empresa. La Prensa, miércoles 14 de marzo, p.4.
68. Notimex. 2001. Más hidroeléctricas para abaratar costo energético. Crítica Libre, viernes 13 de abril.
69. Ostrander Oller, Marti. 1996. La Organización Mundial del Comercio, un reto para la industria panameña. Martes Financiero, (10): 8-10; suplemento del diario La Prensa, 30 de enero, Panamá.
70. Palm, Mónica. 1997. 1997: de todo para todos. Martes Financiero, (60): 10-17; suplemento del diario La Prensa, 30 de diciembre, Panamá.

71. \_\_\_\_\_. 1998a. Venta del IRHE, luces y apagones de la privatización. Martes Financiero, (70): 12-14, suplemento del diario La Prensa, 19 de mayo, Panamá.
72. \_\_\_\_\_. 1998b. El record de los 300 millones. Martes Financiero, (79):22; suplemento del diario La Prensa, 22 de setiembre.
73. Perdomo Ehlers, Domingo A. 1991. El IRHE ante una disyuntiva: privatización o autonomía. Ingeniería y Arquitectura, (237): 14-19, Panamá.
74. Pérez D., Jennifer. 1999. Con inauguración de nueva planta costo de la energía eléctrica podría disminuir. El Universal, sábado 4 de diciembre, A-13.

75. Quintero De León, José. 2001. Consorcio andino gana licitación de ETESA. La Prensa, sábado 10 de marzo, p.2.
76. República de Panamá. 1998. Decreto Ejecutivo No.22, de 19 de junio, por el cual se reglamenta la Ley No.6 de 3 de febrero de 1997, que dicta el Marco Regulatorio e Institucional para la prestación del Servicio Público de Electricidad. Gaceta Oficial, No. 23572, jueves 25 de junio.
77. Rodríguez B., Rolando. 1998. Estí, la generadora de problemas. Martes Financiero, (79): 20-22; suplemento del diario La Prensa, 22 de setiembre, Panamá.
78. \_\_\_\_\_ . 2001. ETESA, sociedad anónima. La Prensa, viernes 6 de abril, 33A.

79. Rodríguez, Ruth. 2001. Revisarán régimen tarifario de distribución y comercialización de electricidad. El Siglo, domingo 28 de octubre, p.21.
80. Rognoni, Mario. 1990. Opiniones, quienes y que opinaron sobre el nuevo plan económico. Análisis, XII: 20-38, agosto, Panamá.
81. \_\_\_\_\_. 1999. ¿Por qué es un éxito la venta del IRHE? Revista Análisis, XXI: 42-25; enero, Panamá.
82. Rojas, Francia de. 1997. Rumbo a la privatización, entrevista al Dr. Alfredo Macía, Director Ejecutivo de Pro Privat. Enlace, (88): 6, marzo-abril, Panamá.
83. Román, Jamilet. 1997. ¿Apertura y desconcierto? Análisis, XVIII(2): 14-15, febrero, Panamá.

84. Rosales, Julián. 2001. Energía con insuficiente calidad. La Prensa, sábado 7 de abril, 19A.
85. Sagel, Yuriela. 2001. Interioridades del alza de las tarifas de electricidad y teléfono. ¿difícil decisión entre lujo o necesidad? El Panamá América, lunes 15 d enero, A3.
86. Sandoval, Yolanda. 2001a. Gerente General de Unión FENOSA, precios de energía en Centroamérica son más altos. El Panamá América, miércoles 27 de junio, D3.
87. \_\_\_\_\_. 2001b. En busca de energía más barata, no hay estímulos a la inversión en futuras hidroeléctricas. El Panamá América, lunes 2 de julio, D1.
88. \_\_\_\_\_. 2001c. Nuevos actores en energía eléctrica, inversiones en generación de energía se sacarán a

- licitación en el 2002. El Panamá América,  
lunes 2 de julio, D1.
89. SIP. 2000. Punto de vista: Luz y teléfono, caros e  
ineficientes. La Prensa, jueves 21 de  
diciembre, 82A.
90. \_\_\_\_\_. 2001. Puntos de vista: Reflexiones sobre la  
industria panameña. La Prensa, miércoles  
9 de mayo, 28A.
91. Solano C., Melitza E. 1998. Reiteran transparencia  
de licitación. El Panamá América, jueves  
26 de noviembre, F1.
92. \_\_\_\_\_ . 2000. Sondeo de  
opinión del SIP revela que no invertirá el  
52% de industriales. El Panamá América,  
viernes 24 de noviembre, C1.
93. Torres, Víctor Dagoberto. 1999. Los "apagones" de  
la privatización. Martes Financiero,



(110): 16-19, suplemento diario La Prensa, 16 de noviembre, Panamá.

94. \_\_\_\_\_ . 2001a. La ley del subsidio energético. La Prensa, domingo 27 de mayo, 37A.
95. \_\_\_\_\_ . 2001b. El subsidio afectará a la pequeña empresa. La Prensa, domingo 27 de mayo, 39A.
96. Torres Abrego, José Eulogio. 1993. Los contrastes del programa de privatización en Panamá (La celada del proyecto de Ley 72). Talleres Gráficos del SITIRHE. Panamá, marzo.
97. \_\_\_\_\_ . 1994. Contradicciones del programa de "Desarrollo social con eficiencia económica" (Carta abierta a la Asamblea y a los ciudadanos del país). Imprenta de la Universidad de Panamá, Panamá, diciembre.

98. Tuñón, Rainer. 2001a. Compañías eléctricas son deficientes. El Universal, jueves 31 de mayo, p.8.
99. \_\_\_\_\_. 2001b. Dice Vicepresidente de Unión FENOSA, necesitamos más tiempo para que mejore la situación. El Universal, jueves 31 de mayo, p.8.
100. Turvey, Ralph y Anderson, Dennis. 1979. Electricidad y economía. Ensayos y estudios de casos. Banco Mundial-Editorial Tecnos, S.A., Madrid.
101. Unión FENOSA-EDECHI. 1998a. Pliego tarifario, tarifas para clientes regulados. Vigente de noviembre de 1998 a junio de 2002. Panamá.
102. \_\_\_\_\_. 1998b. Pliego tarifario. El Universal, domingo 1 de noviembre, D1-2.

103. \_\_\_\_\_ . 1999a. Pliego tarifario, tarifas para clientes regulados. Vigentes del 1-07-1999 al 31-12-1999. El Panamá América, martes 4 de mayo, A6.
104. \_\_\_\_\_ . 1999b. Pliego tarifario, tarifas para clientes regulados. Vigentes del 1 de enero al 30 de junio del año 2000. Panamá.
105. \_\_\_\_\_ . 2000. Pliego tarifario, tarifas para clientes regulados. Vigentes del 1° de julio al 30 de diciembre del año 2000. Panamá.
106. \_\_\_\_\_ -EDEMET. 1998a. Nueva estructura tarifaria del servicio eléctrico. Vigente del 1° noviembre 1998 al 30 junio 2002. Panamá.

107. \_\_\_\_\_ . 1998b. Pliego tarifario,  
tarifas para clientes regulados. Vigentes  
de noviembre de 1998 a junio de 2002.  
Panamá
108. \_\_\_\_\_ . 1999a. Pliego tarifario,  
tarifas para clientes regulados. Vigentes  
del 1°-11-1998 al 30-06-2002. Incluye  
modificación de la Resolución del Ente  
Regulador de los Servicios Públicos No.  
JD-1232 de 14 de enero de 1999. Panamá.
109. \_\_\_\_\_ . 1999b. Pliego tarifario,  
tarifas para clientes regulados. Vigente  
del 1 de julio al 31 de diciembre de 1999.  
Panamá.
110. \_\_\_\_\_ . 1999c. Pliego tarifario,  
tarifas para clientes regulados. Vigente  
del 1 de enero al 30 de junio del año  
2000. Panamá.

111. \_\_\_\_\_ . 2000a. Pliego tarifario para clientes regulados y cargos por uso de la red de distribución eléctrica. Vigente desde el 1<sup>ero</sup> de julio al 30 de diciembre del año 2000. Panamá.
112. \_\_\_\_\_ . 2001. Unión Fenosa, Edemet, vuelve a bajar las tarifas de energía eléctrica. El Siglo, martes 13 de noviembre, p.13.
113. Vallarino A., Juan José. 1997. Las privatizaciones en Panamá. Enlace, (88): 1-2; marzo-abril. Panamá.
114. Valdés C., Evelio H. 2000. Aumento en costo de energía es por la calidad del servicio, ETESA. El Universal, domingo 12 de noviembre, A-2.
115. Vásquez, Gaspar. 1997. Privatización en Panamá. Enlace, (88): 4-5; marzo-abril. Panamá.

116. Vinh, Víctor Marius. 1975. Proyección del consumo de energía eléctrica para la República de Panamá. Año horizonte 1981. Trabajo de graduación, Escuela de Ingeniería Industrial, Instituto Politécnico, Universidad de Panamá, Panamá.
117. Zárate, Abdiel. 2001. El latigazo de las alzas. La Prensa, martes 2 de enero, 6A.

## **Anexos**

## Anexo A

CLIENTES PROMEDIOS POR CLASE DE SERVICIO  
TOTAL DE LA REPUBLICA  
1970-1998

Año	Total	Residencial	Comercial	Industria	Gobierno
1970	134,051	115,443	16,088	843	1,677
1971	145,457	125,964	16,772	873	1,848
1972	154,487	133,961	17,714	865	1,947
1973	163,059	142,713	17,458	886	2,002
1974	173,096	151,631	18,431	880	2,154
1975	181,383	159,095	18,912	944	2,432
1976	190,076	167,197	19,027	998	2,854
1977	200,952	177,318	19,562	946	3,126
1978	207,350	183,200	19,952	902	3,296
1979	220,392	194,660	21,102	874	3,756
1980	229,091	202,237	21,894	855	4,105
1981	237,313	209,502	22,653	845	4,313
1982	249,418	220,216	23,634	902	4,666
1983	260,064	229,536	24,674	957	4,897
1984	270,434	238,479	25,947	989	5,019
1985	282,884	249,232	27,335	1,065	5,252
1986	292,176	257,009	28,487	1,055	5,625
1987	304,047	267,708	29,282	1,075	5,982
1988	306,927	270,589	29,280	958	6,100
1989	312,466	275,447	29,927	930	6,162
1990	322,817	284,612	31,105	928	6,172
1991	339,028	298,525	33,338	913	6,252
1992	348,725	306,284	34,892	998	6,551
1993	360,396	315,395	37,137	1,040	6,824
1994	375,990	328,450	39,424	1,050	7,066
1995	392,876	342,650	41,776	1,070	7,380
1996	408,149	355,728	43,564	1,199	7,658
1997	426,483	371,357	46,048	1,248	7,830
1998	451,441	392,479	50,880	1,196	6,886

## TASA PROMEDIO DE CRECIMIENTO (%)

1970-1980	5.5	5.8	3.1	0.1	9.4
1980-1990	3.5	3.5	3.6	0.8	4.2
1990-1997	4.1	3.9	5.8	4.3	3.5
1970-1998	4.4	4.5	4.2	1.3	5.2

## PARTICIPACION PORCENTUAL (%)

1970	100.0	86.1	12.0	0.6	1.3
1980	100.0	88.3	9.6	0.4	1.8
1990	100.0	88.2	9.6	0.3	1.9
1997	100.0	87.1	10.8	0.3	1.8

Nota: Excluye Alumbrado Público y Ventas a Otras Empresas.

Fuente: ETESA. 1999. INFORME ELÉCTRICO NACIONAL. 1970-1998. p. 16



## ANEXO B

VENTAS DE ENERGIA ELECTRICA POR CLASE DE SERVICIO  
TOTAL DE LA REPUBLICA  
1970-1998  
(GWh)

AÑOS	Total	Residencial	Comercial	Industrial	Gobierno	Alumbrado Público	Uso de la Empresa	Otros Usos 1/	Ventas en Bloque 2/
1970	710.3	208.9	222.5	96.2	69.5	14.0	8.7	7.0	83.5
1971	775.4	254.5	248.1	110.7	79.3	16.2	9.4	7.5	51.7
1972	869.8	300.8	273.2	114.7	104.1	18.7	9.1	10.1	39.1
1973	984.0	336.9	307.9	128.4	108.9	18.7	8.6	7.3	69.3
1974	980.7	343.1	340.8	124.9	120.0	19.0	3.5	11.0	18.4
1975	1,041.0	361.4	351.8	132.7	142.1	19.9	4.1	14.3	14.7
1976	1,143.1	393.4	364.2	129.1	177.8	20.8	4.6	14.6	38.6
1977	1,280.1	402.5	396.6	127.9	196.5	22.9	5.2	14.7	93.8
1978	1,288.2	413.1	419.1	142.5	223.5	23.8	7.5	15.6	23.1
1979	1,480.9	444.7	445.0	161.8	250.2	25.8	9.4	16.0	128.0
1980	1,472.3	457.0	479.2	184.4	281.2	31.0	8.6	13.9	16.0
1981	1,554.3	474.6	498.0	188.4	287.4	32.8	10.8	15.8	46.5
1982	1,674.8	499.0	532.0	218.0	311.3	34.7	12.3	18.1	51.4
1983	1,850.6	527.9	567.9	218.8	337.2	36.8	12.7	16.5	132.8
1984	1,816.5	521.5	574.4	228.7	328.6	37.1	12.4	17.0	98.8
1985	1,944.1	559.6	609.8	252.4	350.0	37.7	12.7	17.0	104.9
1986	2,045.1	606.9	647.7	267.6	362.6	39.3	12.9	16.3	91.6
1987	2,191.1	662.7	678.4	305.5	380.1	41.2	13.3	18.9	91.0
1988	2,063.1	655.1	605.5	248.7	363.8	42.3	12.9	20.0	116.8
1989	1,983.6	613.6	610.7	254.9	356.7	43.0	12.8	20.9	71.0
1990	2,053.0	637.3	633.6	276.5	354.7	44.1	12.4	22.2	72.2
1991	2,185.9	673.4	703.1	321.1	349.6	45.1	12.5	22.1	59.0
1992	2,311.4	716.3	754.1	369.2	367.8	45.5	13.1	21.6	26.8
1993	2,486.2	749.8	839.8	409.9	392.8	44.7	13.3	20.5	15.6
1994	2,671.9	736.5	913.1	429.7	418.2	44.5	13.7	19.8	46.4
1995	2,869.6	848.2	1,000.9	459.2	463.0	52.5	14.6	18.4	12.8
1996	2,984.0	883.2	1,041.9	467.3	490.4	60.2	14.9	18.2	28.0
1997	3,302.1	937.4	1,181.7	471.5	508.1	62.8	23.5	17.2	99.9
1998	3,399.0	1,004.6	1,342.0	491.2	477.0	64.4	16.7	0.0	0.0

## PARTICIPACION PORCENTUAL

AÑOS	Total	Residencial	Comercial	Industrial	Gobierno	Alumbrado Público	Uso de la Empresa	Otros Usos 1/	Ventas en Bloque 2/
1970	100.0	29.4	31.3	13.5	9.8	2.0	1.2	1.0	11.8
1980	100.0	31.0	32.5	12.5	19.1	2.1	0.7	0.9	1.1
1990	100.0	31.0	30.8	13.5	17.3	2.1	0.6	1.1	3.5
1998	100.0	29.6	39.5	14.5	14.0	1.9	0.5	0.0	0.0

## TASA PROMEDIO DE CRECIMIENTO (%)

PERÍODO	Total	Residencial	Comercial	Industrial	Gobierno	Alumbrado Público	Uso de la Empresa	Otros Usos 1/	Ventas en Bloque 2/
1970-1980	7.6	11.6	9.6	6.6	15.4	7.3	-14.0	15.4	-29.3
1980-1990	3.4	4.8	6.4	6.8	14.6	9.3	18.5	-0.6	1.7
1990-1998	6.5	5.9	9.8	7.4	3.8	4.9	3.8	-100.0	-100.0
1970-1998	5.7	5.8	6.6	6.0	7.1	5.6	2.4	0.0	0.0

1/ Contiene Chiriquí Land. Co.

2/ Contiene Petrolterminales, Comisión del Canal, ICE e INE.

FUENTE: ETESA. 1999. INFORME ELÉCTRICO NACIONAL 1970-1998. p. 14.

## Anexo C

**EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA  
VENTAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR CLASE DE SERVICIO  
AÑO: 1998 / (MWh)**

Detalle	METRO OESTE, S.A.	ELEKTRA NORESTE, S.A.	CHIRIQUI, S.A.	TOTAL
<b>Total</b>	<b>1,773,080</b>	<b>1,341,864</b>	<b>281,056</b>	<b>3,396,000</b>
Residencial	491,835	422,314	90,426	1,004,576
Comercial	809,388	441,527	91,126	1,342,042
Industrial	170,018	271,541	49,513	491,172
Particulares	<b>1,471,242</b>	<b>1,135,483</b>	<b>231,065</b>	<b>2,837,790</b>
Municipio	7,502	2,171	1,311	10,984
Entidades Autónomas	141,366	145,654	22,269	309,289
Edificio Público	109,001	33,415	14,353	156,769
Alumbrado Público	35,043	19,632	9,762	64,437
Gobierno	<b>292,912</b>	<b>200,872</b>	<b>47,695</b>	<b>541,479</b>
<b>Sub Total</b>	<b>1,764,154</b>	<b>1,336,355</b>	<b>278,761</b>	<b>3,379,270</b>
Uso de la Empresa	8,926	5,509	2,295	16,730

Nota: Cifras Preliminares. Elaborado en base a información proporcionada por las empresas de Distribución de Energía Eléctrica.

FUENTE: ETESA. 1999. INFORME ELÉCTRICO NACIONAL 1970-1998. p. 15.

## Anexo D

**CONSUMO MENSUAL PROMEDIO POR CLIENTE  
1970-1998  
(KWh)**

ANOS	TOTAL	RESIDENCIAL	COMERCIAL	INDUSTRIAL	GOBIERNO
1970	390	151	1,152	9,507	3,452
1971	410	168	1,223	10,567	3,576
1972	443	187	1,285	11,052	4,455
1973	464	197	1,470	12,077	4,450
1974	458	189	1,541	11,828	4,644
1975	465	189	1,550	11,717	4,869
1976	478	196	1,595	10,775	5,190
1977	476	189	1,690	11,267	5,238
1978	489	186	1,750	13,167	5,651
1979	496	186	1,770	15,463	5,788
1980	510	184	1,824	17,975	5,708
1981	509	184	1,832	18,622	5,553
1982	533	189	1,876	20,074	6,180
1983	541	192	1,918	19,051	6,384
1984	524	182	1,845	19,271	6,040
1985	533	187	1,859	19,767	5,551
1986	572	197	1,895	21,136	5,566
1987	589	206	1,931	23,678	5,482
1988	549	202	1,723	21,458	5,146
1989	518	186	1,701	22,836	5,025
1990	519	187	1,698	24,826	4,986
1991	526	188	1,757	29,298	4,850
1992	541	195	1,801	30,565	4,845
1993	565	198	1,886	34,158	4,986
1994	583	200	1,955	34,103	5,069
1995	598	206	2,013	35,781	5,400
1996	597	202	1,998	32,472	5,543
1997	606	210	2,139	31,484	5,408
1998	626	213	2,198	34,223	5,773

## TASA PROMEDIO DE CRECIMIENTO (%)

1970-1980	2.7	2.0	4.7	6.6	5.2
1980-1990	0.2	0.2	-0.7	3.3	-1.3
1990-1997	2.3	1.7	3.4	3.5	1.2
1970-1998	1.7	1.2	2.3	4.7	1.9

FUENTE: ETESA. 1999. INFORME ELÉCTRICO NACIONAL 1970-1998. p. 18.

ANEXO E

RESUMEN DE TARIFAS

A. RESIDENCIAL (Unicamentos Particular)

TABLA 11		TABLA 12 (1)	
MWh	\$/MWh	MWh	\$/MWh
10	1.30	10	1.42
15	1.15	15	1.13
20	1.10	20	0.98
30	1.05	30	0.95
40	1.19	40	
50	1.19	50	
1,000	0.115	100	
Exceso	0.155		

B. AGROPECUARIA

TABLA 13		TABLA 25	
MWh	\$/MWh	Con demanda mayor a igual a 25 kW	
10	1.30		
15	1.15		
20	1.10		
30	1.05		
40	1.19		
50	1.19		
1,000	0.115		
Exceso	0.155		

C. INDUSTRIAL Y/O COMERCIAL SIN DEMANDA

TABLA 21		TABLA 22 (1)	
MWh	\$/MWh	MWh	\$/MWh
10	1.30	10	1.30
15	1.15	15	1.15
20	1.10	20	1.10
30	1.05	30	1.05
40	1.19	40	1.02
50	1.19	50	
1,000	0.115	100	
Exceso	0.155	Exceso	0.092

TABLA 23		TABLA 27 (1)	
MWh	\$/MWh	MWh	\$/MWh
10	1.30	10	1.30
15	1.15	15	1.15
20	1.10	20	1.10
30	1.05	30	1.05
40	1.19	40	1.02
50	1.19	50	
1,000	0.115	100	
Exceso	0.155	Exceso	0.092

D. INDUSTRIAL Y/O COMERCIAL CON DEMANDA

Particular y Gobierno

TABLA 31		TABLA 32 (1)	
MWh	\$/MWh	MWh	\$/MWh
10	1.30	10	1.30
15	1.15	15	1.15
20	1.10	20	1.10
30	1.05	30	1.05
40	1.19	40	1.02
50	1.19	50	
1,000	0.115	100	
Exceso	0.155	Exceso	0.092

TABLA 33		TABLA 37 (1)	
MWh	\$/MWh	MWh	\$/MWh
10	1.30	10	1.30
15	1.15	15	1.15
20	1.10	20	1.10
30	1.05	30	1.05
40	1.19	40	1.02
50	1.19	50	
1,000	0.115	100	
Exceso	0.155	Exceso	0.092

TABLA 34		TABLA 38	
MWh	\$/MWh	MWh	\$/MWh
10	1.30	10	1.30
15	1.15	15	1.15
20	1.10	20	1.10
30	1.05	30	1.05
40	1.19	40	1.02
50	1.19	50	
1,000	0.115	100	
Exceso	0.155	Exceso	0.092

TABLA 35		TABLA 39 (1)	
MWh	\$/MWh	MWh	\$/MWh
10	1.30	10	1.30
15	1.15	15	1.15
20	1.10	20	1.10
30	1.05	30	1.05
40	1.19	40	1.02
50	1.19	50	
1,000	0.115	100	
Exceso	0.155	Exceso	0.092

TABLA 36		TABLA 40 (1)	
MWh	\$/MWh	MWh	\$/MWh
10	1.30	10	1.30
15	1.15	15	1.15
20	1.10	20	1.10
30	1.05	30	1.05
40	1.19	40	1.02
50	1.19	50	
1,000	0.115	100	
Exceso	0.155	Exceso	0.092

(1) Nuevas Tarifas

FUENTE: IRHE. 1992. ESTRUCTURA TARIFARIA DE APLICACIÓN UNIFORME A NIVEL NACIONAL.

**ANEXO F****UNIVERSIDAD SANTA MARIA LA ANTIGUA****MAESTRIA EN CIENCIAS CON ESPECIALIDAD EN ADMINISTRACIÓN INDUSTRIAL**

Respetado(a) señor(a):

Estamos trabajando en un estudio que servirá para elaborar una Tesis Profesional acerca del Impacto de la Privatización del IRHE en el Sector Industrial.

Solicito su ayuda contestando las preguntas de este cuestionario con la mayor sinceridad. Sus respuestas serán confidenciales y anónimas.

Muchas gracias por su colaboración.

**Instrucción General**

**Marque con un gancho(✓) el recuadro que mejor refleje su respuesta o describa su situación.**

1. ¿Qué compañía de distribución eléctrica le brinda el servicio?

Elektra Noreste

Edemet

Edechi

2. ¿A qué nivel de tensión está conectada su empresa?

Baja(0 a 600V)

Media(600 a 115 kV)

Alta(Mayor a 115 kV)

3. ¿Cuál es el plan tarifario, según su nivel de tensión?
- Tarifa Simple  Tarifaria con Demanda Máxima
- Tarifa por Bloque Horario
4. ¿Cuál es su factor de potencia?
- Menor que 0.90  Mayor que 0.90
- No sé
5. ¿Cuál es la Demanda de Potencia Máxima de su Industria?
- Menos de 100kW  100kW-300kW
- + de 300kW a 500kW
- Más de 500kW
6. ¿Cuánto paga mensualmente por el consumo de energía eléctrica en su industria?
- \$0-\$4,000  \$4,001-\$8,000  \$8,001-\$12,000
- \$12,001-\$16,000  \$16,001-\$20,000
- \$20,001-\$24,000  Mayor de \$24,000
7. ¿Su cuenta mensual de electricidad con Elektra-Noreste/Edemet/Edechi comparada con la del IRHE es?
- Mayor  Menor
- Casi lo Mismo

8. ¿Considera usted que el costo de la energía eléctrica es cara en Panamá?
- Sí  No
9. ¿En cuánto estima porcentualmente la incidencia del costo de energía eléctrica sobre sus productos?
- 0 - 4%  +4 - 8%  +8 -12%   
+12 - 16%  +16 - 20%  Mayor que 20%
10. ¿Cómo cataloga el servicio de energía eléctrica que brinda Electra-Noreste/Edemet/Edechi versus la que daba el IRHE?
- Peor  Igual   
Mejor
11. ¿Comparados con el IRHE los apagones son?
- Más frecuentes  Menos frecuentes   
Casi lo mismo
12. ¿Ha recibido usted compensaciones por pérdidas en la calidad del servicio por parte de la empresa distribuidora?
- Sí  No

13. ¿Qué comentarios puede hacer usted para ayudarnos a analizar mejor la situación del servicio de electricidad que recibe su empresa?

---

---

---

---

---

---

---

Observaciones: \_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_



## ANEXO G

## Cronograma y descripción de actividades

	O	N	D	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O
1. Revisión y Análisis de Bibliografía y Plan de Tesis	—												
2. Establecimiento de hipótesis, objetivos y definición metodológica		—											
3. Elaboración de Proyecto de tesis.			—										
4. Presentación y Aprobación del Proyecto				—									
5. Recopilación de Información (Aplicación de Encuesta)					—								
6. Análisis de Datos e Interpretación de Inf.						—	—						
7. Preparación del Manuscrito de la Tesis									—	*			
8. Revisión del Manuscrito de la Tesis									—	—			
9. Corrección y Ajustes al Texto final de la Tesis										—	—		
10. Presentación y Revisión por Jurado de la Tesis												—	
11. Sustentación y Encuadernación													—

\* A partir de esta actividad hubo un retraso en el cumplimiento del Cronograma por razones de trabajo y se solicitó una prórroga en diciembre de 2001, que fue concedido.

## Anexo H

RESUMEN COMPARATIVO DE LOS MONITOS POR CARGOS Y COMPOSICION DE COSTOS POR CARGOS SEGUN TARIFAS SEMESTRALES EN LTD. AÑOS: 1998-2000

CARGOS/ COMPOSICION DE COSTOS	1998						1999						2000									
	2 SEMESTRE <sup>1/</sup>			1 SEMESTRE <sup>2/</sup>			2 SEMESTRE <sup>3/</sup>			1 SEMESTRE <sup>4/</sup>			2 SEMESTRE			1 SEMESTRE			2 SEMESTRE			
	ENSA	EDEMET <sup>2/</sup>	EDECHI	ENSA <sup>4/</sup>	EDEMET <sup>3/</sup>	EDECHI <sup>4/</sup>	ENSA	EDEMET	EDECHI	ENSA	EDEMET	EDECHI	ENSA	EDEMET	EDECHI	ENSA	EDEMET	EDECHI	ENSA	EDEMET	EDECHI	
CARGOS																						
FLUO	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.02	3.02	3.02	3.02	3.00	3.00	3.02	3.02	3.01	3.03	3.03	3.02	3.02	3.04	3.04
ENERGÍA	0.07195	0.07289	0.07480	0.07222	0.07226	0.07480	0.06824	0.07200	0.06055	0.06824	0.06055	0.06824	0.06824	0.07200	0.06055	0.07784	0.06674	0.06106	0.07784	0.06634	0.07793	0.07793
DEMANDA MÁXIMA	7.71	7.50	7.57	7.71	7.50	7.57	8.91	8.39	6.35	8.91	6.35	8.91	8.91	8.39	6.35	8.67	8.62	6.26	8.67	8.20	6.85	6.85
COMPOSICIÓN DE CARGOS																						
COMERCIALIZACIÓN																						
FLUO	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.02	3.02	3.02	3.02	3.00	3.00	3.02	3.02	3.01	3.03	3.03	3.02	3.02	3.04	3.04
DISTRIBUCIÓN																						
DEMANDA MÁXIMA	3.06	4.51	6.91	3.06	4.51	6.91	3.08	4.54	6.95	3.08	4.54	6.95	3.08	4.54	6.95	3.09	4.55	6.98	3.10	4.57	7.01	7.01
ENERGÍA, EXCLUYE PÉRDIDAS	0.01550	0.01450	0.02870	0.01550	0.01450	0.02870	0.01559	0.01458	0.02887	0.01559	0.01458	0.02887	0.01559	0.01458	0.02887	0.01566	0.01464	0.02898	0.01572	0.01470	0.02910	0.02910
PÉRDIDAS ESTÁNDAR EN DISTRIBUCIÓN	0.00664	0.00703	0.00297	0.00751	0.00640	0.00297	0.00770	0.00638	0.00294	0.00770	0.00638	0.00770	0.00638	0.00294	0.00775	0.00779	0.00656	0.00298	0.00775	0.00691	0.00300	0.00300
ALUMBRADO PÚBLICO	0.00087	0.00047	0.00100	0.00087	0.00047	0.00100	0.00087	0.00047	0.00100	0.00087	0.00047	0.00087	0.00087	0.00047	0.00100	0.00087	0.00047	0.00100	0.00087	0.00047	0.00100	0.00100
TRANSMISIÓN																						
DEMANDA MÁXIMA	1.23	1.66	-0.63	1.23	1.66	-0.63	2.52	2.49	-2.08	2.52	-2.08	2.52	2.49	-2.08	1.70	2.33	2.20	1.67	1.67	1.94	-1.53	-1.53
PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN TRANSMISIÓN	0.00290	0.00260	0.00040	0.00290	0.00260	0.00040	0.00016	0.00054	0.00003	0.00016	0.00003	0.00016	0.00054	0.00003	0.00187	0.00177	0.00022	0.00304	0.00289	0.00289	0.00042	0.00042
GENERACIÓN																						
DEMANDA MÁXIMA	3.42	1.33	1.29	3.42	1.33	1.29	3.31	1.38	1.48	3.31	1.48	3.31	1.38	1.48	3.88	1.74	1.48	3.80	3.80	1.69	1.37	1.37
ENERGÍA	0.04544	0.04829	0.04173	0.04544	0.04829	0.04173	0.04392	0.05003	0.04771	0.04392	0.05003	0.04771	0.04392	0.05003	0.04771	0.05149	0.06330	0.04788	0.05046	0.06137	0.04441	0.04441

FUENTES: PLIEGOS TARIFARIOS SEMESTRALES DE ELEKTRA NORESTE S.A., EDEMET Y EDECHI, RESOLUCIONES DEL ERSF Y DIARIOS LOCALES 1998, 1999, 2000

1/ SOLO CORRESPONDE A LOS MESES DE NOVIEMBRE Y DICIEMBRE

2/ TARIFA APLICADA DE NOVIEMBRE 1998 A MARZO 1999

3/ TARIFA APLICADA DE ABRIL A JUNIO 1999

4/ APLICABLE DE DIC. 1998 HASTA JUNIO 1999

## Anexo I

CARGOS/ COMPOSICION DE COSTOS	1998						1999						2000									
	2 SEMESTRE <sup>1/</sup>			1 SEMESTRE <sup>2/</sup>			2 SEMESTRE			1 SEMESTRE			2 SEMESTRE			1 SEMESTRE			2 SEMESTRE			
	ENSA	EDEMET <sup>2/</sup>	EDECHI	ENSA	EDEMET <sup>2/</sup>	EDECHI	ENSA	EDEMET	EDECHI	ENSA	EDEMET	EDECHI	ENSA	EDEMET	EDECHI	ENSA	EDEMET	EDECHI	ENSA	EDEMET	EDECHI	
CARGOS																						
FLUO	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00
ENERGÍA	0.07135	0.07059	0.07480	0.07222	0.06996	0.07480	0.06824	0.06927	0.06955	0.07767	0.08442	0.08106	0.07784	0.08401	0.07792	0.07784	0.08401	0.07792	0.07784	0.08401	0.07792	0.07792
DEMANDA MÁXIMA FUERA DE PUNTA	2.30	3.02	11.51	2.30	3.02	11.51	2.31	3.04	11.58	2.31	3.04	11.58	2.33	3.06	11.67	2.33	3.06	11.67	2.33	3.06	11.67	11.67
DEMANDA MÁXIMA PERIODO DE PUNTA	13.60	14.92	4.74	13.60	14.92	4.74	12.31	16.12	1.35	12.00	16.79	-1.81	12.00	16.79	1.00	12.00	16.79	1.00	12.00	16.79	1.00	1.00
COMPOSICION DE CARGOS																						
COMERCIALIZACIÓN																						
FIJO	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00
DISTRIBUCIÓN																						
DEMANDA EN PERIODO DE PUNTA	6.44	7.67	5.24	6.44	7.67	5.24	6.48	7.71	5.27	6.50	7.74	5.29	6.53	7.77	5.31	6.53	7.77	5.31	6.53	7.77	5.31	5.31
DEMANDA FUERA DE PUNTA	2.30	3.02	11.51	2.30	3.02	11.51	2.31	3.04	11.58	2.31	3.04	11.58	2.33	3.06	11.67	2.33	3.06	11.67	2.33	3.06	11.67	11.67
ENERGÍA(EXCLUYE PÉRDIDAS)	0.1550	0.01220	0.02870	0.01560	0.01220	0.02870	0.01589	0.01231	0.02887	0.01589	0.01231	0.02887	0.01572	0.01237	0.02910	0.01572	0.01237	0.02910	0.01572	0.01237	0.02910	0.02910
PÉRDIDAS ESTÁNDAR EN DISTRIBUCIÓN	0.00751	0.00703	0.00297	0.00751	0.00640	0.00297	0.00770	0.00638	0.00294	0.00779	0.00656	0.00298	0.00775	0.00691	0.00299	0.00775	0.00691	0.00299	0.00775	0.00691	0.00299	0.00299
ALUMBRADO PÚBLICO	0.00067	0.00047	0.00100	0.00067	0.00047	0.00100	0.00067	0.00047	0.00100	0.00067	0.00047	0.00100	0.00067	0.00047	0.00100	0.00067	0.00047	0.00100	0.00067	0.00047	0.00100	0.00100
TRANSMISIÓN																						
DEMANDA EN PERIODO DE PUNTA	1.90	1.95	-2.80	1.90	1.95	-2.80	2.52	2.92	-9.25	1.70	2.74	-9.74	1.67	2.28	-6.76	1.67	2.28	-6.76	1.67	2.28	-6.76	-6.76
PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN TRANSMISIÓN	0.00290	0.00260	0.00040	0.00290	0.00260	0.00040	0.00016	0.00054	0.00003	0.00016	0.00054	0.00003	0.00016	0.00054	0.00003	0.00016	0.00054	0.00003	0.00016	0.00054	0.00003	0.00003
GENERACIÓN																						
DEMANDA EN PERIODO DE PUNTA	5.26	5.30	2.30	5.26	5.30	2.30	3.31	5.49	2.63	3.88	6.95	2.64	3.80	6.74	2.45	3.80	6.74	2.45	3.80	6.74	2.45	2.45
ENERGÍA	0.04544	0.04629	0.04173	0.04544	0.04629	0.04173	0.04392	0.05003	0.04771	0.05149	0.06330	0.04788	0.05046	0.06137	0.04441	0.05046	0.06137	0.04441	0.05046	0.06137	0.04441	0.04441

FUENTES: PLIEGOS TARIFARIOS SEMESTRALES DE ELEKTRA NORESTE S.A., EDEMET Y EDECHI, RESOLUCIONES DEL ERSP Y DIARIOS LOCALES 1998, 1999, 2000

1/ CORRESPONDE A LOS MESES DE NOVIEMBRE Y DICIEMBRE

2/ TARIFA APLICADA DE NOVIEMBRE 1998 A MARZO 1999

3/ TARIFA APLICADA DE ABRIL A JUNIO 1999

## Anexo J

RESUMEN COMPARATIVO DE LOS MONTOS POR CARGOS Y COMPOSICION DE COSTOS POR CARGOS SEGUN TARIFAS SEMESTRALES EN MTD. AÑOS: 1998-2000

CARGOS/ COMPOSICION DE COSTOS	1998						1999						2000									
	2 SEMESTRE <sup>1/</sup>			1 SEMESTRE <sup>2/</sup>			2 SEMESTRE <sup>3/</sup>			1 SEMESTRE <sup>4/</sup>			2 SEMESTRE			1 SEMESTRE			2 SEMESTRE			
	ENSA	EDEMET <sup>2/</sup>	EDECHI	ENSA <sup>4/</sup>	EDEMET <sup>3/</sup>	EDECHI <sup>4/</sup>	ENSA	EDEMET <sup>3/</sup>	EDECHI <sup>4/</sup>	ENSA	EDEMET <sup>3/</sup>	EDECHI	ENSA	EDEMET	EDECHI	ENSA	EDEMET	EDECHI	ENSA	EDEMET	EDECHI	
CARGOS	5.00	6.00	5.00	5.00	6.00	5.00	5.00	6.00	5.00	5.00	6.00	5.00	5.00	6.00	5.00	5.00	6.00	5.00	5.00	6.00	5.00	
FLUJO	0.06568	0.06722	0.05896	0.06592	0.06702	0.05896	0.06179	0.06677	0.06465	0.07116	0.06137	0.06509	0.07135	0.068071	0.06189	0.07135	0.068071	0.06189	0.07135	0.068071	0.06189	
ENERGÍA	8.01	8.63	2.74	8.01	8.63	2.74	9.51	9.63	0.50	9.20	10.72	0.32	9.07	10.16	1.33	9.07	10.16	1.33	9.07	10.16	1.33	
DEMANDA MÁXIMA																						
COMPOSICIÓN DE CARGOS																						
COMERCIALIZACIÓN	5.00	6.00	5.00	5.00	6.00	5.00	5.00	6.00	5.00	5.00	6.00	5.00	5.00	6.00	5.00	5.00	6.00	5.00	5.00	6.00	5.00	
FLUJO																						
DISTRIBUCIÓN	2.10	2.46	1.56	2.10	2.46	1.56	2.11	2.47	1.57	2.12	2.48	1.58	2.13	2.49	1.59	2.13	2.49	1.59	2.13	2.49	1.59	
DEMANDA MÁXIMA	0.01470	0.01400	0.01510	0.01470	0.01400	0.01510	0.01478	0.01408	0.01519	0.01484	0.01413	0.01525	0.0149	0.01419	0.01532	0.0149	0.01419	0.01532	0.0149	0.01419	0.01532	
ENERGÍA(EXCLUYE PÉRDIDAS)	0.00177	0.00186	0.00073	0.00201	0.00186	0.00073	0.00206	0.00166	0.00072	0.00209	0.00170	0.00074	0.00208	0.00179	0.00074	0.00208	0.00179	0.00074	0.00208	0.00179	0.00074	
PÉRDIDAS ESTÁNDAR EN DISTRIBUCIÓN	0.00087	0.00047	0.00100	0.00087	0.00047	0.00100	0.00087	0.00047	0.00100	0.00087	0.00047	0.00100	0.00087	0.00047	0.00100	0.00087	0.00047	0.00100	0.00087	0.00047	0.00100	
ALUMBRADO PÚBLICO																						
TRANSMISIÓN	1.57	1.66	-1.12	1.57	1.66	-1.12	3.21	2.49	-3.70	2.17	2.33	-3.90	2.13	1.94	-2.71	2.13	1.94	-2.71	2.13	1.94	-2.71	
DEMANDA MÁXIMA	0.00290	0.00260	0.00040	0.00290	0.00260	0.00040	0.00016	0.00054	0.00003	0.00187	0.00177	0.00022	0.00304	0.00288	0.00042	0.00304	0.00288	0.00042	0.00304	0.00288	0.00042	
PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN TRANSMISIÓN																						
GENERACIÓN	4.34	4.51	2.30	4.34	4.51	2.30	4.19	4.67	2.63	4.91	5.91	2.64	4.81	5.73	2.45	4.81	5.73	2.45	4.81	5.73	2.45	
DEMANDA MÁXIMA	0.04544	0.04829	0.04173	0.04544	0.04829	0.04173	0.04392	0.05003	0.04771	0.05149	0.06330	0.04788	0.05046	0.06137	0.04441	0.05046	0.06137	0.04441	0.05046	0.06137	0.04441	
ENERGÍA																						

FUENTES: PLIEGOS TARIFARIOS SEMESTRALES DE ELEKTRA NORESTE S.A., EDEMET Y EDECHI, RESOLUCIONES DEL ERSY Y DIARIOS LOCALES 1998, 1999, 2000

1/ SOLO CORRESPONDE A LOS MESES DE NOVIEMBRE Y DICIEMBRE

2/ TARIFA APLICADA DE NOVIEMBRE 1998 A MARZO 1999

3/ TARIFA APLICADA DE ABRIL A JUNIO 1999

4/ IGUAL A LA DE 1998

## Anexo K

CARGOS/ COMPOSICION DE COSTOS	1998						1999						2000									
	2 SEMESTRE <sup>1/</sup>			1 SEMESTRE <sup>2/</sup>			2 SEMESTRE			1 SEMESTRE			2 SEMESTRE			1 SEMESTRE			2 SEMESTRE			
	ENSA	EDEMET <sup>2/</sup>	EDECHI	ENSA	EDEMET <sup>2/</sup>	EDECHI	ENSA	EDEMET	EDECHI	ENSA	EDEMET	EDECHI	ENSA	EDEMET	EDECHI	ENSA	EDEMET	EDECHI	ENSA	EDEMET	EDECHI	
CARGOS																						
FUJO	5.50	6.25	5.50	5.50	6.25	5.50	5.50	6.29	5.53	5.52	6.31	5.55	5.54	6.34	5.57	5.54	6.34	5.57	5.54	6.34	5.57	
ENERGÍA	0.06568	0.06722	0.05896	0.06592	0.06702	0.05896	0.06179	0.06677	0.06465	0.07116	0.06137	0.06509	0.06904	0.08071	0.06189	0.06904	0.08071	0.06189	0.06904	0.08071	0.06189	
DEMANDA MÁXIMA FUERA DE PUNTA	1.10	1.19	2.28	1.10	1.19	2.28	1.11	1.20	2.29	1.11	1.20	2.30	1.11	1.21	2.31	1.11	1.21	2.31	1.11	1.21	2.31	
DEMANDA MÁXIMA PERIODO DE PUNTA	11.40	12.10	3.87	11.40	12.10	3.87	13.68	13.50	-1.47	13.12	15.03	-1.91	12.93	14.26	0.47	12.93	14.26	0.47	12.93	14.26	0.47	
COMPOSICIÓN DE CARGOS																						
COMERCIALIZACIÓN																						
FUJO	5.50	6.25	5.50	5.50	6.25	5.50	5.50	6.29	5.53	5.52	6.31	5.55	5.54	6.34	5.57	5.54	6.34	5.57	5.54	6.34	5.57	
DISTRIBUCIÓN																						
DEMANDA EN PERIODO DE PUNTA	2.90	3.48	1.06	2.90	3.48	1.06	2.92	3.50	1.07	2.93	3.51	1.07	2.94	3.53	1.07	2.94	3.53	1.07	2.94	3.53	1.07	
DEMANDA FUERA DE PUNTA	1.10	1.19	2.28	1.10	1.19	2.28	1.11	1.20	2.29	1.11	1.20	2.30	1.11	1.21	2.31	1.11	1.21	2.31	1.11	1.21	2.31	
ENERGÍA(EXCLUYENDO PÉRDIDAS)	0.01470	0.01400	0.01510	0.01470	0.01400	0.01510	0.01478	0.01408	0.01519	0.01484	0.01413	0.01525	0.0149	0.01419	0.01532	0.0149	0.01419	0.01532	0.0149	0.01419	0.01532	
PÉRDIDAS ESTÁNDAR EN DISTRIBUCIÓN	0.00177	0.00186	0.00073	0.00201	0.00166	0.00073	0.00206	0.00165	0.00072	0.00209	0.00170	0.00074	0.00207	0.00179	0.00074	0.00207	0.00179	0.00074	0.00207	0.00179	0.00074	
ALUMBRADO PÚBLICO	0.00087	0.00047	0.00100	0.00087	0.00047	0.00100	0.00087	0.00047	0.00100	0.00087	0.00047	0.00100	0.00087	0.00047	0.00100	0.00087	0.00047	0.00100	0.00087	0.00047	0.00100	
TRANSMISIÓN																						
DEMANDA EN PERIODO DE PUNTA	2.26	2.32	-2.66	2.26	2.32	-2.66	4.63	3.47	-8.79	3.12289	3.26	-9.26	3.06	2.72	-6.42	3.06	2.72	-6.42	3.06	2.72	-6.42	
PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN TRANSMISIÓN	0.00290	0.00260	0.00040	0.00290	0.00260	0.00040	0.00016	0.00054	0.00003	0.00187	0.00177	0.00022	0.00304	0.00289	0.00042	0.00304	0.00289	0.00042	0.00304	0.00289	0.00042	
GENERACION																						
DEMANDA EN PERIODO DE PUNTA	6.24	6.30	5.47	6.24	6.30	5.47	6.03	6.53	6.25	7.06987	8.26	6.28	6.93	8.01	5.82	6.93	8.01	5.82	6.93	8.01	5.82	
ENERGÍA	0.04544	0.04829	0.04173	0.04544	0.04829	0.04173	0.04392	0.05003	0.04771	0.05149	0.06330	0.04788	0.05046	0.06137	0.04441	0.05046	0.06137	0.04441	0.05046	0.06137	0.04441	

FUENTES: PLIEGOS TARIFARIOS SEMESTRALES DE ELEKTRA NORESTE S.A., EDEMET Y EDECHI, RESOLUCIONES DEL ERSF Y DIARIOS LOCALES 1998, 1999, 2000

1/ SOLO CORRESPONDE A LOS MESES DE NOVIEMBRE A DICIEMBRE

2/ TARIFA APLICADA DE NOVIEMBRE 1998 A MARZO 1999

3/ TARIFA APLICADA DE ABRIL A JUNIO 1999

## Anexo L

RESUMEN COMPARATIVO DE LOS MONTOS POR CARGOS Y COMPOSICION DE COSTOS POR CARGOS SEGÚN TARIFAS SEMESTRALES EN ATD: AÑOS: 1998-2000

CARGOS/ COMPOSICION DE COSTOS	1998						1999						2000									
	2 SEMESTRE <sup>1/</sup>			1 SEMESTRE <sup>2/</sup>			2 SEMESTRE			1 SEMESTRE			2 SEMESTRE			1 SEMESTRE			2 SEMESTRE			
	ENSA	EDEMET <sup>3/</sup>	EDECHI	ENSA	EDEMET <sup>3/</sup>	EDECHI	ENSA	EDEMET	EDECHI	ENSA	EDEMET	EDECHI	ENSA	EDEMET	EDECHI	ENSA	EDEMET	EDECHI	ENSA	EDEMET	EDECHI	
CARGOS																						
FIJO	5.00	6.00	5.00	5.00	6.00	5.00	5.00	6.03	5.03	5.02	6.06	5.05	5.04	6.09	5.07	5.04	6.09	5.07	5.04	6.09	5.07	
ENERGÍA	0.04998	0.05217	0.04342	0.05009	0.05209	0.04342	0.04585	0.05176	0.04903	0.05514	0.06629	0.04940	0.05527	0.06552	0.04613	0.05527	0.06552	0.04613	0.05527	0.06552	0.04613	
DEMANDA MÁXIMA	8.15	8.50	1.57	8.15	8.50	1.57	9.97	9.66	-1.24	9.58	10.95	-1.48	9.42	10.29	-0.23	9.42	10.29	-0.23	9.42	10.29	-0.23	
COMPOSICIÓN DE COSTOS																						
COMERCIALIZACIÓN																						
FIJO	5.00	6.00	5.00	5.00	6.00	5.00	5.00	6.03	5.03	5.02	6.06	5.05	5.04	6.09	5.07	5.04	6.09	5.07	5.04	6.09	5.07	
DISTRIBUCIÓN																						
DEMANDA MÁXIMA	0.99	1.25	0.09	0.99	1.25	0.09	1.00	1.26	0.09	1.004	1.26	0.09	1.01	1.27	0.09	1.01	1.27	0.09	1.01	1.27	0.09	
PÉRDIDAS ESTÁNDAR EN DISTRIBUCIÓN	0.00088	0.00081	0.00029	0.00088	0.00073	0.00029	0.00090	0.00073	0.00029	0.00091	0.00075	0.00030	0.00090	0.00079	0.00030	0.00090	0.00079	0.00030	0.00090	0.00079	0.00030	
ALUMBRADO PÚBLICO	0.00067	0.00047	0.00100	0.00067	0.00047	0.00100	0.00067	0.00047	0.00100	0.00067	0.00047	0.00100	0.00067	0.00047	0.00100	0.00067	0.00047	0.00100	0.00067	0.00047	0.00100	
TRANSMISIÓN																						
DEMANDA MÁXIMA	1.90	1.95	-1.40	1.90	1.95	-1.40	3.89	2.92	-4.62	2.62	2.74	-4.87	2.57	2.28	-3.38	2.57	2.28	-3.38	2.57	2.28	-3.38	
PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN TRANSMISIÓN	0.00290	0.00260	0.00040	0.00290	0.00260	0.00040	0.00016	0.00054	0.00003	0.00187	0.00177	0.00022	0.00304	0.00289	0.00042	0.00304	0.00289	0.00042	0.00304	0.00289	0.00042	
GENERACIÓN																						
DEMANDA MÁXIMA	5.26	5.30	2.88	5.26	5.30	2.88	5.08	5.49	3.29	5.96	6.95	3.30	5.84	6.74	3.06	5.84	6.74	3.06	5.84	6.74	3.06	
ENERGÍA	0.04544	0.04829	0.04173	0.04544	0.04829	0.04173	0.04392	0.05003	0.04771	0.05149	0.06330	0.04788	0.05046	0.06137	0.04441	0.05046	0.06137	0.04441	0.05046	0.06137	0.04441	

FUENTES: PLIEGOS TARIFARIOS SEMESTRALES DE ELEKTRA NORESTE S.A., EDEMET Y EDECHI, RESOLUCIONES DEL ERSF Y DIARIOS LOCALES 1998, 1999, 2000

1/ SOLO CORRESPONDE A LOS MESES DE NOVIEMBRE Y DICIEMBRE

2/ TARIFA APLICADA DE NOVIEMBRE 1998 A MARZO 1999

3/ TARIFA APLICADA DE ABRIL A JUNIO 1999

## Anexo M

CARGOS/ COMPOSICIÓN DE COSTOS	1998						1999						2000											
	2 SEMESTRE <sup>1/</sup>			1 SEMESTRE <sup>2/</sup>			2 SEMESTRE			1 SEMESTRE			2 SEMESTRE			1 SEMESTRE			2 SEMESTRE					
	ENSA	EDEMET <sup>3/</sup>	EDECHI	ENSA	EDEMET <sup>3/</sup>	EDECHI	ENSA	EDEMET	EDECHI	ENSA	EDEMET	EDECHI	ENSA	EDEMET	EDECHI	ENSA	EDEMET	EDECHI	ENSA	EDEMET	EDECHI			
CARGOS																								
FLUO	5.50	6.25	5.50	5.50	6.25	5.50	5.50	6.29	5.53	5.50	6.29	5.53	5.50	6.29	5.53	5.50	6.31	5.55	5.54	6.34	5.57	5.54	6.34	5.57
ENERGÍA	0.04998	0.05217	0.04342	0.05009	0.05209	0.04342	0.04585	0.05176	0.04903	0.04585	0.05176	0.04903	0.04585	0.05176	0.04903	0.04585	0.05176	0.04903	0.04585	0.05176	0.04903	0.04585	0.05176	0.04903
DEMANDA MÁXIMA FUERA DE PUNTA	0.46	0.63	0.13	0.46	0.63	0.13	0.46	0.63	0.13	0.46	0.63	0.13	0.46	0.63	0.13	0.46	0.64	0.13	0.46	0.64	0.13	0.46	0.64	0.13
DEMANDA MÁXIMA PERIODO DE PUNTA	9.98	10.42	2.99	9.98	10.42	2.99	12.25	11.88	-2.63	12.25	11.88	-2.63	12.25	11.88	-2.63	12.25	13.48	-3.11	11.55	12.66	-0.61	11.55	12.66	-0.61
COMPOSICIÓN DE COSTOS																								
COMERCIALIZACIÓN																								
FLUO	5.50	6.25	5.50	5.50	6.25	5.50	5.50	6.29	5.53	5.50	6.29	5.53	5.50	6.29	5.53	5.50	6.31	5.55	5.54	6.34	5.57	5.54	6.34	5.57
DISTRIBUCIÓN																								
DEMANDA EN PERIODO DE PUNTA	1.04	1.36	0.03	1.04	1.36	0.03	1.05	1.36	0.03	1.05	1.36	0.03	1.05	1.36	0.03	1.05	1.36	0.03	1.05	1.37	0.03	1.05	1.37	0.03
DEMANDA FUERA DE PUNTA	0.46	0.63	0.13	0.46	0.63	0.13	0.46	0.63	0.13	0.46	0.63	0.13	0.46	0.63	0.13	0.46	0.64	0.13	0.46	0.64	0.13	0.46	0.64	0.13
PERDIDAS ESTÁNDAR EN DISTRIBUCIÓN	0.00077	0.00081	0.00029	0.00088	0.00073	0.00029	0.00090	0.00073	0.00029	0.00090	0.00073	0.00029	0.00090	0.00073	0.00029	0.00091	0.00075	0.00030	0.00090	0.00079	0.00030	0.00090	0.00079	0.00030
ALUMBRADO PÚBLICO	0.00067	0.00047	0.00100	0.00067	0.00047	0.00100	0.00067	0.00047	0.00100	0.00067	0.00047	0.00100	0.00067	0.00047	0.00100	0.00067	0.00047	0.00100	0.00067	0.00047	0.00100	0.00067	0.00047	0.00100
TRANSMISIÓN																								
DEMANDA EN PERIODO DE PUNTA	2.37	2.44	-2.80	2.37	2.44	-2.80	4.85	3.65	-9.25	4.85	3.65	-9.25	4.85	3.65	-9.25	3.27	3.43	-9.74	3.20	2.86	-6.76	3.20	2.86	-6.76
PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN TRANSMISIÓN	0.00290	0.00260	0.00040	0.00290	0.00260	0.00040	0.00016	0.00054	0.00003	0.00016	0.00054	0.00003	0.00016	0.00054	0.00003	0.00187	0.00177	0.00022	0.00304	0.00289	0.00042	0.00304	0.00289	0.00042
GENERACIÓN																								
DEMANDA EN PERIODO DE PUNTA	6.57	6.63	5.76	6.57	6.63	5.76	6.35	6.87	6.59	6.35	6.87	6.59	6.35	6.87	6.59	7.45	8.69	6.60	7.30	8.43	6.12	7.30	8.43	6.12
ENERGÍA	0.04544	0.04829	0.04173	0.04544	0.04829	0.04173	0.04392	0.05003	0.04771	0.04392	0.05003	0.04771	0.04392	0.05003	0.04771	0.05149	0.06330	0.04798	0.05046	0.06137	0.04441	0.05046	0.06137	0.04441

FUENTES: PLIEGOS TARIFARIOS SEMESTRALES DE ELEKTRA NORESTE S.A., EDEMET Y EDECHI, RESOLUCIONES DEL ERSP Y DIARIOS LOCALES 1998, 1999, 2000

1/ SOLO CORRESPONDE A LOS MESES DE NOVIEMBRE A DICIEMBRE

2/ TARIFA APLICADA DE NOVIEMBRE 1998 A MARZO 1999

3/ TARIFA APLICADA DE ABRIL A JUNIO 1999

