



NACIONES UNIDAS

CONSEJO
ECONOMICO
Y SOCIAL



LIMITADO
CCE/SC.5/GTAE/GRTE/I/2
TAO/LAT/83
5 de abril de 1968

COMISION ECONOMICA PARA AMERICA LATINA
COMITE DE COOPERACION ECONOMICA
DEL ISTMO CENTROAMERICANO
SUBCOMITE CENTROAMERICANO DE ELECTRIFICACION
Y RECURSOS HIDRAULICOS

Grupos de Trabajo sobre Aspectos Eléctricos
Grupo Regional sobre Tarifas Eléctricas
Tegucigalpa, Honduras, 2 a 10 de mayo de 1968

LAS POLITICAS TARIFARIAS ELECTRICAS EN EL ISTMO CENTROAMERICANO

(Estudio comparativo y propuestas para su armonización)

Estudio preparado para el Grupo Regional sobre Tarifas Eléctricas por el Sr. Edgar Jiménez Andreoli, experto de la Oficina de Cooperación Técnica de las Naciones Unidas e integrante de la Misión Centroamericana de Electrificación y Recursos Hidráulicos.

Este informe no ha sido aprobado oficialmente por la Oficina de Cooperación Técnica de las Naciones Unidas, la que no comparte necesariamente las opiniones aquí expresadas.

INDICE

	<u>Página</u>
I. Presentación	1
II. Análisis comparativo de los precios medios de la energía eléctrica	3
1. Los precios medios de la energía eléctrica y su evolución	3
2. Variaciones de los precios medios en cada uno de los países (1966)	8
3. Precios medios del kWh por sectores de consumo	22
III. Causas que determinan el nivel de costos de las empresas eléctricas	47
1. Financiamiento	48
a) Financiación de la industria eléctrica	48
b) Efecto de las necesidades financieras en el nivel de precios de la energía eléctrica	56
2. Desarrollo de los mercados	57
3. Gastos directos de operación	61
4. Costos de capital	63
5. Criterios sobre la selección de inversiones eléctricas	65
6. Relación entre capital propio y préstamos	67
7. Compromisos con organismos financieros internacionales	68
IV. Análisis comparativo de las políticas de regulación, por países, y de la estructura tarifaria a nivel de empresas	70
1. La regulación del servicio eléctrico en los países del Istmo Centroamericano	70
2. Análisis general de las políticas de regulación	72
3. Rentabilidad	76
a) Concepto	76
b) Disposiciones legales y prácticas sobre rentabilidad en el Istmo Centroamericano	80
4. Depreciación	87
a) Definición	87
b) Importancia de la depreciación	88
c) Efectos de la depreciación	89

	<u>Página</u>
d) Métodos de depreciación	93
e) Regulación y prácticas de las empresas eléctricas sobre depreciación	96
5. Niveles y distribución de gastos	98
6. Extensiones para servir a nuevos usuarios y promoción del uso de la electricidad	102
7. La estructura tarifaria	110
V. Tarifas	120
1. Análisis comparativo de las tarifas al detalle en Centroamérica y Panamá	121
a) Sector residencial	121
b) Sector comercial o general	129
c) Sector industrial	131
d) Tarifas a empresas eléctricas distribuidoras	147
2. Evaluación de los problemas que implicaría para las empresas eléctricas la generalización de las tarifas dentro de los países	147
3. Potencialidad del consumo en el sector residencial	152
4. Definición de los niveles tarifarios en la pequeña industria y en la artesanía	155
5. Armonización regional de las tarifas para industrias de muy alto consumo	156
VI. Recomendaciones	162

Anexos

A. Preguntas y respuestas de los organismos de regulación y principales empresas eléctricas para el análisis y perspectivas de uniformar las políticas tarifarias del sector eléctrico en el Istmo Centroamericano	A-1
B. Tarifas de energía eléctrica de empresas eléctricas del Istmo Centroamericano, 1967, en dólares	A-45
C. Resumen del estudio eléctrico realizado por ENALUF para el departamento de Masaya, agosto de 1967	A-89

I. PRESENTACION

El Subcomité Centroamericano de Electrificación y Recursos Hidráulicos aprobó, en su tercera reunión, la resolución 17 (SC.5) en la que acordó señalar prioridad, dentro de su programa de actividades, a los problemas de armonización tarifaria y crear un grupo de trabajo, integrado por representantes de las empresas eléctricas y de los organismos reguladores, para dirigir y orientar el plan de estudios e investigaciones a que se refiere dicha resolución. En este documento se amplía el Estudio comparativo de las tarifas de energía eléctrica de Centroamérica y Panamá, 1965

(E/CN.12/CCE/SC.5/40; TAO/LAT/62) que se presentó a la tercera reunión del Subcomité, de acuerdo con lo recomendado. Se ha contado para ello con la cooperación de los organismos de regulación de la industria eléctrica y de las principales empresas del Istmo, que proporcionaron información sobre las políticas tarifarias establecidas por disposiciones legales y reglamentarias, y sobre las prácticas que se siguen para la fijación de las mismas y otros detalles.

Se examinan de nuevo en esta oportunidad los precios medios de la energía eléctrica para observar las variaciones que han experimentado, tanto referidas a países y a empresas como a sectores de consumo. También se estudian las causas que han determinado el nivel de costos de las empresas eléctricas, para evaluar cada uno de los factores que influyen en el costo de la electricidad, y se hacen las consiguientes distinciones entre los que corresponden al campo financiero, al desarrollo de los mercados, a los gastos de operación y a las inversiones.

Enseguida se analizan comparativamente las políticas de regulación, por países, y las estructuras tarifarias, por empresas, para señalar las prácticas que parecen preferibles sobre rentabilidad y depreciación de los activos, los niveles de gastos de operación y distribución, las políticas de extensión de servicios a nuevas zonas y otras particularidades, con el propósito de presentar recomendaciones tendientes a armonizar políticas que podrían adoptar las empresas eléctricas del Istmo.

/Finalmente

Finalmente, después de revisar las tarifas eléctricas en vigor, por sectores de consumo y por tipos de consumidores, se examinan las diversas modalidades de armonización de las políticas tarifarias que discutió el Subcomité durante su tercera reunión. Se proponen, en definitiva, medidas específicas que permitirían generalizar las tarifas dentro de cada país, y se señalan los niveles y las estructuras tarifarias que se consideran más apropiados para la pequeña industria y la artesanía.

Se ha calculado asimismo el impacto que implicaría la aplicación de una política de armonización de tarifas a las industrias de muy alto consumo, tanto a nivel de las empresas así como para los consumidores, desde el punto de vista del costo de la prestación del servicio eléctrico. Finalmente, se recomienda llevar a cabo un estudio que permita conocer el potencial de consumo del sector residencial de cada uno de los países y de la región en conjunto, con el propósito de determinar la conveniencia y la oportunidad de establecer programas de promoción de consumo para dicho sector. A este respecto, las páginas que siguen complementan, como se dijo antes, el Estudio comparativo de las tarifas de la energía eléctrica de Centroamérica y Panamá, 1965 (E/CN.12/CCE/SC.5/40; TAO/LAT/40), y las propuestas que figuran en el mismo.

II. ANALISIS COMPARATIVO DE LOS PRECIOS MEDIOS DE LA ENERGIA ELECTRICA

1. Los precios medios de la energía eléctrica y su evolución

El precio medio de la energía vendida por las empresas eléctricas de servicio público de los países del Istmo Centroamericano descendió entre 1950 y 1966 a una tasa acumulativa anual de 1.3 por ciento, hasta situarse en 3.06 centavos de dólar por kWh en 1966. La evolución no ha sido similar en los distintos países; se observan entre ellos grandes diferencias, --que oscilaban en 1950 entre 8.97 y 1.19; entre 5.67 y 1.63 en 1960; y entre 3.90 y 1.97 en 1966-- que no ha sido posible eliminar a pesar de los cambios favorables que se han producido. (Véanse los cuadros 1 y 2 y el gráfico 1.)

Cuadro 1

CENTROAMERICA Y PANAMA: RELACION DEL PRECIO MEDIO DE LA ENERGIA ELECTRICA CON RESPECTO AL PAIS DE PRECIO MEDIO MAS BAJO, 1950, 1960 Y 1966

Año	Guatemala	El Salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Panamá ^{a/}
1950	3.2	2.9	7.5	3.3	1.0	...
1960	2.4	2.1	3.5	2.5	1.0	2.9
1966	2.0	1.8	2.1	2.4	1.0	2.4

a/ No incluye la Zona del Canal.

Así, en Guatemala, el precio medio ha sufrido aumentos y disminuciones, de acuerdo con cambios de criterio seguidos por la principal empresa distribuidora del país.

En El Salvador se observa una disminución gradual del precio medio, causada principalmente por la política de electrificación nacional de la CEL, y en especial por las medidas de control de tarifas que ejerce la Inspección General de Servicios Eléctricos, sobre todo la que limita los porcentajes de rentabilidad de las empresas distribuidoras.

/Honduras

Honduras es el país del Istmo donde el precio medio de la energía eléctrica ha disminuido proporcionalmente en mayor grado, desde 1959, como resultado de la política de electrificación nacional de la ENEE, del desarrollo de fuentes hidroeléctricas de producción más económica y del establecimiento del sistema interconectado nacional.

En Nicaragua, el precio medio de la energía fue en 1966 igual al de 1950, aunque durante el decenio se produjeran importantes variaciones en ambos sentidos, debidas a la política financiera que debió aplicarse para poder obtener los créditos de los organismos internacionales que requirieron las obras de electrificación de la ENALUF.

Costa Rica ha mantenido en todo el período estudiado el precio medio más bajo de la región; registró un aumento gradual y moderado, casi constante, que debe atribuirse al incremento de los costos originado en la necesidad de que las tarifas eléctricas generen una proporción adecuada de los fondos del plan de electrificación a cargo del ICE.

En Panamá, país del que sólo se ha podido disponer de la serie de precios medios desde 1958 en adelante, se observa una disminución gradual de los mismos que se debe a una reducción de los costos de la energía eléctrica, y especialmente a la de la rentabilidad de la inversión de las empresas.

El número de consumidores de energía eléctrica se ha incrementado en el Istmo a tasas superiores al crecimiento de la población; ^{1/} al mismo tiempo ha crecido aceleradamente el consumo de energía en todos los países y de modo particular en Honduras y Nicaragua, donde se alcanzaron tasas acumulativas anuales del orden de 18.0 y 16.0 por ciento, respectivamente.

1/ Tasas anuales, promedio de crecimiento de la población y de los consumidores.

<u>País</u> <u>(1950-66)</u>	<u>Población</u>	<u>Número de</u> <u>consumidores</u>
Guatemala	3.0	6.8
El Salvador	3.1	6.3
Honduras	3.3	6.6
Nicaragua	3.0	5.6
Costa Rica	4.1	6.6

Cuadro 2

CENTROAMERICA Y PANAMA: CONSUMO MEDIO POR CONSUMIDOR E INGRESO MEDIO POR kWh, SERVICIO PUBLICO, 1950-66^{a/}

Pág. 5

Año	Centroamérica y Panamá		Centroamérica		Guatemala		El Salvador		Honduras		Nicaragua		Costa Rica		Panamá ^{b/}	
	Consumo medio de kWh	Centavos de dólar por kWh	Consumo medio de kWh	Centavos de dólar por kWh	Consumo medio de kWh	Centavos de dólar por kWh	Consumo medio de kWh	Centavos de dólar por kWh	Consumo medio de kWh	Centavos de dólar por kWh	Consumo medio de kWh	Centavos de dólar por kWh	Consumo medio de kWh	Centavos de dólar por kWh	Consumo medio de kWh	Centavos de dólar por kWh
1950	1 365	2.74	1 352	3.45	1 222	3.46	682	8.97	586	3.90	2 375	1.19
1951	1 411	...	1 426	2.86	1 414	3.39	1 179	3.74	733	8.89	605	4.76	2 500	1.20	1 346	...
1952	1 498	...	1 509	2.95	1 452	3.41	1 273	3.97	781	8.92	643	4.89	2 692	1.26	1 440	...
1953	1 584	...	1 611	3.01	1 455	3.47	1 364	4.03	847	8.85	711	5.10	2 927	1.33	1 499	...
1954	1 653	...	1 677	3.03	1 443	3.56	1 432	3.85	850	9.15	870	5.06	3 069	1.33	1 568	...
1955	1 761	...	1 799	3.00	1 459	3.61	1 636	3.42	858	9.54	927	5.20	3 276	1.43	1 628	...
1956	1 861	...	1 904	3.06	1 429	3.84	1 888	3.50	926	8.85	967	5.34	3 414	1.47	1 686	...
1957	1 967	...	2 001	3.16	1 536	3.97	2 038	3.46	965	9.04	1 073	5.39	3 443	1.59	1 798	...
1958	2 083	3.50	2 104	3.16	1 675	4.00	2 197	3.40	1 040	8.28	1 172	4.87	3 453	1.65	1 965	5.12
1959	2 147	3.43	2 244	3.09	1 777	3.99	2 305	3.37	1 094	7.92	1 374	3.37	3 585	1.63	2 113	4.84
1960	2 411	3.30	2 491	3.08	2 030	3.88	2 443	3.40	1 842	5.67	1 500	4.06	3 823	1.63	2 155	4.73
1961	2 485	3.27	2 546	3.12	2 132	3.85	2 414	3.37	1 848	5.20	1 596	3.96	3 847	1.71	2 297	4.52
1962	2 627	3.25	2 655	3.02	2 202	3.77	2 742	2.96	1 980	4.84	1 749	4.50	3 849	1.85	2 498	4.41
1963	2 725	3.27	2 730	3.06	2 328	3.66	2 708	3.01	2 020	5.00	1 969	4.39	3 725	1.96	2 694	4.26
1964	2 845	3.16	2 835	2.98	2 381	3.58	2 694	2.98	2 700	3.70	2 165	4.46	4 141	1.95	2 889	4.04
1965	3 055	3.09	3 077	2.91	2 529	3.48	2 867	2.98	3 281	3.19	2 549	3.80	4 156	2.01	2 955	4.00
1966	3 159	3.06	3 155	2.89	2 455	3.34	3 053	2.96	3 418	3.40	2 770	3.90	4 194	1.97	3 181	3.87
<u>Tasas de crecimiento anual, 1950-66</u>																
	5.5 ^{c/}	...	5.3	0.4	3.8	(-0.2)	5.8	(-1.0)	10.6	(-5.9)	10.2	-	3.7	3.2	5.9 ^{c/}	...
<u>Tasas de crecimiento anual, 1960-66</u>																
	4.6	(-1.3)	4.0	(-1.1)	3.2	(-2.4)	3.7	(-2.2)	10.8	(-8.2)	10.7	(-0.7)	1.6	3.2	6.7	(-3.3)

^{a/} Excluye ventas entre empresas.^{b/} Excluye Zona del Canal.^{c/} 1951-66.

/Gráfico 1

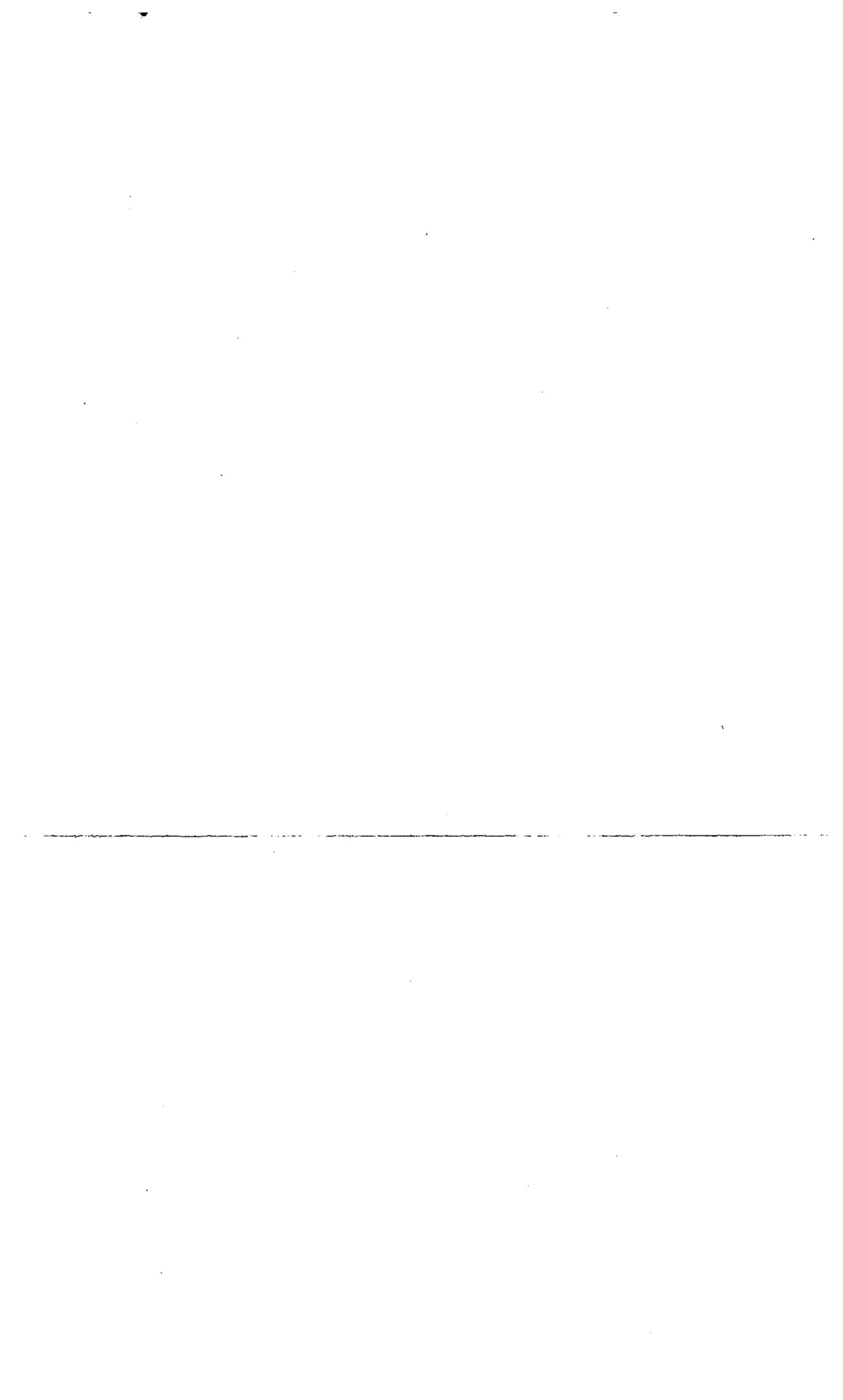
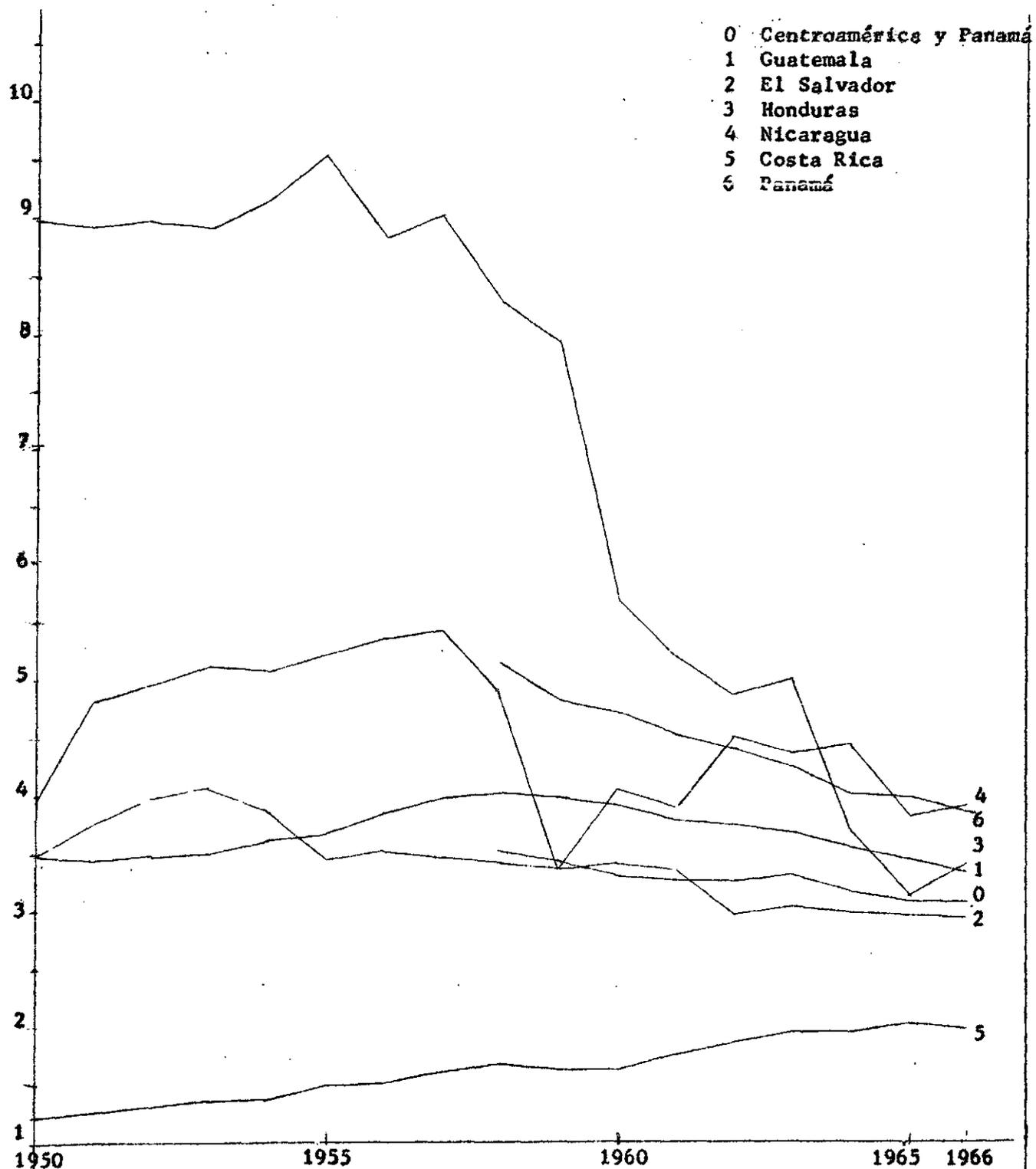


Gráfico 1

CENTROAMERICA Y PANAMA: EVOLUCION DEL PRECIO MEDIO DE LA ENERGIA ELECTRICA

(Centavos de dólar por kWh)



Revela el hecho la existencia de una demanda insatisfecha que se ha ido cubriendo en forma paralela a la de las necesidades normales de los mercados ya servidos, con la consiguiente elevación de los ingresos por venta de energía eléctrica, y un correlativo mejoramiento --y la estabilización consiguiente-- de los costos de producción, que en el pasado ocasionaban fluctuaciones constantes en los precios de la electricidad. (Véanse los cuadros 3, 4 y 5.)

Una política regional, con metas diferentes, podría llegar a lograr tal vez reducciones más aceleradas de los precios medios, recurriendo a la integración de las instalaciones eléctricas de la región y al desarrollo de programas de generación conjuntos.

2. Variaciones de los precios medios en cada uno de los países (1966)

Los precios medios de la energía eléctrica acusan variaciones importantes en cada país, que deben atribuirse, entre otros factores, al área que cubre el servicio (urbano o rural), al número de consumidores, al nivel de consumo, y a la política de rentabilidad sobre el capital invertido seguido por las empresas. A continuación se resume la situación, referida al año de 1966.

En Guatemala, donde el precio promedio de la energía eléctrica fue 3.34 centavos de dólar por kWh (casi el doble que el más bajo de la región) se observan diferencias importantes entre los de las dos empresas principales del país (3.28 y 5.08). Los de las demás empresas eléctricas, municipales y privadas, se sitúan entre ellos (véase el cuadro 6), aunque al analizarse en detalle los de las empresas de tamaño intermedio y menor, se encuentren variaciones de mayor magnitud (de más de 10 a menos de 1 centavo de dólar por kWh).

En El Salvador, el precio promedio por kWh fue dicho año de 2.96 centavos de dólar, ligeramente inferior al de la región. Se observa en dicho país una diferencia de 200 por ciento entre el mayor y el menor (4.91 y 1.50). La empresa que sirve a más del 50 por ciento de los consumidores del país y opera en la capital, mantuvo en 1966 un precio medio de 2.78 centavos de dólar por kWh, ligeramente menor al promedio. (Véase el cuadro 7.)

Cuadro 3

CENTROAMERICA Y PANAMA: CONSUMO DE ENERGIA ELECTRICA, EN SERVICIO PUBLICO, 1950-66

(Millones de kWh)

Año	Centro- américa y Panamá ^{a/}	Centro- américa	Guate- mala	El Sal- vador	Hondu- ras	Nicara- gua	Costa Rica	Panamá total ^{a/}	Panamá	Zona del Canal
1950	556.5	269.1	73.0	52.3	10.7	19.1	114.0	287.4	70.0	217.4
1951	593.8	299.0	82.0	58.6	12.1	21.3	125.0	294.8	77.4	217.4
1952	656.6	334.0	90.0	66.7	13.9	23.4	140.0	322.6	85.7	236.9
1953	706.6	376.6	96.0	76.0	16.1	27.5	161.0	330.0	93.4	236.6
1954	744.8	419.3	101.0	87.2	17.5	35.6	178.0	325.5	98.3	227.2
1955	817.9	481.0	108.0	104.7	19.4	40.9	208.0	336.9	107.6	229.3
1956	890.9	541.8	112.5	126.5	22.6	44.6	235.6	349.1	117.8	231.3
1957	961.4	605.9	128.6	143.7	24.9	50.1	258.6	355.5	131.5	224.0
1958	1 044.1	676.7	148.4	166.1	28.5	57.1	276.6	367.4	147.6	219.8
1959	1 158.9	760.4	167.0	186.5	31.7	71.2	304.0	398.5	165.0	233.5
1960	1 327.3	893.4	201.0	202.7	36.0	83.1	350.6	433.9	176.7	257.2
1961	1 457.0	968.6	221.7	223.6	39.7	92.4	371.2	488.4	198.7	289.7
1962	1 595.7	1 079.8	254.3	263.0	63.0	108.1	391.4	515.9	224.4	291.5
1963	1 806.9	1 195.9	292.4	280.4	69.1	128.6	425.4	611.0	256.8	354.2
1964	2 069.4	1 382.5	330.0	308.7	100.3	157.4	486.1	686.9	285.0	401.9
1965	2 332.2	1 542.9	368.0	340.0	130.5	185.3	519.1	789.3	316.9	472.4
1966	2 519.0	1 687.9	378.5	380.9	149.6	217.6	561.4	831.1	358.7	472.4
<u>Tasas de crecimiento anual, 1950-66</u>										
	9.9	12.1	10.8	13.2	17.9	16.5	10.5	6.9	10.8	4.9
<u>Tasas de crecimiento anual, 1960-66</u>										
	11.2	11.1	11.1	11.0	17.8	17.4	8.2	11.4	12.6	10.6

^{a/} Incluye Zona del Canal.

Cuadro 4

CENTROAMERICA Y PANAMA: INGRESOS POR VENTA DE ENERGIA ELECTRICA,
 SERVICIO PUBLICO, 1950-66

(Millones de dólares)

Año	Centro- américa y Panamá ^{a/}	Centro- américa	Guate- mala	El Sal- vador	Honduras	Nicara- gua	Costa Rica	Panamá ^{a/}
1950	...	7.38	2.52	1.81	0.96	0.74	1.35	...
1951	...	8.56	2.78	2.19	1.08	1.01	1.50	...
1952	...	9.86	3.07	2.65	1.24	1.14	1.76	...
1953	...	11.36	3.33	3.06	1.43	1.40	2.14	...
1954	...	12.72	3.60	3.36	1.60	1.80	2.36	...
1955	...	14.44	3.90	3.58	1.85	2.13	2.98	...
1956	...	16.59	4.32	4.42	2.00	2.39	3.46	...
1957	...	19.14	5.11	4.97	2.25	2.70	4.11	...
1958	28.84	21.30	5.93	5.66	2.36	2.79	4.56	7.54
1959	30.79	22.80	6.65	6.29	2.51	2.40	4.95	7.99
1960	35.30	26.94	7.79	6.90	3.18	3.37	5.70	8.36
1961	38.22	29.23	8.54	7.55	3.11	3.67	6.36	8.99
1962	42.46	32.58	9.60	7.80	3.06	4.87	7.25	9.88
1963	47.49	36.57	10.71	8.43	3.46	5.64	8.33	10.92
1964	52.72	41.22	11.80	9.21	3.71	7.01	9.49	11.50
1965	57.50	44.83	12.82	10.20	4.17	7.19	10.45	12.67
1966	62.67	48.79	12.65	11.30	5.09	8.64	11.11	13.88
<u>Tasas de crecimiento anual, 1950-66</u>								
...	11.9	10.6	12.1	10.9	16.6	14.0	...	
<u>Tasas de crecimiento anual, 1960-66</u>								
10.0	10.4	8.4	8.5	8.2	16.9	11.7	8.8	

^{a/} Excluye la Zona del Canal.

Cuadro 5

CENTROAMERICA Y PANAMA: NUMERO DE CONSUMIDORES DE ENERGIA
ELECTRICA, SERVICIO PUBLICO, 1950-66

(Miles)

Año	Centro- américa y Panamá ^{a/}	Centro- américa	Guate- mala	El Sal- vador	Honduras	Nicara- gua	Costa Rica	Panamá ^{a/}
1950	...	196.9	54.0	46.6	15.7	32.6	48.0	...
1951	266.6	209.4	58.0	49.7	16.5	35.2	50.0	57.2
1952	280.2	220.6	62.0	52.4	17.8	36.4	52.0	59.6
1953	296.7	234.4	66.0	55.7	19.0	38.7	55.0	62.3
1954	313.1	250.4	70.0	60.9	20.6	40.9	58.0	62.7
1955	334.3	268.2	74.0	64.0	22.6	44.1	63.5	66.1
1956	355.6	285.7	78.7	67.0	24.4	46.1	69.5	69.9
1957	374.9	301.8	83.7	70.5	25.8	46.7	75.1	73.1
1958	395.8	320.7	88.9	75.6	27.4	48.7	80.1	75.1
1959	418.6	340.5	94.0	80.9	29.0	51.8	84.8	78.1
1960	443.9	361.9	99.0	85.4	30.4	55.4	91.7	82.0
1961	469.8	383.3	104.0	92.6	32.3	57.9	96.5	86.5
1962	496.4	406.6	115.5	95.8	31.8	61.8	101.7	89.8
1963	538.0	442.7	125.6	103.4	34.2	65.3	114.2	95.3
1964	579.1	480.4	138.6	114.6	37.1	72.7	117.4	98.7
1965	608.7	501.5	145.5	118.6	39.8	72.7	124.9	107.2
1966	647.8	535.0	154.2	124.8	43.8	78.4	133.8	112.8
<u>Tasas de crecimiento anual, 1950-66</u>								
	6.1 ^{b/}	6.4	6.8	6.3	6.6	5.6	6.6	4.7 ^{b/}
<u>Tasas de crecimientooanual, 1960-66</u>								
	6.5	6.7	7.6	6.6	6.2	6.0	6.5	5.5

^{a/} Excluye la Zona del Canal que en 1966 tenía 6 828 consumidores.^{b/} La tasa es de 1951 a 1966.

/Cuadro 6

Cuadro 6

GUATEMALA: CONSUMIDORES, CONSUMO E INGRESO POR VENTA DE ENERGIA ELECTRICA,
 POR EMPRESAS, SERVICIO PUBLICO, 1964-1966 a/

Empresas	Número de consumidores	Consumo de energía (miles de kWh)	Consumo medio por consumidor (kWh)	Ingreso por venta de energía (miles de quetzales)	Ingreso medio por kWh (centavos de quetzal)
<u>1964</u>					
<u>Total</u>	<u>138 592</u>	<u>329 515</u>	<u>2 381</u>	<u>11.80</u>	<u>3.58</u>
Empresa Eléctrica Guatemala	81 292	260 115	3 200	9.10	3.50
Resto de las empresas	57 300	69 400	1 211	2.70	3.89
<u>1965</u>					
<u>Total</u>	<u>145 498</u>	<u>367 994</u>	<u>2 529</u>	<u>12.820</u>	<u>3.48</u>
INDE <u>b/</u>	<u>13 370</u>	<u>9 643</u>	<u>721</u>	<u>0.434</u>	<u>4.50</u>
Sistema Occidente	9 752	7 908	811	0.367	4.56
Sistema Oriente	3 618	1 735	480	0.073	4.21
Empresa Eléctrica Guatemala	<u>84 522</u>	<u>306 695</u>	<u>3 628</u>	<u>9.973</u>	<u>3.25</u>
Resto de empresas	<u>47 606</u>	<u>51 656</u>	<u>1 085</u>	<u>2.413</u>	<u>4.67</u>
<u>1966</u>					
<u>Total</u>	<u>154 157</u>	<u>378 459</u>	<u>2 455</u>	<u>12 648</u>	<u>3.34</u>
INDE	<u>16 258</u>	<u>10 150</u>	<u>624</u>	<u>0.516</u>	<u>5.08</u>
Sistema Occidente	<u>12 516</u>	<u>8 367</u>	<u>668</u>	<u>0.423</u>	<u>5.06</u>
Sistema Oriente <u>d/</u>	<u>3 742</u>	<u>1 783</u>	<u>476</u>	<u>0.093</u>	<u>5.11</u>
Empresa Eléctrica Guatemala	<u>92 840</u>	<u>348 671</u>	<u>3 755</u>	<u>11.448</u>	<u>3.28</u>
Empresas mayores de 100 kW	<u>34 873</u>	<u>17 026^{e/}</u>	<u>4 882</u>	<u>0.571</u>	<u>3.35</u>
Empresas menores de 100 kW	<u>10 186</u>	<u>2 612^{e/}</u>	<u>2 564</u>	<u>0.113</u>	<u>4.33</u>

a/ No se incluyen ventas a otras empresas.

b/ Promedio del año.

c/ Informe de Tarifas CEPAL/MEX/66/13.

d/ Propuesta de nueva tarifa de energía eléctrica para los sistemas Occidente-Oriente marzo de 1967. INDE.

e/ Cifras estimadas considerando una reducción del 20 por ciento sobre el total generado.

Cuadro 7

EL SALVADOR: CONSUMIDORES, CONSUMO E INGRESO POR VENTA DE ENERGIA
ELECTRICA, POR EMPRESA DE SERVICIO PUBLICO, 1964-66

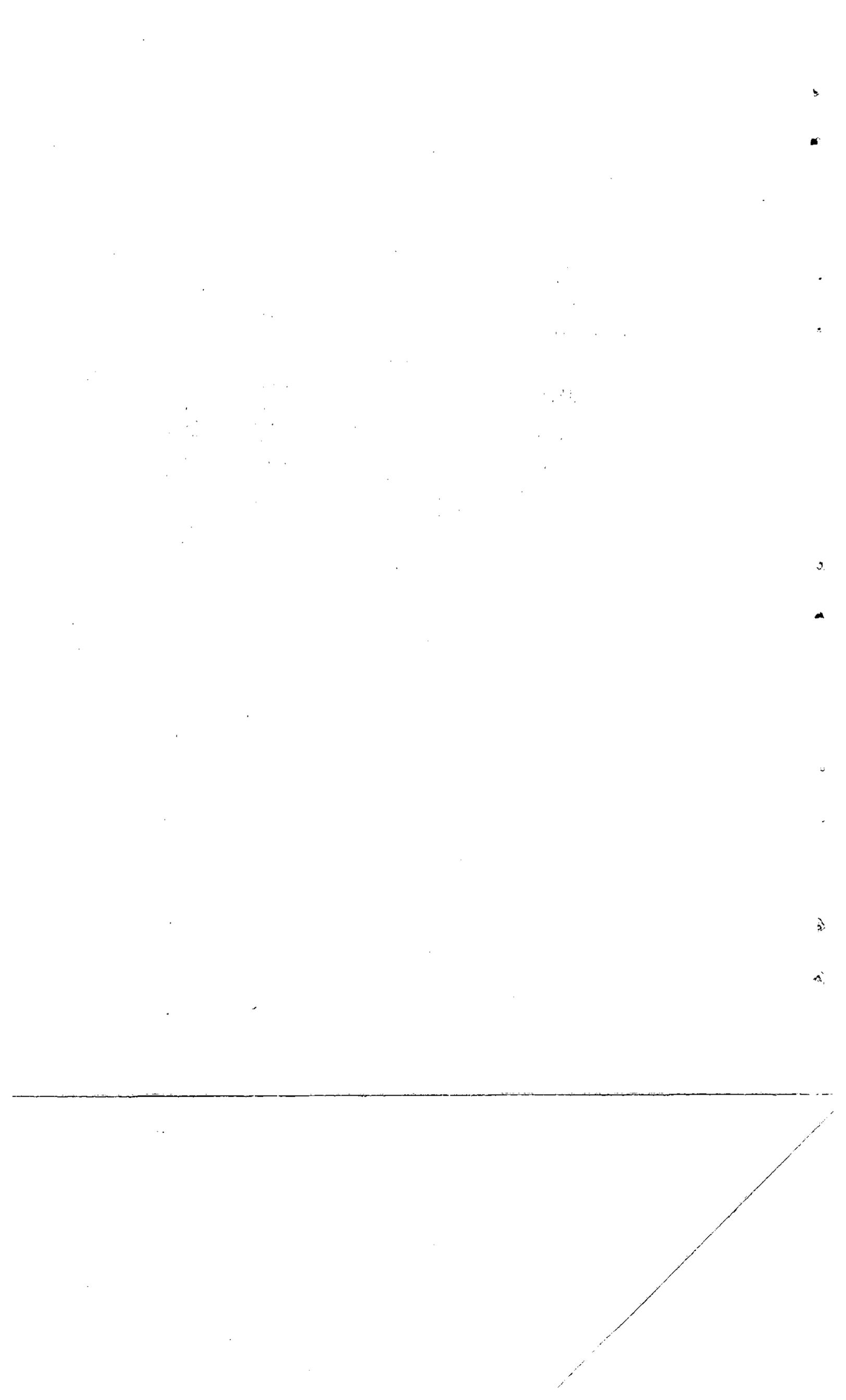
Empresa	Número de con- sumido- res a/	Consumo de ener- gía (miles de kWh)	Consumo medio por con- sumidor (kWh)	Ingreso por ven- ta de energía (miles de colo- nes)	Ingreso medio kWh	
					Centavos de colón	Centavos de dólar
<u>1964</u>						
Total	114 606	308 700	2 694	23 020	7.46	2.98
CEL	1 400	2 700	2 429	140	4.41	1.76
CAESS	61 400	217 600	3 568	14 990	6.86	2.74
CEO	11 000	26 200	2 382	2 380	9.08	3.63
CLESA	17 600	22 600	1 282	2 110	9.29	3.72
CLECSA	6	10 000	1 666 666	540	5.35	2.14
CLES	6 600	10 000	1 530	990	9.80	3.92
DEUSEM	3 200	11 600	3 627	930	7.98	3.19
COSAESA	4 000	3 000	745	330	11.00	4.40
Otros b/	9 400	5 000	531	610	12.20	4.88
<u>1965</u>						
Total	118 577	339 986	2 867	25 381	7.46	2.98
CEL	2 088	2 815	1 348	167	5.92	2.36
CAES	62 483	241 769	3 869	16 687	6.90	2.76
CEO	11 424	30 099	2 635	2 657	8.83	3.53
CLESA	18 248	29 442	1 613	2 665	9.05	3.62
CECSA	2	3 518	1 759 183	200	5.69	2.28
CLES	7 169	12 246	1 708	1 090	8.90	3.56
CLEA	3 189	2 232	700	251	11.24	4.50
RMCO	671	583	868	77	13.19	5.28
ESSE	568	504	888	51	12.04	4.81
DEUSEM	3 486	12 499	3 585	987	7.90	3.16
COSAESA	3 977	3 129	787	343	10.96	4.38
DESSEM	833	636	824	77	12.14	4.85
LESS	511	232	45	24	12.73	5.09
Otros b/	3 928	282	72	95	33.66	13.46
<u>1966</u>						
Total	124 771	380 876	3 061	28 213	7.40	2.96
CEL	3 027	1 883	605	205	11.15	4.46
CAESS	69 160	275 626	3 985	19 155	6.95	2.78
CEO	12 552	28 226	2 248	2 506	8.88	3.55
CLESA	19 400	40 957	2 111	3 312	8.09	3.23
CECSA	1	1 182	1 182 430	44	3.75	1.50
CLES	7 482	13 241	1 770	1 145	8.65	3.45
CLEA	3 031	2 436	803	276	11.33	4.53
RMCO	642	639	995	76	11.96	4.78
ESSE	428	771	1 801	83	10.79	4.31
DEUSEM	3 573	11 619	3 252	938	8.07	3.23
COSAESA	4 022	3 380	840	356	10.54	4.22
DESSEM	930	713	767	86	12.05	4.82
LESS	523	252	48	31	12.27	4.91

Fuente: Inspección General de Servicios Eléctricos.

a/ Promedio del año.

b/ Plantas menores de servicio público.

/El precio



El precio medio de Honduras --3.40 centavos de dólar por kWh-- fue 10 por ciento más elevado que el del Istmo y resultó muy afectado por el consumo gratuito (17 GWh), que hace elevar el precio promedio neto a 3.84 centavos de dólar por kWh. El consumo gratuito corresponde al alumbrado público, que no se carga a los dueños de las propiedades, como sucede en los otros países, sino a todos los consumidores. La ENEE, que da servicio a la capital, las grandes industrias y algunas zonas rurales, con casi el 80 por ciento de los abonados del país, determina el nivel del precio medio, (3.77 centavos de dólar por kWh, o 3.85 incluyendo el consumo gratuito). No se ha dispuesto de información sobre pequeñas empresas de servicio público que distribuyen la electricidad en zonas rurales, aunque se supone que las diferencias entre sus precios medios deben ser similares a las de las empresas semejantes de la mayoría de los países centroamericanos. (Véase el cuadro 8.)

En Nicaragua, el precio medio del kWh fue de 3.90 centavos de dólar --el más alto de la región-- y resultan variaciones del orden de 400 por ciento entre los precios mínimo y máximo. Sin embargo, el de la ENALUF, (3.70 centavos de dólar por kWh) --con el 80 por ciento de los consumidores y que distribuye la energía a los centros de población más importantes del país-- influye en el nivel de ese precio medio. (Véase el cuadro 9.)

En Costa Rica el precio medio de la energía eléctrica fue 1.97 centavos de dólar --el más bajo de la región-- por kWh. Las empresas eléctricas más importantes del país, por su número de consumidores directos, son la Compañía Nacional de Fuerza y Luz, S.A., que distribuye en la capital a más del 50 por ciento del total de los consumidores, y el ICE, que distribuye la electricidad a gran número de poblaciones de relativa importancia (15 por ciento de los consumidores del país). Los precios medios de estas dos empresas son muy parecidos (1.96 y 1.94 centavos de dólar por kWh, respectivamente). En las otras empresas eléctricas del país se observan mayores diferencias entre los precios más bajos y los más altos (1.50 y 13.57 centavos de dólar por kWh). (Véanse los cuadros 10 y 11.)

Cuadro 8

HONDURAS: CONSUMIDORES, CONSUMO E INGRESO POR VENTA DE ENERGIA ELECTRICA POR EMPRESA DE SERVICIO PUBLICO, 1964-66

Empresa	Número de consumidores a/	Consumo de energía (miles kWh)	Consumo medio por consumidor (kWh) b/	Ingreso por venta de energía (miles de lempiras)	Ingreso medio kWh	
					Centavos de lempira	Centavos de dólar
1964						
Total	32 839	81 883	2 493	6 903	8.43	4.22
ENEE	27 563	67 030	2 432	5 948	8.87	4.44
Tela Railroad Co.	1 440	8 125	5 642	289	3.55	1.78
Standard Fruit Co.	3 836	6 728	1 754	666	9.89	4.95
1965						
Total	39 777	130 513	3 281	8 329	6.38	3.19
ENEE	30 304	91 451	3 018	6 983	7.64	3.82
Tela Railroad Co.	1 437	23 689	16 485	323	1.36	0.68
Standard Fruit Co.	4 036	11 373	2 818	723	6.36	3.18
Otras empresas c/	4 000	4 000	1 000	300	7.50	3.75
Total sin consumos gratuitos	<u>39 777</u>	<u>111 465</u>	2 802	<u>8 329</u>	7.47	3.73
1966						
Total	43 756	149 564	3 418	10 178	6.81	3.40
ENEE	33 946	116 988	3 446	8 852	7.55	3.77
Tela Railroad Co.	1 661	18 716	11 268	323 d/	1.73	0.86
Standard Fruit Co.	4 349	10 060	2 313	718	7.14	3.57
Otras empresas c/	3 800	3 800	1 000	285	7.50	3.75
Total sin consumos gratuitos	<u>43 756</u>	<u>132 408</u>	3 026	<u>10 178</u>	7.69	3.84

Fuente: Empresa Nacional de Energía Eléctrica y propias empresas.

Nota: El consumo gratuito incluido en los totales anteriores, fue para los 3 años, el siguiente:

	1964	1965	1966
Total	15 064	19 048	17 156
ENEE	1 763	1 908	2 000
Tela Railroad Co.	10 950	13 759	13 000
Standard Fruit Co.	2 351	4 381	2 156

En el caso de la ENEE corresponde a alumbrado público. En el caso de la Tela Railroad y la Standard Fruit Co., corresponde a usos propios de las empresas y al residencial del personal de las mismas. Las cifras de 1966 para Tela y la ENEE son estimadas.

a/ Promedio del año.

b/ Sólo incluye las 3 empresas más importantes.

c/ Estimación con base en generación menos 20 por ciento de pérdidas.

d/ Se repitieron las cifras de 1965 por no tener información.

Cuadro 9

NICARAGUA: CONSUMIDORES, CONSUMO E INGRESO POR VENTA DE ENERGIA ELECTRICA, POR EMPRESA DE SERVICIO PUBLICO, 1964-66^{a/}

Empresas	Número de consumidores ^{b/}	Consumo de energía (miles de kWh)	Consumo medio por consumidor (kWh)	Ingreso por venta de energía (miles de córdobas)		
				Ingreso medio por kWh Centavos de córdoba	Centavos de dólar	
<u>1964</u>						
<u>Total</u>	<u>72 700</u>	<u>157 400</u>	<u>2 165</u>	<u>49 100</u>	<u>31.2</u>	<u>4.46</u>
Empresa Nal. de Luz y Fuerza	40 100	122 600	3 057	35 800	29.2	4.17
Cía. Eléctrica de León, S. A.	5 800	10 900	1 879	3 800	34.9	4.99
Cía. Eléctrica de Granada	4 800	7 600	1 583			
Cía. Eléctrica de Chinandega	2 400	3 500	1 458	9 500	39.7	5.67
Cía. Eléctrica de Carazo, S. A.	2 600	2 500	961			
Otras empresas menores	17 000	10 300	606			
<u>1965</u>						
<u>Total</u>	<u>72 702</u>	<u>185 345</u>	<u>2 549</u>	<u>50 287</u>	<u>27.1</u>	<u>3.8</u>
ENALUF	<u>46 331</u>	<u>147 754</u>	<u>3 189</u>	<u>37 267</u>	<u>25.2</u>	<u>3.6</u>
Subtotal otras empresas	<u>26 371</u>	<u>37 591</u>	<u>1 425</u>	<u>13 020</u>	<u>34.6</u>	<u>4.9</u>
Granada ^{c/}	5 000	8 925	1 785	2 142	24.0	3.4
León ^{c/}	6 000	12 495	2 083	3 749	30.0	4.2
Masaya	2 811	2 624	933	1 042	39.7	5.6
Carazo	2 646	2 657	1 004	1 138	42.8	6.1
Corinto	1 602	2 247	1 402	945	42.0	6.0
Chinandega, S. A.	2 622	4 519	1 723	1 780	39.3	5.6
Cía. Eléctrica Estelí	1 425	1 342	941	717	53.4	7.6
Matagalpa Power	2 070	1 775	857	834	46.9	6.7
Standard Fruit Co.	545	686	1 258	427	62.2	8.8
Eléctrica de Boaco	553	235	424	178	75.7	10.8
Eléctrica San Carlos ^{d/}	197	86	436	68	79.0	11.2
Otras empresas menores						

/Continúa

Cuadro 9 (Conclusión)

Empresa	Número de consumidores ^{b/}	Consumo de energía (miles de kWh)	1966		Ingreso por venta de energía (miles de córdobas)	Ingreso medio por kWh	
			Consumo medio por consumidor (kWh)			Centavos de córdoba	Centavos de dólar
Total	78 420	217 644	2 770		60 527	27.8	3.9
ENALUF	63 108	185 814	2 944		48 903	26.3	3.7
Subtotal otras empresas	15 312	31 830	2 078		11 624	36.5	5.2
Granada ^{d/}	-	900	-		200	22.2	3.1
León ^{c/}	-	12 000	-		3 500	29.1	4.1
Masaya	2 914	2 980	1 022		1 178	39.5	5.6
Carazo	2 713	3 130	1 153		1 250	39.9	5.7
Jorinte	1 772	2 803	1 581		1 034	36.8	5.2
Chinandega, S. A.	2 868	5 163	1 800		1 903	36.8	5.2
Cía. Eléctrica Estelí	1 525	1 621	1 062		832	51.3	7.3
Matagalpa Power	2 183	2 020	925		925	45.7	6.5
Standard Fruit Co.	578	839	1 451		505	60.1	8.5
Eléctrica de Boaco	567	289	509		224	77.5	11.0
Eléctrica San Carlos ^{d/}	192	85	442		73	85.8	12.2
Otras empresas menores ^{d/}							

Fuente: Por información directa de las empresas.

a/ No incluye ventas entre empresas.

b/ Al finalizar el año.

c/ Se integraron a ENALUF a partir de 1966; en 1965 no se determinaron datos y se estimó el número de clientes, consumo e ingreso; en 1966 se estimaron el consumo y el ingreso antes de integrarse.

d/ No se dispuso de información.

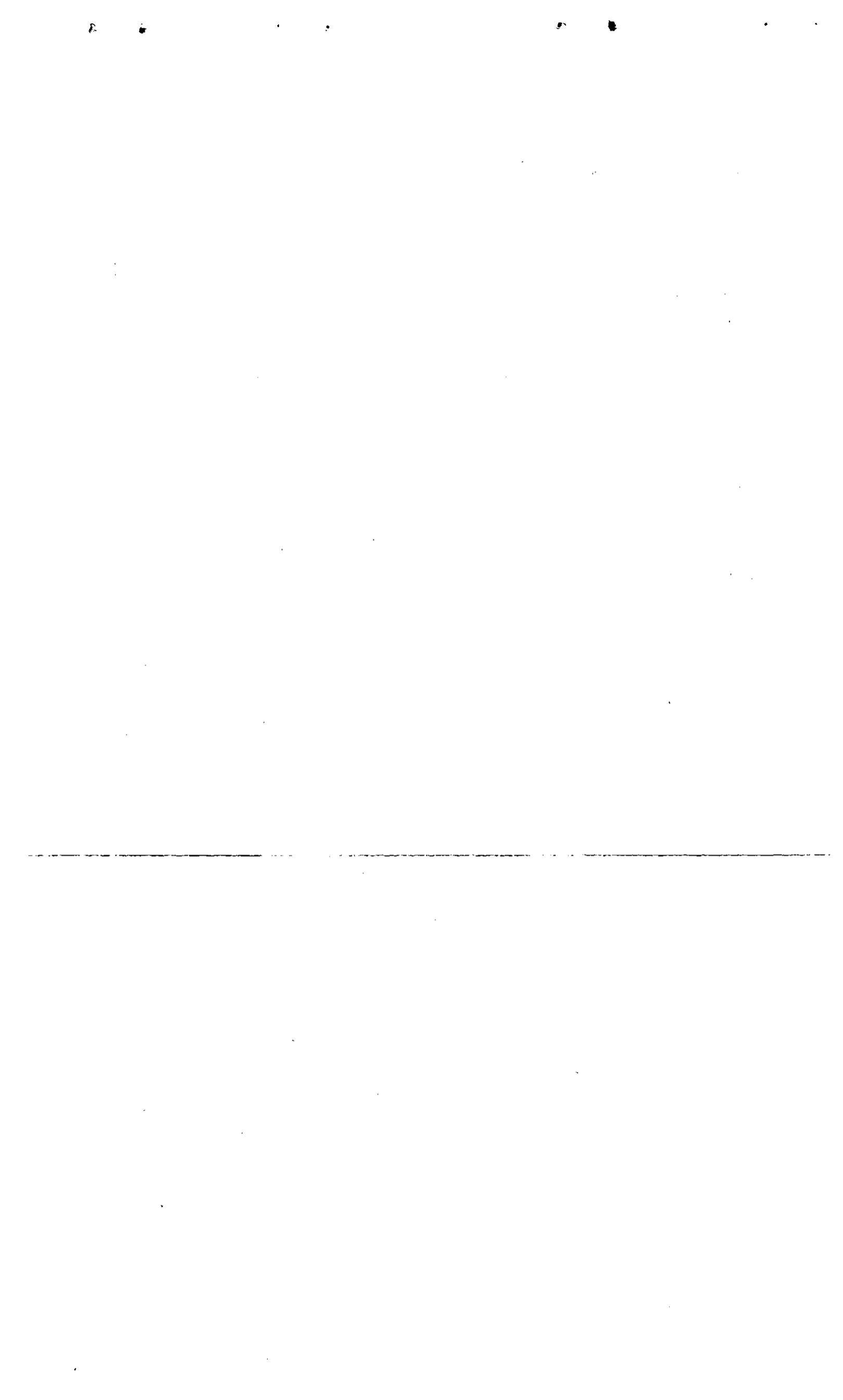
COSTA RICA: CONSUMIDORES, CONSUMO E INGRESO POR VENTA DE ENERGIA ELECTRICA EN EMPRESAS DE SERVICIO PUBLICO, 1964-1966 ^{a/}

Empresa	1964					1965					1966				
	Número de consumidores (miles) b/	Consumo energía (GWh)	Consumo medio por consumidor (KWh)	Ingreso por ventas (millones colones)	Ingreso medio por KWh (centavos de colón)	Número de consumidores (miles) b/	Consumo energía (millones KWh)	Consumo medio por consumidor (KWh)	Ingreso por ventas (millones colones)	Ingreso medio por KWh (centavos de colón)	Número de consumidores (miles) b/	Consumo energía (millones KWh)	Consumo medio por consumidor (KWh)	Ingreso por ventas (millones colones)	Ingreso medio por KWh (centavos de colón)
Total	117.4	486.1	4 141	62.1	12.98	124.9	519.1	4 156	69.46	13.38	133.8	561.4	4 194	73.90	13.16
ICE	14.6	93.9	6 432	11.4	12.14	17.4	77.6	4 460	9.90	12.75	16.9	65.9	4 545	11.20	13.03
CNFL	71.2	333.9	4 690	45.6	13.06	73.0	353.9	4 847	47.70	13.48	76.5	386.1	5 047	50.00	12.90
Tres Ríos	2.1	6.3	3 000	0.7	11.11	2.2	6.9	3 136	0.70	10.14	2.2	7.5	3 409	0.80	10.66
JASEMA-Heredia	5.8	16.9	2 914	2.2	13.02	5.9	16.9	2 864	2.20	13.02	6.2	18.4	2 967	2.30	12.50
JASEMA-Alajuela	6.8	17.4	2 559	2.5	14.37	7.1	19.2	2 704	2.80	14.58	7.6	20.8	2 737	3.00	14.42
CASSA- Servicio Santiago						0.4	0.7	1 750	0.07	10.00	0.4	0.7	1 750	0.08	11.43
Matamoros	2.1	5.0	2 381	0.60	12.00	2.2	5.5	2 500	0.70	12.73
Peña y Saborio															
El General	1.1	1.5	1 364	0.50	33.33	1.2	1.6	1 333	0.50	31.25
Alfaro-Santa Rufina	0.5	0.5	1 000	0.09	18.00	0.5	0.5	1 000	0.10	20.00
Flaque-Santa Rosa	0.3	0.7	2 333	0.09	12.66	0.3	0.7	2 333	0.10	14.28
JASEC-Cartago	8.5	27.7	3 259	3.10	11.19	8.7	20.5	2 356	2.60	12.68
Servicio Municipal para Grecia	2.1	3.8	1 809	0.50	13.16	2.2	4.8	2 182	0.60	12.50
Servicio Municipal para Abangares	0.3	0.3	1 000	0.06	20.00	0.3	0.3	1 000	0.10	33.33
Servicio Municipal para Puriscal	0.7	0.8	1 143	0.18	22.50	0.8	1.1	1 375	0.20	18.18
Servicio Municipal para Jiménez	0.5	0.8	1 600	0.09	11.25	0.6	0.9	1 500	0.09	10.00
Servicio Municipal para Nicoya	0.4	0.2	500	0.08	40.00	0.5	0.5	1 000	0.15	30.00
Servicio Municipal para Naranjo	-	-	-	-	-	0.4	1.7	425	0.30	17.65
Servicio Municipal para San Vito	0.1	0.3	3 000	0.16	53.33	0.1	0.1	1 000	0.08	80.00
Servicio Municipal para Villa Neilly	0.1	0.1	1 000	0.06	60.00	0.2	0.2	1 000	0.09	45.00
Herman Kooper y Servicio Municipal para Aguirre	0.1	0.3	3 000	0.04	13.33	0.5	0.3	600	0.07	23.33
Otras empresas ^{c/}	16.9	17.7	1 047	2.7	15.25	1.8	1.5	833	0.43	28.67	3.2	2.7	844	0.63	23.33

Fuente: Servicio Nacional de Electricidad.

a/ No incluye ventas a otras empresas; b/ Promedio del año; c/ Véase el cuadro

/Cuadro 11



Cuadro 11

COSTA RICA: OTRAS EMPRESAS MENORES, 1966

Empresa	Consumidores	Consumo (kWh)	Ingreso (colones)
Total	3 241	2 729 480	677 629
Servicio Eléctrico Municipal de Bagaces	200	89 912	26 010
Los Chiles de Grecia	35	28 245	19 280
Angel Custodio Alfaro	64	37 090	11 433
Sabalito	32	22 848	13 440
Celso Soto Alfaro	40	7 884	4 730
Manuel Brenes e hijos	38	17 800	5 748
Abraham Ruiz Brizuela (Upala-Grecia)	37	20 640	10 670
Municipio de San Isidro de Heredia	501	436 086	57 196
San Ignacio de Acosta	113	146 901	21 253
Alejandro Jerez Tablada	57	280 070	53 898
Federico Espinoza	150	26 937	24 300
Municipios de Pococí	258	168 340	65 892
Servicio Eléctrico Municipio de Puerto Cortés	385	260 584	65 146
Miramar de Montes de Oca	363	424 326	61 672
Servicio Eléctrico Municipal de Asemi	22	6 655	4 966
Crisanto García Moreno	26	5 815	2 842
Sergio Alvarado M.	354	255 690	71 215
Cooperativa San José de Naranjo	88	65 650	17 110
Municipio de Golfito	319	314 825	93 916
Empresa Eléctrica La Fortuna	104	89 292	19 447
Comité de Electrificación La Cuesta	55	23 890	17 345

En Panamá --excluida la Zona del Canal-- el precio medio fue en 1966 de 3.87 centavos de dólar por kWh, uno de los más altos del Istmo; el de la Compañía Panameña de Fuerza y Luz, S.A., que distribuye la electricidad en las dos ciudades más importantes (con más del 70 por ciento de los consumidores) fue el más bajo (3.48 centavos por kWh). El más alto de que se tiene noticia llegó a 9.02 centavos de dólar por kWh. (Véase el cuadro 12.) Los precios medios de las empresas eléctricas que distribuyen la energía en las capitales de los seis países del Istmo varían, por consiguiente, entre 1.96 y 3.85 centavos de dólar por kWh. En cuatro de ellos pasan de 3 centavos, en uno son de menos de 3 y, en el otro, de menos de 2. La diferencia entre el precio medio nacional y el de algunas empresas es elevadísima y parece injustificada en la mayoría de los casos examinados.

3. Precios medios del kWh por sectores de consumo

Los sectores de consumo en que suelen clasificarse los consumidores son: residencial, comercial, industrial (mayor y menor), gobierno y municipalidades, alumbrado público, varios y mayoristas o ventas a otras empresas; la importancia relativa de cada uno de estos sectores varía en los distintos países. (Véase el gráfico 2.)

En Guatemala, El Salvador, Honduras y Nicaragua el sector industrial es el más importante; en Costa Rica lo es el residencial y en Panamá, el comercial. Ello puede atribuirse, entre otras razones, a que el uso competitivo de otros combustibles para uso doméstico ha limitado el consumo de electricidad en ciertos sectores de la población y en determinados países. (Véase el cuadro 13.)

Para el sector residencial, el precio medio del kWh fue en el Istmo, en 1966, de 3.36 centavos de dólar, con un consumo medio por consumidor de 1 520 kWh anuales. El precio más bajo fue de 1.85 centavos de dólar --con un consumo medio por consumidor de 2 968 kWh anuales-- en Costa Rica; el más alto, de 6.64 centavos de dólar por kWh --con un consumo medio por consumidor de 892 kWh anuales-- correspondió a Honduras. Con excepción de El Salvador, --que presenta una facturación media anual de 29.60 dólares-- el promedio de los otros países es de 56 dólares, tendencia que se ha mantenido a través de los años. (Véase el cuadro 14.)

Cuadro 12

PANAMA Y ZONA DEL CANAL: CONSUMIDORES, CONSUMO E INGRESO POR VENTAS DE ENERGIA ELECTRICA POR EMPRESAS DE SERVICIO PUBLICO, 1966^{a/}

Empresa	Número de consumidores ^{b/}	Consumo en kWh	Consumo medio (kWh)	Ventas en miles de balboas	Ingreso medio por kWh
<u>Total</u>	<u>119 607</u>	<u>831 103 223</u>	6 949	<u>19 320.9</u>	2.32
Zona del Canal ^{c/}	6 828	472 372 885	69 181	5 463.0	1.15
Total de Panamá	<u>112 779</u>	<u>358 729 338</u>	3 181	<u>13 875.9</u>	3.87
IRHE	14 112	15 303 466	1 084	1 252.7	8.18
Cía. Panameña de Fuerza y Luz	78 409	297 940 000	3 800	10 374.0	3.48
Empresa Eléctrica Chiriquí	11 782	35 070 127	2 976	1 376.3	3.92
Empresa Eléctrica Santiago	1 713	2 339 985	1 366	177.3	7.57
Empresa Eléctrica La Chorrera ^{c/}	2 483	3 820 769	1 538	272.6	7.13
Empresa Hidroeléctrica del Valle	250	254 991	1 019	23.0	9.02
Otras empresas ^{d/}	4 000	4 000 000	1 000	400.0	10.00

Fuente: Información directa de las empresas.

a/ No incluye ventas entre empresas.

b/ Promedio del año.

c/ Se repite la información correspondiente a 1965 por no conocerse los datos de 1966.

d/ Estimado con base en la generación.

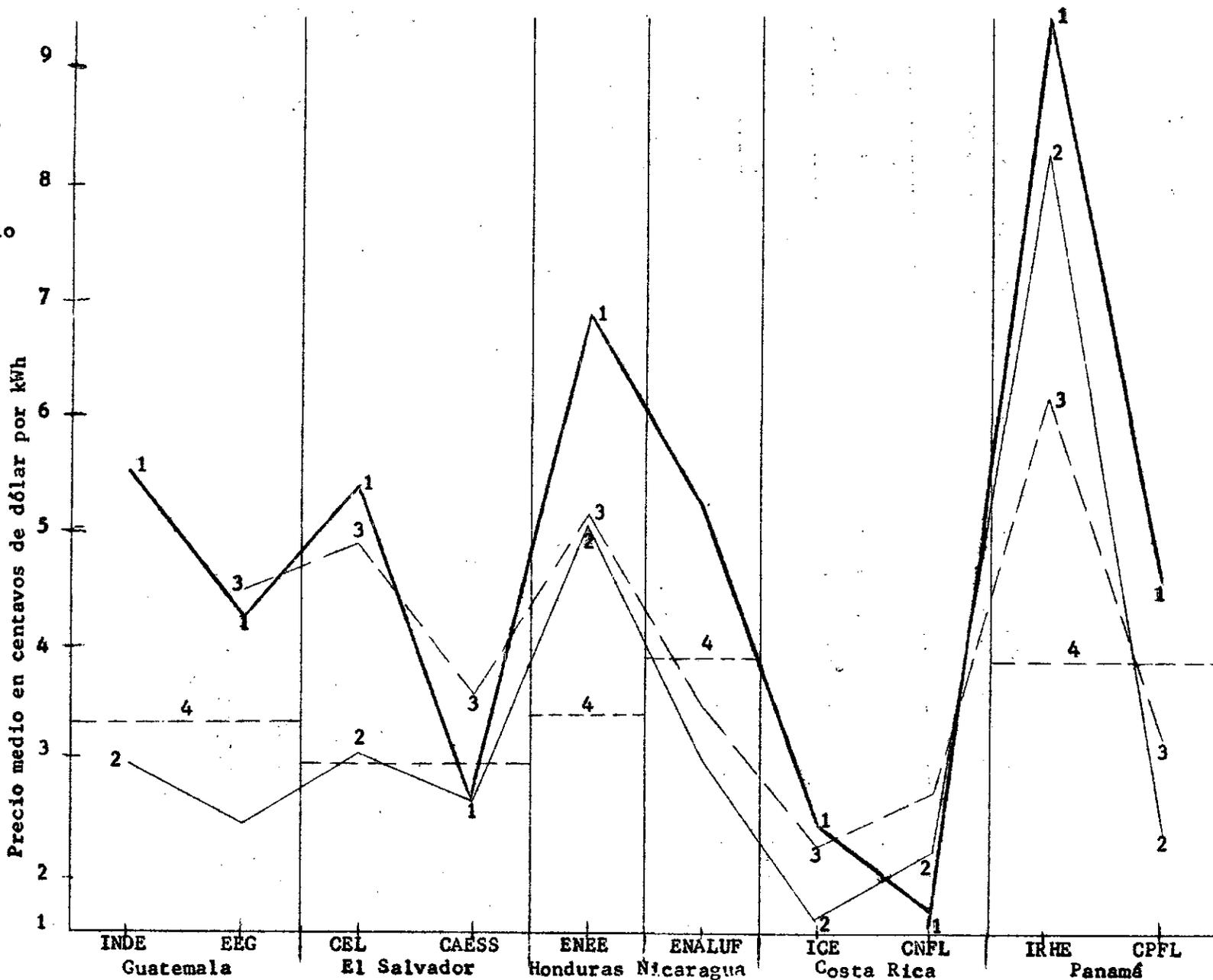
/Gráfico 2

Gráfico 2

CENTROAMÉRICA Y PANAMA: PRECIOS MEDIOS DE LA ENERGÍA A NIVEL DE EMPRESA POR SECTOR DE CONSUMO EN 1966

Referencias:

- 1 ——— Residencial
- 2 ——— Industrial
- 3 - - - Comercial
- 4 - - - Precio medio nacional



/Cuadro 13

CENTROAMERICA Y PANAMA: CONSUMO DE ENERGIA ELECTRICA, POR TIPO DE CONSUMO, EN SERVICIO PUBLICO, 1966^{a/}

(Millones de kWh)

Tipo de consumo	Centroamérica y Panamá		Centroamérica		b/ Guatemala		El Salvador		c/ Honduras		d/ Nicaragua		Costa Rica		e/ Panamá	
	Consumo	Por ciento	Consumo	Por ciento	Consumo	Por ciento	Consumo	Por ciento	Consumo	Por ciento	Consumo	Por ciento	Consumo	Por ciento	Consumo	Por ciento
Total de producción	2 295.1	100.0	1 887.4	100.0	404.9	100.0	458.0 ^{f/}	100.0	143.2	100.0	230.4	100.0	650.9	100.0	407.7	100.0
Pérdidas g/	329.7	14.4	274.1	14.5	46.1	11.4	77.1	16.8	16.8	11.7	44.6	19.4	89.5	13.8	55.6	13.6
Total consumo	1 965.4	85.6	1 613.3	85.5	358.8	88.6	380.9	83.2	126.4	88.3	185.8	80.7	561.4	86.2	352.1	86.4
Residencial	757.9	33.0	640.0	33.9	115.7	28.6	82.3	18.0	28.7	20.1	59.5	25.8	353.8	54.4	117.9	28.9
Comercial	358.3	15.6	229.2	12.1	49.1	12.1	58.2	12.7	19.2	13.4	28.6	12.4	74.1	11.4	129.1	31.7
Industrial	636.6	27.7	574.8	30.5	148.6	36.7	178.8	39.0	66.5	46.4	66.9	29.0	114.0	17.5	61.8	15.2
Alumbrado público	51.5	2.3	42.8	2.3	32.8	8.1	-	-	1.7	1.2	4.1	1.8	4.2	0.6	8.7	2.1
Gobierno y municipios	126.7	5.5	95.0	5.0	-	-	61.6	13.5	6.2	4.3	11.9	5.3	15.3	2.3	31.7	7.8
Otros	34.4	1.5	31.5	1.7	12.6	3.1	-	-	4.1	2.9	14.8	6.4	-	-	2.9	0.7

a/ Excluye ventas entre empresas.

b/ Incluye INDE y EEG.

c/ Incluye ENEE y Standard y "otros consumos" son gratuitos.

d/ Incluye sólo ENALUF

e/ Incluye IRHE, CPFL, Chiriquí y Chorrera.

f/ Generación bruta.

g/ Incluye pérdidas de transmisión.

Cuadro 14

CENTROAMERICA Y PANAMA: CONSUMIDORES, CONSUMO MEDIO E INGRESO MEDIO POR kWh,
SECTOR RESIDENCIAL, 1966

País	Número de consumidores (miles)	Consumo de energía (GWh)	Consumo medio por consumidor (kWh)	Ingresos (miles de dólares)	Ingreso medio por kWh (centavos de dólar)	Factura media anual (dólares)
Centroamérica y Panamá	<u>498.6</u>	<u>757.9</u>	1 520	<u>25 433</u>	3.36	51.00
Centroamérica	<u>406.4</u>	<u>640.0</u>	1 575	<u>19 582</u>	3.06	48.18
Guatemala ^{a/}	93.7	115.7	1 234	4 980	4.31	53.15
El Salvador	102.7	82.3	802	3 040	3.69	29.60
Honduras ^{b/}	32.1	28.7	892	1 905	6.64	59.34
Nicaragua ^{c/}	58.7	59.5	1 014	3 086	5.19	52.58
Costa Rica	119.2	353.8	2 968	6 571	1.85	55.13
Panamá ^{d/}	92.2	117.9	1 279	5 851	4.96	63.46

a/ Incluye INDE y EEG.

b/ Incluye ENEE y Standard.

c/ Incluye ENALUF.

d/ Incluye IRHE, CPFL, Chiriquí y Chorrera.

/Para el

Para el sector industrial, el precio medio fue de 2.40 centavos de dólar por kWh. Las variaciones entre los países resultan relativamente pequeñas y oscilan entre 1.95 centavos de dólar por kWh, en Costa Rica, y 2.99, en Nicaragua; en los demás países se aproximó mucho al promedio general. El consumo medio por consumidor varió en cambio considerablemente: entre 194 392 kWh en Honduras y 45 373 kWh en Costa Rica. (Véase el cuadro 15.)

El sector comercial, tercero en importancia, presentó en 1966 un precio medio de 3.54 centavos de dólar por kWh en los seis países del Istmo; el de Costa Rica, Panamá y Nicaragua fue inferior a ese promedio, y el de El Salvador, Guatemala y Honduras, superior. La relación entre el más bajo (Costa Rica) y el más alto (Honduras) es de 1 a 2. El consumo medio por abonado fue para Guatemala, El Salvador y Honduras, de alrededor de 3 500 kWh anuales, y de casi el doble para Costa Rica. En Panamá y Nicaragua fluctuó entre los 10 000 y los 13 000 kWh y se debe en gran medida al uso del aire acondicionado. (Véase el cuadro 16.)

Las grandes diferencias que se observan entre los precios medios de los distintos países de la región podrían requerir un ajuste de los precios de mayoreo y de menudeo de la energía eléctrica señalados para cada sector de la economía.

También se observa la coincidencia de que los precios más bajos corresponden en todos los países al sector industrial.

En las dos empresas más importantes de Guatemala el precio medio fue de 3.33 centavos de dólar por kWh; correspondió al sector comercial el más alto (4.49), y al de alumbrado público el más bajo (2.19). (Véanse los cuadros 17 y 18.)

En El Salvador no ofrecen grandes variaciones los precios medios de los diferentes sectores de consumo en las empresas de servicio público; el más bajo correspondió en 1966 al sector industrial, que es el más importante, (2.46 centavos de dólar por kWh), y le siguieron el del consumo de dependencias del gobierno y municipios (2.66); el residencial (3.69) y el comercial (3.78). Se observan en este país diferencias menores que en los demás al respecto. (Véanse los cuadros 19 y 20.)

Cuadro 13

CENTROAMERICA Y PANAMA: CONSUMIDORES, CONSUMO MEDIO E INGRESO MEDIO POR kWh,
SECTOR INDUSTRIAL, 1966

País	Número de consumidores (miles)	Consumo de energía (GWh)	Consumo medio por consumidor (kWh)	Ingresos (miles de dólares)	Ingreso medio por kWh (centavos de dólar)	Factura media anual (dólares)
Centroamérica y Panamá	<u>6.95</u>	<u>636.6</u>	91 597	<u>15 304</u>	2.40	2 202
Centroamérica	<u>6.20</u>	<u>574.8</u>	92 710	<u>13 841</u>	2.41	2 232
Guatemala ^{a/}	1.00	148.6	145 237	3 633	2.44	3 633
El Salvador	1.80	178.8	99 333	4 400	2.46	2 444
Honduras	0.30	66.5	194 392	1 582	2.38	5 273
Nicaragua ^{b/}	0.60	66.9	116 958	2 000	2.99	3 333
Costa Rica	2.50	114.0	45 373	2 226	1.95	890
Panamá ^{c/}	0.75	61.8	82 328	1 463	2.37	1 951

a/ Es INDE + EEG.

b/ Incluye ENALUF.

c/ Incluye IRHE, CPFL, Chiriquí y Chorrera.

Cuadro 16

CENTROAMERICA Y PANAMA: CONSUMIDORES, CONSUMO MEDIO E INGRESO MEDIO POR kWh,
SECTOR COMERCIAL, 1966

País	Número de consumidores (miles)	Consumo de energía (GWh)	Consumo medio por consumidor (kWh)	Ingresos (miles de dólares)	Ingreso medio por kWh (centavos de dólar)	Factura media anual (dólares)
Centroamérica y Panamá	<u>62.2</u>	<u>358.4</u>	5 762	<u>12 692</u>	3.54	204
Centroamérica	<u>49.5</u>	<u>229.3</u>	4 632	<u>8 297</u>	3.62	168
Guatemala ^{a/}	13.1	49.2	3 751	2 208	4.49	169
El Salvador	17.8	58.2	3 269	2 200	3.78	124
Honduras	5.2	19.2	3 684	979	5.10	188
Nicaragua ^{b/}	2.2	28.6	13 083	1 000	3.50	455
Costa Rica	11.2	74.1	6 632	1 910	2.57	171
Panamá ^{c/}	12.7	129.1	10 159	4 395	3.40	346

a/ Incluye únicamente EEG; el INDE no tiene movimiento en el Sector Comercial.

b/ Incluye sólo ENALUF.

c/ Incluye IRHE, CPFL, Chiriquí y Chorrera.

CCE/SC.5/GT/E/GTE/1/2

TNO/IAT/83

Pág. 29

Cuadro 17

GUATEMALA: CONSUMIDORES, CONSUMO E INGRESO POR VENTAS DE ENERGIA ELECTRICA, POR CATEGORIA DE CONSUMO, SERVICIO PUBLICO, 1964-66

Clase de consumo	Número de consumidores <u>a/</u>	Consumo de energía (miles de kWh)	Consumo medio por consumidor (kWh)	Ingreso por venta de energía (miles de quetzales)	Ingreso medio por kWh (centavos de quetzal)
	<u>1964 b/</u>				
<u>Total</u>	<u>81 292</u>	<u>260 115</u>	<u>3 200</u>	<u>9 101.00</u>	<u>3.50</u>
Residencial	69 822	89 320	1 279	4 034.00	4.52
Comercial	9 749	36 717	3 766	1 800.00	4.90
Industrial	680	100 301	147 501	2 439.00	2.43
Alumbrado público y dependencias del gobierno	1 041	33 777	32 447	828.00	2.45
	<u>1965 c/</u>				
<u>Total</u>	<u>97 892</u>	<u>316 338</u>	<u>3 231</u>	<u>10 407.55</u>	<u>3.29</u>
Residencial	85 106	104 528	1 228	4 504.70	4.31
Industrial	776	128 890	166 090	3 009.12	2.33
Comercial	10 720	42 699	3 983	1 918.82	4.49
Alumbrado público	731	10 611	14 516	329.67	3.11
Otros	559	29 610	52 969	645.24	2.18
	<u>1966 c/</u>				
<u>Total</u>	<u>109 098</u>	<u>358 821</u>	<u>3 289</u>	<u>11 963.60</u>	<u>3.33</u>
Residencial	93 748	115 665	1 234	4 980.40	4.31
Industrial	1 023	148 578	145 237	3 633.20	2.44
Comercial	13 102	49 154	3 751	2 208.00	4.49
Alumbrado público	455	32 785	72 055	718.90	2.19
Otros	770	12 639	16 414	423.10	3.34

Fuente: Instituto Nacional de Electrificación (INDE) y Empresa Eléctrica de Guatemala, S. A. (EEG)

a/ Promedio del año.

b/ Sólo incluye EEG.

c/ Incluye INDE + EEG.

Nota: Adicionalmente las ventas del INDE a otras empresas fueron en 1965:

	En 1965	KWh	Quetzales
Santa María vendió a Quezaltenango		5 978 112	25 153 96
Río Hondo vendió a Zacapa		4 065 000	70 000.00
Guacalate vendió a EEG		6 390 000	165 275.00
Precio medio 1.58 centavos de Quetzal por kWh		16 433 112	260 428.96
	En 1966		
Santa María vendió a Quezaltenango		6 771 000	33 902.00
Río Hondo vendió a Zacapa		3 775 044	49 838.00
Guacalate + Esclavos vendió a EEG		56 902 000	1 144 668.00
Precio medio 1.82 centavos de Quetzal por kWh		67 448 044	1 228 408.00

EL SALVADOR: CONSUMIDORES, CONSUMO E INGRESO POR VENTA DE ENERGIA ELECTRICA
POR CATEGORIA DE CONSUMO, SERVICIO PUBLICO, 1964-66

Clase de consumo	Número de consumidores <u>a/</u> (miles)	Consumo de energía (millones kWh)	Consumo medio por consumidor (kWh)	Ingreso por venta de energía (millones colones)	Ingreso medio por kWh	
					Centavos de colón	Centavos de dólar
<u>1964</u>						
<u>Total</u>	<u>114.6</u>	<u>308.7</u>	2 694	<u>23.0</u>	7.46	2.98
Residencial	92.3	87.1	943	6.8	7.81	3.12
Comercial	17.9	48.6	2 714	4.7	9.75	3.90
Industrial	1.6	121.2	80 800	8.3	6.81	2.72
Dependencias del Gobierno y municipios	2.8	51.8	18 620	3.2	6.22	2.49
<u>1965</u>						
<u>Total</u>	<u>118.6</u>	<u>340.0</u>	2 867	<u>25.4</u>	7.46	2.98
Residencial	96.4	80.0	830	6.8	8.51	3.09
Comercial	17.8	55.2	3 105	5.3	9.62	3.85
Industrial	1.7	152.7	92 000	10.0	6.53	2.61
Dependencias del Gobierno y municipios	2.7	52.1	19 029	3.3	6.34	2.54
<u>1965</u>						
<u>Total</u>	<u>124.8</u>	<u>380.9</u>	3 053	<u>28.2</u>	7.40	2.96
Residencial	102.7	82.3	802	7.6	9.23	3.69
Comercial	17.8	58.2	3 269	5.5	9.45	3.78
Industrial	1.8	178.8	99 333	11.0	6.15	2.46
Dependencias del Gobierno y municipios	2.5	61.6	24 640	4.1	6.66	2.66

Fuente: Inspección General de Servicios Eléctricos.

a/ Promedio del año.

Cuadro 20

EL SALVADOR: CONSUMIDORES, CONSUMO E INGRESO POR VENTAS DE ENERGIA ELECTRICA, POR TARIFAS Y POR EMPRESAS DE SERVICIO PUBLICO, 1966 a/

	Total ^{b/}	Residen- cial	Comer- cial	Indus- trial	Gobierno y municipios	Ventas a otras em- presas ^{c/}
<u>CEL</u>						
Consumidores	3 027	2 599	283	34	111	9
Consumo (MWh)	1 833	796	352	481	204	370 486
Ingreso (miles de colones)	205	107	43	37	18	15 066
Precio medio (cen- tavos por kWh)	11.18	13.44	12.21	7.69	8.82	4.07
<u>CAESS</u>						
Consumidores	69 160	54 802	11 670	1 250	1 438	
Consumo (MWh)	275 627	85 073	43 883	102 367	44 304	
Ingreso (miles de colones)	19 155	5 566	3 940	6 690	2 959	
Precio medio (cen- tavos por kWh)	6.95	6.54	8.98	6.54	6.68	
<u>CLESA</u>						
Consumidores	19 400	16 931	2 183	36	250	
Consumo (MWh)	40 957	8 506	5 485	19 088	7 878	
Ingreso (miles de colones)	3 312	1 010	649	1 207	446	
Precio medio (cen- tavos por kWh)	8.09	11.87	11.83	6.32	5.66	
<u>CEO</u>						
Consumidores	12 552	10 708	1 382	163	299	
Consumo (MWh)	28 226	6 564	4 339	12 988	4 335	
Ingreso (miles de colones)	2 506	780	406	965	355	
Precio medio (cen- tavos por kWh)	8.88	11.88	9.36	7.43	8.19	
<u>CLES</u>						
Consumidor	7 482	6 619	596	138	129	
Consumo (MWh)	13 241	2 978	1 394	7 449	1 420	
Ingreso (miles de colones)	1 145	314	173	560	98	
Precio medio (cen- tavos por kWh)	8.65	10.54	12.41	7.52	6.90	

/Continúa

Quadro 20 (Conclusión)

	Total ^{b/}	Residen- cial	Comer- cial	Indus- trial	Gobierno y municipios	Ventas a otras em- presas c./
<u>GOSAESA</u>						
Consumidores	4 022	3 078	851	22	71	
Consumo (MWh)	3 380	681	923	657	1 119	
Ingreso (miles de colones)	356	103	110	67	76	
Precio medio (cen- tavos por kWh)	10.53	15.12	11.92	10.20	6.79	
<u>DEUSEM</u>						
Consumidores	3 573	2 969	421	65	118	
Consumo (MWh)	11 619	1 717	1 093	7 790	1 019	
Ingreso (miles de colones)	938	196	104	564	74	
Precio medio (cen- tavos por kWh)	8.07	11.42	952	7.24	7.26	
<u>CLEA</u>						
Consumidores	3 031	2 727	222	29	53	
Consumo (MWh)	2 436	1 006	487	160	783	
Ingreso (miles de colones)	276	133	76	15	52	
Precio medio (cen- tavos por kWh)	11.33	13.22	15.61	9.38	6.64	

Fuente: Inspección General de Servicios Eléctricos.

a/ Sólo se incluyen 8 empresas con más de 2 000 consumidores cada una.

b/ No incluye ventas a otras empresas.

c/ Se dispuso de la información de la CEL. Las otras empresas vendieron en conjunto 17 009 MWh en 556 000 colones, con un precio promedio de 3.27 centavos de colón por kWh.

Dos de las principales empresas de Honduras recibieron en 1966 un precio medio de 3.90 centavos de dólar por kWh, excluidos los servicios gratuitos. Por sectores, las variaciones fueron considerables (desde 1.49 para el sector industrial --de gran consumo-- hasta 6.64 centavos de dólar por kWh, para el residencial), que implican entre unos y otros, una diferencia de 340 por ciento. (Véase el cuadro 21.) Solo se dispuso de información de dos empresas, y entre ellas no se apreciaron diferencias importantes de precio por sectores de consumo. (Véase el cuadro 22.)

En Nicaragua el ingreso medio de la energía eléctrica fue para la ENALUF de 3.76 centavos de dólar por kWh en 1966. Al sector de bombeo e irrigación correspondió el precio medio más bajo (2.32 centavos) y al residencial, el más alto (5.19). (Véase el cuadro 23.)

El promedio para todas las empresas de servicio público que corresponde a Costa Rica presenta las menores diferencias entre los precios mayores y los menores, después de El Salvador. También corresponden los más bajos a los sectores industrial (1.54) y de alumbrado público (1.64), con diferencias muy pequeñas; aumentan para los sectores residencial (2.11), de industrias menores (2.11) y gubernamental y municipal (2.16), y corresponde el más alto al comercial (2.57 centavos de dólar por kWh). (Véase el cuadro 24.)

El gran número de empresas eléctricas existente en Costa Rica, algunas con pequeño número de consumidores y en lugares apartados del país, se traduce en considerables variaciones de sus precios medios por sectores de consumo. (Véase el cuadro 25.)

En Panamá --excluida la Zona del Canal-- el precio más bajo correspondió al sector industrial (2.37), siguiéndole el comercial (3.40), el residencial (4.90) y el alumbrado público (8.42); en la cifra que corresponde a este último influye el pago que el gobierno hace al IRHE, empresa que opera plantas diesel-eléctricas con un costo de producción muy elevado. (Véase el cuadro 26.)

Los precios medios, por sectores de consumo, presentan variaciones importantes en las tres empresas eléctricas principales del país; en el sector residencial, el de la CPFL --que tiene el mayor mercado del país--

Cuadro 21

HONDURAS: CONSUMIDORES, CONSUMO E INGRESO POR VENTA DE ENERGIA ELECTRICA POR CATEGORIA DE CONSUMO, 1964-66^{a/}

Clase de consumo	Número de consumidores b/	Consumo de energía (miles kWh)	Consumo medio por consumidor (kWh) c/	Ingreso por venta de energía (miles de lempiras)	Ingreso medio kWh	
					Centavos de lempira	Centavos de dólar
<u>1964</u>						
Total	32 839	96 947	2 952	6 903	7.12	3.56
Suministros gratuitos	-	15 064	-	-	-	-
Subtotal	32 839	81 882	2 493	6 903	8.43	4.22
Residencial	27 602	25 711	931	3 038	11.82	5.91
Comercial o general	4 111	11 289	2 746	1 163	10.30	5.15
Industrial	746	37 285	49 960	2 020	5.42	2.71
Alumbrado público	-	969	-	63	6.50	3.25
Gobierno y municipios	380	6 375	19 326	602	9.44	4.72
Otros	-	254	-	17	-	-
<u>1965</u>						
Total	34 254	102 695	2 998	7 706	7.50	3.75
Suministros gratuitos	-	6 289	-	-	-	-
Subtotal	34 254	96 406	2 814	7 706	7.99	3.99
Residencial	30 958	22 827	737	3 133	13.72	6.86
Comercial o general	2 107	14 380	6 825	1 650	11.47	5.73
Industrial menor	694	20 891	30 102	1 488	7.12	3.56
Industrial mayor	2	31 974	15 987 000	916	2.86	1.43
Alumbrado público	8	1 015	126 870	354	34.88	17.44
Gobierno y municipios	485	5 319	10 967	165	3.10	1.55
<u>1966</u>						
Total	38 283	126 430	3 303	9 536	7.54	3.77
Suministros gratuitos	-	4 156	-	-	-	-
Subtotal	38 283	122 274	3 194	9 536	7.80	3.90
Residencial	32 130	28 675	892	3 809	13.28	6.64
Comercial o general	5 201	19 159	3 684	1 957	10.21	5.10
Industrial menor	342	28 708	8 394	2 034	7.08	3.54
Industrial mayor	3	37 784	12 594 600	1 129	2.99	1.49
Alumbrado público	13	1 748	13 446	92	5.26	2.63
Gobierno y municipios	594	6 200	1 044	515	8.31	4.15

a/ No incluye ventas a otras empresas o sistemas.

b/ Promedio del año.

c/ Incluye la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), Tela Railroad Co. y Standard Fruit Co.

d/ Incluye la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) y la Standard Fruit Co.

Cuadro 22

HONDURAS: CONSUMIDORES, CONSUMO E INGRESO POR VENTAS DE ENERGIA ELECTRICA,
POR TARIFAS Y POR EMPRESAS DE SERVICIO PUBLICO, 1965 Y 1966 a/

Concepto	Totales	Residen- cial	Comer- cial	Industrial		Alum- brado público	Departamentos del gobierno y municipios	Ventas a otras em- presas	Gratuitas
				Menor	Mayor				
<u>1965</u>									
<u>ENEE</u>									
Consumidores	30 218	27 043	2 052	665	2	7	449	2	
Consumo (miles kWh)	89 414	19 128	13 915	18 654	31 974	760	4 983	129	1 908
Ingreso (miles de lempiras) ^{a/}	6 983	2 695	1 598	1 310	916	331	133	204	-
Precio medio (centavos/kWh)	7.81	14.09	11.48	7.02	2.86	43.55	2.67		
<u>Standard Fruit</u>									
Consumidores	4 036	3 915	55	29	-	1	36	-	
Consumo (miles kWh)	6 992	3 699	465	2 237	-	255	336	-	4 381
Ingreso (miles de lempiras)	723	438	52	178	-	23	32	-	
Precio medio kWh/lempiras	10.34	11.84	11.18	7.96	-	9.02	9.52		
<u>1966</u>									
<u>ENEE</u>									
Consumidores	33 934	28 015	5 060	286	3	12	558	2	
Consumo (miles kWh)	114 369	24 557	18 491	26 232	37 784	1 504	5 801	619	2 000
Ventas (miles de lempiras)	8 818	3 369	1 892	1 861	1 129	76	491		
Precio medio kWh/lempiras	7.71	13.72	10.23	7.09	2.99	5.05	8.46		
<u>Standard Fruit</u>									
Consumidores	4 349	4 115	141	56	-	1	36		
Consumo (miles kWh)	7 905	4 118	668	2 476	-	244	399		2 156
Ventas (miles de lempiras)	718	440	65	173	-	16	24		
Precio medio kWh/lempiras	9.08	10.68	9.73	6.99	-	6.56	6.02		

Fuente: Empresa Nacional de Energía Eléctrica y la Standard Fruit.

a/ Sólo incluye ENEE y Standard Fruit que dieron información y en los totales no incluye servicios gratuitos ni ventas a otras empresas.

Cuadro 23

NICARAGUA: CONSUMIDORES, CONSUMO E INGRESO POR VENTA DE ENERGIA ELECTRICA POR CATEGORIA DE CONSUMO, SERVICIO PUBLICO, 1964-66 a/

Clase de consumo	Número de consumidores ^{b/}	Consumo de energía (millones kWh)	Consumo medio por consumidor (kWh)	Ingreso por venta de energía (millones de córdobas)	Ingreso medio por kWh (centavos de córdoba)	(centavos de dólar)
<u>1964^{c/}</u>						
Total	63 318	155.8	2 441	48.7	31.26	4.47
Residencial	59 542	49.2	826	21.7	44.10	6.30
Comercial	2 529	21.8	8 620	5.8	26.60	3.80
Industrial	467	58.5	125 267	14.8	25.30	3.61
Alumbrado público	643	4.7	7 309	1.6	34.04	4.86
Depend. del Gob. y Municipios	477	9.0	18 867	2.7	30.00	4.29
Bombeo e irrigación	90	12.4	137 777	2.0	16.13	2.30
Otras empresas menores	70	0.2	2 857	0.1	50.00	7.14
<u>1965^{d/}</u>						
Total	46 331	147.7	3 188	37.3	25.25	3.61
Residencial	44 011	45.4	1 014	17.8	39.21	5.60
Comercial	773	21.2	27 425	5.1	24.06	3.44
Industrial	290	54.0	186 207	11.2	20.74	2.96
Alumbrado público	786	2.9	3 690	0.8	27.59	3.94
Depend. del Gob. y Municipios	366	10.9	29 508	3.2	29.36	4.19
Bombeo e irrigación	105	13.3	126 667	2.2	16.54	2.36
<u>1966^{d/}</u>						
Total	63 108	185.8	2 944	48.9	26.32	3.76
Residencial	58 685	59.5	1 014	21.6	36.30	5.18
Comercial	2 186	28.6	13 083	7.0	24.47	3.50
Industrial	572	66.9	116 958	14.0	20.93	2.99
Alumbrado público	1 044	4.1	3 927	1.1	26.83	3.83
Depend. del Gob. y Municipios	497	11.9	23 943	2.8	23.53	3.36
Bombeo e irrigación	124	14.8	119 354	2.4	16.22	2.32

Fuente: ENALUF, Comisión Nacional de Energía.

- a/ No incluye ventas a otras empresas.
- b/ Al finalizar el año.
- c/ Se refiere a las 10 empresas más importantes del país.
- d/ Estas cifras se refieren únicamente al total del sistema ENALUF.

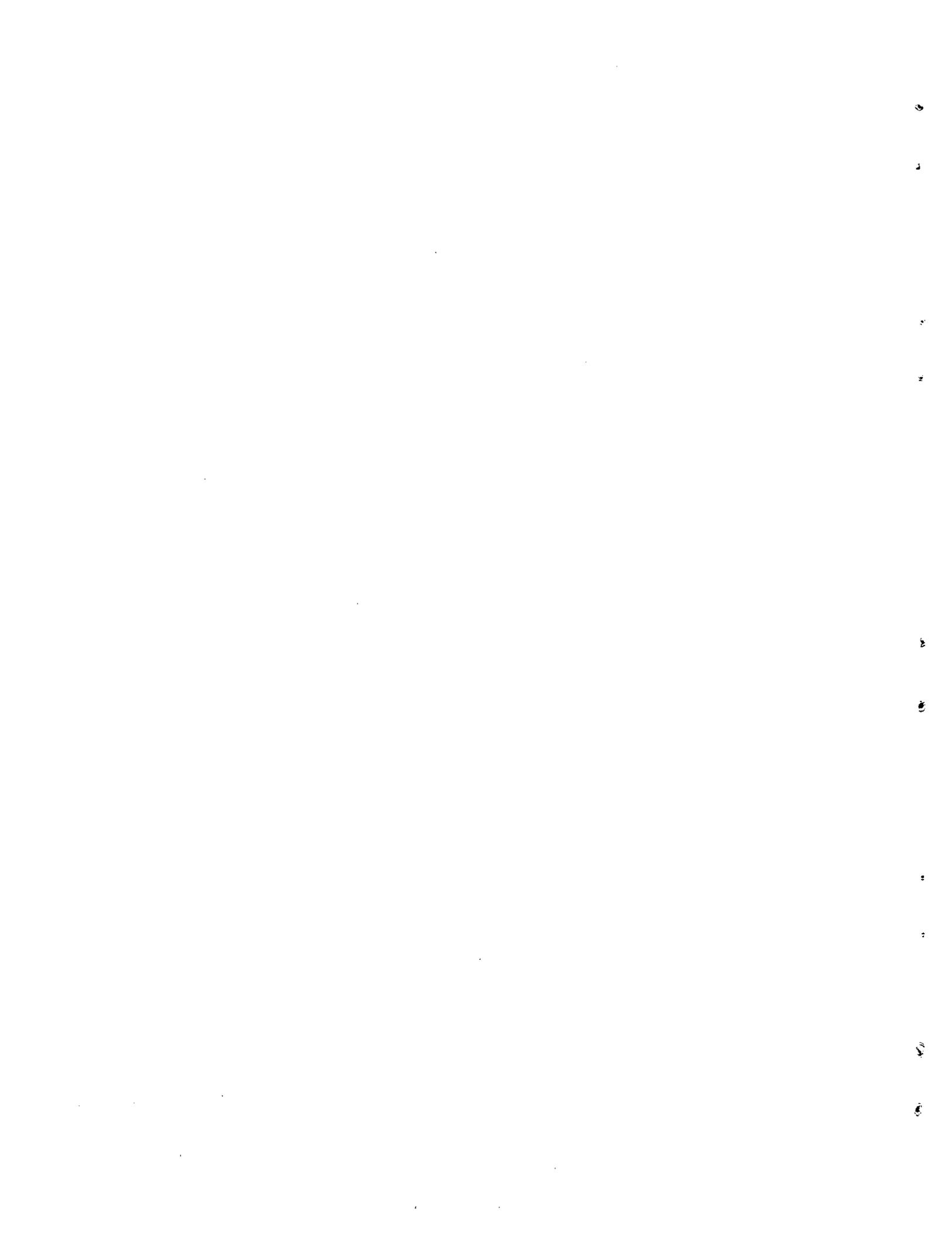
Cuadro 24

COSTA RICA: CONSUMIDORES, CONSUMO E INGRESO POR VENTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA, POR CATEGORÍA DE CONSUMO EN SERVICIO PÚBLICO, 1964-66

Clase de consumo	Número de consumidores ^{a/} (miles)	Consumo de energía (millones kWh)	Consumo medio por consumidor (kWh)	Ingreso por venta de energía (millones de colones)	Ingreso medio por kWh	
					Centavos de colón	Centavos de dólar
<u>1964</u>						
<u>Total</u>	<u>117.4</u>	<u>486.1</u>	4 141	<u>63.1</u>	12.98	1.95
Residencial	103.8	308.9	2 975	38.3	12.40	1.86
Comercial	10.2	59.7	5 880	10.3	17.25	2.59
Industrial	2.3	96.8	42 719	12.0	12.40	1.86
Alumbrado Público	-	-	-	-	-	-
Dependencias del Gobierno, Municipios y otros	1.1	20.7	18 316	2.5	12.08	1.82
<u>1965</u>						
<u>Total</u>	<u>124.9</u>	<u>519.1</u>	4 156	<u>69.5</u>	13.38	2.01
Residencial	111.1	327.7	2 950	41.8	12.75	1.91
Comercial	10.4	65.6	6 290	11.5	17.59	2.64
Industrial	2.3	106.2	45 745	13.4	12.64	1.90
Alumbrado Público	0.1	3.3	46 099	0.4	11.58	1.74
Dependencias del Gobierno, Municipios y otros	1.0	16.3	16 899	2.4	14.47	2.17
<u>1966</u>						
<u>Total</u>	<u>133.8</u>	<u>561.4</u>	4 194	<u>73.9</u>	13.16	1.97
Residencial	119.2	353.8	2 968	43.7	12.36	1.85
Comercial	11.2	74.1	6 632	12.7	17.12	2.57
Industrial	2.5	81.8	32 720	11.5	14.06	2.11
Grandes industrias	-	32.2	-	3.3	10.25	1.54
Alumbrado Público	0.1	4.2	46 978	0.5	10.91	1.64
Dependencias del Gobierno, Municipios y otros	0.8	15.3	17 646	2.2	14.43	2.16

Fuente: Servicio Nacional de Electricidad.

a/ Promedio del año.



Cuadro 25

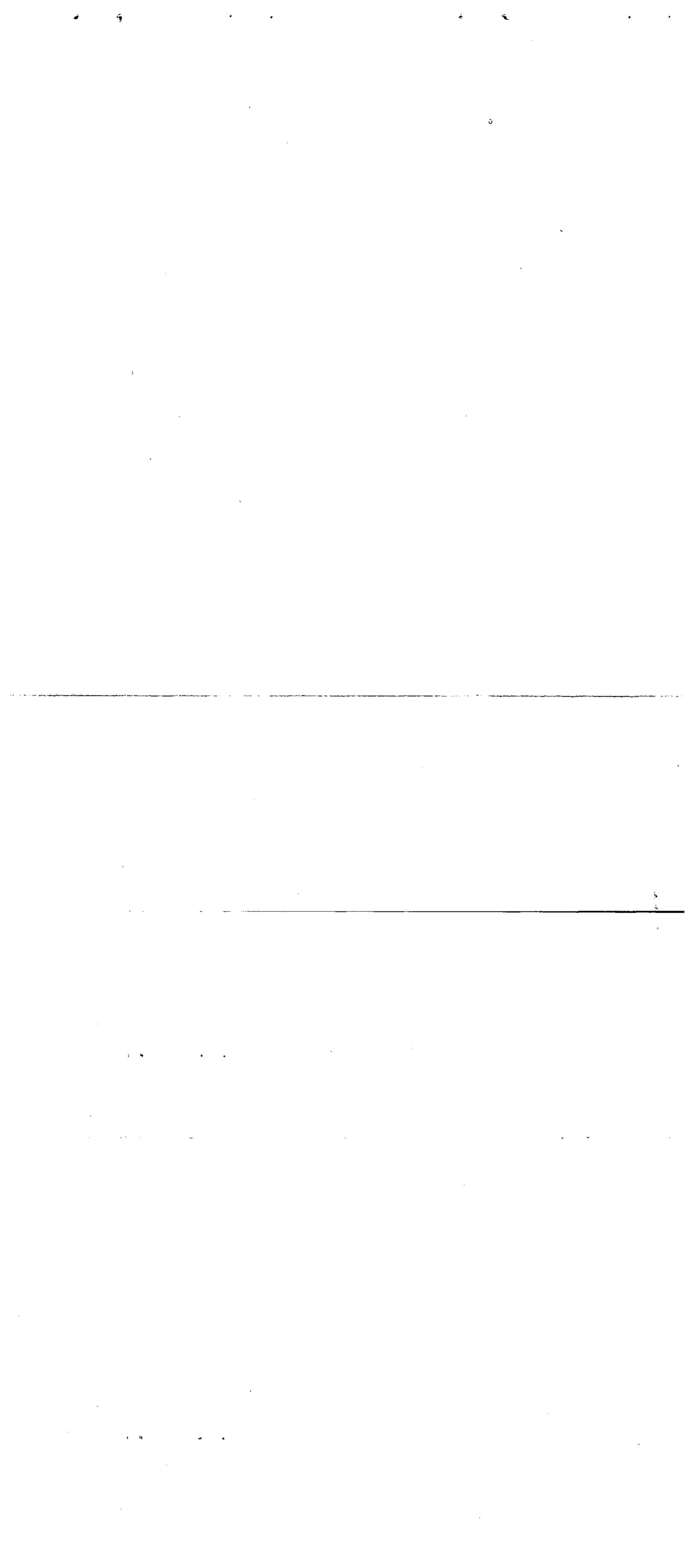
COSTA RICA: CONSUMIDORES, CONSUMO E INGRESO POR VENTA DE ENERGIA ELECTRICA POR CATEGORIA DE CONSUMO Y EMPRESAS DE SERVICIO PUBLICO, 1966

CCE/SC.5/GT/E/GRTE/1/2

TAO/LAT/83

Pág. 41

Empresa	Total				Residencial				Comercial				Industrial				Alumbrado público				Otros			
	No. de clientes	MWh	Miles de colonos	Ctvs. de colonos por kWh	No. de clientes	MWh	Miles de colonos	Ctvs. de colonos por kWh	No. de clientes	MWh	Miles de colonos	Ctvs. de colonos por kWh	No. de clientes	MWh	Miles de colonos	Ctvs. de colonos por kWh	No. de clientes	MWh	Miles de colonos	Ctvs. de colonos por kWh	No. de clientes	MWh	Miles de colonos	Ctvs. de colonos por kWh
Total	133 855	561 371	73 879	13.1	119 217	353 799	43 719	12.3	11 167	74 063	12 683	17.1	2 512	113 976	14 806	12.9	287	9 758	1 125	11.5	672	9 775	1 546	15.8
Subtotal	130 614	558 642	73 202	13.1	116 039	351 303	43 091	12.2	11 143	73 978	12 658	17.1	2 508	113 954	14 799	12.9	284	9 697	1 120	11.5	640	9 710	1 524	15.7
ICE	18 869	85 870	11 239	13.0	16 151	22 835	3 741	16.3	2 351	12 046	1 807	15.0	277	49 069	5 400	11.0	49	1 564	235	15.0	41	356	56	15.7
CNFL	76 518	386 071	50 012	12.9	68 297	269 861	31 059	11.5	6 040	51 270	9 274	18.0	1 672	51 327	7 669	14.9	198	5 577	669	11.9	311	8 036	1 341	16.6
Tres Ríos	2 238	7 522	805	10.7	2 108	5 772	561	9.7	27	132	18	13.6	51	1 321	197	14.9	3	80	6	7.5	49	217	23	10.5
JASEMH-Heredia	6 169	18 345	2 254	12.2	5 448	12 177	1 582	12.7	569	2 352	290	12.3	132	3 022	328	10.8	5	632	33	5.2	15	162	21	12.9
JASEMA-Aiajuala	7 599	20 774	3 002	14.4	7 045	15 030	2 236	14.8	413	2 039	277	13.5	84	3 099	426	13.7	2	401	40	9.9	55	205	23	11.2
CASSA-Santiago	451	757	84	11.0	420	569	62	10.8	11	51	6	11.7	20	137	16	11.6	-	-	-	-	-	-	-	-
Matamoros	2 218	5 535	668	12.0	1 943	3 863	425	11.0	180	945	135	14.2	46	414	73	17.6	2	80	11	13.7	47	233	24	10.3
Peña y Saborio-El General	1 194	1 637	498	30.4	951	692	267	38.5	182	695	167	24.0	43	139	39	28.0	2	22	4	18.1	16	89	21	23.5
Alfaro-Santa Rufina	510	548	95	17.3	442	349	63	18.0	47	143	20	13.9	19	47	10	21.2	1	7	1	14.2	1	1	1	50.0
Flaqué-Santa Rosa	302	692	96	13.8	300	663	93	14.0	-	-	-	-	-	-	-	-	1	11	1	9.0	1	18	2	11.1
JASEC-Cartago	8 702	20 470	2 647	12.9	7 825	13 849	1 852	13.3	738	2 688	372	13.8	119	3 236	373	11.5	10	655	48	7.3	10	42	2	4.7
Servicio Mpal. de Grecia	2 184	4 777	569	11.9	1 937	2 521	340	13.4	216	658	96	14.5	13	1 245	118	9.4	1	171	14	8.1	17	182	1	0.5
Servicio Mpal. Abangares	293	326	131	40.1	236	151	96	63.5	43	105	24	22.8	-	-	-	-	1	38	4	10.5	13	32	7	21.8
Servicio Mpal. Puriscal	784	1 070	205	19.1	627	601	120	19.9	114	172	39	22.6	10	125	18	14.4	2	130	19	14.6	31	42	9	21.4
Servicio Mpal. Jiménez	570	860	92	10.6	505	586	68	11.6	39	151	14	9.2	10	23	4	17.3	2	58	4	6.8	14	42	2	4.7
Servicio Mpal. Nicoya	517	528	152	28.7	509	431	142	32.9	-	-	-	-	-	-	-	-	1	85	18	11.7	7	12	-	-
Municipalidad de Naranjo	409	1 712	298	17.4	317	527	99	18.7	84	298	51	17.1	2	745	127	17.0	3	133	21	15.7	3	9	-	-
Servicio Mpal. San Vito	123	142	76	53.5	123	142	76	53.5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Servicio Eléct. Villa Neilly	165	190	89	46.8	165	190	89	46.8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Herman Kooper Vega	480	343	73	21.2	480	343	73	21.2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Servicio Mpal. de Aguirre	319	473	117	24.7	210	151	47	31.1	89	233	68	29.1	10	5	1	20.0	1	53	-	-	9	31	1	3.2
Otras empresas	3 241	2 729	677	24.8	3 178	2 496	628	25.1	24	85	25	29.4	4	22	7	31.8	3	61	5	8.1	32	65	12	18.4



Cuadro 26

PANAMA: CONSUMIDORES, CONSUMO E INGRESO POR VENTA DE ENERGIA ELECTRICA,
POR CATEGORIA DE CONSUMO, SERVICIO PUBLICO, 1964-66

Clase de consumo	Número de consumidores ^{a/}	Consumo de energía (miles de kWh)	Consumo medio por consumidor (kWh)	Ingreso por venta de energía (miles de balboas)	Ingreso medio por kWh (centavos de balboa)
<u>1964</u>					
<u>Total</u>	<u>98 640</u>	<u>284 288</u>	<u>2 882</u>	<u>10 114^{b/}</u>	<u>3.97^{b/}</u>
Residencial	85 636	89 107	1 040	4 364	4.89
Comercial	11 924	106 002	8 890	3 724	3.70
Industrial	600	44 829	74 715	825	2.51
Alumbrado público	479	30 014	62 660	996	3.64
Dependencias del gobierno y municipios	-	3 935	-	116	5.49
Otros	1	10 401	10 401 000	89	0.85
<u>1965^{c/}</u>					
<u>Total</u>	<u>98 849</u>	<u>306 889</u>	<u>3 105</u>	<u>11 816</u>	<u>3.85</u>
Residencial	85 635	101 977	1 191	5 131	5.03
Comercial	11 538	113 081	9 801	4 006	3.54
Industrial	690	53 272	77 205	1 275	2.39
Alumbrado público	93	8 005	8 608	679	8.48
Dependencias del gobierno y municipios	891	28 107	31 545	675	2.40
Otros	2	2 447	1 223 500	50	2.04
<u>1966^{d/}</u>					
<u>Total</u>	<u>106 780</u>	<u>352 099</u>	<u>3 297</u>	<u>13 275</u>	<u>3.77</u>
Residencial	92 178	117 873	1 279	5 851	4.96
Comercial	12 713	129 149	10 159	4 395	3.40
Industrial	750	61 746	82 328	1 463	2.37
Alumbrado público	95	8 719	9 178	734	8.42
Dependencias del gobierno y municipios	937	31 674	33 803	769	2.43
Otros	107	2 938	27 458	63	2.14

Fuente: Información directa propias empresas.

a/ Promedio del año.

b/ CPFL e IRHE solamente, ya que no se cuenta con los ingresos de las otras empresas.

c/ Incluye IRHE, CPFL y Empresas Chiriquí.

d/ Incluye IRHE, CPFL, Empresas Chiriquí y Empresa Eléctrica La Chorrera.

e/ No incluye ventas a otras empresas.

fue de 4.54 centavos de dólar por kWh; el de Chiriquí, que sirve a David y a sus alrededores, de 6.17 (36 por ciento superior) y el del IRHE, que da servicio a numerosas poblaciones rurales, de 9.49. En el sector industrial el precio fue muy parecido en las dos primeras empresas, (2.37 y 2.27 centavos de dólar por kWh) y 6 centavos de dólar más alto en la última (8.27). En el sector comercial, la empresa de Chiriquí y el IRHE obtuvieron precios superiores en 33 y 90 por ciento, respectivamente, a los de la CPFL. (Véase el cuadro 27.)

En la Zona del Canal, el precio medio de 1965 --el más bajo del Istmo Centroamericano-- fue 1.25 centavos de dólar por kWh. (Véase el cuadro 28.) Este precio está influido en mayor o menor grado por subsidios a los usuarios que son en su mayor parte funcionarios de la Compañía del Canal de Panamá, empresa que distribuye la electricidad.

El análisis de los precios medios por sectores de consumo señala que la política de estructuración de las tarifas se ha mantenido prácticamente sin alteración desde 1964.

Cuadro 27

PANAMA: CONSUMIDORES, CONSUMO E INGRESO POR VENTA DE ENERGIA ELECTRICA, POR TARIFA Y POR EMPRESAS DE SERVICIO PUBLICO, 1966a/b/

Empresa	Total	Residencial	Comercial	Industrial	Alumbrado público	Dependencias del gobierno y municipios	Otros
<u>IRME</u>							
Consumidores	14 112	12 081	1 343	21	91	471	105
Consumo en miles kWh	15 303	5 987	4 307	278	2 211	2 399	121
Ventas en miles balboas	1 253	568	263	23	258	134	7
Centavos de balboa por kWh	8.19	9.49	6.11	8.27	11.67	5.59	5.78
<u>Cia. Panameña de Fuerza y Luz</u>							
Consumidores	78 409	68 353	9 438	149	3	464	2
Consumo en miles kWh	297 940	102 315	117 494	44 451	3 526	27 337	2 817
Ventas en miles balboas	10 374	4 650	3 771	1 052	304	541	56
Centavos de balboa por kWh	3.48	4.54	3.20	2.37	8.62	1.98	1.99
<u>Empresa Eléctrica Chiriquí</u>							
Consumidores	11 782	9 928	1 275	579	-	-	-
Consumo en miles kWh	35 070	8 710	5 871	16 493	2 690	1 306	-
Ventas en miles balboas	1 376	537	251	374	152	62	-
Centavos de balboa por kWh	3.92	6.17	4.28	2.27	5.65	474	-

Fuente: Información directa de las empresas.

a/ No incluye la Zona del Canal.

b/ No incluye ventas a otras empresas.

Cuadro 28

PANAMA, ZONA DEL CANAL: CONSUMIDORES, CONSUMO E INGRESO POR VENTA DE ENERGIA POR CATEGORIA DE CONSUMO, SERVICIO PUBLICO, 1964-65

Clase de consumo	Número de consumidores	Consumo de energía (millones de kWh)	Consumo medio por consumidor	Ingreso por venta de energía (miles de dólares)	Ingreso medio por kWh (centavos de dólar)
<u>1964^{a/}</u>					
<u>Total</u>	<u>6 835</u>	<u>383.0</u>	<u>56 035</u>	<u>4 387.8</u>	<u>1.15</u>
Residencial	5 209	74.9	14 378	603.0	0.81
Gobierno <u>b/</u>	1 119	105.0	93 383	2 349.6	2.24
Otros <u>c/</u>	507	203.1	400 591	1 435.2	0.71
<u>1965^{a/}</u>					
<u>Total</u>	<u>6 827</u>	<u>438.4</u>	<u>64 216</u>	<u>5 463.0</u>	<u>1.25</u>
Residencial	5 200	81.5	15 673	646.0	0.79
Gobierno <u>b/</u>	1 127	117.2	103 993	2 798.0	2.39
Otros <u>c/</u>	500	239.7	479 400	2 019.0	0.84

Fuente: Compañía del Canal de Panamá.

a/ Con base en años fiscales.b/ Incluye Compañía del Canal de Panamá y oficinas gubernamentales.c/ Incluye comercio.

III. CAUSAS QUE DETERMINAN EL NIVEL DE COSTOS DE LAS EMPRESAS ELECTRICAS

El análisis y la comparación de los costos de la energía eléctrica en el Istmo Centroamericano no es una tarea simple a causa de la variedad de criterios que rigen su determinación.

Los costos de la explotación eléctrica suelen dividirse en fijos, o prácticamente fijos, y variables; estos últimos cambian casi en la misma medida que la producción.

Los primeros corresponden en su mayor parte a las cargas financieras, depreciación de activos, impuestos y seguros, y adquieren mayor importancia en los sistemas a base de generación hidráulica. En los fijos se suele incluir cierta utilidad, que se computa como porcentaje del patrimonio o como por ciento de la inversión inmovilizada. Las cargas financieras dependen de la inversión en centrales, líneas de transmisión y redes de distribución y se hacen gravitar sobre cada kWh, de acuerdo con el número de los mismos que se vende en el período, o con el grado de aprovechamiento de las instalaciones.

Los costos variables se refieren principalmente a los de combustibles y tienen gran importancia en los sistemas a base de generación térmica; influye en ellos considerablemente el rendimiento que se obtiene de su utilización.

El costo de la mano de obra es menos estable, tiene importancia relativa en lo que se refiere a operación y mantenimiento y mayor en los costos de distribución, en la fase de comercialización de la energía eléctrica; su importancia es superior en la operación de sistemas con plantas térmicas.

Los costos de electricidad son denominados en Centroamérica y Panamá "Gastos de explotación" e incluyen los "Gastos directos de explotación", que pueden ser fijos o variables y están sujetos al control de la administración, y la "depreciación" y los "impuestos" que se determinan por períodos largos. Si se les agrega la "rentabilidad", se obtiene el precio de venta del kWh.

1. Financiamiento

a) Financiación de la industria eléctrica

Desde que terminó la segunda guerra mundial, la industria eléctrica de los países de menor desarrollo relativo ha experimentado una expansión sin precedentes, que ha obedecido en alto grado a la atención de una demanda insatisfecha, precisamente por las limitaciones que el conflicto imponía a la importación de equipo industrial en general. El aumento logrado por la industria ha requerido grandes inversiones de capital que han debido ser atendidas en gran parte por el sector público, con ayuda de los organismos internacionales de crédito.

Las empresas productoras de energía eléctrica tienen que resolver normalmente problemas financieros de gran importancia por varias razones: i) se trata de industrias de alta densidad de capital por unidad de producto; ii) de monopolios dentro de ciertas zonas o regiones, que no pueden compartir con firmas competidoras la responsabilidad de atender un aumento de la demanda (como sucede en la mayoría de los sectores industriales); iii) la industria eléctrica se caracteriza por un alto grado de dinamismo, dentro del proceso de desarrollo económico, que implica un incremento considerable del volumen de energía utilizada por unidad de producto en cuanto éste crece; incluso en períodos de estancamiento general de la economía, el uso consuntivo de la misma obliga a hacer frente a expansiones de importancia en la capacidad instalada de las empresas y obras complementarias; y iv) los racionamientos prolongados al mismo tiempo que afectan la calidad del servicio podrían llegar a distorsionar totalmente la actividad económica.

El estudio de las fuentes y de los métodos de financiamiento de las empresas eléctricas, estatales y privadas, tiene por esos motivos especial importancia puesto que las empresas necesitan asegurarse fondos para responder a la demanda e incluso estimularla.^{2/}

^{2/} Véase Estudios sobre la electricidad en América Latina, Vol. I, Informe, documentos del Seminario Latinoamericano de Energía Eléctrica, Naciones Unidas, (E/CN.12/630) octubre de 1962, página 341.

Las fuentes de financiamiento para la expansión eléctrica pueden dividirse en tres clases:

- 1) Aportaciones de nuevos capitales (de origen privado o del estado);
- 2) Obtención de créditos externos e internos y emisión de obligaciones a largo plazo; y
- 3) Autofinanciamiento, (reversión de beneficios o ingresos netos, depreciaciones, etc.).

Los programas de expansión no pueden costearse exclusivamente a base de las utilidades y las sumas obtenidas por depreciación de las instalaciones de las empresas, hecho que se considera normal en esta industria puesto que la vida útil de las instalaciones sobrepasa considerablemente incluso los períodos más favorables de otorgamiento de créditos. El sector privado ha ido reduciendo, además, su participación en ellas y las inversiones en las mismas han sido bajas, incluyendo las de capital foráneo, hecho que puede deberse, por una parte, a que se obtienen utilidades más elevadas en otras industrias, y por otra, a las disposiciones reglamentarias y legales que se aplican a las empresas de capital público en lo que se refiere a la inversión. Las necesidades crecientes de capital y la limitación de los períodos de amortización de los préstamos industriales a que se ven sometidas las empresas privadas, hacen cada día más difícil, por añadidura, que puedan atender por sí solas grandes mercados. Las empresas públicas, en cambio, disfrutaban cada día de mayores ventajas, tanto en lo que se refiere a la concesión de préstamos como a plazos e intereses.

Por todas estas limitaciones, el sector público ha venido a ser el principal impulsor de la expansión de la industria eléctrica en los países centroamericanos, de especial significación desde el fin de la segunda guerra mundial y que ha obedecido, como se dijo, a la imposibilidad de atender una demanda insatisfecha precisamente a causa de las limitaciones impuestas por el conflicto armado a las importaciones de equipo eléctrico.

Las principales fuentes de fondos extranjeros para financiar las expansiones han sido el Banco Internacional de Reconstrucción y Fomento, (BIRF), el Banco de Exportación e Importación de los Estados Unidos, (EXIMBANK), el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) y el Banco Centroamericano de Integración Económica (BCIE).

/Los préstamos

Los préstamos otorgados a los institutos de electrificación del Istmo Centroamericano por organismos financieros internacionales figuran en el cuadro 29.

Aparte de los créditos anotados en el cuadro, algunos institutos de electrificación del Istmo han obtenido préstamos de la Agencia para el Desarrollo Internacional (AID) de los Estados Unidos, del EXIMBANK y de diversos proveedores de equipo eléctrico. En algunos casos, estos préstamos han complementado el financiamiento exterior para los gastos locales de los proyectos.

En 1968 pueden llegar a formalizarse empréstitos con el Banco Internacional de Reconstrucción y Fomento (BIRF) por un monto de 50 millones de dólares aproximadamente, para nuevas instalaciones eléctricas.

El BCIE, el BID Y EL BIRF han sido, salvo excepción --como en los casos de la planta de vapor de Managua y la hidroeléctrica de Cañaverál, de Honduras-- fuentes de capital para cubrir gastos del exterior pero no gastos locales, que pueden ascender en promedio a la mitad del costo total de las obras eléctricas.

Las necesidades de capital local de la industria eléctrica tendrán que seguir aumentando al mismo tiempo que el crecimiento económico de los países centroamericanos, y ese financiamiento constituye, por lo tanto, un problema que necesita soluciones de largo plazo. Como dichos gastos deben atenderse, además, al mismo tiempo que los que implica para cada gobierno la construcción de escuelas, carreteras, etc., se considera preciso lograr que las empresas eléctricas puedan llegar a ser económicamente autosuficientes. Para ello habrá necesidad de que a la industria eléctrica se le autoricen: a) tarifas que le permitan disponer de los recursos resultantes de los ingresos por depreciación; b) disponer de las ganancias retenidas en la medida que pueda exigir el financiamiento de las expansiones; y c) la contratación de préstamos, en condiciones adecuadas, para financiar la parte que se precise de esas nuevas obras. Como las condiciones apropiadas para financiar los créditos internacionales favorecen en alto grado el desarrollo de la actividad industrial en los países desarrollados y las actividades de construcción en los países que los reciben, deberá pensarse

Cuadro 29

CENTROAMERICA Y PANAMA: PRINCIPALES PRESTAMOS EXTRANJEROS PARA EL
SECTOR ENERGIA ELECTRICA, 1949-67

Organismo y objeto	Fecha	Plazo años	Interés anual (porcentaje)	Monto en mi- les de dóla- res
BANCO CENTROAMERICANO DE INTEGRACION ECONOMICA				<u>2 819.0</u>
Honduras (EHEE)				
1. Estudio interconexión con El Salvador	30/10/63	5 (1 gracia)	5.25	77.0
2. Compra equipo generación	Marzo 1967	10 (1 gracia)	6.00	1 158.0
Costa Rica (ICE)				
3. Compra equipo generación	30/9/64	9 (1 gracia)	5.25	1 103.0
Nicaragua (ENALUF)				
4. Mejoramiento y ampliación sistema distri- bución y equipo transporte	20/2/67	10 (1 gracia)	6.00	481.0
BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO				<u>6 332.7</u>
Guatemala (INDE)				
5. Central hidroeléctrica	Junio 1964		5.75	3 150.0
6. Estudio preinversión	Junio 1964		4.00	300.0
El Salvador (CEL)				
7. Electrificación rural	1962	25 (8 gracia)	4.25	182.7
Costa Rica (ICE)				
8. Distribución	1962		5.75	2 700.0
BANCO INTERNACIONAL DE RECONSTRUCCION Y FOMENTO				<u>102 535.0</u>
Guatemala (INDE)				
9. Central hidroeléctrica	1967		6.00	15 000.0
El Salvador (CEL)				
10. Central hidroeléctrica y otros	Diciembre 1949			12 545.0
11. Ampliación central hidroeléctrica y otros	Febrero 1959			3 000.0
12. Central hidroeléctrica y otros	Julio 1960			3 830.0
13. Ampliación central hidro y central termo- eléctrica	Junio 1963			6 000.0

/Continúa

CGE/SC.5/GTAE/GRTE/I/2
TAO/LAT/83
Pág. 51

Cuadro 29 (Conclusión)

Organismo y objeto	Fecha	Plazo años	Interés anual (porcentaje)	Monto en miles de dólares
Honduras (ENEE)				
14. Central hidroeléctrica	1961		6.00	8 800.0
15. Otros	...		6.00	1 400.0
Nicaragua (ENALUF)				
16. Central diesel	Diciembre 1953		4.75	450.0
17. Central vapor	Julio de 1955 y Junio de 1956		4.75	8 700.0
18. Central hidroeléctrica	Junio de 1960		6.00	12 500.0
19. Central gas	Febrero de 1961		6.00	5 000.0
Costa Rica (ICE)				
20. Central hidroeléctrica y otros	Febrero de 1961		5.50	8 800.0
21. Central hidroeléctrica y otros	Julio de 1963		5.75	12 500.0
Panamá (IRIE)				
22. Central hidroeléctrica	Septiembre 1962			4 000.0
Total				111 686.7

Fuentes: Información del BCIE y directa de los institutos nacionales de electrificación.

también en la posibilidad de obtener el financiamiento internacional de ciertos gastos en moneda local que demanden las obras de electrificación. Desde este punto de vista, adquieren importancia los planes de cooperación internacional para incrementar la ayuda económica que se recibe de los países de mayor desarrollo, porque, además, los equipos de las instalaciones hidroeléctricas han tendido a encarecerse en la última década mientras ha sucedido lo contrario con los equipos de generación térmica; esta circunstancia, unida a la escasez de capital para gastos locales, podría implicar una preferencia hacia ese último tipo de centrales que afectaría al problema de la balanza de pagos de la región --puesto que para esos equipos se utilizan combustibles importados en su totalidad-- aparte de otras repercusiones sobre los programas de transformación de la estructura económica de los países centroamericanos.

Las necesidades de financiamiento del desarrollo eléctrico en Centroamérica y Panamá para el período 1966-75 se han determinado a base de un análisis de tipo general, que resulta significativo por reflejar la política sobre financiamiento a mediano plazo que las empresas tratan de seguir.

Para el análisis señalado se han tenido presentes los siguientes datos básicos:

- a) Capacidad instalada al 31 de diciembre de 1965, 683 MW;
- b) Capacidad instalada por habitante, 48.7 vatios;
- c) Crecimiento de generación y potencia, 8.5 y 8.0 por ciento anual respectivamente;
- d) Inversión promedio por kW de capacidad instalada, 410 dólares;
 - i) Generación (70 por ciento hidroeléctrica) 220 dólares;
 - ii) Transmisión 50 dólares;
 - iii) Distribución y otros 140 dólares;
- e) Gastos de importación, 50 por ciento del costo total. Financiación de créditos del exterior, 15 años plazo; interés, 6 por ciento anual;
- f) Inversión en planta eléctrica al 31 de diciembre de 1965: 239.05 millones de dólares;
- g) Depreciación acumulada al 31 de diciembre de 1965, 25 por ciento de la inversión;
- h) Rentabilidad, 10 por ciento del activo fijo neto;
- i) Monto de la deuda al 31 de diciembre de 1965: 120 millones de dólares al 6 por ciento anual.

/A base de

A base de la información anterior se han definido los elementos que figuran a continuación e implicarían la necesidad de realizar dentro de los próximos 10 años inversiones por 410 millones de dólares --sin incluir la electrificación rural en gran escala-- aparte de contar con 235 millones de dólares para atender el servicio de la deuda actual y futura.

- a) Capacidad a instalar en el período: 1 000 MW (capacidad de 1975, 1 623 MW, menos capacidad al 31 de diciembre de 1965, más reposición parcial de instalaciones actuales);
- b) Inversión total: 410 millones de dólares (1 000 MW x 410);
- c) Gastos de importación 205 millones de dólares;
- d) Activo fijo neto en 1975: activo fijo bruto 628 millones de dólares menos depreciación acumulada 161 957 000 de dólares igual activo fijo neto 466 093 000 dólares;
- e) Flujo de caja del período 1966-75:

	<u>Miles de dólares</u> (a precios corrientes)
<u>Origen de fondos</u>	
Ingreso neto	306 092
Depreciación	126 894
Subtotal	<u>432 986</u>
Préstamos exterior	205 000
Aportes necesarios de capital y préstamos locales	66 900
<u>Total</u>	<u>704 886</u>
<u>Aplicación de fondos</u>	
Inversiones	410 000
Servicio deuda actual	130 400
Servicio deuda futura	104 486
Dividendos empresas privadas	60 000
<u>Total</u>	<u>704 886</u>

/Se requeriría

Se requeriría disponer, por consiguiente, de 67 millones de dólares de aportes de capital o de préstamos locales (emisiones de bonos, etc.). Esta cifra, que representaría un 16.3 por ciento de las inversiones totales, equivale a la que se estima como pago de dividendos de las empresas privadas, déficit para cuyo financiamiento se podrían plantear varias posibilidades. Una podría consistir en elevar los ingresos netos en un 25 por ciento, lo cual correspondería a un aumento de la rentabilidad promedio de 10 a 12 por ciento aproximadamente. Otra sería obtener financiamiento parcial de las instituciones de crédito internacional para los gastos locales faltantes. Si llegara a cubrirse el 70 en vez del 50 por ciento, en promedio, podría atenderse prácticamente, al desarrollo de los sistemas.

La posibilidad de reducir las inversiones recurriendo en mayor proporción a las plantas térmicas, aunque no repercutiera de momento en los niveles tarifarios, gravitaría sobre las balanzas de pagos mientras no se localicen yacimientos petrolíferos económicamente explotables.

Más realista, y de impacto mayor, parece la solución de acelerar el proceso de interconexión de los sistemas eléctricos y el desarrollo conjunto de los recursos para la producción de energía, que implicaría muy probablemente reducciones mayores a los 67 millones de dólares faltantes y podría permitir incluso, de llevarse a sus máximas posibilidades, disminuir los precios de venta al público, especialmente en el sector industrial.

Los institutos nacionales de electrificación de la región no reciben de los gobiernos centrales en la actualidad aportaciones de capital ni subsidios de operación (excepto para capitalización en los casos del INDE y del IRHE). Sólo el ICE, de Costa Rica, recibió fuertes aportaciones del gobierno en el pasado que fueron disminuyendo hasta concluir en 1967; para no aumentar considerablemente las tarifas, y en vista de sus grandes necesidades de inversión, el Instituto se vio precisado a recurrir a la emisión de bonos y colocó en el mercado de valores, desde principios de 1965 hasta octubre de 1967, más de 10 millones de dólares en bonos propios al 8 por ciento de interés.

/En el caso

En el caso de la CEL, de El Salvador, donde las aportaciones del gobierno han sido de menor significación relativa que en otros institutos de la región, se han emitido asimismo valores por más de 7 millones de dólares, a un interés moderado, y se han colocado en los medios bancarios.

b) Efecto de las necesidades financieras en el nivel de precios de la energía eléctrica

Las necesidades financieras más apremiantes de la industria eléctrica se relacionan con la disponibilidad de los fondos necesarios para atender sus obligaciones de la deuda y los programas de expansión que no puede satisfacer la industria por sí sola. Para atender esas necesidades, las empresas cuentan con la depreciación y con la rentabilidad (después de pagados los dividendos en el caso de sociedades privadas).

Si se admite que la depreciación se halla sujeta a normas técnicas, la rentabilidad viene a ser el único recurso del que se puede obtener más provecho. Se ha expresado tradicionalmente en función de un solo porcentaje aplicado a la base de la tarificación, y ha sido empleado para determinar las ganancias que se pueden autorizar a una empresa eléctrica.

El problema del financiamiento podría resumirse en síntesis como la necesidad de encontrar los fondos necesarios que en la actualidad requieren las empresas eléctricas de los países del Istmo Centroamericano, que son difíciles de obtener debido a la inexistencia de un mercado de capitales y a los inconvenientes de un autofinanciamiento excesivo^{3/} --logrado a través de las tarifas--, que pudiera llegar a afectar adversamente a la utilización de la energía eléctrica por el consumidor y conducir a una utilización ineficiente de los recursos energéticos (al recurrir a fuentes de energía que en la mayoría de los casos afectan desfavorablemente a la balanza de pagos, como la autogeneración térmica, el gas, etc.), son las razones que hacen necesario recurrir a los préstamos extranjeros, en las mejores condiciones posibles, y a formular planes financieros a largo plazo.

3/ Un autofinanciamiento exagerado equivale en realidad a establecer un impuesto específico a las ventas de energía eléctrica, que afecta a los costos marginales y distorsiona la estructura de los precios.

2. Desarrollo de los mercados

El grado de electrificación de la región, medido por la relación existente entre consumidores reales y consumidores potenciales, era en 1966 de 24.1 por ciento, aunque para los diversos países fluctuase entre el 10.4 y el 50.9 por ciento. (Véase el cuadro 30.)

Los principales esfuerzos de la electrificación se han dirigido hasta ahora a los centros urbanos; por razones conocidas --entre otras la de resultar menos redituable-- poco se ha hecho, en cambio, por la electrificación rural, excepto en El Salvador, a pesar de la importancia que debe concedérsele como el elemento de civilización y desarrollo para las pequeñas comunidades, donde vive parte muy considerable de la población del Istmo Centroamericano. (Al suministro de electricidad a las zonas rurales --para su utilización en el alumbrado, el radio, la televisión, y la mecanización de algunas labores-- debe concederse, en efecto, la mayor atención por la importancia social que tiene aunque en la actualidad puedan considerarse de mayor urgencia servicios como los de sanidad y educación.)

La labor realizada en este campo por organismos públicos --como la CEL en El Salvador y el ICE en Costa Rica-- sobre la base de acción directa y a través de organizaciones de tipo cooperativo, puede servir de ejemplo a otros países. Esos programas, en el caso de Costa Rica, se pudieron llevar a cabo gracias a la obtención de créditos en condiciones sumamente favorables. El Salvador, que es el país del Istmo que más ha hecho en este campo, ha financiado el programa con fondos propios.

El consumo urbano no industrial equivalió en 1966 al 70 por ciento del consumo total. Si se estima la población urbana en 4.7 millones de personas,^{4/} el consumo promedio por habitante fue de 299 kWh en el año, con la irregular distribución que se observa en el cuadro 31.

^{4/} La población total de los países del Istmo Centroamericano se estimaba al 31 de diciembre de 1966 en 14.4 millones de habitantes (4.7 millones de población urbana y 9.7 de población rural).

Cuadro 30

CENTROAMERICA Y PANAMA: GRADO DE ELECTRIFICACION, 1966

Pais	Número de habitantes (miles)	Promedio de habitante por familia	Número de familias (miles)	Número de consumidores eléctricos (miles)	Grado de electrificación (porciento)	Grado de electrificación de la zona cubierta por el sistema interconectado (porciento)
Centroamérica y Panamá	<u>14 418</u>		<u>2 684</u>	<u>647.8</u>	24.1	
Centroamérica	<u>13 126</u>		<u>2 409</u>	<u>535.0</u>	22.2	
Guatemala	4 510	5.0 ^{a/}	902	154.2	17.1	71.4
El Salvador	3 008	5.5	547	124.8	22.8	...
Honduras	2 396	5.7	420	43.8	10.4	...
Nicaragua	1 688	6.1	277	78.4	28.3	62.6
Costa Rica	1 524	5.8	263	133.8	50.9	81.5
Panamá	1 292	4.7	275	112.8 ^{b/}	41.0	70.4

a/ Con base en el censo de 1954.

b/ Excluye Zona del Canal.

Cuadro 31

CENTROAMERICA Y PANAMA: CONSUMO NO INDUSTRIAL DE ELECTRICIDAD DE SERVICIO PUBLICO POR HABITANTE, 1966

País	Consumo no industrial (GWh)	Habitantes urbanos (miles)	Consumo anual por habitante urbano (kWh)
<u>Total</u>	<u>1 410.1</u>	<u>4 711</u>	<u>299</u>
Guatemala	229.9	1 381	167
El Salvador	202.1	931	217
Honduras	83.1	630	132
Nicaragua	150.7	659	229
Costa Rica	447.4	523	855
Panamá ^{a/}	296.9	587	505

a/ No incluye la Zona del Canal.

El nivel de ingreso por habitante influye directamente en el consumo de energía por consumidor final, menos por la capacidad de compra de electricidad propiamente dicha, que por las posibilidades de adquisición de los diversos tipos de bienes de consumo duraderos que requieren el uso de electricidad en sus diferentes formas.

En las primeras etapas del desarrollo económico cualquier incremento del ingreso se destina a satisfacer necesidades primarias (alimentación y vestuario), como es sabido. En las etapas posteriores, los incrementos se destinan a la adquisición de bienes duraderos de consumo para el hogar, que requieren el uso de electricidad, y con ello aumenta el consumo del fluido eléctrico. Debe añadirse el efecto de motivación canalizado por los modernos sistemas de publicidad, al que se debe que en comunidades relativamente poco desarrolladas se observe la tendencia al consumo de estos artículos. De esta manera, los factores mencionados --crecimiento del ingreso personal disponible, aumento de la población urbana y, lógicamente,

/una distribución

una distribución más equitativa del ingreso-- afectan principalmente a la demanda de energía eléctrica que aquí se considera derivada del aumento del bienestar.^{5/}

Por otra parte, los niveles de consumo se relacionan directamente con los precios de la energía. A igual ingreso, la curva de incremento del consumo, al reducirse los precios, no es continua porque presenta alternativas y desigualdades en el momento de llegar a precios unitarios que permiten su desplazamiento por otras formas de energía.^{6/}

Pocos estudios se han realizado sobre desarrollo de mercados de energía eléctrica en el Istmo Centroamericano, pero el realizado por la ENALUF de Nicaragua, sobre el Departamento de Masaya --que se resume en el anexo C-- podría servir de modelo para el futuro. Sus principales conclusiones son las siguientes:

1. Aunque el Departamento de Masaya no se diferencia, por su agricultura o su industria, de otros del litoral del Pacífico, se observa en él un retraso en el consumo de electricidad del sector doméstico, tanto en el grado de electrificación como en el consumo por cliente;

2. El consumo industrial ha sido muy dinámico, representando un 61 por ciento del consumo total de energía del Departamento;

3. Aunque la infraestructura eléctrica no ha representado un obstáculo para el desarrollo económico del Departamento, se ha tropezado con factores limitantes como: a) el deficiente sistema de distribución para los poblados urbanos; b) la inexistencia de energía eléctrica en la población de Nadasmó; c) tarifas domésticas muy elevadas para las poblaciones de Masaya y Nindín, que representan el 65 por ciento del consumo doméstico de todo el Departamento; y d) la inexistencia de electrificación rural.

4) Se estima que el consumo de electricidad puede haber sido limitado asimismo por a) el bajo nivel de ingresos medios, y b) el bajo crecimiento de la inversión pública en el Departamento.

Todo ello confirma, como señala el Estudio comparativo de las tarifas de energía eléctrica de Centroamérica y Panamá, 1965 (E/CN.12/CCE/SC.5/40; TAO/LAT/62), que el desarrollo del consumo en el sector residencial influye decisivamente en las posibilidades de reducir los costos y los precios de

5/ Estudios sobre la electricidad en América Latina, Volumen I, "Informe y documentos del Seminario Latinoamericano de Energía Eléctrica", pag. 221.

6/ Véase, Estudio Comparativo de las tarifas de energía eléctrica de Centroamérica y Panamá, 1965 (E/CN.12/CCE/SC.5/40; TAO/LAT/62).

la energía a los consumidores de una empresa. Sin embargo no se ha concedido todavía la atención necesaria a la determinación del potencial de este sector y de otros con posibilidades semejantes. Se volverá sobre este tema al hacer referencia a la potencialidad del consumo en el sector residencial.

3. Gastos directos de operación

Se consideran gastos directos de operación --o de explotación-- los que no son costos de capital y se hallan sujetos al control de la administración; pueden ser variables o fijos y se desglosan en producción, transmisión, distribución, y administrativos y generales. Influyen considerablemente, en conjunto, en el costo de la electricidad. De su desglose para toda la región, que fue en 1964 el que figura en el cuadro siguiente, se deduce la importancia que tienen los de producción (58.1 por ciento del total de gastos directos).

	<u>Centavos de dólar/kWh</u>	<u>Por ciento</u>
<u>Directos</u>	1.86	54.8
<u>Total</u>	<u>3.40</u>	<u>100.0</u>
Producción (generación y compra)	1.08	31.8
Transmisión	0.05	1.5
Distribución	0.38	11.2
Administración y generales	0.35	10.3
Otros (depreciación, impuestos y rentabilidad)	1.54	45.2

Al mismo estudio de costos de 1964 corresponden los resultados que se resumen a continuación, y siguen siendo de actualidad:

a) Los gastos directos de generación fueron aquel año, en promedio, de 0.55 centavos de dólar por kWh (disminución de 0.06 en relación a 1959), aunque se observaron diferencias importantes entre las principales empresas eléctricas analizadas. En primer lugar, el costo de generación por kWh fluctuó entre 0.09 y 0.96 centavos de dólar (diferencia superior al 100 por ciento), valores en los que están promediados los gastos de generación hidráulica y térmica. Al compararse los gastos de generación por

/tipo de

tipo de planta, las diferencias resaltan más todavía. En generación hidráulica, varían entre 0.09 centavos y 0.65 por kWh, a causa indudablemente del nivel de utilización de las plantas; en vapor entre 0.80 y 1.18, y en combustión interna, entre 0.77 y 5.95. El grado de eficiencia de las plantas y el tipo de combustible utilizado influye decisivamente en los gastos de la generación térmica.

b) Los gastos directos de transmisión (operación y mantenimiento de las líneas, subestaciones y demás instalaciones del sistema de transporte de energía desde las centrales generadoras hasta los sistemas o redes de distribución) fueron en promedio, en 1964, de 0.05 centavos de dólar por kWh. El costo más bajo fue de 0.001 y el más alto de 0.08.

c) Los gastos directos de distribución, incluyendo los gastos de consumidores y de promoción de ventas, fueron en 1964 para las empresas analizadas de 0.38 centavos de dólar por kWh y de 13.55 dólares por cliente. Esta clase de gastos varió para las diferentes empresas ente 0.21 y 0.52 centavos de dólar por kWh; los casos extremos se refieren a empresas con parecido número de clientes y que operan en los centros urbanos más importantes (capitales y zonas aledañas) y las discrepancias reflejan las grandes diferencias que existen en el desarrollo del mercado del sector residencial (que tanto influye en los otros sectores de consumo) y en la rentabilidad que obtienen las empresas, aunque esto último en menor grado, sobre los gastos de que se trate.

d) Para las siete empresas distribuidoras analizadas en el estudio citado, los gastos directos de explotación fueron de: 1.34, 1.76, 1.77, 1.80, 1.83, 1.96 y 2.19 centavos de dólar por kWh, y el promedio de 1.86. Los más bajos fueron 28 por ciento menores que el promedio y los más altos, 18 por ciento mayores; es decir, se observa una diferencia entre los extremos de 46 por ciento del promedio. Tomando los costos más bajos de cada empresa, resultaría un total de gastos directos de operación de 0.92 centavos de dólar por kWh, equivalentes a la mitad del promedio, y del total de la energía eléctrica, suponiendo iguales los otros costos, resultaría de 2.46 por kWh (72 por ciento más bajo que el promedio para toda la región en el estudio de 1964). Estas cifras son altamente significativas y reflejan la posibilidad de reducir los costos mejorando sustancialmente la productividad al nivel de las empresas.

4. Costos de capital

Los costos de capital están constituidos por la depreciación y la utilidad y/o los intereses de las deudas. Unidos a los impuestos, que por lo general son de poca importancia, representan, como se dijo antes, un 45 por ciento del costo total de la energía eléctrica (1.54 centavos de dólar por kWh del costo total de 3.40).

La depreciación y la utilidad se hallan directa o indirectamente relacionadas con la evaluación de los bienes de explotación de la empresa. Existen diferencias fundamentales de criterio con respecto al método de evaluación de los activos fijos, según se tome en cuenta el costo original, el de reposición o el de reproducción, pero ha parecido preferible seguir el del costo original para las empresas eléctricas de Centroamérica y Panamá, de acuerdo con la opinión expresada por el autor del estudio Principios de tarificación eléctrica (Washington, D.C., diciembre de 1962) cuando expresa que:

"Cuando los precios internos varían relativamente poco a lo largo del tiempo, o cuando las alzas de un período se compensan en parte con las disminuciones de precios en un período subsiguiente, la adopción del costo original, como medida de las inversiones, puede justificarse por diversos motivos, a saber:

"1. Las dificultades, el costo y el largo tiempo que puede representar la estimación del costo de reemplazo, para llegar muchas veces a cifras bastante dispares, según el criterio de los expertos que realicen la investigación;

"2. El hecho de que una proporción importante de las inversiones de una empresa de servicio público haya sido financiada con préstamos a largo plazo, cuyo servicio es constante y no depende de las fluctuaciones de los índices de precios;

"3. Los progresos en la técnica de fabricación y en los métodos de construcción de instalaciones y equipos de capacidad cada vez mayor, compensan parcialmente la elevación general de los costos. El costo original de múltiples unidades pequeñas en una central termoeléctrica puede ser equivalente, a pesar del alza de los costos, a la inversión necesaria para reemplazarlas, llegado el momento, por una unidad más grande que diera el mismo servicio.

"4. Siempre queda el recurso, más sencillo para la entidad reguladora, de compensar un alza en el costo de las inversiones con una mayor tasa de rentabilidad sobre la inversión inmovilizada establecida según el costo original."

/Las perspectivas

Las perspectivas sobre los costos de inversión son más bien optimistas, porque el uso intensivo de maquinaria y la mejor organización del trabajo en la obra civil tal vez permitan una reducción moderada de los costos de las obras eléctricas y del período de construcción que actualmente parecen excesivos e influyen desfavorablemente en los costos de inversión al retardar la percepción de ingresos y aumentar los intereses a causa del período prolongado de la construcción.

A los costos del capital debe atribuirse, muy principalmente, el nivel de precios de la energía eléctrica, puesto que el servicio de la inversión constituye una buena parte del costo de producción en esta industria, que se caracteriza, como se dijo, por una alta densidad de capital.

Los gastos de depreciación son muy importantes para las empresas eléctricas; se basan en estimaciones de la vida útil de los diversos componentes del activo fijo y varían, por lo general, según el criterio que aplique la propia empresa, o de acuerdo con las disposiciones legales o de los organismos de regulación.^{7/} En 1964, los gastos por depreciación de las empresas analizadas fueron muy variables con respecto a los gastos directos de explotación --desde 4 por ciento hasta 116 por ciento-- dependiendo del volumen de energía producida en instalaciones propias y de la adquirida a otras empresas, del tipo de instalaciones de generación (hídrica o térmica) y de la antigüedad de las obras. Para las siete empresas distribuidoras analizadas en el estudio de costos citado, el gasto por depreciación varió entre 0.09 y 0.77 centavos de dólar por kWh.

Para facilitar el análisis, debe tenerse presente el ingreso neto de explotación o rendimiento, que es el otro factor del costo de capital y comprende el gasto por interés y la utilidad neta de la empresa.

En el estudio de costos de 1964 se señalaba la marcada relación que existe entre el nivel de rentabilidad y el precio medio de la energía suministrada a los consumidores. El promedio de rentabilidad para todas las empresas estudiadas fue de 9.29 por ciento sobre la inversión inmovilizada, y los extremos fueron 13.78 y (-) 3.97 por ciento. Expresado en centavos

^{7/} En el capítulo IV se trata con mayor amplitud este problema.

de dólar por kWh, mientras una empresa tuvo un ingreso neto de explotación de 1.84 (42.1 por ciento del costo total de la energía), en otra sólo fue de 0.37 (13.4 por ciento).

La relación que existe entre la rentabilidad y el precio medio de la energía eléctrica adquiere, por consiguiente, especial importancia cuando alcanzan un límite satisfactorio factores como la relación de gastos, niveles de consumo, utilización de las instalaciones y otros. En el nivel de rentabilidad influyen el tipo de zonas que sirve la empresa y los problemas de niveles tarifarios.

En resumen, los costos de capital fueron en 1964, en promedio, el 45.2 por ciento del costo promedio de la energía eléctrica, y están determinados por el cálculo apropiado de la depreciación y por la rentabilidad, que depende fundamentalmente de las necesidades financieras del sector eléctrico.

5. Criterios sobre la selección de inversiones eléctricas

La satisfacción de demanda de energía exige un capital considerable. Se estima que los países integrantes de la Organización Europea de Cooperación Económica (OEEC) emplearon en 1954 el 18 por ciento del total de sus inversiones --excluyendo sus programas de vivienda-- en energía; en América Latina, se calcula que la inversión en el sector energía fue, en el período 1955-65, del orden de 10 por ciento en relación a la inversión bruta total.

El consumo de electricidad aumenta a un ritmo mucho mayor que el consumo de energía en general y sólo podrá satisfacerse incrementando considerablemente las inversiones y canalizando, en especial, parte importante de las mismas hacia la electrificación.

Se necesita llevar a cabo una adecuada evaluación de los proyectos para obtener el máximo rendimiento de los recursos disponibles (humanos, financieros o naturales) y se precisa, por lo tanto, estudiar y valorar los beneficios que se podrían derivar de diversos proyectos alternativos. En el caso de la electricidad, un programa de desarrollo implica inversiones cuantiosas a largo plazo y beneficios que deben estimarse con base en períodos que varían entre 35 y 60 años (según el carácter de las obras); se explica por esto lo difícil que resulta su medición.

/Entre las

Entre las circunstancias que influyen sobre las decisiones que deben tomarse para el mejor desarrollo de los sistemas eléctricos figuran: i) la propiedad del servicio eléctrico; ii) la escasez de medios financieros; iii) la rentabilidad y el costo económico del dinero; iv) la economía de divisas; v) la urgencia con que se requiera una solución; y , vi) los datos básicos disponibles (sobre el mercado y sobre los recursos naturales).

Las inversiones afectan sobre todo a los costos de capital y, en menor grado, a los gastos directos de operación. Además, determinan las necesidades de fondos que pueden obtenerse de los préstamos y de los ingresos netos. De ahí que convenga a las empresas eléctricas procurar que las inversiones sean lo más prudentes posible para que las tarifas eléctricas no se vean indebidamente afectadas. Esa prudencia se refiere tanto a no excederse en el tamaño de las instalaciones proyectadas como a evitar obras que no sean necesarias para el negocio eléctrico o resulten de escasa productividad. Debe recordarse que todavía se discute en la actualidad la conveniencia de que el consumidor, a través de las tarifas, contribuya a la expansión del sistema en aquella parte de las obras que no se utiliza plenamente.

En Centroamérica existen grandes diferencias en lo que se refiere a la utilización de las instalaciones, especialmente en plantas generadoras. Paradójicamente, los sistemas con costos y precios de electricidad más altos son los que mantienen reservas y capacidad ociosa de generación más elevadas. Por otra parte, algunos sistemas han acelerado su crecimiento por extensión a nuevas zonas y obtenido una escasa utilización de las obras de distribución y transmisión realizadas. En otros, por el contrario, la política de expansión ha sido prudente. Sin embargo, aún está por definirse cuál de las dos políticas es más recomendable si se mide el beneficio económico a escala nacional. Sobre este aspecto convendría efectuar investigaciones adicionales.

6. Relación entre capital propio y préstamos

La industria eléctrica tiene sobre otras la ventaja de no verse sometida a variaciones cíclicas de la demanda, hecho que le permite tener una proporción más elevada de la deuda con respecto a su capital total. Por otro lado, tener una mayor proporción de préstamos, generalmente a tipos de interés relativamente bajos, significa un menor costo de capital y, en consecuencia, la posibilidad de aplicar tarifas más reducidas.

El límite de los préstamos está determinado por la solidez de la empresa deudora puesto que, al aumentar los mismos, la relación entre ellos y el activo fijo va disminuyendo hasta un punto en el que los acreedores a plazo pueden considerar débil la garantía, factor al que conceden gran importancia las instituciones internacionales de crédito, más por la necesidad de obligar a las empresas estatales a capitalizar y garantizar en esa forma la continuidad de la prestación del servicio que por dudar de su capacidad de pago. En ello radica una de las mayores diferencias entre los créditos que estos organismos otorgan con propósitos de desarrollo y los que se destinan a otros propósitos.

Para las industrias no eléctricas se considera aceptable una relación de endeudamiento (capital propio a préstamos) igual a 1, y la solidez (activo fijo neto entre deuda a largo plazo) de 2 a 1. En la eléctrica, estas relaciones pueden ser menores. En algunas leyes de regulación y contratos-ley con empresas privadas de la región, existen limitaciones al capital propio en acciones, estableciéndose porcentajes máximos a ese capital en relación con el pasivo o el activo.

Aspecto también relacionado con el anterior es el de las formas de capitalización de las empresas eléctricas. Algunas han logrado su capitalización con aportaciones iniciales importantes, constituyendo así un capital básico considerable que después han incrementado capitalizando las utilidades. Otras, con un capital inicial mínimo, se han visto obligadas a recurrir a una capitalización forzada con los rendimientos, implicando este hecho una mayor rentabilidad, y por consiguiente tarifas más altas. Entre las primeras figura el Instituto Costarricense de Electricidad, que recibió durante los primeros 15 años de su existencia más de 20 millones de dólares de aportaciones estatales.

/Entre las

Entre las segundas, la CEL y la ENALUF, cuya capitalización se hizo a base de rentabilidad elevada (en 1964 fue de 9.92 y de 13.78 por ciento, para cada uno de ellos respectivamente).

La diferencia entre ambas políticas consiste en que, en un caso, los fondos salieron de todos los contribuyentes, en parte usuarios directos o indirectos de las empresas y, en el otro, directamente de los usuarios. Debe agregarse que en el primer caso se aprovechó un período de auge de la economía del país, que permitió realizar ese ahorro forzoso que de otra forma se hubiera consumido como gasto.

De los últimos informes financieros de los institutos de electrificación se han extractado los siguientes índices de endeudamiento,^{8/} INDE 8.2 por ciento, CEL 1.1 por ciento, ENEE 0.06 por ciento, ENALUF 0.8 por ciento, ICE 0.7 por ciento e IRHE 1.4 por ciento.

7. Compromisos con organismos financieros internacionales

Los organismos financieros internacionales establecen condiciones especiales en sus contratos de préstamos con las empresas eléctricas sobre el nivel de rentabilidad que, a su vez, determina en parte el nivel tarifario. Estas condiciones sobre la rentabilidad --que son quizá las principales-- figuran entre las medidas para asegurar que la empresa eléctrica, por medio de las tarifas, habrá de recibir los fondos que le permitirán hacer frente a sus obligaciones y satisfacer, en parte, futuras expansiones del sistema eléctrico que se consideren necesarias.

Por ese motivo, en los diversos contratos de préstamos del Istmo Centroamericano se han establecido diferentes condiciones en cuanto al nivel de rentabilidad que debe obtenerse de las tarifas, de acuerdo con las necesidades financieras de cada empresa.

La exigencia de los organismos financieros internacionales relativa a que las empresas eléctricas deban recibir una rentabilidad suficiente para su estabilidad financiera parece estar totalmente justificada. En cambio parece estarlo menos que la rentabilidad fijada como mínimo

8/ Relación patrimonio-pasivo.

deba obtenerse en todos y cada uno de los años subsiguientes, en vez del resultado de un promedio de varios años, aspecto que no se explica bien en las cláusulas contractuales y se deja a la interpretación de los funcionarios de dichos organismos.

El segundo procedimiento podría estar más indicado puesto que obligaría a las empresas eléctricas a obtener una rentabilidad mínima cada año y ello daría como resultado una constante variación de las tarifas eléctricas. Parece lógico pensar que si la rentabilidad es una consecuencia de las necesidades financieras de la empresa (resultado de los estados de origen y aplicación de fondos o del Flujo de Caja), se debería considerar una rentabilidad promedio para un período determinado, que podría corresponder al número de años que media entre la entrada de una central de generación en su etapa de operación y la siguiente. Para el caso de las empresas eléctricas del Istmo Centroamericano este sistema podría considerarse aceptable.

Ocurre algunas veces que organismos financieros internacionales exigen a la empresa eléctrica prestataria el cumplimiento a corto plazo de las disposiciones contractuales sobre rentabilidad, obligándola, de hecho, a alzas de tarifas que en ocasiones dan lugar a repercusiones sociales y políticas que el prestamista no toma en cuenta. En los casos de bajos precios de la energía eléctrica, la elevación de las tarifas eléctricas no puede resultar siempre aconsejable cuando el objetivo que se persigue puede conseguirse mediante una disminución de los gastos; cuando el alza de las tarifas se considere indispensable, la empresa deberá ser autorizada a realizarla gradualmente.

IV. ANALISIS COMPARATIVO DE LAS POLITICAS DE REGULACION, POR PAISES, Y DE LA ESTRUCTURA TARIFARIA A NIVEL DE EMPRESAS

1. La regulación del servicio eléctrico en los países del Istmo Centroamericano

La regulación del servicio eléctrico se halla establecida legalmente en Guatemala, El Salvador, Nicaragua, Costa Rica y Panamá. Honduras no cuenta con disposiciones ni organismo encargado de esas funciones.

En Guatemala, el Instituto Nacional de Electrificación está facultado por su ley constitutiva para realizar la regulación de las empresas eléctricas del país; no existe, todavía, sin embargo, regulación efectiva aunque esté en vías de llevarse a cabo.

En El Salvador ejerce esta función la Inspección General de Servicios Eléctricos, dependencia del Ministerio de Economía. Cuenta con los instrumentos legales y reglamentarios, y con la organización y el personal adecuados para cumplir con las tareas que tiene encomendadas.

En Nicaragua, el organismo regulador de la industria eléctrica fue hasta 1967 la Comisión Nacional de Energía, dependencia del Ministerio de Obras Públicas, que además tenía a su cargo otras funciones en el planeamiento de la provisión de electricidad, control de aguas y regulación propiamente dicha de las empresas eléctricas. La Comisión, como tal, desapareció a principios de 1968; sus funciones fueron traspasadas a otras dependencias y entre ellas a la Empresa Nacional de Luz y Fuerza, organismo de electrificación nacional que absorbió las correspondientes al planeamiento del desarrollo eléctrico del país, a la recolección de información sobre aguas y a la regulación de las empresas eléctricas.

En Costa Rica, el Servicio Nacional de Electricidad, dependencia semi-autónoma, ejerce desde 1928 la función reguladora de la industria eléctrica, tanto para empresas de capital público como privado. En 1967 se ampliaron sus atribuciones por disposición legislativa, pasando a depender del mismo organismo, además, los servicios de teléfonos y los de agua y alcantarillado. Administra también la ley de aguas nacionales.

/En Panamá,

En Panamá, la Comisión de Energía Eléctrica, Gas y Teléfonos se encarga de la regulación de esos servicios públicos. Su ley y su reglamento general son instrumentos muy avanzados en la materia, pero la Comisión no ha podido llevar a cabo una regulación efectiva, por falta de respaldo económico entre otras razones.

Las tareas encomendadas a estos organismos se realizan, por lo general, en forma pasiva y son más de carácter represivo que preventivo u orientador de las actividades de las empresas, hecho que redundará en definitiva en perjuicio de la economía general del país, no impide que se recarguen las tarifas eléctricas ni evita que pueda reducirse la productividad de las empresas que proporcionan el servicio. En algunos países se considera que tales instituciones deberían mantener relación con los organismos rectores de la economía nacional, como sucede en El Salvador.

Tampoco suelen disponer estas instituciones del personal preparado y de nivel suficiente para el ejercicio de su función reguladora que, de acuerdo con lo recomendado por el Subcomité de Electrificación, necesitan y debe serles destinado tan pronto como se encuentre disponible para que pueda cumplirse cabalmente la importante función que tienen encomendada, con lo cual prestarán la debida vigilancia a la actividad empresarial pública y privada, evitándose así los serios inconvenientes para el sector eléctrico que revela la experiencia histórica centroamericana y universal.

Parece recomendable organizar, en consecuencia, cursos de entrenamiento --que podrían encomendarse al Instituto Centroamericano de Administración Pública (ICAP)-- para mejorar la preparación del personal de los organismos de regulación especialmente en: i) contabilidad y financiamiento; ii) instalaciones de los consumidores, desarrollo de los sistemas eléctricos y operación de los mismos, y, iii) aspectos legales. Especial importancia podría señalarse al establecimiento de una política financiera adecuada para las empresas y a la fijación de planes de inversión prudentes.

Estos cursos de nivel medio permitirían a las entidades encargadas de supervisar las empresas eléctricas de cada país llevar a cabo una labor de asesoramiento y de orientación que podría ser de suma utilidad para muchas empresas medianas y pequeñas del Istmo Centroamericano.

La mayoría de los organismos de regulación ha tropezado con el problema de la escasez de recursos para el desarrollo de sus actividades. Prácticamente sólo en Costa Rica, el Servicio Nacional de Electricidad ha dispuesto de medios propios que le han dado independencia presupuestaria del gobierno central. Sus ingresos provienen, básicamente, de cantidades que las empresas eléctricas públicas y privadas deben aportar periódicamente y se relacionan con la capacidad instalada en operación; recibe además ingresos por concepto de revisión de medidores y de las instalaciones internas de los usuarios, actividad esta última que en otros países se halla encomendada a los bomberos, con lo cual se desaprovecha una fuente de ingresos y deja de cumplirse una función que corresponde claramente a los organismos reguladores.

Otros organismos, como la Inspección General de Servicios Eléctricos de El Salvador y la Comisión Nacional de Energía, Gas y Teléfonos de Panamá, dependen exclusivamente de sumas consignadas en los presupuestos, casi siempre inapropiadas e insuficientes.

2. Análisis general de las políticas de regulación

La regulación de la industria eléctrica necesita elementos técnicos para cumplir con sus objetivos y requiere al mismo tiempo estar centralizada en un organismo que tenga jurisdicción sobre todas las empresas eléctricas del país, estatales, municipales o privadas. Deben establecerse criterios bien definidos a nivel nacional, en vez de políticas diversas que determine el empresario proveedor, cuyo interés se orienta, en primer término, hacia la protección de sus intereses. Compaginar el interés general con el del empresario es la base de la teoría moderna de regulación de los servicios públicos.

Los objetivos de la regulación de las empresas eléctricas consisten, entre otros, en garantizar a los usuarios del servicio el adecuado suministro, fijar normas generales sobre aspectos técnicos, económicos y de seguridad de las instalaciones eléctricas (para las empresas y para los consumidores) y establecer las estructuras tarifarias y las tarifas eléctricas, tomando en cuenta el interés de los abonados, las necesidades financieras de las empresas, y el impacto de las mismas sobre la economía general del país. En algunos países de fuera de la región existe a veces un organismo encargado de la regulación en general y una comisión especializada en asuntos tarifarios, modalidad esta última que tiene por objeto vigilar, a través de la política de establecimiento de precios para la electricidad, que el impacto de dichas decisiones sobre la economía nacional no sólo tome en cuenta los intereses de las empresas y los de los usuarios.

En los países del Istmo Centroamericano parece innecesaria esa división de las funciones de regulación, pero es indispensable la creación de un organismo encargado de la regulación total de la industria eléctrica en los países que no lo tienen. Los Ministerios de Economía podrían ser los consultores más indicados sobre las políticas tarifarias, hacia los que los organismos reguladores han mantenido casi sin excepción una actitud pasiva.

Parece también conveniente incorporar las normas que regulan las relaciones de las empresas eléctricas de servicio público a leyes y reglamentos de orden general para que puedan cubrirse uniformemente todos los aspectos y actividades derivadas de la prestación del servicio y evitar conflictos y discriminaciones entre las empresas y los usuarios de las diversas regiones de los países.

Toda empresa eléctrica debe requerir, para poder dar servicio, una autorización o concesión, independiente de la que necesita obtener cuando utiliza los recursos naturales del país para la generación de energía (por ejemplo los hidroeléctricos). En la concesión del servicio eléctrico deben fijarse las condiciones generales, tales como el área de operación,

duración de la concesión, condiciones particulares, extensión del servicio, medidas particulares para evitar imprudencias tanto en los planes de desarrollo como en los financieros, etc.^{9/}

La administración de las concesiones o autorizaciones para las empresas eléctricas de servicio y de la legislación general que las reglamenta deben quedar a cargo de algún organismo apropiado, con autoridad suficiente, y capacidad técnica para aplicarla y hacerla respetar. No debe perderse de vista que la regulación es el ejercicio de una función administrativa con poderes de supervisión continua para que el servicio se ajuste a las necesidades colectivas. Se requiere la mayor flexibilidad al aplicar la legislación para obtener las mayores probabilidades de acierto ante condiciones siempre cambiantes de las necesidades. También se necesita que la legislación sea lo suficientemente clara para evitar interpretaciones sobre el poder regulatorio del organismo encargado de su administración.

Entre los distintos países del Istmo existen diferencias en las políticas de regulación fijadas en sus leyes, en los reglamentos y en las normas emitidos por los organismos de regulación. Algunas leyes y reglamentos (El Salvador, Nicaragua y Panamá) contienen disposiciones detalladas sobre diferentes aspectos en los que debe aplicarse la regulación. Otros (Guatemala y Costa Rica) son más bien de carácter general.

Debe hacerse notar que, independientemente de lo establecido por las leyes sobre política de regulación, en algunos países del área donde se hallan establecidas desde hace bastantes años empresas privadas de capital extranjero, dichas empresas cuentan con contratos-ley que contienen disposiciones que las regulan en mayor o menor grado.

Los elementos que deben ser objeto de regulación en las empresas eléctricas de servicio público son: i) el precio de venta de la energía; ii) las condiciones y formas de vender el servicio (características del servicio); iii) las extensiones en el área de concesión; iv) los planes

^{9/} Estudio Eléctrico de Guatemala 1958-59, San José, Costa Rica, por Jorge Manuel Dengo y Regulación del Servicio Eléctrico en Guatemala (CEPAL/MEX/67/13; TAO/LAT/79), 31 de agosto de 1967.

de inversión en nuevas obras y su correspondiente financiamiento; v) los gastos de operación y mantenimiento; vi) las ganancias; vii) la contabilidad; viii) la estructura tarifaria; y ix) la estructura de las finanzas.

Debe procurarse que la función reguladora no entorpezca los planes de desarrollo de las empresas ni su funcionamiento. La regulación debe controlar las tarifas, la calidad y seguridad del servicio, los sistemas y prácticas de contabilidad, la depreciación, la política de desarrollo y la financiera. Resulta difícil, sin embargo, implantar técnicas mediante las cuales se pueda cumplir con esos objetivos en forma rápida, eficiente y económica sin causar ciertas dificultades a los empresarios y a los usuarios. En la práctica, algunas empresas nacionales y privadas tienen tanto o más poder que el organismo regulador, que termina sometidos a ellos en gran parte.

Ambas tendencias deben ser evitadas porque a la larga perjudican al sector, a las empresas y a la economía en general.

La acción justa, clara, ponderada y basada en razones técnicas y económicas de los organismos reguladores, suele ser apreciada por las empresas y por los usuarios, que aparte del país mismo son, en definitiva, los que se benefician de tal proceder.

Uno de los problemas más serios del sector de energía eléctrica ha sido la obtención de los recursos financieros que necesita. El problema se ha debido, muy principalmente, a la fijación de niveles tarifarios inapropiados y a la relación en que se han encontrado con respecto a la rentabilidad de las inversiones y a la composición del capital.

A continuación se analizan aspectos sobresalientes de la política de regulación, en especial el concepto, alcance e importancia de la misma, comparándose luego la situación existente en cada uno de los países del Istmo Centroamericano, para derivar conclusiones y proponer recomendaciones tendientes a la armonización regional de dichas políticas.

Para el examen comparativo se ha utilizado la información proporcionada por los organismos de regulación y las principales empresas eléctricas del Istmo, a las que se enviaron cuestionarios uniformes.^{10/}

10/ Véase el anexo A.

3. Rentabilidad

a) Concepto

Se denomina rentabilidad al cociente que resulta de comparar la utilidad neta y el monto de las inversiones. La utilidad se define como la diferencia entre los ingresos que percibe una empresa en un ejercicio y los gastos realizados durante el mismo.

Una de las principales ventajas de determinar la rentabilidad de las empresas eléctricas, siguiendo la definición anterior, es disponer de un elemento común de comparación para la gestión empresarial, cualquiera que sea la magnitud de sus actividades. Por otro lado, es el índice que mide de manera más directa los resultados económicos y financieros, ya que en las actividades de los servicios públicos, y especialmente en los eléctricos, el factor más importante del costo del producto o servicio prestado depende de la magnitud de las inversiones que se han debido realizar para poder suministrarlo.

Es de vital interés para los usuarios, y por lo tanto para el país, lograr resultados positivos en los niveles de rentabilidad porque sólo en esa forma se pueden obtener servicios eficientes al proporcionarse a las empresas eléctricas oportunidad de cubrir debidamente sus costos normales de operación y mantenimiento, y de obtener una rentabilidad razonable sobre los capitales invertidos. Esta utilidad es la que les permite expandir a su debido tiempo los servicios de acuerdo con las exigencias de la demanda y obtener, además, en el caso de empresas privadas, dividendos razonables capaces de atraer fondos del inversionista privado, como sucede con otras actividades económicas. Por otro lado, la utilidad de dichas empresas debe limitarse a valores razonables, controlándose la situación de privilegio que les otorga el monopolio de hecho que significa, por su misma naturaleza, el suministro de electricidad y que limita relativamente el riesgo de estas actividades en comparación con otras, industriales o agrícolas, donde existe clara competencia. En este caso no se trata sólo de evitar posibles abusos, sino también de favorecer el desarrollo de la economía, que se ve entorpecido cuando en un país la electricidad se proporciona a precios excesivos.

/El usuario

El usuario común carecería de defensa alguna en el caso de una empresa eléctrica que llegara a abusar de la situación de privilegio de que goza, exceptuado al gran consumidor, que podría recurrir al auto-abastecimiento. En ambos casos el daño para la economía nacional es evidente, puesto que en el primero las actividades de los individuos se verían limitadas al no poder utilizar la electricidad para sus actividades consuntivas y productivas, y en el otro se incrementaría indebidamente la inversión nacional para la producción de energía, puesto que sólo se utilizaría una parte de la capacidad instalada. La escasez de capital, que es tradicional en los países en proceso de desarrollo, limita en este último caso el desarrollo de nuevas industrias, al distraer capital adicional para estos fines.

La mayoría de las disposiciones legales existentes en los diferentes países del Istmo Centroamericano establecen el principio de "tarifas justas" o, en su caso, de "utilidad razonable", como norma de los organismos de regulación para fijar las tarifas eléctricas de servicios públicos, política que parece razonable y elástica, como lo demuestran en general las situaciones que se presentan.

En la determinación del rédito o la utilidad, trátase de empresas de capital público o privado, intervienen: i) el capital base o base tarifaria (inversión inmovilizada o capital patrimonial); y ii) la tasa de retribución. El primero de esos elementos debe quedar claramente fijado al establecer la depreciación.

La inversión puesta al servicio del público, lo que se llama "activo fijo neto" (inversión bruta menos depreciación acumulada), al que normalmente se agregan sumas necesarias --el "capital de trabajo"-- para el buen funcionamiento de la empresa, constituye en conjunto (activo fijo neto más capital de trabajo) lo que se denomina "inversión inmovilizada". Debe estar financiada por préstamos a mediano y largo plazo y por los recursos propios que constituyen "el patrimonio" o "capital líquido" de la empresa. "La inversión patrimonial" resultará ser la diferencia entre la inversión inmovilizada y las obligaciones a plazo de la empresa, una vez comprobada la justificación de las mismas.

La base tarifaria debe tener presente la totalidad de los activos fijos netos en servicio y útiles para el suministro del servicio eléctrico, más el capital de trabajo razonable para el negocio eléctrico. Esa base tarifaria debe determinarse normalmente con base en el promedio del año, es decir, el saldo al principio y al final del año dividido entre dos, salvo cuando se hayan hecho adiciones considerables a la planta eléctrica en servicio, caso en el que convendrá determinar el promedio ponderado de la planta en servicio durante el año. Al utilizar únicamente los activos fijos netos en servicio, se excluyen las plantas eléctricas arrendadas a otras empresas y las que están fuera de servicio, los equipos de construcción y las obras en proceso. A su vez, el capital de trabajo razonable puede determinarse por varios procedimientos; por ejemplo, el de la Federal Power Commission, que consiste en establecer un porcentaje del activo fijo neto en servicio, un porcentaje de los ingresos eléctricos o una combinación de ambos criterios.

El segundo elemento, la tasa de retribución, puede determinarse en dos formas que no son comparables entre sí. Una representa una tasa sobre la "inversión inmovilizada" total, y la otra, únicamente sobre la "inversión patrimonial". En el primer caso, la rentabilidad global sobre la "inversión total inmovilizada", financiada tanto por los propietarios de la empresa como por créditos de los acreedores, se supone suficiente para cubrir el pago de intereses de las deudas y para asegurar una remuneración al capital del propietario. Este criterio se aplica con frecuencia a las empresas eléctricas de capital público, y resulta de gran importancia para la estructura de la capitalización de la empresa. En el caso de las empresas privadas, se supone que dicho criterio favorecerá la obtención de capital prestado en las mejores condiciones, porque normalmente los niveles de rentabilidad resultan superiores a los intereses pagados en créditos. En esta tesis se basan los que defienden este criterio, al estimar que en esta forma se estimula la obtención de capital.

Otro criterio considera las utilidades como remuneración legítima o razonable a la aportación de capital del propietario o "inversión patrimonial". A la inversa del caso anterior, en éste los intereses pagados sobre las deudas se consideran parte de los gastos de explotación de la empresa.

/Para fijar

Para fijar la tasa de retribución el procedimiento consistiría en limitar, con cierta flexibilidad, el rendimiento de la inversión patrimonial a un porcentaje similar, en promedio, al que los inversionistas propietarios de la empresa pudieran obtener en otros negocios de magnitud y riesgos comparables. Esta comparación no siempre es fácil de hacer, pues las características de esta actividad económica, y el riesgo relativamente reducido de las empresas eléctricas les dan un carácter singular que es difícil encontrar en otras actividades empresariales, como no se trate de servicios públicos similares. Quienes propugnan este sistema señalan la propensión a reinvertir ganancias en mayor escala, puesto que así obtienen mejor colocación de sus fondos. Sostienen, además, que al no obtenerse ventajas del capital adeudado, estas empresas tienden a inflar el valor de sus inversiones iniciales. También es evidente que al garantizarse los intereses sobre nuevas deudas, se eliminaría, en algunos casos, la preocupación de encontrar fuentes de financiamiento más baratas, en algunos casos.

Puede concluirse que el nivel de las tarifas, según los dos criterios resumidos, dependerá fundamentalmente de la relación pasivo a capital (relación de endeudamiento); de la tasa de interés que deba pagar la empresa sobre sus obligaciones, y del nivel de rentabilidad que se fije, ya sea sobre el "activo inmovilizado" o sobre el "capital patrimonial", según el método que se aplique.

Por ese motivo, el organismo de regulación debería tener flexibilidad para la aplicación de la rentabilidad a las empresas eléctricas, públicas o privadas, de acuerdo con las necesidades financieras de las mismas.

Debe tenerse presente que los derechos de los propietarios, en el caso de las empresas eléctricas de capital privado, se hallan debidamente protegidos por los convenios de concesión y por la forma de retribución que el método del "servicio al costo" establece, porque les garantiza un dividendo virtualmente constante a través de los años y porque les protege de los fracasos financieros a que se hallaría expuesto el mismo capital de haberse invertido en una empresa de libre competencia; las rentabilidades de las empresas eléctricas deben ser menores, por ese motivo, que las de otras inversiones. La fijación de precios a las empresas de servicio

/público por

público por la energía eléctrica que venden es una de las principales actividades de los organismos reguladores, quizá la de mayor importancia. Esta función es sin duda importantísima para la vida económica y social del país.

Cualquiera que sea el método escogido para la fijación de la rentabilidad, existirán siempre dos puntos de vista contrapuestos: el del empresario y el del consumidor. Para el primero, rentabilidad justa sería la que condujera a una remuneración atrayente para el esfuerzo económico realizado. Para el consumidor, la que produjera los niveles más bajos de las tarifas cobradas por el servicio, sin perjuicio de su calidad y continuidad. En algunas legislaciones, la rentabilidad se determina claramente en cifras; en otras sólo se dice que debe ser justa. En este último caso, corresponde al organismo regulador fijar la rentabilidad adecuada para que la tarifa resulte "justa".

Sin tratar de restar importancia a la acción reguladora, parece conveniente mencionar hechos que la han facilitado, en años recientes. Cabe señalar, en primer término, la sana competencia establecida entre empresas de propiedad pública y privada y luego, la creciente participación de corrientes de opinión pública en la discusión de estos problemas. Esta participación se ha visto facilitada por una amplia divulgación, a nivel mundial, de los costos y precios de la electricidad en otros países, independientemente de la importancia económica que ahora se le da a la provisión de electricidad. Sin embargo, a pesar de todo lo alcanzado, no puede decirse que exista para los usuarios una garantía de que resultarán beneficiados con una reducción de tarifas, como causa del incremento del volumen de operaciones de las empresas, ni que las empresas hayan agotado todos los recursos que permitan disminuir sus costos.

b) Disposiciones legales y prácticas sobre rentabilidad en el Istmo Centroamericano

La encuesta realizada sobre la rentabilidad (véase el anexo A), los organismos de regulación y las principales empresas eléctricas del Istmo Centroamericano, permite resumir la situación existente en la actualidad en los términos que figuran a continuación. (Véase el cuadro 32.)

Cuadro 32

CENTROAMERICA Y PANAMA: CRITERIOS DE LAS TASAS DE RENTABILIDAD

Guatemala	El Salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Panamá
<u>Disposiciones legales o reglamentarias de tipo general^{b/}</u>					
<p>El porcentaje de utilidad neta a repartir entre las personas que participan en el negocio puede ser hasta del 8 por ciento anual sobre la propiedad.</p>	<p>Tres clases de utilidades: a) comercial ordinaria. Normal 12 por ciento anual sobre las inversiones; b) comercial extraordinaria. Para empresas con generación y con ventas anuales no mayores de 5 millones de kWh. Entre 0 y 5 por ciento de las inversiones en proporción inversa a las ventas; y c) Suplementaria variable que será fijada anualmente tomando en cuenta los proyectos de expansión y mejora de cada empresa.</p>	<p>Precio de la energía servicio al costo, permitiendo al capital invertido apenas un rédito anual justo.</p>	<p>Se clasifican las empresas en 3 categorías, de acuerdo con las ventas de energía eléctrica. Para estas tres categorías de empresas hay un cuadro de porcentaje autorizado de ganancia sobre el capital neto invertido, después de pagado el impuesto de la venta, que va desde 8.75 hasta 10.50, dependiendo de la relación de endeudamiento.</p>		

/Continúa

Cuadro 32 (Continuación)

Guatemala	El Salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Panamá
<u>Criterios o disposiciones concretas empleados por el organismo regulador al fijar tarifas</u>					
Antes de otorgarle al INDE las funciones de regulación, algunas municipalidades en convenios con las empresas eléctricas han establecido limitaciones a la rentabilidad. El INDE en estudios tarifarios a municipalidades con servicio eléctrico propio, ha fijado un 10 por ciento sobre la inversión neta inmovilizada.	Aplican las disposiciones legales anteriores con la cooperación de la Inspección de Sociedades mercantiles y sindicatos que revisa anualmente las cuentas de las empresas eléctricas privadas.		Hacen cumplir las disposiciones legales vigentes.	El SNE en las resoluciones sobre tarifas establece la rentabilidad máxima, pero no existe criterio uniforme. En la mayoría de los casos ha sido aproximadamente del 10 por ciento sobre el activo fijo neto.	
<u>Rentabilidad de acuerdo con compromisos con organismos financieros internacionales</u>					
INDE	CEL	ENEE	ENALUF	ICE	IRHE
Mínimo 9 por ciento anual sobre el activo fijo neto.	Mínimo 9 por ciento anual sobre el activo fijo neto.	Mínimo 8 por ciento anual sobre el activo fijo neto.	Porcentaje para que las entradas cubran la amortización de deuda a largo plazo que no cubra la depreciación y un superávit por lo menos del 35 por ciento de las negociaciones promedio anuales para la expansión de sus instalaciones.	Mínimo 7.5 por ciento sobre el activo fijo neto (los fondos generados con la depreciación deben cubrir el servicio de la deuda y un 40 por ciento de las nuevas inversiones).	Mínimo 7 por ciento anual sobre el valor de los bienes destinados al servicio público de electricidad.

CCE/SC.5/GT/NE/GRTE/I/2
 TAO/LAT/83
 Pág. 82

Quadro 32 (Conclusión)

Guatemala	El Salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Panamá
<u>Criterio de las principales empresas eléctricas en los cálculos tarifarios</u>					
<p>El INDE en el cálculo de sus tarifas ha considerado una rentabilidad del 10 por ciento sobre el activo fijo neto.</p>				<p>En la resolución del SNE las tarifas al ICE se establecieron en un mínimo de 7.5 por ciento y un máximo del 10 por ciento. No se producirán variaciones si se obtienen los fondos necesarios para el programa de electrificación. CNFL en su contrato ley fija un 10 por ciento sobre el patrimonio.</p>	

Fuente: Resumen de las respuestas de los organismos de regulación y empresas eléctricas más importantes del Istmo Centroamericano.

a/ Además de las disposiciones de tipo general, en algunos países, como Costa Rica, Guatemala, El Salvador y Panamá, donde operan compañías privadas de capital extranjero, hay contratos-ley que contienen disposiciones específicas sobre esta materia.

/4) Disposiciones

CCE/SC*5/GTAE/GRE/I/2
 TAO/LAT/83
 Pág. 83

1) Disposiciones legales y reglamentarias de tipo general.

Guatemala y Honduras no cuentan con disposiciones de este tipo. Costa Rica señala como principio general que las tarifas deben permitir apenas un rédito anual justo sobre el capital invertido. En El Salvador, Nicaragua y Panamá existen disposiciones en las que se fija el porcentaje de rentabilidad. En El Salvador se estipula un 8 por ciento anual como máximo sobre la propiedad eléctrica, deducido el pago de toda clase de impuestos, pero no se define lo que se entiende por "propiedad eléctrica". En Nicaragua se establece un máximo de 12 por ciento sobre las inversiones, sin que se defina este concepto, y además se conceden facultades al organismo regulador para otorgar rentabilidades adicionales de acuerdo con el volumen de las operaciones, los proyectos de expansión y las mejoras de cada empresa; es decir, se otorgan ventajas a las empresas pequeñas y a aquéllas que están ampliando y mejorando sus instalaciones. En Panamá, la rentabilidad se fija en función del tamaño de la empresa y de la proporción de capital propio y de capital en préstamo; la rentabilidad máxima es de 10.5 por ciento anual, deducidos los impuestos, y se asigna a las empresas con capital totalmente propio.

Las disposiciones mencionadas revelan grandes diferencias entre las formas de calcular la rentabilidad, de fijar los porcentajes de utilidad, etc., para los distintos países del Istmo.

ii) Criterios empleados por los organismos reguladores. En Honduras no existe organismo de regulación, ni disposiciones ni experiencia alguna por lo tanto. En Nicaragua, Panamá y El Salvador, los organismos de regulación aplican las disposiciones legales o reglamentarias promulgadas; en El Salvador, ese organismo cuenta con la cooperación de la Inspección de Sociedades Mercantiles y Sindicatos, para la revisión de las cuentas de las empresas privadas y para determinar la rentabilidad real obtenida. En Guatemala, el INDE ha fijado un 10 por ciento anual sobre el "activo fijo neto" en cuantas intervenciones ha tenido sobre estudios tarifarios de empresas municipales. En Costa Rica, el organismo regulador no ha mantenido un criterio uniforme sobre la rentabilidad en las resoluciones referentes a la fijación de tarifas, pero se observa últimamente una tendencia a fijar la rentabilidad sobre el "activo fijo neto", tomando en /cuenta las

cuenta las necesidades de expansión del sistema eléctrico e incluyendo en dicho rubro una suma para "capital de trabajo" con lo que se acerca en la práctica al criterio de "inversión inmovilizada".

iii) Rentabilidad de acuerdo con compromisos con organismos financieros internacionales. Todos los institutos de electrificación del Istmo se han relacionado con organismos internacionales de crédito y desarrollo. Como el interés de estos organismos no consiste sólo en prestar dinero, sino muy principalmente en favorecer un desarrollo acelerado y estable de los países prestatarios, se estipulan --en cláusulas especiales de los contratos de préstamos otorgados-- los niveles de rentabilidad más apropiados para mantener la estabilidad financiera de las empresas prestatarias, que se determina entre el 7 y el 9 por ciento sobre el "activo fijo neto". Sólo en Nicaragua, en vez de indicarse un porcentaje fijo, se establece que "debe ser el necesario para generar fondos suficientes para el negocio eléctrico en concepto de amortización de deudas y cubrir, además, parte de las expansiones del sistema".

iv) Criterio sobre rentabilidad de las principales empresas en los cálculos tarifarios propios. Los institutos de electrificación de El Salvador (CEL), Honduras (ENEE), Nicaragua (ENALUF) y Panamá (IRHE) cumplen lo especificado en los compromisos firmados con organismos internacionales de crédito. El INDE, de Guatemala, ha fijado como meta el 10 por ciento anual sobre el "activo fijo neto". El SNE, de Costa Rica, ha establecido para el ICE un mínimo del 7.5 por ciento anual, que corresponde al establecido por cláusula contractual con un organismo internacional de crédito, y un máximo hasta del 10 por ciento anual. De las empresas privadas, sólo la CNFL, de Costa Rica, proporcionó información sobre este punto, manifestando que, según el contrato-ley que la regula, la rentabilidad está fijada en un 10 por ciento sobre la "inversión patrimonial".

Del párrafo anterior se deduce que las disposiciones de tipo general, en leyes y reglamentos sobre rentabilidad, difieren bastante de un país a otro. Los contratos de préstamos que los institutos de electrificación han suscrito con el Banco Mundial contienen disposiciones sobre la

/rentabilidad

rentabilidad, que tienden a proteger la estabilidad financiera de las empresas nacionales y a garantizar sus posibilidades de expansión, disposiciones que han servido para uniformar criterios sobre el método de cálculo de la rentabilidad, y para crear conciencia al mismo tiempo de la necesidad de establecer ciertos niveles mínimos que permitan generar los fondos suficientes para atender en parte al pago de las amortizaciones de la deuda a largo plazo y en parte a los programas de expansión del sistema eléctrico.

A juicio del experto, convendría uniformar las disposiciones legales o reglamentarias que regulan el servicio eléctrico de cada país sobre ciertas bases generales, que podrían ser, entre otras, a) cálculo de la rentabilidad, de preferencia sobre la "inversión inmovilizada", promedio del año; b) período sobre el que se calcula la rentabilidad, que en vez de ser anual, como es costumbre, podría hacerse sobre períodos de 3 o 4 años, tomando en cuenta que es en la actualidad el plazo que transcurre para que entren en operación nuevas centrales generadoras que suponen inversiones de consideración, con lo que se evitarían fluctuaciones anuales en los niveles tarifarios; c) facultad para que el organismo regulador fije la rentabilidad a las empresas eléctricas de acuerdo con las necesidades financieras que se relacionen con la expansión del sistema eléctrico a su cargo, para lo cual podría escogerse una fórmula parecida a la de la legislación de Nicaragua, donde se establece una rentabilidad ordinaria máxima y una rentabilidad extraordinaria, esta última en función de las necesidades de cada empresa en cuanto a expansiones a largo plazo y tomando en cuenta la proporción de deudas y capital propio. En todo caso, el buen juicio y la comparación con políticas establecidas y con resultados obtenidos en otros países parecen preferibles a fórmulas rígidas, aplicadas mecánicamente; lo primero requiere sin embargo personal capaz y bien preparado para los niveles superiores de los organismos reguladores.

4. Depreciación^{11/}

a) Definición

"De acuerdo con las reglas generalmente aceptadas, la depreciación es la declinación del valor en uso del activo fijo tangible".^{12/} Es decir, de acuerdo con ese criterio la depreciación es la pérdida de valor, normalmente gradual, de un bien material, por causas físicas, funcionales y de otra índole, en cuanto dicha disminución de valor no puede evitarse ni con el mantenimiento ni mediante seguro.

La depreciación debe cumplir tres funciones: i) distribución del costo del activo fijo, durante el período de vida útil del mismo; ii) medición de la pérdida de valor del activo (gasto por depreciación); y iii) mantenimiento de la integridad de la inversión. Para calcularla se debe tomar en cuenta: i) una estimación de la vida útil del bien depreciable; ii) el valor base o monto de la inversión que se pretende depreciar; y iii) el valor residual o de desecho del activo al terminar su vida útil.

La estimación de la vida útil suele basarse por lo general en la experiencia de la industria eléctrica y no da lugar normalmente a discrepancias de importancia entre las empresas, ni entre ellas y los organismos de regulación. No significa eso que no deba concederse la importancia que tiene al cálculo de la "vida útil". La necesidad de estimarla se origina en la misma razón de ser de la depreciación; la pérdida de valor de los activos surge precisamente por la diferencia que existe entre la duración de los períodos mercantiles (un año generalmente) y el tiempo de vida útil de los bienes, ya que los primeros suelen ser más cortos que esa vida útil. Por eso es necesario distribuir ese valor (costo original menos valor residual) a lo largo del período de vida útil que se le haya estimado. Como se explicará más detalladamente en el punto "métodos de depreciación", la estimación de la vida útil del bien lleva implícita muchos factores, especialmente subjetivos; muy difíciles de calcular.

^{11/} Tesis de grado del Lic. Edwin Castro A., presentada ante la Facultad de Ciencias Económicas de Costa Rica, octubre de 1967. "La depreciación en la Industria Eléctrica".

^{12/} W. A. Paton; Manual del Contador, 1947, pág. 603.

En cuanto al "valor base", o costo de la inversión a que debe aplicarse la depreciación, surge el problema de su determinación. Sobre este aspecto, al tratar de la rentabilidad se recomendó mantener la tesis del "costo original", y debe recordarse que en los casos de países con gran inestabilidad de precios, producto de un proceso inflacionario con fuertes devaluaciones monetarias, no puede de hecho ser utilizado y deben hacerse revaluaciones periódicas para ir ajustándolo al valor monetario real de cada período. La revalorización del activo fijo obliga, en este caso, a la consiguiente revaluación de la depreciación acumulada o reserva de depreciación que se deduce del activo fijo, para determinar el "activo neto", situación por la que no atraviesa precisamente Centroamérica en la actualidad. Fenómenos de este tipo podrían llegar a presentarse de mantenerse la tendencia al deterioro de la balanza de pagos. Existe, sin embargo, una amplia experiencia en los países sudamericanos que podrían aprovechar los centroamericanos.

El "valor residual" es el que se señala a los bienes afectados por la depreciación, al terminar su vida útil. Esa estimación puede no ser aproximada, pero no afecta tanto a la magnitud absoluta de los valores anuales de depreciación como el gasto por el uso de las instalaciones.

La distribución del costo "original" menos el "residual", a través de los años, se hace por los procedimientos a que se hará referencia más adelante.

b) Importancia de la depreciación

En la industria eléctrica, la depreciación como gasto es un factor de importancia para el costo de la energía eléctrica y por lo tanto para el precio de venta del fluido al consumidor. Forma parte de los costos fijos, y es independiente de la mayor o menor producción.

Por otro lado, como se deriva del análisis de necesidades de financiamiento de la industria eléctrica realizado en el capítulo anterior para el período 1966 a 1975 con base en las tasas actuales, la depreciación representaría casi una tercera parte de las necesidades de expansión del sector "electricidad" en ese período. La importancia del impacto del

/gasto de

gasto de depreciación en los costos de las empresas eléctricas puede medirse por la proporción que representa dentro de los ingresos de las nueve principales empresas productoras y distribuidoras de energía eléctrica de la región y por la relación que tiene con los activos fijos.^{13/}

En esas mismas empresas, la depreciación alcanzó la cifra de 4.9 millones de dólares en 1964 (casi el 3 por ciento de su activo fijo). El gasto por depreciación, como porcentaje de los gastos directos de explotación, varió mucho entre ellas y dependió del tipo de centrales más utilizado, de la compra de energía eléctrica a otras empresas y de otros factores. En dos empresas que compraron en su casi totalidad la energía eléctrica que distribuyeron en 1964, el gasto por depreciación no llegó al 5 por ciento de los gastos directos de explotación. En otras del mismo tipo, dicho gasto fluctuó entre un 14 y un 24 por ciento y en otras tres, entre 40 y 116 por ciento. Desde el punto de vista del precio del kWh vendido ese mismo año, la empresa con el precio medio más bajo al consumidor (1.87 centavos de dólar por kWh) registró una depreciación de 5 por ciento; y en la que tuvo el precio medio más alto (4.37 centavos por kWh) fue de 18 por ciento de los gastos directos de explotación.

c) Efectos de la depreciación

Los efectos de las tasas anuales de depreciación, se consideren como gasto o como recuperación de la inversión, se reflejan en los diferentes estados económicos y financieros de las empresas --en los balances de situación, los estados de pérdidas y ganancias, los estados de origen y aplicación de fondos a los costos de construcción de las obras de electrificación, a las utilidades, etc.-- en la forma que se explica a continuación.

13/ Estudio comparativo de costos de la energía eléctrica en Centroamérica y Panamá, 1964 (E/CN.12/CCE/SC.5/43).

1) En las utilidades. Siendo la depreciación uno de los principales elementos del costo de la energía eléctrica, el nivel de utilidades o de rentabilidad se verá afectado por el monto de la misma.

Si se sobreestima la vida útil de un bien determinado, y por consiguiente se considera bajo el porcentaje de depreciación, resultarán infladas las utilidades. En el caso de empresas privadas se corre el riesgo de repartir dividendos que, en la proporción a que la depreciación se ha calculado por debajo de su monto real, constituyen en realidad una devolución de capital disfrazada. Por el contrario, si la vida útil es subestimada, la cuota periódica (anual) del gasto de depreciación resulta alta, resultarán inflados los gastos y disminuidas en la misma proporción las utilidades y la rentabilidad.

Desde el punto de vista de las utilidades, la distribución adecuada del costo de la inversión inmovilizada en varios períodos constituye el principal problema de la depreciación y depende de la estimación que se haga de su vida útil en tiempo, horas de servicio, etc.

ii) En el superávit. El superávit ganado es la acumulación de las utilidades periódicas, aquél del que las empresas privadas sacan los dividendos que reciben sus propietarios. El efecto de la depreciación sobre el superávit se produce en dos sentidos: en el de las utilidades netas, que aumentan el superávit ganado, y en ajustes que se hacen necesarios al final de la vida útil del bien, y se traspasan al superávit. Estos ajustes son necesarios porque la depreciación periódica se basa en una estimación de la vida útil de los activos, y esa estimación se basa a su vez

en la experiencia de la empresa y en la de la industria eléctrica en general, pero también en las condiciones particulares en que el bien debe prestar el servicio. Es normal un ajuste periódico de estos gastos, que se hará como resultado de las revisiones de la vida útil, según el comportamiento del activo y de sus expectativas reales de vida en un momento dado.

iii) En el balance de situación. La depreciación figura en el balance de situación como reserva de valuación, disminuyendo el valor del activo correspondiente; es decir, actúa como factor de conexión que --por resta entre el valor bruto y la depreciación acumulada-- refleja el valor estimado del activo inmovilizado en una fecha dada, apareciendo en el balance los tres valores citados.

El balance general, como también se le denomina, tiene como principal objetivo mostrar la verdadera situación financiera de la empresa en una fecha determinada. Desde el punto de vista del balance, la depreciación acumulada --o reserva de depreciación-- debe calcularse de manera que el valor neto de los activos resulte lo más aproximado al valor de los mismos en el momento de hacerse la estimación. En la práctica sólo se consigue parcialmente, porque se atribuye mayor importancia a que los costos resulten afectados lo más uniformemente posible por el gasto de depreciación.

Independientemente de lo anterior --que se ha dado en llamar "conflicto entre el balance de situación y el estado de ganancias y pérdidas"-- la depreciación debe calcularse lo más exactamente posible para que no resulte sobreestimada como reserva de evaluación --en cuyo caso se estaría

creando una reserva oculta--, ni subestimada, con objeto de que al final de la vida útil del bien no resulte diferencia apreciable entre el valor bruto del bien y la depreciación acumulada. Es decir, si la depreciación se estima adecuadamente, y por lo tanto el activo fijo neto, lo estará también el patrimonio de la empresa, pues una de las funciones del gasto por depreciación es la conservación de la integridad del capital invertido.

iv) En el estado de ganancias y pérdidas. Este estado refleja el resultado económico de la explotación de la empresa, durante un período determinado. En él figura el gasto por depreciación, o sea la distribución del costo del activo fijo durante la vida útil del mismo.

En el punto anterior se observa cierta contradicción entre el balance de situación y el estado de ganancias y pérdidas; sin embargo, debe concederse la mayor importancia a que los costos resulten afectados lo más exactamente posible por el gasto por depreciación. Fijando el monto del gasto por depreciación, su inclusión en el estado de ganancias y pérdidas será problema de forma; lo importante será que la utilidad que aparezca en ese estado se ajuste lo más posible a la realidad.

v) En el estado de origen y aplicación de fondos. Este estado financiero muestra el movimiento de capital durante un período determinado. Consta de dos partes: origen o fuente de los fondos y aplicación o destino de los mismos, que deben coincidir numéricamente porque las diferencias entre el origen y la aplicación de fondos estarán reflejadas en las variaciones del capital de trabajo.

Entre las partidas de origen de los fondos figura la depreciación de los bienes en el período analizado. Como ese gasto no significa desembolso de efectivo deberá sumarse a la utilidad neta obtenida para conocer el resultado financiero de la explotación del negocio.

En el estado de origen y aplicación de fondos es donde se puede apreciar mejor la importancia de la depreciación y su relación con el movimiento financiero de la empresa. En la industria eléctrica, donde las inversiones de capital son cuantiosas, la depreciación constituye --dejando de lado el tecnicismo contable-- una fuente importante de fondos de capital que, con los otros, sirve para atender el pago de las obligaciones a plazo

y para cubrir el valor de las inversiones necesarias para la expansión del sistema.

vi) En los costos de construcción. El efecto de la depreciación puede medirse por dos procedimientos: i) por el gasto por depreciación de los activos que se utilizan en la construcción; y ii) por el de la depreciación de los activos, una vez terminada la construcción, que no entran inmediatamente en explotación. En el primer caso se comprende bien que el costo de construcción deba ser total, es decir, incluir todos los costos directos e indirectos (entre los primeros figura el uso de equipo y por lo tanto la depreciación del mismo). En el segundo, la depreciación de activos preparados físicamente para entrar en operación, se puede aplicar al criterio de no tomar en cuenta la depreciación hasta que se inicie su explotación o el de tomarla en cuenta y llevarla a una partida de gasto diferido que será amortizado cuando entre en operación el activo que originó dicho gasto. La aplicación de uno u otro dependerá del período en el que ese bien se encuentre inactivo y del deterioro que el mismo pueda experimentar.

d) Métodos de depreciación

Como no se conoce un método exacto para medir la depreciación, puede aceptarse cualquiera que permita registrarla desde el punto de vista de la contabilidad, con cargo a los gastos de explotación, siempre que se garantice que la amortización del costo del activo correspondiente se haga durante su vida útil y de manera que garantice que en el costo del producto --en este caso de la energía eléctrica-- se incluya el que realmente le corresponda por ese concepto.

La fijación del gasto por depreciación supone una estimación cuyo grado de aproximación se halla directamente relacionado con el conocimiento que se tenga del bien, tanto por lo que se refiere a su vida física como a su vida económica. Intervienen además otros factores tan difíciles de cuantificar como los anteriores, como la política de la empresa sobre mantenimiento (conservación y reparación) y sobre mejora y sustitución de activos, que se halla íntimamente relacionada con la evolución de los costos locales y extranjeros de los bienes y servicios de que se trate.

En la industria eléctrica se está generalizando la tendencia a adoptar el método de línea recta, que parecen aconsejable tanto por el tipo de activos que la integran como por la simplicidad de su cálculo. Debe tenerse presente además que la obsolescencia depende de adelantos técnicos no pre- visibles, especialmente la reducción de los costos de inversión que suponen unidades productoras de mayor tamaño. La experiencia de Centroamérica demuestra que la depreciación calculada apenas ha compensado los retiros acelerados de instalaciones de escasa capacidad, que en su época fueron adecuadas a la magnitud de los mercados servidos. Resulta necesario por lo tanto revisar los períodos de vida útil que se han tomado en cuenta para estimarla.

Podrían resumirse los métodos principales de depreciación para poder precisar los preferibles y señalarse desde ahora la inconveniencia de las prácticas seguidas por algunas empresas eléctricas de la región que, amparadas en disposiciones contractuales, siguen estimando tasas globales fijas o variables, ignorando las características de los bienes que utiliza la industria, y cuyo porcentaje global podría diferir mucho de la tasa media que resulta de la consideración de la vida útil estimada de cada grupo similar de activos.

Conviene distinguir, en primer término, entre el grupo de métodos de acumulación sistemática o de reserva,^{14/} y los de reemplazo o de retiro arbitrario. Los primeros son los más importantes y se pueden clasificar en cuatro grandes subdivisiones:

- 1) Métodos proporcionales de base fija
 - a) Directo o línea recta
 - b) Horas de funcionamiento
 - c) Producción fabril

^{14/} Según W. A. Paton, "Manual de Contador", consiste en estimar la vida de servicio de la unidad de que se trate y distribuir su costo, durante dicha vida de servicio, de conformidad con algún método sistemático de distribución, por medio de cargos a las cuentas de operación y créditos y a la cuenta de reserva o previsión.

- 2) Métodos de importe variable de modo uniforme
 - a) Porcentaje fijo del valor decreciente
 - b) Porcentaje variable sobre el costo menos el valor residual
- 3) Métodos de interés compuesto
 - a) Fondo de amortización
 - b) Anualidad
 - c) Costo singular de producción
- 4) Métodos diversos
 - a) Sistema de entretenimiento
 - b) Sistema del cincuenta por ciento
 - c) Sistema de tasación
 - d) Sistema de entradas brutas

Los métodos proporcionales de base fija se caracterizan por contener --como se deduce de su nombre-- una base fija (años-hombre, horas de funcionamiento o producción) que es la que se estima, con respecto a la que se distribuye proporcionalmente el costo depreciable del activo, obteniéndose así la cuota del gasto por depreciación por la unidad correspondiente. Estos métodos se pueden aplicar a los activos en las que la principal pérdida del valor del bien es de tipo físico, ya sea por el transcurso del tiempo, por el uso, o por ambas cosas. En la industria eléctrica, a causa de los componentes del activo fijo y de la política de alto mantenimiento que caracterizan a las empresas eléctricas, se utiliza principalmente el método directo o de línea recta.

Los métodos de importe variable de modo uniforme, son aquéllos en los que varía la base o el coeficiente; cuando la base es fija varía el coeficiente y viceversa. Tienen la particularidad de que las cuotas de depreciación son mayores en los primeros años que en los últimos. Su utilización podría tener la ventaja de que la depreciación acelerada compensara un gasto mayor de mantenimiento en los últimos años de vida del bien. En el caso de la industria eléctrica, donde las instalaciones tienen un uso progresivo, por lo menos durante la primera mitad de su vida útil, la menor producción inicial se vería indebidamente afectada por el mayor cargo de depreciación.

El método del interés compuesto, consiste en tomar en cuenta dicho interés para el cálculo de la depreciación. Se caracteriza, al contrario

de los anteriores, porque en los primeros años de aquellas actividades en que la capacidad de explotación es baja el gasto por depreciación es menor; pero tiene el inconveniente de su complejidad y de que los gastos por depreciación resultan mayores cuando aumentan los correspondientes al mantenimiento y todo ello afecta los costos de producción.

"Métodos diversos" son los que se aplican a actividades especiales. No tienen interés para los efectos de este estudio.

El método que se recomienda para la industria eléctrica es el directo o de línea recta, en cuanto a los grandes rubros del activo (planta generadora, transmisora o distribuidora), ya que en otros renglones --como vehículos, equipo de construcción, etc.-- debe aconsejarse el método que mejor corresponda a las condiciones de funcionamiento del bien.

Independientemente de los métodos para calcular la depreciación explicados anteriormente, podría recurrirse, bien al procedimiento de determinar la depreciación que corresponda a cada central generadora, subestación, línea de transmisión y línea de distribución, o bien al de determinar la durabilidad de los servicios correspondientes a componentes importantes de cada unidad eléctrica (presa, etc.). El primero, denominado de unidades, es el que utilizan con mayor frecuencia las empresas eléctricas del Istmo Centroamericano y es muy efectivo cuando se ha determinado correctamente la "durabilidad compuesta del servicio" de cada unidad y el costo neto compuesto de retiro. Además es de aplicación más fácil y más sencilla.

e) Regulación y prácticas de las empresas eléctricas sobre depreciación

La industria eléctrica, como se ha dicho repetidamente, exige una inversión de capital proporcionalmente muy elevada con respecto a los ingresos brutos, hecho que implica una gran repercusión de los costos de capital en las tarifas eléctricas. Dentro de los costos de capital, la depreciación ocupa importante lugar como parte de los mismos y como elemento formativo de la reserva de valuación del activo en operación, así como factor que, unido a las utilidades, proporciona los fondos para cubrir las deudas y para hacer las inversiones que requieren las expansiones del sistema.

Al organismo regulador corresponde revisar las tarifas y la estructura de costos cuando así lo considere conveniente o lo soliciten las empresas.

Uno de los problemas que más atención exigen del organismo regulador es el de la base de la tarificación que se sustenta en función del costo (original o actual), deducida la depreciación acumulada o la reserva de depreciación.

Del análisis del cuadro 33 --extractado de las respuestas de los organismos de regulación y de las principales empresas eléctricas del Istmo Centroamericano al cuestionario sobre depreciación (véase el anexo A)-- se obtienen las siguientes conclusiones.

a) Disposiciones legales o reglamentarias de tipo general que regulan esta materia. En Guatemala, El Salvador y Nicaragua no existen disposiciones al respecto. En Honduras, las empresas eléctricas privadas deben ajustarse a las tablas de depreciación y amortización establecidas por la Dirección General de Tributación Directa. En Costa Rica, las disposiciones vigentes encomiendan al organismo regulador la fijación de los porcentajes de depreciación sobre las obras eléctricas.

b) Criterios uniformes empleados por los organismos reguladores. En Nicaragua, la Comisión ha elaborado tablas detalladas por componentes de obra, con porcentajes de depreciación, que se aplican a todas las empresas eléctricas del país.

c) Criterios empleados por las principales empresas eléctricas. Las principales empresas eléctricas de Centroamérica y Panamá emplean el método de línea recta. En casi ninguna se estima valor de rescate para los activos sujetos a depreciación y en algunas de capital privado se efectúa la depreciación con base en un porcentaje global sobre el total de los activos en operación. La mayoría de las empresas dispone de tablas de depreciación similares que se basan en la vida útil de los bienes.

5. Niveles y distribución de gastos

La importancia relativa de los componentes principales de los costos es distinta en la industria eléctrica y en otras actividades industriales o sectores básicos. Difiere también notablemente, por ejemplo, la estructura de costos de la energía eléctrica generada en plantas térmicas y la generada en las hidráulicas, aunque el producto final sea el mismo; en las primeras, aproximadamente un 10 por ciento del costo total de producción del KWh corresponde a gastos de operación y mantenimiento, y el combustible absorbe un 50 por ciento del costo total; en las segundas, los costos de capital absorben entre el 80 y el 90 por ciento del costo total y el resto corresponde a gastos de operación y mantenimiento. Este es uno de los muchos aspectos que deben tomarse en cuenta al aplicar la política de regulación sobre los niveles de gastos. La comparación de los niveles de gastos que ocurren en las empresas eléctricas más eficientes viene a proporcionar un índice quizá menos arbitrario para determinar los niveles apropiados, que suele ser la labor más ardua y difícil de un organismo de regulación. Por esa razón se decide seguir con frecuencia una línea de menor resistencia al aplicar el criterio de servicio al costo y sólo se entra a examinar los niveles de costos cuando se presentan conflictos entre la empresa y el público.

El sistema general de "costo más beneficio" presenta para la fijación de las tarifas eléctricas inconvenientes, desde el punto de vista de los consumidores y de la economía general, que se deben principalmente a su falta de incentivo para aumentar la productividad de los factores. Cada vez se tiende más a incluir en las disposiciones legales que norman la industria eléctrica cláusulas compensatorias para proteger a las empresas eléctricas de servicio público, de tal manera que casi todos los aumentos que se experimentan en los precios de los insumos --como combustibles y compra de energía eléctrica-- se absorben a través de factores de ajuste. Ello da lugar a que a las empresas no les preocupe la instalación de plantas térmicas, puesto que sólo toman en cuenta problemas financieros y analizan sus propios intereses cuando debieran tener presente, asimismo, los de la economía nacional.

Cuadro 33

CENTROAMERICA Y PANAMA: REGULACIONES SOBRE DEPRECIACION

Concepto	Guatemala	El Salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Panamá
Disposiciones legales o reglamentarias de tipo general que regulen esta materia ^{a/}	No	No	Las empresas privadas deben regirse por la "tabla de porcentajes de depreciación y amortización" de la Dirección General de la Tributación Directa	No	El reglamento general establece que el SNE fijará los porcentajes de depreciación	Se establece que las empresas eléctricas deban formar la Reserva de Depreciación, con una dotación anual calculada a base de los años de vida útil de los activos. Esta dotación anual debe ser aprobada por la Comisión
Criterios o disposiciones concretas empleadas por el organismo regulador al fijar tarifas	No	No	No	La Comisión estableció desde 1961 una tabla de porcentajes de depreciación, que se aplica por las empresas y en la fijación de tarifas	En las resoluciones tarifarias el SNE establece porcentajes de depreciación globales o específicos y a veces límites a la Reserva de Depreciación. No hay una política uniforme	No
Criterios empleados por las principales empresas eléctricas sobre:						
a) Método	INDE: Línea recta EEG: Línea recta	CEL: Línea recta	ENEE: Línea recta	ENALUF ^{c/} : Línea recta	ICE: Línea recta CNFL: Línea recta	IRHE: Línea recta CPFL: Línea recta

Cuadro 33 (Conclusión)

Concepto	Guatemala		El Salvador		Honduras	Nicaragua	Costa Rica		Panamá
b) Valor de rescate	INDE: No EEG: No		CEL		ENEE: No	ENALUF: ^{c/}	ICE: De 5 a 10 por ciento CNFL: No		IRHE: CPFL: No
c) Porcentajes anuales más importantes empleados sobre:	INDE	EEG	CEL	CAESS	ENEE	ENALUF: ^{c/}	ICE	IRHE	CPFL
Central hidro	2.50	global	2.00	...	<u>b/</u>		2.50	-	global sobre
Central vapor	3.33 de	de apro-	3.00	...	-		- de	-	el activo
Central combustión interna	6.67 a	ximada-					5.00 a	5.00 a	bruto
Transmisión	8.33	mente	3.00 de	...	5.00 de		6.67	6.00	que va varian
	3.33	sobre el	2.00 a		3.00 a				do de 2 1/2 a
Distribución		activo	3.00	...	4.00		3.33	3.33	2 por ciento
Vehículos	3.33	fijo	3.50	...	5.00		3.30	4.00	de acuerdo
Bienes muebles	10.00	bruto	15.00		15.00	25.00	con la Reser-
	10.00		10.00		10.00	20.00	va de Depre-
									ciación

Fuente: CEPAL, con base en cuestionarios sometidos a la consideración de los organismos de regulación y a las empresas eléctricas más importantes del Isgmo Centroamericano.

a/ En algunos países existen los contratos-ley con empresas privadas que establecen regulaciones sobre el gasto por depreciación anual y sobre la Reserva de Depreciación.

b/ La ENEE tiene porcentajes que van desde el 5 hasta el 1.50 de acuerdo con las partes de la central hidroeléctrica (véase el anexo 17).

c/ En el caso de ENALUF se aplican las disposiciones dictadas por la Comisión Nacional de Energía.

En la industria eléctrica no se observan incentivos similares a los de otras industrias, en las que los empresarios tienden a disminuir constantemente los gastos y procuran aumentar la eficiencia del proceso productivo. Los organismos de regulación tienen que procurar, en consecuencia, que las empresas privadas y las de capital público apliquen los métodos necesarios para estimular una productividad que habrá de beneficiar tanto a las empresas mismas como a los consumidores.

Desde el punto de vista de los costos de capital y de su incidencia sobre el nivel tarifario, la situación podría considerarse grave puesto que el empresario puede, en forma deliberada o no, hacer inversiones de mayor densidad de capital, bien porque así convenga a sus intereses (obtener más rendimiento), o por falta de estudios adecuados al no preocuparle que el nivel de gastos se eleve por causa de la depreciación y de la rentabilidad. A este factor han atribuido algunos economistas la razón de que se haya retrasado la introducción en la industria eléctrica de innovaciones tecnológicas tendientes a reducir los costos unitarios de inversión y es una de las causas que aconsejan a los organismos reguladores controlar los programas de inversión de las empresas eléctricas.

En el capítulo anterior se aludió a la importancia de los gastos de operación y de los costos de capital en la determinación del costo de la energía eléctrica.

Por las respuestas de los países al cuestionario sobre niveles y distribución de gastos (véase de nuevo el anexo A), la situación de Centroamérica al respecto puede resumirse como sigue. (Véase el cuadro 34.)

a) Por lo que se refiere a disposiciones legales, reglamentarias, o de otro tipo, de carácter general, sobre el nivel de gastos de las empresas eléctricas, sólo en Panamá define la ley eléctrica lo que se considera como gastos de operación y la forma de calificarlos por el organismo regulador.

b) En cuanto a criterios de las principales empresas eléctricas sobre la distribución de gastos, por lo general las principales empresas del Istmo Centroamericano han adoptado, en lo esencial, el código uniforme de cuentas de la Federal Power Commission de los Estados Unidos, adaptándolo

a sus especiales circunstancias; se observa también la tendencia a cargar los gastos básicos a la partida que los originó y a distribuir los gastos generales y los financieros entre la operación y la construcción. Sobre este último aspecto, algunas empresas han establecido métodos bastante elaborados para distribuir en la forma más real posible ese tipo de gastos.

Puede afirmarse, sin embargo, que la intervención de los organismos de regulación en los planes de inversión de las empresas y en sus niveles de costos variables es habitualmente pasiva y se manifiesta casi exclusivamente cuando se presentan situaciones conflictivas.

Los estudios comparativos de costos realizados periódicamente por las empresas centroamericanas han ofrecido, en cualquier caso, bases para estimular una sana competencia al nivel de la productividad de las mismas y este tipo de comparaciones, a nivel nacional, podría producir idénticos resultados si las informaciones se publicaran periódicamente y fueran conocidas por todos los empresarios.

Sería asimismo interesante comparar los resultados de los costos de operación y de otros índices con los de empresas eléctricas extrarregionales de eficiencia reconocida. Estas comparaciones, adaptadas debidamente a la realidad centroamericana, permitirían a los organismos reguladores apreciar posibles excesos a que pudiera dar lugar la protección de las prácticas de servicio al costo.

6. Extensiones para servir a nuevos usuarios y promoción del uso de la electricidad

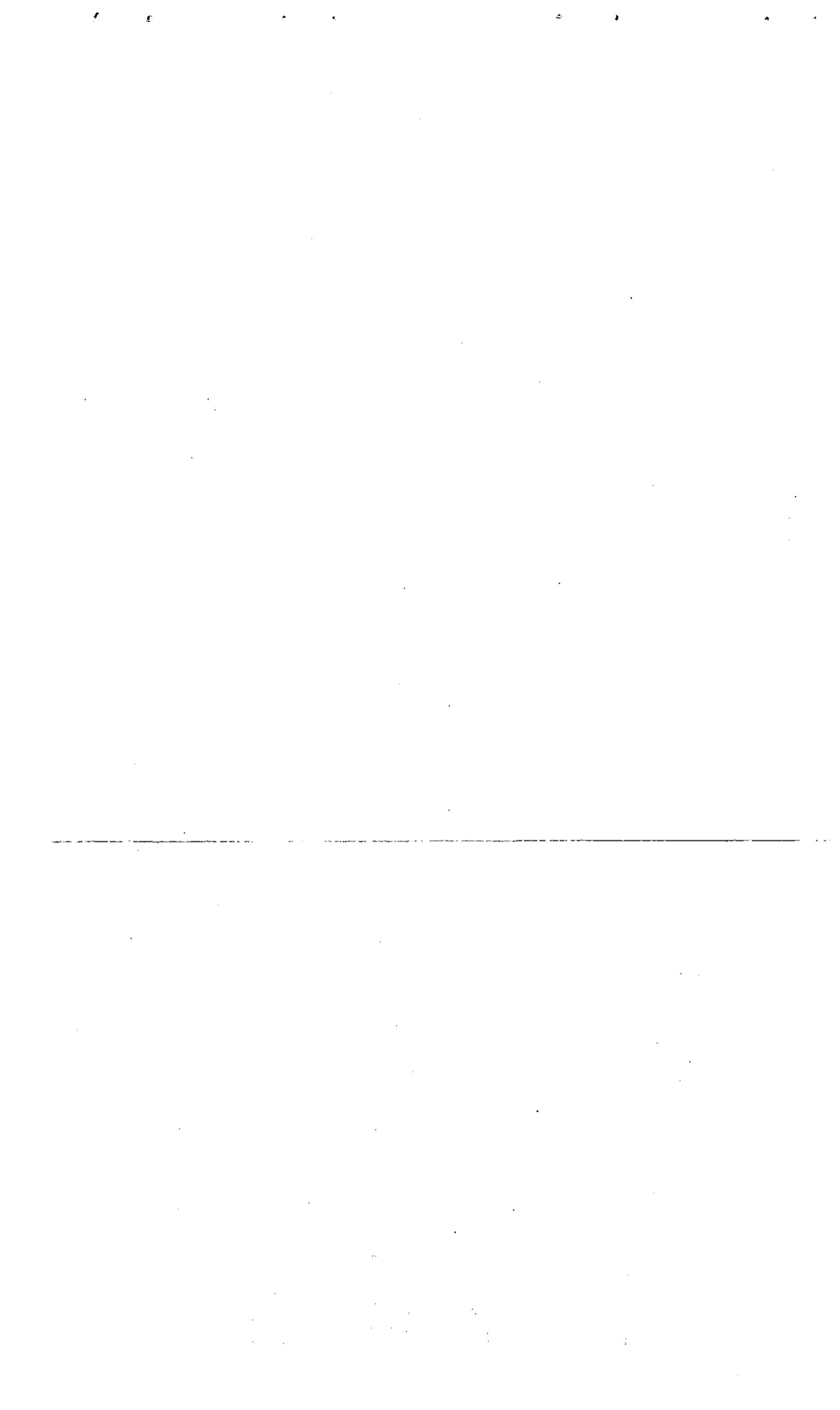
Objetivo muy importante de las empresas eléctricas de servicio público, y en especial de los institutos de electrificación encargados del programa de electrificación nacional de cada país, es lograr la extensión de los servicios eléctricos al mayor número posible de consumidores; esa extensión, y la promoción del uso de la electricidad, además de mejorar las condiciones de vida de la comunidad y su actividad económica, incrementa la utilización de las instalaciones eléctricas que se traduce en mayores ingresos y en menores costos de la electricidad.

Cuadro 34

CENTROAMERICA Y PANAMA: NIVELES Y DISTRIBUCION DE GASTOS, RESUMEN DE LAS RESPUESTAS DE LOS ORGANISMOS DE REGULACION Y EMPRESAS ELECTRICAS MAS IMPORTANTES DEL ISTMO CENTROAMERICANO

Concepto	Guatemala	El Salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Panamá
Disposiciones legales, reglamentarias o de otro tipo, de carácter general sobre el nivel de gastos de las empresas eléctricas	No	No	No	No	No	La ley define lo que son gastos de operación y la forma de calificarlos por el organismo regulador
Criterios de las empresas eléctricas sobre la distribución de gastos	INDE: Gastos administrativos y técnicos se prorratan entre operación y construcción EEG: Básicamente se utiliza el sistema uniforme de cuentas del Federal Power Commission, tratando de llevar cada partida de gasto al concepto que le corresponde	CEL: Distribución de gastos de acuerdo con el código uniforme de cuentas	ENEE: La operación del sistema soporta sus propios gastos y todos los gastos administrativos	ENALUF: Distribución de gastos de acuerdo con el sistema uniforme de cuentas	ICE: Se utiliza el sistema uniforme de cuentas. Se sigue el criterio de que cada gasto vaya donde corresponde; en cuanto a los generales y financieros se distribuyen entre la operación y construcción por medio de porcentajes CNFL: Sistema uniforme de cuentas	IRHE: Distribución de gastos de acuerdo con el sistema uniforme de cuentas CPFL: Utiliza el sistema de cuentas de la Federal Power Commission

Fuentes: CEPAL, con base en los cuestionarios sometidos a la consideración de los organismos de regulación y de las compañías eléctricas más importantes del Istmo Centroamericano.



El problema de la extensión del servicio presenta aspectos que deben examinarse por separado. En primer lugar, el incremento del consumo por los usuarios existentes --que las empresas eléctricas tratan de promover-- salvo en casos especiales de industrias grandes, puede satisfacerse a base de las instalaciones existentes, por ser normal la disponibilidad de capacidad ociosa y, en consecuencia, aumentos mínimos en los gastos permiten elevar los ingresos en proporción comparativamente mayor y, en definitiva, aproximar la rentabilidad de la empresa a su máximo autorizado, con lo cual el precio de la electricidad puede reducirse. En otros casos la promoción se dirige hacia grandes industriales para que consuman la electricidad en horas fuera de pico o en épocas durante las que se cuenta con energía hidroeléctrica en exceso, con lo cual se consigue el efecto buscado.

Entre las extensiones que se realizan para dar servicio a usuarios nuevos deben distinguirse las que ocurren dentro de la zona de concesión, que pueden destinarse a uno o algunos abonados cercanos a las instalaciones, en cuyo caso requieren inversiones de menor cuantía de la empresa, y las que se realizan a nuevas poblaciones o centros urbanos que carecen del servicio eléctrico o donde es en extremo deficiente. El tratamiento que se aplica en la región es diferente en cada caso, aunque el principio sea el de que las extensiones deben ser económicamente autofinanciables para que no impliquen una elevación de los gastos que pueda perjudicar a los abonados existentes con un alza del costo de la electricidad, lo cual vendría a ser indirectamente un subsidio canalizado hacia los nuevos consumidores. En esta forma, cuando las extensiones no resultan autofinanciables, los interesados deben financiarlas directamente o tiene que solicitarse la ayuda de los gobiernos locales o nacionales para llevar a cabo el propósito.

La situación actual, por lo que se refiere a la política de extensiones y servicio a nuevos abonados, se resume a continuación. (Véase el cuadro 35.)

a) En cuanto a disposiciones legales, reglamentarias o de otro tipo sobre la materia, en Guatemala y Honduras no existen. En los otros cuatro países, las leyes y reglamentos de la industria eléctrica contienen disposiciones más o menos detalladas sobre extensiones del servicio eléctrico

a nuevos abonados y en algunos se distingue entre extensión a uno o algunos abonados y a urbanizaciones nuevas; en ninguno se hace referencia a extensiones a nuevas zonas o centros de consumo más o menos distantes de la zona cubierta por el servicio actual. Tampoco se generalizan las disposiciones del organismo regulador a todas las empresas.

b) Por lo que se refiere a los procedimientos de las principales empresas eléctricas sobre extensiones, las empresas consultadas indicaron que existen en sus reglamentos particulares procedimientos para calcular la factibilidad económica de las extensiones. El INDE de Guatemala y el ICE de Costa Rica, prevén extensiones importantes a zonas nuevas o núcleos de población de relativa importancia. En algunas empresas se establece para extensiones menores un límite de distancia a las redes actuales, o de ingresos mínimos, para hacer la extensión sin costo para el abonado; rebasados dichos límites se les cobra una suma que se hace depender de los ingresos estimados y suele tomar en cuenta un período de dos años.

La promoción del uso de la electricidad, figura en el cuadro 36. De su análisis comparativo se desprende lo siguiente:

i) Estudios sobre nivel de consumo de los abonados e ingresos de los mismos. Ninguno de los organismos de regulación de la región ha estudiado este aspecto. Sólo la CEL de El Salvador, en un plan piloto de electrificación rural, examinó niveles de ingreso familiar y costo de la electricidad.

ii) Estudios sobre la sustitución de combustibles por energía eléctrica. Tampoco se han llevado a cabo en la región estudios generales sobre el uso competitivo de la electricidad y los combustibles. Las empresas EEG de Guatemala, CEL de El Salvador, y el ICE de Costa Rica, han examinado parcialmente el tema llegando a conclusiones muy limitadas.

Debe señalarse que la falta de una política definida de las empresas eléctricas sobre extensiones a nuevas poblaciones, excepto en El Salvador donde sí existe, no significa que los programas al respecto se vean limitados. Por el contrario, en casi todos los países se tienden líneas no sólo a nuevas poblaciones, sino a zonas de población dispersa, típicamente rurales, que han hecho posibles en gran parte préstamos blandos internacionales, aunque no se hayan obtenido como resultado de una política definida y de

Cuadro 25

CENTROAMERICA Y PANAMA: POLITICA DE EXTENSION DE SERVICIO A NUEVOS ABONADOS^{a/}

Concepto	Guatemala	El Salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Panamá
Disposiciones legales o reglamentarias o de otro tipo que se hayan dictado sobre esta materia		El Reglamento General contine disposiciones que pueden resumirse así: a) Hasta 80 m la empresa debe hacer la extensión; b) Más de 80 m deberá extenderla si el ingreso bruto estimado en 2 años es igual o superior al costo, o en caso de que sea menos si el abonado hace depósito		Que el concesionario debe prestar servicio a todo aquel que lo solicite dentro de la zona de su concesión, salvo que existan impedimentos de orden técnico y económico	El Reglamento General fija lo siguiente: la empresa está obligada a extender sus líneas cuando: <u>A = E-R-RG-DE</u> F A= Aparte del interés E= Costo total de la extensión R= Ingreso anual estimado G= Porcentaje de operación anual (factor de costo de operación) D= Porcentaje de depreciación F= Porcentaje de utilidad sobre inversiones de la empresa	Según la ley y el Reglamento tenemos: a) Dentro de la zona inicial la empresa está obligada a extender servicios hasta 100 m y más de 100 m cuando los ingresos de 2 años sean iguales o superiores al costo de la extensión o que el consumidor abone la diferencia; b) En nuevos parcelamientos o urbanizaciones, el dueño debe hacer las extensiones o la empresa cuando la comisión estime que el desarrollo en los próximos 5 años lo justifica

Fuente: CEPAL, con base en los cuestionarios sometidos a la consideración de los organismos de regulación y de las principales empresas eléctricas del Istmo Centroamericano.

a/ Para la mejor comprensión de las respuestas en este cuadro, es necesario que se vea el anexo A con las respuestas a las preguntas de organismos de regulación y de empresas eléctricas.

Cuadro 35 (Conclusión)

Concepto	Guatemala	El Salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Panamá
Procedimientos de las empresas eléctricas sobre extensiones	<p>El INDE, especialmente en exteriores de importancia, hace un estudio de factibilidad considerando los ingresos estimados, los costos y el ingreso neto que debe ser de un 10% sobre la inversión.</p> <p>EEG aplica el procedimiento de que el costo de la extensión debe ser, por lo menos, igual al ingreso estimado de 2 años. Otros aspectos pueden hacer variar este criterio.</p>	<p>CEL, está extendiendo las redes de distribución rural a todas las comunidades de las zonas que le han originado; estas extensiones se hacen sin costo para los beneficiarios.</p> <p>CAESS, cumple con las disposiciones reglamentarias. En el caso de urbanización la empresa toma en cuenta utilidad a la comunidad, desarrollo en perspectiva, etc.</p>	<p>ENEE, cuando el valor de la extensión excede de 100 dólares se exige al cliente un consumo mínimo de electricidad con valor equivalente al 4% de la inversión durante 25 meses.</p> <p>Para el sector industrial se exige el 3%</p>	<p>ENALUF, el nuevo abonado debe estar máximo a 30 m, si se trata de residencial, comercial menor o industrial menor. Para los otros abonados aún a esa distancia deberá pagar una suma por concepto de transformadores. Cualquier extensión de más de 30 m o que requiera inversiones adicionales, el abonado debe cubrir la diferencia entre el costo estimado y el ingreso estimado de un año.</p>	<p>A. ICE. Para extensiones de importancia, un núcleo nuevo de consumidores, etc., se hace un estudio de factibilidad, tomando en cuenta ingresos estimados y costos.</p> <p>B. Para extensiones a grandes consumidores se aplica la fórmula:</p> $d = \frac{r(1-Q)}{F} 100 - e$ <p>d= inversión prudente r= ingreso adicional moderado por la extensión Q= gastos de operación entre ingresos totales F= Gastos fijos entre inversión total e= inversión adicional motivada por los requerimientos de la extensión.</p> <p>ENFL, las entradas anuales estimadas deben ser iguales a la mitad del costo de la extensión o en su defecto cubrir el interesado la diferencia.</p>	<p>IRHE, extensiones sin costo hasta 100 m; mayores se requiere que el interesado pague mínimo mensual igual a 1/24 del costo de la inversión durante 2 años; urbanizaciones nuevas el interesado debe hacer la red de distribución que traspasa al IRHE.</p> <p>CPFL. El costo de la extensión debe ser, por lo menos, igual al ingreso estimado de 2 años. En caso contrario, el abonado debe:</p> <ol style="list-style-type: none"> Pagar diferencia entre el costo e ingreso estimado; Depositar todo el costo y se le reembolsará a razón del 50% del importe de las facturas, durante un período de 5 años.

Cuadro 36

CENTROAMERICA Y PANAMA: PROMOCION DEL USO DE LA ELECTRICIDAD

Concepto	Guatemala	El Salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Panamá
Estudios con respecto al nivel de consumo de los abonados eléctricos y el ingreso de esos abonados		La CEL al iniciar el plan piloto de electrificación rural hizo un estudio de una zona del país				
Estudios respecto a la sustitución de combustibles por energía eléctrica	EEG ha hecho estudios comparativos del uso de la electricidad versus gas, para cocinar y calentar agua	La CEL ha llegado a conclusiones sobre uso de energía eléctrica versus equipo auto generación diesel			El ICE ha hecho estudios en lugares donde distribuye sobre el uso de la electricidad versus otros combustibles como gas, leña, carbón, etc.	

Fuente: CEPAL, con base en los cuestionarios sometidos a la consideración de los organismos de regulación y de las empresas eléctricas más importantes del Istmo Centroamericano.

mayor alcance, basada precisamente en la política financiera de las empresas y en la de los gobiernos de los países. El incremento notable del consumo parece indicar que la solución de este problema debe buscarse en una política de reducción de costos.

7. La estructura tarifaria

La estructura tarifaria suele ser resultado de una evolución que refleja, por un lado, las prácticas adoptadas por las empresas que suministran el servicio eléctrico y, por otro, las modificaciones que imponen los organismos de regulación, como resultado de los cambios que se operan en la economía de los países. Con ella se persigue eliminar situaciones de desventaja para los abonados del servicio eléctrico o limitaciones que perjudican al desarrollo económico.

La historia de la elaboración de las diferentes estructuras tarifarias es la descripción del desarrollo de los diversos modelos de tarifas y la correspondiente distribución de los costos, tomando en consideración los elementos diversos que intervienen tanto en las características del consumo como en la estructura de los costos, para elaborar tarifas de aplicación sencilla y fácil. En la actualidad tienden a establecerse pliegos tarifarios aplicables a todo tipo de consumidores, fijándose sólo en sus características de consumo y no en las económicas ni en el tipo de actividad que desarrollan. Los niveles de las tarifas deben permitir que se cubran todos los costos del servicio, incluyendo una rentabilidad apropiada sobre las inversiones en todos y cada uno de los usuarios o grupos de los mismos, a los que se denomina factores de consumo. Sin embargo, al implantar niveles y estructuras tarifarias, deben tenerse presentes los problemas que crea la competencia a ramas industriales que se autoabastecen de fuerza eléctrica, especialmente en el caso de unidades de alto consumo. También debe tomarse en cuenta la coyuntura económica del país, que puede aconsejar la disminución de ciertos niveles en las tarifas aplicadas a sectores productivos, y compensarla, por otro lado, con recargos a sectores consuntivos o de altas utilidades. Así, en países con zonas sujetas a

sequías, se establecen precios más bajos para los usuarios que utilizan la energía para el riego por bombeo y se recargan en cambio las tarifas de los establecimientos comerciales. A este respecto se mantiene en la región la situación que existía en 1965.^{15/}

Al seleccionarse la estructura tarifaria debe tenerse presente la situación en que se encuentran las empresas eléctricas de servicio público respecto a: i) plantas generadoras para industrias (autoabastecimiento); ii) servicios sustitutivos como el gas, cuando es empleado para cocinar, y iii) alternativas en cuanto al uso del dinero en manos de los usuarios. Conviene no perder de vista que en determinadas circunstancias el usuario puede decidir invertir en artículos o servicios --por ejemplo, automóviles-- en vez de hacerlo en equipos e implementos eléctricos.

Tampoco debe olvidarse que la estructura tarifaria influye en los precios de la energía y en la economía, tanto de las empresas eléctricas como del país en general, cuando se procuran establecer precios de promoción para que los grandes consumidores hagan uso del servicio en las horas de fuera de pico, hecho que permite, por un lado, utilizar más las instalaciones eléctricas, y por otro, obtener ingresos adicionales para las empresas eléctricas, aspecto que, a su vez, contribuye a reducir los costos del servicio para los demás usuarios.

La tarifa del servicio eléctrico, para ser justa, debe contener como elementos básicos un cargo por demanda, uno por energía y otro por consumidor, conocido este último como "por servicio". Los tres se han tenido presentes en la estructuración de las tarifas desde que se inició la industria eléctrica en Centroamérica, aunque dificultades de carácter técnico --como la falta de equipo adecuado de medición-- hayan dado lugar a que en épocas pasadas fuera inaplicable la facturación del servicio eléctrico midiendo tales elementos. De esta manera, se hizo costumbre establecer un sólo cargo por demanda y por consumo de energía para los pequeños usuarios, y tarifas con doble cargo para los grandes usuarios. El cargo mínimo se suponía inicialmente que habría de cubrir el cargo "por servicio", o sea los costos particulares de cada usuario.

^{15/} Véase el Estudio comparativo de las tarifas de energía eléctrica de Centroamérica y Panamá, 1965 (E/CN.12/CCE/SC.5/40.)

Las estructuras tarifarias, por la forma de medir la energía, pueden clasificarse en dos grandes grupos:

- 1) Tarifas a precio fijo (por carga conectada), y
- 2) Tarifas por medidor, que a su vez pueden subdividirse en:
 - a) Cargo por energía suministrada, y
 - b) Doble cargo, por carga conectada o demanda máxima, y por energía suministrada.

Dentro de esta clasificación general, se enumeran a continuación las principales estructuras tarifarias que emplean casi todas las empresas eléctricas del Istmo Centroamericano.

1) Por carga conectada, llamada también "a precio fijo o demanda plena" (flat demand rate); consiste en un precio por kW o HP para un período determinado. En la actualidad se aplica casi exclusivamente a servicios de alumbrado público.

2) Medidor "en línea recta" (straight line meter rate). Consiste en un solo precio por kWh para todo el consumo. Se aplica al alumbrado público con medidor y a servicios como el riego.

3) Medidor "en bloques" (block meter rate). Se especifican diferentes precios por kWh para varios bloques de kWh y suele aplicarse a servicios residenciales y generales.

4) Medidor "escalonado" (step meter rate). Se señala un solo precio por kWh para un consumo; es decir, se establece un precio por kWh para un consumo determinado, otro para el consumo total cuando se pasa del consumo fijado, etc. La tarifa es poco aplicada por las grandes variaciones de precios a que da lugar al pasar de un consumo determinado a otro.

5) Doble cargo, llamado también Hopkinson (Hopkinson demand rate). Se separan los cargos por "demanda" y por "energía" y se establece un precio para el kW (o HP) de demanda y otro para el de energía consumida. Se aplica a la industria y al comercio, y parece que ha ido perdiendo actualidad.

6) Doble cargo "con bloques", que es la Hopkinson modificada (block Hopkinson demand rate). Este caso es similar al anterior, pero pueden establecerse "bloques" para la demanda, para la energía o para las dos cosas. Es una tarifa que se aplica con frecuencia a la industria.

7) Horas de uso con "bloques", llamada también "factor de carga con bloques" o "Wright con bloques" (Wright demand rate). Se señalan precios diversos a diferentes bloques de energía calculados a base de la demanda, reconociéndose así el efecto del factor de carga. Se aplica a consumos de mediana magnitud.

8) Doble cargo-horas de uso con "bloques", llamada también "combinación Hopkinson modificada - Wright" o factor de carga con bloques y horas de uso. La tarifa es una combinación de las dos anteriores; señala un cargo por demanda y otro por energía, denominándose este último "bloque de energía" que se calcula con base en la demanda. Se aplica especialmente a consumos elevados.

La situación de la región sobre estructura tarifaria puede apreciarse en el cuadro 37. De su estudio se desprenden las siguientes conclusiones:

a) Disposiciones legales o reglamentarias sobre estructuras tarifarias. Sólo en la legislación eléctrica de Panamá se hace referencia a este tipo de disposiciones, al establecer la clasificación del consumo en categorías.

b) Criterios sobre la misma materia que aplica el organismo regulador. Únicamente en El Salvador, la Inspección General de Servicios Eléctricos (organismo regulador) ha establecido sistemáticamente para todas las empresas eléctricas del país una estructura tarifaria similar, avanzando simultáneamente en la armonización tarifaria para ciertos sectores de consumo y grupos de empresas.

c) Estructura tarifaria de las principales empresas eléctricas de la región. Casi todas las empresas utilizan la estructura de medidor en bloques para el sector residencial. En el sector general, 6 de las 10 empresas utilizan el método de medidor en bloques, 3 el de horas de uso en bloques y una el doble cargo-horas de uso en bloques. En la industria mediana, el INDE y el EEG aplican el doble cargo-horas de uso con bloques, la CEL, la CAESS y la CPFL, el de horas de uso en bloques, la ENEE, el ICE y el IRHE el doble cargo con bloques y la ENALUF el medidor en bloques y la CPFL las horas de uso en bloques, con mínimos variables. En la industria de alto consumo, las empresas INDE, ENEE, ENALUF, ICE, IRHE, aplican el doble cargo con bloques, y CEL, EEG, CAESS, CPFL y CNFL el doble cargo-horas de uso en bloques. Para el alumbrado público, de las 6 empresas

que lo reportan, 2 cobran por medidor en línea recta y 4 por carga conectada. En 2 empresas se señalan tarifas para regadío, utilizando ambas el sistema de medidor en línea recta. Para mayoristas, el INDE y la CPFL tienen una estructura tarifaria de doble cargo-horas de uso con bloques, la ENALUF, horas de uso en bloques y el ICE, doble cargo con bloques.

Son bastante uniformes, por consiguiente, las tarifas que se aplican al sector residencial y en los demás sectores se observa cierta armonización. Si se compara la situación actual con la de hace 10 años,^{16/} la armonización de las estructuras tarifarias ha mejorado notablemente y su simplificación es evidente; persiste, sin embargo, gran discrepancia entre las estructuras de las diversas empresas a nivel nacional --exceptuando el caso de El Salvador,-- aparte de que con las estructuras vigentes se persiguen distintos fines. Aunque los organismos de regulación han iniciado una reestructuración tarifaria activa, para ponerla en práctica sólo se aprovechan los cambios que solicitan las empresas para sus niveles tarifarios, política apropiada pero que implica cierta lentitud para la reestructuración perseguida, que se hace más difícil a medida que el tiempo transcurre y que da lugar a reacciones desagradables de los consumidores, por los encarecimientos que los cambios de estructura significan.

Los organismos de regulación no cuentan con disposiciones o prácticas definidas sobre esta materia.

Debe señalarse, ante todo, que con muy pocas excepciones la forma de estructurar las tarifas obedece a técnicas bien conocidas de distribución de los costos en función de las características del consumidor. Tiene que existir en consecuencia mayor o menor grado de arbitrariedad en la estructuración de las mismas, puesto que resulta difícil determinar una aplicación justa de los niveles y estructuras; la tendencia seguida por algunas empresas tiende, en cualquier caso, al establecimiento de tarifas de tipo general, independientemente del uso final a que se destine la electricidad. Incluso en estos casos se recargan las tarifas de determinados sectores porque se supone que desarrollan actividades más remunerativas y pueden admitirlas, como sucede con los consumidores del sector comercial. Por

16/ El desarrollo eléctrico de Centroamérica, 1957 (TAA/LAT/9).

Cuadro 37

CENTROAMERICA Y PANAMA: ESTRUCTURA TARIFARIA

Concepto	Guatemala	El Salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Panamá
Disposiciones legales o reglamentarias sobre esta materia	No	No	No	No	No	El reglamento general establece que los tipos de consumo se clasifiquen en las siguientes categorías de consumo: a) alumbrado público b) doméstico c) industrial d) comercial Dentro de las tres últimas categorías la Comisión podrá establecer las tarifas tomando en cuenta las características de utilización de la energía y/o la capacidad económica del consumidor.

/Continúa

Cuadro 37 (Continuación)

Concepto	Guatemala	El Salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Panamá
<p> Criterios que aplica el organismo regulador </p>	<p> Se aplica la cuota fija cuando el servicio es sólo durante unas horas del día </p>	<p> Armonización tarifaria de las empresas que sirven fuera de la capital. Similar estructura tarifaria para todas las empresas del país. Clasificación por categorías de consumo y en cada una de ellas por bloques de acuerdo con el consumo </p>	<p>No</p>	<p>No</p>	<p> Con base en el principio de servicio al costo, se dividen los costos en fijos y variables. En la mayoría de los casos, las tarifas son por categoría de consumo y en bloques </p>	<p>No</p>

/Continda

Cuadro 37 (Continuación)

Concepto	Guatemala	El Salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Panamá
Estructuras tarifarias empleadas por las principales empresas eléctricas	<p><u>INDE</u></p> <p>General: medidor en bloques. Industria mediana: doble cargo-horas de uso con bloques. Altos consumos: doble cargo con bloques. Mayoristas: doble cargo-horas de uso con bloques. Molinos de nixtamal: medidor en línea recta. Alumbrado público; por carga conectada.</p>	<p><u>CEL</u></p> <p>Servicio doméstico: medidor en bloques. Servicio general: horas de uso con bloques. Fuerza motriz a voltaje secundario: horas uso en bloques. Fuerza motriz a voltaje primario: doble cargo-horas de uso con bloques. Alumbrado público: medidor en línea recta. Regadío voltaje primario: medidor en línea recta. Estacional fuerza motriz: doble cargo-horas de uso con bloques.</p>	<p><u>ENEE</u></p> <p>Residencial: medidor en bloques. Servicio general: medidor en bloques. Servicio general opcional: doble cargo con bloques. Industrias altos consumos: doble cargo con bloques.</p>	<p><u>ENALUF</u></p> <p>Residencial: medidor en bloques comercial e industrial menor: medidor en bloques. Comercial mayor: medidor en bloques. Industrial mayor: doble cargo con bloques. Gobierno: medidor línea recta. Alumbrado público: medidor en línea recta. Riego: medidor en línea recta. Mayoristas: horas de uso con bloques.</p>	<p><u>ICE</u></p> <p>I. (Servicios hasta 3 000 kWh): medidor en bloques. II. (Servicios de 3 001 en adelante pero no mayores de 200 kWh/kW): medidor en bloques. III. (3 001 a 20 000 kWh): doble cargo con bloques. IV. (Mayores de 20 000 kWh): doble cargo con bloques. Contratos especiales para mayoristas e industriales a 33 kV: doble cargo con bloques. Alumbrado público: por carga conectada. Interrumpible altos consumidores: doble cargo con bloques.</p>	<p><u>IRHE</u></p> <p>Residencial: medidor en bloques. Consumidores de más de 60 y menos de 1 000 kWh: medidor en bloques. Consumos de más de 1 000 kWh: medidor en línea recta. Opcional para servicio eléctrico general: doble cargo con bloques.</p>

/Continúa

Cuadro 37 (Conclusión)

Concepto	Guatemala	El Salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Panamá
	<u>EEG</u>	<u>CAESS</u>			<u>CNFL</u>	<u>CPFL</u>
	Residencial: medidor en bloques. Servicio eléctrico en general: doble cargo-horas de uso con bloques. Industrial alta tensión: doble cargo-horas de uso con bloques. Industrial restringida alta tensión: doble cargo-horas de uso con bloques.	Alumbrado público; por carga conectada. Servicio doméstico: medidor en bloque. Servicio general: horas de uso en bloques. Fuerza motriz a voltaje secundario: horas de uso con bloques. Fuerza motriz a voltaje primario: doble cargo-horas de uso con bloques. Gobierno: horas de uso en bloques. Bombeo de agua público: medidor en línea recta. Estacional alta tensión: doble cargo-horas de uso en bloques.			Alumbrado y calefacción: horas de uso con bloques y por cuartos. General: horas de uso con bloques y por toma corriente. Fuerza motriz en general: horas de uso con bloques y con mínimos variables. Opcional para servicios no residenciales con demanda máxima de 17 kW o más: doble cargo-horas de uso con bloques. Alumbrado público: por carga conectada.	Residencial: medidor en bloques. General hasta 5 kW: medidor en bloques General de 6 o más kW: horas de uso con bloques. Servicio eléctrico de fuerza: horas de uso con bloques. Fuerza mayor: doble cargo-horas de uso con bloques.

Fuente: CEPAL, con base en los cuestionarios sometidos a la consideración de los organismos de regulación y de las empresas eléctricas más importantes del Istmo Centroamericano.

/otra parte

otra parte, la realidad que deben afrontar las empresas con respecto a la competencia del autoabastecimiento, aconseja fijar los tratamientos más favorables posible a los niveles de precios y otras características del sector industrial de alto consumo, y ello se realiza a expensas del pequeño consumidor, en especial del residencial y el industrial, y del sector comercial.

Dentro del panorama descrito, preocupa la situación del pequeño consumidor industrial, porque su función económica y social no debe desconocerse a pesar de su bajo nivel de consumo; este problema se examina con mayor detalle más adelante.

Se volverá también sobre la conveniencia de armonizar niveles y estructuras de las tarifas de muy alto consumo por obligar las actuales, en algunos casos, al autoabastecimiento de las industrias, con el daño consiguiente para el resto de los usuarios de la empresa al reducirse el tamaño de los mercados. Para dar trato justo a cada sector deberán reducirse aún más los precios medios, con lo cual aumentará la demanda, especialmente en el sector residencial que utiliza en gran escala otros tipos de combustibles.

El objetivo fundamental que se persigue al formular las tarifas eléctricas es que los ingresos cubran los gastos y costos del servicio eléctrico. El nivel de las tarifas eléctricas debe ser similar al promedio del costo del servicio para cada clase de suministro. Las tarifas deben ser uniformes para determinadas clases de servicio y dentro de las zonas geográficas más amplias posible, con fines de simplificación y de que el mayor número posible de clientes reciba las ventajas de un servicio al costo más bajo posible. Las tarifas deben simplificarse al máximo, evitándose que tengan efectos restrictivos.

V. TARIFAS

La fijación de las tarifas eléctricas tiene fundamental importancia dentro de la política económica por estar relacionada con los problemas de mayor significación de la industria eléctrica: el nivel y las características de la demanda del servicio, el financiamiento de la industria y la política de regulación.

El nivel de las tarifas y su estructura influyen en la demanda actual y futura al promover su crecimiento o limitarlo, y determinan, a la vez, la rentabilidad de las empresas eléctricas y su capacidad para autofinanciar en mayor o menor grado la expansión de sus sistemas.

Las tarifas influyen decisivamente asimismo en el desarrollo de la industria, al impulsar o frenar el uso de la energía eléctrica y actúan como estímulo o como freno a la inversión de capitales privados en este campo de la actividad económica. La estructura de las tarifas condiciona además el desarrollo de la industria porque aparte de influir en la tasa de ganancia prevista y, por lo tanto, en la tasa de inversión privada, sus efectos sobre el mercado de energía contribuyen a fijar su límite y su alcance y hacen de las tarifas una de las armas potenciales más efectivas de la electrificación para el fomento de la inversión y del consumo.^{17/}

Por medio de las tarifas se trata fundamentalmente, como se ha dicho, de recuperar el costo del servicio y los gastos que demanda su mantenimiento eficaz y continuo, incluyendo, además, una utilidad o rendimiento. No pueden fijarse definitivamente sino por plazos más o menos largos, y deban preverse variaciones normales del costo del servicio dentro del lapso a que se refieren. También deben preverse procedimientos ordinarios y extraordinarios para su revisión o reajuste cuando nuevas condiciones económicas, normales o extraordinarias, de la prestación del servicio, lo aconsejen. La influencia de cada uno de los elementos que determinan las tarifas se ha examinado en páginas precedentes. A continuación se analizarán las tarifas vigentes en la región y las posibilidades de armonizarlas al nivel centroamericano siguiendo los lineamientos

^{17/} Estudios sobre la electricidad en América Latina, Vol. I, Seminario Latinoamericano de Energía Eléctrica (E/CN.12/360), octubre de 1962.

que se discutieron en la tercera reunión del Subcomité Centroamericano de Electrificación y fueron propuestos en el estudio de los expertos que sirvió de base, en aquella ocasión, al examen de ese punto.^{18/}

1. Análisis comparativo de las tarifas al detalle en
Centroamérica y Panamá

Se comparan enseguida las tarifas al detalle de la energía eléctrica para los principales sectores de consumo: residencial, comercial o general e industrial.

En el anexo B figuran las tarifas de energía eléctrica que aplican las empresas más importantes y otras de menor tamaño; para el propósito comparativo y de análisis, se han utilizado las vigentes en 1967, a nivel del consumidor, para facilitar la elaboración de nuevas orientaciones en materia de política tarifaria.

Las empresas y organismos seleccionados para el estudio comparativo de tarifas que aparecen en el cuadro 38, vendieron 1 686 GWh en 1966 (82 por ciento del total de servicio público) a 461 712 consumidores (71 por ciento del total de servicio público de la región).

a) Sector residencial

El sector residencial fue en 1966 el más importante del consumo, alcanzando 757.9 GWh (37 por ciento del total en la región). (Véase de nuevo el cuadro 14.) Sin embargo, para 5 de los 6 países del Istmo, el consumo residencial ocupó el segundo lugar en importancia cuantitativa. Desde el punto de vista de los consumidores, comprendió el 77 por ciento del total y generó el 41 por ciento de los ingresos por ventas de las empresas eléctricas de servicio público.

En las 10 empresas examinadas, ese sector residencial consumió 672.5 GWh (89 por ciento del total de este sector), con 397 849 abonados y generó un ingreso de 22 millones de dólares, que determinan un precio promedio de 3.26 centavos de dólar por kWh y un consumo medio por consumidor de 1 690 kWh. Se incluyen en este sector los suministros de energía

18/ Véase de nuevo el Estudio comparativo de tarifas eléctricas en Centroamérica y Panamá, 1965, (E/GN.12/CCE/SG.5/40).

Quadro 38

CENTROAMERICA Y PANAMA: GENERACION, VENTAS A CONSUMIDORES Y CONSUMIDORES DE LAS PRINCIPALES EMPRESAS ELECTRICAS, 1966

País	Empresa	Siglas	Propiedad	Generación		Ventas a consumidores		Consumidores	
				MWh	Porcentaje del país	MWh	Porcentaje del país	Número	Porcentaje del país
Centroamérica y Panamá				2 187 590	88	1 686 419	82	461 712	71
Guatemala	Instituto Nacional de Electrificación	INDE	Pública	79 696	18	10 150	3	16 258	11
	Empresa Eléctrica de Guatemala	EEG	Privada	335 731	75	348 671	92	92 840	60
El Salvador	Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Lempa	CEL	Pública	403 166	88	1 883	1	3 027	2
	Compañía de Alumbrado Eléctrico de San Salvador	CAESS	Privada	20 588	4	275 626	72	69 160	55
Honduras	Empresa Nacional de Energía Eléctrica	ENEE	Pública	132 346	78	116 988	78	33 946	78
Nicaragua	Empresa Nacional de Luz y Fuerza	ENALUF	Pública	265 178	98	185 814	85	63 108	80
Costa Rica	Instituto Costarricense de Electricidad	ICE	Pública	356 981	55	85 870	15	18 869	14
	Compañía Nacional de Fuerza y Luz	CNFL	Privada	219 004	34	386 071	69	76 518	57
Panamá	Instituto de Recursos Hidráulicos y Electrificación	IRHE	Pública	18 706	4	14 125	4	12 900	12
	Compañía Panameña de Fuerza y Luz	CPFL	Privada	356 194	83	261 221	82	75 086	70

Fuente: Estadísticas de energía eléctrica de Centroamérica y Panamá, 1965-66.

eléctrica a las casas habitación, departamentos y demás viviendas; algunas empresas eléctricas incluyen también en el mismo colegios, iglesias y otros establecimientos públicos. La mayoría de las empresas mantiene dos tipos de tarifas, el servicio con medidor y el de tarifa fija; por los grandes inconvenientes que tiene este último para la empresa y para el consumidor ha ido eliminándose, por lo que el número de consumidores sujetos a este sistema es actualmente reducido. En las empresas eléctricas de servicio público de tamaño pequeño, esta clase de servicio (tarifa fija) sigue siendo sin embargo el de la mayor parte de sus consumidores; a causa de que se presta el servicio sólo algunas horas al día y se considera el costo del aparato de medición una inversión innecesaria.

En el cuadro 39 se detalla el sistema de tarifas que emplean las principales empresas eléctricas del Istmo Centroamericano por la prestación del servicio al sector residencial.

En el cuadro 40 figuran los precios de la energía eléctrica de este sector, para las empresas analizadas y con diferentes consumos, como aparecen en el estudio de tarifas anterior.^{19/} Se observan notables discrepancias en los precios (véase gráfico 3) que varían, mensualmente, entre 25 centavos de dólar y 2.00 dólares y en el precio medio por kWh, entre 2.34 y 16.66 centavos de dólar. En el nivel de 100 kWh, el precio medio por kWh oscila entre 2.11 y 9.00 centavos de dólar y en el de 700 kWh, la facturación mensual y el precio medio del kWh más bajos son de 10.67 dólares y 1.52 centavos de dólar, respectivamente, y los más altos de 41.00 dólares y 5.85 centavos de dólar el kWh respectivamente, relación 4 a 1.

Las empresas analizadas en el estudio anterior de tarifas no han modificado sus precios en este sector; las diferencias que pueden observarse se deben, aparte de haberse agregado 3 nuevas empresas (el INDE de Guatemala, la CEL de El Salvador y el IRHE de Panamá) a ajustes en los precios de los combustibles y a las compras de energía eléctrica que se hacen a otras empresas.

Se aprecian diferencias importantes, entre las empresas analizadas, en los consumos medios. (Véase el cuadro 4L) Las empresas eléctricas que sirven casi exclusivamente zonas rurales --el INDE, la CEL, el ICE y

19/ Véase de nuevo el Estudio comparativo de las tarifas de energía eléctrica de Centroamérica y Panamá, 1965 (E/CN.12/CCE/SC.5/40)

Cuadro 39

**CENTROAMERICA Y PANAMA: SISTEMA DE TARIFAS ELECTRICAS EMPLEADAS
EN EL SECTOR RESIDENCIAL POR LAS PRINCIPALES EMPRESAS
ELECTRICAS, 1967**

País	Empresa	Denominación oficial de la tarifa	Tipo de tarifa
Guatemala	INDE	ITG-1 (General)	Medidor en bloques
	EEG	SR-1 (Residencial)	Medidor en bloques
El Salvador	CEL	D-3 (Servicio doméstico)	Medidor en bloques
	CAESS	D-3 (Servicio doméstico)	Medidor en bloques
Honduras	ENEE	A- (Residencial)	Medidor en bloques
Nicaragua	ENALUF	Residencial con medidor	Medidor en bloques
Costa Rica	ICE	I	Medidor en bloques
	CNFL	I-R (Alumbrado y calefacción)	Horas de uso con bloques y por cuar- tos
Panamá	IRHE	Para casas con medidor	Medidor en bloques
	CPFL	11 (Residencial)	Medidor en bloques

Fuente: Información directa de las empresas eléctricas.

CENTROAMERICA Y PANAMA: PRECIOS DE LA ENERGIA ELECTRICA EN EL SECTOR RESIDENCIAL DE LAS PRINCIPALES EMPRESAS ELECTRICAS, 1967

(Factura mensual en dólares y kWh en centavos de dólar)

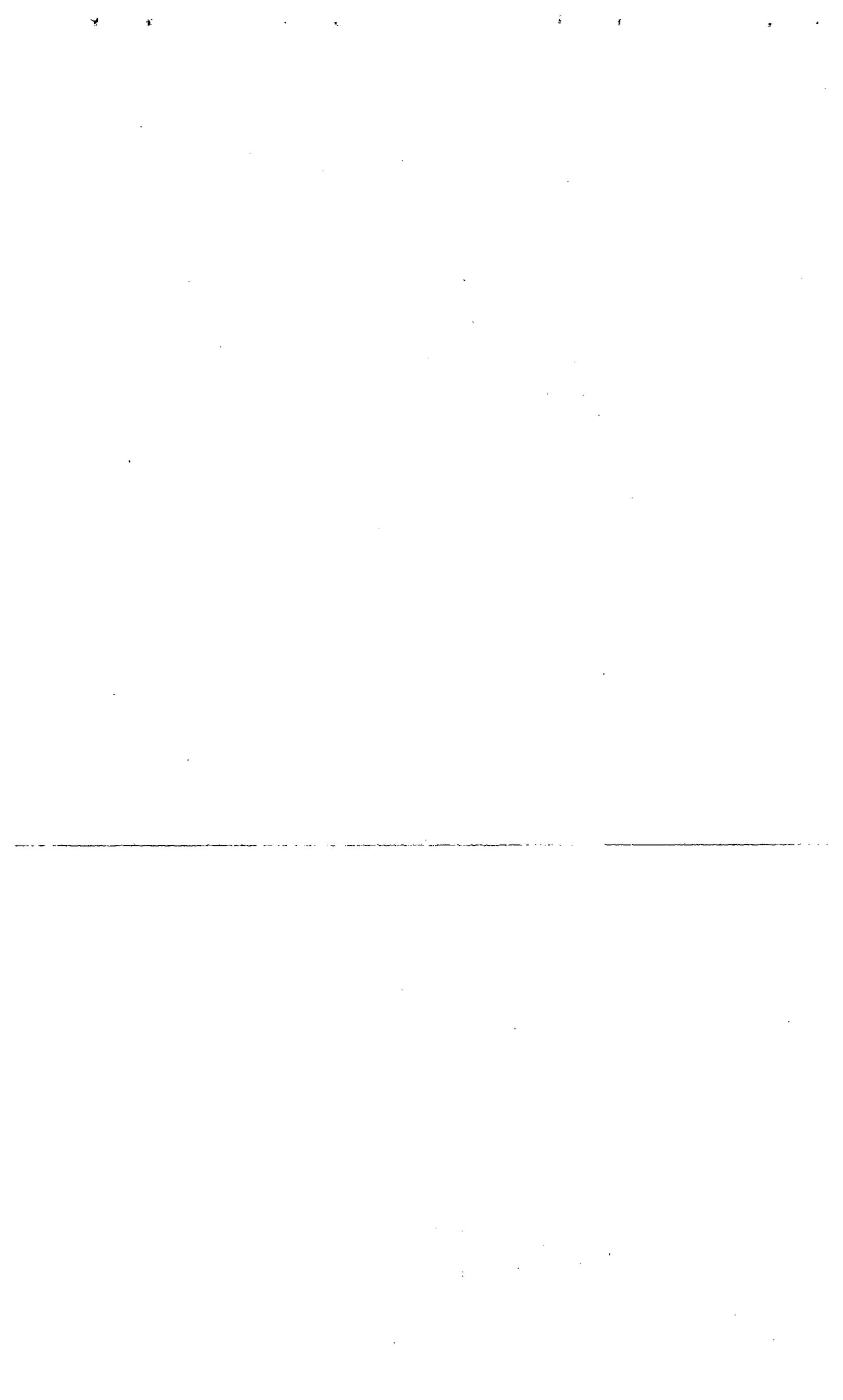
Consumo (kWh)	Guatemala				El Salvador				Honduras		Nicaragua		Costa Rica				Panamá			
	INDE		EEG a/		CEL		CAESS		ENEE		ENALUF		ICE b/		CNFL b/		IRHE		CPFL	
	mensual	kWh	mensual	kWh	mensual	kWh	mensual	kWh	mensual	kWh	mensual	kWh	mensual	kWh	mensual	kWh	mensual	kWh	mensual	kWh
Mínimo c/	0.60	8.57	1.26	8.99	0.40	6.66	0.64	3.20	2.00	10.00	1.00	5.55	0.94	2.34	1.04	6.50	1.00	16.66	0.25	8.39
25	1.86	7.44	1.90	7.58	1.50	6.00	0.80	3.20	2.30	9.20	1.43	5.72	0.94	2.34	0.89	3.55	3.70	14.80	2.01	8.04
50	3.41	6.82	3.34	6.68	3.00	5.97	1.60	3.20	3.80	7.60	2.85	5.70	1.17	2.34	1.41	2.81	5.40	10.80	3.51	7.02
100	5.91	5.91	5.68	5.68	5.40	5.40	3.20	3.20	6.80	6.80	5.40	5.40	2.34	2.34	2.11	2.11	9.00	9.00	5.71	5.71
200	10.11	5.05	8.98	4.48	7.60	3.80	6.14	3.07	11.30	5.65	10.54	5.27	4.66	2.33	3.54	1.76	16.00	8.00	9.66	4.83
300	13.63	4.54	11.08	3.69	9.60	3.20	7.74	2.58	15.80	5.26	15.09	5.03	6.99	2.33	4.97	1.65	21.00	7.00	13.16	4.38
400	16.83	4.20	13.18	3.29	11.60	2.90	9.34	2.33	19.80	4.95	19.09	4.77	9.31	2.33	6.40	1.59	26.00	6.50	16.16	4.04
500	20.03	4.00	15.28	3.06	13.60	2.72	10.94	2.18	23.80	4.76	23.09	4.61	11.64	2.33	7.82	1.56	31.00	6.20	18.66	3.73
600	23.23	3.86	17.38	2.89	15.60	2.60	12.54	2.09	27.30	4.55	26.79	4.46	13.79	2.33	9.24	1.54	36.00	6.00	21.16	3.52
700	26.43	3.77	19.48	2.78	17.60	2.51	14.14	2.02	30.80	4.40	30.22	4.31	15.94	2.33	10.67	1.52	41.00	5.85	23.66	3.38

Fuente: Tarifas: (ITG-1) del INDE, (SR-1) de la EEG, (D-3) de la CEL, (D-3) de la CAESS, (A) de la ENEE, residencial de ENALUF, tarifa 1 del ICE, (I-R) de la CNFL, para casas con medidor de IRHE y número 11 de la CPFL.

a/ Se incrementaron las tarifas en 5 por ciento.

b/ Se incrementaron las tarifas en 2 por ciento.

c/ Mínimos facturados en cada caso: 7 kWh en el INDE, 14 kWh en EEG, 6 kWh en CEL, 20 kWh en CAESS, 20 kWh en ENEE, 18 kWh en ENALUF, 40 kWh en ICE, 16 kWh en CNFL, 6 kWh en IRHE, y 3 kWh en CPFL.



Cuadro 41

**CENTROAMERICA Y PANAMA: SECTOR RESIDENCIAL. NUMERO DE ABONADOS,
CONSUMO PROMEDIO Y PRECIO MEDIO PAGADO, POR EMPRESAS, 1966**

País	Empresa	Número de abonados	Consumo promedio anual (kWh)	Precio medio (centavos de dólar el kWh)
Centroamérica y Panamá		498 600	1 520	3,36
Guatemala	INDE	15 956	528	5,50
	REG	77 792	1 379	4,21
El Salvador	CEL	2 599	306	5,38
	CAESS	54 802	1 552	2,62
Honduras	ENEE	32 130	893	6,64
Nicaragua	ENALUF	59 542	826	6,30
Costa Rica	ICE	16 151	1 414	2,45
	CNPL	68 297	3 951	1,73
Panamá	IRHE	12 081	496	9,49
	CPFL	68 353	1 497	4,54

Fuente: Estadísticas de energía eléctrica de Centroamérica y Panamá, 1965-66.

/el IRHE--

el IRHE-- presentan consumos medios anuales de 528, 306, 1 414 y 496 kWh, respectivamente. Sólo en el ICE es mucho más alto por el bajo precio medio del kWh, especialmente para los consumos reducidos. La ENEE y la ENALUF, que dan servicio a centros urbanos importantes al mismo tiempo que a zonas rurales, tienen consumos medios de 893 y 826 kWh, respectivamente (sus precios medios son elevados y similares entre ellas). Finalmente, la EEG, la CAESS, la CNFL, y la CPFL, distribuyen la electricidad sólo en las capitales y sus alrededores, prácticamente, y tienen un consumo medio similar, salvo en la CNFL, cuyo bajo precio ha fomentado el uso de la electricidad para cocinar.

Los comentarios generales que aparecen en el estudio comparativo de tarifas de 1965 siguen siendo aplicables a la situación actual, especialmente por lo que se refiere a la elasticidad del consumo.^{20/}

b) Sector comercial o general

Ocupa el tercer lugar en la región en cuanto a consumo de energía eléctrica con un 18 por ciento del total y es el tercero en importancia por su monto en todos los países del Istmo excepto en Panamá, donde es el primero. (Véase de nuevo el cuadro 14.) Además de su importancia como grupo consumidor, desempeña papel importante en la fijación de tarifas, por hacer recaer en él la mayoría de las empresas, al estructurar sus tarifas, costos mayores a los que le corresponderían de existir una distribución equitativa.

Las tarifas aplicadas por las 10 empresas eléctricas analizadas son las de medidor en bloques, doble cargo con bloques (cargo por demanda y por energía), horas de uso con bloques (cobro por energía de acuerdo con la demanda) y doble cargo-horas de uso con bloques. (Véase el cuadro 42.) En casi todos los casos son iguales a las anotadas en el estudio de tarifas de 1965.

20/ Estudio comparativo de tarifas eléctricas, op. cit. pp. 22 a 26.

Cuadro 42

CENTROAMERICA Y PANAMA: TARIFAS ELECTRICAS EMPLEADAS EN EL SECTOR
COMERCIAL O GENERAL POR LAS PRINCIPALES EMPRESAS ELECTRICAS, 1967

Pais	Empresa	Denominación oficial de la tarifa	Tipo de tarifa
Guatemala	INDE	ITG-1 (General)	Medidor en bloques
	EEG	SG-1 (General)	Doble cargo-horas de uso con bloques
El Salvador	CEL	G-4 (General)	Horas de uso con bloques
	CAESS	G-4 (General)	Horas de uso con bloques
Honduras	ENEE	B (General)	Medidor en bloques
Nicaragua	ENALUF	Comercial e industrial menor y comercial mayor	Medidor en bloques
Costa Rica	ICE	I y III	Medidor en bloques y doble cargo con bloques
	CNFL	2-TC (Alumbrado y calefacción usos no residenciales)	Horas de uso con bloques
Panamá	IRHE	Para consumidores de más de 60 kWh y opcional	Medidor en bloques y doble cargo con bloques
	CPFL	29 (General)	Medidor en bloques

Fuente: Información directa de las empresas eléctricas.

Los precios de la energía eléctrica en este sector, que se calculan por niveles de consumo, varían considerablemente aunque menos que en el sector residencial. (Véanse el cuadro 43 y el gráfico 4.) Para un consumo de 360 kWh, el precio por kWh fluctúa entre 2.33 y 6.66 centavos de dólar (una relación de casi 3 a 1). En el nivel de 5 400 kWh, el precio medio menor es de 1.89 centavos de dólar y el más alto llega a 5.00 centavos de dólar, diferencia menor en 20 por ciento del nivel de consumo antes señalado. Se comprueba, sin embargo, una baja importante en las empresas eléctricas ENALUF y CPFL con relación a los niveles que se registraron en el estudio de 1965.

La región tuvo, en 1966, 62 200 abonados comerciales, con un consumo medio anual de 5 762 kWh y a un precio medio de 3.54 centavos de dólar por kWh. Sólo en tres de las 10 empresas analizadas se observa un precio medio menor al promedio regional. Nicaragua y Panamá manifiestan diferencia apreciable con respecto a los otros países en el consumo medio anual por abonado, que debe atribuirse al uso del aire acondicionado. (Véase el cuadro 44.)

Sobre estos aspectos del sector comercial pueden repetirse los comentarios que aparecen en el estudio de tarifas de 1965.^{21/}

c) Sector industrial

Desde el punto de vista de la magnitud del consumo, el sector industrial ocupa en el Istmo el segundo lugar. El consumo industrial fue en 1966 de 636.6 GWh, 32 por ciento del total (ligeramente inferior al del sector residencial); adquiere importancia cuantitativa cada día y es de suponer que en un futuro próximo pase a ocupar el primer lugar. En Guatemala, El Salvador, Honduras y Nicaragua ocupa el primer lugar dentro del consumo total. (Véase de nuevo el cuadro 14.)

Este sector puede clasificarse en: i) menor, constituido por pequeños y medianos consumidores a los que se les vende en el sistema secundario, corriendo por cuenta de la empresa el proceso de transformación de voltajes; y ii) mayor, que corresponde a grandes consumidores que hacen sus compras a la empresa eléctrica en el nivel primario y se hacen cargo de la transformación.

^{21/} Estudio comparativo de tarifas eléctricas, op. cit. pp. 28 a 32.

Cuadro 43

CENTROAMERICA Y PANAMA: PRECIOS DE LA ENERGIA ELECTRICA EN EL SECTOR COMERCIAL DE LAS PRINCIPALES EMPRESAS ELECTRICAS, 1967

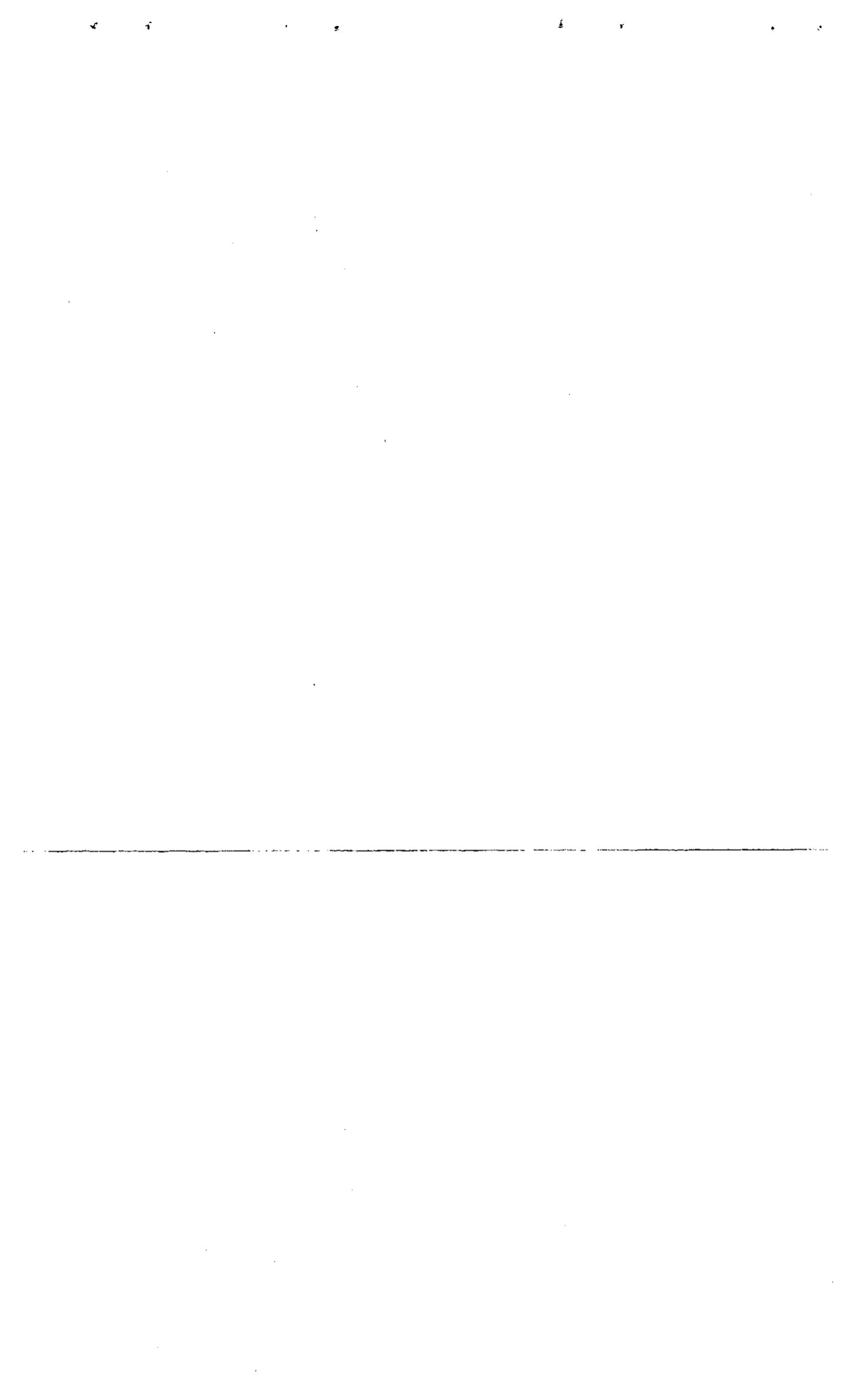
(Factura mensual en dólares y kWh en centavos de dólar)

Consumo (MWh)	Guatemala				El Salvador				Honduras		Nicaragua		Costa Rica				Panamá			
	INDE		EEG a/		CEL		CAESS		ENEE		ENALUF		ICE b/		CNFL b/		IRHE		CPFL	
	Mensual	kWh	Mensual	kWh	Mensual	kWh	Mensual	kWh	Mensual	kWh	Mensual	kWh	Mensual	kWh	Mensual	kWh	Mensual	kWh	Mensual	kWh
360	15.55	4.32	20.21	5.61	11.60	3.22	11.06	3.07	19.80	5.50	18.11	5.03	8.39	2.33	8.58	2.38	24.00	6.66	18.46	5.13
1 800	61.63	3.42	59.06	3.28	58.00	3.22	55.30	3.07	87.80	4.88	68.57	3.80	39.57	2.20	42.89	2.38	90.00	5.00	55.30	3.07
3 600	119.23	3.31	100.22	2.78	116.00	3.22	110.60	3.07	168.80	4.69	75.12	2.08	74.50	2.07	85.80	2.38	180.00	5.00	110.42	3.07
5 400	176.83	3.27	163.80	3.03	174.00	3.22	165.90	3.07	245.80	4.55	111.12	2.05	101.96	1.89	128.70	2.38	270.00	5.00	158.94	2.94

Fuente: Tarifas (ITG-1) del INDE, (CG-1) de la EEG, (G-4) de la CEL, (G-4) de la CAESS, (B) de la ENEE, comercial y comercial mayor de ENALUF, tarifa I y III del ICE, (2-T.C) de la CNFL, para consumidores de más de 60 kWh, la opcional del IRHE y 29 de la CPFL.

a/ Se incrementaron las tarifas en 5 por ciento.

b/ Se incrementaron las tarifas en 2 por ciento.



Cuadro 44

**CENTROAMERICA Y PANAMA: SECTOR COMERCIAL. NUMERO DE ABONADOS,
CONSUMO PROMEDIO Y PRECIO MEDIO PAGADO POR EMPRESAS, 1966**

País	Empresa	Número de abonados	Consumo pro- medio anual (kWh)	Precio medio (centavos de dólar el kWh)
Centroamérica y Panamá		62 200	5 762	3,54
Guatemala	INDE	-	-	-
	EEG	13 102	3 752	4,49
El Salvador	CEL	283	1 244	4,88
	CAESS	11 670	3 760	3,59
Honduras	ENEE	5 060	3 654	5,12
Nicaragua	ENALUF	2 136	13 083	5,19
Costa Rica	ICE	2 351	5 124	2,26
	CNFL	6 040	8 488	2,71
Panamá	IRHE	1 343	3 207	6,11
	CPFL	9 348	12 569	3,20

Fuente: Estadísticas de energía eléctrica de Centroamérica y Panamá, 1965-66.

Dentro del sector industrial menor, las empresas eléctricas analizadas aplican diversos tipos de tarifas (véase el cuadro 45), que en ocasiones, dada la estructura tarifaria empleada, han implicado para una misma empresa dos y hasta tres tarifas, de acuerdo con el nivel de consumo del industrial secundario. Ultimamente tres empresas han implantado tarifas opcionales, de las que se aplica la que resulta más favorable para el consumidor.

Sobre esta clase de industrias se han elaborado el cuadro 46 y el gráfico 5 donde figuran 4 niveles de consumo: 1 800, 7 200, 18 000 y 236 000 kWh mensuales, que significan demandas de 5, 20, 50 y 100 kW a un factor de carga del 50 por ciento. En el nivel más bajo (1 800 kWh), el monto menor de la facturación mensual es de 35.85 dólares (1.99 centavos de dólar por kWh) y el más alto de 90 dólares (5 centavos por kWh). En el nivel de 36 000 kWh, que sería el consumo de un taller medio, el monto más bajo es de 563.23 dólares mensuales (1.56 centavos de dólar por kWh) y el más alto de 1 094.62 dólares al mes (3.04 centavos el kWh), es decir, relación de 2 a 1 aproximadamente. Salvo Costa Rica, los demás países de la región aplican un precio medio de más de 2 centavos por kWh a cualquier nivel. En la ENALUF se observó una rebaja importante entre 1965 y 1967.

Para el sector industrial mayor, que agrupa los consumidores servidos a voltaje primario, las empresas han señalado las tarifas que aparecen en el cuadro 47 y reflejan una relativa armonización. Cinco empresas emplean el sistema de doble cargo con bloques y las cinco restantes el de doble cargo-horas de uso con bloques.

Los precios, en este grupo del sector industrial, son más favorables, aunque se observan diferencias apreciables entre las diversas empresas. (Véase el cuadro 48 y el gráfico 6.) En el nivel de consumo y demanda más bajo (500 kW de demanda y 180 000 kWh a un factor de carga del 50 por ciento), la facturación mensual oscila entre 2 816.21 y 4 575 dólares, que implica un precio de entre 1.56 y 2.54 centavos de dólar por kWh. Para una demanda de 2 000 kW con 720 000 kWh (factor de carga 50 por ciento), los precios fluctúan entre 11 015 y 18 160 mensuales, es decir, entre 1.53 a 2.52 centavos de dólar por kWh en promedio. Finalmente,

Cuadro 45

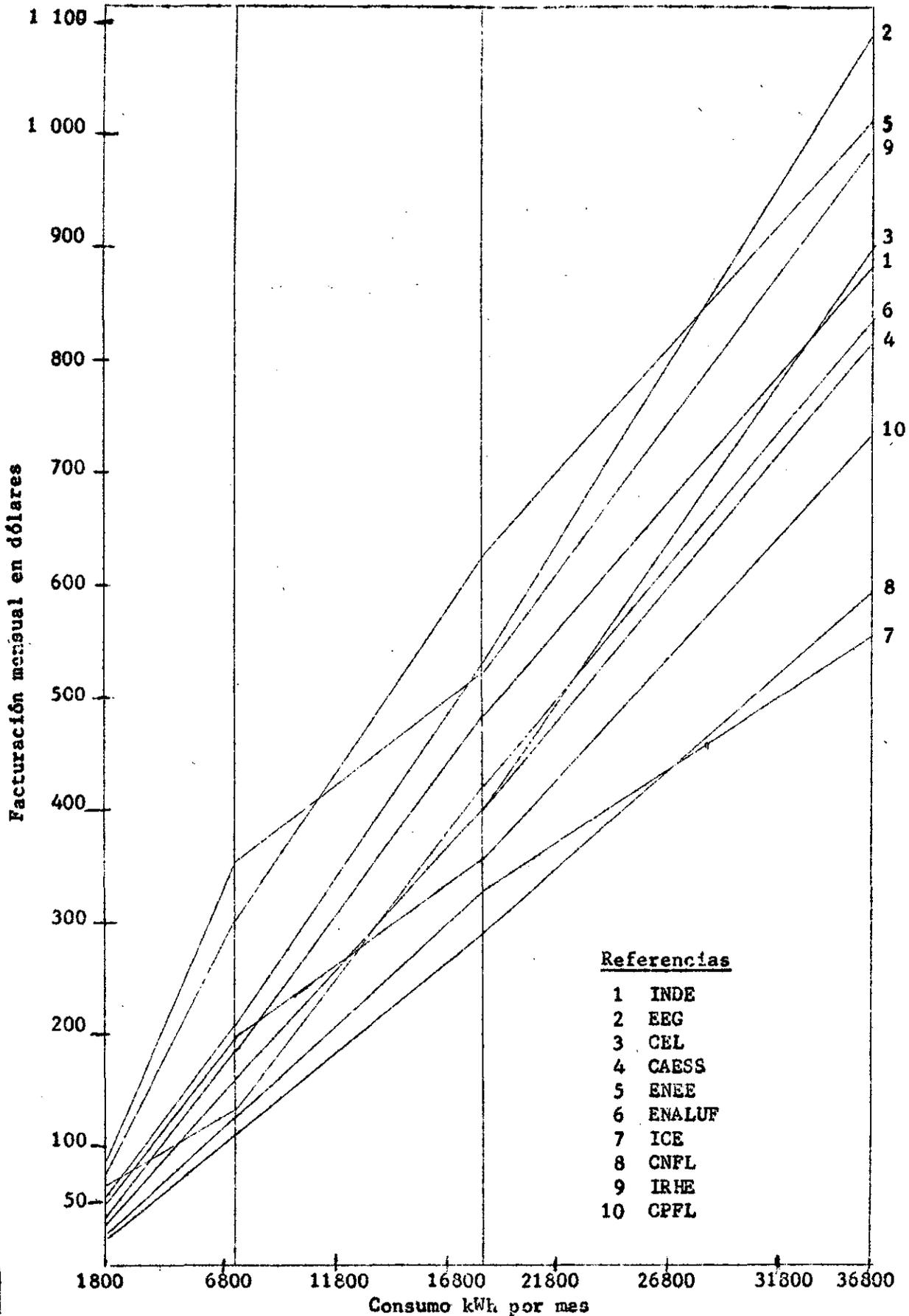
GENTROAMERICA Y PANAMA: TARIFAS ELECTRICAS EMPLEADAS EN EL SECTOR INDUSTRIAL MENOR POR LAS PRINCIPALES EMPRESAS ELECTRICAS, 1967

País	Empresa	Denominación oficial de la tarifa	Tipo de tarifa
Guatemala	INDE	ITIM-1 (Industria mediana)	Doble cargo-horas de uso con bloques
	REG	SG-1 (General)	Doble cargo-horas de uso con bloques
El Salvador	CEL	F-S (Fuerza amortiza voltaje secundario)	Horas de uso en bloques
	CAESS	F-S (Fuerza amortiza voltaje secundario)	Horas de uso en bloques
Honduras	ENEE	B (Servicio general)	Medidor en bloques y doble cargo con bloques
		C (General opcional)	
Nicaragua	ENALUF	Comercial e industrial menor, comercial mayor y la I-3 (industrial mayor)	Medidor en bloques, medidor en bloques y doble cargo con bloques
Costa Rica	ICE	I-III y IV	Medidor en bloques, doble cargo con bloques y cargo con bloques
	CNFL	3 HP (fuerza motriz en general y 6 opcional)	Horas de uso con bloques y mínimos variables y doble cargo-horas de uso con bloques
Panamá	IRHE	Para consumidores de más de 1 000 kWh y la opcional	Medidor en línea recta y doble cargo con bloques
	CPFL	25 (fuerza) y 27 (fuerza mayor)	Horas de uso con bloques y doble cargo-horas de uso con bloques

Fuente: Información directa de las empresas eléctricas.

CENTROAMERICA Y PANAMA: SECTOR INDUSTRIAL SECUNDARIO,
COMPROBACION DE FACTURACION MENSUAL

(Factor de carga 50 por ciento)



Cuadro 46

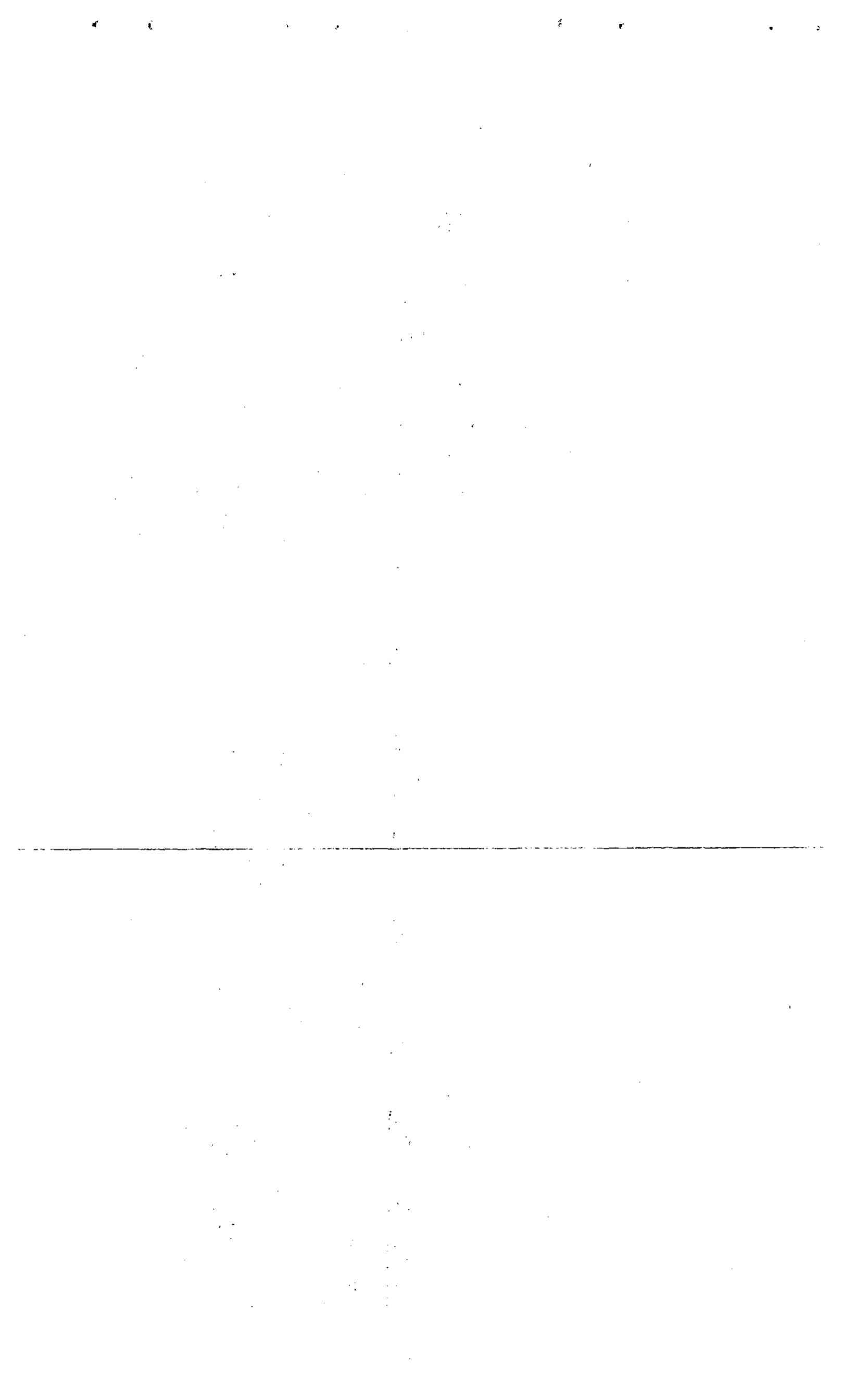
CENTROAMERICA Y PANAMA: PRECIOS DE LA ENERGIA ELECTRICA EN EL SECTOR INDUSTRIAL MENOR DE LAS PRINCIPALES EMPRESAS ELECTRICAS, 1967

(Factura mensual en dólares y kWh en centavos de dólar)

Consumo (kWh)	Guatemala				El Salvador				Honduras		Nicaragua		Costa Rica				Panamá			
	INDE		EEG a/		CEL		CAESS		EHEE		ENALUF		ICE b/		CNFL b/		IRHE		CPFL	
	mensual	kWh	mensual	kWh	mensual	kWh	mensual	kWh	mensual	kWh	mensual	kWh	mensual	kWh	mensual	kWh	mensual	kWh	mensual	kWh
1 800	49	2.76	59	3.28	40	2.27	40	2.27	88	4.89	68	3.81	39	2.20	35	1.99	90	5.00	55	3.10
7 200	199	2.76	216	3.01	163	2.27	163	2.27	309	4.29	147	2.04	135	1.89	119	1.66	360	5.00	210	2.93
18 000	498	2.76	546	3.03	408	2.27	407	2.26	647	3.59	426	2.37	339	1.89	299	1.66	537	2.99	366	2.03
36 000	875	2.43	1 094	3.04	908	2.52	814	2.26	1 020	2.83	842	2.34	563	1.56	599	1.66	995	2.76	747	2.07

Fuente: Tarifas: (ITIM-1) del INDE, la (SG-1) de la EEG, la (F-5) de la CEL, la (F-5) de la CAESS, las (B) y (C) de la EHEE, comercial e industria menor, la comercial mayor y la (1-3) de ENALUF, las (I) (III) y (IV) del ICE, la (3 HP) y la 6 (opcional) de la CNFL, para consumidores de más de 1 000 kWh y opcional del IRHE, la número 29 a) y b) y las número 25 y 27 de la CPFL.

- a/ Se incrementaron las tarifas en un 5 por ciento.
- b/ Se incrementaron las tarifas en un 2 por ciento.



Cuadro 47

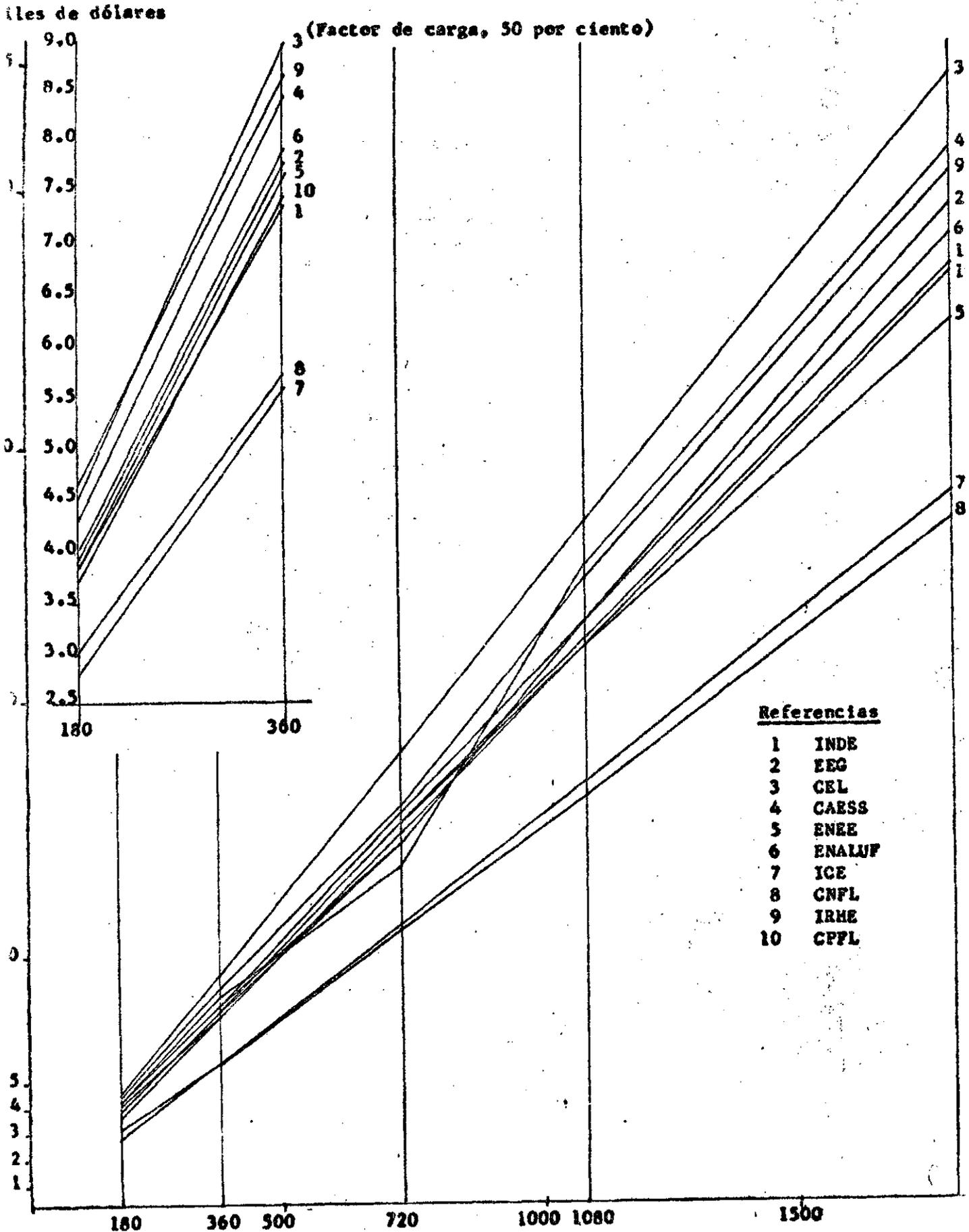
CENTROAMERICA Y PANAMA: TARIFAS ELECTRICAS EMPLEADAS EN EL SECTOR INDUSTRIAL MAYOR POR LAS PRINCIPALES EMPRESAS ELECTRICAS, 1967

Pais	Empresa	Denominación oficial de la tarifa	Tipo de tarifa
Guatemala	INDE	ITAC-1 (Altos consumos)	Doble cargo con bloques
	EEG	SI-1 (Industria alta tensión)	Doble cargo-horas de uso con bloques
El Salvador	CEL	F-6 (Fuerza motriz voltaje primario)	Doble cargo-horas de uso con bloques
	CAESS	F-6 (Fuerza motriz voltaje primario)	Doble cargo-horas de uso con bloques
Honduras	ENEE	Industrias alto consumo (contratos especiales)	Doble cargo con bloques
Nicaragua	ENALUF	I-3 (Industrial mayor)	Doble cargo con bloques
Costa Rica	ICE	IV	Doble cargo con bloques
	CNFL	Número 6 (opcional)	Doble cargo-horas de uso con bloques
Panamá	IRHE	Opcional	Doble cargo con bloques
	CPFL	27 (Fuerza mayor)	Doble cargo-horas de uso con bloques

Fuente: Información directa de las empresas eléctricas.

Gráfico 6

CENTROAMERICA Y PANAMA: SECTOR INDUSTRIAL PRIMARIO. COMPARACION DE FACTURACION MENSUAL



Consumo en miles de kWh por mes

CENTROAMERICA Y PANAMA: PRECIOS DE LA ENERGIA EN EL SECTOR INDUSTRIAL MAYOR DE LAS PRINCIPALES EMPRESAS ELECTRICAS, 1967

(Factura mensual en dólares y kWh en centavos de dólar)

Demanda máxima (kW)	Consumo mensual (MWh)	Guatemala				El Salvador				Honduras		Venezuela		Costa Rica				Panamá			
		INDE		EEG ^{1/}		CEL		CAEES		ENEE		ENALUF		ICE ^{g/}		CNFL ^{g/}		IRHE		CPFL	
		Mensual	kWh	Mensual	kWh	Mensual	kWh	Mensual	kWh	Mensual	kWh	Mensual	kWh	Mensual	kWh	Mensual	kWh	Mensual	kWh	Mensual	kWh
500 a/	108	2 875	2.66	3 014	2.79	3 244	3.00	3 319	3.07	2 728	2.52	2 819	2.61	2 241	2.08	2 260	2.09	3 495	3.24	2 871	2.66
500 b/	144	3 325	2.31	3 468	2.41	3 892	2.70	3 823	2.66	3 304	2.29	3 436	2.38	2 529	1.76	2 658	1.85	4 035	2.80	3 303	2.30
500 c/	180	3 775	2.10	3 921	2.18	4 540	2.52	4 327	2.40	3 880	2.15	4 053	2.25	2 816	1.56	3 038	1.69	4 575	2.54	3 735	2.07
500 d/	216	4 225	1.96	4 375	2.03	5 188	2.40	4 831	2.24	4 456	2.06	4 670	2.16	3 103	1.44	3 299	1.53	5 115	2.37	4 165	1.45
500 e/	288	5 375	1.87	5 282	1.83	6 484	2.25	5 839	2.03	5 608	1.95	5 905	2.05	3 677	1.27	3 822	1.33	6 195	2.15	4 885	1.70
1 000 a/	216	5 600	2.59	6 029	2.79	6 488	3.00	6 519	3.02	5 456	2.52	5 385	2.49	4 483	2.08	4 521	2.09	6 490	3.00	5 742	2.66
1 000 b/	288	6 500	2.26	6 936	2.41	7 784	2.70	7 527	2.61	6 608	2.29	6 619	2.30	5 058	1.76	5 173	1.80	7 570	2.63	6 606	2.29
1 000 c/	360	7 400	2.06	7 843	2.18	9 080	2.52	8 535	2.37	7 760	2.16	7 853	2.18	5 632	1.56	5 697	1.58	8 650	2.40	7 470	2.07
1 000 d/	432	8 300	1.92	8 750	2.03	10 376	2.40	9 543	2.21	8 912	2.06	9 087	2.10	6 206	1.44	6 220	1.44	9 730	2.25	8 330	1.93
1 000 e/	576	10 100	1.75	10 565	1.83	12 968	2.25	11 559	2.00	11 140	1.93	11 556	2.01	7 355	1.28	7 266	1.26	11 890	2.06	9 770	1.70
2 000 a/	432	11 050	2.56	12 058	2.79	12 976	3.00	9 552	2.21	10 912	2.53	10 516	2.43	8 967	2.07	8 921	2.07	12 480	2.89	11 484	2.66
2 000 b/	576	12 850	2.23	13 872	2.41	15 568	2.70	11 568	2.00	13 140	2.28	12 985	2.25	10 171	1.76	9 968	1.73	14 640	2.54	13 212	2.29
2 000 c/	720	14 650	2.03	15 687	2.18	18 160	2.52	13 584	1.89	15 300	2.12	15 453	2.15	11 264	1.56	11 014	1.53	16 800	2.33	14 940	2.07
2 000 d/	864	16 450	1.90	17 501	2.03	20 752	2.40	15 600	1.81	17 300	2.00	17 922	2.07	12 413	1.44	12 061	1.40	18 960	2.19	16 660	1.93
2 000 e/	1 152	20 050	1.74	21 130	1.83	25 936	2.25	19 632	1.70	20 900	1.81	22 859	1.98	14 710	1.28	14 154	1.23	23 280	2.02	19 540	1.70
3 000 a/	648	16 500	2.55	18 087	2.79	19 464	3.00	19 317	2.98	16 220	2.50	15 648	2.41	13 451	2.07	13 193	2.04	18 470	2.85	17 226	2.66
3 000 b/	864	19 200	2.22	20 808	2.41	23 352	2.70	22 334	2.58	19 300	2.23	19 350	2.24	15 174	1.76	14 762	1.71	21 710	2.51	19 818	2.29
3 000 c/	1 080	21 900	2.03	23 530	2.18	27 240	2.52	25 351	2.35	22 000	2.04	23 053	2.13	16 897	1.56	16 332	1.51	24 950	2.31	22 470	2.07
3 000 d/	1 296	24 600	1.90	26 252	2.03	31 128	2.40	28 375	2.19	24 700	1.90	26 756	2.06	18 620	1.44	17 982	1.38	28 190	2.17	24 990	1.93
3 000 e/	1 728	30 000	1.74	31 695	1.83	38 904	2.25	34 430	1.99	29 758	1.72	34 162	1.97	22 066	1.28	21 042	1.22	34 670	2.00	29 310	1.70
5 000 a/	1 080	27 400	2.54	30 145	2.79	32 440	3.00	31 815	2.94	26 000	2.41	25 910	2.40	22 419	2.08	21 735	2.01	30 450	2.82	28 710	2.66
5 000 b/	1 440	31 900	2.22	34 681	2.41	38 920	2.70	36 855	2.56	30 500	2.12	32 082	2.23	25 290	1.76	24 352	1.69	35 850	2.49	33 030	2.29
5 000 c/	1 800	36 400	2.02	39 217	2.18	45 400	2.52	41 895	2.33	34 550	1.92	38 253	2.12	28 162	1.56	26 968	1.50	41 250	2.30	37 350	2.07
5 000 d/	2 160	40 900	1.90	43 753	2.02	51 880	2.40	46 935	2.17	38 510	1.78	44 425	2.06	31 033	1.44	29 584	1.37	46 650	2.16	41 650	2.31
5 000 e/	2 880	49 900	1.73	52 825	1.83	64 840	2.25	57 015	1.98	46 430	1.61	56 768	1.97	36 776	1.28	34 817	1.21	57 450	1.99	48 850	1.70

Fuente: Tarifas: (ITAC-1) del INDE, la (SI-1) de la EEG, la (F-6) de la CEL, la (F-6) de la CAEES, la número 2 de las tarifas industriales de altos consumos de ENEE, la (1-3) de ENALUF, la (IV) del ICE, la tarifa opcional número 6 de la CNFL, la tarifa opcional del IRHE y la de servicio eléctrico de fuerza mayor número 27 de la CPFL.

a/ 30 por ciento factor de carga.

b/ 40 por ciento factor de carga.

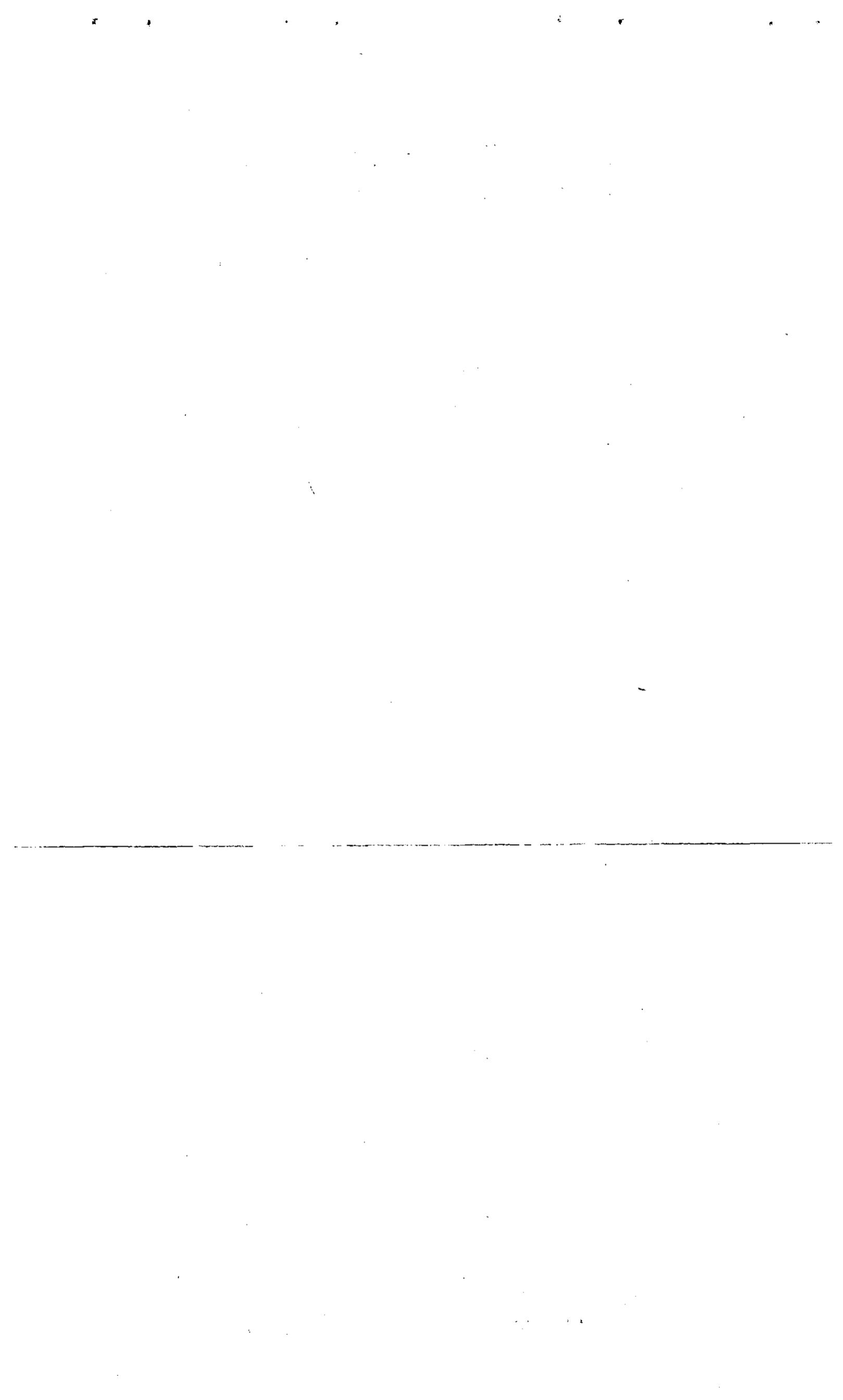
c/ 50 por ciento factor de carga.

d/ 60 por ciento factor de carga.

e/ 80 por ciento factor de carga.

f/ Las tarifas se incrementaron en 5 por ciento.

g/ Las tarifas se incrementaron en 2 por ciento.



las industrias con una demanda de 5 000 kW y un consumo de 2 800 000 kWh (factor de carga del 80 por ciento) pagan mensualmente entre 34 817 y 64 840 dólares (1,21 y 2,25 centavos por kWh), según la empresa que las atiende. Costa Rica, en este sector industrial primario, tiene los precios más bajos; le siguen Honduras, Panamá y Guatemala, con precios intermedios, y los más altos corresponden a Nicaragua y El Salvador.

Si se comparan los datos del cuadro 48 con los resultados del estudio tarifario de 1965, se aprecia una baja importante de los precios de algunas empresas (como ENALUF, la ENEE y el CAESS) y una elevación de los de alguna otra (la CPFL).

En el Istmo Centroamericano el sector industrial tuvo, en 1966, 6 950 abonados que consumieron en promedio 91 597 kWh a un precio medio de 2,40 centavos de dólar por kWh. (Véase el cuadro 49.) Salvo el caso del IRHE que tiene muy pocos abonados industriales y cuyo precio medio resultó excesivo (8,27 centavos de dólar el kWh), el resto de las empresas analizadas vendió la energía eléctrica al conjunto del sector industrial (secundario y primario) a un precio que fluctuó entre 1,65 y 3,08 centavos por kWh, por empresa; los consumos medios variaron considerablemente entre ellas. Sólo de la ENEE y del ICE se dispuso de información sobre los industriales de nivel primario, desprendiéndose de la misma que el precio medio fue muy parecido para ambas (1,50 y 1,61 centavos de dólar por kWh, respectivamente). Sin embargo, el consumo medio de la ENEE (12 594 600 kWh/año y 3 consumidores) fue considerablemente mayor que el del ICE (693 900 kWh/año y 67 abonados). El ICE tuvo ventas a industriales de muy alto consumo que pasaron de 32 millones de kWh, a un precio de 1,47 centavos de dólar por kWh.

Las recomendaciones que aparecen en el estudio de tarifas anterior siguen teniendo todavía plena validez.^{22/}

22/ Véase: Estudio comparativo de tarifas eléctricas, op. cit.
pp. 34 a 41.

Cuadro 49

CENTROAMERICA Y PANAMA: SECTOR INDUSTRIAL. NUMERO DE ABONADOS,
CONSUMO PROMEDIO Y PRECIO MEDIO PAGADO POR EMPRESAS, 1966

Pais	Empresa	Número de abonados	Consumo promedio anual (kWh)	Precio medio (centavos de dólar el kWh)
Centroamérica y Panamá		6 950	91 597	2.40
Guatemala	INDE	302	5 738	3.00
	EEG	721	203 660	2.44
El Salvador	CEL	34	14 147	3.08
	CAESS	1 250	81 893	2.62
Honduras	ENEE	289	221 508	2.34
Nicaragua	ENALUF	572	116 958	2.99
Costa Rica	ICE	271	181 797	1.65
	CNFL	1 672	30 698	2.24
Panamá	IRHE	21	13 238	8.27
	CPFL	149	298 328	2.37

Fuente: Estadísticas de energía eléctrica de Centroamérica y Panamá, 1965-66.

d) Tarifas a empresas eléctricas distribuidoras

En la mayoría de los países del Istmo existen empresas eléctricas que venden la energía que producen a empresas distribuidoras. Las tarifas que aplican y los precios medios que obtuvieron en 1966 aparecen en el cuadro 50, donde se observa que la CPFL de Panamá (que vende energía a la Compañía de la Zona del Canal) la suministró a 1.35 centavos de dólar por kWh, el precio más bajo en la región por ese concepto, y la ENALUF, a 2.44 centavos de dólar por kWh (el más alto).

Es norma en casi todas las empresas eléctricas que venden su energía a distribuidoras la formalización de contratos de compraventa. No se ha podido disponer de estos documentos aunque de la información recogida se desprende que existen muchas diferencias entre ellos. Tal vez sería útil que el grupo de trabajo sobre tarifas eléctricas analizara los diversos tipos de contrato para que, de considerarse conveniente, pudieran hacerse recomendaciones a este respecto.

2. Evaluación de los problemas que implicaría para las empresas eléctricas la generalización de las tarifas dentro de los países

Las 10 empresas eléctricas analizadas distribuyen energía eléctrica a diversas localidades y en su mayoría mantienen tarifas iguales para todos sus clientes. La ENEE, de Honduras, y la ENALUF, de Nicaragua, aplican sin embargo precios diferentes en distintas zonas; la tarifa que se ha tenido presente para las comparaciones de este trabajo es la más baja y la que se aplica al mayor número de abonados en la capital del país; en la ENEE, la tarifa principal corresponde a más del 95 por ciento del consumo; la otra, 28 por ciento más alta, se aplica en una zona rural al sur del país. La uniformación de sus tarifas implicaría para esta empresa una reducción en sus ingresos de aproximadamente 160 000 dólares (cerca del 4 por ciento de los ingresos eléctricos de 1966). La ENALUF, aparte de la tarifa principal que cubre un consumo de 148.5 GWh, aplica otras más elevadas a varios centros de consumo que absorben 37.3 GWh. La estandarización de las tarifas a su nivel más bajo equivaldría a una disminución de 120 000 dólares anuales aproximadamente en los ingresos de la empresa (menos el 2 por ciento del total).

Cuadro 50

CENTROAMERICA Y PANAMA: TARIFAS A MAYORISTAS Y PRECIOS MEDIOS, 1966

País	Empresa	Tarifa oficial	Tipo de tarifa	Precio medio (centavos de dólar el kWh)
Guatemala	INDE	ITAC-1 (mayoristas)	Doble cargo-horas de uso con bloques	1.82
El Salvador	CEL	1.57
Nicaragua	ENALUF	Mayoristas	Horas de uso con bloques	2.44
Costa Rica	ICE	IV	Doble cargo con bloques	1.76
Panamá	CPFL	1.35

Fuente: Información directa de las empresas eléctricas.

Mantener tarifas diferentes, de acuerdo con el lugar de consumo, se explica por el hecho de que dar servicio a consumidores rurales representa un gasto mayor y justifica en consecuencia precios más altos. La uniformidad de precios para todos los consumidores ofrece en cambio la ventaja de facilitar la facturación ante todo, y de aplicar precios uniformes más bajos a los consumidores que por lo general son los de más escasos recursos, haciendo así más asequible este servicio público.

Cuando los consumidores son servidos por una misma empresa eléctrica, no se presentan los problemas que implica una generalización de las tarifas, decisión de política de la empresa, fundamentalmente.

Unificar las tarifas de los países del Istmo, tomando como base las que rigen para las capitales, tendría, aplicando las cifras de 1966, las repercusiones económicas que se especifican a continuación:

Guatemala. Adoptando el precio medio de la EEG (3.28 centavos de dólar/kWh), los ingresos del INDE disminuirían en 182 700 dólares al reducirse el precio de 5.08 (la reducción ya se efectuó prácticamente con las nuevas tarifas vigentes). También se operaría una baja de 11 918 dólares en los ingresos de las empresas mayores de 100 kW (al reducirse 0.10 centavos de dólar el precio medio actual de 3.35), y de 27 426 dólares en los de las empresas menores de 100 kW (al pasar de 4.33 a 3.28) la unificación al precio menor significaría en total una disminución de 222 044 dólares anuales (1.8 por ciento de sus ingresos) para todas las empresas del país.

El Salvador. Adoptándose el precio medio de la CAESS (2.78 centavos de dólar) el resto de las empresas eléctricas de servicio público, cuyo precio medio es de 3.44, dejarían de percibir 694 650 dólares anuales (6.3 por ciento de los ingresos del conjunto de las empresas del país).

Honduras. Los precios medios de la ENEE y los del resto de las empresas del país son muy parecidos en este caso.

Nicaragua. Si se adoptara el precio medio de la ENALUF (3.70 centavos de dólar), tendría que reducirse el de 5.20 de las empresas restantes y ello significaría para ellas una reducción del 5.5 por ciento de sus ingresos anuales (477 450 dólares).

Costa Rica. La implantación del precio medio de la CNFL (1.94 centavos de dólar/kWh) implicaría para el resto de las empresas una rebaja de su precio medio actual (2.05 centavos de dólar por kWh) equivalente al 1.7 por ciento de sus ingresos anuales totales (192 830 dólares).

Panamá. La unificación al precio promedio de la CPFL (3.48 centavos de dólar) implicaría para las demás empresas eléctricas de servicio público --excluida la Zona del Canal-- una disminución de sus precios medios (5.76), y dejarían de percibir 1 385 997 dólares anuales (10 por ciento de los ingresos eléctricos totales).

La estandarización de los niveles de precios de la energía eléctrica, analizada desde el punto de vista del nivel medio actual de cada uno de los países, implicaría en cambio para las empresas con precios por debajo de esos promedios --que son en todos los países las que sirven a los centros de consumo más importantes-- una elevación de los mismos para ser trasladados esos ingresos de más a las empresas que tienen precios más altos al promedio para que puedan reducir sus tarifas. Si la medida pudiera generalizarse, el hecho implicaría en realidad una subvención de los consumidores que reciben la electricidad más barata, por la localización geográfica en que se encuentran, a los consumidores rurales y semiurbanos que tienen que pagarla más cara en la actualidad.

La generalización o información de las tarifas en la forma expuesta implicaría para cada país en definitiva los cambios que figuran a continuación:

Guatemala. Como el precio medio de la energía eléctrica en el país fue de 3.34 centavos de dólar en 1966, la implantación del precio medio significaría para la EEG un incremento de 2 por ciento de su precio de 3.28 centavos de dólar/kWh (de 3.28 a 3.34), y para las demás empresas supondría en los suyos una reducción de 17 por ciento (de 4.03 que perciben a 3.34).

El Salvador. Para la CAESS, que percibe 2.78 centavos de dólar/kWh, la adopción del precio medio (2.96 centavos de dólar/kWh en 1966) significaría un aumento de 6 por ciento. Para el resto de las empresas eléctricas de servicio público (que perciben 3.44/kWh, en promedio) significaría una rebaja de 14 por ciento.

/Honduras

Honduras. El precio medio de la energía (3.40 centavos de dólar/kWh) coincide en este caso prácticamente con el de la ENEE.

Nicaragua. La unificación al precio medio (3.90 centavos de dólar/kWh) en 1966 implicaría para la ENALUF un aumento de 5 por ciento de su precio medio (3.70) y para las demás empresas, un 25 por ciento de reducción en los suyos (5.20).

Costa Rica. La generalización a 1.97 centavos de dólar por kWh, (precio medio de 1966) supondría para la CNFL un aumento de 2 por ciento de su precio medio (1.94) y para el resto de las empresas eléctricas una disminución de 4 por ciento de los suyos (2.05).

Panamá. La equiparación en este país --excluida la Zona del Canal-- donde el precio medio de la energía eléctrica fue en 1966 de 3.87 centavos de dólar por kWh implicaría un aumento de 11 por ciento para la CPFL (cuyo precio fue de 3.48 centavos de dólar/kWh) y para el resto de las empresas eléctricas del país (que percibieron 5.76/kWh en promedio) una reducción de 33 por ciento.

La equiparación resulta de difícil aplicación dentro de cada país por los problemas de compensaciones de ingresos que implicaría. Sería posiblemente más fácil en los casos en que existen dos o tres empresas importantes en el sistema interconectado central para lo cual podrían emplearse dos métodos: i) el de la compensación directa (traspaso de las percepciones en exceso de unas empresas a las percepciones en defecto de las otras), o, ii) el de la compensación (a través de un aumento de los precios de venta de energía al por mayor) en el caso de empresas interconectadas, cuando la empresa vendedora (organismo de electrificación del país) tuviera un precio medio superior al de la otra empresa. Es de señalar, en todo caso, que la aplicación de la política de uniformidad de precios, dentro de cada país, no resultaría muy onerosa para los consumidores urbanos. En el caso extremo de hallaría Panamá, donde tendrán que recargarse un 11 por ciento los precios de los consumidores de las ciudades de Colón y Panamá pero el beneficio que ello supondría para las zonas rurales tendría repercusiones de importancia económica y social considerable.

La adopción de este tipo de política permitiría aprovechar los pequeños aumentos de los niveles de precios de los centros urbanos para proporcionar

una especie de subsidio a las empresas de las zonas de menos desarrollo. Todo ello implica la necesidad de establecer un organismo regulador con autoridad, capaz de imponer una política de esta naturaleza y de asegurar similar productividad para todas las empresas. De no ser así se fomentarían las prácticas improductivas en las empresas de menor tamaño.

3. Potencialidad del consumo en el sector residencial

Como se dijo en páginas anteriores, la demanda derivada de lo que se llama bienestar depende del crecimiento del ingreso personal disponible, del aumento de la población urbana y de una distribución más equitativa del ingreso.^{23/} Sin embargo, las necesidades de energía eléctrica derivadas del aumento del bienestar no se pueden relacionar matemáticamente con el crecimiento económico, por lo menos dentro de ciertos límites. El suministro de energía para este tipo de consumo depende, en la práctica, de decisiones de tipo político, como ocurre con otros servicios urbanos. El problema requiere más bien un estudio de compatibilidad entre inversiones productivas y sociales, frente a una tasa de crecimiento, una política social, un estado más o menos deficitario del suministro de esos servicios y de una determinada cuantía de recursos.

Al analizar la demanda de energía eléctrica para el sector residencial o doméstico, deben distinguirse los propósitos a que se destinan: i) iluminación; ii) calor (cocina, agua, calefacción); o, iii) uso mecánico (radio televisión, refrigeración, limpieza, etc.); estos tres componentes de la demanda del sector doméstico tienen diferentes elasticidades-ingreso y elasticidades-precio: para el primero y el tercero no existen prácticamente sustitutos, pero para el segundo la energía eléctrica compete con otras fuentes de energía como el gas, el fuel-oil, el kerosene, y hasta la leña y el carbón.

No debe olvidarse a este respecto que la intensificación en el ritmo de la electrificación del sector doméstico depende menos de la tasa de incremento del ingreso que del nivel absoluto y del grado de distribución

23/ Informe del Seminario Latinoamericano de Energía Eléctrica, 1961.
Vol. I, Cap. II.

del mismo, principalmente porque la electrificación significa gastos iniciales relativamente considerables con respecto a las disponibilidades pecuniarias de las clases de ingresos bajos y medianos.

El consumo residencial de Centroamérica y Panamá fue en 1966 de apenas 1 520 kWh anuales por consumidor, en promedio, con variaciones importantes entre los extremos (Costa Rica, 2 968 --que duplica el consumo medio de Panamá (1 279 kWh) que le sigue en magnitud-- y El Salvador, 802 kWh). (Véase de nuevo el cuadro 15.) Vale la pena señalar también las diferencias entre los consumos domésticos de empresas similares, por el área que sirven:

a) El INDE, la CEL, el IRHE y el ICE, que dan servicio a comunidades que pueden considerarse fundamentalmente como de tipo rural, los consumos y precios medios fueron en 1966:

Empresa	Consumo medio	Precio medio (centavos de dólar el kWh)
INDE	528	5.50
CEL	306	5.38
IRHE	496	9.49
ICE	1 414	2.45

El precio del ICE --con un consumo casi triple al del resto de las empresas-- no llega ni a la mitad del de las dos empresas que le siguen en importancia. Se comprende que en ese alto consumo se refleja el mayor ingreso per cápita que distingue a Costa Rica entre los demás países de la región, así como la mejor distribución del mismo.

b) Los principales mercados de la EEG, la CAESS, la CPFL y la GPFL son las capitales de los países que sirven. Los consumos medios y los precios por kWh fueron en 1966:

/Empresa

Empresa	Consumo medio (kWh)	Precio medio (centavos de dólar el kWh)
EEG	1 379	4.21
CAESS	1 552	2.62
CPFL	1 497	4.54
CNFL	3 951	1.73

En el cuadro se observan las grandes diferencias que existen dentro de cada país, entre el consumo doméstico urbano y el rural, aparte de las grandes variaciones en consumo y precio entre las empresas de Guatemala, El Salvador y Panamá, por un lado, y la de Costa Rica, por otro, que deben atribuirse a las razones expuestas al explicar las diferencias en el consumo rural.

La población rural del Istmo Centroamericano se encuentra, en general, deficientemente provista de energía eléctrica, aunque en los últimos años las empresas eléctricas, y en especial los organismos nacionales de electrificación, hayan llevado a cabo programas de electrificación rural, por lo general de poca amplitud.

Los problemas con que tropiezan las empresas para la electrificación rural son principalmente de carácter financiero y a ellos se suma la necesidad inmediata de atender la demanda creciente de los centros urbanos, donde ha continuado concentrándose la industria de alto consumo. Para resolver el primer aspecto se requeriría financiación blanda; es decir con bajos intereses, plazos muy largos y que cubriera gastos extranjeros y buena parte de los locales; y, en cuanto al segundo, al hacer mención de las políticas y prácticas de promoción del uso de la electricidad se dió cuenta de la escasa atención que se les ha prestado en la región. Interesaría a los países, y en particular a las empresas eléctricas, que se realizasen estudios tendientes a evaluar el potencial del consumo del sector residencial, para determinar los momentos en que resultaría aconsejable promover dicho consumo.

/Podrían

Podrían llevarlos a cabo las empresas eléctricas, en colaboración con los organismos reguladores de los países, e incluir análisis sobre niveles de consumo de los abonados eléctricos del sector doméstico, sobre los ingresos de dichos abonados, así como sobre usos, costos, etc., de los combustibles sustitutivos de la energía eléctrica.

El grupo de trabajo sobre tarifas podría recomendar la realización de estos estudios, señalar áreas específicas de encuesta y definir aspectos para conocer las posibilidades que realmente ofrece ese sector para incrementar los mercados y disminuir los costos y los precios.

4. Definición de los niveles tarifarios en la pequeña industria y en la artesanía

Las tarifas de las empresas eléctricas del Istmo se han estructurado por lo general en una forma que en vez de favorecer al grupo de consumidores que integra el elemento productivo de la economía del país, le grava con tarifas más altas que las de la mayoría de los otros sectores de consumo. El nivel consumo de la pequeña industria y de la artesanía varía entre 700 y 18 000 kWh mensuales.

Para poder apreciar mejor el problema se anota a continuación, a título de ejemplo el consumo, a diferentes niveles, de dos empresas del Istmo Centroamericano, calculado a un factor de carga del 50 por ciento:

Consumo	Precio medio del kWh a <u>industriales pequeños y artesanía</u>	Precio medio kWh si se le aplicara la <u>tarifa residencial</u>
<u>Empresa A</u>		
700	3.87	2.78
1 800	3.28	2.31
7 200	3.01	2.07
18 000	3.03	2.03
<u>Empresa B</u>		
700	3.97	3.33
1 800	3.10	2.62
7 200	2.93	2.16
18 000	2.03	2.06

En los ejemplos señalados se observa que en la casi totalidad de los casos, a ese tipo de industrial le favorecería más la tarifa residencial.

En otras empresas, las tarifas se hallan estructuradas de una forma que no concede a la pequeña industria ni a la artesanía precios más favorables que a los otros sectores de consumo, pero dan lugar a que los precios medios vayan disminuyendo a medida que aumenta el consumo, con lo cual el precio medio resulta para dichos industriales, en el peor de los casos, igual al del sector doméstico.

De lo que se trataría en definitiva, para cumplir con lo recomendado por el Subcomité Centroamericano de Electrificación y Recursos Hidráulicos,^{24/} sería de que a este tipo de industriales y a las artesanías no se les cobrara la energía con recargos adicionales al costo del servicio, teniendo en cuenta que dichos consumidores significan normalmente una demanda de potencia que no recarga el pico diario de las empresas eléctricas y constituyen además un grupo económico importante del sector industrial. Especialmente en el nivel en que se encuentra el proceso de la integración económica centroamericana, la industria debe ser estimulada en cualquier caso, pero muy especialmente en un sector que da ocupación a mano de obra tan numerosa. Las empresas, de aprobarse esta recomendación, en ningún caso resultarían afectadas en más del 0.5 por ciento de sus ingresos anuales.

5. Armonización regional de las tarifas para industrias de muy alto consumo

La electricidad no representa casi nunca un elemento esencial del costo de los productos manufacturados, a pesar de ser un medio imprescindible para el funcionamiento de la industria, y el factor catalizador capaz de acelerar el desarrollo general y el industrial en particular.

La demanda eléctrica, como factor productivo, depende del volumen de la producción industrial, del grado de electrificación de cada sector y de la estructura de la industria; el nivel de insumo eléctrico es uno de los

^{24/} Véase la resolución 17 (SC.5) de la tercera reunión celebrada en Tegucigalpa, en 1966.

elementos determinantes de la productividad del proceso manufacturero, y la experiencia de los países industrializados demuestra la estrecha relación que existe entre el aumento de la productividad del sector industrial y el incremento del consumo específico de la energía eléctrica.

En el estudio sobre tarifas de 1965, del que deben considerarse complementarias estas páginas, especialmente en lo que se refiere a la armonización tarifaria, se expresa que cualquier proceso de armonización tarifaria, debería restringirse inicialmente al sector industrial y, dentro de éste, a las industrias de muy alto consumo. Para los efectos del análisis se consideran en este caso industrias de muy alto consumo las que tienen demandas no menores de 1 000 kW.

Aparte de haberse considerado con anterioridad los altos niveles generales de precios de la energía eléctrica como un obstáculo para el establecimiento de industrias básicas como las de pulpa y papel, níquel, aluminio, siderurgia, etc., debe tenerse siempre presente la competencia que supone para las empresas eléctricas el autoabastecimiento eléctrico de las empresas, problema, que repete, que reviste suma importancia puesto que, por una parte, limita las posibilidades de las empresas eléctricas del Istmo Centroamericano de contar con instalaciones más grandes que permitirían obtener energía con menores costos y, por otro, perjudica la economía de los países al exigir inversiones mayores, fuertes erogaciones en moneda extranjera e implicar un aumento de los gastos en combustibles importados. (Véase el cuadro 51.)

En 1966 había en el Istmo Centroamericano 15 industrias con una demanda de potencia de más de 1 000 kW; tres de ellas con demandas de entre 2 000 y 2 999 kW; una, de entre 3 000 y 3 999, y otra con una demanda que pasaba de 5 000 kW. (Véase el cuadro 52.)

Para las industrias (8) que consumían entre 1 000 y 1 999 kW de energía, los precios medios por kWh oscilaban entre 1.95 y 2.21 centavos de dólar, excepción hecha de una industria de El Salvador, con un contrato especial nocturno y un factor de carga bajo.

Para las tres industrias cuya demanda varía entre 2 000 y 2 999 kW, los precios medios de la energía eléctrica fueron 1.62, 1.73 y 2.07 centavos de dólar por kWh; en las tres con demandas de entre 3 000 y 3 999 kW,

Cuadro 51
 COSTO DE AUTOABASTECIMIENTO

Demanda	Consumo (Mwh)	Costo planta (miles de dólares)	Capacidad instalada	Costo de operación y mantenimiento (miles de dólares)		Depreciación y rentabilidad (miles de dólares)	Precio medio (centavos de dólar el kWh)
				Fijas	Variables		
500	3 070	97.5	3- 250	5.0	35.6	14.6	1.80
1 000	6 120	187.4	3- 500	7.0	66.3	28.0	1.66
2 000	10 080	312.5	5- 500	10.0	110.9	46.7	1.66
5 000	25 000	750.0	6- 1 000	15.0	277.2	112.1	1.60

Fuente: Estudio de tarifas para sistemas de Oriente y Occidente de Guatemala, 1966, (CEPAL/MEX/66/13).

Cuadro 52

INDUSTRIAS CON DEMANDAS MAYORES DE 1 000 kW, 1966

	Energía anual (MWh)	Precio medio (centavos de dólar el kWh)
<u>Guatemala (EEG)</u>		
4 entre 1 000 y 1 999	25 040	2.11
3 entre 2 000 y 2 999	17 753	1.73
1 de 5 200	25 920	1.70
<u>El Salvador (CAESS)</u>		
1 de 1 690 (11 meses)	8 893	2.19
1 de 1 040 (11 meses)	5 574	2.21
1 de 2 680 (12 meses)	18 017	2.07
1 de 1 424 (12 meses) nocturna	2 106	2.35
<u>Honduras (ENEE)</u>		
1 de 2 280	7 128	1.62
1 de 3 150	10 494	1.40
<u>Costa Rica (ICE)</u>		
1 de 3 680	14 325	1.54
1 de 3 375	14 257	1.45
<u>Panamá (CPFL)</u>		
1 de 1 080	5 089	1.95

Fuentes: Información directa de las empresas eléctricas.

superiores al mismo se verían obligadas a disminuirlos: Guatemala en 10.8, El Salvador en 22.9 y Panamá en 15.4 por ciento, hecho que significaría para las respectivas empresas reducciones en sus ingresos de 137 000, 169 000 y 15 000 dólares respectivamente; en conjunto, 321 000 dólares.

Finalmente, si se comparan los precios actuales y el precio medio señalado (1.65 centavos de dólar por kWh) para las industrias de muy alto consumo, con el posible costo de la energía eléctrica de las centrales que habrán de entrar en servicio en el futuro en el Istmo, el margen en favor de las empresas eléctricas es notable. Los costos medios de producción estimados para esas centrales (tomando en cuenta una rentabilidad del 10 por ciento y una depreciación del 2 por ciento para las hidroeléctricas, y de 3 por ciento para las termoeléctricas y las de transmisión) sería el que sigue:

Nombre	Capacidad (MW)	Centavos de dólar por kWh en subestación distribuidora
<u>Hidroeléctricas</u>		
Jurón-Marinalá	60	1.06
Atitlán	500	1.13
Silencio	252	0.90
Río Lindo	40	0.90
Tapantí	60	0.73
Bayano	100	1.03
<u>Térmicas</u>		
Acajutla No. 3	60	0.93
Managua	40	0.92
Las Minas	40	0.88

Para las termoeléctricas se incluye el costo del combustible y los costos se han estimado como promedio de los primeros cinco años de operación.

fueron de 1.40, 1.45 y 1.54 y, finalmente, para la industria de mayor demanda (5 200 kW) y consumo (26 GWh), el precio medio resultó de 1.70 centavos de dólar por kWh.

Si se comparan los precios antes mencionados con los del cuadro 51 (costos de autoabastecimiento), se puede observar que las industrias con demandas de entre 1 000 y 1 999 kW, están abonando a las empresas eléctricas más de lo que les costaría el autoabastecimiento; que lo mismo les sucede a dos de las tres industrias con consumo de 2 000 a 2 999 kW (sólo para la establecida en Honduras la cantidad es menor de la que le costaría autoabastecerse); que para las otras tres industrias con demandas de entre 3 000 y 3 999 kW establecidas en Honduras y Costa Rica, la relación de precios resulta, en cambio, desfavorable para la posibilidad de autoabastecimiento y que la industria de Guatemala, cuya demanda es de 5 200 kW, paga un precio medio sólo ligeramente superior al que le resultaría de producir su propia energía.

El precio medio del kWh para las 15 industrias analizadas fue en 1966 de 1.81 centavos de dólar. Guatemala se colocó ligeramente por encima del promedio con 1.85, seguida de Panamá (1.95) y de El Salvador (2.19) y por debajo del promedio se hallaban Honduras y Costa Rica (con 1.49 y 1.50 centavos de dólar, respectivamente).

En el caso de que se pretendiese establecer la equiparación de las tarifas eléctricas para este grupo de 15 industrias, adoptar el precio menor --que corresponde a Honduras-- como base de la misma, significaría una reducción de ingresos para la región equivalente a 500 000 dólares al año. La merma de los ingresos para Guatemala sería de 247 000 dólares, al reducir sus precios en un 19.5 por ciento; la de los de El Salvador, de 225 000 dólares, al reducirlos en un 30.4 por ciento; para Costa Rica sólo sería de 3 000 dólares y la reducción sería de 23 000 dólares para Panamá al reducir sus ingresos en un 23.6 por ciento.

Si para la equiparación se tomara como base el precio medio resultante del autoabastecimiento (1.65 centavos de dólar por kWh), los países cuyos precios de venta de energía a las industrias de alto consumo son

VI. RECOMENDACIONES

1. El objetivo fundamental de la regulación eléctrica, de los programas de electrificación de los organismos nacionales, y de las empresas eléctricas en general, debe ser procurar que los precios medios de la electricidad resulten lo más bajos posible en todos los países del Istmo. Para alcanzar ese objetivo básico se requiere:

a) Financiamiento apropiado para realizar mejoras y expansiones del sistema eléctrico. Con ese propósito será preciso: i) obtener préstamos de capital de las fuentes de financiamiento en las mejores condiciones; ii) financiamiento parcial para los gastos locales que demande la expansión del sistema eléctrico, bien en fuentes foráneas o bien en los mercados nacionales, mediante la emisión de bonos u otros medios; iii) planes financieros a largo plazo sobre los programas de desarrollo concebidos en forma que la financiación de inversiones no consista en una utilización esporádica de recursos para financiar un proyecto aislado sino en una política de inversión planificada para un período determinado; iv) considerar la rentabilidad como una fuente de fondos para las necesidades de expansión, sin olvidar que el autofinanciamiento exagerado, en vez de favorecer el uso generalizado de la electricidad, fomenta el autoabastecimiento eléctrico de las empresas, con el perjuicio consiguiente para las compañías de electricidad y para la economía de los países.

b) Desarrollo de los mercados. Difundir ampliamente los beneficios de la electricidad y la conveniencia de utilizarla en todos los sectores de consumo, extensiva e intensivamente, para conseguir el máximo aprovechamiento de las instalaciones eléctricas de servicio público. La electrificación rural debería fomentarse tomando en cuenta la experiencia de la región en materia de costos y financiamiento. También deberán ser objeto de análisis los factores que dificultan el desarrollo de los mercados: cuotas mínimas, costos y financiamiento de las instalaciones internas del consumidor, ingreso familiar, etc.

c) Niveles de gastos de operación y costos de capital. Es decir, mejorar la productividad de las empresas eléctricas de servicio público para reducir los gastos de operación y los costos de capital por unidad producida o vendida.

/d) Selección

d) Selección de las inversiones eléctricas. Aplicar los métodos y criterios más apropiados para la selección de las obras eléctricas --planeamiento adecuado de los sistemas eléctricos-- teniendo presente tanto las ventajas para las empresas eléctricas como para los consumidores y para el país en general, para conseguir de las inversiones los mayores beneficios al lograr el mejor uso posible de los recursos naturales y financieros.

2. Gestionar financiamientos para el sector de energía eléctrica --favorables en cuanto a plazos, intereses, períodos de gracia, etc.--, especialmente del Banco Centroamericano de Integración Económica (BCIE), el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) y el Banco Internacional de Reconstrucción y Fomento (BIRF), y que dichos financiamientos puedan destinarse en parte a cubrir gastos locales de los proyectos.

3. Establecer, en todos los países del Istmo donde no existan, los organismos que requiere la regulación de la industria eléctrica. Dichos organismos, bien sean autónomos o bien formen parte de los institutos de electrificación, deberán disponer de los medios legales, técnicos y económicos que necesitan para cumplir con la función que les está encomendada.

Deberá proporcionarse a los funcionarios encargados de la regulación el conocimiento técnico más amplio sobre la materia y podría recomendarse, con este propósito, que el Instituto Centroamericano de Administración Pública (ICAP) establezca cursos sobre contabilidad y finanzas, instalaciones técnicas, aspectos legales, etc., referentes a la electrificación.

Los organismos de regulación deberán tomar las medidas más convenientes para que su intervención, sobre todo lo que se refiera a la industria eléctrica --niveles de precios, base tarifaria y estructuras, control operacional y administrativo, programas de inversiones y su financiamiento, extensiones de servicio y niveles, y distribución de gastos-- resulte efectiva.

4. La rentabilidad, además de elemento importante del costo de la energía eléctrica, es factor indispensable del financiamiento del desarrollo eléctrico y la fuente de retribución del capital en las empresas de capital privado. Podría recomendarse, en consecuencia, que las disposiciones que regulan el servicio eléctrico de cada país y de la región se unificaran

/en los

9. La política que se adopte en materia de estructura tarifaria tiene especial significación por las repercusiones que pueda ocasionar una distribución adecuada de la carga financiera entre los diversos sectores de consumo, que además de ser justa para el consumidor implique la ampliación del consumo de energía tanto en extensión como en volumen.

Los pliegos tarifarios deben ser sencillos y de fácil aplicación por ese motivo. La labor a realizar en este campo por los organismos encargados de la regulación eléctrica o, en su caso, por los institutos de electrificación nacional es inmensa. Sería de recomendar que, siguiendo el ejemplo de El Salvador, los países iniciaran sistemáticamente la tarea de normalizar las estructuras tarifarias de las diferentes empresas de servicio público eléctrico, teniendo presente, hasta donde sea posible, criterios de aplicación regional.

10. En términos generales, las tarifas que aplican las empresas eléctricas del Istmo Centroamericano difieren considerablemente para los diversos sectores de consumo, tanto en sus estructuras como en los niveles de precios. Se parecen a las tarifas que las principales empresas aplican al sector residencial, pero incluso en ese caso son de mayor significación las diferencias de precios. En los sectores comercial e industrial menor, las tarifas son, en cambio, totalmente diferentes y en el sector industrial mayor las 10 empresas eléctricas principales de la región aplican dos tipos de tarifas distintos.

No se puede pensar que a corto plazo se opere en el Istmo Centroamericano una armonización de tarifas --en su estructura y en sus niveles de precios-- pero las empresas eléctricas y los organismos de regulación podrían emprender la tarea de implantar tarifas eléctricas de estructura semejante y moderna que resultaran de aplicación sencilla y justa para los usuarios. Al respecto, cabría señalar especial importancia a que dichas estructuras fueran idénticas para todos los consumidores de las mismas características de consumo.

11. Al analizarse las tarifas de las empresas eléctricas del Istmo Centroamericano, se observaron en cinco de los países notables diferencias entre las que aplican las diversas empresas de servicio público eléctrico;

/algunas de

algunas de las más importantes aplican, además, tarifas diferentes en zonas distintas. Esta situación contradice el deseo de que el servicio eléctrico se utilice por el mayor número posible de habitantes de los países y el propósito de impedir el autoabastecimiento. Convendría, en consecuencia, revisar las tarifas de todos esos países para lograr, en lo posible, la armonización de sus niveles de precios y de sus estructuras tarifarias a nivel nacional. Será interés de los organismos de regulación revisar de vez en cuando, por propia iniciativa, las tarifas eléctricas implantadas para determinar niveles o sugerir modificaciones que justificasen los cambios microeconómicos o macroeconómicos que hubieran podido producirse en el país.

12. Uno de los sectores más importantes del consumo eléctrico es el residencial o doméstico; sin embargo, salvo en un país del Istmo Centroamericano, el consumo por habitante y por consumidor es relativamente bajo. El ingreso que genera este sector puede tener gran importancia para la economía de las empresas y podría permitirles disminuir los niveles de precios en general; uno de los objetivos que se persiguen en los planes de electrificación de todos los países de Centroamérica y Panamá, consiste además en llevar la electricidad al mayor número de habitantes. Los factores que afectan al consumo doméstico son de varias clases (ingreso, costo de la electricidad, inversión inicial por abonado, empleo de otros elementos energéticos, etc.), por eso deben ser estudiados por las empresas eléctricas y por los organismos de regulación para llegar a conclusiones que permitan elevar el consumo de dicho sector.^{26/}

13. Las tarifas eléctricas que se aplican actualmente a la pequeña industria y a la artesanía resultan altas, en términos generales, comparativamente con las de otros sectores; suelen aplicárseles tarifas iguales a las del sector comercial, o tarifas de fuerza motriz a voltaje secundario. La pequeña industria y la artesanía, tan difundidas en el Istmo Centroamericano, prestan valiosa aportación a las economías nacionales, especialmente por el alto nivel de ocupación que las caracteriza. Por su nivel relativo

^{26/} Véase al respecto el punto 3 de este capítulo.

de consumo no pueden autoabastecerse y por la forma de consumir la electricidad no agravan los problemas de demanda máxima (pico) de las empresas eléctricas. Parece justificarse ampliamente, por esas razones, una revisión de las tarifas que las empresas eléctricas aplican a estos consumidores.

14. Las industrias de alto consumo (demanda superior a 1 000 kW) requieren precios bajos de la electricidad por estar en posibilidad de autoabastecerse cuando los precios de las empresas eléctricas de servicio público no les satisfacen.^{27/} El autoabastecimiento se considera inconveniente para la economía del país, para las empresas que proporcionan el servicio eléctrico y, en definitiva, para todos los consumidores de electricidad. Podría recomendarse, en consecuencia, que se analice la posibilidad de revisar las tarifas eléctricas para las industrias de alto consumo teniendo en cuenta el costo de autoabastecimiento, y considerando que los costos de producción de las expansiones eléctricas previstas permitirían hacer los reajustes necesarios.

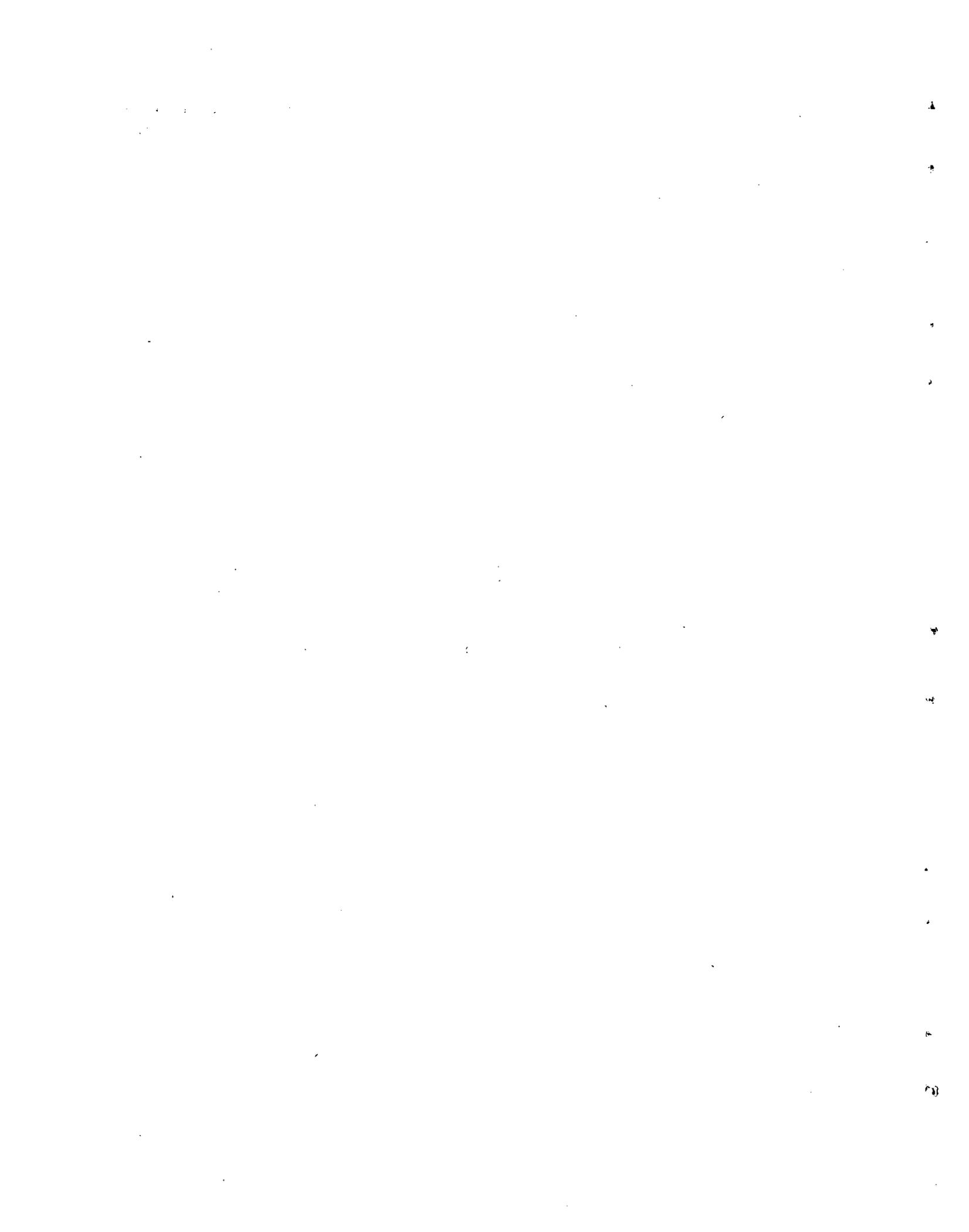
También cabría recomendar que las tarifas de fuerza motriz con demanda de potencia importante incluyeran un ajuste por factor de potencia, para que cuando bajara de ciertos límites (por ejemplo de 80 u 85 por ciento) se aplicara un cargo suficiente para atender el costo de la corrección del factor potencia que se precisara. De esta manera, la corrección del factor de potencia contribuiría al mejoramiento del funcionamiento de los sistemas eléctricos de las empresas.

15. Como las interconexiones nacionales han originado en la región muchos casos de sistemas eléctricos que operan en paralelo, y para ello suelen requerirse contratos, podría ser objeto de estudio para el grupo de trabajo de tarifas el análisis de las condiciones que se consideren más adecuadas para este tipo de contratos.

^{27/} Algunas políticas de promoción industrial fomentan indirectamente el autoabastecimiento al otorgar exenciones para centrales de generación para industrias nuevas.

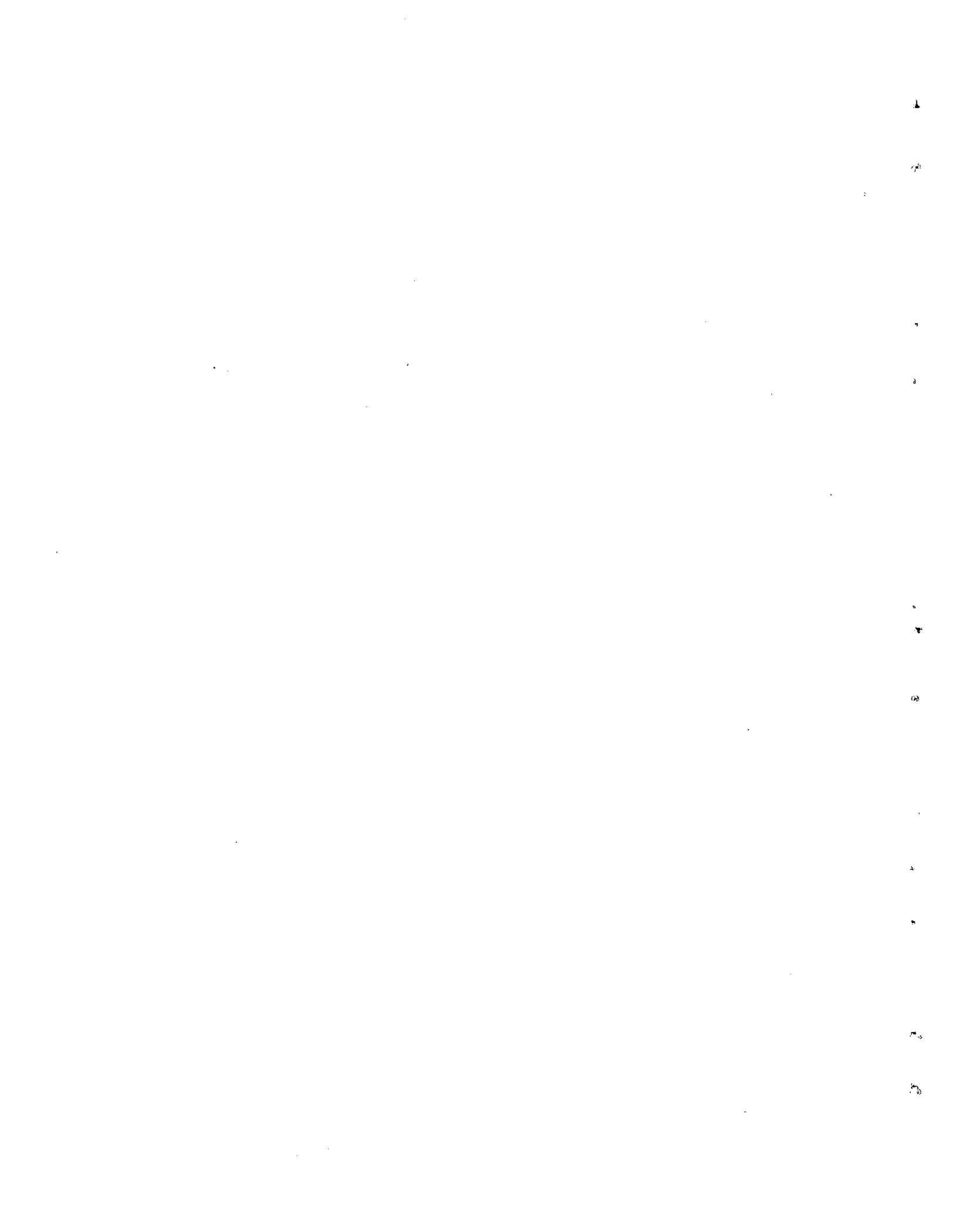
Anexo A

PREGUNTAS Y RESPUESTAS DE LOS ORGANISMOS DE REGULACION Y PRINCIPALES
EMPRESAS ELECTRICAS PARA EL ANALISIS Y PERSPECTIVAS DE
UNIFORMAR LAS POLITICAS TARIFARIAS DEL SECTOR
ELECTRICO EN EL ISTMO CENTROAMERICANO



Primera Parte

PREGUNTAS Y RESPUESTAS DE LOS ORGANISMOS DE REGULACION



PREGUNTAS

1. ¿Qué disposiciones existen en leyes o reglamentos de tipo general, en materia de rentabilidad para las empresas eléctricas de su país?
2. Sobre este mismo aspecto de rentabilidad ¿cuáles son los criterios o disposiciones concretas que ese organismo ha empleado en la fijación de la tarifa?

RESPUESTAS

Guatemala

1. En materia de rentabilidad para empresas eléctricas no hay disposiciones en las leyes y reglamentos de tipo general ni particular.
Nota: a) A la Empresa Eléctrica del Puerto de San José (Selle), bajo los términos del convenio con las municipalidades, está limitada a obtener una ganancia de 20 por ciento sobre el capital invertido.^{1/} b) Empresa Eléctrica de Guatemala, S.A., en su contrato-ley se estipula un máximo en el nivel de precios de la tarifa.
2. No hay organismo efectivo de regulación en este país.^{2/}

1/ Página 43, Informe electrificación y riego, volumen II, Acres.

2/ En las oportunidades en que el INDE ha elaborado tarifas para empresas eléctricas municipales (Jalapa, San Pedro Pisula y Malacatán), ha seguido el criterio de calcular la rentabilidad a base de un 10 por ciento sobre la inversión neta inmovilizada.

El Salvador

1. En la Ley de Servicios Eléctricos de El Salvador se establece, en su artículo 17, que el porcentaje de utilidad neta a repartir entre las personas que participan en el negocio, puede ser hasta del 8 por ciento anual de la propiedad, según las reglas contenidas en el artículo 18 de esa misma ley. Si sobrepasara el 8 por ciento la Inspección propondrá al Poder Ejecutivo la rebaja de las tarifas, emitiendo informe razonado.

Nota: En el caso de la CAESS con contrato-concesión, se modificó su contrato para incluir la limitación del 8 por ciento anual de rentabilidad, sobre la valuación justa de la propiedad y de manera que los ajustes en tarifas se harán únicamente cuando sobrevenga un desequilibrio brusco o cuando se mantenga el alza o baja, en relación con el 8 por ciento señalado, por más de un tiempo razonable siendo la intención que se mantenga una utilidad promedio neta del 8 por ciento anual.

2. Cada año el Ministerio de Economía ordena a la Inspección de Sociedades Mercantiles y Sindicatos, que revise las cuentas de cada empresa eléctrica a fin de establecer el porcentaje de utilidad que obtuvo durante sus operaciones del año anterior. Cuando la utilidad se excede del 8 por ciento, se procede por parte de la Inspección General de Servicios Eléctricos, a la respectiva rebaja en un monto equivalente al exceso resultante.

Honduras

1. No existe ninguna ley ni reglamento de tipo general, que establezca disposiciones en materia de rentabilidad.
2. No hay organismo de regulación en este país.

/Nicaragua

Nicaragua

1. Se permiten tres clases de utilidades:
 - a) Utilidad comercial ordinaria, calculada en un porcentaje anual sobre las inversiones, que sea similar al obtenido por empresas de igual riesgo en el país. Se considera normal el 12 por ciento anual.
 - b) Utilidad comercial extraordinaria, que será permitida en concesiones que comprendan generación y cuyas ventas anuales no excedan de 5 millones de kilovatios-hora. Oscilará entre 0 y 5 por ciento de las inversiones del concesionario, en proporción inversa a las ventas totales de energía.
 - c) Una utilidad suplementaria variable que será fijada anualmente por la Comisión, teniendo en consideración los proyectos de expansión y mejora de cada empresa.

2. Procurar que las tarifas aseguren una utilidad anual mínima del 12 por ciento, sobre las inversiones. Cuando las utilidades anuales obtenidas sobrepasan con mucho los porcentajes permitidos, se baja la tarifa o tarifas hasta un punto que cubra las utilidades mencionadas en el punto 1, anterior.

Costa Rica

1. Según el artículo 51 de la Ley del Servicio Nacional de Electricidad, la Junta procurará que las tarifas, precios y condiciones que se aplican a los servicios de energía sean los más favorables para el público consumidor dentro del principio del servicio al costo que se tratará de establecer hasta donde fuere posible, permitiendo al capital invertido apenas un rédito anual justo.

Nota: En el caso de la CNFL, principal empresa distribuidora de energía eléctrica, se estipuló en su contrato-ley que dentro de sus costos incluiría un 10 por ciento sobre el promedio del capital neto invertido durante el período en el negocio

/eléctrico.

eléctrico. El cálculo del promedio del capital neto invertido se hace así: a) promedio capital fijo bruto sobre libros; b) más el 3 1/2 por ciento de la partida anterior como capital de trabajo; c) más los déficits tarifarios, en que se tomó en cuenta la utilidad del 10 por ciento; d) menos el promedio del saldo de la reserva de depreciación; y, e) menos el promedio del valor nominal de las obligaciones en que se pagan intereses.

En el caso de algunas empresas estatales su ley de creación determina que el Servicio Nacional de Electricidad le otorgará un rédito justo que sirva para el mejoramiento o extensión de sus instalaciones.

2. Aparte de las ya mencionadas (véase punto 1) en leyes específicas, que son acatadas por el Servicio Nacional de Electricidad, existen otras fijaciones particulares, por medio de resoluciones del Servicio.

Nota: Ejemplo de algunas resoluciones sobre rentabilidad: i) ICE, mínimo 7 1/2 y máximo 10 por ciento sobre el activo fijo neto; no se producirán variaciones tarifarias si se obtienen los fondos requeridos para cumplir con el programa de electrificación; ii) JASEMH, 4 por ciento sobre el capital líquido que muestre el Balance de Situación al comienzo del ejercicio económico de que se trate; iii) JASEC, 10 por ciento máximo como promedio de los años 1964-68, sobre los activos fijos netos; iv) JASEMA, 10 por ciento máximo sobre activo fijo neto, a juicio del SNE, según las necesidades de inversión y pago de obligaciones. CASSA, 13 por ciento sobre capital tarifario (activo fijo bruto, menos depreciación acumulada, menos pasivo fijo, más capital de trabajo calculado en un 3 1/2 por ciento del capital fijo).

Panamá

1. Según la Ley sobre la Industria Eléctrica, el porcentaje autorizado de ganancia sobre el capital neto invertido en servicio eléctrico público, después de pagado el impuesto de la renta, guardará relación con el porcentaje de capital de préstamo, bonos o acciones preferidos con que opera el concesionario y se ajustará a la siguiente tabla, según la categoría de la empresa:

Porcentaje de capital en bonos, acciones preferidas y préstamos	Porcentaje		
	Primera categoría	Segunda categoría	Tercera categoría
15 o menos	9.50	10.00	10.50
De 15.1 hasta 30	9.25	9.75	10.10
Desde 30.1 hasta 50	9.00	9.50	10.00
Más de 50	8.75	9.25	9.75

El capital de una empresa no podrá rebasar el 50 por ciento en bonos ni más de un total de 62 por ciento entre bonos, acciones preferidas o préstamos.

Para calcular la suma total autorizada en concepto de ganancia sobre el capital neto invertido se rebajará o agregará, según sea el caso, el saldo acreedor o deudas de la "cuenta de estabilización".

Se entiende por capital neto invertido el valor de los bienes incorporados a la concesión (bienes muebles e inmuebles destinados al negocio, intereses y comisiones correspondientes a la financiación de las instalaciones, activo intangible con un máximo del 10 por ciento de los bienes muebles e inmuebles y capital de trabajo calculado en tres meses el promedio de la venta mensual de energía) menos la depreciación acumulada.

La "Cuenta de Estabilización" es donde se llena la diferencia entre los ingresos anuales y los gastos, incluyendo la depreciación anual como un gasto. A esta cuenta entrará, también cada año, el monto de ingreso autorizado correspondiente, según tabla anterior, a fin de

/establecer

establecer la diferencia entre ambos renglones. El saldo deudor o acreedor de la "Cuenta Estabilización", servirá para establecer un "coeficiente de ajuste" por kilovatio-hora, en la forma de una cifra de seis puntos decimales, que se determinará con relación al monto total de la energía entregada durante el año anterior y que también se hará figurar al final de la "Cuenta Estabilización".

La aplicación del "coeficiente de ajuste" se efectuará así: i) no se aplicará cuando su importe resulte inferior a 0.0005 balboas por kWh; ii) si el "coeficiente de ajuste" comprende a un exceso de utilidades se rebajará su importe del factor o factores de ajuste que por mayor o menor costo del combustible o de la energía comprada a terceros se hará figurar en las tarifas y cuando corresponda a un déficit en el rendimiento se sumará al del referido factor o factores de manera que se aplicarán en conjunto; iii) las fracciones de centavo que resulten en relación con el importe total de las facturas se completarán hasta el centavo más próximo, si resulta exactamente medio centavo se hará caso omiso de dicha fracción; y, iv) el coeficiente de ajuste se aplicará a partir del día 10. del tercer mes siguiente al final de cada año fiscal a toda facturación posterior y durante los doce meses subsiguientes.

Las empresas se subdividen en tres categorías: primera categoría, aquellas empresas cuya renta anual exceda de 25 millones de kWh; segunda categoría, aquellas cuya renta anual pase de 15 millones de kWh, pero sin exceder de 25 millones; y, tercera categoría, las empresas cuyas ventas anuales no excedan de 15 millones de kWh.

2. No hubo respuesta del organismo regulador de Panamá.

PREGUNTAS

3. ¿Qué establecen las leyes y reglamentos de su país, en materia eléctrica, sobre procedimientos, porcentajes, métodos, etc., de depreciación que deban aplicar las empresas eléctricas?
4. Sobre este mismo aspecto de depreciación, ¿cuáles son los criterios o disposiciones concretos que ese organismo ha empleado en la fijación de las tarifas de energía eléctrica?

RESPUESTAS

Guatemala

3. Las leyes y reglamentos del país, en materia eléctrica, no establecen procedimientos, porcentajes, métodos, etc., de depreciación, que deban aplicar las empresas eléctricas.
4. No hay en el país organismo de regulación que esté ejerciendo efectivamente dichas funciones.^{3/}

El Salvador

3. La ley salvadoreña, para las empresas eléctricas, no establece ninguna clase de procedimientos, porcentajes, métodos, etc., de depreciación, que deban aplicar las empresas eléctricas.
4. Ninguno. Se ha considerado justo aceptar como porcentaje máximo anual de depreciación un 5 por ciento. Normalmente las empresas reducen ese porcentaje en un 2 a 3 por ciento.

3/ El INDE en las oportunidades que ha tenido de elaborar tarifas, ha aplicado el método de línea recta y de acuerdo con la vida útil estimada del activo.

Honduras

3. Con excepción de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), las demás empresas eléctricas privadas deben regirse por la "tabla de porcentajes de depreciación, amortización", de la Dirección General de la Tributación Directa - Impuesto de la Renta.
4. No hay en el país organismo de regulación del servicio eléctrico.

Nicaragua

3. Sólo existe "acuerdo" de la Dirección del Impuesto sobre la Renta, fijando porcentajes de depreciación y amortización, pero dichas tablas son generales y no cubren plantas eléctricas y accesorios.
4. La Comisión Nacional de Energía ha preparado una tabla de depreciación para los activos de las empresas eléctricas. Además de considerar la depreciación como un gasto en la fijación de la tarifa. Se acompaña tabla aprobada en 1961.

Costa Rica

3. No hay disposiciones al respecto en leyes de tipo general. En el Reglamento General del SNE, dice que el servicio fijará los porcentajes de depreciación.
4. No ha tenido el Servicio criterios que se apliquen en general a las empresas eléctricas, sobre depreciación.

Nota: En el caso de la CNFL, que tiene un contrato-ley, sobre depreciación se establece lo siguiente: una suma anual para la reserva de retiros y depreciación de propiedades eléctricas, determinada sobre el promedio a que ascienda el capital fijo bruto (activo fijo bruto) correspondiente al negocio eléctrico, durante dicho período, según los libros de la compañía, con los siguientes porcentajes: 2 1/2 por ciento cuando la reserva no

/sea mayor

sea mayor del 15 por ciento; 2.4 por ciento cuando la reserva sea mayor del 15 pero no mayor del 18 por ciento; 2.3 por ciento cuando la reserva sea mayor del 18 pero no mayor del 21 por ciento; 2.2 por ciento cuando la reserva sea mayor del 21 por ciento, pero no mayor del 24 por ciento; 2 por ciento cuando la reserva sea mayor del 24 por ciento pero menor al 30 por ciento; y cuando la reserva sea 30 por ciento o más del promedio de dicho capital fijo bruto, la apropiación anual será la cantidad necesaria para mantener dicha reserva en 30 por ciento, de dicho capital fijo bruto.

En el caso del ICE, la institución aplica los porcentajes que juzga convenientes para cada tipo de activos, que el Servicio Nacional de Electricidad no ha objetado.

En diversas resoluciones el Servicio Nacional de Electricidad fijando tarifas, se han establecido las siguientes limitaciones: para JASEMH y JASEMA, 2.5 por ciento sobre el activo fijo que muestre el Balance de Situación al finalizar el ejercicio económico de que se trate, con un máximo hasta alcanzar el 30 por ciento la Reserva de Depreciación del activo fijo. Para JASEC, 3 por ciento anual en redes de distribución y equipo de subestaciones, 5 por ciento anual en terrenos y derechos sobre terrenos, 10 por ciento anual en equipo de laboratorio, herramientas, mobiliario y equipo de oficina y 15 por ciento en equipo de transporte.

Panamá

3. De acuerdo con la ley y su reglamento, las empresas eléctricas deben crear la Reserva de Depreciación, destinada a reintegrar los capitales invertidos por el concesionario en bienes percederos, ya por desgaste, ya como resultado de adelantos técnicos, ya por el crecimiento mismo de la demanda eléctrica. Se forma con la dotación anual, calculada a base de los años de vida útil de los elementos que constituyen los

/bienes

bienes depreciables, incorporados a la concesión. La dotación anual que cada concesionario haga a la Reserva de Depreciación deberá tener la aprobación de la Comisión (organismo regulador) y no podrá superar en conjunto, lo que indique la práctica de la industria eléctrica para empresas comparables en tamaño y tipo de generación.

Se respetarán los contratos que existan en relación con emisión de bonos, si tales contratos establecen el monto de la dotación anual de depreciación.

El concesionario deberá invertir anualmente en ampliaciones de su servicio o de un aumento del capital de trabajo o ambas cosas, una suma equivalente al 25 por ciento por lo menos, de las ganancias netas susceptibles de reparto como dividendo entre las acciones comunes, más el importe de la dotación anual de depreciación del año anterior, después de haberse hecho los reembolsos necesarios para la amortización de bonos y otros capitales crediticios, cuyo monto hubiera utilizado el concesionario para la adquisición de bienes incorporados en la concesión.

4. No hubo respuesta del organismo regulador.

PREGUNTA

5. En las leyes o reglamentos vigentes en su país, sobre regulación de empresas eléctricas ¿existen disposiciones sobre la forma de estructurar las tarifas eléctricas, o qué criterios ha seguido ese organismo regulador en casos específicos?

RESPUESTAS

Guatemala

5. En las leyes y reglamentos sobre regulación de empresas eléctricas, no existen disposiciones sobre la forma de estructurar las tarifas eléctricas.

El Salvador

5. No existen disposiciones sobre la forma de estructurar las tarifas, pero a partir de 1961 se ha seguido el criterio siguiente:
- a) Como consecuencia del análisis que hace la Inspección de Sociedades Mercantiles y Sindicatos (véase punto 2), si la utilidad obtenida fuera mayor del 8 por ciento anual se calcula el monto del exceso cuya cantidad se distribuirá en la disminución de aquella tarifa cuya rebaja beneficie a un mayor sector de consumidores. Generalmente se escoge la tarifa residencial por el sector mayor, pero siempre que haya una desproporción respecto a tarifas similares de otras compañías.
 - b) Para la rebaja de tarifas la Inspección General de Servicios Eléctricos procede a elaborar los cuadros de consumo con datos obtenidos en la propia empresa, clasificando a los usuarios de acuerdo con los bloques que establece la respectiva tarifa, haciéndose los cálculos con el precio actual y el propuesto que establece el monto de la rebaja que no debe ser menor que el exceso obtenido.
 - c) La Inspección procura mantener niveles similares en las tarifas de todas las empresas del país, excepto la CAESS, que tiene un precio promedio menor que las otras empresas eléctricas.

/Honduras

Honduras

5. No existe ley o reglamento especial sobre regulación de empresas eléctricas. No existe un organismo regulador que dicte criterios sobre tarifas.

Nicaragua

5. La Comisión Nacional de Energía ha seguido el criterio de que las tarifas sean promocionales y aseguren un bajo costo a los consumidores importantes.

Costa Rica

5. La ley y reglamentos no incluyen disposiciones para la estructuración tarifaria. Con base en el principio de servicio al costo, normalmente se trata de dividir los costos en fijos y variables, repartiendo los primeros en proporción a la potencia demandada y los segundos a la energía. No hay criterios definidos sobre la repartición de los costos.

Panamá

5. El reglamento general de servicios eléctricos dispone que para los efectos de las tarifas, los tipos de consumo se clasifiquen en las siguientes categorías de consumo:
 - a) alumbrado público
 - b) doméstico
 - c) industrial
 - d) comercial

Dentro de cada categoría, con excepción de la a), la Comisión podrá establecer diferentes tipos de tarifas, que tengan en cuenta las características de utilización de la energía y/o la capacidad económica del consumidor.

PREGUNTAS

6. ¿Cuáles son las diferentes tarifas eléctricas en las empresas eléctricas de su país, vigentes?
7. ¿En opinión de ese organismo, existen obstáculos de tipo legal para establecer en su país normas generales para las empresas eléctricas, con respecto a las tarifas?

RESPUESTAS

Guatemala

6. Acompañaron lista parcial.
7. Se opina que no existen obstáculos de tipo legal para establecer normas tarifarias generales para las empresas eléctricas.

El Salvador

6. Acompañaron lista de las principales compañías, con sus tarifas.
7. No hay obstáculo, ya se han igualado términos y condiciones en casi todas las empresas como normas generales.

Honduras

6. Acompañan lista, tarifas de las principales empresas eléctricas.
7. No hubo contestación.

Nicaragua

6. Enviaron lista y tarifas.
7. No hay obstáculos de tipo legal.

Costa Rica

6. Enviaron lista y tarifas.
7. No existe ningún obstáculo legal para el establecimiento en el país de normas generales, con respecto a tarifas, siempre y cuando se respete el principio de servicio al costo.

Panamá

6. No enviaron esta documentación.
7. No hubo contestación.

/PREGUNTA

PREGUNTA

8. ¿Que disposiciones ha emitido ese organismo con respecto a extensiones y servicios a nuevos abonados?

RESPUESTAS

Guatemala

8. Ninguna disposición de tipo general se ha emitido para extensiones y servicios a nuevos abonados.

El Salvador

8. Según el artículo 24 del Reglamento de la Ley de Servicios Eléctricos, las empresas eléctricas estarán en general obligadas a suministrar los nuevos servicios que sean solicitados. Cuando la prestación del nuevo servicio realice extensiones de líneas, se observarán las siguientes reglas:

a) Cuando el punto de entrega al consumidor o consumidores se encuentre a no más de 80 metros de las líneas de distribución secundaria, en el caso de servicios por medidor, y, a no más de 40 metros, si se trata de servicios a tarifa fija, las empresas estarán obligadas a efectuar dichas extensiones y a prestar los servicios, conforme a las tarifas que rijan para cada clase de servicio, sin que el interesado o interesados tengan que pagar costo alguno ni hacer ningún depósito.

b) Cuando el punto de entrega al consumidor se encuentra a distancias mayores que las especificadas en el literal a), las empresas están obligadas a extender sus propias redes de distribución, a mantenerlas y a proporcionar nuevos servicios conforme a las siguientes reglas: i) si la estimación razonable del costo inicial, incluyendo todas las posibles erogaciones, fuera igual o menor que el ingreso bruto de dos años, calculado sobre la base del ingreso mensual del trigesimosexto mes, contado a partir de la fecha de iniciación del nuevo servicio, que la empresa razonablemente estime percibir del consumidor o consumidores de dicha extensión, la empresa estará obligada a hacer la extensión sin costo para los futuros abonados; ii) si la estimación razonable del

/costo total

costo total inicial de las obras fuere mayor que el ingreso bruto de dos años razonablemente estimado por la empresa, ésta estará obligada a hacer la extensión y a proporcionar nuevos servicios, siempre que el consumidor o consumidores entreguen a la empresa, en calidad de depósito, una cantidad equivalente a la diferencia así estimada. En este caso, la empresa deberá hacer durante el trigésimonono mes, contado a partir de la iniciación del servicio, un estudio de sus resultados. Para ese fin se tomará el promedio mensual de los ingresos brutos percibidos por la empresa, de todos los consumidores servidos por dicha extensión, durante los cinco meses del trigésimo cuarto al trigésimo octavo, el cual se multiplicará por 24 hasta obtener el ingreso bruto de dos años calculado sobre la base del ingreso mensual del trigésimo sexto mes. Si el ingreso bruto de dos años así calculado fuese igual o mayor al costo inicial de las obras, debidamente verificado, la empresa devolverá el importe del depósito al consumidor o consumidores, con intereses simples del 5 por ciento anual desde la fecha de su constitución. Si el ingreso bruto de dos años así calculado fuese menor que el costo total inicial de las obras pero mayor que el ingreso bruto de dos años estimado originalmente por la empresa, ésta retendrá en propiedad la parte del depósito constituido equivalente a la diferencia entre el ingreso bruto de dos años calculado en la forma dicha y el estimado originalmente, debiendo la empresa devolver a los consumidores afectados la parte sobrante de su depósito, con intereses simples del 5 por ciento anual. Si el ingreso bruto de dos años calculado en la forma expresada, es igual o inferior al ingreso bruto de dos años estimado originalmente por la empresa, ésta retendrá en su totalidad el depósito constituido. En todo caso, después de practicarse la liquidación del depósito conforme las reglamentaciones, y hechas las devoluciones a que hubiere lugar, la línea continuará siendo propiedad de la empresa. La empresa podrá hacer anticipadamente la devolución parcial o total del depósito constituido, con intereses simples del 5 por ciento anual hasta la fecha de devolución, si así lo deseara la empresa.

/Todo lo

Todo lo relativo a los depósitos, su obligatoriedad, duración y condiciones para su devolución, deberá quedar expresado en el contrato de los servicios que al efecto formalizarán obligatoriamente la empresa y el o los consumidores interesados en la extensión. La partes no podrán modificar las reglas establecidas en este artículo, salvo en el caso de que la modificación otorgue condiciones más favorables a los consumidores.

La Inspección General de Servicios eléctricos, teniendo en mente los intereses generales del público consumidor, velará por el fiel cumplimiento de las anteriores disposiciones.

Honduras

8. No hay leyes, ni procedimientos de regulación de empresas eléctricas.

Nicaragua

8. Que el concesionario debe prestar servicio a todo el que lo solicite dentro de la zona fijada en el contrato de concesión, salvo que existan impedimentos de orden técnico y económico.

Costa Rica

8. De acuerdo con el Reglamento General de Servicios Eléctricos, la extensión de líneas se hará así: La empresa está obligada a prestar servicio a solicitud de cualquier interesado, aun cuando el sitio esté fuera del área de distribución, si el solicitante efectúa el aporte de dinero calculado de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$A = \frac{E - R \cdot RG - DE}{F}$$

A = Aporte del interesado

E = Costo total de la extensión

R = Recaudación anual estimada

G = Razón de operación anual, o sea la proporción del ingreso total de la empresa que se reinvierte en la operación de la misma.

D = Tanto por uno de la depreciación

F = Tanto por uno de utilidad sobre las inversiones de la empresa.

Los abonados que tengan carga conectada mayor de 75 kilovatios, o que tengan más de 8 kW en un sólo motor o aparato controlado por un

/interruptor

interruptor, deberán instalar los transformadores necesarios por su cuenta y dentro de su propiedad. También podrán arrendarlos a la empresa, cuando ésta los tenga disponibles, mediante el pago de uno por ciento mensual del costo instalado de los mismos.

Panamá

8. Según la Ley y Reglamento, tenemos:

a) Urbanizaciones

i) El propietario de una urbanización o parcelación de terrenos que se establezca dentro de la zona de concesión, tiene la obligación de ejecutar en el área urbanizada o parcelada, directamente o por medio del correspondiente concesionario y de acuerdo con las normas técnicas que indique la Comisión, las obras e instalaciones que constituyen en el sistema de distribución secundaria de baja tensión, siempre que éstas no sean de cargo del concesionario o empresa eléctrica, de acuerdo con el contrato de concesión. Los gastos de conexión de un servicio a la red de distribución secundaria son de cargo de la empresa eléctrica y su monto se incluirá en los gastos de operación. Son de cargo de la empresa eléctrica el costo correspondiente a la instalación de cables de enlace y obras anexas entre las nuevas urbanizaciones y los puntos de alimentación que se encuentren fuera de la misma. El urbanizador deberá otorgar, a título gratuito, el permiso para utilizar las parcelas de terrenos estrictamente necesarias para que la empresa eléctrica instale la o las subestaciones que se requieran. La empresa eléctrica tendrá derecho a vigilar las obras que ejecute el urbanizador durante su realización y podrá objetar todo material y procedimiento que no se conforme a la mejor práctica de construcción.

ii) La empresa eléctrica está obligada a extender las líneas de distribución a las áreas contiguas a las líneas existentes cuando se trata de nuevas urbanizaciones, siempre que a juicio de la Comisión, el desarrollo probable de la urbanización lo justifique. En caso de que la empresa no comparta el criterio de la Comisión con respecto al desarrollo dentro de los cinco años siguientes a la solicitud del

/servicio,

servicio, podrá, previo permiso de la Comisión, exigir como depósito el costo inicial de la ampliación. De este depósito será devuelta anualmente una suma igual a los ingresos brutos derivados de los servicios prestados durante el año correspondiente. El saldo que reste al final de cinco años, quedará en poder de la empresa eléctrica, pero no formará parte del capital base de tarifas. La empresa acreditará, a favor del cliente, un interés anual del 5 por ciento sobre el saldo correspondiente a su depósito.

b) Servicios individuales

i) Dentro de la zona inicial el concesionario estará obligado a suministrar energía eléctrica, sin cargo alguno en concepto de conexión, a todo aquel que lo solicite, si el punto de entrega se encuentra a no más de 100 metros de distancia de una red de distribución de baja tensión, debidamente alimentada.

ii) También estará obligada la empresa eléctrica a suministrar el servicio a todo aquel que lo solicite, aun cuando el punto de entrega exceda el límite fijado en el punto i), siempre que los ingresos calculados por el servicio solicitado, durante el plazo de dos años, sean iguales, por lo menos, al costo de las obras e instalaciones necesarias para la nueva conexión. En caso de que el ingreso estimado sea menor, la empresa estará obligada a hacer la conexión siempre que el abonado pague la diferencia que resulte entre el costo de las obras e instalaciones, en exceso del de la línea de 100 metros y el ingreso estimado durante un plazo de dos años. Si hay divergencia entre la empresa y el abonado sobre el costo o los ingresos estimados, la Comisión decidirá.

iii) El consumidor que solicite una potencia superior a la que la Comisión considere como ordinaria, tendrá derecho a obtenerla abonando a la empresa la cantidad equivalente al costo de la ampliación de las redes, determinado por el exceso de potencia. Igual ocurrirá si el abonado solicita que su servicio sea alimentado a la tensión o tensiones de la red de distribución primaria o cualquier otra tensión, abonará a la empresa los costos correspondientes a las modificaciones que ésta tenga que hacer en sus sistemas; si fuera necesario, el abonado deberá establecer una subestación para la transformación del voltaje primario al potencial de utilizaciones.

PREGUNTAS

9. ¿Qué estudios ha efectuado ese organismo con respecto a niveles de consumo de los abonados eléctricos y el ingreso de esos abonados?
10. ¿Qué estudios tiene ese organismo con respecto a la sustitución de combustibles por energía eléctrica?

RESPUESTAS

Guatemala

9. No hay estudios generales
10. No hay estudios

El Salvador

9. El organismo regulador no ha efectuado ningún estudio de esta naturaleza
Notas: La CEL realizó un estudio de este tipo para iniciar el plan piloto de electrificación rural (Olocuilta). Posteriormente se han hecho ajustes a las estimaciones de consumo de los abonados, con los datos reales obtenidos en las diferentes zonas de electrificación reunidas por la CEL.
10. No se han efectuado estudios sobre este aspecto

Honduras

9. No hay respuesta
10. No hay respuesta

Nicaragua

9. La CNE tiene las estadísticas necesarias para un estudio general y hasta el momento sólo han hecho estudios particulares.
10. La CNE tiene las cifras estándar de los consumos de combustible kWh dependientes del tipo y capacidad de la máquina correspondiente.

Costa Rica

- 9 y 10. Con respecto a estos dos puntos, el SNE dispuso realizar un análisis de la situación general del país, pero aún no se ha terminado.

Panamá

- 9 y 10. No hay estudios por parte del organismo regulador

FREGUNTA

11. ¿Qué disposiciones y de qué tipo (reglamentarias, legales o en cada caso específico) ha dictado ese organismo con respecto al nivel de gastos (operación, mantenimiento, administrativos, financieros, etc.) permitidos a las empresas eléctricas para efectos de fijar la base tarifaria?

RESPUESTAS

Guatemala

11. No se han dictado disposiciones legales o reglamentarias con respecto a niveles de gastos permitidos a las empresas eléctricas, para efectos de fijar la base tarifaria.

El Salvador

11. En El Salvador las empresas eléctricas gozan de absoluta libertad en cuanto a distribución de gastos, siempre que comprueben que tales gastos han sido reales durante cada año de operación, aspecto que tienen la obligación de demostrar ante los delegados de la Inspección de Sociedades Mercantiles y Sindicatos, cuando éstos examinan sus cuentas para determinar el porcentaje de utilidad.

Honduras

11. No hay regulación sobre las empresas eléctricas.

Nicaragua

11. No han habido disposiciones respecto a los niveles de gastos de operación, y lo que a este respecto se ha hecho es revisar dichos gastos, por rubros, utilizando ciertos patrones como determinantes críticos.

Costa Rica

11. El SNE no ha dictado normas e específicas y limitativas del nivel de gastos. Si se ha estipulado que los gastos financieros, bajo ciertas circunstancias, no son reconocidos para efectos del rédito de desarrollo o utilidad sobre el capital invertido. Por otra parte el SNE ha tenido la reocupación al estudiar y llegar a regular la proporción e impacto de los costos sobre el nivel de ingresos sobre todo en lo referente a gastos administrativos y generales.

/Panamá

Panamá

11. Según la ley de electricidad, las empresas eléctricas de este país están sometidas al "régimen económico" que descansa en el principio básico de que el servicio debe prestarse a su preciso costo a fin de que las tarifas no reporten mayores cargos que los indispensables para recuperar los gastos de operación, la depreciación y un rendimiento justiciero respecto a los capitales invertidos.

Se consideran gastos de operación:

a) Los sueldos, jornales y demás prestaciones de carácter laboral y en general toda remuneración que se pague por concepto de los servicios prestados por los empleados y obreros de la empresa eléctrica y que constituyen obligaciones a su cargo al tenor de la ley.

b) Los beneficios de carácter social establecidos y que se establezcan en favor del personal por ley, o los que se deriven de pactos o prácticas establecidas, siempre que estas últimas no se salgan de los límites normales y se ajusten a la importancia de la empresa, al puesto y salario o jornal del beneficiario, que tengan finalidad de carácter social y que sean aprobados por la Comisión.

c) Los gastos generales de administración cuya cuantía será calificada por la Comisión de acuerdo con lo que sea razonable y usual en este tipo de industria.

d) Los gastos de la dirección técnica y asesoría, siempre que guarden relación con la importancia de la empresa y que corresponden a las normas aceptadas en otras partes en relación al funcionamiento de negocios de esta índole, y que sean aprobados por la Comisión.

e) Los combustibles, lubricantes, materiales de mantenimiento y en general todos aquellos cuyo consumo o utilización resulte necesario, siempre que no sean imputables a cuentas de capital.

f) El costo de la energía que adquiriera de terceros conforme la tarifa autorizada por la Comisión.

g) Las pérdidas por diferencias de cambio por pago de obligaciones contraídas en moneda extranjera.

/h) El monto

h) El monto de gravámenes, impuestos y contribuciones fiscales de toda naturaleza, inclusive los pagos hechos a la Nación, o a entidades municipales o que tengan algún otro carácter oficial, al tenor de los contratos celebrados con los mismos, excluyendo el impuesto de la renta.

1) Los demás gastos que no quedan comprendidos en los rubros anteriores, siempre que tengan relación de causalidad con las actividades de la concesión y que sean aprobados en este carácter por la Comisión.

No se tendrá como gastos los intereses sobre créditos concedidos al concesionario.

Segunda parte

PREGUNTAS Y RESPUESTAS DE LAS PRINCIPALES EMPRESAS
ELECTRICAS

EEG. Los criterios empleados son:

- a) Depreciación. Sistema en línea recta, con un porcentaje global de aproximadamente el 2.5 por ciento anual sobre el activo fijo bruto. Este porcentaje debe ser autorizado previamente por el Ministerio de Hacienda.
- b) Distribución de gastos. Básicamente se utiliza el sistema uniforme de cuentas del Federal Power Commission, tratando de llevar cada partida de gasto al concepto que le corresponde.

El Salvador

CEL. Los criterios empleados son:

- a) Rentabilidad. De acuerdo con compromisos con el BIRF, la rentabilidad se ha fijado en un mínimo del 9 por ciento sobre el activo fijo neto.
- b) Depreciación. Se utilizan los siguientes porcentajes: 2 por ciento a ... sobre instalaciones de generación hidráulica y sus sistemas de transmisión; 3 por ciento a ... sobre las instalaciones de generación térmica y sus sistemas de transmisión; 3.5 por ciento a ... sobre las redes y equipos de distribución; 10 por ciento a ... sobre los bienes muebles; y 15 por ciento a ... sobre equipos de transporte (vehículos).
- c) Distribución de gastos. Se basa en la clasificación funcional del sistema uniforme de cuentas de la Federal Power Commission.

CAESS. No contestó esta pregunta. Véase punto 1 del cuestionario a organismos de regulación de El Salvador.

Honduras

ENEE. Se siguen los siguientes procedimientos:

- a) Rentabilidad. De acuerdo con los compromisos con organismos internacionales de financiamiento, el porcentaje mínimo debe ser de 8 sobre el monto de los activos fijos netos.

/b) Depreciación.

- b) Depreciación. Se usa el sistema en línea recta y se aplican los siguientes porcentajes que han sido basados en la tabla de depreciación y amortización de la Dirección General del Impuesto de la Renta y la del "Income Tax" de los Estados Unidos:

	<u>Por ciento</u>
Planta de generación hidro	
Edificio	2.0
Ruedas hidráulicas, turbinas y generadores	2.5
Embalses, presas y acueductos	1.5
Canal principal	1.5
Bocatoma	1.5
Tubería presión	2.0
Casa de máquinas	1.5
Canal de descarga	1.5
Diques	1.5
Equipo eléctrico accesorio	5.0
Otro equipo central	2.5
Planta de generación diesel	5.0
Transmisión	
Líneas	3.0
Subestaciones	4.0
Distribución	5.0

- c) Distribución de gastos. Además de los gastos de operación y mantenimiento, la operación del sistema soporta por completo los gastos administrativos y generales (directiva, gerencia, contabilidad, planificación, auditoría y contraloría, tesorería, etc.) es decir, las inversiones no reciben cargos por este tipo de gastos.

Nicaragua

ENALUF. Siguen los siguientes procedimientos:

- a) Rentabilidad. Porcentaje que dé las entradas suficientes para cubrir: i) la amortización de las deudas a largo plazo en todo lo que no quede cubierto por las provisiones para depreciación, y ii) un superávit por lo menos del 35 por ciento de las erogaciones promedio anuales para la expansión de sus instalaciones.
- b) Depreciación. Método en línea recta y de acuerdo con la vida útil de cada tipo de activo. Las tablas que se aplican son las aprobadas por la CNE en 1961. (Véase punto 4o. del cuestionario a organismos de regulación.)
- c) Distribución de gastos. Se aplican los procedimientos en el "sistema uniforme de cuentas" de la Federal Power Commission de los Estados Unidos de América, que ha sido aprobado por la CNE.

Costa Rica

ICE. Se aplican los siguientes procedimientos:

- a) Rentabilidad. La mínima según los compromisos internacionales es del 7.50 por ciento sobre los activos fijos netos. El servicio Nacional de Electricidad establece que no se producirán variaciones tarifarias siempre que se obtenga una rentabilidad no inferior al 7 1/2 por ciento, ni mayor del 10 por ciento sobre la misma base; la variación no se producirá si obtienen los fondos necesarios para el programa de electrificación nacional.
- b) Depreciación. Método en línea recta con un valor residual entre un 5 y un 10 por ciento. La tabla de porcentajes que se aplica, es:

	<u>Porcentajes</u>
Planta hidroeléctrica	2.50
Planta termoeléctrica mayor	5.00
Planta termoeléctrica pequeña	6.67
Sistema transmisión	3.33
Sistema distribución	3.33
Mobiliario y equipo oficina	10.00
Vehículos	15.00

/c) Distribución

- c) Distribución de gastos. Fundamentalmente se trata de los gastos que se carguen a las partidas que los originaron, operación eléctrica, telecomunicaciones e inversiones. Los gastos administrativos y generales se distribuyen sobre la siguiente base: se carga a las inversiones en construcción un 5 por ciento sobre el monto de lo invertido en el mes y el resto que no soportan las inversiones es llevado a operación eléctrica y de telecomunicaciones, en proporción a sus propios gastos.
- Los gastos financieros, se distribuyen en igual forma a los administrativos y generales, pero se carga a las instalaciones en construcción un 7 por ciento del costo mensual invertido.
- Los gastos de proveeduría y almacenes se cargan a los materiales al ingresar a la bodega mediante un porcentaje que se calcula todos los años, tomando en cuenta los gastos totales por proveeduría y almacenes y el monto estimado de los materiales (de todo tipo y para todas las dependencias del organismo) que ingresarán a las bodegas en el año.

CNFL. Se siguen los siguientes procedimientos:

- a) Rentabilidad. Contemplada en el contrato-ley de 1941 que rige a la CNFL. Véanse detalles en punto 1o. del cuestionario a organismos de regulación Costa Rica.
- b) Depreciación. Contemplado en el contrato-ley de 1941 que rige a la Compañía. Véanse puntos 3o. y 4o. del cuestionario a organismos de regulación Costa Rica.
- c) Distribución de gastos. No hubo contestación a esta parte de la pregunta.

Panamá

IRHE: Aplica los siguientes procedimientos:

- a) Rentabilidad. De acuerdo con los compromisos con el BIRF, se ha fijado la rentabilidad en un 7 por ciento a... sobre el valor de los bienes destinados al servicio público de electricidad.

/b) Depreciación.

b) Depreciación. Se aplican los siguientes porcentajes:

	<u>Por ciento</u>
Edificios	3.33
Unidades generadoras diesel, según la velocidad	5 o 6
Líneas de transmisión y subestaciones de transmisión	3.3
Líneas, equipos y subestaciones de distribución	4
Equipo de oficina	20
Equipo rodante	25
Máquinas y herramientas, detalles	5

c) Distribución de gastos: i) gastos de operación y mantenimiento son cargados directamente a las cuentas según la clasificación uniforme de cuentas, excepto los gastos por dirección y coordinación de la División de Operación, que se distribuyen entre las cuentas de operación, mantenimiento en proporción al monto mensual de cada una de ellas, después de descartar la parte proporcional que corresponde a las obras capitalizables que construye esta División; ii) Gastos de almacén. Se distribuyen al aplicar al costo de los materiales en proporción a su costo de adquisición; iii) Gastos administrativos y generales se distribuyen a operación, mantenimiento y obras en proceso en proporción a los salarios cargados directamente a cada una de estas cuentas y subcuentas.

CPFL: Siguen los siguientes procedimientos en la operación de los varios servicios de utilidad pública que tiene a su cargo (electricidad, gas . . .)

- a) Rentabilidad. Diferencia entre los ingresos por ventas y los gastos de operación, mantenimiento, generales, etc., y la acumulación de la Reserva para depreciación.
- b) Depreciación. Apropiación anual de un monto. Contra la reserva se cargan los retiros de activos.
- c) Distribución de gastos. Métodos generales de contabilidad de acuerdo con el sistema uniforme de cuentas de la Federal Power Commission de Estados Unidos de América, con las variaciones necesarias para considerar las leyes y condiciones locales.

PREGUNTA

2. ¿Qué procedimientos sigue esa empresa en materia de extensiones y servicios a nuevos abonados?

RESPUESTAS

Guatemala

INDE. Las extensiones del servicio eléctrico, siempre que no sean aquellas contempladas en el plan de electrificación nacional que realiza la institución sin cargo a los usuarios, se rigen por las siguientes disposiciones:

- 1) Estimación del mercado.
- 2) Cálculo de ingresos con las tarifas vigentes.
- 3) Cálculo de todos los costos (generación, transmisión, distribución, de administración y generales.
- 4) El ingreso neto (diferencia entre 2) y 3)) deberá cubrir una rentabilidad del 10 por ciento.
- 5) Si la rentabilidad es menor del 10 por ciento, la diferencia la tendrá que aportar el interesado.

EEG. Se aplica básicamente el procedimiento de que el costo de la extensión debe ser por lo menos igual al ingreso estimado de 2 años. Sin embargo, en los últimos tiempos la empresa ha adoptado una política mucho más liberal y sólo en casos muy calificados se le exige al abonado contribución en la extensión.

El Salvador

CEL. De acuerdo con el Plan de Electrificación Nacional se están extendiendo las redes de distribución rural a todas las comunidades de las zonas que le han sido asignadas. Es intención de la CEL en estas zonas, dar servicio a todos los consumidores que lo soliciten, teniendo que sufragar éstos, únicamente el costo de las instalaciones dentro de sus propiedades.

CAES. Se procede de acuerdo con lo que estipula el artículo 24 del Reglamento de la Ley de Servicios Eléctricos de El Salvador (véase el punto 7 del cuestionario a organismos de regulación), con las siguientes adiciones:

- a) Se toman en cuenta los ingresos, utilidad a la comunidad y desarrollo en perspectiva.
- b) En áreas urbanizadas: i) si se han llenado los requisitos del gobierno en materia de urbanismo y vivienda, y si se trata de viviendas listas para habitarse, la empresa construye por su cuenta las obras de distribución y suministra el servicio; ii) si se trata de una lotificación sin construcciones o no completamente desarrollada y los ingresos estimados no ofrecen garantía para la inversión se procede de acuerdo con el artículo 24 del Reglamento ya citado, o los dueños de la lotificación construyen la red de distribución bajo los estándares de la empresa y ésta proporciona, sin costo, los transformadores y medidores; cuando la urbanización está desarrollada se negocia la adquisición de las líneas construidas por el urbanizador mediante inventario y a precio equitativo, tomando en cuenta la depreciación.

Honduras

ENEE. Cuando el valor de la extensión excede de 200 lempiras (100 dólares) se exige al cliente un consumo mínimo de electricidad con valor equivalente al 4 por ciento de la inversión. Esta condición de consumo debe mantenerse por un período de 25 meses. Cuando la extensión es para el sector industrial se exige el 3 por ciento. En urbanizaciones nuevas se hacen arreglos directamente con los dueños de la urbanización y no se contempla exigencia alguna al consumidor en particular.

Nicaragua

ENALUF. Se observan las siguientes reglas:

- a) Si el punto de entrega al usuario (doméstico, comercial menor o industrial menor) se encontrare a una distancia no mayor de

/30 metros

30 metros de las líneas de distribución de la empresa y no requiera estructura adicional ni exista impedimento de orden técnico, se hará la extensión sin costo para el abonado.

- b) Si el punto de entrega al usuario (comercial mayor, industrial mayor, servicio público de agua potable o gobierno) con capacidad instalada igual o mayor de 5 kW, se encontrare a una distancia no mayor de 30 metros de las líneas de la empresa y pudiere suplirse dicho servicio mediante una acometida aérea conductor No. 6A-CSR o equivalente de un banco de transformadores existentes, o si hubiere que aumentarlo, la empresa hará la extensión, debiendo pagar el abonado una suma por concepto de transformadores, que varía, según tabla, con la carga contratada y si es monofásica o trifásica. (Esa escala va desde 192 córdobas por H.P. hasta 50 en monofásica y de 380 a 35 córdobas por H.P. en trifásica y esta última hasta 300 H.P., quedando sujeta la contribución para cargos mayores de 300 H.P. a juicio de la Gerencia.
- c) Para servicios de abonados del punto b) que estén a una distancia menor de 30 metros pero que requiera una acometida aérea con conductor mayor de No.6ACSR o equivalente, o que estuvieren a una distancia mayor de 30 metros y hubiere que construir líneas, se le cobrará al abonado la diferencia entre el costo anticipado de construcción (presupuesto), excluyendo transformadores, y el valor del consumo bruto estimado de un año, además de los valores estipulados en el punto b) según tabla. En cualquier caso, si los transformadores se instalan para uso exclusivo del abonado, éste pagará el valor total de los mismos, ya sea por ubicación, por especificaciones técnicas distintas a las normales o por cargos mayores de 500 KVA, conservando el abonado la propiedad de los transformadores.
- d) Cuando el punto de entrega al abonado (doméstico, comercial menor o industrial menor) se encontrare a una distancia mayor de 30 metros, la empresa extenderá sus líneas, debiendo pagar el

/abonado

abonado la diferencia, si la hubiere, entre el costo y el ingreso bruto de un año, ambos razonablemente estimados por la empresa. Si el costo resultare mayor que el presupuesto y/o el consumo estimado menor que el real, la empresa no podrá exigir al abonado contribución adicional. Asimismo, el abonado no tendrá derecho a reembolso alguno si el costo de la obra resultare menor y/o su consumo real mayor del estimado. La empresa y el abonado podrán convenir, en forma especial, en que éste deposite íntegramente el costo estimado de la extensión y que se haga la liquidación o reajuste cuando se termine la obra.

- e) Para servicios de riego, el abonado contribuirá con el costo total del proyecto.
- f) En las extensiones para alumbrado público, previa autorización de las autoridades competentes, la empresa contribuirá con el costo total de mano de obra, transporte, ingeniería y administración, y el abonado pagará el valor de los materiales. Si se tratare de iluminación de parques y monumentos, el costo total de la obra, así como su operación y mantenimiento será por cuenta del abonado. Traslados de luminarias serán costeados por el abonado. Conversión de luminarias: el abonado pagará el costo de la mano de obra para retiro de las viejas y los materiales y equipo de las nuevas, cubriendo la empresa el resto de los gastos.

Costa Rica

ICE.

- a) El procedimiento que sigue la empresa en materia de extensiones y servicios a nuevos abonados del sistema de distribución se expone como sigue:

i) Costos. En este renglón se incluyen los siguientes rubros:

- 1) Compras de energía al Sistema Central Interconectado.

Este rubro significa aproximadamente el 71 por ciento del costo total de entrega a nuestros usuarios.

/2) Gastos

2) Gastos de distribución: Incluye tanto los costos directos como los indirectos y los que corresponden al personal de las Oficinas Centrales. Este rubro significa aproximadamente un 23 por ciento de los costos totales de entrega a nuestros usuarios.

3) Gastos institucionales y financieros: Significan aproximadamente un 6 por ciento de los costos totales de entrega.

ii) Ingresos. Este renglón se estima de acuerdo con el valor del i) y mediante aplicación por tanteos de los niveles tarifarios aprobados por el Servicio Nacional de Electricidad. Generalmente son las tarifas más altas, o sean, la VII-A y VII-B las que resultan aplicables a la mayoría de las extensiones solicitadas, debido al relativo bajo consumo esperado en ellas. La información estadística disponible a través de muchos años de operar nuestro sistema aproximadamente con 550 kilómetros de líneas primarias y secundarias dispersas por casi todo el territorio nacional, nos permite escoger índices de consumo adecuados para la estimación de este renglón. No obstante, durante los muchos años de vida de la extensión, se produce un aumento sustancial en los niveles de consumo y el número de usuarios, que es difícil evaluar y que, a nuestro juicio, constituye un amplio margen de seguridad para la factibilidad económica.

iii) Si el renglón i) resulta mayor que el ii) aun con la tarifa más alta aplicable, no se justifica realizar inversión alguna, solicitándose a los interesados conseguir financiamiento, ya sea a través de un aporte específico de la Asamblea Legislativa, el cual no se capitaliza, o por cualquier otro medio que se considere realizable. Algunas veces las municipalidades aportan sumas en efectivo y otras son los propios interesados los que lo hacen. En este último caso, y cuando la instalación va por vía pública, se les reconoce a quienes hacen el aporte, el derecho de consumir energía gratuitamente durante un año y hasta por la suma aportada.

iv) Si el renglón ii) resulta mayor que el i), se determina el Valor Presente de la anualidad disponible, usando un factor de recuperación del capital en interés compuesto, de acuerdo con los valores siguientes, que para algunos casos podrían variarse ligeramente: $n = 25$ años; $i = 4.5$ por ciento. Si el Valor Presente obtenido es menor que el

Presupuesto de la extensión, la diferencia debe ser aportada por los interesados. Si fuere mayor por una suma pequeña, se mantienen las condiciones asumidas, considerándose la diferencia como un margen de cobertura. Si fuese mayor por una suma que sobrepase el Presupuesto en un 35 por ciento, se aplica una tarifa menor que la presumida.

Las bases descritas nos han servido como una guía en los análisis de factibilidad para extensiones de servicios a sectores no electrificados adyacentes a nuestro Sistema de Distribución.

- b) Para determinar la inversión prudente que puede hacer el ICE en extensiones para grandes consumidores se aplica el siguiente criterio:

$$d = \frac{r(1-Q)100}{F} - e$$

donde d = Inversión prudente
r = Ingreso adicional motivado por la extensión
Q = Gastos de operación entre ingresos totales
F = Gastos fijos entre inversión total
e = Inversión adicional motivada por los requerimientos de la extensión.

CNFL. Para extensiones de líneas para servicios a los abonados, las entradas anuales estimadas deben ser iguales a la mitad del costo de la extensión o, en su defecto, el abonado debe cubrir la diferencia.

Panamá

IRHE. Del "Reglamento para suministro de servicios de electricidad" de esta empresa, anotamos: El IRHE suministrará energía eléctrica a todo aquél que la solicite, sin cargo alguno en concepto de conexión, si el punto de entrega se encuentra a no más de 100 metros de distancia de la red de distribución debidamente alimentada. En el caso de instalaciones subterráneas, el consumidor suministrará las acometidas bajo tierra, siendo el punto de entrega de la energía aquél en donde la toma subterránea se conecte con las líneas del IRHE.

El Instituto podrá aceptar solicitudes de servicio y celebrará contratos con cualquier abonado en perspectiva para servicios cuando el sitio

/donde

donde se desee el servicio que fuera del límite fijado en el párrafo anterior, sujeto a las siguientes condiciones: a) cuando el interesado se comprometa a pagar una facturación mínima de un veinticuatroavo (1/24) del costo de la inversión, durante 2 años; b) las líneas construidas bajo estas disposiciones serán de propiedad del IRHE, el cual sufragará todos los costos y podrán ser usados por el Instituto para servir a otros consumidores sin que esto afecte los términos del contrato. Para servicios temporales (período menor de doce meses), el interesado deberá pagar el costo total de la instalación, más el costo de remoción menos el valor de recuperación del material.

En el caso de una urbanización nueva o parcelación de terrenos, el dueño de la urbanización está obligado a hacer la red de distribución, de acuerdo con las condiciones técnicas que indique el Instituto. Una vez aceptados por el IRHE pasan a su propiedad.

CPFL

- a) La empresa hace la extensión por su cuenta si el ingreso estimado durante dos años cubre el 100 por ciento del costo de la extensión, sin incluir el costo del transformador y medidores o contadores.
- b) Si el ingreso estimado de dos años no cubre el 100 por ciento del costo de la extensión, se procede a solicitar al cliente el pago por anticipado parcial o total del costo de la extensión, sin el costo del transformador y contador, en la forma siguiente:
 - i) Costo total menos ingresos estimados dos años; ii) pago total del costo de la extensión, en calidad de depósito, reembolsable a razón del 50 por ciento del importe de las cuentas pagadas por consumo eléctrico, tanto del cliente que hizo el pago como de cualquier otro cliente que se conecte a la línea principal con la línea de servicio solamente (que no requieran postes de la compañía); estas devoluciones se efectúan cada seis meses durante un período de 5 años, contados 60 días después de la fecha en que se haya terminado la instalación, y si al vencimiento de los 5 años quedare saldo o remanente, éste quedará a favor de la compañía.

/Para estimar

Honduras

ENEE

3. No hay estudios de esta índole
4. No hay estudios de esta índole

Nicaragua

ENALUF

3. No hay estudios de esta índole
4. Solamente se realizó un estudio sobre la sustitución de combustibles por energía eléctrica para la zona norte del país, como parte de un estudio de mercado nuevo. Además, se hacen estudios para clientes en particular al efectuársele el presupuesto de su instalación.

Costa Rica

ICE

3. La Institución no tiene estudios de esta índole
4. La empresa ha efectuado inicialmente algunas encuestas que sirven para estudiar la posible sustitución de combustibles por el uso de la energía eléctrica o viceversa, pero desafortunadamente no ha obtenido un porcentaje de respuestas que permitan deducir algunas conclusiones.

CNFL

3. No se tienen estudios al respecto.
4. No se tienen estudios al respecto.

Panamá

IRHE

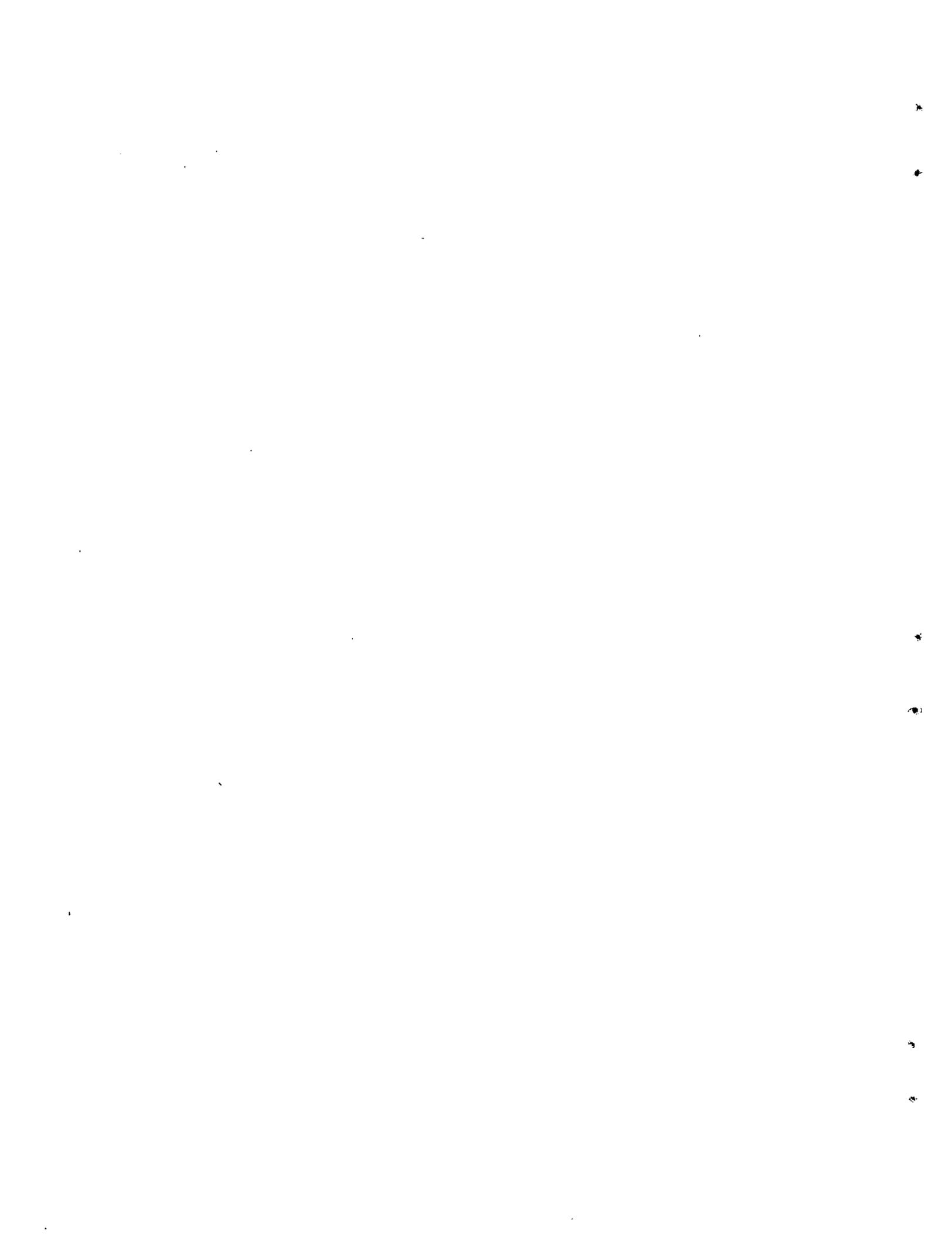
3. No hay estudios de esta índole
4. No hay estudios de esta índole

CPEL

3. No hay estudios de esta índole
4. No hay estudios de esta índole

Anexo B

TARIFAS DE ENERGIA ELECTRICA DE EMPRESAS ELECTRICAS DEL ISTMO
CENTROAMERICANO, 1967, EN DOLARES



GUATEMALA

INDE

Tarifa general (ITG-1). Contador sin límite de consumo para todos los consumidores no industriales:

	<u>Dólares</u> <u>kWh</u>
Primeros 7 o menos	0.60
33 siguientes	0.07
80 siguientes	0.05
120 siguientes	0.04
Por el resto	0.032

Tarifa industria mediana (ITIM-1). Contador de energía y demanda para consumidores con una demanda entre 4 y 50 kW y consumo de energía mayor de 1 000 kWh mensual, fines industriales y agrícolas.

Cargo por potencia

	<u>Dólares</u>
Primeros 4 kW o menos	11.00
Por kW adicional	2.75

Cargo por energía

	<u>Dólares</u> <u>kWh</u>
Primeros 50 por kW	Libres
Por los siguientes 100 por kW	0.03
Por los restantes	0.02

Tarifa para altos consumos (ITAC-1). A voltaje primario, transformación a cargo del abonado, para consumidores con una demanda de potencia mayor de 50 kW y un consumo de energía mayor de 10 000 kWh mensuales, fines industriales y agrícolas.

Cargo por potencia:

	<u>Dólares</u>
Por los primeros 50 kW o menos	138.00
Por kW adicional	2.75

/Cargo por

Cargo por energía:

	<u>Dólares</u>
Por los primeros 10 000 kWh o menos	200.00
Por kWh por los siguientes 10 000	0.02
Por kWh por el resto	0.0125

Tarifa para mayoristas (ITDD-1). Igual que el anterior (ITAG-1), fines empresas eléctricas de distribución.

Cargo por potencia:

	<u>Dólares</u>
Por los primeros 50 kW o menos	138.00
Por kW adicional	2.75

Cargo por energía:

	<u>Dólares</u> <u>kWh</u>
Por los primeros 100 por kW	0.025
Por los siguientes 200 por kW	0.015
Por el resto	0.0125

Tarifa molinos de nixtamal (ITMN-1). Contador kWh, consumo máximo 1 000 kWh mensuales, exclusivo para molinos y servicio doméstico del usuario:

	<u>Dólares</u>
Por los primeros 200 kWh o menos	7.00
Por kWh por el resto	0.035

Tarifa para alumbrado público (ITAP-1). 0.012 mensual por vatio instalado, con derecho a uso de las 17 a las 6 horas.

Tarifas para servicios temporales (ITST-1). Para instalaciones de tipo eventual se aplicarán las tarifas ITC-1, ITM-1, ITAC-1, según el caso, con un recargo del 50 por ciento. Depósito previo.

Tarifas de tipo estacional (ITE-1). Contratos especiales con consumidores con carga tipo estacional (ingenios, beneficios, etc.), se aplicarán tarifas ITIM-1, e ITAC-1, según el caso. El usuario debe comprometerse a consumir mínimo (demanda mínima 10 kW)

	<u>kWh por</u> <u>temporada</u>
Tarifa ITIM-1	30 000
Tarifa ITAC-1	204 000

EEG

Tarifa residencial (SR-1)^{1/,2/} Consumidores residenciales, casos servicio monofásico para fines domésticos exclusivamente:

	<u>Dólares por kWh</u>
Por los primeros 14 o menos	1.20
Por los 46 siguientes	0.055
Por los 60 siguientes	0.042
Por los 70 siguientes	0.03
Por el resto	0.02

Tarifa servicio eléctrico en general (SG-1)^{1/,2/,3/,4/} A cualquier consumidor.

Cargo por potencia:

	<u>Dólares</u>
Por los primeros 5 kW mínimo	1.30
Por kW adicional	1.45

Cargo por energía:

	<u>Dólares por kWh</u>
Los primeros 10	Libres
Por los 90 siguientes	0.055
Por los 30 siguientes por kW (en ningún caso este bloque será inferior a 200 kWh)	0.050
Por los 30 siguientes por kW (bloque no inferior a 250 kWh)	0.035
Por los 120 siguientes por kW (bloque no inferior a 600 kWh)	0.025
Por los 150 siguientes por kW (bloque no inferior a 750 kWh)	0.020
Por los 150 siguientes por kW (bloque no inferior a 750 kWh)	0.015
Por el exceso	0.012

Tarifa industrial alta tensión (SI-1)^{1/,2/,3/,4/} Para instalaciones industriales con carga de 225 kW o más, a voltaje primario, transformación a cargo del abonado.

	<u>Dólares por kWh</u>
Por kW incluyendo el uso de 25 por kW	3.00
Por los 150 siguientes por kW	0.015
Por el resto	0.012
Mínimo 225 kW	675.00

Tarifa industrial restringida alta tensión (SI-2), 1/, 2/, 3/, 4/ A voltaje primario, transformación a cargo del abonado, para instalaciones industriales cuyo promedio de factor carga mensual, basado en la demanda máxima del mes, exceda el 50 por ciento, y en las que el consumidor acepta restringir la demanda durante 5 horas cada 24 horas, de tal manera que la demanda usada durante estas 5 horas, no llegue a exceder el 60 por ciento de la demanda máxima durante las otras horas. Las horas de restricción serán indicadas por la empresa.

Cargo por potencia:

	<u>Dólares</u> <u>kW</u>
Por los primeros 225 kWh por kW	675.00
Por kW por el resto durante las horas de restricción	3.00
Por kW por el exceso de kW de carga que use fuera de las horas de restricción	1.00

Cargo por energía:

	<u>Libres</u>
Los primeros 25 kWh por kW	0.015
Por los siguientes 150 kWh por kW, cobrada a 3.00	0.012
Por el resto	0.012

Tarifa por servicio de temporada (ST-1), 1/, 2/, 3/ Para servicios de cargas instaladas permanentemente en un lugar (desmotadoras de algodón, beneficios de café, etc.), en períodos no menores de 4 meses ni mayores de 10.

- a) No se cobrará cuota mínima durante los meses que no se use el servicio;
- b) Durante los meses de consumo se cobrará:

<u>Número de meses</u>	<u>Dólares por</u> <u>kW de carga</u>	
	<u>SG-1</u>	<u>SI-1</u>
4	3.65	7.50
5	3.00	6.15
6	2.55	5.25
7	2.25	4.60
8	2.00	4.15
9	1.85	3.75
10	1.70	3.45

/Tarifa por

Tarifa por servicio general corto período. Se aplica la tarifa SG-1, con las siguientes variaciones:

<u>Número de meses</u>	<u>Factor multi- plicador (dólares)</u>
1	1.75
2	1.55
3	1.40
4	1.30
5	1.20
6	1.15
7	1.10
8	1.07
9	1.05
10	1.02
11	1.01
12	1.00

- 1/ Ajuste: Las facturas que se emitan incluirán un descuento o recargo que será el producto de multiplicar el valor de la cuota mensual por el ajuste que esté en efecto para ese mes. El ajuste será calculado mensualmente y será igual al cociente de dividir entre el valor total de las facturaciones por servicios eléctricos suministrados a todos los consumidores en los 12 meses anteriores a la facturación, el valor representado por la suma de: i) diferencia del costo de combustible usado en estos mismos 12 meses; ii) diferencia entre el costo total de la energía comprada en estos mismos 12 meses y el producto de los kWh comprados en este mismo período por 0.0135 dólares; y, iii) el déficit o superávit de períodos anteriores que se hubiere acumulado por la aplicación del ajuste aquí descrito. Este ajuste en la actualidad representa un 5 por ciento sobre los precios base.
- 2/ Factor de potencia: El consumidor hará funcionar sus equipos de manera que den lo más aproximadamente posible el 100 por ciento de factor de potencia. Si el factor de potencia fuese menor al 85 por ciento atrasado, la empresa cobrará al consumidor la cantidad que resulte de multiplicar el importe de la cuenta por 85 por ciento y dividir el producto por el factor de potencia mínimo que se haya registrado en el mes.
- 3/ La potencia se determinará en un período de 15 minutos consecutivos de uso máximo en el mes, pero dicha carga no se considerará menos del 85 por ciento de la carga más alta registrada en cualquiera de los 11 meses anteriores.
- 4/ Período de contrato: Por un año, renovados por períodos iguales, salvo que cualquiera de las partes notifique a la otra su intención de terminarlo, con 60 días de anticipación a la fecha de expiración.

EL SALVADOR

CEL

Tarifa servicio doméstico (D-3). A base de consumo medido por contador, aplicable a casas de habitación para una sola familia, además, se permite el uso del servicio en las oficinas que tengan los profesionales en su casa de habitación, excepto para el uso de rayos X u otros semejantes, que empleen alta capacidad, y el uso de no más de 4 focos, cuya capacidad total no exceda de 200 vatios y de aparatos cuya capacidad total no exceda de 300 vatios, en pequeños comercios o pequeños talleres de artesanías, instalados en la casa de habitación de los propietarios de los mismos.

	Dólares por kWh
Por los primeros 70	0.06
Por los siguientes 40	0.04
Por el resto	0.02
Mínimo mensual	0.40

Tarifa servicio general (G-4). Aplicable al servicio eléctrico suministrado a todos aquellos lugares, instituciones y establecimientos con fines lucrativos, sociales, etc.; a pensiones, mesones y casas de habitación, que no puedan clasificarse en la tarifa D-3. También será aplicable a todo uso de alumbrado, sin límite de carga y a instalaciones que contengan aparatos y motores monofásicos cuya carga facturable no exceda de 3.5 kW (no se incluye rayos X, soldadores etc., que usen esta capacidad). La carga facturable puede ser determinada a opción de la empresa, tomando el 60 por ciento de la carga total conectada o por medición con registro de demanda de 15 minutos.

	Dólares por kWh
Por los 50 primeros por cada kW de carga facturable	0.08
Por los 50 siguientes por cada kW de carga facturable	0.048
Por el resto	0.02
Mínimo mensual	1.20

/Tarifa fuerza

Tarifa fuerza motriz a voltaje secundario (F-5). Aplicable a cualquier carga de carácter industrial y a fuerza motriz utilizada por comercios, cuando la carga conectada sea de 4 kW hasta 50; también se permitirá alumbrado siempre que no exceda de 1 kW. La carga conectada podrá determinarse, a opción de la empresa: a) tomando la suma de la capacidad de placa de todos los motores, aparatos y artefactos de alumbrado instalados, aplicando para los motores con capacidad indicada en caballos de fuerza el equivalente de 0,75 kW por cada H.P. de placa y para los motores y aparatos con capacidad en kW, el equivalente de un kW de placa; b) por medio de medidores de demanda.

	<u>Dólares por kWh</u>
Por los primeros 50, por mes, por cada kW de carga	0.056
Por los siguientes 50 por mes por cada kW de carga	0.024
Por el resto	0.016
Mínimo mensual (sin cargo por demanda)	2.00

Tarifa fuerza motriz a voltaje primario (F-6). Aplicable a altos consumos, con entrega en alta tensión, al voltaje primario de distribución, los transformadores a cargo del consumidor.

Cargo por demanda:

	<u>Dólares</u>
Por mes por kW de demanda	2.00

Cargo por energía:

Por kWh por los primeros 100 por cada kW de demanda	0.024
Por cada kWh por el resto	0.018

Nota: Si el factor de potencia medio durante un período de medición múltiple de 24 horas fuera superior al 85 por ciento, el cargo por energía consumida en el mes, calculado a los precios de esta tarifa, será reducido en un uno por ciento por cada uno por ciento en que el factor de potencia medio haya sido superior a 85 por ciento; y si el factor de potencia medio fuere inferior al 80 por ciento, el cargo por energía consumido en el mes será aumentado en uno por ciento por cada uno por ciento en que el factor de potencia medio haya sido inferior al 80 por ciento.

/La demanda

La demanda de facturación será la mayor lectura que hubiere sido indicada por el medidor de máxima demanda durante los últimos 12 meses, es decir, durante el mes que se estuvieran facturando y los 11 meses inmediatos anteriores. La demanda máxima será determinada por equipo adecuado y estará basada en un intervalo de medición de 30 minutos.

Tarifa de alumbrado público con medidor a las municipalidades (No.8).

	<u>Dólares</u>
Por kWh	0.028

Nota: La empresa instalará pantallas de tipo corriente con foco incandescente cada una, de la capacidad que indique el municipio. Las pantallas son de propiedad del CEL. El municipio suministrará por su cuenta los artefactos completos de alumbrado ornamentales o de tipo especial que desee instalar. Reposición de focos por cuenta del municipio.

Tarifa estacional fuerza motriz a voltaje primario (F-9). Aplicable sólo para servicios por períodos no mayores de seis meses consecutivos para beneficios de café, de arríz, de henequén, molinos de caña de azúcar, desgrane de maíz y desmote de algodón.

Demanda máxima en kW, será determinada mensualmente con instrumento adecuado y estará basada en un intervalo de medición de 30 minutos. Será medida en alta tensión, al voltaje primario de distribución. Los transformadores por cuenta del interesado.

Cargo por demanda:

	<u>Dólares</u>
Por mes por kW de demanda	2.00

Cargo por energía:

	<u>Dólares por kWh</u>
Por los primeros 100, por mes, por cada kW de demanda	0.024
Por el resto	0.018

El usuario se compromete previa solicitud anticipada de la empresa, a reducir en un 50 por ciento la carga que llevaré dentro de las horas del pico, de las 19 a las 21 horas, con relación a la carga que llevaré en las

/horas fuera

horas fuera del pico. Si el abonado no cumpliera con lo anterior, deberá pagar un recargo por dicho exceso, calculado con la siguiente fórmula:

$$Dp = (Dm \times 0.50) \times 24 = (Dm = \text{demanda máxima durante las horas fuera de pico}).$$

$$(Dp = \frac{\text{demanda máxima en kW durante el pico}}{\text{demanda máxima en kW fuera del pico}} \times Dm)$$

Nota: Igual que en la tarifa F-6, sobre el factor de potencia.

Tarifa regadío a voltaje primario (R-10). Aplicable al servicio eléctrico a bombeo de agua para riego de siembras y para drenaje de terrenos dedicados a la agricultura. Equipo de transformación a cargo del abonado. Se suministrará a voltaje primario de las redes de distribución.

	<u>Dólares por kWh</u>
Por mes (consumo)	0.024

CAESS

Tarifa de alumbrado por tarifa fija (No.1). Para servicio desde las 17.30 hasta las 6.10 horas. Servicios domésticos con carga mayor de 75 vatios sólo serán servidos por medidor. Sólo se prestará en zonas donde la compañía disponga de líneas para suministrar servicio exclusivamente nocturno.

	<u>Dólares</u>
Lámpara de 25 vatios, por mes	0.24
Lámpara de 40 vatios, por mes	0.44
Lámpara de 60 vatios, por mes	0.80

Tarifa radio receptores fija (No.2). Igual a la No. 1, durante 12 horas.

	<u>Dólares por vatio</u>
Por mes, según la capacidad del aparato	0.016

Tarifa para servicio doméstico (D-3). Aplicable únicamente a servicios eléctricos suministrados a casas de habitación de una sola familia, para uso exclusivo con fines domésticos, incluyendo alumbrado y cualquier aparato

/eléctrico

eléctrico con motores de 1 H.P. cada uno, que se emplee para los mismos usos. Se permitirá: a) el uso en oficinas que los profesionales tuvieren en su casa de habitación; b) el uso de no más de dos focos cuya capacidad total no exceda de 100 vatios y de aparatos cuya capacidad no exceda de 300 vatios, para usos no domésticos; c) talleres en cuyo trabajo no se utilice maquinaria eléctrica, tiendas y restaurantes cuyo activo no pase de 400 dólares o que comprueben estar exentos de los derechos de matrícula que establece la ley del Registro y Matrículas de Comercio. Bajo esta tarifa no se servirán aparatos tales como rayos X u otros semejantes que empleen alta capacidad.

	Dólares por kWh
Por los primeros 150	0.032
Por los siguientes 45	0.028
Por el resto	0.016
Mínimo mensual	0.64

Tarifa para servicio general (G-4). Aplicable a todo uso de alumbrado, aparatos y motores monofásicos hasta 3 H.P. cada uno, además a todos aquellos lugares y establecimientos con fines lucrativos, sociales o que sirvan para una comunidad, y a casas de habitación que por cualquier motivo no pudieren clasificarse bajo la tarifa D-3.

La carga facturable, en kW, se determinará por medio de un censo de la carga instalada, sumando: a) el 60 por ciento del total que arroje el recuento de la capacidad de todos los focos o artefactos de alumbrado instalados en el caso de consumidores de bodegas, campos de aviación, casas de comunidad, centros sociales y deportivos, colegios, conventos, hoteles, iglesias y similares; o la totalidad del expresado recuento en el caso de almacenes, bancos, bibliotecas, particulares, cafés, canchas de deportes, cantinas, casas de salud no oficiales, cines, radioemisoras, garages, farmacias, teatros, tiendas y similares; y, b) el total de la carga instalada de motores y aparatos sin tomar en cuenta los tres primeros kilovatios. Los receptáculos de rosca (socket) desocupados a razón de 50 vatios cada uno. Los motores serán considerados a razón de un kW por cada H.P. de placa. Aparatos como equipo de radio, rayos X, etc., se considerarán a razón de un vatio por cada voltioamperio de capacidad.

/En el caso

En el caso de que la carga instalada de alumbrado exceda de 8 kW, la carga facturable podrá ser determinada por medición, a opción del consumidor o de la compañía, empleando un medidor de demanda de intervalos de 10 minutos.

	<u>Dólares por kWh</u>
Por los primeros 100 por cada kW de carga conectada	0.044
Por los siguientes 125, por cada kW de carga conectada	0.036
Por el resto	0.016
Mínimo	2.00

Tarifa fuerza motriz a voltaje secundario de 1 a 40 kW (F-5). Aplicable a fuerza motriz y calefacción.

La carga facturable se determinará: a) para cargas menores de 10 kW, tomando la suma de la capacidad de placa de todos los motores y aparatos instalados (aplicando 0.75 por H.P. de placa, un kW por cada kW de placa indicados). Cuando los motores y aparatos no funcionen simultáneamente, se aplicará factor de diversidad: 2 motores 90 por ciento, 3 motores 80 por ciento y 4 motores 75 por ciento, siempre que la carga conectada no resulte menor de la capacidad del motor más grande o que la suma de las capacidades de la mitad de los motores y aparatos, incluyendo el motor más grande; y b) para cargas mayores de 10 kW por medio de medidores de demanda, basando la facturación en los mismos precios pero por kW de demanda facturable.

	<u>Dólares por kWh</u>
Por los primeros 50 por kW	0.056
Por los siguientes 50 por kW	0.024
Por el resto	0.016

Tarifa fuerza motriz a voltaje primario (F-6). Aplicable a industrias con carga de fuerza motriz superior a 40 kW. Se dará voltaje primario en las redes de distribución. Equipo de transformación a cargo del abonado. La demanda de facturación será la mayor lectura que hubiere sido indicada por el medidor de máxima demanda, durante los 12 últimos meses, incluyendo el mes que se estuviere facturando.

/Cargo per

Cargo por demandas:

	<u>Dólares por kVA</u>
Por los primeros 300 de demanda por mes	2.10
De 301 en adelante, por mes	1.70

Cargo por energía:

	<u>Dólares por kWh</u>
Por los primeros 100 por cada kVA por mes	0.024
Por el exceso	0.014
Mínimo mensual: el cargo por demanda	

Tarifa instalaciones alumbrado provisional (No. 7). Según convenio con los consumidores.

Tarifa de alumbrado público a municipalidades (No. 8). Servicio de las 17.30 hasta las 6.10 horas.

	<u>Dólares</u>
Lámpara de 25 vatios	0.30
Lámpara de 40 vatios	0.44
Lámpara de 60 vatios	0.64
Lámpara de 100 vatios	1.08
Lámpara de 200 vatios	2.14
Lámpara de 300 vatios	3.20

Para servicios de alumbrado público que incluyan instalación, energía, limpieza y mantenimiento de lámparas, según contrato, regirá la siguiente tarifa (8-B).

	<u>Dólares men suales</u>
Por lámpara de mercurio de 175 vatios (nominales)	2.74
Por lámpara de mercurio de 250 vatios	3.72
Por lámpara de mercurio de 400 vatios	5.56
Por cada vatio nominal, por lámpara de mercurio, de capacidad menor de las indicadas anteriormente	0.016

/Tarifa para

Tarifa para servicios del Gobierno Central y municipalidades (E-9).

Cotizaciones a base de consumo mensual. Aplicable exclusivamente a dependencias, establecimientos e instituciones gubernamentales y municipales. No es aplicable a servicios de bombeo de agua potable.

El censo de carga se hará por la suma de: a) 60 por ciento del total que arroje el recuento de la capacidad de todos los focos y artefactos de alumbrado instalados (los sockets desocupados a razón de 50 vatios cada uno y el alumbrado de descarga gaseosa a razón de un vario por cada voltio-amperio de capacidad; b) el total de la carga instalada de motores y aparatos, sin tomar en cuenta los 3 primeros kW. Si la carga de alumbrado excede 8 kW puede establecerse medición a opción del interesado o de la compañía.

	<u>Dólares por kWh</u>
Por los primeros 50 por cada kW de carga	0.06
Por los siguientes 50 por cada kW de carga	0.028
Por el resto	0.016
Mínimo	2.00

Tarifa para servicios de bombeo de agua potable de los gobiernos central y municipal (E-10).

	<u>Dólares por kWh</u>
Por cada kW de carga	0.018

Nota: Hay limitación en cuanto a la zona geográfica que se cubre.

Tarifa estacional servicio de alta tensión (F-9). Aplicable sólo a servicios por períodos no mayores de 6 meses consecutivos y exclusivo para los siguientes fines: beneficios de café, de arroz, de henequén, molienda de azúcar, desgrane de maíz, desmote de algodón y riego.

Costo de transformación a cargo de los usuarios, lo mismo que el equipo auxiliar necesario para la determinación de las máximas demandas, que será mantenido por la compañía.

Registro de máxima demanda a intervalos de 30 minutos.

/Cargo por

Carga por demanda:

	<u>Dólares</u>
Por kVA de demanda mensual	2.40
Carga por energía:	
	<u>Dólares por kWh</u>
Por los primeros 100 por cada kVA de demanda	0.024
Por el resto	0.014
Mínimo mensual: el cargo por demanda	

Nota: El usuario se compromete a mantener su demanda en kW en las horas del pico de cada día, a un valor igual o inferior a los siguientes porcentajes de la demanda máxima en kW medidos fuera de las horas de pico:

<u>Período de contrato (meses)</u>	<u>Porcentaje de demanda</u>
4	33.0
5	41.6
6	50.0

Se considerarán horas del pico las 4 horas consecutivas que señale la compañía al momento de firmar el contrato.

Si el usuario tomare cargas en las horas del pico, en exceso de los porcentajes convenidos, pagará por dicho exceso, así:

<u>Período de contrato (meses)</u>	<u>Fórmula de recargo</u>	<u>Dólares</u>
4	(Dp - (Dm x .33))	28.80
5	(Dp - (Dm x .416))	28.80
6	(Dp - (Dm x .50))	28.80

Se entiende que este recargo será pagado sólo una vez durante el período del contrato por cada kVA de exceso en que se haya incurrido.

HONDURAS

ENEE^{1/}

Tarifa residencial (A): Aplicable sólo a uso doméstico y a uso residencial y comercial combinado, cuando la carga comercial sea menor que la doméstica.

	<u>Dólares por kWh</u>
Primeros 20, cuota mínima	1.750
Por los siguientes 80	0.060
Por los siguientes 200	0.045
Por los siguientes 200	0.040
Por el resto	0.035
Alquiler del contador por mes	0.25

Tarifa servicio general (B): Aplicable a cualquier servicio eléctrico:

Primeros 20	1.750
Por los siguientes 80	0.060
Por los siguientes 900	0.050
Por los siguientes 4 000	0.045
Por los siguientes 5 000	0.035
Por el resto	0.030

Cuota mínima: Monofásico 1.75 por mes (20 kWh)

Trifásico 7.50 por mes (119 kWh)

Alquiler de medidor: Monofásico 0.25 por mes

Trifásico 0.50 por mes

Nota: El abonado se compromete a mantener un factor de potencia no inferior al 80 por ciento.

Tarifa Servicio General Opcional (C): Aplicable a los abonados que se acojan a este servicio con contrato mínimo de un año. La demanda de facturación se determinará como el uso máximo en kW, por mes corriente, por medidor de potencia. La Empresa puede también determinar el uso máximo en kWh por el mes corriente, y si el factor de potencia es menor de 85 por ciento, la "demanda de facturación" por el resultado de

^{1/} La ENEE tiene otro tipo de tarifas para servicio a poblaciones menores. (Véanse tarifas de empresas menores.)

/multiplicar dicho

multiplicar dicho kWh por 85 por ciento. La "demanda" determinada en las formas anteriores no se considerará menor del 80 por ciento de la demanda de facturación más alta en cualquiera de los once meses anteriores.

Cargo por demanda:

2.00 por kW de demanda mensual

Dólares por
kWh

Cargo por energía:

Primeros 20 000	500.00
Por los siguientes 100 000	0.020
Por el resto	0.015

Cuota mínima: 500.00 dólares por mes, más el cargo por demanda.

Tarifas para industrias de altos consumos

No. 1: Contrato especial para una empresa industrial de alto consumo.

Dólares por
kWh

Cargo por demanda:

Por demanda	2.00
-------------	------

Cargo por energía:

Primeros 500 000	0.0160
Por los siguientes 300 000	0.0150
Por los siguientes 700 000	0.0125
Por los siguientes 500 000	0.0115
Por el resto	0.010250

No. 2: Contrato especial para empresa industrial de alto consumo.

Cargo por demanda:

Mensual	2.00
---------	------

Cargo por energía:

Primeros 500 000	0.0160
Por los siguientes 300 000	0.0150
Por los siguientes 700 000	0.0125
Por el resto	0.0110

NICARAGUA

ENALUF ^{1/}

Tarifa residencial con medidor. Aplicable al uso general de servicios con cualquier clase de consumo doméstico, en residencias o casas de habitación unifamiliares urbanas o rurales. Se incluye el consumo de pequeños negocios o industrias caseras, anexos a las casas de habitación y propiedad del abonado, cuando la carga conectada correspondiente al negocio o industria no sea mayor de 1 kW y el consumo de tales actividades no represente más del 30 por ciento del consumo total del abonado.

	<u>Dólares por kWh</u>
Por los primeros 50	0.057143
Por los siguientes 200	0.051429
Por los siguientes 300	0.040000
Por el resto	0.034286
Cargo mínimo por 18	1.000000

Tarifa comercial e industrial menor. Aplicable a establecimientos comerciales, actividades profesionales, institucionales y educacionales, industrias que utilizan fuerza motriz, con o sin alumbrado y con carga realmente conectada entre 1 y 5 kW. Se incluye el consumo de pequeños industriales y pequeños negocios u oficinas, anexos a las casas de habitación, siempre que el consumo comercial o industrial sea mayor del 70 por ciento del consumo total y/o la carga conectada, para tal actividad esté comprendida en 175 kW.

	<u>Dólares por kWh</u>
Por los primeros 50	0.057143
Por los siguientes 200	0.05429
Por los siguientes 300	0.04000
Por el resto	0.034286
Cargo mínimo por 18	1.00000

^{1/} La ENALUF además cuenta con otras tarifas para poblaciones menores (véase tarifas de empresas eléctricas menores).

Tarifa comercial mayor. Aplicable a servicios de actividades comerciales o de negocios, actividades profesionales y similares, siempre que su potencia total conectada sea mayor de 5 kW y su consumo mensual normal igual o mayor de 1 000 kWh.

La demanda máxima se determinará con medidas de demanda, para registrar las demandas máximas con intervalos de 15 minutos. La empresa se reserva el derecho de no instalar equipos de demanda cuando el consumo no sea mayor de 5 000 kWh y/o la carga máxima no sea más de 25 kW.

	<u>Dólares por kWh</u>
Por los primeros 210	0.03486
Por el resto	0.02000
Mínimo por 1 000	34.296

Tarifa industrial mayor (I-3). Aplicable a servicio de fuerza motriz con o sin alumbrado incidental, para fines industriales, siempre que la demanda máxima mensual registrada sea igual o mayor de 25 kW y no sea estacional.

La demanda máxima se determinará con medidas de demanda, integrado con intervalos de 15 minutos.

<u>Cargo por demanda:</u>	<u>Dólares por kWh</u>
Por los primeros 25	2.4286
Por los siguientes 50	2.2857
Por los siguientes 225	2.0000
Por los siguientes 200	1.7143
Por el resto	1.4286
Consumo	0.017143

Si el precio medio resultase mayor que 0.03 se facturará el consumo a 0.034286 el kWh.

Mínimo: El cargo por demanda o el 50 por ciento de la demanda máxima en los 12 últimos meses, si lo primero es menor.

Nota: Factor de potencia: El abonado estará obligado a mantener todo el tiempo un factor de potencia mayor del 85 por ciento. Si llegare a ser menor se hará un recargo igual al monto de la factura multiplicado por $FR=1+(0.85-FPR)$.

Tarifa gubernamental: Aplicable a oficinas, cuarteles y similares del gobierno. Para aquellas entidades gubernamentales con funciones industriales, se les clasificará bajo las tarifas industriales, según corresponda.

0,057143 dólares por kWh
No tiene mínimo

Nota: Factor de potencia: el abonado se obliga a mantener en todo tiempo un factor de potencia no menor del 90 por ciento. Si fuera inferior se le hará un recargo en la factura mensual igual al monto de la cuenta multiplicado por $\left(\frac{0.90}{\text{F. de P. registrado}} - 1\right)$

Tarifa alumbrado público: Aplicable a los servicios de alumbrado de vías públicas, plazas, parques, etc.

0.034286 dólares por kWh
No tiene mínimo

Tarifa para riego: Aplicable únicamente al consumo de energía para riego y cualquier otro tipo de consumo derivado de los propósitos de riego, que requiera una instalación no menor de 5 kW ni mayor de 1 000 kW.

0.020 dólares por kWh
Mínimo: 4.00 dólares con derecho a 200 kWh

Nota: Factor de potencia: igual al de la tarifa gubernamental.

Tarifa de bombeo: Aplicable exclusivamente a empresas concesionarias de servicio público de agua potable y para el consumo de energía eléctrica para bombeo de agua potable distribuida por sistema de tuberías.

0.02486 dólares por kWh
No tiene mínimo

Nota: Factor de potencia: igual al de la tarifa gubernamental

Tarifa mayoristas: Aplicable a los concesionarios de servicio público de energía eléctrica.

	<u>Dólares por</u> <u>kWh</u>
Por los primeros 210 por kW de demanda	0.0300
Por el resto	0.01857

COSTA RICA

ICE

Tarifa I Aplicable a todos los servicios cuyos consumos normales no sean mayores de 3 000 kWh. Cuando el consumo exceda por lo menos en tres ocasiones durante cualquier período de 12 meses consecutivos, la empresa podrá aplicar las otras tarifas, según corresponda.

	<u>Dólares por kWh</u>
Primeros 40 o menos, que es el mínimo	0.9172
Por los siguientes 460	0.02285
Por el resto	0.02105

Tarifa II Aplicable a todos los servicios cuyos consumos mensuales sean mayores de 3 000 kWh pero no mayores de 200 kW de demanda de facturación.

	<u>Dólares por kWh</u>
Por 3 000 o menos, cuota mínima	64.06
Por el resto	0.02135

Tarifa III. Aplicable a todos los servicios cuyos consumos mensuales fluctúen entre 3 001 y 20 000 kWh y sean mayores de 200 kWh por kW de demanda de facturación.

Cargo por demanda:

	<u>Dólares por kW</u>
Primeros 15 o menos	19.1729
Por kW adicional	1.2782

Cargo por energía:

	<u>Dólares</u>
Por 3 000 kWh o menos	44.8872
El kWh por el resto	0.01496

Tarifa IV. Aplicable a todos los servicios cuyos consumos normales sean menores de 20 000 kWh y mayores de 200 kWh por kW de demanda de facturación.

Cargo por demanda:

	<u>Dólares</u>
Por los primeros 15 kW o menos	19.1729
Por los siguientes 85 kW	1.2782
Por el resto	2.7068

/Cargo por

Cargos por energía:

	Dólares por kWh
Por los primeros 20 000 o menos	299.248
Por el resto	0.00782

Tarifa para contratos especiales para distribuidores e industrias a 33 kV.

Cargos por demanda:

La demanda máxima a facturar será la carga promedio más alta, en kW, para cualquier intervalo de 15 minutos durante el mes, que se registre entre las 8.30 horas y las 20.30 horas. Esta "demanda" se facturará de acuerdo con el cargo por demanda establecido en la tarifa IV.

Cargos por energía:

La energía que se consuma en el período comprendido entre el 21 de mayo y el 20 de diciembre de cada año entre las 20.30 y las 8.30 horas del día siguiente en exceso del consumo promedio a esas horas durante el período comprendido entre el 21 de diciembre y el 20 de mayo anteriores, se facturará a razón de (0.035 centavos de colón por kWh).

La energía que se consuma en el período comprendido entre el 21 de mayo y el 20 de diciembre de cada año entre las 8.30 y 20.30 horas, en exceso del consumo promedio a esas horas durante el período comprendido entre el 21 de diciembre y el 20 de mayo anteriores, se facturará a razón de 0.00676 centavos de dólar por kWh (0.045 centavos de colón por kWh).

Toda la energía restante se facturará de acuerdo con lo establecido en la tarifa IV.

Los contratos tendrán una duración de un año, y se considerará renovados a su vencimiento por períodos iguales, si ambas partes no hacen indicaciones de lo contrario tres meses antes de su vencimiento.

Tarifa V: Aplicable a todos los servicios de alumbrado público tales como iluminación de calles, parques y plazas públicas.

0.41353 dólares mensuales por cada 50 vatios o porción de carga conectada.

No incluyen el costo de reposición de lámparas.

/Tarifa VI:

Tarifa VI: Aplicable a grandes consumidores con servicio interrumpible a juicio de la Empresa según convenio.

Cargo por demanda:

Potencia firme al precio de las tarifas III o IV, según corresponda. El exceso a 0.45113 dólares el kW.

Cargo por energía:

Igual al que corresponda según tarifas III o IV.

El uso de potencia en los períodos de interrupción, dará lugar al rompimiento del contrato, en tanto se cobrará el precio de la potencia firme.

Tarifa VII, tipos A y B (para áreas no servidas actualmente): Estas tarifas se aplicarán a aquellos conjuntos de futuros abonados localizados en áreas de servicio que, aunque adyacente a las ya servidas, requieren la realización de extensiones importantes a las facilidades existentes y aumentos apreciables en los gastos normales del Instituto en materia de operación y mantenimiento.

Para cada caso se efectuarán estudios sobre la inversión necesaria y los ingresos netos anticipados, utilizando para ello las tarifas básicas No. I a V. Como regla general, cuando la relación inversión a ingreso neto resulte igual o menor que 14 en caso dado, las tarifas que se aplicarán serán las básicas. Cuando dicha relación resulte igual a una cifra entre 14.1 y 17, se aplicará la tarifa A. El Instituto aplicará la tarifa B cuando la relación indicada resulte igual a una cifra entre 17.1 y 20. El Instituto no prestará servicio eléctrico mediante las tarifas A y B en aquellas áreas en que los estudios correspondientes demuestren que ninguno de los tipos de tarifa disponibles alcanza el nivel necesario para cubrir los costos de prestar el servicio.

Precios mensuales
por kWh
(dólares)

Tarifa A:

Por los primeros 40 o menos	1.08271
De 41 a 150	0.02707
De 151 a 400	0.02256
De 401 a 3 000	0.02015

/Tarifa B:

Precios mensuales
por kWh
(dólares)

Tarifa B:

Por los primeros 40 o menos	1.32331
De 41 a 100	0.03308
De 101 a 400	0.02256
De 401 a 3 000	0.02015

Tarifa VIII: Para carga de tipo estacional. El ICE podrá celebrar bajo las tarifas II, III y IV, contratos especiales con clientes con carga de tipo estacional, tales como ingenios, beneficios de café, etc. En tal caso, el cliente deberá comprometerse a consumir como mínimo 36 000 kWh por año para el caso de las tarifas II y III y 240 000 kWh por año para el caso de la tarifa IV.

La demanda máxima a facturar no podrá ser menor en ningún mes de 17 kW para las tarifas III y IV únicamente.

CNFL

Tarifa de alumbrado y calefacción (1-R). Aplicable a consumos residenciales y también a colegios de enseñanza, hospitales y hospicios.

	Dólares por kWh
Primeros 5 consumidos por cuarto durante el mes	0.037142
Por los siguientes 5 consumidos por cuarto por mes	0.024812
Por el resto	0.013985
Cuota mínima	1.0225
Cada toma corriente se toma como un cuarto. Mínimo de cuartos: 4	

Tarifa alumbrado y calefacción para otros usos que no sean los anteriores (2-T.C): Aplicable a los consumidores que tienen la mayor parte de sus servicios en calefacción y una parte menor en motores, toda la carga de calefacción y motores será reducida a kW para la aplicación de la tarifa.

	<u>Dólares por kWh</u>
Primeros 5 consumidos por toma corriente durante el mes	0.041804
Por los siguientes 5 consumidos por toma corriente	0.029473
Por el resto	0.018646

Cuota mínima mensual: 0.069172 por toma corriente y 0.51127 por kW o fracción instalado en calefacción y aparatos mayores de 650 V. La cuota mínima mensual no será inferior a 1.27067, contando no menos de 4 toma corrientes de 200 V o fracción cada uno.

Tarifa fuerza motriz en general (3-HP): Aplicable a servicios con un sólo medidor para alumbrado y fuerza motriz, siempre que la potencia de alumbrado no exceda el 10 por ciento de la carga conectada total. Al aplicar esta tarifa no serán tomados en cuenta hasta 5 lámparas de 50 V. Servicios de fuerza motriz menores de 5 HP, serán servidos con corriente monofásica. Para los abonados con la mayor parte de sus servicios en motores y una parte menor en calefacción, toda la carga se reducirá a HP para la aplicación de la tarifa.

	<u>Dólares</u>
Para la misma de los kWh consumidos durante el mes, calculado así:	0.037142
60 kWh por cada HP o fracción para los tres primeros caballos de fuerza contratada	
50 kWh por cada HP o fracción para los siguientes 12 caballos de fuerza contratada	
45 kWh por cada HP o fracción por el exceso de caballos de fuerza contratada	
Por los siguientes 750 kWh	0.018646
Por el resto	0.011579

Mínimo mensual:

Por HP o fracción

Hasta 3	1.5263
De 4 hasta 15	1.27067
De 16 h 25	1.13533
De 26 en adelante	1.0225

Si la compañía suministra los transformadores, las instalaciones de más de 3 HP, los mínimos aquí especificados serán aumentados a razón de 0.25563 dólares por cada HP.

/Cuando haya

Cuando haya varios motores, el mínimo mensual se cobrará sumando las capacidades de todos y aplicando a la suma obtenida el mínimo correspondiente como si fuera uno sólo.

Tarifa para periódicos (No. 4): Aplicable a empresas periodísticas. Para los caballos contratados bajo esta tarifa, se sumará toda la carga conectada y se convertirá en caballos de fuerza a razón de uno por cada 750 vatios o fracción.

	Dólares por kWh
Primeros 400	0.037142
Por el resto	0.018646

Cuota mínima:

Según los mínimos de la tarifa de fuerza motriz en general, pero nunca menos de 15 HP, 19.0602 dólares.

Tarifa para beneficios de café (No. 5): Aplicable a este tipo de instalaciones no menores de 15 HP.

	Dólares por kWh
Primeros 400 consumidos por caballo de demanda máxima durante el año	0.037142
Por el resto	0.018646

Cuota mínima anual:

Según los mínimos de la tarifa de fuerza motriz en general, multiplicados por 12, pero nunca menos de 15 caballos, 228 7218 dólares.

Tarifa opcional para servicios no residenciales con una demanda máxima de 17 kW o más (No. 6): Aplicable a todos los servicios que no sean usados en casas de habitación, que tengan una demanda máxima medida o contratada de 17 kW o más y cuya instalación sea servida a través de un sólo medidor. Cuando un abonado elija esta tarifa opcional no podrá cambiar a otra; dentro de un plazo de un año.

Cargo por demanda:

1.85865 dólares por kW, incluyendo el uso de 50 kWh por kW de demanda

/Cargo por

Cargo por energía:

	Dólares por kWh
Primeros 50 por kW de demanda	Libres
Por los siguientes 100 por kW de demanda	0.018587
Por los siguientes 100 000	0.010842
Por el resto	0.007125

Mínimo: 31.59699 dólares por los primeros 17 kW de demanda o menos; 1.8587 dólares por cada kW de demanda de facturación en exceso de los primeros 17 kW.

Nota: La demanda de facturación será determinada por un medidor de máxima demanda, pero en ningún caso será inferior a la registrada en los últimos doce meses consecutivos. Las fracciones de kW que indiquen los medidores serán tomados como un kW. La capacidad en vatios de los aparatos de rayos X se sumará en su totalidad a la demanda máxima que indique el medidor. Se denomina "demanda máxima" la potencia más alta que se utilice en un período cualquiera de 15 minutos en el mes, registrada por el medidor.

En caso de que el factor de potencia sea inferior a 90 por ciento se recargará la factura mensual, multiplicándola por 90 por ciento, dividiendo este producto por el factor de potencia que se haya obtenido.

Tarifa para alumbrado público (fija mensual): Aplicable al alumbrado de rúas, plazas y parques públicos de las 17 a las 6 horas.

Por lámpara (Vs)	Casos		
	1 Sólo energía	2 Energía y man tenimiento me nos bombillas	3 Energía y bombi llas sin man tenimiento
De 50 o fracción	0.2541	0.5083	-
De 51 a 100	0.5083	1.0165	0.7624
De 101 a 150	0.7624	1.5248	-
De 151 a 200	1.0165	2.0331	1.5248
De 201 a 250	1.2707	2.5414	-
De 251 a 300	1.5248	3.0496	2.2872
De 301 a 350	1.7789	3.5579	-
De 351 a 400	2.0331	4.0662	3.0496

Caso No. 4. Para lámparas de 300 vatios dentro del perímetro de la ciudad de San José, la compañía cobrará 2.2872 dólares mensuales por cada lámpara, siendo por cuenta de la misma los gastos de mantenimiento y limpieza, y además suministrar las lámparas y sus accesorios sin excepción.

Nota: La reposición de bombillas o tubos por la compañía no incluye los rotos que serán por cuenta del municipio o quien corresponda.

Además, la compañía cuenta con otras tarifas, a precio fijo para alumbrado, calefacción, otros servicios eléctricos de día y noche y fuerza motriz diurna pero que en la práctica casi no se aplican y por lo tanto omitimos su descripción.

En todas las tarifas la compañía está autorizada a recargar las facturas por concepto de combustibles usados en las plantas térmicas, de acuerdo con el procedimiento que se establece en la Ley 3077 del 7 de diciembre de 1962.

A la fecha de hacer este estudio el Servicio Nacional de Electricidad, organismo regulador, había acordado imponer a la CNFL una nueva tarifa para "servicios generales no residenciales" con una estructura totalmente diferente.

PANAMA

IRHE

Tarifa para casas con medidor:

	<u>Dólares por kWh</u>
Primeros 6 (mínimo)	1.00
Primeros 20	0.15
Por los siguientes 10	0.14
Por los siguientes 7	0.13
Por los siguientes 38 a 60 (fija)	5.40
Por los restantes, hasta 100	0.09

Tarifa para consumidores de más de 60 y menos de 1 000 kWh:

	<u>Dólares por kWh</u>
Primeros 100 (mínimo)	9.00
Por los siguientes 100	0.07
Por los restantes hasta 1 000	0.05

Tarifa para consumidores de más de 1 000 kWh:

	<u>Dólares por kWh</u>
Primeros 1 000 (mínimo)	50.00
Por el resto	0.05

Tarifas para casas sin medidor:

	<u>Dólares</u>
Primeros 100 vatios (mínimo)	1.00
Por el resto del vatio	0.05
Por cada radio, plancha y caja de música	1.00
Por cada uno de otros accesorios como lavadora, tostadora, etc.	1.00

Tarifa opcional para servicio eléctrico general: Aplicable a consumidores con demanda que hayan firmado contrato de acuerdo con esta tarifa por un mínimo de dos años. Se suministrará a voltaje primario del sistema de distribución.

La demanda de facturación será la demanda máxima que ocurriese durante el mes de facturación, pero en ningún caso será menor a la demanda máxima

/de cualquiera

de cualquiera de los once meses anteriores. La demanda máxima será registrada por un medidor de demanda en un período cualquiera de 15 minutos durante el mes.

Cargo por demanda:

2.75 dólares por kW de demanda

Cargo por energía:

	<u>Dólares por kWh</u>
Primeros 20 000	400.00
Por los siguientes 80 000	0.02
Por el exceso	0.015

Cargo mínimo: 400 = por mes más el cargo por demanda.

Ajuste por combustible: si hubiese generación térmica el cargo por kWh se aumentará en lo que comprenda según fórmula establecida.

Nota: Factor de potencia. En caso de que el factor de potencia sea inferior a 85 por ciento, se recargará la factura multiplicándola por 85 por ciento y dividiendo el producto por el factor de potencia que se haya obtenido.

CPFL

Tarifa servicio eléctrico residencial (No. 11): Aplicable a residencias privadas exclusivamente:

	<u>Dólares por kWh</u>
Primeros 3 o menos	0.25
Por los siguientes 22	0.08
Por los siguientes 25	0.06
Por los siguientes 100	0.044
Por los siguientes 200	0.035
Por los siguientes 650	0.025
Por el resto	0.02
Mínimo mensual	0.25

Nota: Factor de potencia. Ningún equipo, utensilio, motor o alumbrado no incandescente, será servido sin que el factor de potencia sea de por lo menos 85 por ciento.

/Tarifa servicio

Nota general: Para todas las tarifas es aplicable la variación por costo de combustible, que resulta de que cuando la Compañía tenga un costo del combustible con que produce la energía inferior a 1.95 dólares o superior a 2.05 por barril, se disminuirá o aumentará, según el caso, la cuenta en la cantidad que resulta de multiplicar los kWh facturados por 0.000032 por cada 0.01 de dólar que varíe el costo del barril de combustible.

Cuadro 1
EL SALVADOR: TARIFAS ELECTRICAS DE EMPRESAS MENORES, 1967

E/CN.12/CCE/SC.5/60
Pág. A-79

(Dólares)

Tarifa	CEL (rural)	Santa Ana (CLESA)	Sansate (CLES)	Ahuechapán (CLEA)	Roberto Mathu y Cfa. (RMC0)	Usulután (DEUSEM)	Cfa. Oriental (COAESA)	Sensuntepeque (DESSEM)	San Sebastián (LESS)
<u>Tarifa fija 1</u>	(Hasta 100 vatios)	(hasta 75 vatios)	(hasta 75 vatios)	(Hasta 50 vatios)	(Hasta 100 vatios)		Hasta 100 vatios)	(Hasta 100 vatios)	(Hasta 100 vatios)
Lámpara de 25 vatios por mes	0.30	0.28	0.40	0.28	0.40		0.40	0.40	0.40
Lámpara de 40 vatios por mes	0.64	0.60	0.72	0.60	0.70		0.72	0.72	0.72
Lámpara de 60 vatios por mes	0.96	0.90	1.08		0.90		1.08	1.08	1.08
Lámparas de 75 vatios por mes					1.00				
Lámparas de 100 vatios por mes					1.30				
Radiorreceptores, cada vatio		0.016							
<u>Tarifa fija 2 (aparatos radiorreceptores)</u>					<u>Tarifa fija No.6</u>		(Hasta 100 V)	(Hasta 100 V)	
Por V y por mes s/capacidad aparato	0.016		0.016		4.00		0.016	0.016	0.016
Planchas, calentadores, etc., hasta 500 V					0.008				
De 501 o más, cada vatio al mes					0.60				
Radiorreceptores menores de 40 vatios					0.016				
Radiorrecept. men. de 40 V, e/ V al mes					0.012				
Fonógrafos comerciales, V. al mes									
<u>Tarifa 3 (para serv. doméstico y para el gobierno c/cargas hasta 15 kw)</u>									
Los primeros 20 kWh c/u	0.06								
Los primeros 25 kWh c/u				0.080					
Los primeros 30 kWh c/u					0.072				
Los primeros 70 kWh c/u						0.048			0.064
Los primeros 50 kWh c/u							0.072	0.080	
Los primeros 100 kWh c/u		0.060	0.044						
Los siguientes 25 kWh c/u		0.056							0.040
Los siguientes 30 kWh c/u									
Los siguientes 40 kWh c/u						0.040			
Los siguientes 50 kWh c/u				0.072			0.048	0.048	
Los siguientes 70 kWh c/u					0.060				
Los siguientes 100 kWh c/u				0.040	0.032				
Los siguientes 150 kWh c/u			0.036						
Los siguientes 190 kWh c/u	0.032								
El consumo en exceso cada kWh	0.016	0.020	0.016	0.016	0.016	0.020	0.020	0.020	0.018
Mínimo urbano		0.96							
Mínimo rural	(16 kWh) 0.96	{ 0.96 2.16	0.40	0.40	(15 kWh) 1.08	{ 6 kWh) 0.40 { 6 kWh) 0.80	{ 0.40 { 0.80	{ 0.80 { 2.60	0.40

/Continda

Cuadro 1 (Continuación)

Tarifa	CEL (rural)	Santa Ana (CLESA)	Sonsonate (CLES)	Ahuachapán (CLEA)	Roberto Matheu y Cía. (RMCO)	Usulután (DEUSEM)	Cía. Oriental (COAESA)	Sensuntepeque (DESSEM)	San Sebastián (LESS)
Tarifa 4 (comercial e industrial menor por cada kWh conectado)									
Los primeros 25 kWh c/u					0.090		0.080	0.100	0.100
Los primeros 40 kWh c/u									
Los primeros 50 kWh c/u						0.068			
Los primeros 60 kWh c/u			0.072						
Los primeros 75 kWh c/u				0.080					
Los primeros 100 kWh c/u	0.06	0.056							
Los siguientes 20 kWh c/u					0.060 (2)				
Los siguientes 25 kWh c/u					0.080 (1)		0.068	0.080	0.080
Los siguientes 30 kWh c/u			0.064						
Los siguientes 50 kWh c/u						0.048	0.048	0.048	0.048
Los siguientes 85 kWh c/u			0.044						
Los siguientes 100 c/u		0.048		0.040					
Los siguientes 100 c/u	0.032	0.028							
Los siguientes 115 kWh c/u					0.040 (3)				
El cons. en exceso c/kWh c/u	0.016	0.024	0.016	0.016	0.016	0.020	0.020	0.020	0.020
Alquiler del medidor al mes				0.020	0.020				
Mínimo mensual: urbano	(33 kWh) 2.00		(33 kWh) 2.40	(40 kWh) 3.20	(40 kWh) 3.60	{ (1/15 kW) 1.20 { (1/15 kW) 2.40	{ (15 kWh) 1.20 { (30 kWh) 2.40	{ (20 kWh) 2.00 { (43 kWh) 4.00	{ 2.00 { 4.00
Mínimo mensual: rural									
Mínimo monofásico		2.00							
Mínimo trifásico		2.40							
Tarifa 5 (comercial e industrial mayor y para gobierno)			Tarifa C-2	Tarifa C-1 (2 HP o más)	(Por kVA)				
Los primeros 50 kWh c/u	0.026		0.060		0.060	0.056	0.030	0.030	0.030
Los primeros 100 kWh,		0.026		0.030					
Los siguientes 50 kWh						0.024			
Los siguientes 80 kWh			0.040		0.40				
Los siguientes 100 kWh			0.020		0.020				
El consumo en exceso cada kWh	0.020	0.020	0.016	0.024	0.016	0.016	0.020	0.020	0.020
Alquiler del medidor al mes			0.020		0.020				
Mínimo mensual: y cargo por demanda	2.00	2.60 (50 kWh) por kVA	3.00 (93 kWh)	2.80	(50 kWh) 3.00	No tiene	2.80	2.80	2.80

/Continúa

Tarifa	CEL (rural)	Santa Ana (CLESA)	Sonsonate (CLES)	Ahuachapán (CLEA)	Roberto Matheu y Cía. (RMCO)	Usulután (DEUSEM)	Cta. Oriental (COAESA)	Sensuntepeque (DESSEM)	San Sebastián (LESS)
Tarifa 6 (fuerza motriz a voltaje primario por c/kWh de demanda facturable)									
		Tarifa No. 8	Tarifa No. 8						
Los primeros 100 kWh, c/u	0.024	0.024	0.024			0.024	0.026	0.026	0.026
Los primeros 300 kVA		2.10	2.10						
El consumo en exceso cada kWh	0.014	0.014	0.014			0.018	0.018	0.018	0.018
Mínimo mensual y cargo por demanda	2.40					2.00	2.40	2.40	2.40
Por cada kVA de exceso		1.70	1.70						
Tarifa 7, servicios eventuales (según convenio con el consumidor)									
			Tarifa "E"	Tarifa "E"	Tarifa No. 7	Tarifa No. 7	Tarifa No. 7	Tarifa No. 7	Tarifa No. 7
Tarifa 8. Alumbrado público									
		Tarifa fija 2	Tarifa A-2	Tarifa F-2	Tarifa fija 2				Tarifa No. 1
Cuota fija al mes o fracción (por vatio)			s/cop. lamp. 0.020		0.024				
Lámpara de 25 vatios por mes	0.30					0.30	0.30	0.30	Tarifa No. 2
Lámpara de 40 vatios por mes	0.40					0.44	0.44	0.44	
Lámpara de 60 vatios por mes	0.64					0.64	0.64	0.64	
Lámpara de 100 vatios por mes	1.08					1.08	1.08	1.08	
Lámpara de 200 vatios por mes	2.14					2.14	2.14	2.14	
Lámpara de 300 vatios por mes	3.20					3.20	3.20	3.20	
Lámpara de 50 a 99 vatios por mes		0.012		0.020			3.20	3.20	
Lámpara de 100 a 199 vatios por mes		0.0108		0.018					
Lámpara de 200 a 300 vatios por mes		0.010		0.016					
Lámpara de 301 en adelante		0.0088		0.014					
Medida (el kWh)						0.028			
Tarifa 9. Estacional alta tensión por cada kW de demanda facturable:									
Los primeros 100 kWh c/u	0.024					0.026	0.026		0.026
El consumo en exceso por cada kWh	0.014					0.018	0.018		0.018
Mínimo mensual y cargo por demanda	2.40					2.40	2.40		2.40
Tarifa 10. Bombeo agua potable									
	Tarifa F-58 (Sin cargo por dem)	Tarifa No. 6 (idem)				Tarifa F-58 (Sin cargo por dem.)	Tarifa F-58 (idem)	Tarifa F-58 (idem)	Tarifa F-58 (idem)
Los primeros 50 kWh, c/u	0.026					0.030	0.030	0.030	0.030
Los primeros 100 kWh, c/u		0.020							
El consumo en exceso c/u	0.018	0.014				0.020	0.020	0.020	0.020
Mínimo mensual y cargo por demanda	2.00	2.40				2.80	2.80	2.80	2.80

Cuadro II

COSTA RICA: TARIFAS ELECTRICAS A MEDIDOR DE EMPRESAS MENORES, 1967

(Dólares)

PURISCAL

Tarifa a medidor a pequeños consumi-
dores comerciales y residenciales

0.0325 el kWh, por los primeros 50 kWh
 0.0271 el kWh, por los siguientes 50 kWh
 0.0233 el kWh, por el resto.

Mínimo \$

Tarifa industrial primario

0.0255 el kWh, por los primeros 50 kWh
 por kW de carga instalada.
 0.0212 el kWh, por el resto.

Mínimo 0.3759 por kW de carga
 conectada.

ACGSTA

A medidor

0.7443 para los primeros 25 kWh
 0.0242 el kWh, por los siguientes 25 kWh
 0.0186 el kWh, por el resto.

Mínimo \$

PEÑA Y SABORIC

Servicio residencial

0.174 el kW de carga conectado.
 0.033 el kWh

Mínimo \$

Servicio general

0.219 el kW de carga conectada
 0.026 el kWh

Mínimo \$

JASEC

Tarifa residencial

1.0075 de 0 a 50 kWh
 0.018 el kWh, por los siguientes
 150 kWh
 0.016 el kWh, el resto.

Mínimo \$ 1.00

Tarifa comercial

1.2030 de 0 a 50 kWh
 0.021 el kWh, por los siguientes
 150 kWh
 0.018 el kWh, por el resto.

Mínimo \$ 1.2030

Tarifa industrial secundario

1.0375 de 0 a 50 kWh
 0.018 el kWh, por los siguientes
 150 kWh
 0.016 el kWh, por el resto.

Mínimo \$ 1.0375

Tarifa industrial primario

0.6992 kW de demanda.
 0.0096 el kWh

Mínimo \$

/JUAN VIÑAS

JUAN VINAS

Tarifa monofásica o trifilar 115/230 V

0.4360 por los primeros 20 kWh
0.0218 por los siguientes 30 kWh
0.0151 por los siguientes 200 kWh
0.0101 el kWh para el resto.

Servicio trifásico 220 V

1.4436 cargo por servicio
0.0421 por c/100 W demandados
0.0084 por c/kWh consumido

Servicio trifásico 2 300/4 160 o
6 360/11 000

2.6917 cargo por servicios.
0.6766 por c/kW de demanda.
0.0084 por c/kWh consumido durante
el mes.

Faltan mínimos.

JASEMA

Tarifa casas de habitación

0.0263 el kWh, por los primeros 50 kWh
0.0240 el kWh, por los siguientes
200 kWh
0.0161 el kWh, por el resto.

Mínimo \$ 0.5338

Tarifa para industrias voltaje secundario para carga mayor de 25 y hasta 75 kW

1.5338 cargo fijo mensual por servicio
0.4511 cargo fijo por kW de máxima
demanda
0.0153 el kWh.

Mínimo \$

Tarifa para industrias voltaje primario para carga mayor de 75 kW y menor de 300 kW

3.0601 cargo fijo mensual por servicio.
0.7669 cargo fijo mensual por c/kW de demanda máxima.
0.0153 por c/kWh consumido.

Mínimo \$

JUAN MERCEDES MATAMOROS. Naranja

Alumbrado y calefacción

0.024 el kW por los primeros 5 kWh consumido.
0.015 el kW por los siguientes 5 kWh consumido.
0.007 por el exceso.

Cuota mínima

0.0375 por cuarto
0.3007 por kW instalado

EFRAIN MATAMOROS CORRALES
Ciudad Quesada

Residencial

0.0541 los primeros 4 kWh por contrato.
0.038 los siguientes 4 kWh por contrato.
0.0096 kWh restantes.
0.2932 mínimo por cuarto.

/Comercial

Comercial

0.1127 los primeros 20 kWh de carga conectada.
 0.0751 los siguientes 20 kWh por carga conectada.
 0.0075 por los restantes.
 0.3458 mínimo por cada 100 vatios.

Misceláneo

0.038 los primeros 20 kWh por carga conectada.
 0.0251 los siguientes 20 kWh por carga conectada.
 0.0087 por los restantes.
 1.3533 por c/kWh de carga conectada.

Tarifa con medidor de máxima demanda

0.1503 por cada 100 vatios de carga conectada.
 0.099 por los primeros 20 kWh por kW máxima demanda.
 0.0685 por los siguientes de 20 kWh por kW máxima demanda.
 0.0075 por los restantes.
 0.3458 mínimo por c/100 vatios.

Alumbrado público

0.4661 c/100 vatios o fracción.

HERMAN KOOPER
 San Pedro de Poás

0.1879 por c/100 vatios de demanda calculada así: 100 por ciento de los primeros 200 vatios, más 50 por ciento del resto de la carga contratada.
 0.045 por c/kWh consumido en el mes.
 Mínimo \$

JASELH

Carga conectada < 25 kV

0.3759 por los primeros 20 kWh mensuales
 0.0187 por los kWh excedidos.

Mínimo \$ 0.3759

Carga conectada > 25 y < 75 kV

1.3533 los primeros 100 kWh mensuales.
 0.0135 los kWh excedidos

Mínimo \$ 1.3533

Servicio a voltaje primario

0.7969 carga por demanda kW/mes.
 0.0120 carga por energía para factor de carga de 0.31.

Mínimo \$

CONSEJO MUNICIPAL DE AGUIRRE

Para pequeños consumidores

1.0676 los primeros 20 kWh.
 0.0533 los restantes

Mínimo \$ 1.0676

EMPRESA MUNICIPAL NARANJO

Para consumo mensual < 3 000 kWh o bien > 3 000 kWh mensuales pero menores de 200 kWh/kW.

0.8270 los primeros 25 kWh.
 0.0330 los siguientes 25 kWh.
 0.0225 los siguientes 150 kWh.
 0.0195 por los kWh excedidos.

Mínimo \$ 0.8270

/Para consumo

Para consumo mensual > 3 000 y de >200 kWh/kW de demanda

18.0451 por los primeros 15 kW
1.2030 por kW adicional

Carga por energía

41.7293 por los primeros 3 000 kWh
0.1488 por kWh adicional

Mínimo \$

Alumbrado público

0.3759 por c/50 vatios o fracción de carga conectada.

MUNICIPALIDAD DE GRECIA

Para carga conectada < 25 kW (T-1)

0.3759 por los primeros 20 kWh
0.0187 para los kWh excedidos

Mínimo \$

Carga conectada > 25 y < 75 kW (T-2)

1.5338 para los primeros 100 kWh
0.0153 para los kWh excedidos

Mínimo \$

Carga conectada > 75 kW (T-3)

4.9022 carga por servicio
0.6165 por cada kW de demanda
0.0872 por cada kWh consumido

Mínimo \$

JUVENAL ALFARO CORRALES

Residencial

0.1203 por c/100 W de carga conectada
0.0135 por c/kWh consumido por mes

Industrial

0.1428 por c/100 W de carga conectada
0.0120 por c/kWh consumido por mes

Servicio general

0.1804 por c/100 W de carga conectada
0.0120 por c/kWh consumido por mes

Grandes consumidores (a voltaje primario)

2.4060 por kW de máxima demanda
0.0090 por kWh consumido en el mes

MUNICIPALIDAD DE GOLFITO

Servicio continuo, pago mensual

1.1278 para los primeros 20 kWh o menos
0.0563 para los siguientes 30 kWh
0.0488 para los siguientes 150 kWh
0.0375 por los restantes

Mínimo \$ 1.1278

Alumbrado público de 17 hrs. a las 6 del día siguiente

0.7518 por c/50 V o fracción

SAN VITO LIMITADA

Residencial

0.0666 para los primeros 7 kWh por c/100 V de carga conectada
0.0604 para los siguientes 7 kWh por c/100 V de carga conectada
0.0482 por los restantes kWh

Servicio comercial

0.0706 por los primeros 7 kWh por c/100 V de carga conectada
0.0646 para los siguientes 7 kWh por c/100 V de carga conectada
0.0518 por los restantes kWh

MUNICIPALIDAD DE MONTES DE ORO

Residencial

0.9398 para los primeros 25 kWh mensuales.

0.0300 para los siguientes 25 kWh mensuales.

0.0225 para los siguientes 50 kWh mensuales.

0.0150 para los kWh restantes.

Mínimo \$ 0.9398

General

0.9398 para los primeros 25 kWh mensuales.

0.0270 para los siguientes 25 kWh mensuales.

0.0210 para los siguientes 50 kWh mensuales.

0.0150 para los kWh restantes.

Mínimo \$ 0.9398

RICARDO NEILLY JOP

Residencial

0.8646 para los primeros 10 kWh mensuales.

0.0861 para los restantes kWh.

Mínimo \$ 0.8646

No residencial

1.3609 para los primeros 20 kWh.

0.0679 para los restantes kWh.

Mínimo \$ 1.3609

MUNICIPALIDAD CANTON DE OSA

Residencial

0.1069 para los primeros 7 kWh c/100 W carga conectada.

0.1004 para los siguientes 7 kWh c/100 W carga conectada.

0.0873 para los restantes kWh.

Comercial

0.0816 para los primeros 7 kWh c/100 W carga conectada.

0.0748 para los siguientes 7 kWh c/100 W carga conectada.

0.0675 para los restantes kWh.

ALEJANDRO JEREZ TABLADA

0.0646 para los primeros 100 kWh mensuales.

0.0345 para los restantes kWh mensuales.

0.05488 mínimo mensual por kWh de carga conectada.

DOMINGO FLAQUE

General

1.0150 para los primeros 25 kWh.

0.0284 para los siguientes 25 kWh.

0.0162 para los restantes kWh

Mínimo \$ 1.0150

MUNICIPALIDAD DE ABANGARES

0.3458 para los primeros 10 kWh.

0.0345 para los restantes kWh mensuales.

Mínimo \$ 0.3458

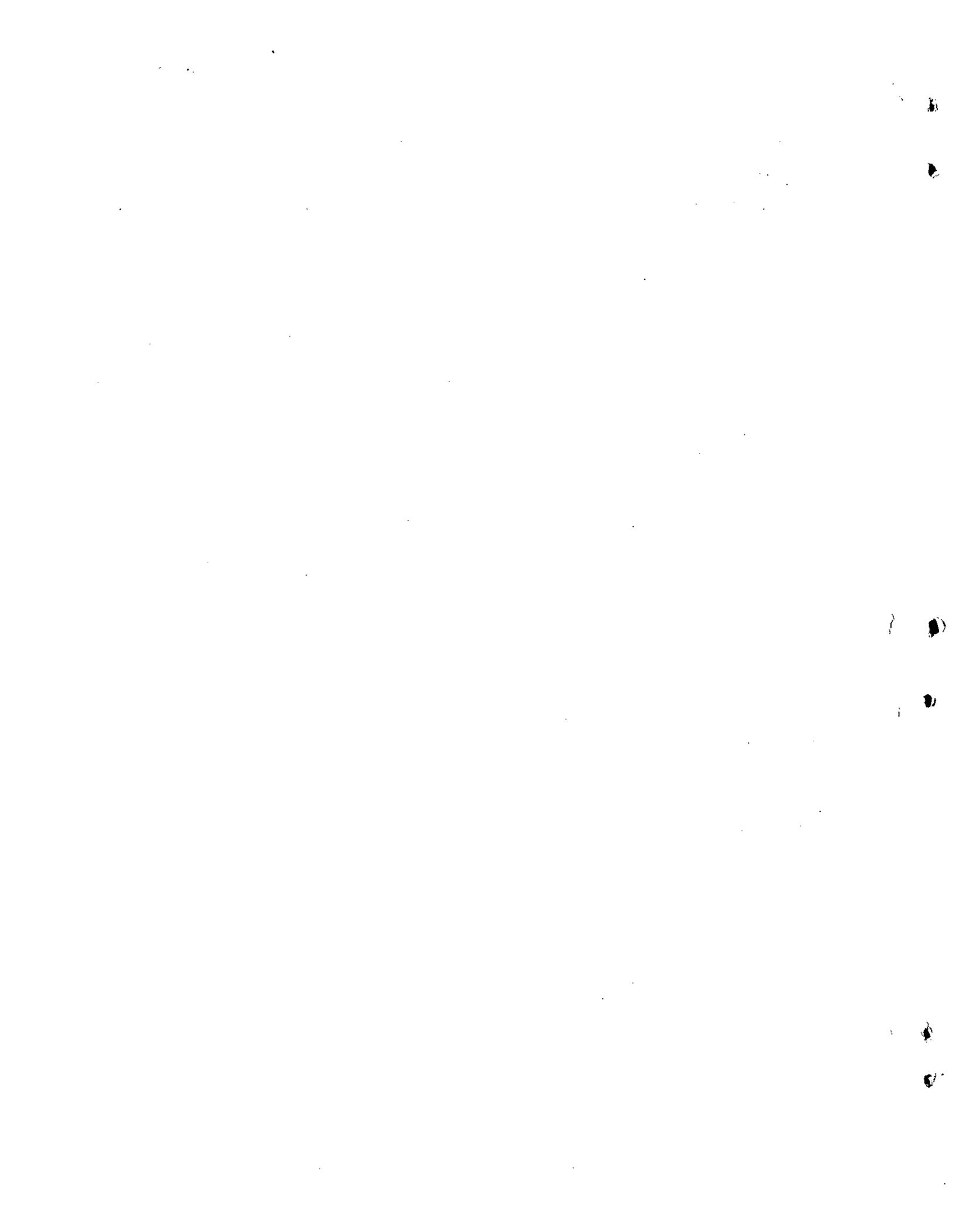
MUNICIPALIDAD PACACI

0.0300 para los primeros 50 kWh.

0.0150 de los 51 a 150 kWh.

0.0105 de 150 kWh en adelante.

Mínimo \$



Anexo G

RESUMEN DEL ESTUDIO ELECTRICO REALIZADO POR ENALUF
PARA EL DEPARTAMENTO DE MASAYA, AGOSTO DE 1967

Objeto del análisis

1. Establecer el papel desempeñado por la energía eléctrica en el desarrollo económico y social del Departamento.
2. Aportar elementos de juicio que puedan servir de orientación en la preparación de programas y políticas del plan integral piloto para el Departamento.
3. Lograr una mejor coordinación entre los elementos públicos y privados responsables de la orientación y acción del desarrollo social y económico.
4. Ubicar la posición en este desarrollo de Masaya a la ENALUF.

Aspectos que comprende el análisis:

a) Análisis de la estructura agrícola (principal producto el algodón), el industrial (consumo de energía eléctrica en 1966 se distribuyó así: tradicionales alimentos, bebidas, etc., 32.0 por ciento, metal-mecánicas 34.0 por ciento y estacionales 34.0 por ciento; 80.8 por ciento promedio anual de crecimiento del consumo en el período 1964-66, comparado con un crecimiento promedio anual para las ventas industriales de ENALUF del 24 por ciento para ese mismo período).

b) Viviendas urbanas: Se estiman en 8 228 viviendas en 1966, con un crecimiento de 8 por ciento para el período 1963-66. Clientes/viviendas 51.1 por ciento. Consumo por cliente servido 589 kWh anual, que compara desventajosamente con el promedio general de ENALUF de aproximadamente 1 000 kWh por cliente.

c) Índices de infraestructura a mayo de 1967

Líneas de distribución primarias = 91%
carreteras + caminos de todo tiempo

Area de influencia de carreteras y caminos todo tiempo = 61%
Area total del Departamento

Area de influencia de líneas-distribución primarias y secundarias = 43%
Area total del Departamento

/d) Consumo

d) Consumo y precio promedio de la electricidad: El consumo en 1966 fue de 8 309 318, con un precio promedio de 28.4 centavos de córdoba (aproximadamente 4 centavos de dólar). El precio promedio de ENALUF en este Departamento es de 14 centavos más bajo que el de la Empresa de Luz y Agua y 8 centavos más bajo que el de la Cooperativa Rural # 1, empresas que operan en la misma zona, (la tarifa industrial es idéntica para los tres distribuidores). Se hicieron comparaciones de consumo por cliente, precio, etc., entre Masaya y otra ciudad en otro departamento cercano.

