

NACIONES UNIDAS

CONSEJO
ECONOMICO
Y SOCIAL



LIMITADO
E/CN.12/CCE/SC.5/43
TAO/LAT/66
15 de agosto de 1966
ORIGINAL: ESPAÑOL

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

Tercera reunión
Tegucigalpa, Honduras, 5 de septiembre de 1966

ESTUDIO COMPARATIVO DE COSTOS DE LA ENERGIA ELECTRICA
EN CENTROAMERICA Y PANAMA, 1964

Informe preparado por la Misión Centroamericana de Electrificación y Recursos Hidráulicos asignada por la Dirección de Operaciones de Asistencia Técnica de las Naciones Unidas al Programa de Integración Económica Centroamericana.

El texto de este informe no ha sido revisado por la Dirección de Operaciones de Asistencia Técnica de las Naciones Unidas.

INDICE

	<u>Página</u>
Preámbulo	1
1. Introducción	2
2. Empresas analizadas	4
a) Empresas distribuidoras con generación propia exclusivamente	7
b) Empresas distribuidoras con generación propia que compran además energía a otras empresas eléctricas	7
c) Empresas productoras y distribuidoras	7
d) Empresas principalmente productoras	8
3. Definiciones y bases de cálculo	15
a) Activo fijo	15
b) Depreciación acumulada	16
c) Activo fijo neto	16
d) Capital de trabajo	16
e) Inversión inmovilizada	17
f) Financiamiento de la inversión inmovilizada	17
g) Inversión real en operación y en construcción, deudas totales y patrimonio real	18
h) Ingresos y gastos de explotación	18
i) Ingreso neto de explotación y utilidad neta	19
j) Valores contabilizados y equivalencias monetarias	19
4. Influencia de la rentabilidad en el nivel de precios de la energía eléctrica	20
a) Empresas de capital privado	22
b) Empresas de capital estatal productoras y distribuidoras de energía	23
c) Empresas principalmente productoras	25
5. Influencia de los gastos de explotación en el nivel de precios	29
6. Gastos de explotación fijos y variables	30

	<u>Página</u>
7. Análisis de los gastos de explotación	33
a) Generación hidráulica	33
b) Generación a vapor	36
c) Generación de combustión interna	39
d) Resumen de gastos directos de generación	43
e) Gastos directos de transmisión	45
f) Gastos de distribución, de consumidores y de promoción de ventas	46
g) Gastos de administración y generales	49
h) Depreciación e impuestos	50
8. Costo de la energía eléctrica	54
a) Empresas que producen toda la energía que venden a consumidores directos	54
b) Empresas que compran exclusivamente o compran y producen la energía que venden	58
c) Empresas principalmente productoras	60
9. Resumen y conclusiones	62

PREAMBULO

En la primera reunión celebrada por el Subcomité Centroamericano de Electrificación se aprobó la recomendación 5 (SC.5) en la que se solicitaba de las Naciones Unidas que se hiciera un estudio comparativo de costos de la energía eléctrica. En cumplimiento de lo recomendado, el señor Eugenio Salazar, experto de Asistencia Técnica, presentó a la segunda reunión del Subcomité el informe Estudio comparativo de costos de la energía eléctrica en Centroamérica y Panamá, 1959 (E/CN.12/CCE/SC.5/6; TAO/LAT/31).

En esa segunda reunión el Subcomité aprobó la resolución 12 /SC.5), recomendando a la secretaría de la CEPAL que "con la colaboración de la Misión Centroamericana de Electrificación, lleve a cabo periódicamente estudios comparativos de los costos de la energía eléctrica de los países del Istmo Centroamericano. En la medida de lo posible, los estudios que se emprendan deberán incluir los costos registrados en empresas de distinto tamaño".

Con base en esa resolución y en el informe del experto de Asistencia Técnica antes aludido, se ha preparado este segundo informe en el que se siguen los lineamientos del primero y se establecen los avances logrados entre 1959 y 1964.

Para la elaboración de este trabajo se ha contado con la valiosa cooperación de los organismos estatales de electrificación y de las empresas de propiedad privada de los países del Istmo Centroamericano, que facilitaron todos los datos y antecedentes solicitados. No se obtuvo información de empresas eléctricas pequeñas, que no utilizan un sistema uniforme de cuentas ni pudieron proporcionar las informaciones requeridas.

El Estudio comparativo de las tarifas de energía eléctrica de Centroamérica y Panamá, 1964-1965 (E/CN.12/CCE/SC.5/40; TAO/LAT/62), que se presenta también a consideración de la tercera reunión del Subcomité Centroamericano de Electrificación, debe considerarse complementario de este documento.

1. Introducción

Se inicia este estudio con un análisis comparativo del suministro de energía de la región entre 1959 y 1964, con el objeto de facilitar la determinación de las posibles causas que han dado origen a los cambios observados en los costos.

La situación entre las empresas eléctricas en 1964 resulta más equilibrada que en 1959; sigue habiendo diferencias apreciables entre los índices de consumo y de precios de la energía eléctrica de distintos países, pero son menores que los observados en el estudio de 1959.

En el cuadro 1, extractado de las estadísticas de 1964, figuran los datos de consumidores, consumo y precio medio de la energía eléctrica de servicio público en cada uno de los países de Centroamérica y Panamá, tanto para el consumo total como para el residencial. En el período 1959-1964 se registra un incremento del número de consumidores de 169 600 (que representa el 40 por ciento de aumento sobre 1959) de los cuales 142 000 corresponden a Centroamérica y el resto a Panamá. El consumo medio anual por consumidor también se incrementó en toda el área, siendo el total de la región de 656 kWh (30 por ciento sobre 1959) y de 636 kWh cuando sólo se considera Centroamérica. El mayor incremento se obtuvo en Honduras y el menor en Costa Rica.

El ingreso medio por kWh, por países, fue ligeramente menor en 1964 que en 1959, tanto para el conjunto de Centroamérica y Panamá como para Centroamérica sola, (3.2 y 3.0 en 1964 y 3.4 y 3.1 centavos de dólar, respectivamente en 1959). Es interesante subrayar que en Honduras el precio promedio del kWh era de 7.9 centavos de dólar en 1959 y que en 1964 fue de 3.70. Los demás países redujeron su precio medio, con excepción de Nicaragua, donde subió de 4.3 a 4.46, y de Costa Rica, de 1.6 a 1.95. Los precios medios en centavos de dólar por kWh de 1964 quedaron comprendidos por consiguiente entre 1.95 (Costa Rica) y 4.46 (Nicaragua) es decir, una relación de 1 a 2.3, en vez de la de 1 a 5 que existía en 1959.

En el consumo residencial por países, hubo también de 1959 a 1964 un incremento en el número de consumidores y en el consumo medio anual

Cuadro 1

**CENTROAMERICA Y PANAMA: CONSUMIDORES, CONSUMO Y PRECIO MEDIO DE LA ENERGIA
ELECTRICA DE SERVICIO PUBLICO , 1959 Y 1964**

País	Total de servicio público			Consumo residencial		
	Número de consumidores a/ (Miles)	Consumo medio anual por consumidor (kWh)	Ingreso medio por kWh (Centavos de dólar)	Número de consumidores a/ (Miles)	Consumo medio anual por consumidor (kWh)	Ingreso medio por kWh (Centavos de dólar)
1959						
Total Centroamérica y Panamá	425.0	2 189	3.4	372.2	1 237	3.3
Total Centroamérica	346.8	2 199	3.1	305.6	1 344	3.1
1964						
Total Centroamérica y Panamá	594.6	2 845	3.16	438.7	1 480	3.30
Centroamérica	488.8	2 835	2.98	353.1	1 586	3.16
Guatemala	138.6	2 381	3.58	69.8 ^{c/}	1 279 ^{c/}	4.51 ^{c/}
El Salvador	114.8	2 719	2.98 ^{d/}	92.4 ^{d/}	943	3.12
Honduras	37.1	2 700 ^{d/}	3.70 ^{d/}	27.6 ^{d/}	931	5.91
Nicaragua	72.7	2 165	4.46	59.5	826	6.30
Costa Rica	125.6	3 870	1.95	103.8	2 975	1.86
Panamá ^{b/}	105.8	2 889	4.04	85.6	1 040	4.89

a/ Promedio del año.

b/ Excluye Zona del Canal.

c/ Sólo incluye Empresa Eléctrica de Guatemala.

d/ Incluye 15.16 GWh de consumos gratuitos y cubre más del 95 por ciento del total nacional.

/por consumidor

por consumidor, aunque en mucho menor grado que en el total. Los precios de la energía para este sector se mantuvieron invariables, en promedio, entre 1959 y 1964. Al analizar la situación por países puede observarse que Guatemala bajó de 4.8 a 4.5 centavos de dólar por kWh; El Salvador, de 3.7 a 3.1; Honduras, de 9.2 a 5.9; Nicaragua subió de 5.2 a 6.3 y Costa Rica de 1.5 a 1.9; Panamá permaneció igual. La gama de valores del sector residencial para el precio de kWh en 1964 osciló, por consiguiente, entre 1.9 y 6.3 (1 a 3.4) mientras que en 1959 lo había hecho entre 1.5 y 9.2 (1 y 6.1).

En el cuadro 2 se destaca lo expuesto, estableciendo una relación entre consumo medio por consumidor e ingreso medio por kWh tanto para consumo total como residencial, pero estableciendo como base de comparación a Costa Rica = 1.00. Este cuadro comparativo de 1959 y 1964 permite comprobar que las diferencias entre los países se han acortado sustancialmente en las 4 columnas analizadas.

Se confirma en este análisis la correlación señalada en el informe anterior entre el consumo y el nivel de precios fijado en las tarifas de ventas, aunque no sea el único factor determinante. Honduras es un caso digno de analizarse con más detalle: en el sector residencial bajó su precio medio de 9.2 a 5.9 centavos de dólar, con lo que la relación con Costa Rica (más bajo) igual a 1.00, pasó de 6.1 a 3.2 y el consumo medio anual subió de 608 a 931 kWh, es decir, la relación con Costa Rica = 1.00 pasó de 0.20 en 1959 a 0.31 en 1964. En el gráfico 1 se muestra esa correlación entre consumo medio por consumidor y el ingreso medio por kWh, calculado con base en el cuadro 2.

2. Empresas analizadas

Un alto porcentaje del servicio público eléctrico se proporciona en Centroamérica y Panamá por un número reducido de empresas estatales y privadas, que abarcan un elevado porcentaje del mercado de la región. Esas empresas importantes son las que se han incluido en este estudio.

Las empresas analizadas se diferencian por su tamaño y por las funciones que desempeñan. Desde el punto de vista del origen y forma en que se dispone de la energía pueden distinguirse las siguientes modalidades:

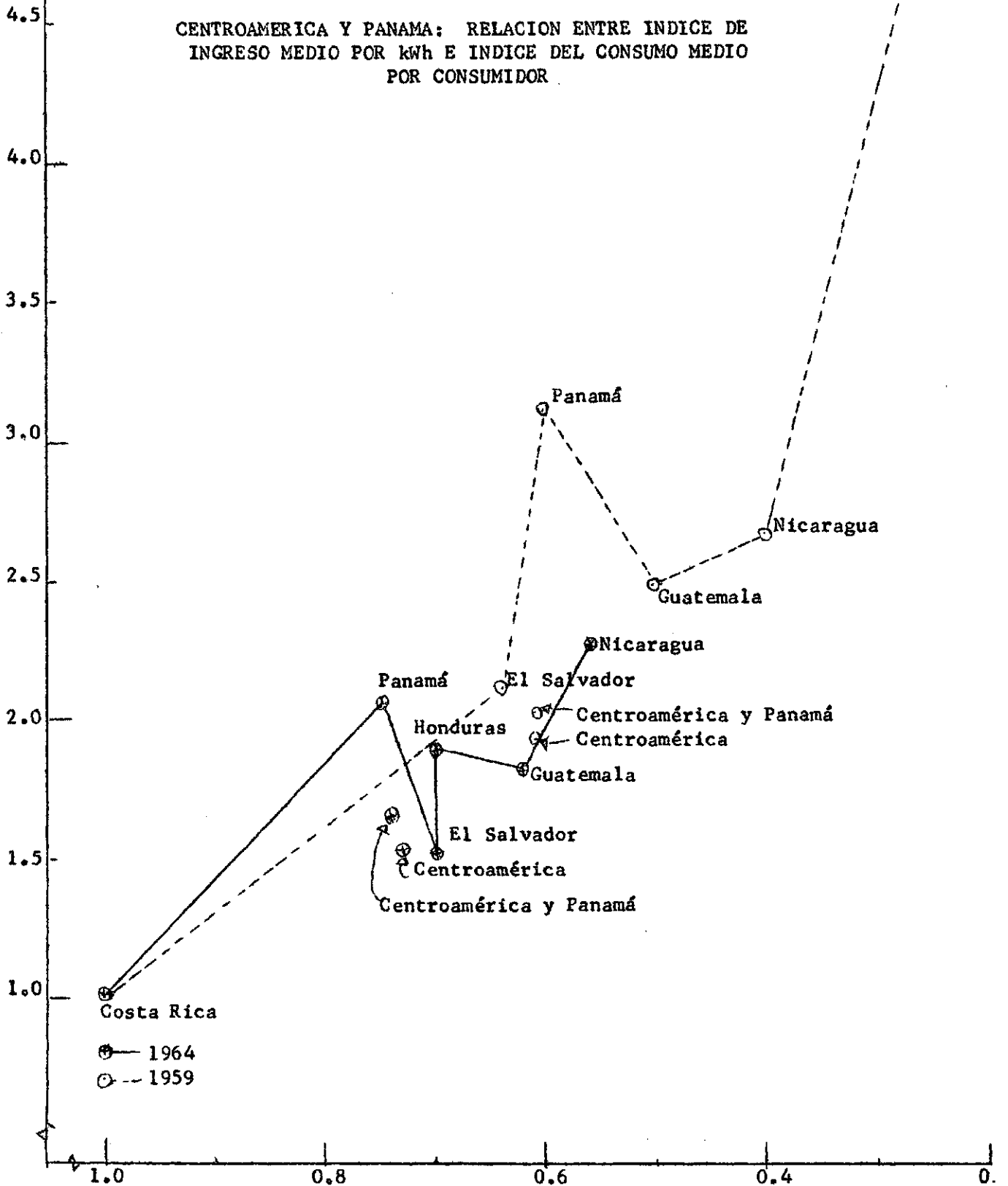
- Empresas distribuidoras con generación propia exclusivamente;
- Empresas distribuidoras con generación propia que compran además energía a otras empresas eléctricas;
- Empresas productoras y distribuidoras;
- Empresas principalmente productoras.

/Gráfico 1

Indice del ingreso medio por kWh

Gráfico 1

CENTROAMERICA Y PANAMA: RELACION ENTRE INDICE DE INGRESO MEDIO POR kWh E INDICE DEL CONSUMO MEDIO POR CONSUMIDOR



Indice del consumo medio por consumidor

/Cuadro 2

Cuadro 2

CENTROAMERICA Y PANAMA: INDICES DE CONSUMO Y PRECIO
 MEDIO POR KWH, 1959 Y 1964

(Costa Rica = 1.00)

País	Total servicio público				Consumo residencial			
	Consumo me- dio por con- sumidor		Ingreso me- dio por kWh		Consumo me- dio por con- sumidor		Ingreso me- dio por kWh	
	1959	1964	1959	1964	1959	1964	1959	1964
Total Centroamérica y Panamá	0.61	0.74	2.13	1.62	0.42	0.50	2.20	1.77
Centroamérica	0.61	0.73	1.94	1.53	0.46	0.53	2.07	1.70
Guatemala	0.50	0.62	2.50	1.84	0.31	0.43	3.20	2.43
El Salvador	0.64	0.70	2.13	1.53	0.28	0.32	2.47	1.68
Honduras	0.25	0.70	4.94	1.90	0.20	0.31	6.13	3.18
Nicaragua	0.40	0.56	2.69	2.29	0.27	0.28	3.47	3.39
Costa Rica	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
Panamá ^{a/}	0.60	0.75	3.13	2.07	0.25	0.35	3.20	2.63

a/ CPFL e IRHE solamente para 1964. Para 1959 sólo CPFL.

a) Empresas distribuidoras con generación propia exclusivamente

Empresa Eléctrica de Guatemala (EEG); Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), de Honduras; Compañía Panameña de Fuerza y Luz (CPFL); Instituto de Recursos Hidráulicos y Electrificación (IRHE), de Panamá. Toda la energía que venden estas empresas es generada en sus propias centrales y toda la producción se suministra a consumidores finales.

b) Empresas distribuidoras con generación propia que compran además energía a otras empresas eléctricas

Compañía de Alumbrado Eléctrico de San Salvador (CAESS), de El Salvador (alrededor del 85 por ciento de la energía eléctrica se la compra a CEL); Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL), de Costa Rica (alrededor del 60 por ciento de la energía se la compra al ICE); Instituto Costarricense de Electricidad (ICE Sistema Distribución) (la totalidad de la energía vendida se la compra al ICE, Sistema de Producción). Cuando se realizó el estudio de 1959, el sistema de distribución ICE disponía de generación propia, pero a partir de 1964 el Instituto, con la aprobación del Servicio Nacional de Electricidad --entidad reguladora de Costa Rica-- separó totalmente: a) el sistema de producción, que genera, transmite y vende al por mayor, en todos los casos a voltaje de 33 000 voltios, a otras empresas eléctricas (CNFL, JASEMA, JASEMH, JASEC, municipalidades que distribuyen y al propio ICE, sistema de distribución) y a algunas industrias muy importantes, y b) el de distribución, que es dueño de todas las redes de distribución y revende energía eléctrica a consumidores eléctricos directos. En este estudio de 1964 se consideró la situación antes expuesta para el ICE para todo el año analizado, ya que la contabilidad y administración son separadas.

c) Empresas productoras y distribuidoras

Instituto Nacional de Electrificación (INDE), de Guatemala (genera y vende directamente a consumidores y también vende en bloque a otras empresas); Empresa Nacional de Luz y Fuerza (ENALUF), de Nicaragua (genera,

/transmite,

transmite, vende directamente a los consumidores mediante sus propias redes de distribución, incluyendo a Managua, y vende a otras empresas eléctricas). Por sus funciones no se diferencia del Instituto Costarricense de Electricidad, pero desde el punto de vista de la contabilidad, el control de explotación, las actividades de producción, transmisión y distribución no se administran, como en el ICE, como negocios separados, con ingresos, gastos y resultados financieros propios.

d) Empresas principalmente productoras

Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Lempa (CEL), de El Salvador, e Instituto Costarricense de Electricidad (ICE Sistema de Producción) de Costa Rica.

Estas dos empresas se ocupan principalmente de las actividades de generación, transmisión y venta en bloque en alta tensión. El caso del ICE se explicó detalladamente en el punto anterior.

Se anotan a continuación las empresas seleccionadas para el estudio, indicándose la importancia relativa que tienen dentro de cada país. En el caso de Guatemala y Panamá, el Instituto Nacional de Electrificación (INDE) y el Instituto de Recursos Hidráulicos y Electrificación (IRHE), que no habían sido considerados en el estudio de 1959, se incorporan en algunas partes del estudio, aunque no han podido tenerse presentes en otras por no haberse dispuesto de los datos respectivos.

EMPRESAS PRINCIPALMENTE PRODUCTORAS (MAYORISTAS)
(Porcentaje de la generación total de servicio público)

	1959	1964
<u>El Salvador</u>		
Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Lempa (CEL)	77.5	79.1
<u>Costa Rica</u>		
Instituto Costarricense de Electricidad (ICE Sistema Producción)	44.6 ^{a/}	60.2

a/ Incluía sólo el sistema primario Garita-Colima.

EMPRESAS DISTRIBUIDORAS^{a/}(Por ciento del servicio público del país)

	1959		1964	
	Consumo	Ingresos	Consumo	Ingresos
<u>Guatemala</u>	<u>83</u>	<u>83</u>	<u>82</u>	<u>81</u>
Empresa Eléctrica de Guatemala (EEG)	83	83	78	77
Instituto Nacional de Electrificación (INDE)	4	4
<u>El Salvador</u>				
Compañía de Alumbrado Eléctrico de San Salvador (CAESS)	70	66	71	65
<u>Honduras</u>				
Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) <u>b/</u>	46	43	82	86
<u>Nicaragua</u>				
Empresa Nacional de Luz y Fuerza (ENALUF)	72	61	78	73
<u>Costa Rica</u>	<u>82</u>	<u>84</u>	<u>88</u>	<u>87</u>
Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL)	76	79	69	69
Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) Distribución	6	5	19	18
<u>Panamá</u> ^{c/}	<u>84</u>	<u>77</u>	<u>88</u>	<u>95</u>
Compañía Panameña de Fuerza y Luz (CPFL)	84	77	84	90
Instituto de Recursos Hidráulicos y Electrificación (IRHE)	4	5

a/ Con generación propia, parcial o total.b/ Para efectos del cálculo de este porcentaje no se tomaron en cuenta los servicios gratuitos, ni los consumos propios de la Tela y la Standard.c/ No incluye la Zona del Canal.

Las nueve empresas distribuidoras consideradas en conjunto representan el 82 por ciento del consumo total y el 81 por ciento del ingreso total de la industria eléctrica de servicio público en los seis países del área, excluida la Zona del Canal; todas ellas abastecen en sus respectivos países las zonas económicamente más desarrolladas y de más alta densidad de población, incluyendo las capitales y los centros urbanos vecinos.

La posición que ocupan en los países estas empresas con respecto al ingreso medio por kWh, en centavos de dólar, se observa en el cuadro siguiente en el que se compara la situación de 1964 con la de 1959.

INGRESO MEDIO POR kWh

(Centavos de dólar)

País	Empresa ^{a/}	Por empresa		Total del país	
		1959	1964	1959	1964
Guatemala	EEG	4.02	3.50	4.00	3.58
	INDE	...	2.32		
El Salvador	CAESS	3.17	2.76	3.40	2.98
Honduras	ENEE	7.50	4.37	7.90	3.70
Nicaragua	ENALUF	3.16	3.45	4.30	4.46
Costa Rica	CNFL	1.69	1.87	1.60	1.95
	ICE	1.37	2.04		
Panamá	CPFL	4.50	3.74	5.00	4.04
	IRHE	...	8.39		

a/ Los valores por empresas para 1964 fueron obtenidos del cálculo según últimos informes de las mismas. No coinciden con el informe estadístico TAO/LAT/31.

Las empresas analizadas son representativas del país en cuanto a su ingreso medio.

En el cuadro 3 figuran los datos generales de las empresas analizadas y pueden apreciarse las diversas modalidades existentes y la magnitud de sus operaciones.

Cuadro 3

E/CN.12/CCE/SC.5/43

TAO/LAT/66

Pág. 11

CENTROAMERICA Y PANAMA: DATOS GENERALES DE LAS EMPRESAS ELECTRICAS ANALIZADAS, 1964

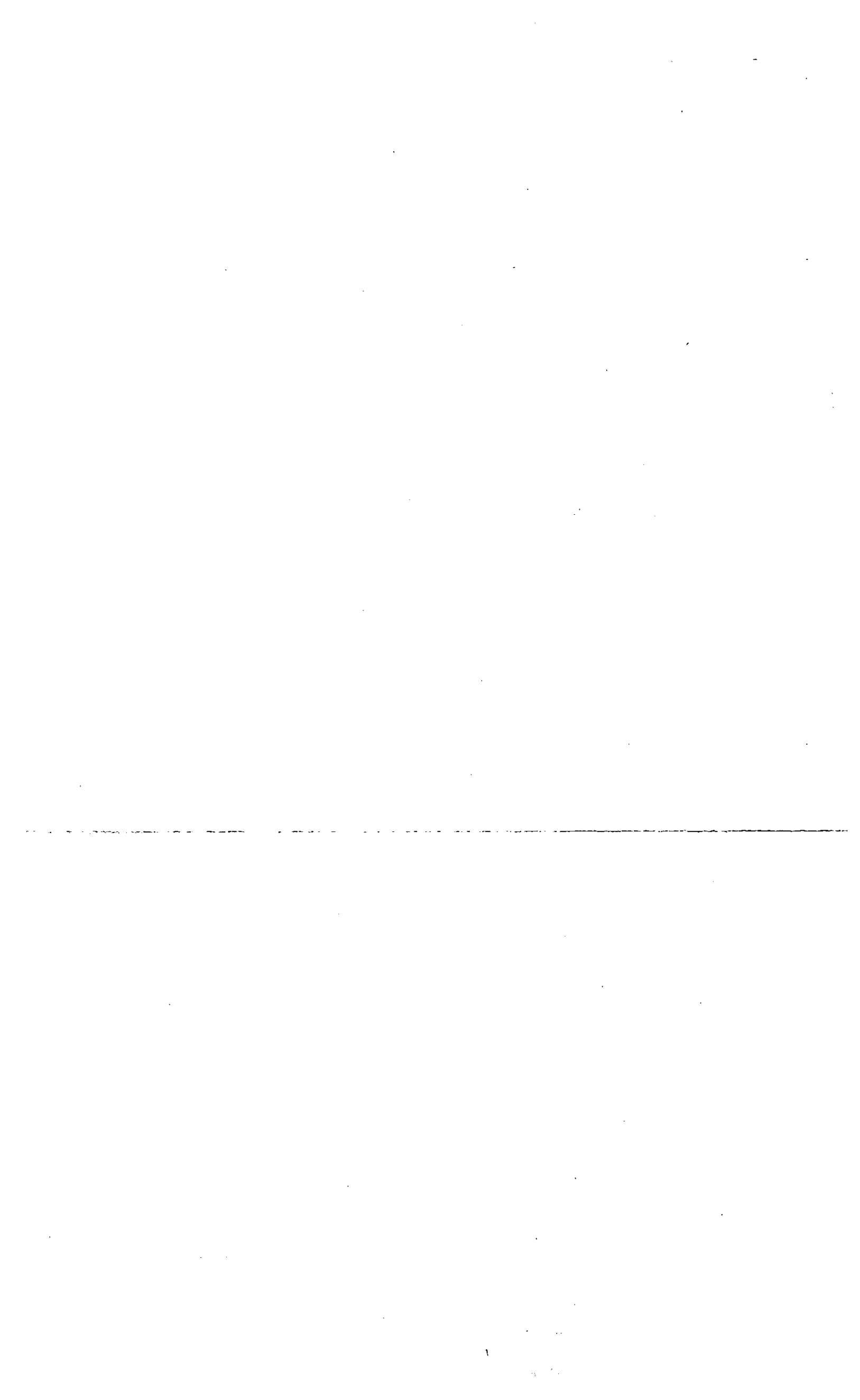
País	Empresa	Propiedad	Capacidad instalada (kW)	Producción de energía eléctrica (Millones de kWh)			Ventas de energía a otras empresas eléctricas		Actividades de distribución		
				Generación neta	Compra	Total	Millones kWh	Miles de dólares	Número de consumidores (Miles)	Consumo (Millones de kWh)	Ingresos (Miles de dólares)
Guatemala	EEG	Particular	64 672	294.8	-	294.8	-	=	81.3	260.6	9 120.0
	INDE ^{a/}	Estatad	10 780	22.5	-	22.5	6.3	90	10.3	12.8	353.0
El Salvador	CAESS	Particular	10 714	37.5	202.9	240.4	-	=	61.4	218.1	6 028.8
	CEL ^{b/}	Estatad	75 000	281.5	-	281.5	268.3	4 475	1.4	2.6	56.0 ^{b/}
Honduras	RNEE	Estatad	44 839	80.6	-	80.6	-	=	26.9	68.5	2 995.0
Nicaragua	ENALUF	Estatad	48 703	176.1	-	176.1	38.6	877	39.8	122.6	4 677.0
Costa Rica	CNFL	Particular	38 870	168.8	246.2	415.0	30.2	261	71.2	333.9	6 555.0
	ICE (Sistema distribución)	Estatad	-	-	80.7	80.7	5.8	87	14.6	64.0	1 340.0
	ICE (Sistema producción)	Estatad	85 872	337.2	49.9	387.1	354.7	4 763.2	-	29.9	391.8
Panamá	CPFL	Particular	63.095	271.3	-	271.3	-	-	73.5	242.4	9 115.0
	IRHE ^{c/}	Estatad	7 840	17.4	-	17.4	-	-	12.9	12.7	1 065.0

a/ Cifras estimadas, tomadas de fuentes diversas.

b/ La CEL realiza sus actividades de distribución a través de subsidiarias.

c/ Información de 1965.

/En el



En el caso del INDE la información se obtuvo del informe de Harza, de febrero de 1965, sobre el desarrollo de la fuerza eléctrica (República de Guatemala) 1965 a 1970^{1/} y de la Memoria del INDE, julio 1963-diciembre 1964.

Las empresas con mayor capacidad instalada y generación han sido, por orden de importancia, el ICE --Sistema Producción-- (Costa Rica), CEL (El Salvador), EEG (Guatemala) y CPFL (Panamá), que oscilan entre los 60 000 y 90 000 kW y con una generación anual entre los rangos de 250 a 350 millones de kWh. El factor de planta de estas cuatro empresas ha oscilado entre 52 (EEG) y 43 (CEL) por ciento.

En 1959, esas mismas empresas tenían una capacidad de generación del orden de 40 000 kW y una producción entre los 160 y 180 millones de kWh, con un factor de planta entre el 46 y el 44 por ciento.

Para 1964, la ENALUF (Nicaragua), con una capacidad de casi 50 000 kW, generó 176 millones, con un factor de planta de 41 por ciento, apreciándose un mejor aprovechamiento de las centrales al comparar dicho año con el de 1959, en que el factor de planta fue del 23.7 por ciento. También la CNFL (Costa Rica), sin haber ampliado su capacidad instalada de 1959 a 1964, aumentó su generación a 169 millones y con ello su factor de planta se elevó de 38.2 en 1959 a 50 por ciento en 1964. En el caso de la CNFL, uno de los factores a que se debió que aumentara su generación con las instalaciones existentes, fue el hecho de que el ICE, a quien compra energía, modificara su estructura tarifaria de una tarifa sólo por potencia a una por potencia y energía en las ventas en bloque.

En el caso de CAESS (El Salvador) se observa que con la misma capacidad de 1959 duplicó con exceso su generación en 1964, por lo que su factor de planta llegó a 40 por ciento.

La empresa productora ENEE (Honduras) es la que más ha aumentado su capacidad instalada en términos relativos; pasó de 6 200 kW en 1959 a casi 45 000 kW en 1964 y su generación de electricidad de 20.5 a 80.6 millones de kWh. Su factor de planta en 1964 fue de 21 por ciento, la más baja de

1/ Véase, Harza Engineering Company International, Desarrollo de la Fuerza Eléctrica, República de Guatemala 1965-1970, febrero 1965.

las empresas analizadas, porque dicho año entró en operación su Planta Cañaveral de 28.5 MW.

Las otras dos empresas con generación propia, que por primera vez aparecen en un estudio de costos comparativos son, el INDE (Guatemala) y el IRHE (Panamá) con capacidades de 10 780 y 7 840 kW y generación de 22.5 y 17.4 millones de kWh, respectivamente. Los factores de planta fueron de 24 y 40 por ciento para el INDE y el IRHE, respectivamente. Puede decirse que la situación de importancia relativa dentro del país de estas dos empresas es similar a la de la ENEE en 1959.

Por lo que se refiere a las actividades de distribución, las empresas más importantes, por el número de consumidores, siguen siendo la EEG (Guatemala), la CPFL (Panamá), la CNFL (Costa Rica) y la CAESS (El Salvador), todas ellas de propiedad particular y dando servicio a las capitales de dichos países. El crecimiento de esas cuatro empresas de 1959 a 1964 ha sido del orden de un 33 por ciento en consumidores y de un 90 por ciento en consumo, excepto en el caso de la CNFL (Costa Rica) cuyo crecimiento de consumo ha sido de un 50 por ciento.

Las empresas distribuidoras ENEE (Honduras), ENALUF (Nicaragua) e ICE Distribución (Costa Rica), han duplicado o casi duplicado el número de consumidores y más que duplicado el consumo. En Honduras el crecimiento fue mayor; en el caso del ICE Distribución las cifras de 1959 y 1964 no son totalmente comparables porque en el primer informe sólo se tomó en cuenta la zona de distribución central del país y en este estudio se incluyeron todos los lugares del país en que el sistema vende a consumidores directos, pero un sector importante de consumo se había separado dicho año para constituir una empresa independiente (JASEC).

Las empresas de Centroamérica y Panamá podrán mejorar indudablemente sus factores de planta colocando energía marginal, incluso a precios bajos, con lo cual se obtendrían enormes beneficios tanto para la economía de dichas empresas como para el consumidor del Istmo Centroamericano.

3. Definiciones y bases de cálculo

En el estudio de 1959^{2/} figuran las definiciones sobre activo fijo, depreciación acumulada, activo fijo neto, capital de trabajo, inversión inmobilizada, financiamiento, ingresos de explotación, gastos de explotación, ingreso neto de explotación y utilidad. Se repetirán aquí más resumidas para la mejor comprensión del análisis y por haberse introducido algunas variaciones en este estudio de 1964. Estas definiciones en general coinciden con el sistema uniforme de cuentas.^{3/}

a) Activo fijo

Comprende el total de las propiedades o instalaciones dedicadas al negocio eléctrico, a su valor, según libros, sin depreciación, que en algunas empresas es el valor de costo (valor de adquisición más gastos suplementarios necesarios para poner en condiciones de uso los bienes en servicio) y en otras el valor de tasación, según avalúos establecidos.

No se incluyen las inversiones hechas por la empresa que no están en operación o utilización a la fecha, como obras en construcción, estudios de planeamiento e investigación de futuros desarrollos eléctricos.

A este concepto se le suele denominar activo fijo bruto para distinguirlo del activo fijo neto, al que se le ha rebajado la depreciación acumulada.

El activo fijo se ha subdividido en obras de generación, obras de transmisión, obras de distribución, bienes e instalaciones generales e intangibles, concepto este último que incluye los activos inmateriales, como los derechos de concesión; las empresas han contabilizado en este renglón algunas veces las diferencias entre un reavalúo y el valor de costo de los bienes al servicio eléctrico.

2/ Estudio comparativo de costos de la energía eléctrica en Centroamérica y Panamá, 1959 (E/CN.12/CCE/SC.5/7; TAO/LAT/32).

3/ Sistema uniforme de cuentas para empresas eléctricas (E/CN.12/CCE/SC.5/15).

b) Depreciación acumulada

Tradicionalmente se suele denominar reserva para depreciación. Es una partida de valuación del activo fijo bruto que representa la pérdida de valor por transcurso del tiempo, uso y obsolescencia de los bienes dedicados al negocio eléctrico y se ha acumulado a través de varios períodos por las provisiones regulares del gasto de depreciación o apropiaciones para retiro de propiedades.

En algunos países se regula el porcentaje de gasto de depreciación anual que se permite a las empresas considerar como gasto de explotación y, a veces, hasta el monto total que puede acumularse en la "depreciación acumulada".

c) Activo fijo neto

El activo fijo bruto menos la depreciación acumulada es el activo fijo neto, o sea el valor de los bienes en operación eléctrica para el que se toma en cuenta el desgaste físico y funcional de los mismos.

Este término de activo fijo neto se equipara en ocasiones con el de valor actual o presente de los activos. No son términos iguales, pero para estos efectos dan una idea más o menos clara de los términos.

d) Capital de trabajo

Desde el punto de vista de la contabilidad, el capital de trabajo, a una fecha determinada, se obtiene del balance de situación de una empresa restando del activo circulante el pasivo a corto plazo o circulante.

Desde el punto de vista financiero, se dice que el capital de trabajo es la suma necesaria de que debe disponer toda empresa para atender los gastos corrientes como salarios, compra de materiales de uso inmediato, más una reserva de materiales y repuestos, más el crédito normal a los clientes para recibir el pago de la factura. Se comprende que el capital de trabajo necesario para una empresa es de difícil determinación por los múltiples factores de que está compuesto, entre ellos el crédito que la empresa da y el que recibe.

En la práctica, al hacer el análisis de las empresas eléctricas de Centroamérica y Panamá, se estimó que algunas tenían exceso de capital de trabajo, según los balances de situación mientras otras no tenían un ingreso. Esta última situación se presenta en empresas con amplio crédito a causa del volumen de sus operaciones que les permite mantener un pasivo a corto plazo relativamente considerable; otras, por situaciones de hecho, tropiezan constantemente con dificultades de caja.

Por todas estas circunstancias, en este documento se ha calculado a todas las empresas analizadas un capital de trabajo teórico para que, sumado al activo fijo neto, proporcione la inversión inmovilizada.

Este capital de trabajo teórico se ha calculado así: a) 2 por ciento sobre el activo fijo bruto, y b) 10 por ciento sobre los ingresos eléctricos. La suma de los dos porcentajes es lo que se considera capital de trabajo. La razón del 2 por ciento sobre el activo fijo estriba en que toda empresa eléctrica requiere materiales en existencia y efectivo que guardan relación con las inversiones inmovilizadas. El 10 por ciento sobre los ingresos eléctricos se basó en un promedio lógico de cuentas a cobrar por dichos servicios. La combinación de ambas bases ha parecido la más apropiada para equilibrar la situación de las empresas eléctricas que tienen mucha inversión y pocos ingresos con la de aquellas que, por ser compradoras de energía eléctrica, tienen poca inversión y muchas ventas de energía eléctrica.

e) Inversión inmovilizada

La inversión inmovilizada resulta de la suma del activo fijo neto más el capital de trabajo. En el caso de las empresas estudiadas, al activo fijo neto, proporcionado por las empresas, se le ha sumado el capital de trabajo teórico (asumido para este estudio para efectos comparativos) obteniéndose así la inversión inmovilizada teórica.

f) Financiamiento de la inversión inmovilizada

Obtenida la inversión inmovilizada ha podido establecerse la forma en que esa inversión se ha financiado con los datos proporcionados por las
/empresas

empresas; es decir, ésta se ha dividido en deudas a largo plazo --que resultan para las empresas de los activos en operación-- y en participación patrimonial.

g) Inversión real en operación y en construcción, deudas totales y patrimonio real

Se ha agregado la información tomada de los balances de situación de las empresas, cuando se tuvieron a mano, sobre la inversión real en operación, que incluye el activo fijo neto, el capital de trabajo real, la inversión real en construcción y otras inversiones que las empresas poseen en el negocio eléctrico no incluidas en la inversión real en operación. Para obtener el patrimonio real (capital social o aportado, más todos los superávits) a la suma de las inversiones reales se le rebajó el pasivo a largo plazo, que incluye tanto las deudas a largo plazo originadas en los activos en operación, como las de obras en construcción.

Lo anterior ha permitido sacar un interés sobre la inversión real total de cada empresa que se puede comparar con el interés sobre la inversión inmovilizada teórica. La primera deberá ser lógicamente menor que la segunda, pero ésta, a su vez, tendrá que ser más uniforme cada año puesto que el interés sobre la inversión inmovilizada tiende a sufrir cambios bruscos con la entrada en operación de nuevas obras.

h) Ingresos y gastos de explotación

Se consideran ingresos de explotación el producto bruto obtenido por la venta de energía eléctrica y otros ingresos directos del negocio eléctrico.

Los gastos de explotación incluyen todos los gastos necesarios para este negocio como los de generación, transmisión, distribución, de consumidores, de depreciación, de impuestos, etc. No incluyen los intereses sobre las deudas.

Los gastos de explotación se subdividen en gastos directos, gastos de depreciación e impuestos, de manera que los directos se obtienen del total de los de explotación menos la depreciación y los impuestos.

i) Ingreso neto de explotación y utilidad neta

La diferencia entre los ingresos y los gastos de explotación es el ingreso neto de explotación, o sea el rendimiento de la inversión inmovilizada, sin considerar la cantidad de ese rendimiento que obtienen los acreedores en forma de intereses ni la cantidad que corresponde a los dueños de la empresa.

La relación entre ingreso neto y la inversión inmovilizada, expresada en porcentaje, proporciona así el primer índice del rendimiento económico de las operaciones del negocio eléctrico. Este índice se ha adoptado porque así lo estipulan las disposiciones de regulación de algunos países y, también, por ser la medida que han adoptado los organismos financieros internacionales para medir la potencialidad económica de las empresas de servicio público.

La utilidad neta se obtiene restando del ingreso neto de explotación los intereses de las deudas originadas en los activos en operación, de manera que la utilidad neta mide el rendimiento del patrimonio o capital líquido que pertenece a los dueños de la empresa.

La relación de la utilidad neta sobre el patrimonio en forma de porcentaje, señala la tasa de rendimiento que está proporcionando la inversión de los dueños (el Estado en el caso de las empresas estatales) en las empresas eléctricas.

j) Valores contabilizados y equivalencias monetarias

Conviene repetir lo expresado en el estudio de 1959 sobre las limitaciones que forzosamente tienen que existir en un estudio comparativo entre empresas de diversas modalidades y con grandes diferencias en la forma de contabilización o anotación de los costos y los gastos. Poco se ha avanzado en el Istmo en la aplicación de un sistema funcional uniforme de cuentas para toda la industria de la energía eléctrica. En la segunda reunión del Subcomité se aprobó un sistema uniforme, pero su aplicación no se ha puesto en práctica por la mayoría de las empresas eléctricas. Convendría insistir en la conveniencia de hacerlo en la tercera reunión.

/Otra dificultad,

Otra dificultad, expresada al comienzo del estudio, se deriva de que la información suministrada es reducida y, en el caso de empresas pequeñas, prácticamente nula; debe exceptuarse a este respecto el caso de Costa Rica, donde el Servicio Nacional de Electricidad, organismo regulador, contaba con alguna información.

También se han planteado problemas al comparar los costos de la inversión inmovilizada por ser diferente el criterio de las empresas eléctricas en una serie de aspectos: a) intereses durante el período de construcción; b) revalorizaciones de las empresas privadas y su contabilización; c) inversiones hechas en épocas diferentes; etc.

En este estudio todos los valores se expresan en dólares, con las equivalencias siguientes:

Guatemala	1 quetzal	= 1.000 dólar	1 dólar	= 1.00 quetzal
El Salvador	1 colón	= 0.400 dólar	1 dólar	= 2.50 colones
Honduras	1 lempira	= 0.500 dólar	1 dólar	= 2.00 lempiras
Nicaragua	1 córdoba	= 0.143 dólar	1 dólar	= 7.00 córdobas
Costa Rica	1 colón	= 0.150 dólar	1 dólar	= 6.65 colones
Panamá	1 balboa	= 1.000 dólar	1 dólar	= 1.00 balboa

4. Influencia de la rentabilidad en el nivel de precios de la energía eléctrica

Como en el estudio de 1959, se ha elaborado el cuadro 4, al que son aplicables las definiciones del punto 3 anterior, donde pueden verse las condiciones económicas en que han operado las empresas y se señalan las grandes diferencias que existen con respecto a la rentabilidad de las inversiones.

Se observa una relación marcada 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 en 1964 de 9.29 por ciento, y las situaciones extremas corresponden por un lado a la ENALUF (Nicaragua), con 13.78 por ciento, y por el otro al IRHE (Panamá), con (-) 3.97 por ciento.

Se pueden establecer comparaciones entre empresas similares y además observarse los cambios habidos de 1959 a 1964.

CONTABILIDAD Y PASIVA: INVERSIONES, RESULTADOS DE EXPLOTACIONES Y DEPRICIACION, 1964

Concepto	20/12/64		31/12/64		31/12/64		31/12/64		31/12/64		31/12/64		31/12/64		31/12/64	
	Millas de 1000	Por ciento	Millas de 1000	Por ciento	Millas de 1000	Por ciento	Millas de 1000	Por ciento	Millas de 1000	Por ciento	Millas de 1000	Por ciento	Millas de 1000	Por ciento	Millas de 1000	Por ciento
1. Activo fijo bruto/	207 000	100.0	207 000	100.0	207 000	100.0	207 000	100.0	207 000	100.0	207 000	100.0	207 000	100.0	207 000	100.0
Obra de construcción	10 543	5.1	10 543	5.1	10 543	5.1	10 543	5.1	10 543	5.1	10 543	5.1	10 543	5.1	10 543	5.1
Obra de mantenimiento	1 698	0.8	1 698	0.8	1 698	0.8	1 698	0.8	1 698	0.8	1 698	0.8	1 698	0.8	1 698	0.8
Obra de distribución	10 098	4.9	10 098	4.9	10 098	4.9	10 098	4.9	10 098	4.9	10 098	4.9	10 098	4.9	10 098	4.9
Reserva de depreciaciones	5 699	2.7	5 699	2.7	5 699	2.7	5 699	2.7	5 699	2.7	5 699	2.7	5 699	2.7	5 699	2.7
Generales	2 371	1.1	2 371	1.1	2 371	1.1	2 371	1.1	2 371	1.1	2 371	1.1	2 371	1.1	2 371	1.1
Intangibles	3 328	1.6	3 328	1.6	3 328	1.6	3 328	1.6	3 328	1.6	3 328	1.6	3 328	1.6	3 328	1.6
2. Depreciaciones acumuladas/	39 134	18.9	39 134	18.9	39 134	18.9	39 134	18.9	39 134	18.9	39 134	18.9	39 134	18.9	39 134	18.9
3. Activos fijos netos (1-2)/	167 866	81.1	167 866	81.1	167 866	81.1	167 866	81.1	167 866	81.1	167 866	81.1	167 866	81.1	167 866	81.1
4. Capital de trabajo	0 285	0.1	0 285	0.1	0 285	0.1	0 285	0.1	0 285	0.1	0 285	0.1	0 285	0.1	0 285	0.1
5. Inversión total en bienes	176 166	85.1	176 166	85.1	176 166	85.1	176 166	85.1	176 166	85.1	176 166	85.1	176 166	85.1	176 166	85.1
6. Ingresos de explotaciones	32 250	15.6	32 250	15.6	32 250	15.6	32 250	15.6	32 250	15.6	32 250	15.6	32 250	15.6	32 250	15.6
7. Gastos de explotación	21 658	10.4	21 658	10.4	21 658	10.4	21 658	10.4	21 658	10.4	21 658	10.4	21 658	10.4	21 658	10.4
Gastos de explotación	38 457	18.5	38 457	18.5	38 457	18.5	38 457	18.5	38 457	18.5	38 457	18.5	38 457	18.5	38 457	18.5
Depreciación	2 408	1.2	2 408	1.2	2 408	1.2	2 408	1.2	2 408	1.2	2 408	1.2	2 408	1.2	2 408	1.2
8. Ingresos netos de explotaciones (6-7)	10 592	5.1	10 592	5.1	10 592	5.1	10 592	5.1	10 592	5.1	10 592	5.1	10 592	5.1	10 592	5.1
9. Débito sobre inversiones (8/5 x 100)	9.29	4.5	9.29	4.5	9.29	4.5	9.29	4.5	9.29	4.5	9.29	4.5	9.29	4.5	9.29	4.5
10. Participaciones de inversión	270 166	130.1	270 166	130.1	270 166	130.1	270 166	130.1	270 166	130.1	270 166	130.1	270 166	130.1	270 166	130.1
11. Ingresos sobre dividendos	4 242	2.0	4 242	2.0	4 242	2.0	4 242	2.0	4 242	2.0	4 242	2.0	4 242	2.0	4 242	2.0
12. Utilidad neta antes de impuestos	12 128	5.8	12 128	5.8	12 128	5.8	12 128	5.8	12 128	5.8	12 128	5.8	12 128	5.8	12 128	5.8
13. Gastos sobre depreciaciones (12/10 x 100)	12.32	5.9	12.32	5.9	12.32	5.9	12.32	5.9	12.32	5.9	12.32	5.9	12.32	5.9	12.32	5.9
14. Ingresos netos de explotación (13-12)	176 669	85.2	176 669	85.2	176 669	85.2	176 669	85.2	176 669	85.2	176 669	85.2	176 669	85.2	176 669	85.2
15. Inversión total en bienes (14-9)	34 178	16.5	34 178	16.5	34 178	16.5	34 178	16.5	34 178	16.5	34 178	16.5	34 178	16.5	34 178	16.5
16. Ingresos netos de explotación (14-15)	97 116	47.0	97 116	47.0	97 116	47.0	97 116	47.0	97 116	47.0	97 116	47.0	97 116	47.0	97 116	47.0
17. Patrimonio real	115 650	55.8	115 650	55.8	115 650	55.8	115 650	55.8	115 650	55.8	115 650	55.8	115 650	55.8	115 650	55.8
18. Débito sobre inversiones (17/14 x 100)	7.69	3.6	7.69	3.6	7.69	3.6	7.69	3.6	7.69	3.6	7.69	3.6	7.69	3.6	7.69	3.6

1. Fondo del Informe Base, febrero de 1965.
 2. Sección 105 del artículo 105 del Reglamento por el que se aprueba el Informe Base, febrero de 1965.
 3. Sección 105 del artículo 105 del Reglamento por el que se aprueba el Informe Base, febrero de 1965.
 4. Sección 105 del artículo 105 del Reglamento por el que se aprueba el Informe Base, febrero de 1965.
 5. Sección 105 del artículo 105 del Reglamento por el que se aprueba el Informe Base, febrero de 1965.

a) Empresas de capital privado

Empresa	Rentabilidad sobre inversión inmovilizada (Porcentaje)		Ingreso medio por kWh (Centavos de dólar)		Ingreso medio, en centavos de dólar por kWh, necesario para obtener rentabilidades de	
	1959	1964	1959	1964	10 por ciento	9.29 por ciento
EEG (Guatemala)	11.20	13.44	4.02	3.50	3.17	3.10
CAESS (El Salvador)	10.30	8.34	3.17	2.76	2.84	2.81
CNFL (Costa Rica)	6.90	11.27	1.69	1.87	1.83	1.80
CPFL (Panamá)	10.20	10.12	4.50	3.74	3.75	3.68

Del cuadro anterior y del cuadro 4 se desprende que la rentabilidad en promedio mejoró de 1959 a 1964, aunque disminuyera el ingreso medio por kWh promedio. Ello se ha debido a un mejor aprovechamiento de las instalaciones en operación y a disminución de los gastos. Salvo el caso de la CAESS (El Salvador) las cuatro empresas analizadas están por encima de la rentabilidad promedio de las diez que figuran en el cuadro 4, sobre 9.29 por ciento; si se adoptara una rentabilidad fija para las empresas eléctricas, el ingreso medio por kWh tendría que disminuirse (sólo en el caso de la CAESS se tendría un pequeño aumento). Con esta rentabilidad promedio para todas las empresas de capital privado se encuentra siempre una gran diferencia en los precios medios por kWh que oscilan entre 1.80 centavos de la CNFL de Costa Rica y 3.68 de la CPFL de Panamá.

Los intereses sobre el patrimonio que estas 4 empresas eléctricas han obtenido en 1964, fueron respectivamente de 15.19, 8.34, 17.62 y 15.53 por ciento, porcentajes que resultan altos, salvo en el caso de la CAESS (El Salvador) donde viene a ser la mitad de las otras empresas. Debe tenerse en cuenta que la CAESS es la empresa privada que vende más porcentaje de energía comprada y que dispone, entre las cuatro empresas, de menor capacidad instalada.

/Los intereses

Los intereses sobre la inversión real total --que fue el último dato utilizado para medir la rentabilidad de las empresas-- ascendieron a 13.58, 8.01, 11.10 y 9.58 por ciento en las cuatro empresas de capital privado, por el orden en que figuran en el cuadro 4.

b) Empresas de capital estatal productoras y distribuidoras de energía eléctrica

Empresa	Rentabilidad sobre inversión inmovilizada (Porcentaje)		Ingreso medio por kWh (Centavos de dólar)		Ingreso medio, en centavos de dólar por kWh, necesario para obtener rentabilidades de	
	1959	1964	1959	1964	10 por ciento	9.29 por ciento
ENEE (Honduras)	18.30	7.47	7.50	4.37	5.00	4.82
ENALUF (Nicaragua)	-1.90	13.78	3.16	3.45	3.08	3.01
ICE Sistema distribuidor (Costa Rica)	-15.70	-3.02	1.37	2.04	2.29	2.27
IRHE (Panamá)	...	-3.97	...	8.39	11.19	11.04
INDE (Guatemala)	...	-2.98	...	2.32	5.01	4.86

La situación de las cinco empresas eléctricas de capital estatal es absolutamente distinta: la ENALUF tiene una rentabilidad de 13.78 por ciento con un ingreso medio por kWh de 3.45 centavos de dólar; el IRHE, una de -3.97 por ciento y un ingreso medio por kWh de 8.39 centavos de dólar, que es el más alto de todas las empresas eléctricas analizadas en el cuadro 4. (Debe señalarse que la situación de la ENALUF tuvo un cambio notorio de 1959 a 1964, porque aunque aumentó en menos de un 10 por ciento su ingreso medio por kWh, su rentabilidad sobre la inversión inmovilizada pasó de -1.90 en 1959 a 13.78 en 1964, hecho que se debió, entre otras razones, a una mejor utilización de sus instalaciones y una disminución relativa de sus gastos.) La rentabilidad de la ENEE (Honduras) sobre la inversión inmovilizada

/disminuyó de

disminuyó de 18.30 a 7.47 por ciento; su precio por kWh bajó de 7.50 a 4.37 centavos de dólar. Debe recordarse que la ENEE inauguró en 1964 la Planta de Cañaveral con 28.5 MW, y un amplio sistema de líneas para interconectar los mercados de la Zona Norte --que supusieron una gran inversión-- y que la utilización de sus instalaciones fue baja aquel año, por lo que es lógico esperar una mejoría de su rentabilidad en los años siguientes. El ICE Sistema Distribución (Costa Rica), que compra toda la energía que vende, mejoró su rentabilidad sin dejar de ser negativa (pasó de -15.7 a 3.02 por ciento) mientras su ingreso medio por kWh subió de 1.37 a 2.04 centavos de dólar. La situación del INDE (Guatemala) en 1964 fue muy parecida a la del ICE de Costa Rica; una rentabilidad de -2.98 por ciento con un ingreso medio de 2.32 centavos de dólar por kWh.

La situación deficitaria de estas tres empresas eléctricas estatales (ICE Distribución, INDE e IRHE) se explica porque las tres operan en mercados rurales de bajo consumo. En el caso del ICE Distribución y del INDE, cuando se crearon estos organismos se hicieron cargo de sistemas con tarifas muy bajas para ciertos sectores de consumo que les ha sido difícil elevar a niveles adecuados. En el caso del IRHE, cuando se hizo cargo de la explotación de las provincias centrales de Panamá, en 1961, había más de 70 plantas pequeñas que daban servicio a más de 80 poblaciones; se comprende así que los niveles altos de costo no quedarán compensados con los precios de venta. La situación del IRHE quedará parcialmente superada cuando entre en funcionamiento la hidroeléctrica La Yeguada y se constituya un sistema integrado en las provincias centrales.

Haciendo abstracción de la situación extrema del IRHE, las 4 empresas eléctricas restantes para obtener una rentabilidad de 9.29 por ciento (promedio general de las 10 empresas analizadas en el cuadro 4) necesitarían elevar sus precios por kWh promedio a las siguientes cifras: ENEE, 4.82; ENALUF, 3.01; ICE Distribución, 2.27; e INDE, 4.86 centavos de dólar. Como en el caso de las empresas privadas analizadas en el cuadro 4, se observa una gran diferencia de precios medios que varía en centavos de dólar entre 2.27 (ICE) y 4.86 (INDE).

Los intereses sobre el patrimonio que se obtuvieron en 1964 para las cinco empresas productoras y distribuidoras, por su orden, fueron: 11.29, 23.67, -3.02, -3.97, -2.99 por ciento. La ENALUF figura con el porcentaje más alto entre las diez empresas analizadas en el cuadro 4.

Por último, la rentabilidad sobre la inversión total fue la siguiente: ENEE, 6.67; ENALUF, 8.04; ICE -2.32; IRHE, -1.90; INDE, -2.19 por ciento. La ENALUF bajó en relación a los porcentajes anteriores, por la gran inversión realizada en 1964 en la construcción de la Planta Centroamérica.

c) Empresas principalmente productoras

Empresas	Rentabilidad sobre inversión inmovilizada (Porcentaje)		Ingreso medio por kWh (Centavos de dólar)		Ingreso medio, en centavos de dólar por kWh, necesario para obtener rentabilidades de	
	1959	1964	1959	1964	10 por ciento	9.29 por ciento
CEL (El Salvador)	7.10	9.92	1.58	1.67	1.68	1.60
ICE Producción (Costa Rica)	5.10	6.17	1.11	1.34	1.66	1.60

La CEL y la ICE son dos empresas estatales muy similares por sus actividades, por sus ingresos, inversión inmovilizada, etc.

Se observa que la CEL mejoró su rentabilidad de 1959 a 1964 en más de un 30 por ciento prácticamente con el mismo ingreso medio por kWh. El ICE la mejoró por su parte en menos de un 25 por ciento, pero con un aumento en su precio medio por kWh de casi un 25 por ciento. Es decir, el ingreso medio por kWh sería igual para ambas empresas con una rentabilidad promedio de 9.29 por ciento.

La rentabilidad sobre el patrimonio fue en 1964 para la CEL de 16.98 y para el ICE de 6.48 por ciento. La diferencia se debe a que la CEL tiene mayor porcentaje de financiamiento de la inversión inmovilizada en deudas a largo plazo con intereses bajos.

/Los réditos

Los réditos sobre la inversión real ascendieron en 1964 para la CEL a 8.76 y para el ICE a 4.38 por ciento, es decir, la mitad, debido a que el año analizado invirtió cantidades considerables en obras en construcción (Proyecto de Cachí).

De los datos del cuadro 4 se deduce que la inversión total de las 10 empresas analizadas alcanzó a 207.0 millones de dólares para el activo fijo bruto, con una depreciación acumulada de 39.1 millones de dólares (18.9 por ciento del activo fijo bruto). La diferencia entre el activo fijo bruto y la depreciación acumulada, o sea el activo fijo neto, ascendió a 167.9 millones de dólares; el capital de trabajo teórico a 82.9 millones de dólares, 4.0 por ciento del activo fijo; la inversión inmovilizada, a 176.2 millones de dólares.

Los ingresos de explotación de las diez empresas estudiadas ascendieron a 52.2 millones de dólares, el 30 por ciento de la inversión inmovilizada. Los gastos de explotación alcanzaron a 35.9 millones de dólares, 68.7 por ciento de los ingresos. Las empresas que se mantienen por debajo de ese porcentaje promedio fueron en este orden, la CEL (El Salvador) con 61.5, la ICE Producción (Costa Rica), con 61.5 y la EEG (Guatemala) con 63.3 por ciento.

El ingreso neto de explotación fue para todas las empresas de 16.4 millones de dólares, 31.3 por ciento de los ingresos.

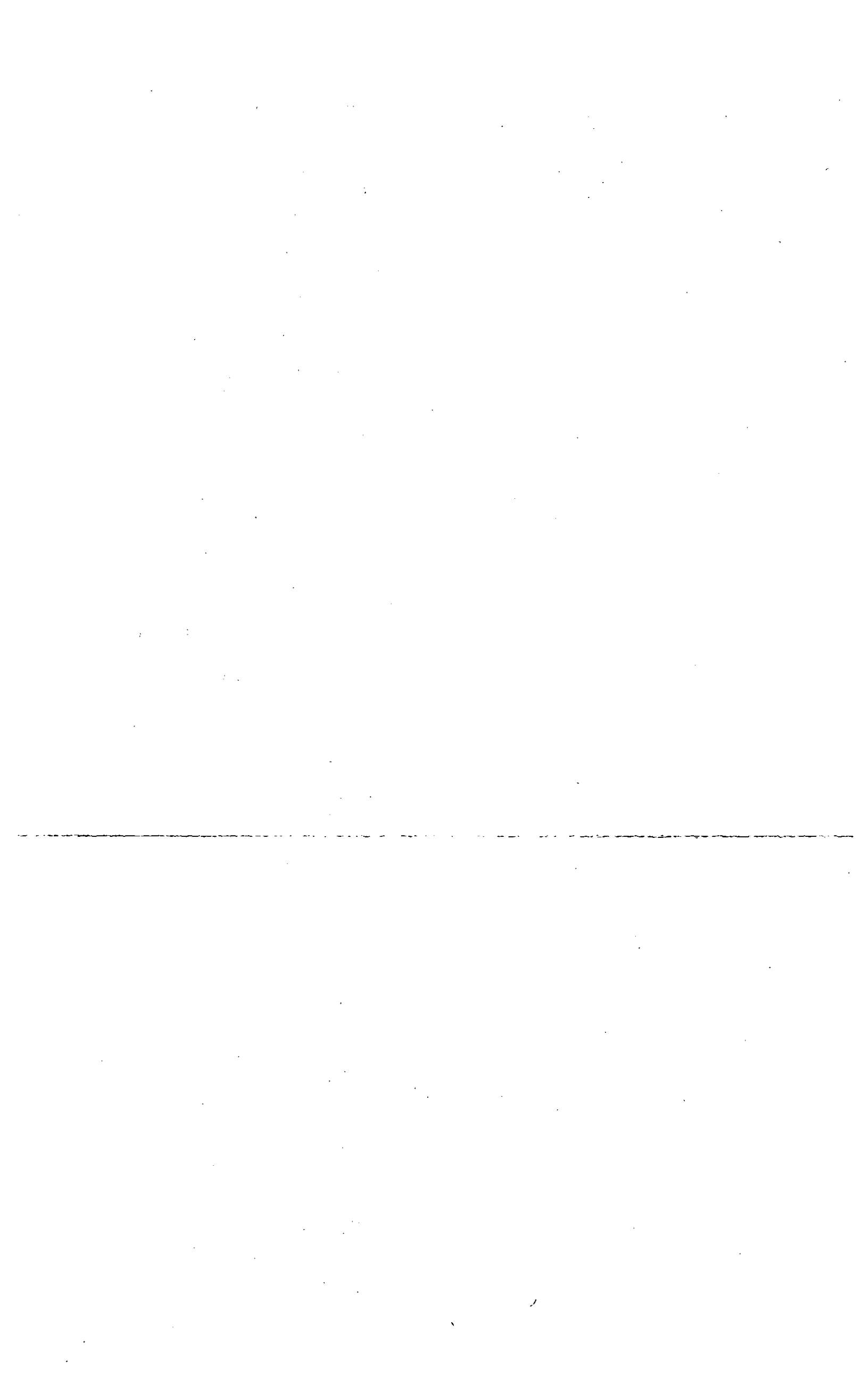
Los rendimientos en términos de porcentaje promedio fueron réditos de 9.29 sobre la inversión inmovilizada, de 12.32 sobre el patrimonio y de 7.69 sobre la inversión total. Sólo la ENALUF, de Nicaragua, la EEG, de Guatemala, la CNFL, de Costa Rica; la CPFL, de Panamá y la CEL, de El Salvador tuvieron rendimientos superiores a esos promedios en los tres renglones.

Existe, pues, una relación entre la rentabilidad y el precio medio para la energía eléctrica, que se vuelve especialmente importante cuando los factores como relación de gastos, niveles de consumo, utilización de las instalaciones, etc., alcanzan un límite satisfactorio. En el nivel de rentabilidad influyen el tipo de zonas que sirve la empresa y los problemas de tarifas.

Cuadro 5

CENTROAMERICA Y PANAMA: RESULTADOS DE EXPLOTACION POR KWH VENDIDO.
EMPRESAS DISTRIBUIDORAS, 1964

Concepto	Guatemala EEG		El Salvador CAESS		Honduras ENEE		Nicaragua ENALUF		Costa Rica				Panamá CPFL	
	Centavos de dólar por kWh	Por- cien to	Centavos de dólar por kWh	Por- cien to	Centavos de dólar por kWh	Por- cien to	Centavos de dólar por kWh	Por- cien to	CNFL		ICE, Distribución		Centavos de dólar por kWh	Por- cien to
									Centavos de dólar por kWh	Por- cien to	Centavos de dólar por kWh	Por- cien to		
<u>Ingreso</u>														
Total ingreso de explotación	3.50	100.0	2.76	100.0	4.37	100.0	3.45	100.0	1.87	100.0	2.04	100.0	3.74	100.0
Ingreso neto de explotación	1.29	36.7	0.37	13.4	1.84	42.1	1.33	38.5	0.41	22.1	-0.08	-3.9	0.95	25.4
Gasto de explotación	2.21	63.3	2.39	86.6	2.53	57.9	2.12	61.5	1.46	77.9	2.12	103.9	2.79	74.6
<u>Gasto</u>														
Total gasto de explotación	2.21	100.0	2.39	100.0	2.53	100.0	2.12	100.0	1.46	100.0	2.12	100.0	2.79	100.0
Gasto indirecto de explotación	0.41	18.7	0.20	8.3	0.77	30.6	0.35	16.5	0.12	8.0	0.15	7.4	0.96	34.4
Depreciación	0.26	12.1	0.11	4.4	0.77	30.6	0.31	14.7	0.09	6.0	0.15	7.4	0.32	11.3
Impuestos	0.15	6.6	0.09	3.9	-	-	0.04	1.8	0.03	2.0	-	-	0.64	23.1
Gasto directo de explotación	1.80	81.3	2.19	91.7	1.76	69.4	1.77	83.5	1.34	92.0	1.97	92.6	1.83	65.6
Producción (generación y compra)	0.91	41.4	1.67	70.0	0.60	23.9	1.05	49.5	1.03	71.4	1.44	67.6	0.99	35.5
Transmisión	0.05	2.1	0.04	1.7	0.10	3.7	0.04	1.6	-	-	-	-	-	-
Distribución	0.24	10.8	0.12	5.0	0.29	11.6	0.18	8.7	0.09	6.2	0.26	12.3	0.20	7.3
Consumidores	0.22	9.8	0.14	5.7	0.19	7.5	0.19	9.0	0.11	7.2	-	-	0.23	8.2
Promoción de ventas	0.06	2.7	0.05	2.4	0.02	0.7	0.01	0.7	-	-	-	-	0.03	1.0
Administración y gastos generales	0.32	14.5	0.17	6.9	0.56	22.0	0.30	14.0	0.11	7.2	0.27	12.7	0.38	13.6
Total de energía vendida a consumidores directos (Millones de kWh)	250.5		218.1		68.5		122.6		333.9		64.0		243.4	
Consumo medio anual por consumidor	3 205		3 568		2 547		3 057		4 690		4 384		3 298	



5. Influencia de los gastos de explotación en el nivel de precios

Ya se ha indicado que el ingreso neto de explotación es la diferencia entre los ingresos y los gastos de explotación; la determinación del nivel de estos últimos se necesita conocer, por lo tanto, para determinar su influencia al nivel de precios de la energía.

En el cuadro 5 figura un detalle de los gastos de explotación por kWh proporcionado por las siete empresas analizadas que son distribuidoras y de las que se dispuso de información, mismas que aparecen en el estudio de 1959. En el cuadro se hace la comparación en conjunto para establecer el gasto medio en función del ingreso medio por kWh, dejando para más adelante el análisis de cada uno de los componentes del gasto de explotación.

Se observa que las empresas ENEE y ENALUF, que en 1959 tenían el gasto de explotación por kWh más alto, tienen en 1964 un nivel comparable con el de las otras. El promedio del gasto de explotación por kWh para las siete empresas fue en 1964 de 2.16 centavos de dólar; sólo en la CNFL (Costa Rica) es un 50 por ciento menor y en la CPFL (Panamá) un 33 por ciento mayor.

Por lo que se refiere al ingreso neto de explotación por kWh, se observan en cambio grandes diferencias entre las empresas. El promedio fue en 1964 de 0.82 de centavo de dólar por kWh y los casos extremos fueron ENEE (Honduras) con 1.84 y el ICE Distribución (Costa Rica) con 0.08 de centavos de dólar.

A continuación se anota el efecto acumulado del gasto de explotación y del ingreso neto en el ingreso medio por kWh para las siete empresas analizadas y se hace la comparación con la situación de 1959, todo en centavos de dólar por kWh.

Empresa	Gastos explotación		Ingreso neto		Ingreso total	
	1959	1964	1959	1964	1959	1964
EEG (Guatemala)	2.71	2.21	1.31	1.29	4.02	3.50
CAESS (El Salvador)	2.45	2.39	0.72	0.37	3.17	2.76
ENEE (Honduras)	4.80	2.53	2.70	1.84	7.50	4.37
ENALUF (Nicaragua)	3.53	2.12	-0.37	1.33	3.16	3.45
ICE Distribución (Costa Rica)	1.81	2.12	-0.44	-0.08	1.37	2.04
CNFL (Costa Rica)	1.32	1.46	0.37	0.41	1.69	1.87
CPFL (Panamá)	3.21	2.79	1.29	0.95	4.50	3.74

La EEG (Guatemala) disminuyó su gasto de explotación unitario y mantuvo su ingreso neto, dando ello lugar a una rebaja en el precio total del kWh al consumidor. La CAESS (El Salvador) disminuyó su ingreso neto y por consiguiente el ingreso total. La ENEE (Honduras) disminuyó casi en un 100 por ciento su gasto de explotación, al mismo tiempo que su ingreso neto, con una rebaja realmente sustancial del precio de la energía al consumidor. La ENALUF (Nicaragua) disminuyó en un 50 por ciento su gasto de explotación unitario, transformó su ingreso neto negativo en positivo y el precio de la energía en 1964 resultó mayor que en 1959 en un 10 por ciento. A la ICE Distribución (Costa Rica) se le elevó su gasto de explotación (compra toda la energía que vende), su ingreso neto dejó menos pérdidas por kWh y su ingreso total por kWh se elevó en un 10 por ciento. La CNFL (Costa Rica) vio elevarse sus gastos de explotación, sus ingresos netos y, por consiguiente, sus ingresos totales en un 10 por ciento. La CPFL (Panamá) disminuyó su gasto de explotación unitario, su ingreso neto y, por consiguiente, el precio unitario de la energía eléctrica para el consumidor se redujo en un 15 por ciento.

Puede concluirse que los gastos de explotación unitarios en las empresas analizadas se han ido equiparando por una mejor utilización de las instalaciones existentes al tener mayores ventas de kWh y en el caso de las dos empresas de Costa Rica, su costo unitario se ha incrementado debido al mayor precio que han pagado por la energía comprada. Para mejor comprensión de la influencia de los gastos de explotación en el ingreso total por kWh se acompaña el gráfico 2 para las empresas analizadas.

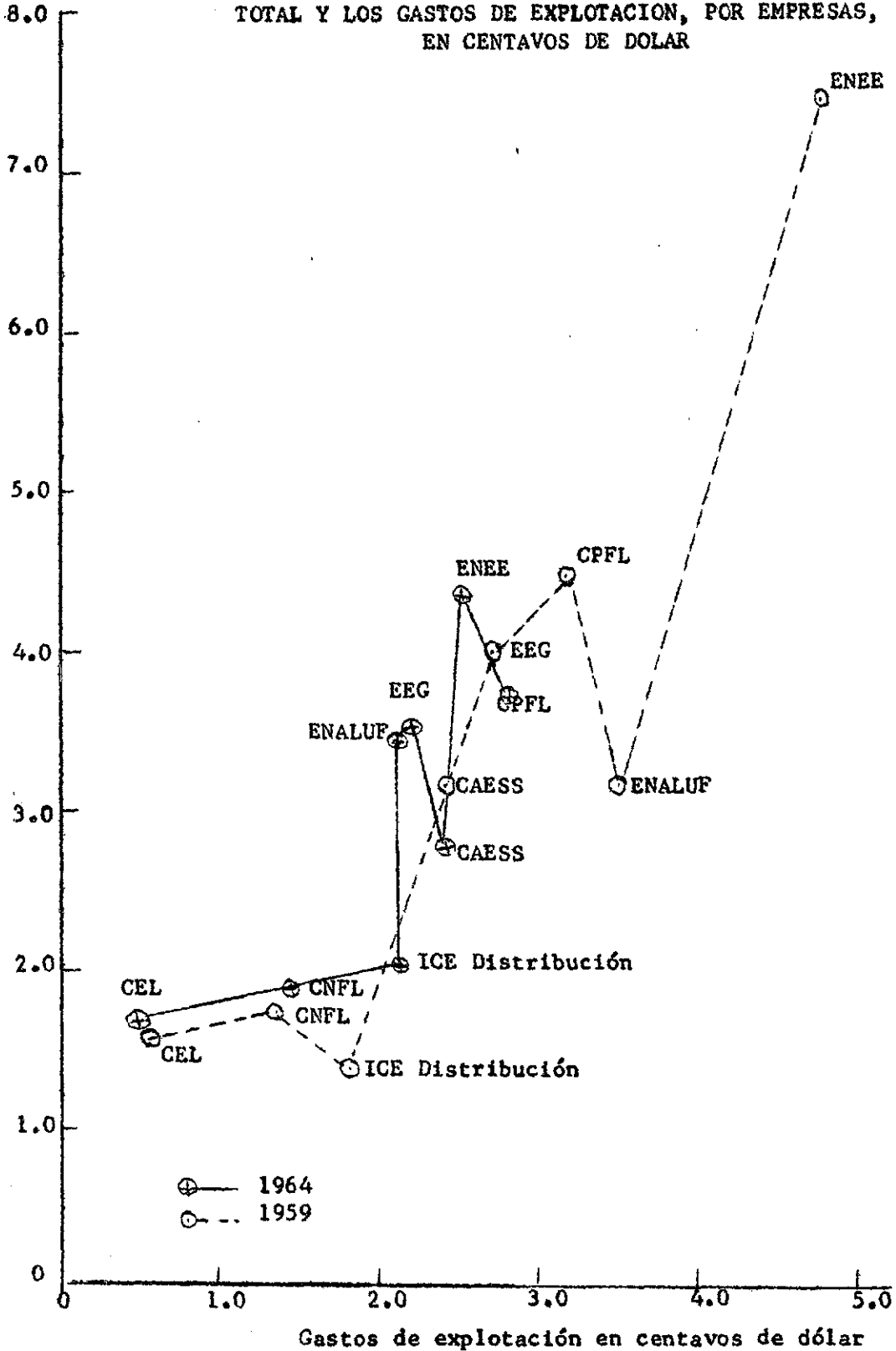
6. Gastos de explotación fijos y variables

Se analizan los gastos de explotación, dividiéndolos en fijos y variables. Se han considerado fijos los gastos de generación, excepto el combustible, los de transmisión, los de distribución, comerciales y de administración y generales y la depreciación y los impuestos, que no dependen de la cantidad de energía que se venda.

Ingreso total
 en centavos
 de dólar

Gráfico 2

CENTROAMERICA Y PANAMA: RELACION ENTRE EL INGRESO
 TOTAL Y LOS GASTOS DE EXPLOTACION, POR EMPRESAS,
 EN CENTAVOS DE DOLAR



/Se han

Se han considerado variables las compras de energía y los combustibles. En el caso de las centrales de combustión interna, se ha considerado, además, para otros gastos variables de operación un 5 por ciento del valor del combustible.

De acuerdo con lo anterior en el cuadro siguiente se comparan las cifras de 1964 con las de 1959.

Empresa	Gastos de explotación (Centavos de dólar por kWh)					
	Fijos		Variables		Totales	
	1959	1964	1959	1964	1959	1964
EEG (Guatemala)	2.11	1.59	0.60	0.62	2.71	2.21
CAESS (El Salvador)	0.90	0.78	1.55	1.61	2.45	2.39
ENEE (Honduras)	3.47	2.27	1.33	0.26	4.80	2.53
ENALUF (Nicaragua)	2.36	1.33	1.17	0.79	3.53	2.12
ICE Distribución (Costa Rica)	0.84	0.72	0.97	1.40	1.81	2.12
CNFL (Costa Rica)	0.63	0.50	0.69	0.96	1.32	1.46
CPFL (Panamá)	2.32	2.07	0.89	0.72	3.21	2.79

Puede observarse que en todas las empresas analizadas se disminuyó de 1959 a 1964 el valor unitario de los gastos de explotación fijos, debido a un mayor volumen de ventas o, mejor dicho, a una mejor utilización de sus instalaciones. Esos gastos fijos de explotación son más bajos en las empresas que compran energía eléctrica y por consiguiente sus inversiones inmovilizadas son relativamente reducidas para su nivel de costos, sumado a lo cual los gastos fijos son bajos por la relativa pequeñez de las centrales o la carencia de las mismas.

Los gastos de explotación variables se incrementaron en general de 1959 a 1964, con la excepción de la ENEE (Honduras) que ya no utiliza sus instalaciones de generación térmica para emplear principalmente plantas hidroeléctricas; la ENALUF (Nicaragua), por su gran incremento en las ventas y mejora sustancial del vector de planta; y la CPFL (Panamá), por su aumento en ventas y la consiguiente elevación del factor de planta.

7. Análisis de los gastos de explotación

Para efectos de este estudio se han clasificado los gastos de explotación, de acuerdo con el sistema uniforme de cuentas,^{4/} como sigue:

1. Gastos directos de explotación
 - a) Producción
 - 1) Gastos de generación
 - 1) Hidráulica
 - 2) A vapor
 - 3) De combustión interna
 - 11) Compras de energía
 - b) Transmisión
 - c) Distribución
 - d) Consumidores
 - e) Promoción de ventas
 - f) Administración y gastos generales
2. Depreciación
3. Impuestos

Interesa ahora analizar y comparar por separado cada uno de estos tipos de gasto, en términos del kWh producido o suministrado y con referencia a otros índices apropiados, tales como el porcentaje del activo fijo correspondiente, los dólares al año por kW instalado, etc.

a) Generación hidráulica

En el cuadro 6 se comparan los gastos de generación hidráulica de las empresas que tienen centrales de esta clase de servicio. Se ha considerado el conjunto de varias centrales para cada empresa, algunas de escasa potencia y de bastante antigüedad. Se analizan seis empresas con un total de 29 centrales, una capacidad instalada de 214 950 kW y una inversión bruta de 75.6 millones de dólares. En el estudio de 1959 se incluyeron siete empresas con 24 centrales, con una capacidad total de 124 410 kW y una inversión de 41.9 millones de dólares.

4/ Sistema uniforme de cuentas para empresas eléctricas (E/CN.12/CCE/SC.5/15)

Cuadro 6

CENTROAMERICA: GASTOS DIRECTOS DE GENERACION EN CENTRALES HIDRAULICAS, 1964

Concepto	Unidad	Guatemala EEG	El Salvador		Honduras ENEE	Costa Rica	
			CAESS	CEL		CNFL	ICE, Produc ción
Centrales comprendidas	Número	5	6	2	4	7	5
Capacidad instalada	kW	13 172	3 310	75 000	32 240	28 870	62 358
Inversión en activo fijo	Miles de dólares	2 655	942	30 700	12 760	4 314	24 182
Generación neta	Millones de kWh	66.70	17.62	281.5	68.54	138	292.63
Gastos directos de generación	Miles de dólares	430.8	51.9	253	139	302	395.9
Inversión por kW instalado	Dólares	202	285	409	396	149	388
Factor de planta anual	Por ciento	58	61	43	24	55	54
Gasto por kWh generado	Centavos de dólar	0.65	0.30	0.09	0.20	0.22	0.14
Gastos por kW instalado	Dólares	32.7	15.7	3.36	4.31	10.5	6.35
Gastos en función de la inversión	Por ciento	16.2	5.50	0.82	1.09	7.00	1.64

Antes de analizar empresa por empresa, conviene comparar los promedios totales entre 1959 y 1964:

	Unidad	1959	1964
Capacidad instalada	kW	124 410	214 950
Inversión por kW instalado	Dólares	337	352
Generación anual	GWh	552	865
Factor de planta anual		51	46
Gasto por kWh generado	Centavos de dólar	0.18	0.18
Gasto por kW instalado	Dólares	7.80	7.32
Gasto en función de la inversión	Porcentaje	2.32	2.08

Se aprecia que se elevó el costo unitario promedio por kW instalado y a su vez bajó el factor de planta anual debido a la entrada en operación de nuevas plantas. El gasto por kWh se mantuvo mientras disminuyó el gasto por kW instalado. Existe una gran diferencia en el gasto por kW instalado entre la EEG (Guatemala) con 32.7 y la CEL (El Salvador) con 3.36 dólares.

Si se analiza empresa por empresa resulta que los gastos de producción hidráulica por kWh y por kW instalado aumentaron en la EEG (Guatemala) entre 1959 y 1964 y que siguen estando muy por arriba del promedio. La CAESS (El Salvador) mejoró su factor de planta, sus gastos de generación unitarios disminuyeron en relación a 1959, pero en 1964 permanecían en el doble del promedio aproximadamente. Aunque en la CEL (El Salvador) se mantuvo prácticamente en 1964 su factor de planta, sus gastos unitarios bajaron ligeramente en relación a 1959 y es la empresa que mantiene los gastos unitarios más bajos de todas las analizadas (aproximadamente la mitad del promedio). La ENEE (Honduras), aunque tuvo un factor de planta muy bajo en 1964 vio disminuir ostensiblemente en 1964 con relación a 1959, sus gastos unitarios de generación debido a la entrada en operación de la

Planta de Cañaveral; se logró alcanzar niveles comparables con el promedio. Para 1964 se habían refundido todas las plantas hidroeléctricas en servicio de propiedad de la ICE (Costa Rica) que en el estudio de 1959 estaban separadas en dos grupos; además había entrado en operación en 1963 la Planta de Río Macho, con capacidad de 30 000 kW; el factor de planta para el ICE es superior al promedio y sus gastos unitarios de generación en 1964 fueron ligeramente inferiores al mismo. La CNFL (Costa Rica) mejoró su factor de planta entre 1959 y 1964 y sus gastos unitarios subieron, con lo cual resultan un 50 por ciento más elevados que el promedio (este mayor gasto se debió a un mantenimiento extraordinario causado por la actividad volcánica que afectó a los ríos utilizados por las plantas hidroeléctricas).

En cuanto al costo por kW instalado, se observa que las tres empresas estatales (CEL, ENEE e ICE) que disponen de centrales de construcción más reciente son las que tienen el costo más alto de instalación (entre 388 (ICE) y 409 (CEL) dólares por kW instalado). Las tres empresas privadas (EEG, CAESS y CNFL) con instalaciones más antiguas tienen el costo más bajo (entre 149 (CNFL) y 285 (CAESS) dólares por kW instalado). Esta diferencia es lógica porque las más económicas fueron construidas hace mucho tiempo y en sitios naturales más favorables.

b) Generación a vapor

El análisis de la generación a vapor se hace en el cuadro 7, incluyendo cinco empresas que contaban en 1964 con este tipo de plantas.

Cuadro 7

**CENTROAMERICA Y PANAMA: GASTOS DIRECTOS DE GENERACION EN
CENTRALES GENERADORAS A VAPOR, 1964**

Concepto	Unidad	Guatemala EEG	El Salvador CAESS	Nicaragua ENALUF	Costa Rica CNFL	Panamá CPFL
Centrales comprendidas	Número	1	1	1	1	3
Capacidad instalada	kW	30 000	5 000	30 000	10 000	47 095
Inversión según activo fijo	Miles de dólares	5 814	792	7 291	1 505	15 620
Generación neta del año	Millones de kWh	205.7	19.04	160.7	33	266.5
Gastos directos de generación	Miles de dólares	1 643	224.6	1 313	386	2 353
Fijos	Miles de dólares	323	23.1	237	153	659
Variables (combustible)	Miles de dólares	1 320	202	1 076	233	1 694
Combustible						
Clase		Bunker C	Bunker C	Bunker C	Bunker C	Bunker C
Consumo	Miles de kg	75 300	8 571	60 728	12 876	114 217
Precio unitario	Centavos de dólar	1.75	2.35	1.77	1.81	1.48
Inversión por kW instalado	Dólares	194	158	243	151	243
Factor de planta anual	Por ciento	78	43	61	38	64
Consumo de combustibles	Gramos por kWh	362	450	378	429	429
Gastos por kWh generado	Centavos de dólar	0.80	1.18	0.82	1.17	0.89
Fijos	Centavos de dólar	0.16	0.12	0.15	0.46	0.25
Variables	Centavos de dólar	0.64	1.06	0.67	0.71	0.64
Gastos fijos por kW instalado	Dólares	10.8	4.62	7.90	15.30	13.99
Gastos fijos en función de la inversión	Por ciento	5.56	2.92	3.25	10.17	4.22

La situación de 1959 y 1964 se puede observar, en conjunto, a continuación:

	Unidad	1959	1964
Centrales a vapor	Número	7	7
Capacidad instalada en kW	kW	101 870	122 095
Inversión	Miles de dólares	27 072	31 022
Generación neta	GWh	307.2	684.9
Inversión por kW instalado	Dólares	266.0	254.0
Factor de planta anual	Por ciento	34	64
Gasto por kWh generado	Centavos de dólar	1.13	0.86
Gasto fijo por kW instalado	Dólares	8.41	11.43
Gasto fijo en función de la inversión	Por ciento	3.17	4.50

Hubo un aumento de la capacidad instalada del 20 por ciento entre 1959 y 1964; la generación neta se duplicó, la inversión por kW instalado promedio disminuyó, el factor de planta casi se duplicó, el gasto por kWh generado disminuyó en un 25 por ciento y el gasto fijo por kW instalado se incrementó. Parece que en 1964 las plantas de vapor soportaron gastos originados en la operación de las plantas de gas, aunque ello no esté claramente definido en los registros contables.

En el cuadro 7 se observa que la inversión por kW instalado sigue implicando diferencias grandes entre las empresas que tienen estas instalaciones (desde 151 dólares para CNFL (Costa Rica), hasta 243 dólares para la ENALUF (Nicaragua) y la CPFL (Panamá)) montos que parecen depender más de la antigüedad de la instalación que del tamaño de la misma.

El costo del kWh generado en 1964 se redujo con respecto al de 1959 por la disminución del precio del combustible. La CPFL (Panamá) pagó el combustible al precio más bajo (1.48 centavos de dólar por kg) y la CAESS el más alto (2.35 centavos de dólar por kg). Con excepción de estos dos precios mínimo y máximo, los pagados por las otras tres empresas fueron en promedio de 1.78 centavos de dólar por kg.

/Si se observa

Si se observa que el consumo (gramos por kWh) en 1964 tiene diferencias entre una empresa y otra, resultan más eficientes los equipos de la EEG (Guatemala) con 362 y menos los de la CAESS (El Salvador) con 450.

Los gastos por kWh generado en cada empresa analizada fueron en 1964 menores que en 1959. La EEG (Guatemala) fue la que tuvo el costo menor (0.80 centavos por kWh) seguida por la ENALUF (Nicaragua) con 0.82; la CPFL (Panamá), con 0.89; la CNFL (Costa Rica), con 1.17, y la CAESS (El Salvador) con 1.18 centavos de dólar que tuvieron los costos más altos. Los costos se relacionan con el tamaño de las unidades utilizadas.

Estos dos elevados valores de la CNFL y la CAESS están muy influenciados por los gastos fijos por kWh y muy alejados del promedio general de la región. Finalmente, si se comparan las centrales hidráulicas con las de vapor resultan más favorables las primeras, tanto por kWh generado, como por el gasto por kW instalado. Esta ventaja de las hidráulicas se mantiene incluso sumándoles la rentabilidad sobre la inversión, situación que prevalecerá en la región por muchos años.

c) Generación de combustión interna

En el cuadro 8 se analiza la generación diesel a base de seis empresas que contaban en 1964 con plantas de este tipo.

La situación existente en 1959 y 1964, por totales, era como sigue:

	Unidad	Totales		Sólo gas (1964)
		1959	1964	
Centrales	Número	6	17	2
Capacidad instalada	kW	37 230	94 657	26 500
Inversión	Miles de dólares	5 981	12 893	3 206
Generación neta	GWh	50.8	100.1	13.3
Inversión por kW instalado	Dólares	161	136	121.0
Factor de planta anual	Por ciento	16	12	7.0
Gasto por kWh generado	Centavos de dólar	2.07	1.45	1.53
Gasto fijo por kW instalado	Dólares	1.03	4.00	0.17
Gasto fijo en función de la inversión	Por ciento	6.45	2.94	1.43

/Entre 1959

Entre 1959 y 1964 se observó un aumento del número de plantas de este tipo y de la capacidad instalada; corresponde gran parte a instalaciones nuevas (EGG, 12 500 kW planta de gas; ICE, 8 000 kW; CPFL, 14 000 kW, planta de gas, etc.) y otra parte a haberse incluido en este estudio mayor número de unidades de combustión, sobre las que no se obtuvo información en 1959. Por primera vez aparecen plantas de gas en un estudio de costos.

Las dos de este carácter instaladas recientemente tienen un costo por kW instalado más bajo que el promedio de las plantas diesel (107 dólares, CPFL y 136 dólares, EEG); el consumo de combustible (gramos/kWh) es un 50 por ciento mayor que el promedio del de las plantas diesel. El costo de generación del kWh, en centavos de dólar fue para las plantas de gas de 1.06 (CPFL) y 1.53 (EEG), mientras oscilaba el de las plantas diesel entre 0.77 de centavo de dólar en el ICE y 5.95 en el CAESS (precio, el de CAESS, muy alto por utilización bajísima de los equipos, pues el que le sigue en disminución es de 2.38 centavos de dólar en la ENALUF). Se puede apreciar que el gasto fijo por kW instalado (dólares) para las plantas de gas resulta muy bajo; se demuestra así lo que se ha dicho: que las empresas que disponen de estas instalaciones no hacen la debida separación entre los gastos imputables a las centrales de gas y los atribuibles a otras centrales térmicas.

Los gastos fijos (directos) de generación por kWh, se elevan bastante, como es lógico, en 1964, en las plantas de combustión interna que tienen un factor de planta bajo, llegando a 1.14 centavos por kWh en el caso de la ENALUF. (La CAESS no se considera por tratarse de un caso extremo.) El ICE presentó un gasto fijo por kWh muy bajo debido a haberse disminuido sus erogaciones dicho año por haber utilizado materiales y otros bienes acumulados en períodos anteriores.

Los gastos variables de generación por kWh --que corresponden a combustible principalmente-- oscilaron en 1964 entre 0.74 de centavo de dólar para el ICE (Costa Rica) y 1.60 centavos de dólar para el CAESS (El Salvador). Aunque en 1964, en relación a 1959 se observa una disminución en el precio del combustible, siguen presentándose variaciones importantes entre el precio pagado por una empresa y otra (entre 2.38 (CPFL) y 4.68 (CAESS) centavos de dólar por kilogramo. El consumo de combustible presenta variaciones

Cuadro 8

GASTOS DIRECTOS DE GENERACION EN CENTRALES GENERADORAS DE COMBUSTION INTERNA

E/CN.12/CCE/SC.5/43

TAO/LAT/66

Pág. 41

Concepto	Unidad	Guatemala EEG		El Salvador CAESS	Honduras ENEE	Nicaragua ENALUF	Costa Rica ICE, Producción	Panamá CPFL	
		Diesel	Gas	(Diesel)	(Diesel)	(Diesel)	(Diesel)	Diesel	Gas
Centrales comprendidas	Número	2	1	4	3	1	4	1	1
Capacidad instalada	kW	9 000	12 500	2 404	12 599	18 640	23 514	2 000	14 000
Inversión según activo fijo	Miles de dólares	1 244	1 698	545	1 860	2 029	3 714	295	1 508
Generación neta del año	Millones de kWh	12.92	9.46	0.83	12.04	15.46	44.59	0.92	3.85
Gastos Directos de Generación									
Fijos	Miles de dólares	43.8	4.4	36.1	97	177	11.2	8.87	0.20
Variables (combustible)	Miles de dólares	127.8	140.0	13.3	176	191	331.3	11.23	40.29
Total	Miles de dólares	171.6	144.4	49.4	273	368	342.5	20.10	40.49
Combustible									
Clase		Diesel	Diesel	Diesel	Diesel	...	Bunker 'U' Diesel	Diesel	...
Consumo	Miles de kg	3 780	4 260	284	6 858	4 399	11 859	472	1 836
Precio unitario	Centavos de dólar/kg	3.38	3.29	4.68	2.57	4.34	2.79	2.38	2.19
Inversión por kW instalado	Dólares	138	136	227	148	109	158	148	107
Factor de planta anual	Por ciento	16	8	4	11	10	21	5	3
Consumo de combustible	Gramos por kWh	293	450	342	570	285	266	513	477
Gastos por kWh generado									
Fijos	Centavos de dólar	0.34	0.05	4.34	0.81	1.14	0.03	0.96	0.01
Variables	Centavos de dólar	0.99	1.48	1.60	1.46	1.24	0.74	1.22	1.05
Total	Centavos de dólar	1.33	1.53	5.95	2.27	2.38	0.77	2.18	1.06
Gastos fijos por kW instalado	Dólares	4.87	0.35	15.02	7.70	9.50	0.48	4.44	0.01
Gastos fijos en función de la inversión	Por ciento	3.52	0.26	6.62	5.22	8.7	-	3.00	-

1000000000

1000000000

Account Name	Debit	Credit	Balance
General Fund		1000000000	1000000000
Special Fund		500000000	500000000
Capital Projects		250000000	250000000
Reserve Fund		250000000	250000000
Operating Expenses	1000000000		1000000000
Salaries	500000000		500000000
Travel	100000000		100000000
Printing	50000000		50000000
Telephone	50000000		50000000
Utilities	50000000		50000000
Supplies	50000000		50000000
Repairs	50000000		50000000
Insurance	50000000		50000000
Depreciation	50000000		50000000
Interest	50000000		50000000
Other	50000000		50000000
Revenue		1000000000	1000000000
Taxes		500000000	500000000
Fees		250000000	250000000
Grants		250000000	250000000
Interest		50000000	50000000
Other		50000000	50000000

importantes de una empresa a otra: 266 gramos por kWh en el ICE y 570 gramos por kWh en la ENER, debidas a las diversas características de los equipos y de sus condiciones de operación.

d) Resumen de gastos directos de generación

En el cuadro 9 se resumen los gastos directos de 1959 y de 1964 por kWh generado por los diversos tipos de centrales en servicio. Estos gastos son en promedio:

	<u>Centavos de dólar por kWh</u>	
	<u>1959</u>	<u>1964</u>
Generación hidráulica	0.18	0.18
Generación a vapor	1.13	0.86
Generación combustión interna	2.07	1.45
Generación total	0.61	0.55

De 1959 a 1964 ha habido una disminución de los gastos directos de generación con una mejor utilización de las centrales y han entrado en operación nuevas plantas hidráulicas de mayor capacidad. También influyó en la rebaja, en el caso de las plantas térmicas el precio del combustible, más bajo en 1964.

Analizando la situación por empresas, la CEL obtuvo en 1964, como en 1959, el costo de generación por kWh más bajo, 0.09 de centavo de dólar; la ENALUF el más alto, 0.96 de centavo de dólar. Las únicas empresas que de 1959 a 1964 tuvieron un incremento de sus costos unitarios de generación fueron la CAESS, de 0.55 a 0.86 de centavo de dólar; el ICE, de 0.23 a 0.29 de centavo de dólar; y la CNFL, de 0.20 a 0.40 de centavo de dólar. En el caso de CAESS ello se debió a una mayor generación térmica, de un costo más alto que la hidráulica, por eso se elevó su promedio de costo/kWh generado. En el estudio de 1959 sólo se incluyó en el ICE el sistema de producción a la planta de La Garita (central nueva de 30 000 kW),

Cuadro 9

CENTROAMERICA Y PANAMA: RESUMEN DE GASTOS DIRECTOS DE GENERACION, 1959 Y 1964

Concepto	Unidad	Guatemala		El Salvador				Honduras		Nicaragua		Costa Rica				Panamá	
		EEG		CAESS		CEL		ENEE		ENALUF		CNFL		ICE, Producción		CPFL	
		1959	1964	1959	1964	1959	1964	1959	1964	1959	1964	1959	1964	1959	1964	1959	1964
Generación hidráulica																	
Energía neta generada	Millones KWh	79.0	66.7	16.1	17.6	176.2	281.5	9.4	68.5	-	-	125.3	138.0	151.6	292.6	-	-
Gasto por KWh generado	Centavos de dólar	0.53	0.65	0.47	0.30	0.10	0.09	0.46	0.20	-	-	0.14	0.22	0.08	0.14	-	-
Generación a vapor																	
Energía neta generada	Millones KWh	66.2	205.7	0.20	19.0	-	-	-	-	79.3	160.7	4.1	33.0	-	-	157.4	266.5
Gasto por KWh generado	Centavos de dólar	1.11	0.80	5.00	1.18	-	-	-	-	1.22	0.82	2.17	1.17	-	-	1.06	0.89
Generación de combustión interna (diesel y/o gas)																	
Energía neta generada	Millones KWh	21.4	22.4	0.8	-	-	-	11.1	12.0	4.8	15.5	-	-	12.90	44.59	0.6	4.8
Gasto por KWh generado	Centavos de dólar	1.69	1.41	5.95	-	-	-	2.40	2.27	3.27	2.38	-	-	1.95	0.77	3.00	1.27
Generación total																	
Energía neta generada	Millones KWh	160.6	285.3	16.3	37.5	176.2	281.5	20.5	80.5	84.1	176.2	129.4	171.0	164.5	337.2	158.0	271.3
Gasto por KWh generado	Centavos de dólar	0.92	0.84	0.55	0.86	0.10	0.09	1.51	0.51	1.33	0.96	0.20	0.40	0.23	0.22	1.07	0.89

/incorporándose

incorporándose al de 1964, en cambio todas, las plantas hidráulicas que operaba esa empresa en todo el país, algunas de ellas pequeñas y antiguas. El costo unitario de generación hidráulica de la CNFL se incrementó a causa del mantenimiento extraordinario de sus plantas requerido por la actividad volcánica ocurrida en el país.

La mejoría experimentada en la economía de las empresas eléctricas de Centroamérica y Panamá puede considerarse satisfactoria en lo que se refiere a la explotación de sus plantas generadoras, cuando se compara la situación de 1964 con la de 1959. Puede esperarse de las que tienen costos unitarios más altos que el promedio, una reducción de los mismos. Cabría analizar especialmente las diferencias de precio del combustible que están pagando las empresas del Istmo Centroamericano.

e) Gastos directos de transmisión

Se consideran gastos directos de transmisión los de 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.

Existe bastante confusión entre las empresas sobre lo que se clasifica como transmisión y distribución, por lo que convendría definir, en alguna oportunidad, ambos conceptos. Ocurre en ocasiones que líneas que han operado exclusivamente como de transmisión pasan a ser líneas de distribución posteriormente, sin que en los libros de contabilidad de las empresas se haga el correspondiente traspaso de cuentas.

En el cuadro 10 aparecen los gastos directos de transmisión de las empresas que reportan este tipo de instalaciones, y se compara el año 1964 con el de 1959. Se observa que la inversión total para las 7 empresas pasó de 15.1 millones de dólares en 1959 a 22.9 millones en 1964 y que los gastos directos de transmisión fueron en 1959 y 1964, respectivamente, de 41.3 a 70.9 millones de dólares, respectivamente, de manera que el porcentaje de gastos sobre la inversión fue dichos años de 2.7 y 3.1 por ciento. El promedio aumentó y todas las empresas analizadas vieron elevarse ese porcentaje, salvo la CAESS, la ENALUF y la CNFL.

Para 1964 las empresas analizadas tienen un gasto de transmisión que varía de 0.05 en la CNFL a 0.08 en la ENEE de centavo de dólar por kWh. En las empresas restantes tres tienen un valor de 0.04 de centavo de dólar por kWh transmitido. Se nota claramente el defecto de clasificación de los gastos atribuidos a esta fase del proceso eléctrico.

f) Gastos de distribución, de consumidores y de promoción de ventas

Se trata de los gastos de operación, mantenimiento, facturación, lectura y promoción de venta de la energía eléctrica; sólo se registran en las empresas con actividades de distribución.

Es difícil distinguir los gastos directos de distribución de los de consumidores y de promoción de ventas, por no hacer la mayoría de las empresas una clara separación entre unos y otros, aunque en el código uniforme de cuentas se recomienda que se haga. Para mayor facilidad del análisis se denominará aquí "gastos totales de distribución" a la suma de los tres conceptos.

En el cuadro 11 se presentan con esa denominación pero lo más importante son los totales de las siete empresas que, a su vez, pueden resumirse como sigue:

	Unidad	1959	1964
Inversión en obras de distribución	Miles de dólares	24 022	40 422
Energía vendida a consumidores directos	Miles de kWh	7 255	13 106
Número de consumidores	Miles	2 619	3 687
Gastos directos de distribución, consumidores y de promoción	Miles de dólares	3 444	4 996
Gastos totales de distribución/kWh vendido	Centavos de dólar	0.47	0.38
Gastos totales de distribución/consumidor	Dólares	13.15	13.55

Cuadro 10

CENTROAMERICA: GASTOS DIRECTOS DE TRANSMISION, 1959 Y 1964

Concepto	Unidad	Guatemala		El Salvador				Honduras		Nicaragua		Costa Rica			
		EEG		CAESS		CEL		ENEE		ENALUF		CNFL		ICE, Producción	
		1959	1964	1959	1964	1959	1964	1959	1964	1959	1964	1959	1964	1959	1964
1. Inversión en sistema de transmisión sobre activo fijo	Miles de dólares	2 025	1 698	2 211	2 537	4 600	5 833	168	3 170	2 757	2 820	1 315	1 302	1 985	5 555
2. Voltajes principales	kV	66	66	22	22	66 y 110	66 y 110	33	138	66	66	33	33	138 y 33	138 y 33
3. Gastos directos de transmisión	Miles de dólares	86.0	122.9	96.0	88.4	102.0	160.7	2.4	62.0	67.0	53.6	20.0	18.1	40.0	203.1
4. Gastos de transmisión de la inversión	Porcientos	4.2	7.2	4.4	3.5	2.2	2.8	1.4	2.0	2.4	1.9	1.5	1.4	2.0	3.7
5. Gastos por kWh transmitido	Centavos de dólar	-	0.04	-	0.04	0.06	0.06	-	0.08	0.08	0.03	-	-	0.03	0.04

Cuadro 11

CENTROAMERICA Y PANAMA: GASTOS DE DISTRIBUCION, DE CONSUMIDORES Y DE PROMOCION DE VENTAS, 1964

Concepto	Unidad	Guatemala EEG	El Salvador CAESS	Honduras ENEE	Nicaragua ENALUF	Costa Rica		Panamá CPFL
						CNFL	ICE, Distribución	
1. Inversión en obras de distribución	Miles de dólares	10 038	5 627	2 820	4 620	6 464	1 383	9 470
2. Energía vendida	Millones de kWh	260.6	218.1	68.5	122.6	333.9	64.5	243.4
3. Número de consumidores	Miles	81.3	61.4	26.9	39.8	71.2	14.6	73.5
4. Gastos de distribución	Miles de dólares	624	263	201	297	318	180	491
5. Gastos de consumidores	Miles de dólares	568	295	130	309	381	-	558
6. Gastos de promoción de ventas	Miles de dólares	154	125	12	24	-	-	66
Total (4+5+6)	Miles de dólares	1 346	683	343	630	699	180	1 115
<u>Relaciones de gastos de distribución</u>								
7. Por kWh vendido	Centavos de dólar	0.24	0.12	0.29	0.24	0.10	0.28	0.20
8. En inversión	Por ciento	6.22	4.67	7.13	6.43	4.92	13.02	5.18
9. Por consumidor	Dólares	7.68	4.28	7.47	7.46	4.47	12.32	6.68
<u>Gastos de consumidores</u>								
10. Por kWh vendido	Centavos de dólar	0.22	0.14	0.19	0.25	0.11	-	0.23
11. Por consumidor	Dólares	6.99	4.81	4.83	7.76	5.35	-	7.59
<u>Gastos de promoción de ventas</u>								
12. Por kWh vendido	Centavos de dólar	0.06	0.06	0.02	0.02	-	-	0.03
13. Por consumidor	Dólares	1.89	2.04	0.45	0.60	-	-	0.90
<u>Total de gastos de distribución, consumidores y promoción de ventas</u>								
14. Por kWh vendido	Centavos de dólar	0.52	0.32	0.50	0.51	0.21	0.28	0.46
15. Por consumidor	Dólares	16.56	11.12	12.75	15.82	9.82	12.32	15.17
16. Inversión (activo fijo) por consumidor	Dólares	123.5	91.7	104.8	116.1	90.79	94.73	128.84

Se observa una disminución de los gastos totales de distribución por kWh vendido entre 1959 y 1964, y también un aumento en el costo unitario anual por abonado en ese mismo lapso.

Tres empresas (la CNFL, el ICE y la CAESS) tuvieron los costos más bajos por kWh vendido: 0.21, 0.28 y 0.32 de centavo de dólar, respectivamente; las otras cuatro tuvieron costos similares: 0.46, 0.50, 0.51 y 0.52 de centavo de dólar (CPFL, ENEE, ENALUF y EEG, respectivamente).

El costo directo de distribución total en dólares y por año para atender a cada consumidor fue en promedio para las siete empresas analizadas, en 1964, de 13.55 dólares, distribuyéndose para cada una de ellas: CNFL, 9.82; CAESS, 11.12; ICE, 12.32; ENEE, 12.75; CPFL, 15.17; ENALUF, 15.82 y EEG 16.56 dólares. Comparando estos valores con los obtenidos en 1959 resultan más altos en la CAESS, la ENEE, la CNFL y el ICE, y más bajos en el EEG, la ENALUF y la CPFL. Las diferencias entre las empresas en 1964 son menores que en 1959.

g) Gastos de administración y generales

Incluyen todos los gastos necesarios para el negocio eléctrico no incorporados a los gastos directos de generación y compra, transmisión y distribución. Son por ejemplo, los de gerencia, contabilidad general, auditoría y de representación.

Las empresas eléctricas siguen diversos criterios en cuando a la anotación de estos gastos; algunas los distribuyen entre los correspondientes a las inversiones y los de operación eléctrica. La comparación entre las empresas analizadas resulta difícil por este motivo.

En el cuadro 12 se comparan los gastos administrativos y generales con los directos de explotación y con el activo fijo total.

Esos índices fueron en 1959 y 1964, en promedio, muy parecidos:

	1959	1964
	Por ciento	
Gastos de administración y generales en relación con los gastos directos de explotación	16.28	16.23
Gastos de administración y generales en relación con el activo fijo total	2.07	2.22

/Al comparar

Al comparar unas empresas con otras en cuanto a promedio y datos de 1959, las tres empresas con la proporción más alta entre gastos administrativos y generales y gastos directos de explotación resultan ser la ENEE de Honduras con 31.9 por ciento; la ICE Producción de Costa Rica con 31.2 por ciento y la CEL de El Salvador con 27.4 por ciento, con gastos mayores que el promedio de 1964; la ENEE tuvo con relación a 1959, una elevación del 3.3 por ciento, la ICE una disminución de 0.6 por ciento, y la CEL una disminución del 4.3 por ciento.

En el caso del ICE Producción y de la CEL se explica el nivel al ser muy reducido el precio de venta de la energía y, por consiguiente, los ingresos.

En el resto de las empresas eléctricas de Centroamérica y Panamá, la proporción de esos gastos fue para la CAECS (El Salvador) de 7.5 en 1964 y de 8.8 por ciento en 1959; para la CNFL (Costa Rica) de 7.8 en 1964 y de 14.3 por ciento en 1959; para la ICE Distribución (Costa Rica) de 13.2 en 1964 y de 6.9 por ciento en 1959; para la ENALUF (Nicaragua), de 16.8 en 1964 y de 16.2 en 1959; para la EEG (Guatemala), de 17.8 en 1964 y de 16.7 por ciento en 1959; y para la CPFL (Panamá) de 20.8 en 1964 y de 18.4 por ciento en 1959.

Con respecto a la otra proporción --gastos administrativos sobre el activo fijo bruto-- excepto la CEL (El Salvador) y la ICE Distribución (Costa Rica), que están en los extremos (la primera con 0.5 por ciento y la segunda con 13.4 por ciento) las empresas restantes registran en 1964 porcentajes uniformes, entre 2.0 y 3.3.

Para 1964, este gasto en centavos de dólar por kWh fue muy variable entre las empresas, para la CEL 0.061 (el más bajo) y para la ENEE 0.56 (el más alto).

h) Depreciación e impuestos

En el cuadro 13 figuran los gastos de depreciación e impuestos que corresponden a los gastos de explotación. Los primeros constituyen un rubro especialmente importante entre los de las empresas analizadas; estos gastos de depreciación se basan en las estimaciones de la vida útil de

Quadro 12

GENTROAMERICA Y PANAMA: GASTOS DE ADMINISTRACION Y GENERALES, 1964

Concepto	Unidad	Guatemala EEG	El Salvador		Honduras ENEE	Nicaragua ENALUF	Costa Rica			Panamá CPFL
			CAESS	CEL			CNFL	ICE (Dis- tribución)	ICE (Pro- ducción)	
Activo fijo total (pro- medio)	Miles de dólares	30 373	11 388	37 110	18 700	17 641	18 295	1 383	34 614	28 210
Gastos de administra- ción y generales	Miles de dólares	835.8	357.6	161.2	381.0	477.7	383.0	185.7	686.7	926.0
Total gastos directos de explotación	Miles de dólares	4 694.2	4 787.6	588.4	1 196.0	2 851.6	4 886.0	1 409.0	2 201.0	4 460.0
Gastos de administración y generales de los gastos directos de explotación	Por ciento	17.8	7.5	27.4	31.9	16.8	7.8	13.2	31.2	20.8
Gastos de administración y generales del activo fijo total	Por ciento	2.8	3.1	-	2.0	2.7	2.1	13.4	2.0	3.3

Cuadro 13

CENTROAMERICA Y PANAMA: GASTOS DE DEPRECIACION E IMPUESTOS, 1964

Concepto	Unidad	Guatemala EEG	El Salvador		Honduras ENEE	Nicaragua ENALUF	Costa Rica			Panamá GPFL
			CAESS	CEL			CNFL	ICE (Dis- tribución)	ICE (Pro- ducción)	
Gastos de depreciación	Miles de dólares	696.0	232.0	681.2	528.5	500.7	318.0	57.0	890.0	768.0
Depreciación del activo fijo	Por ciento	2.3	2.0	1.8	2.8	2.8	1.7	4.1	2.6	2.7
Depreciación de los gastos directos de explotación	Por ciento	14.8	4.9	115.8	44.2	17.6	23.4	4.1	40.4	17.2
Impuestos	Miles de dólares	383.0	204.4	-	-	63.4	104.2	-	79.0	572.0
Impuestos del activo fijo	Por ciento	1.3	1.8	-	-	-	0.6	-	-	2.7
Impuestos de los gastos directos de explotación	Por ciento	8.2	4.3	-	-	2.2	2.1	-	3.6	35.2

/los diversos

los diversos componentes del activo fijo y varían, por lo general, según el criterio que aplica la propia empresa o de acuerdo con disposiciones legales o de los organismos de regulación.

Se observan entre las empresas analizadas considerables diferencias del porcentaje de depreciación sobre los gastos directos de explotación. En la ENEE (Honduras) y el ICE Producción (Costa Rica), ese porcentaje es del 40; en la CEL (El Salvador) del 115.8 por ciento; en la CNFL (Costa Rica), del 23.4; en la EEG (Guatemala), la ENALUF (Nicaragua) y la CPFL (Panamá), de entre el 15 y 20 por ciento. En la CAESS (El Salvador) y el ICE Distribución (Costa Rica), que compran volúmenes altos de energía, es de menos de 5 por ciento. Se observa por lo general, de 1959 a 1964, un incremento en el gasto de depreciación en relación con los gastos directos de explotación.

Ese mismo gasto de depreciación como porcentaje del activo fijo, en 1964, fue variable entre las nueve empresas analizadas; el más bajo (1.7) correspondió a la CNFL y el más alto a la ICE Distribución, que aplica valores más elevados por razones de obsolescencia de las obras.

Los impuestos, último rubro de los gastos de explotación, no constituyen una partida significativa para las empresas analizadas. Sólo aparecen sumas gastadas por este concepto en la EEG de Guatemala (8.2 por ciento de los gastos directos de explotación), la CAESS de El Salvador (4.3 por ciento), la ENALUF de Nicaragua (2.2 por ciento), la ICE Producción de Costa Rica (3.6 por ciento), la CNFL de Costa Rica (2.1 por ciento), y la CPFL de Panamá (35.2 por ciento). Esta última es la única verdaderamente significativa. La situación de 1964 no ha experimentado cambios de consideración con respecto a la de 1959.

8. Costo de la energía eléctrica

Se entiende por costo de la energía eléctrica el ingreso percibido por el vendedor o el precio pagado por el consumidor final; al hablar de costo de la energía debe entenderse que se trata de la suma de los gastos de explotación más la rentabilidad de la inversión inmovilizada obtenida efectivamente por la empresa, independientemente de la forma en que se haya financiado la inversión.

En el cuadro 14 se resumen los componentes del costo por kWh de la energía que resulta para las nueve empresas analizadas en detalle en este estudio. En los cuadros 5 a 13 inclusive, ya mencionados, se compararon en detalle los gastos de explotación de 1964 con los de 1959 para destacar las diferencias entre las empresas eléctricas del Istmo Centroamericano y observar las repercusiones de esos gastos en el precio de la energía eléctrica señalado a los consumidores.

En esta parte del estudio no se han seguido estrictamente los lineamientos del anterior (1959), por haberse considerado que las limitaciones de la información obtenida para 1964 conducirían a hacer estimaciones poco aproximadas. Los objetivos perseguidos en este estudio se logran, además, sin necesidad de llegar a subclasificaciones de costos por kWh, que no tienen mayor trascendencia.

Para mejor comprensión del análisis del cuadro 14, las empresas analizadas se han dividido en:

- a) Empresas que producen toda la energía que venden a consumidores directos;
- b) Empresas que compran exclusivamente o compran y producen la energía que venden;
- c) Empresas principalmente productoras.

a) Empresas que producen toda la energía que venden a consumidores directos

Los elementos más importantes de las cuatro empresas productoras, y distribuidoras figuran en el cuadro 14-A.

CENTROAMERICA Y PANAMA: SUMINISTRO Y COSTO DE LA ENERGIA ELECTRICA, 1959 Y 1964

Cuadro 14

E/CN.12/CCE/SC.5/43
TAO/LAT/66
Pág. 55

	Guatemala		El Salvador		Honduras		Nicaragua		Costa Rica		Panamá						
	EEG	CAESS	CEL	ENEH	ENALUF	CNFI	ICE Distribución	ICE Producción	CPL	1959	1964						
	1959	1964	1959	1964	1959	1964	1959	1964	1959	1964	1959	1964					
Energía suministrada a consumidores																	
(Millones de kWh)																	
Generación neta	160.6	294.8	16.3	37.5	176.2	281.5	20.5	80.6	84.1	176.1	129.4	168.8	3.0	161.5	337.2	158.0	271.2
Pérdidas de transmisión	6.0	13.4	1.3	8.7	7.2	10.6	0.5	5.7	1.5	3.0	6.0	13.0	3.0	3.4	2.3	7.0	7.0
Entrega de las propias centrales	154.6	281.4	15.0	28.8	169.0	270.9	20.0	74.9	82.6	173.1	123.4	155.8	3.0	158.1	334.9	158.0	264.2
Compras a otras empresas	0.1	-	194.1	202.9	0.2	-	-	-	-	-	143.6	246.2	20.3	-	49.9	-	-
Total entregado a distribución	154.7	281.4	149.1	231.7	169.2	270.9	20.0	74.9	82.6	173.1	143.6	246.2	20.3	158.1	384.8	158.0	264.2
Pérdidas de distribución	15.7	20.9	17.7	13.7	-	1	5.5	6.4	12.1	11.9	32.9	402.0	4.0	80.7	16.2	16.2	27.8
Total suministrado a consumidores	139.0	260.5	131.4	218.0	270.8	270.8	14.5	68.5	52.2	161.2	234.1	364.1	19.5	64.0	141.8	236.4	236.4
Gastos directos de producción																	
(Centavos de dólar por kWh generado o comprado)																	
Generación hidráulica	0.53	0.65	0.47	0.30	0.10	0.09	0.46	0.20	1.22	0.82	2.17	1.17	0.93	0.06	0.14	1.06	0.69
Generación a vapor	1.11	0.80	5.00	1.18	-	-	2.40	2.27	3.27	2.38	0.20	0.40	0.93	1.97	3.00	1.27	1.27
Generación de combustión interna	1.69	1.41	-	-	0.10	0.09	1.51	0.51	1.33	0.96	1.09	1.42	0.93	0.21	1.07	0.89	0.89
Total gastos directos de generación	0.92	0.84	0.51	0.66	0.09	0.09	1.51	0.51	1.33	0.96	0.67	0.91	0.93	0.21	1.07	0.89	0.89
Compras	5.54	-	1.51	1.64	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total gastos directos de producción	0.92	0.84	1.41	1.51	0.09	0.09	1.51	0.51	1.33	0.96	0.67	0.91	0.93	0.21	1.07	0.89	0.89
Gastos de explotación																	
(Centavos por kWh vendido)																	
1. Gastos de producción	1.07	0.91	1.62	1.67	0.12	0.10	2.13	0.61	1.59	1.05	0.78	1.04	1.12	1.44	1.19	0.99	0.99
2. Gastos de transmisión	0.06	0.05	0.07	0.04	0.06	0.06	-	0.09	0.10	0.04	0.01	-	-	0.02	0.05	-	-
3. Subtotal gastos de producción y transmisión (1+2)	1.13	0.96	1.69	1.71	0.18	0.16	2.13	0.70	1.69	1.09	0.79	1.04	1.12	1.44	1.19	0.99	0.99
4. Gastos de distribución	0.99	0.24	0.18	0.12	-	-	0.19	0.30	0.32	0.18	0.09	0.10	0.32	0.20	0.27	0.20	0.20
5. Gastos de consumidores	-	0.22	0.14	0.14	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6. Gastos de promoción de ventas	0.37	0.06	0.09	0.06	-	-	-	0.02	-	0.01	0.09	0.10	-	-	-	-	-
7. Subtotal gastos de distribución, consumidores y ventas (4+5+6)	0.76	0.52	0.35	0.32	-	-	0.79	0.50	0.54	0.38	0.18	0.19	0.41	0.26	0.66	0.46	0.46
8. Gastos de administración y generales	0.37	0.32	0.20	0.16	0.08	0.06	1.18	0.56	0.43	0.30	0.16	0.11	0.12	0.26	0.41	0.36	0.36
9. Total gastos directos de explotación (3+7+8)	2.26	1.80	2.24	2.19	0.26	0.22	4.12	1.76	2.66	1.77	1.13	1.34	1.65	1.96	2.28	1.83	1.83
10. Depreciación	0.30	0.26	0.14	0.11	0.32	0.25	0.68	0.77	0.81	0.31	0.14	0.09	0.16	0.32	0.30	0.32	0.32
11. Impuestos	0.15	0.15	0.07	0.09	-	-	-	-	0.06	0.04	0.05	0.03	-	0.02	0.05	0.04	0.04
12. Total gastos de explotación (9+10+11)	2.71	2.21	2.45	2.39	0.58	0.47	4.80	2.53	3.53	2.12	1.32	1.46	1.81	2.12	3.21	2.19	2.19
Ingreso neto de explotación																	
(Centavos de dólar por kWh suministrado)																	
Total ingreso de explotación - costo de la energía	4.02	3.50	3.17	2.76	1.58	1.67	7.50	4.37	3.16	3.45	1.69	1.97	1.37	2.04	4.50	3.74	3.74
(Centavos de dólar por kWh suministrado)	1.31	1.29	0.72	0.37	1.00	1.20	2.70	1.84	-0.97	1.39	0.37	0.41	-0.44	-0.06	0.50	1.29	0.95

Cuadro 14-A

ELEMENTOS MAS IMPORTANTES DE LAS CUATRO EMPRESAS PRODUCTORAS Y DISTRIBUIDORAS

Concepto	EEG (Guatemala)		ENEE (Honduras)		ENALUF (Nicaragua)		CPFL (Panamá)	
	1959	1964	1959	1964	1959	1964	1959	1964
Factor de planta	44	52	35	21	24	41	46	49
Generación neta menor pérdidas de transmisión (Miles de kWh)	154.6	281.4	20.0	74.9	82.6	173.1	158.0	264.2
kWh suministrados a los consumidores directos	139.0	260.5	14.5	68.5	52.2	161.2	141.8	243.4
Gastos directos de producción (centavos de dólar por kWh generado)	0.92	0.84	1.51	0.51	1.33	0.96	1.07	0.89
Gastos directos de producción y transmisión ^{a/}	1.13	0.96	2.13	0.70	1.69	1.09	1.19	0.99
Gastos directos de distribución, consumidores y promoción ^{a/}	0.76	0.52	0.79	0.50	0.54	0.38	0.66	0.46
Gastos administrativos y generales ^{a/}	0.37	0.32	1.18	0.56	0.43	0.30	0.41	0.38
Depreciación e impuestos ^{a/}	0.45	0.41	0.68	0.77	0.87	0.35	0.95	0.96
Total gastos explotación ^{a/}	2.71	2.21	4.80	2.53	3.53	2.12	3.21	2.79
Ingreso neto explotación ^{a/}	1.31	1.29	2.70	1.84	-0.37	1.33	1.29	0.95
Costo de la energía ^{a/}	4.02	3.50	7.50	4.37	3.16	3.45	4.50	3.74

^{a/} Centavos de dólar por kWh vendido.

/En estas

En estas cuatro empresas, como se ha venido señalando, ha habido reducción de los gastos por kWh entre 1959 y 1964.

Los gastos totales de explotación para las cuatro empresas, por kWh vendido guardan gran similitud en 1964, correspondiendo el más bajo (2.12 centavos de dólar) a la ENALUF y el más alto (2.79 centavos de dólar) a la CPFL. En el estudio anterior el más bajo fue de 2.71 y el más alto 4.80 en estas mismas empresas.

Salvo rarísimas excepciones, todos los renglones que forman el costo de explotación tuvieron una disminución en 1964 con respecto a 1959 en las cuatro empresas. Las excepciones parecen bien justificadas.

Siempre existen diferencias de importancia --entre las empresas analizadas-- en los diferentes renglones que constituyen el costo de explotación del kWh vendido, dependiendo del tipo de instalaciones, factor de planta, etc. (Un ejemplo en materia de generación fue la ENEE, que al poner en operación la planta de Cañaveral redujo sus costos de generación y en 1964 es la más baja de las cuatro empresas analizadas a pesar de su bajo factor de planta.) En los gastos directos de distribución, de consumidores y de promoción la ENALUF tuvo el gasto por kWh más bajo de las cuatro empresas (0.38 de centavo de dólar) y la EEG el más alto (0.52 de centavo de dólar). En los gastos de administración y generales, la ENALUF volvió a tener el gasto más bajo por kWh (0.30 de centavo de dólar), correspondiendo a la ENEE el más alto (0.56 de centavo de dólar). En los gastos de depreciación e impuestos la ENALUF resultó, asimismo, con el gasto por kWh más bajo (0.35 de centavo de dólar) y la CPFL con el más alto (0.96 de centavo de dólar).

Esta disminución del gasto unitario entre 1959 y 1964 se debe a una mejor utilización de las instalaciones, a la mayor venta de kWh y al mejoramiento del factor de planta; se debe también a haberse puesto en funcionamiento entre 1959 y 1964 nuevas instalaciones, --suprimiendo en algunos casos instalaciones viejas, de alto costo de operación-- que han abaratado el costo de generación. Las empresas con plantas térmicas tienen mayores gastos de explotación por kWh generado o vendido.

El ingreso neto de explotación (rentabilidad), en 1964, significó en el costo de la energía de estas cuatro empresas por kWh lo siguiente: para la ENEE, Honduras, 1.84 centavo de dólar (42 por ciento del precio total); para la ENALUF, Nicaragua, 1.33 centavo de dólar (39 por ciento del precio total); para la EEG, Guatemala, 1.29 centavo de dólar (37 por ciento del precio total), y para la CPFL, Panamá, 0.95 de centavo de dólar (26 por ciento del precio total).

b) Empresas que compran exclusivamente o compran y producen la energía que venden

Los elementos más importantes de las tres empresas distribuidoras figuran en el cuadro 14-B.

En el caso de estas tres empresas (que compran gran parte de la energía que distribuyen) o en el del ICE Distribución (que la compra toda) se observa un incremento en el costo por kWh comprado, aparentemente motivado por el hecho de haber elevado su precio de venta las empresas productoras. En el caso de las dos empresas costarricenses este aumento es más ostensible.

Los gastos directos de distribución, de consumidores y de promoción, administrativos y generales y los de depreciación e impuestos por kWh vendido, se vieron disminuidos en 1964 en relación a 1959 en las tres empresas analizadas; en la CNFL, de 0.53 de centavo de dólar en 1959 a 0.42 en 1964; en la CAESS, de 0.76 a 0.68 de centavo de dólar; en el ICE Distribución, de 0.69 a 0.58 de centavo de dólar. Se puede apreciar que la CNFL mantiene un costo para esos gastos por kWh vendido mucho menor que las otras dos empresas, como consecuencia del volumen relativo mayor de sus actividades.

Como consecuencia de un aumento en el costo de compra del kWh y de una disminución unitaria en los otros gastos de explotación, para cada una de las tres empresas analizadas, se observa que el gasto de explotación por kWh vendido fue para la CAESS, en 1964, de 2.39 centavos de dólar, contra 2.45 en 1959; para la CNFL de 1.46 en 1964 (el más bajo de todas las empresas eléctricas analizadas en el cuadro 14 que distribuyen energía),

Cuadro 14-B

ELEMENTOS MAS IMPORTANTES DE LAS TRES EMPRESAS DISTRIBUIDORAS

Concepto	CAESS (El Salvador)		CNFL (Costa Rica)		ICE Distribución (Costa Rica)	
	1959	1964	1959	1964	1959	1964
Factor de planta	17	40	38	50	-	-
Generación neta, más compras, menos pérdidas de transmisión (miles de kWh)	149.1	231.7	267.0	402.0	23.3	80.7
kWh suministrado a los consumidores	131.4	218.0	234.1	364.1	19.3	69.9
Costo del kWh comprado (centavos de dólar)	1.51	1.64	1.09	1.42	0.93	1.20
Gastos directos de producción y compra (centavos de dólar por kWh generado y comprado)	1.41	1.51	0.67	0.91	0.93	1.20
Gastos directos de producción y transmisión ^{a/}	1.69	1.71	0.79	1.04	1.12	1.44
Gastos directos distribución, consumidores y promoción ^{a/}	0.35	0.32	0.18	0.19	0.41	0.26
Gastos administrativos y generales ^{a/}	0.20	0.16	0.16	0.11	0.12	0.26
Depreciación e impuestos ^{a/}	0.21	0.20	0.19	0.12	0.16	0.16
Total gastos explotación ^{a/}	2.45	2.39	1.32	1.46	1.81	2.12
Ingreso neto explotación ^{a/}	0.72	0.37	0.37	0.41	-0.44	-0.08
Costo de la energía ^{a/}	3.17	2.76	1.69	1.87	1.37	2.04

^{a/} Centavos de dólar por kWh vendido.

contra 1.32 centavo de dólar en 1959, y para el ICE Distribución de 2.12 centavos de dólar en 1964 contra 1.81 en 1959.

c) Empresas principalmente productoras

Los elementos más importantes de las dos empresas principalmente productoras aparecen en el cuadro 14-C.

Cuadro 14-C

ELEMENTOS MAS IMPORTANTES DE LAS DOS EMPRESAS PRINCIPALES PRODUCTORAS

Concepto	CEL (El Salvador)		ICE Producción (Costa Rica)	
	1959	1964	1959	1964
Factores de planta	45	43	44	45
Generación neta menos pérdidas de transmisión (miles de kWh)	169.0	270.9	158.1	334.9
Compras a otras empresas (miles de kWh)	0.2	-	-	49.9
Costo del kWh (centavos de dólar)	0.10	0.09	0.21	0.22
Costo del kWh comprado (centavos de dólar)	9.35	-	-	1.05
Gastos directos de producción y transmisión ^{a/}	0.18	0.16	0.24	0.41
Gastos administrativos y generales ^{a/}	0.08	0.06	0.11	0.17
Depreciación e impuestos ^{a/}	0.32	0.25	0.26	0.24
Total gastos de explotación ^{a/}	0.58	0.47	0.61	0.82
Ingreso neto de explotación ^{a/}	1.00	1.20	0.50	0.52
Costo de la energía ^{a/}	1.58	1.67	1.11	1.34

^{a/} Centavos de dólar por kWh suministrado.

Puede señalarse que los gastos de explotación, en centavos de dólar por kWh suministrado, en el caso de la CEL (El Salvador) es casi la mitad del obtenido por el ICE en 1964 (0.47 y 0.82). En el estudio de 1959 la

/diferencia era

diferencia era menor, siempre en favor de la CEL (0.58 a 0.61); es decir, mientras la CEL bajó de 1959 a 1964 su costo unitario, el ICE Producción lo aumentó en un 33 por ciento. Los elementos que en 1964 establecen la gran diferencia en el costo de explotación del kWh entre la CEL y el ICE son: a) Los gastos administrativos y generales, que en la CEL fueron de 0.06 centavos de dólar y en el ICE de 0.17; b) el costo de generación, que para la CEL fue de 0.09 de centavo de dólar por kWh producido (esta empresa operó sólo dos plantas hidráulicas, una de 60 000 kW y otra de 15 000 kW), mientras para el ICE Producción fue de 0.29, más de 3 veces mayor que el de la CEL (el ICE operó cinco plantas hidráulicas, de las cuales dos son de 30 000 kW cada una y tres pequeñas; cuatro plantas diesel, una de 20 000 kW y otras pequeñas); y c) el ICE Producción compró casi 50 millones de kWh a un precio promedio de 1.05 centavo de dólar.

Si se analiza la situación de conjunto para las nueve empresas del cuadro 14, los gastos directos de generación, en centavos de dólar por kWh generado, varían de 0.09 en la CEL --con producción sólo hidráulica-- a 0.96 en la ENALUF (con generación sólo térmica). Los gastos administrativos y generales varían de 0.06 de centavo de dólar por kWh para la CEL a 0.56 para la ENEE. Los gastos directos de distribución, de consumidores y de promoción de ventas (centavos de dólar por kWh) en las siete empresas distribuidoras osciló en 1964 entre 0.19 (para la CNFL) y 0.52 (para la EEG).

El ingreso neto de explotación (rentabilidad), en 1964, significó para la CEL, (El Salvador), 1.20 centavo de dólar por kWh (72 por ciento del ingreso total), y para la ICE Producción, Costa Rica, 0.52 de centavo de dólar (39 por ciento del ingreso total).

Existen en el Istmo Centroamericano, como ya se dijo entre otras, unas empresas que son principalmente productoras y otras que son esencialmente distribuidoras y adquieren de las primeras gran parte de la energía que venden. Por ejemplo, en El Salvador y Costa Rica la CEL y el ICE, respectivamente, son empresas principalmente productoras y la CAESS y la

CNFL, distribuidoras. Por esto se consideró conveniente compararlas en conjunto como si se tratase de una sola unidad.

	<u>El Salvador</u>		<u>Costa Rica</u>	
	Centavos de dólar por kWh	Por-ciento	Centavos de dólar por kWh	Por-ciento
<u>Empresas productoras</u>				
	<u>CEL</u>		<u>ICE</u>	
Gastos de explotación	0.47	11	0.82	26
Ingreso neto	1.20	27	0.52	16
Ingreso total	<u>1.67</u>	<u>38</u>	<u>1.34</u>	<u>42</u>
<u>Empresas distribuidoras</u>				
	<u>CAESS</u>		<u>CNFL</u>	
Gastos de explotación	2.39	54	1.46	45
Ingreso neto	0.37	8	0.41	13
Ingreso total	<u>2.76</u>	<u>62</u>	<u>1.87</u>	<u>58</u>
Total de ingresos	<u>4.43</u>	<u>100</u>	<u>3.21</u>	<u>100</u>

En términos de porcentaje se observa un gran equilibrio entre esos dos tipos de empresas: en El Salvador los gastos fueron de 65 y en Costa Rica de 71; el ingreso neto fue en El Salvador de 35 y en Costa Rica de 29; sin embargo, existe disparidad en ambos países en la distribución del ingreso neto entre la empresa productora y la distribuidora.

El ingreso neto de explotación por kWh en centavos de dólar, que debe depender de la inversión, fue el elemento más variable dentro del costo de la energía para las empresas, ya que dependió de los réditos autorizados o requeridos para el financiamiento de las ampliaciones o de los resultantes de la aplicación de una tarifa más o menos arbitraria por ciertas empresas no sujetas a regulación alguna.

9. Resumen y conclusiones

1. El incremento del número de consumidores y del consumo anual por consumidor entre 1959 y 1964 ha mejorado la situación económica de las empresas eléctricas de Centroamérica y Panamá.

/2. El nivel

2. El nivel de precio de la energía o costo de la energía eléctrica (ingreso medio por kWh suministrado) está fijado por la suma de los gastos de explotación más la rentabilidad de la inversión inmovilizada de la empresa.

3. Guardando todavía los precios de la energía eléctrica en 1964 diferencias importantes entre los países del Istmo Centroamericano (1.95 a 4.46 centavos de dólar), se nota, con respecto a 1959, que los valores son más uniformes o menos diferentes (la relación de 1959 era de 1 a 5 mientras en 1964 se redujo de 1 a 2.3).

4. La rentabilidad, como elemento del costo de la energía, sigue revisitando gran importancia en el estudio de 1964 o, dicho de otra manera, sigue pesando bastante en el precio medio del kWh (sin tomar en cuenta los valores negativos, la rentabilidad para las empresas eléctricas analizadas fue de entre 0.37 y 1.84 centavo de dólar por kWh). En el estudio de 1959 las diferencias en las rentabilidades de las empresas fue mayor (de 1 a 7.3 en vez de 1 a 5, en 1964). Sobre este factor de costo --rentabilidad-- es difícil pronunciarse acerca de lo que debe ser su magnitud, por depender de circunstancias diversas. En las empresas privadas la rentabilidad sirve para pagar los dividendos a los dueños y para expandir parcialmente el sistema aunque en algunos casos esa rentabilidad esté regulada por contratos y por los organismos reguladores. En el caso de las empresas estatales es uno de los elementos más importantes para financiar parte de las expansiones; en las relaciones con los organismos financieros internacionales suele haber cláusulas contractuales que obligan a las empresas a producir determinadas rentabilidades necesarias para generar efectivo que, unidas a otros elementos, financian los gastos locales del desarrollo eléctrico del país.

5. Los gastos unitarios de explotación para las empresas centroamericanas y Panamá seguían siendo en 1964 bastante diferentes (relación de 1 a 6 entre el más bajo y el más alto), aunque menores que en 1959 (1 a 8.3). En general, entre 1959 y 1964, las empresas eléctricas disminuyeron sus gastos de explotación por kWh suministrado.

6. La diferencia en los gastos unitarios de explotación de las empresas se debe a los siguientes factores: a) tipo de generación (hidráulica o térmica); b) utilización de las instalaciones (factor de planta); c) consumo promedio por abonado; d) tamaño y economía de las instalaciones eléctricas, especialmente centrales (unidades de generación grandes o pequeñas); e) pérdidas en transmisión y distribución (estado físico de las instalaciones); f) compras de energía; g) concentración de abonados; h) organización y economía en los gastos; e i) especialmente el tamaño del mercado que sirven las empresas.

7. Las empresas eléctricas de Centroamérica y Panamá deben proponerse promover el consumo eléctrico usando el precio de la energía como un elemento de estímulo por una parte y, por otra, promoviendo el uso de la energía en industrias y otros tipos de consumo como alumbrado, aire acondicionado, etc., que mejoran el factor de utilización de las instalaciones.^{5/}

8. Los gastos de generación deben reducirse en los años próximos recurriendo a plantas hidráulicas y generación térmica en unidades grandes, que complementen la generación hidráulica, con un estudio de automatización de las centrales generadoras que permita disminuir los gastos variables, mejorar los contratos de compra de combustible, etc., con apoyo en una integración general de sistemas nacionales y en otras medidas que permitan conseguir costos mínimos de generación.

En el renglón de gastos es quizá en el que se observan las mayores diferencias entre las empresas analizadas. En generación hidráulica, la relación entre el precio más bajo y el más alto fue en 1964 de 1 a 7.2; en generación de vapor, de 1 a 1.5; en generación de combustión interna, de 1 a 2 (sin considerar el caso extremo de la CAESS, que tuvo una generación mínima y costos altos). Se observa aquí la influencia de la selección de equipos, en especial tamaños y características.^{6/}

^{5/} Véase Estudio comparativo de tarifas eléctricas en Centroamérica y Panamá, 1965, (E/CN.12/CCE/SC.5/40; TAO/LAT/62).

^{6/} Véase, Política regional de energía en Centroamérica, (E/CN.12/CCE/SC.5/41; TAO/LAT/63).

9. Los gastos de transmisión por kWh vendido fueron menores en 1964 que en 1959. Las pérdidas en transmisión de las empresas estudiadas fueron muy variables (entre el 2 y más del 20 por ciento). Ello depende en parte del estado físico de las obras y en parte de registros deficientes.

El criterio sobre lo que son obras de transmisión y de distribución que afectan los costos es variable, por lo que sería conveniente que se adoptara una definición que permitiera diferenciarlas con claridad y que las empresas de Centroamérica y Panamá pudieran adoptar.

10. Para las empresas estudiadas que distribuyen energía eléctrica (todas menos la CEL y el ICE que son principalmente productoras), los gastos de distribución, de consumidores y de promoción de ventas por kWh disminuyeron entre 1959 y 1964 y la relación entre la más baja y la más alta fue en 1964 de 1 a 2.7, cuando había sido de 1 a 4.4 en 1959.

11. Los gastos administrativos y generales por kWh vendido disminuyeron en todas las empresas, al compararse los años de 1959 y 1964, salvo en las empresas ICE (Costa Rica) donde se observó un aumento por un cambio en la política de distribución de dichos gastos. La relación de estos gastos por kWh, entre los más bajos y los más altos, fue de 1 a 9.3 en 1964 y de 1 a 14.7 en 1959.

12. El cálculo del gasto por depreciación es uno de los conceptos o elementos del gasto de explotación que más varían, por depender del criterio o de las regulaciones a que se sujete cada empresa. Todas las de Centroamérica y Panamá siguen el método de la línea recta. Los porcentajes del gasto de depreciación sobre el activo fijo fueron en 1964 de 1.7 (el más bajo) a 4.1 (el más alto). En términos de kWh, la relación entre el más bajo y el más alto fue en 1964 de 1 a 7.5; excluyendo las tres empresas compradoras de energía eléctrica, de 1 a 3.5. En 1959 esas relaciones habían sido, respectivamente, de 1 a 5.8 y de 1 a 3.4.

13. Es de esperar que las empresas del Istmo, salvo rarisimas excepciones, reduzcan en el futuro el ingreso medio por kWh suministrado, especialmente en lo que se refiere a los gastos de explotación.

En Guatemala (EEG), los costos de generación son altos por la importancia que reviste la producción térmica; sus costos totales de distribución y los administrativos y generales son también altos.

En El Salvador (CAESS), el precio unitario de los gastos de explotación podría ser menor, puesto que los gastos directos totales de distribución, los gastos administrativos, generales, de depreciación e impuestos son mayores que los logrados por empresas similares.

En Honduras (ENEE), a pesar de que ha sido el país donde la empresa distribuidora ha obtenido la mayor rebaja en el kWh suministrado en gastos de explotación, el costo unitario resulta todavía alto en comparación con otras empresas del Istmo, pero puede esperarse que gracias al aumento de consumo, y a la mejor utilización de sus instalaciones, por lo tanto, logre reducirse. Continúan siendo especialmente altos los gastos de distribución y los gastos administrativos y generales.

El gasto de generación en Nicaragua (ENALUF) es uno de los más altos del Istmo por utilizar exclusivamente generación térmica. Con la entrada en operación de su importante planta "Centroamérica" es de suponer que este costo baje a los niveles de las empresas que tienen una proporción mayor de generación hidráulica. Sus gastos de distribución y de administración tampoco son de los más bajos del Istmo.

En Costa Rica (ICE Producción), el gasto de explotación por kWh suministrado es mucho mayor que en El Salvador, en parte por su generación térmica y en parte por las compras de energía. Con las nuevas instalaciones del ICE ese gasto de explotación unitario tenderá a disminuir en años próximos.

Panamá utiliza también generación exclusivamente térmica por lo que el costo unitario es alto; unido ello al hecho de ser sus gastos de distribución y administración, asimismo, comparativamente elevados; se tiene como resultado el mayor costo unitario en gastos de explotación de todas las empresas eléctricas del Istmo que se han analizado.

14. Además de las diferencias lógicas en estructura y organización de las empresas del Istmo, se observan entre ellas diferencias sustanciales en la forma de resolver los problemas de construcción de las instalaciones eléctricas y en la de realizar su operación y mantenimiento; sería interesante analizar todo ello para conocer los métodos más efectivos y económico, que redundarían en los costos.

15. Para los estudios comparativos de costos de la energía eléctrica se precisaría disponer de sistemas de cuentas uniformes. Convendría que las empresas procuraran aplicar el código uniforme de cuentas aprobado por el Subcomité de Electrificación.^{7/}

16. En este estudio de costos de la energía eléctrica se han podido determinar las diferencias de los precios y la razón de esas diferencias; en el estudio sobre tarifas se analiza la estructura de las mismas y la forma en que podrían equipararse en el Istmo.^{8/}

17. Para perfeccionar los estudios similares que se hagan en el futuro es importante que las empresas privadas y estatales proporcionen la información que se les solicite y que los organismos reguladores o similares de los países donde existan dispongan por lo menos de información de carácter general sobre la materia.

7/ Véase, Sistema uniforme de cuentas para Empresas Eléctricas,
(E/CN.12/CCE/SC.5/15).

8/ Véase, Estudio comparativo de las tarifas de energía eléctrica de Centro-
américa y Panamá, 1965 (E/CN.12/CCE/SC.5/40; TAO/LAT/62).