

NACIONES UNIDAS

**CONSEJO
ECONOMICO
Y SOCIAL**



GENERAL
E/CN.12/OCE/SC.5/6
TAO/LAT/31
13 de marzo de 1961

ORIGINAL: ESPAÑOL

**COMISION ECONOMICA PARA AMERICA LATINA
COMITE DE COOPERACION ECONOMICA
DEL ISTMO CENTROAMERICANO
SUBCOMITE CENTROAMERICANO DE ELECTRIFICACION**

Segunda Reunión

**ESTUDIO COMPARATIVO DE COSTOS DE LA ENERGIA ELECTRICA
EN CENTROAMERICA Y PANAMA, 1959**

**Informe preparado por el ingeniero Eugenio Salazar, experto
de la Dirección de Operaciones de Asistencia Técnica de las
Naciones Unidas**

INDICE

	<u>Página</u>
Preámbulo	iii
1. Introducción	1
2. Empresas analizadas	5
a) Empresas distribuidoras con generación propia exclusivamente	7
b) Empresas distribuidoras con generación propia y compra de energía a otras empresas eléctricas	7
c) Empresas productoras y distribuidoras	7
d) Empresas productoras exclusivamente	8
3. Definiciones	11
a) Activo fijo e inversión inmovilizada	11
b) Depreciación	13
c) Capital de trabajo	13
d) Financiamiento	14
e) Ingresos de explotación	14
f) Gastos de explotación	14
g) Ingreso neto de explotación y utilidad	15
h) Valores contabilizados y equivalencias monetarias	16
4. Influencia de la rentabilidad en el nivel de los precios de la energía eléctrica	18
5. Influencia de los gastos de explotación en el nivel de los precios	22
6. Gastos de explotación fijos y variables	25
7. Análisis de los gastos de explotación	27
a) Generación hidráulica	28
b) Generación a vapor	31
c) Generación diesel	33
d) Resumen de gastos directos de generación	35
e) Gastos de transmisión	35
f) Gastos de distribución, de consumidores y de promoción de ventas	37
g) Gastos de administración y generales	42
h) Depreciación e impuestos	44
8. Costo de la energía entregada a los sistemas distribuidores	45
9. Costo de la energía suministrada a los consumidores	50
10. Resumen y conclusiones	56

PREAMBULO

Con el presente trabajo se da cumplimiento a la resolución aprobada por el Subcomité Centroamericano de Electrificación en su reunión de San Salvador, en noviembre de 1959, que encargó al experto en electrificación de la Dirección de Operaciones de Asistencia Técnica de las Naciones Unidas realizar un "Análisis de las bases tarifarias vigentes en los países del Istmo, y de los factores determinantes de dichas bases".

Específicamente, el propósito de esta resolución era llevar a cabo una investigación que estableciera, con debido detalle, los diversos componentes del precio cobrado a los consumidores de energía eléctrica en cada uno de los países del Istmo centroamericano, y determinar las causas de la apreciable disparidad observada en el nivel de precios entre varios de los países de dicha área.

Esta investigación se realizó en su mayor parte en el curso del primer semestre de 1960, mediante la recolección, clasificación y análisis de la información estadística, contable y financiera suministrada por las diversas empresas eléctricas de servicio público de Centroamérica y Panamá seleccionadas para el estudio.

Es muy grato para el experto dejar constancia de la valiosa cooperación que le prestaron tanto las entidades estatales de electrificación como las empresas de propiedad privadas, al poner a su disposición todos los datos y antecedentes que fueron requeridos, y facilitar su interpretación mediante las aclaraciones necesarias.

1. Introducción

Uno de los hechos que más llama la atención al examinar las estadísticas de la industria de servicio público eléctrico en Centroamérica es la extraordinaria diferencia que existe entre los índices de consumo y de precio de la energía eléctrica^{1/} de algunos países.

Estas diferencias, apreciables para el conjunto de la industria, son aún más marcadas en lo que respecta al sector de consumo residencial o doméstico, predominante en la región centroamericana.

En el cuadro 1, extractado de las estadísticas de 1959, se muestran los datos de consumo medio anual por consumidor e ingreso medio por KWH en cada uno de los países centroamericanos y en Panamá, tanto para el total de la industria de servicio público como para el mercado residencial. (Por falta de información adecuada, los datos de Honduras y de Nicaragua corresponden al conjunto de los consumos residencial y comercial.)

Para apreciar mejor las variaciones observadas en el cuadro 1, se indican en el cuadro 2 los índices de consumo e ingreso medio por KWH en los diferentes países, referidos al nivel de Costa Rica (Índice: 1.00).

Llama la atención, en primer lugar, la gran diferencia que existe entre los casos extremos de Honduras y de Costa Rica, especialmente en el sector de consumo residencial. Mientras en Honduras el consumo medio por consumidor (conjunto residencial-comercial) es la quinta parte del de Costa Rica, el precio medio por KWH (9.2 ctvs. de dólar) es más de 6 veces el de este último país (1.5 ctvs. de dólar por KWH).

Exceptuados estos dos casos extremos, en el resto de los países el nivel de precios no presenta grandes variaciones, fluctuando entre 3.4 ctvs. de dólar por KWH en El Salvador y 5.0 ctvs. por KWH en Panamá, para el consumo total, y entre 3.7 ctvs./KWH en El Salvador y 5.2 ctvs./KWH en Nicaragua, para el consumo doméstico.

La aparente correlación entre las cifras de consumo medio y los precios de la energía eléctrica podría sugerir la explicación de que las diferencias existentes entre los países reflejan la diversidad existente del nivel de

^{1/} Véase El Desarrollo Eléctrico de Centroamérica (TAA/LAT/9); Estadísticas de Energía Eléctrica de Centroamérica, 1958 (TAO/LAT/25); Estadísticas de Energía Eléctrica de Centroamérica y Panamá, 1959. (TAO/LAT/34; E/CN.12/CCE/SC.5/5).

Cuadro 1

CENTRO/MERICA Y PANAMA: CONSUMOS Y PRECIOS MEDIOS DE LA ENERGIA
 ELECTRICA DE SERVICIO PUBLICO, 1959

	Total servicio público			Consumo residencial		
	Número de consumidores <u>a/</u> (Miles)	Consumo medio anual <u>per</u> consumidor (KWH)	Ingreso medio por Ctv. de dólar <u>b/</u>	Número de consumidores <u>a/</u> (Miles)	Consumo medio anual <u>per</u> consumidor (KWH)	Ingreso medio por Ctv. de dólar <u>b/</u>
Guatemala	94.0	1 777	4.0	81.0	920	4.8
El Salvador	80.9	2 305	3.4	66.4	821	3.7
Honduras	35.9	883	7.9	34.2 <u>c/</u>	608 <u>c/</u>	9.2 <u>c/</u>
Nicaragua	51.2	1 434	4.3	49.5 <u>c/</u>	812 <u>c/</u>	5.2 <u>c/</u>
Costa Rica	<u>84.8</u>	<u>3 585</u>	<u>1.6</u>	<u>74.5</u>	<u>2 962</u>	<u>1.5</u>
Centroamérica	346.8	2 199	3.1	305.6	1 344	3.1
Panamá	<u>78.2</u>	<u>2 145</u>	<u>5.0</u>	<u>66.6</u>	<u>748</u>	<u>4.8</u>
Total Centroamérica y Panamá	425.0	2 189	3.4	372.2	1 237	3.3

a/ Promedio del año

b/ Equivalentes adoptadas: 1 Quetzal (Guatemala)
 1 Colón (El Salvador)
 1 Lempira (Honduras)
 1 Córdoba (Nicaragua)
 1 Colón (Costa Rica)
 1 Balboa (Panamá)

Dólar

= 1.000
 = 0.400
 = 0.500
 = 0.142
 = 0.150
 = 1.000

c/ Incluye el consumo comercial.

Cuadro 2

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

(Costa Rica = 1.00)

País	Total servicio público		Consumo residencial	
	Indice de consumo medio por KWH	Indice de ingreso medio por KWH	Indice de consumo medio por KWH	Indice de ingreso medio por KWH
Guatemala	0.50	2.50	0.31	3.20
El Salvador	0.64	2.13	0.28	2.47
Honduras	0.25	4.94	0.20 a/	6.13 a/
Nicaragua	0.40	2.69	0.27 a/	3.47 a/
Costa Rica	1.00	1.00	1.00	1.00
Centroamérica	0.61	1.94	0.46	2.07
Panamá	0.60	3.13	0.25	3.20
Total Centroamérica y Panamá	0.61	2.13	0.42	2.20

a/ Incluye consumo comercial

/ingreso de

ingreso de las poblaciones respectivas, es decir, que el alto precio del KWH en un país se debería a la limitada posibilidad de consumo, derivada de la escasa capacidad económica de los consumidores para adquirir equipos y artefactos eléctricos de mayor utilización de energía o para destinar una mayor proporción de su renta al pago del servicio eléctrico; esta explicación es válida sólo en parte porque el consumo medio de energía eléctrica no depende únicamente del nivel de ingreso de la población de un país, sino también, a igualdad de ingreso, del nivel de precios fijado en las tarifas de venta. Puede comprobarse que las variaciones observadas entre los países centroamericanos en el ingreso medio por KWH se deben principalmente a diferencias en el nivel de las tarifas, y en forma más secundaria a diferencias en el nivel de consumo específico. Lo demuestran precisamente los casos extremos de Honduras y de Costa Rica. Aunque en Honduras el consumo medio residencial se hubiera quintuplicado, llegando a igualar el de Costa Rica, el precio medio resultante no habría descendido en más de un 10 por ciento a causa del nivel y el corte de la tarifa vigente en Tegucigalpa, que es representativa del país. A la inversa, aunque en Costa Rica el consumo medio residencial hubiera disminuido a la quinta parte, igualando al de Honduras, el ingreso medio por KWH seguiría siendo inferior a un tercio del ingreso medio en Honduras.

La disparidad de precios radica, pues, fundamentalmente en las diferencias del nivel tarifario. Interesa, por consiguiente, investigar con suficiente detalle las condiciones que determinan en cada país el precio que tiene el servicio eléctrico.

Una investigación de esta especie sería sumamente laboriosa si se pretendiera cubrir en cada caso la totalidad de la industria de servicio público de un país. Afortunadamente para nuestro propósito, en Centroamérica y Panamá el servicio público eléctrico se halla concentrado en un número reducido de empresas particulares o estatales, que abarcan un elevado porcentaje del mercado de la región; de esta manera, en lo que respecta a precios de la energía, los datos proporcionados por ellas pueden considerarse representativos de la situación general en cada país.

Este análisis se ha hecho con base en la información estadística y contable correspondiente a 1959, que no difiere mayormente, en cuanto a nivel de precios, de la del año anterior.

2. Empresas analizadas

Las empresas seleccionadas para el estudio, que se ha hecho extensivo a Panamá, son las que aparecen en el cuadro de la página siguiente, con indicación de la importancia relativa que tienen dentro de cada país.

a) Empresas productoras exclusivamente (mayoristas)

	<u>Porcentaje de la generación total de servicio público</u>
<u>El Salvador.</u> Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Lempa (CEL)	77.5
<u>Costa Rica.</u> Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) Sistema Primario Garita-Colima	44.6

b) Empresas distribuidoras (con generación propia parcial o total)

	<u>Porcentaje del servicio público del país</u>	
	<u>Consumo</u>	<u>Ingresos</u>
<u>Guatemala.</u> Empresa Eléctrica de Guatemala (EEG)	83	83
<u>El Salvador.</u> Cía. de Alumbrado Eléctrico de San Salvador (CAESS)	70	66
<u>Honduras.</u> Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE)	46	43
<u>Nicaragua.</u> Empresa Nacional de Luz y Fuerza (ENLF)	72 ^{a/}	61 ^{a/}
<u>Costa Rica.</u> Cía. Nacional de Fuerza y Luz (CNFL)	76	79
ICE. Distribución Zona Central	<u>6</u>	<u>5</u>
	82	84
<u>Panamá.</u> Cía. Panameña de Fuerza y Luz (CPFL)	84	77

a/ Excluida la venta a otras empresas eléctricas.

En conjunto, las 7 empresas distribuidoras consideradas (2 en Costa Rica) representan el 78 por ciento del consumo total y el 72 por ciento del ingreso total de la industria eléctrica de servicio público en los 6 países del área. Todas ellas abastecen en sus respectivos países las zonas económicamente

más desarrolladas y de más alta densidad de población, incluyendo las capitales y centros urbanos vecinos.

El ingreso medio por KWH suministrado a los consumidores finales de estas empresas distribuidoras es, en casi todos los casos, igual o ligeramente inferior al precio medio general en cada país; los niveles de precio de las distintas empresas analizadas son, por consiguiente, representativos de la situación media en los países correspondientes, como se observa en el cuadro.

País y empresa	Ingreso medio por KWH (Ctvs. de dólar)	
	Por empresa	Total del país
Guatemala. EEG	4.0	4.0
El Salvador. CAESS	3.2	3.4
Honduras. ENEE	7.5	7.9
Nicaragua. ENLF	3.6 ^{a/}	4.3
Costa Rica. CNFL	1.7	} 1.6
Costa Rica. ICE Zona Central	1.4	
Panamá. CPFL	4.5	5.0

a/ 3.2 centavos por KWH si se incluye la venta a otras empresas eléctricas.

Hay que advertir que en la ENEE, que sirve a la ciudad de Tegucigalpa, el precio medio resultante está afectado por el suministro gratuito para el consumo de alumbrado público; si se eliminara este consumo, el precio medio "facturado" sería 4.5 por ciento superior al indicado.

Para emprender un análisis comparativo de los elementos que constituyen el costo de la energía suministrada es indispensable distinguir las diversas funciones que desarrolla una empresa en la explotación del negocio eléctrico, desde la producción de la energía hasta la venta al consumidor.

Las empresas consideradas en este estudio difieren bastante por su magnitud respectiva y en lo que se refiere a dichas funciones. Desde el punto de vista del origen y disposición de la energía pueden distinguirse las siguientes modalidades:

a) Empresas

a) Empresas distribuidoras con generación propia exclusivamente

Empresa Eléctrica de Guatemala (EEG), Guatemala; Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), Honduras. Servicio de Tegucigalpa; y Cía. Panameña de Fuerza y Luz (CPFL), Panamá. Servicio de Panamá y Colón.

Toda la energía que distribuyen y venden estas empresas es generada en sus propias centrales; toda la producción se suministra a consumidores finales (las ventas a otras empresas eléctricas, si las hay, son insignificantes)

b) Empresas distribuidoras con generación propia y compra de energía a otras empresas eléctricas

Cía. de Alumbrado Eléctrico de San Salvador (CAESS), El Salvador. Al rededor del 90 por ciento de la energía entregada al sistema de distribución de esta empresa se compró a la Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Lempa (CEL); Cía. Nacional de Fuerza y Luz (CNFL), Costa Rica. (El 52 por ciento de la energía distribuida por esta compañía se compró al Instituto Costarricense de Electricidad (ICE)). El resto fue generado en las propias centrales de la CNFL; Instituto Costarricense de Electricidad (ICE). Sistema de Distribución Zona Central (Cartago - Turrialba), Costa Rica. (Al igual que en los otros cuatro servicios de distribución de propiedad del ICE, la contabilidad y la administración del sistema distribuidor de la Zona Central se lleva separadamente del sistema Primario Garita - Colima. Por esta razón, para los fines de este estudio comparativo, es considerada como una empresa eléctrica independiente. Adquirió alrededor del 20 por ciento de la producción del sistema primario del ICE, conforme a las tarifas de éste; un 65 por ciento se compró a una empresa eléctrica particular (Centrales Birrís) y el saldo fue generado en dos pequeñas centrales incorporadas al propio servicio de distribución).

c) Empresas productoras y distribuidoras

Empresa Nacional de Luz y Fuerza (ENLF), Nicaragua. (Esta empresa estatal, que genera alrededor del 90 por ciento del total de la industria de servicio público del país, tiene a su cargo el servicio de distribución de Managua y de otras dos pequeñas localidades y, además, a través de su sistema de transmisión propio, suministra energía en bloque a otras empresas eléctricas distribuidoras. Por sus funciones, no se diferencia del Instituto Costarricense de

/Electricidad,

Electricidad, pero desde el punto de vista de la contabilidad y del control de explotación, las actividades de producción primaria —generación - transmisión— y de distribución no se administran, como en el ICE, como negocios separados, con ingresos, gastos y resultados financieros propios.

d) Empresas productoras exclusivamente

Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Lempa (CEL). El Salvador. Instituto Costarricense de Electricidad, Sistema Primario Garita - Colima. Costa Rica. (Por las razones indicadas más arriba, se considera al Sistema Primario del ICE como una empresa independiente).

Estas dos entidades estatales se ocupan exclusivamente de las actividades primarias de generación y transmisión de energía para su venta en bloque en alta tensión a empresas distribuidoras (con excepciones insignificantes).

En el cuadro 3 se muestran las características principales de estas empresas en cuanto al volumen de sus actividades de producción y distribución de energía eléctrica, según datos de 1959. Pueden apreciarse las diversas modalidades existentes así como la magnitud relativa de sus operaciones.

Las empresas con más alta generación han sido la EEG (Guatemala), CEL (El Salvador), Sistema Garita - Colima - ICE (Costa Rica) y CPFL (Panamá). Todas ellas tienen una capacidad generadora del orden de 40 MW y una producción que fluctúa entre 160 y 180 millones de KWH. Por ello las 4 empresas han operado con un factor de planta muy similar, que fluctúa entre 44 y 46 por ciento.

Las centrales de la ENLF (Nicaragua) y de la CNFL (Costa Rica), con capacidad instalada de alrededor de 40 MW también, han trabajado con factores de planta más bajos, 23.7 y 38.2 por ciento, respectivamente.

El caso de la CNFL se explica porque al comprar una gran proporción de energía del sistema primario del ICE, sólo ha operado su central a vapor de 10 MW en casos de emergencia prácticamente.

Aunque con menor potencia instalada que la CNFL, algo semejante ocurre con la CAESS, en El Salvador, que adquirió el 90 por ciento de sus requerimientos de energía de la CEL, y ha producido el resto en sus centrales hidroeléctricas, con una generación ínfima en sus centrales térmicas.

Cuadro 3

DATOS GENERALES DE LAS EMPRESAS ELECTRICAS ANALIZADAS, AÑO 1959

País	Empresa	Propiedad	Capacidad generada instalada (KW)	Producción de energía eléctrica (Millones KWH)			Ventas de energía a otras empresas eléctricas		Actividades de distribución		
				Generación	Compra	Total	Millones KWH	Ingresos (Miles de Dlls)	No. de consumidores (Miles) b/	Consumo (Millones KWH)	Ingresos (Miles dólares)
Guatemala	EEG	Particular	41 820	160.6	0.1	160.7	-	-	59.6	139.0	5,596
El Salvador	CEL	Estatal	45 000	176.2	0.2	176.4	169.2	2 664	-	-	-
El Salvador	CAESS	Particular	10 910	16.3	134.1	150.4	-	-	45.9	131.4	4 160
Honduras	ENEE	Estatal	6 800	20.5	-	20.5	-	-	11.5	14.5	1 087
Nicaragua	ENLF a/	Estatal	40 250	84.1	-	84.1	18.3	364	23.4	52.2	1 862
Costa Rica	ICE Sistema Garita-Colima	Estatal	41 880	161.5	-	161.5	158.1	1 760	-	-	-
Costa Rica	ICE Distribución Zona Central	Estatal	1 230	3.0	20.3	23.3	1.2	12	8.7	18.1	253
Costa Rica	CNFL	Particular	38 700	129.4	143.6	273.0	4.2	57	53.8	229.9	3 898
Panamá	CPFL	Particular	39 220	158.0	-	158.0	-	-	59.0	141.8	6 373

a/ Excluido el servicio de distribución, no interconectado, de Rivas con menos de 600 000 KWH vendidos en el año.

b/ Promedio del año.

c/ Incluye otros ingresos de explotación, que en promedio representan menos del 1 por ciento de la venta de energía.

/Las centrales

Las centrales de la ENEE de Honduras, que no compra energía a otras empresas, muestran también una utilización baja de la capacidad instalada, con un factor de planta anual de menos de 35 por ciento.

Los bajos factores de planta de la ENEE (Honduras) y de la ENLF (Nicaragua) son reflejo del bajo factor de carga de los sistemas distribuidores, en los que predomina el consumo de alumbrado residencial y comercial frente a la carga industrial y a otros usos más intensivos de la energía eléctrica. Además, las centrales de la ENLF trabajaron con un factor de utilización muy bajo, de alrededor de 50 por ciento.

Por lo que se refiere a las actividades de distribución, las empresas más importantes en número de consumidores, ventas de energía y extensión de los servicios son la EEG (Guatemala), la CAESS (El Salvador), la CNFL (Costa Rica) y la CPFL (Panamá) todas ellas de propiedad particular. Aunque las cuatro empresas tienen un número parecido de consumidores, del orden de 50 000, la CNFL de Costa Rica supera en más de 60 por ciento a cada una de las otras en el volumen de consumo.

Para poder comparar sobre bases uniformes la estructura de los costos en todas estas empresas de características diferentes en muchos aspectos, se hace necesario distinguir entre las actividades primarias de generación y transmisión, por una parte, y las de distribución y venta de energía a consumidores finales, por otra. De otro modo no tendría sentido una comparación entre la CEL, por ejemplo, que es una entidad productora exclusivamente, con la CAESS o con el servicio de distribución del ICE, que tienen una generación insignificante y que son primordialmente distribuidoras de energía.

Por otra parte, interesa conocer por separado en cada caso el costo de producción de la energía eléctrica, que es uno de los componentes más importantes del precio final cobrado a los consumidores.

Para intentar esta comparación, con todas las limitaciones que ella envuelve, será necesario establecer ciertos criterios y adoptar algunos supuestos, que se describirán en detalle más adelante.

Conviene hacer antes, sin embargo, una comparación global de las empresas seleccionadas para este estudio desde el punto de vista de los resultados generales de la explotación eléctrica y de la rentabilidad de las inversiones.

/Los datos

Los datos correspondientes están resumidos en el cuadro 4, donde además de reflejarse la condición económica en que han operado las empresas, destaca de inmediato una de las causas principales del fenómeno investigado: la gran diferencia en la rentabilidad de las inversiones.

Los conceptos empleados en la comparación del cuadro 4 y en los análisis subsiguientes requieren ciertas explicaciones y definiciones previas.

3. Definiciones

a) Activo fijo e inversión inmovilizada

Interesa en primer lugar establecer el monto de las inversiones de capital (propietario y acreedor) inmovilizadas por la empresa en las actividades de abastecimiento de energía eléctrica. Para que la comparación sea factible debe prescindirse de otras inversiones que, no obstante su carácter "eléctrico" sólo indirectamente tienen relación con la producción y suministro de energía durante el período anual considerado (como las obras en construcción o los estudios de planeamiento e investigación de futuros proyectos).

La "inversión inmovilizada"^{2/} es, para los fines de esta comparación, la base o término de referencia para determinar el rendimiento relativo (rentabilidad) de la explotación eléctrica en un período dado.

La inversión inmovilizada comprende: 1) El valor representativo de las inversiones en bienes, derechos y obras en servicio, en su estado actual (activo fijo neto); y 2) una suma representativa del llamado "capital de trabajo", necesario para la explotación eléctrica, fijado por la ley o por un contrato, o estimado con base en el volumen de operaciones de la empresa.

No puede adoptarse otro criterio ni se dispone de más antecedentes para establecer el "valor representativo" de las inversiones en bienes y derechos destinados al servicio eléctrico que las cifras de la contabilidad de las propias empresas. Este valor —"valor según libros"— que es denominado activo fijo neto en este trabajo, es la diferencia entre el activo fijo bruto contabilizado y la depreciación acumulada. Abreviadamente: inversión inmovilizada = activo fijo bruto - depreciación acumulada + capital de trabajo.

El activo fijo bruto, que en lo sucesivo se denominará activo fijo, no corresponde en todas las empresas analizadas a un mismo concepto. La suma

^{2/} En vista de la falta de uniformidad en la terminología contable se ha preferido esta expresión a las de "capital inmovilizado", "capital fijo", "base tarifaria", etc.

Cuadro 4
INVERSIONES, RESULTADOS DE EXPLOTACION Y RENTABILIDAD, 1959

	Guatemala EEG	El Salvador CEL	El Salvador CAESS	Honduras ENBE	Nicaragua ENLF	Costa Rica ICE a	Costa Rica ICEB	Costa Rica CHFL	Panamá CPFL
	Miles de dólares								
	Porción activo fijo								
1. Activo fijo (promedio del año)									
1 Obras de generación		20 364	80.6	2 834	28.1	1 499	60.7	8 849	62.3
2 Obras de transmisión		4 600	18.2	2 211	21.9	168	6.8	2 757	19.4
3 Obras de distribución	16 779	-	-	3 931	39.0	610	24.7	2 501	17.6
4 Bienes e instalaciones generales		296	1.2	525	5.2	191	7.8	102	0.7
5 Intangibles	2 375	-	-	583	5.8	-	-	301	2.0
Total activo fijo	19 154	25 260	100.0	10 084	100.0	2 468	100.0	14 209	100.0
2. Depreciación acumulada (promedio del año)	4 234	2 376	9.4	1 824	18.1	618	25.0	887	6.2
3. Total activo fijo neto (1-2)	14 920	22 884	90.6	8 260	81.9	1 850	75.0	13 322	93.8
4 Capital de trabajo	1 400	740	2.9	900	8.9	290	11.7	638	4.5
5. Total inversión inmovilizada (3+4)	16 320	23 624	93.5	9 160	90.8	2 140	86.7	13 960	98.3
	Miles de dólares								
	Porción ingresos								
6. Ingresos de explotación	5 596	2 664	100.0	4 161	100.0	1 087	100.0	2 226	100.0
7. Gastos de explotación									
1 Gastos directos de explotación	3 140	442	16.6	2 940	70.6	597	54.9	1 874	84.2
2 Depreciación	420	533	20.0	184	4.5	99	9.1	577	25.9
3 Impuestos	210	-	-	88	2.1	-	0.0	40	1.8
Total gastos de explot.	3 770	975	36.6	3 212	77.2	696	64.0	2 491	111.9
8. Ingreso neto de explot. (6-7)	1 826	1 689	63.4	949	22.8	391	36.0	(265)	(11.9)
9. Ingreso neto en porcentaje de inversión inmov. (8x100)	11.2	7.1		10.3		18.3		(1.9)	
	Miles de dólares del total								
	Porcentaje del total								
10. Financiamiento de inv. inmovilizada									
1 Patrimonio	9 990	3 656	15.5	8 896	97.1	2 140	100.0	2 679	18.6
2 Deudas	6 330	19 968	84.5	264	2.9	-	-	11 281	81.4
3 Intereses sobre deudas	456	914		5		-		198	
4 "Utilidad" en explot. eléctrica (8-11)	1 369	775		944		391		(699)	
5. Rentabilidad del patrimonio (en porcentaje) (12 x 100 / 10.1)	13.7	21.2		10.6		18.3		(23.9)	

a/ Sistema primario. b/ Distribución Zona Central

/contabilizada

contabilizada representa el costo original (no siempre incluidos los intereses durante la construcción) o el costo de adquisición a empresas preexistentes (ICE - Sistema de Distribución) en las empresas de propiedad estatal. En las empresas particulares, el activo fijo incluye revalorizaciones parciales del costo original o del de adquisición a otras empresas.

El activo fijo incluye normalmente, además de los bienes físicos, cierto monto de intangibles, que se supone representan legítimos y verificables gastos erogados durante la constitución, organización y desarrollo inicial de la empresa, en la obtención de concesiones y derechos, etc., y que no fueron cargados a la explotación cuando ocurrieron. Como se verá, existen diferencias apreciables en el rubro de intangibles.

b) Depreciación

Por razones de uniformidad se designa como "depreciación acumulada" al monto acumulado, tanto de provisiones regulares de depreciación como de apropiaciones para retiro y reemplazo de propiedades.

Aun cuando las compañías particulares evitan el empleo del término "depreciación", en la práctica las provisiones para "retiros y reemplazos" hechos por ellas no difieren, ni en su magnitud ni en la uniformidad y regularidad de su contabilización, de las provisiones hechas normalmente por otras empresas por concepto de depreciación.

c) Capital de trabajo

De acuerdo con la acepción normal, el capital de trabajo o de explotación representa el valor estimado de los fondos necesarios para hacer frente a los gastos corrientes de explotación en que incurren las empresas antes de empezar a obtener la recaudación del servicio suministrado. Además del pago de remuneraciones y de otros servicios regulares, exigibles a la empresa dentro del ciclo normal de facturación, más un margen por rezago en la recaudación, el capital de trabajo incluye el valor de una existencia razonable de materiales y repuestos en bodega.

El capital de trabajo, que no es una cifra de contabilidad, se ha fijado en la mayoría de las empresas particulares por convenio con las autoridades reguladoras. En el caso de las empresas estatales, ha sido estimado directamente por éstas, o de acuerdo con ellas, en el curso de esta investigación.

d) Financiamiento

d) Financiamiento

Con el fin de distinguir entre el rendimiento general de la inversión inmovilizada y el rendimiento del capital propietario, o patrimonio de la empresa, que pueden diferir apreciablemente, es necesario establecer la forma en que se halla financiada la inversión.

El financiamiento o capitalización correspondiente a la inversión inmovilizada no es, de acuerdo con la definición que se ha dado de esta última, necesariamente igual a la capitalización total de la empresa (que puede incluir otras inversiones y activos).

Para analizar la rentabilidad, en el financiamiento de la inversión inmovilizada distinguimos, por una parte, el patrimonio (parte comprometida del capital; reservas de capital y superávit) y, por otra, las deudas contraídas y los aportes de terceros, sujetos a devolución (por ejemplo depósitos de consumidores), que la empresa ha comprometido en las actividades de explotación eléctrica.

Las cifras relativas al financiamiento fueron suministradas por las mismas empresas o determinadas de acuerdo con ellas, en los casos que requerían aclaración.

e) Ingresos de explotación

Este rubro comprende los ingresos por venta de energía eléctrica, según el valor facturado en el año, y otros ingresos derivados o relacionados directamente con el suministro de energía ("otros ingresos de explotación eléctrica"). Estos últimos son en todos los casos una fracción insignificante del ingreso por venta de energía.

f) Gastos de explotación

La expresión "gastos de explotación" adoptada en este estudio corresponde al término que el sistema uniforme de cuentas de la Federal Power Commission de los Estados Unidos denomina "Operating Revenue Deductions".

Para poder comparar el rendimiento económico o rentabilidad de la inversión inmovilizada de diversas empresas, independientemente de la forma en que esta inversión haya sido financiada, en los gastos de explotación no se incluyen los intereses sobre deudas. Se considera que la rentabilidad del capital acreedor (intereses) es parte de la rentabilidad general del negocio eléctrico (ingreso neto de explotación), que retribuye tanto al propietario como al acreedor, en la proporción que determina la estructura de la capitalización.

/Los gastos de

Los gastos de explotación se clasifican de acuerdo con el sistema uniforme de cuentas de la FPC, adoptado en las estadísticas y estudios económicos, en:

Gastos directos de explotación. Término que se emplea, a falta de otro más apropiado, para designar los "operating expenses" del sistema uniforme. Estos gastos que, a su vez, se subdividen funcionalmente de acuerdo con las etapas o funciones que se distinguen en la explotación eléctrica, pueden definirse como aquéllos que están sujetos al control o que, dentro de ciertos límites, dependen de la voluntad o iniciativa de la administración de la empresa.

Depreciación. Como se ha explicado, la expresión designa tanto a la provisión por depreciación del activo fijo como a la provisión para "retiros y reemplazos de propiedad" empleada por las empresas particulares analizadas.

Impuestos. Se incluyen en este rubro las sumas cargadas a explotación en el ejercicio por concepto de impuestos o gravámenes de diversa naturaleza, incluido el impuesto sobre las utilidades, que deben pagarse al Estado, a las municipalidades o a otras autoridades públicas. Por lo general, las empresas estatales en Centroamérica no están sujetas al pago de impuestos, y en todo caso están exentas del pago del impuesto sobre las utilidades.

g) Ingreso neto de explotación y utilidad

La diferencia entre los ingresos y los gastos de explotación es denominada aquí ingreso neto de explotación. Como los gastos de explotación no incluyen intereses y gastos sobre deudas, el ingreso neto de explotación representa el rendimiento global de la inversión inmovilizada en las actividades de explotación de la empresa.

La relación entre el ingreso neto y la inversión inmovilizada, expresada en por ciento, nos suministra así el primer índice del rendimiento económico de las operaciones del negocio eléctrico.

En muchos países las disposiciones que regulan el nivel de las tarifas eléctricas atienden sólo a la determinación y justificación del ingreso neto de explotación, relacionándolo con el monto de la inversión inmovilizada, y prescindiendo de la forma en que ésta se encuentra financiada.

/En cambio,

En cambio, en las naciones de la región centroamericana que cuentan con legislación eléctrica, con excepción de El Salvador, el nivel de tarifas se regula en función de la "utilidad", o renta del capital propietario de la empresa, que resulta después de deducir del ingreso neto de explotación los intereses sobre las deudas.

La distinción es muy importante, porque --según sea la estructura de la capitalización de la empresa y la tasa media del interés-- puede haber una gran disparidad entre la rentabilidad de la inversión inmovilizada y la rentabilidad del patrimonio.

No corresponde enjuiciar aquí cuál puede ser el criterio más adecuado para la fijación del "nivel razonable" del precio de la energía; se trata sólo de señalar las diferencias que aparezcan al comparar los resultados económicos de las diversas empresas.

h) Valores contabilizados y equivalencias monetarias

Debe repetirse que un estudio comparativo entre empresas de diversas modalidades y países presenta numerosas dificultades y adolece, necesariamente, de algunas limitaciones.

La falta de uniformidad en el alcance y aplicación de muchos de los conceptos contables es la primera dificultad con que se tropieza; sería de aconsejar por ello la conveniencia de aprobar un sistema funcional uniforme para toda la industria de energía eléctrica.

La dificultad aludida se ha procurado salvar en gran parte recurriendo a un examen detallado de las operaciones y de los estados de contabilidad de algunas empresas que no tenían una clasificación adecuada de sus inversiones y de sus gastos.

En el caso de la EEG (Guatemala), que se encontraba en proceso de reclassificación del activo fijo, no se pudo obtener una subdivisión satisfactoria de las cuentas, y por esa razón tuvo que hacerse una estimación basada en antecedentes indirectos para distribuir en los grupos funcionales ciertas inversiones no clasificadas.

Otro inconveniente, de doble carácter, se presenta al comparar las inversiones de las diversas empresas.

/Ya se ha dicho.

Ya se ha dicho que el valor contabilizado en el activo fijo corresponde en las empresas estatales al costo original o, en parte, al de adquisición a una empresa anterior (sistema de distribución del ICE - Costa Rica), sin que el costo de las obras incluya en todos los casos intereses durante la construcción. En la CEL (El Salvador), por ejemplo, sólo se cargaron al costo de las obras los intereses correspondientes a las deudas durante el período de construcción; pero no los correspondientes a los recursos propios de capital comprometidos durante la construcción. En la ENEE, empresa estatal de Honduras, la inversión no incluye intereses durante la construcción, que se ha financiado íntegramente con fondos de la propia empresa.

En el caso de las empresas particulares, el costo original o el de adquisición a empresas preexistentes ha tenido revalorizaciones parciales o totales en el curso del tiempo, con motivo de la actualización de convenios con las autoridades. El monto de estas revalorizaciones está distribuido en las cuentas del activo fijo o figura en cuenta separada y ha podido distribuirse, salvo en el caso de la EEG (Guatemala) donde, por las razones antes mencionadas, se presume que una parte de las revalorizaciones anteriores figuran dentro de la cuenta "intangibles", que es bastante elevada en comparación con las de otras empresas particulares.

Debe advertirse que en ninguna de las empresas estatales figura el rubro "intangibles."

La dificultad de comparar las inversiones se debe también al hecho de que corresponden en muchos casos a épocas muy diferentes. En general, las empresas estatales más importantes han construido sus obras en época reciente; en las particulares, en cambio, una parte apreciable de las inversiones, especialmente las hechas en obras de generación, se realizó en años muy anteriores. Puede que las revalorizaciones del activo fijo efectuadas por estas compañías compensen, sin embargo, las desigualdades provenientes de la variación en los índices de costo de construcción a lo largo del tiempo.

Por último existe la limitación de no contar con un término monetario de comparación para convertir las cifras en moneda nacional de cada uno de los países.

/Se comprende,

Se comprende, a este respecto, la influencia que tienen las fluctuaciones experimentadas por la tasa de cambio en algunos países (por ejemplo, Nicaragua y Costa Rica), al comparar hoy en dólares de los Estados Unidos, inversiones hechas hace 20 o 25 años, cuando las equivalencias de moneda eran distintas.

Todos los valores se expresan en este estudio en dólares, de acuerdo con las equivalencias adoptadas en las estadísticas económicas de la CEPAL, que se han empleado también hasta ahora en los informes estadísticos de energía eléctrica de Centroamérica. La conversión a dólares de los Estados Unidos se ha hecho, en consecuencia, conforme a las siguientes tasas:

Guatemala	1 quetzal	= 1.000 dólar	1 dólar = 1.00 quetzal
El Salvador	1 colón	= 0.400 "	1 " = 2.50 colones
Honduras	1 lempira	= 0.500 "	1 " = 2.00 lempiras
Nicaragua	1 córdoba	= 0.142 "	1 " = 7.05 córdobas
Costa Rica	1 colón	= 0.150 "	1 " = 6.65 colones
Panamá	1 balboa	= 1.000 "	1 " = 1.00 balboa

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

En el cuadro 4 se hace una comparación global de todas las empresas y se determina para cada una de ellas tanto la rentabilidad de la inversión inmovilizada como la del patrimonio, según los resultados de explotación del año 1959.

De las cifras del cuadro se desprende que hay una apreciable variación en la rentabilidad de la inversión inmovilizada, y que existe una relación marcada entre el nivel de rentabilidad y el precio medio de la energía suministrada a los consumidores, como aparece en la tabla de la página siguiente (no son comparables las dos empresas mayoristas):

/Empresa

Empresa	Rentabilidad de inv. inmóvil Por ciento	Ingreso medio en 1959 Centavos de dólar por KWH	Ingreso medio pa- ra rentabilidad de 10 por ciento
1. ENEE (Honduras)	18.3	7.5	6.3
2. CPFL (Panamá)	10.2	4.5	4.5
3. EEG (Guatemala)	11.2	4.0	3.9
4. CAESS (El Salvador)	10.3	3.2	3.2
5. ENLF (Nicaragua)	(1.9)	3.2 ^{a/}	5.5
6. CNFL (Costa Rica)	6.9	1.7	1.9
7. ICE Zona Central (Cos- ta Rica)	(15.7)	1.4	2.1

a/ Promedio general, incluida venta a otras empresas eléctricas. En las demás empresas que venden energía a revendedores, el monto de esta venta es tan pequeño que no altera el precio medio general.

Mientras la ENEE (Honduras), con un ingreso medio de 7.5 centavos de dólar por KWH, tuvo una rentabilidad de 18.3 por ciento sobre la inversión inmovilizada, el sistema de distribución de la Zona Central del ICE (Costa Rica), con un ingreso medio de 1.4 centavos por KWH, tuvo un déficit neto de explotación equivalente al 15.7 por ciento de dicha inversión inmovilizada.

La CNFL (Costa Rica) con un ingreso medio de 1.7 centavos por KWH obtuvo una rentabilidad de 6.9 por ciento, que es la más baja (excluyendo a las dos empresas que no alcanzaron a cubrir sus gastos de explotación).

Dentro de la correlación observada entre rentabilidad y nivel de precio, el caso de la ENLF de Nicaragua constituye una excepción, explicable por el extraordinario incremento de inversiones que significó la ampliación del sistema abastecedor primario, con una utilización todavía muy baja en el primer año de operaciones.

En el cuadro de esta página se ha calculado también el ingreso medio por KWH que se habría necesitado para obtener una rentabilidad de 10 por ciento sobre la inversión inmovilizada en cada una de las empresas distribuidoras.

/La proporción

La proporción de 1 a 5 que se observa entre el precio medio en Costa Rica y en Honduras sería de 1 a 3 sobre la base de igual rentabilidad, y podría reducirse más aún si se considera que las dos empresas costarricenses compran parte de su energía al sistema primario del ICE (cuyo precio de venta le rinde a éste sólo un 5.1 por ciento sobre la inversión).

De acuerdo con lo anterior, para obtener una rentabilidad igual al 10 por ciento, el precio medio del servicio de distribución del ICE tendría que subir un 50 por ciento (de 1.4 a 2.1 centavos de dólar por KWH) y en la CNFL, un 12 por ciento. En realidad, estas alzas tendrían que ser algo mayores para que el sistema primario del ICE, que vende a estas dos empresas, obtuviera también un 10 por ciento de rentabilidad.

Por su parte, para bajar la rentabilidad del 18,3 al 10 por ciento, la ENEE tendría que reducir en un 16 por ciento el nivel general de sus tarifas.

Para que la ENLF (Nicaragua) obtuviera una rentabilidad del 10 por ciento sobre la inversión, las tarifas tendrían que haberse elevado en un promedio de 70 por ciento (de 3.2 centavos a 5.5 centavos por KWH). La insuficiencia de rentabilidad de esta empresa no puede, sin embargo, resolverse sólo con un alza de tarifas; se requiere además, una mejor utilización de la capacidad generadora instalada (factor de planta 23.7 por ciento en 1959) y de las instalaciones de transmisión. Se verá más adelante el efecto de la elevada proporción de los gastos fijos del sistema generación-transmisión, de esta empresa, en el costo de la energía suministrada a las redes de distribución.

Las consideraciones anteriores no quieren significar que la rentabilidad de 10 por ciento sobre la inversión inmovilizada sea la recomendable o la normal. La cifra sólo se emplea como un término apropiado de comparación. Interesaba señalar la importancia del factor rentabilidad en el nivel relativo de precios de venta de las empresas distribuidoras.

Puede hacerse una comparación semejante entre las dos entidades estatales exclusivamente productoras, la CEL en El Salvador y el Sistema Primario Garita-Colima del ICE en Costa Rica. Los datos correspondientes son los siguientes:

/Empresa

Empresa	Rentabilidad de inv.inmóvil (Por ciento)	Ingreso medio para rentabilidad de 10	
		Ingreso medio Ctvs. de dólar por KWH	por ciento por KWH
1. CEL (El Salvador)	7.1	1.58	1.97
2. ICE Sist. Primario (Costa Rica)	5.1	1.11	1.59

Las diferencias en ingreso medio y en rentabilidad no son en este caso tan marcadas como las que se observan en las empresas distribuidoras de ambos países. Sin embargo, si estas dos empresas mayoristas hubieran tenido la misma rentabilidad sobre su inversión inmovilizada, usando un 10 por ciento como término de comparación, las diferencias en el nivel de precio serían inferiores a 24 por ciento. Con una rentabilidad de 8 por ciento en ambos casos, la diferencia en el ingreso medio sería sólo de 20.8 por ciento.

En todas estas comparaciones el índice empleado es el rendimiento de la inversión inmovilizada, en el supuesto de que ésta sea directamente comparable, circunstancia que no es fácil establecer por las razones ya comentadas. Aunque se tratara de inversiones realizadas en épocas semejantes y en obras de magnitud y complejidad similares, pueden producirse diferencias a lo largo del tiempo en el monto de la inversión inmovilizada debidas a diversidades de criterio seguidas en la política de depreciación de distintas empresas. No es posible emitir a priori un juicio sobre lo adecuado o inadecuado del monto de la depreciación acumulada. Basta observar que en las cuatro empresas particulares, que tienen ya largos años de explotación, la depreciación acumulada fluctúa entre un 18 por ciento (CAESS - El Salvador) y un 24.5 por ciento (CNFL - Costa Rica) del activo fijo.

Es interesante advertir la disparidad que se produce a veces entre la rentabilidad de la inversión inmovilizada y la rentabilidad del patrimonio como consecuencia de las modalidades de financiamiento y del monto relativo de los intereses y gastos de las deudas.

El ejemplo de la CEL (El Salvador) es característico a este respecto. Esta empresa, propiedad del estado, obtuvo un 7.1 por ciento de rentabilidad

/sobre la

sobre la inversión inmovilizada; sin embargo, como su financiamiento está constituido en una alta proporción (84.5 por ciento) por deudas, con un interés medio inferior al 5 por ciento, resulta que la rentabilidad del patrimonio alcanzó a un 21.2 por ciento.

Algo parecido, aunque en menor grado, sucede en la CPFL (Panamá), que con un ingreso neto equivalente al 10.2 por ciento de la inversión inmovilizada, logró un 14.8 por ciento de rendimiento sobre el patrimonio.

El caso inverso ocurrió en la ENLF (Nicaragua) cuyos ingresos no alcanzaron a cubrir los gastos de explotación, produciéndose un déficit neto equivalente al 1.9 por ciento de la inversión inmovilizada. Si al déficit de explotación se agregan los intereses sobre la deuda, que representa el 81 por ciento de la capitalización de la empresa, resulta una pérdida neta igual al 23.9 por ciento del patrimonio.

Los casos mencionados demuestran la repercusión que tienen en la renta del capital propietario los niveles relativos de ingreso neto e intereses, cuando la deuda constituye una parte importante de la capitalización. Como se indica en el cuadro 4, el financiamiento de la inversión varía entre un 100 por ciento con recursos propios de la empresa, en la ENEE (Honduras) y un 84.5 por ciento de deuda, en la CEL (El Salvador).

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

Procede examinar ahora dentro de esta comparación general de las empresas, la influencia de los gastos de explotación en términos del KWH vendido.

En el cuadro 5 se muestra un detalle de los gastos de explotación por KWH suministrado, de acuerdo con la clasificación funcional del sistema uniforme de cuentas, para las 7 empresas distribuidoras, incluida la ENLF (Nicaragua) que es en parte mayorista. Se indica también en el cuadro el ingreso neto de explotación por KWH.

Sin entrar a analizar ahora cada uno de los componentes del gasto de explotación, como se hará más adelante, interesa en esta comparación de conjunto establecer el gasto medio en función del ingreso medio por KWH.

Cuadro 5

GASTOS DE EXPLOTACION E INGRESO NETO POR KWH VENDIDO-EMPRESAS DISTRIBUIDORAS, 1959

	Guatemala EEG		El Salvador CAESS		Honduras ENEE		Nicaragua ENLF		Costa Rica ICE-Zona Central		Costa Rica CNFL		Panamá CPFL	
	Ctvs. de KWH	% de gas- tar por explota- ción.	Ctvs. de KWH	% de gas- tar por explotación	Ctvs. de KWH	% de gas- tar por explotación	Ctvs. de KWH	% de gas- tar por explotación	Ctvs. de KWH	% de gas- tar por explotación	Ctvs. de KWH	% de gas- tar por explotación	Ctvs. de KWH	% de gas- tar por explotación
1. Gastos de explotación														
.1 Gastos directos de explotación														
.11 Producción (generación y compra)	1.07	39.4	1.62	66.0	2.13	44.4	1.59	45.1	1.12	61.9	0.78	59.2	1.19	37.0
.12 Transmisión	0.06	2.3	0.07	3.0	-	0.3	0.10	2.7	-	-	0.01	0.6	-	-
.13 Distribución	0.39	14.2	0.18	7.3	0.79	16.5	0.32	9.0	0.32	17.8	0.09	7.0	0.27	8.3
.14 Consumidores	0.37	13.5	0.14	5.8	-	-	0.22	6.3	0.09	5.2	0.09	6.9	0.31	9.5
.15 Promoción de ventas	0.37	13.5	0.03	1.4	-	-	-	-	-	-	-	-	0.08	2.6
.16 Administración y gastos generales	0.37	13.9	0.20	8.0	1.18	24.6	0.43	12.1	0.12	6.3	0.16	12.3	0.41	12.9
Total gastos directos explot.	2.26	83.3	2.24	91.5	4.12	85.8	2.66	75.2	1.65	91.1	1.13	86.0	2.26	70.3
.2 Depreciación	0.30	11.1	0.14	5.8	0.68	14.2	0.81	23.2	0.16	8.6	0.14	10.8	0.30	9.4
.3 Impuestos	0.15	5.6	0.07	2.7	-	-	0.06	1.6	-	0.3	0.05	3.2	0.65	20.3
Total gastos de explotación	2.71	100.0	2.45	100.0	4.80	100.0	3.53	100.0	1.81	100.0	1.32	100.0	3.21	100.0
		Porcentaje de Ingreso		Porcentaje de Ingreso		Porcentaje de Ingreso		Porcentaje de Ingreso		Porcentaje de Ingreso		Porcentaje de Ingreso		Porcentaje de Ingreso
Total gastos de explotación	2.71	67.4	2.45	77.2	4.80	64.0	3.53	111.9	1.81	131.7	1.32	78.0	3.21	71.3
2. Ingreso neto de explotación	1.31	32.6	0.72	22.8	2.70	36.0	(0.37)	(11.9)	(0.44)	(31.7)	0.37	22.0	1.29	28.7
3. Total ingresos de explotación	4.02	100.0	3.17	100.0	7.50	100.0	3.16	100.0	1.37	100.0	1.69	100.0	4.50	100.0
4. Total energía vendida (millones KWH)	139.0		131.4		14.5		70.5 a/		19.3		234.1		141.8	
5. Consumo medio anual por consumidor KWH	2 332		2 863		1 261		3 013 a/		2 218		4 351		2 403	

/ Incluidas ventas a otras empresas eléctricas.

/En el cuadro

En el cuadro 5 se observa que, con excepción de la ENLF, la empresa de ingreso medio más alto es también la de mayor gasto medio (ENEE), y que las dos empresas costarricenses, que son las de más bajo ingreso medio, tienen a la vez los gastos medios más bajos.

Si se combina este hecho con lo ya establecido para la rentabilidad, resulta que el elevado precio de la energía en la ENEE (Honduras) se debe a un gasto unitario alto sumado a una rentabilidad excesiva, y que el bajo precio en las empresas costarricenses se debe a un gasto unitario muy bajo sumado a una rentabilidad escasa o nula.

En el cuadro que figura enseguida, puede apreciarse el efecto acumulado de los dos componentes básicos, gasto de explotación e ingreso neto, en el ingreso medio por KWH para las siete empresas distribuidoras consideradas.

Empresa	Gastos de explotación	Ingreso Neto	Ingreso total
	Centavos de dólar por KWH		
1. ENEE (Honduras)	4.80	2.70	7.50
2. CPFL (Panamá)	3.21	1.29	4.50
3. EEG (Guatemala)	2.71	1.31	4.02
4. CAESS (El Salvador)	2.45	0.72	3.17
5. ENLF (Nicaragua)	3.53	(0.37)	3.16
6. CNFL (Costa Rica)	1.32	0.37	1.69
7. ICE Zona Central (Costa Rica)	1.81	(0.44)	1.37

Mientras para el promedio de las dos empresas costarricenses los gastos de explotación por KWH vendido fueron de alrededor de 1.5 centavos de dólar, en la empresa hondureña representaron 4.8 centavos de dólar.

En el resto de las empresas, los gastos unitarios de explotación no son muy dispares, puesto que han variado de 2.45 centavos por KWH para la CAESS (El Salvador) a 3.53 centavos por KWH para la ENLF (Nicaragua).

/Ya se ha

Ya se ha indicado que la ENLF constituye una excepción: cuadruplicó la capacidad generadora instalada y casi quintuplicó sus inversiones en 1958, al poner en servicio la central a vapor de Managua y el sistema de transmisión que cubre gran parte de la región del Pacífico. A pesar de un incremento de 76 por ciento en 1959 en el volumen de energía vendida, es imposible esperar que éste llegara a compensar el fuerte aumento en los cargos fijos a que dio lugar la gran expansión de la empresa.

El efecto de los gastos fijos en la ENLF, y particularmente de la depreciación, se manifiesta en el gasto relativamente elevado de explotación, de 3.53 centavos de dólar por KWH, que es el más alto después del de la empresa de Honduras.

Si se comparan los gastos directos de explotación en su conjunto, eliminando los casos extremos de Honduras y Costa Rica, resultan notablemente similares en las demás empresas, variando de 2.24 centavos por KWH (CAESS) a 2.66 centavos por KWH (ENLF).

El gasto de depreciación es mucho menos importante y no excede de 0.3 centavos por KWH, salvo en la ENLF y en la ENEE, en las que llegaron a 0.81 centavos y a 0.68 centavos por KWH, respectivamente.

Por lo que a los impuestos se refiere, no existen o son muy bajos. La única excepción es la CPFL (Panamá), donde representaron más del 20 por ciento de los gastos de explotación y contribuyeron con cerca de 0.7 centavos de dólar en el precio del KWH vendido.

Resumiendo este examen de los gastos de explotación se llega a la conclusión poco halagadora de que la empresa de gasto unitario más alto es la que obtuvo mejor rentabilidad, mientras las que muestran gastos más bajos por KWH son a la vez las de rentabilidad más baja (sin considerar el caso especial de la ENLF).

6. Gastos de explotación fijos y variables

Otro procedimiento de examinar las diferencias entre los gastos unitarios de explotación, en una comparación general de las empresas, consiste en separarlos en sus componentes fijos y variables desde el punto de vista de la producción o consumo de energía. La separación resulta complicada de no establecerse ciertas simplificaciones.

/Para dicho

Para dicho efecto se parte del supuesto, en forma aproximada, de que los gastos variables de generación corresponden sólo al combustible cuando la generación es de vapor, y al combustible más un porcentaje, estimado en 5 por ciento de los demás gastos de operación y mantenimiento, en las centrales de combustión interna.

Una parte de los gastos de combustible en las centrales a vapor es fija, efectivamente; pero otros gastos de operación y mantenimiento de las instalaciones de generación son, en cambio, variables.

Dentro del orden de aproximación de los datos disponibles para este análisis, parece suficiente suponer que, en la generación a vapor, la parte de gastos fijos incluida en el rubro combustibles se compensa o equivale a la parte de gastos variables incluida en los demás gastos directos de generación.

A los gastos de transmisión, distribución, comerciales y de administración, se les considera independientes de la cantidad de energía vendida.

Se supone, además, aunque no sea siempre exacto, que los gastos por compra de energía son variables en su totalidad, y también se supone, por último, que tanto la depreciación como los impuestos constituyen gastos fijos.

Partiendo de estas suposiciones se ha hecho una clasificación de los gastos de explotación, en fijos y variables, que se resume en el cuadro que concluye esta página, para las siete empresas que tienen actividades de distribución.

Empresa	Gastos de explotación (Centavos de dólar)		
	Fijos	Variables	Totales
1. ENEE (Honduras)	3.47	1.33	4.80
2. CPFL (Panamá)	2.32	0.89	3.21
3. EEG (Guatemala)	2.11	0.60	2.71
4. CAESS (El Salvador)	0.90	1.55	2.45
5. ENLF (Nicaragua)	2.36	1.17	3.53
6. CNFL (Costa Rica)	0.63	0.69	1.32
7. ICE Zona Central (Costa Rica)	0.84	0.97	1.81

/Puede verse

Puede verse que el alto gasto unitario de 4.8 centavos por KWH en la ENEE está determinado principalmente por el elevado componente fijo de 3.47 centavos por KWH, muy superior al de las demás empresas. La razón está en el pequeño volumen de energía vendida, en el bajo consumo por abonado y en el bajo factor de carga de dicho consumo. Todas estas circunstancias se combinan para elevar el gasto fijo por KWH vendido. A esto se aprega un componente variable relativamente alto.

Las cifras del cuadro de la página anterior muestran, como era de esperar, que el gasto fijo es mucho más pequeño en las empresas que adquieren gran parte de la energía que distribuyen (CAESS, ICE - Zona Central y CNLF). En ellas las inversiones en obras de generación y transmisión son pequeñas en proporción al volumen de energía vendida; por consiguiente, los gastos fijos relacionados con la explotación de estas obras, incluida la depreciación, son relativamente más bajos (entre 0.63 y 0.90 centavos de dólar por KWH).

7. Análisis de los gastos de explotación

En el curso de este estudio se han clasificado los gastos de explotación, de acuerdo con el sistema uniforme o funcional de cuentas, en la siguiente forma:

1. Gastos directos de explotación (operating expenses)
 - 1.1 Producción
 - 1.2 Transmisión
 - 1.3 Distribución
 - 1.4 Consumidores
 - 1.5 Promoción de ventas
 - 1.6 Administración y Generales
2. Depreciación
3. Impuestos

Interesa ahora investigar y comparar separadamente cada uno de estos tipos de gasto, en términos del KWH suministrado y con referencia a otros índices apropiados, de acuerdo con la naturaleza del gasto.

Como se observa en el cuadro 5, el componente individual más importante del gasto de explotación en las empresas distribuidoras es el gasto directo de

/producción,

producción, que representa entre un 37 y un 66 por ciento del total de cargos, con apreciables variaciones de una empresa a otra.

Para encontrar las razones de la disparidad observada en el gasto directo de producción, que varía entre 0.78 centavos (CNFL, Costa Rica) y 2.13 centavos de dólar por KWH vendido (ENEE, Honduras), es necesario analizar la composición de este elemento de costo. Para ello, se descompone el gasto directo de producción como sigue:

- 1.1 Gastos de producción
 - 1.11 Gastos de generación
 - 1.111 Hidráulica
 - 1.112 A vapor
 - 1.113 De combustión interna
 - 1.12 Compra de energía

Según esta clasificación, el costo de la energía comprada a otra empresa constituye un gasto directo de producción.

En la generación, el gasto directo comprende operación, mantenimiento, ingeniería o supervisión técnica y administración local de las obras e instalaciones generadoras hasta el punto de entrega al sistema de transmisión o directamente a la red de distribución, según corresponda.

Se han obtenido los datos de gasto de generación para cada tipo o clase de central (hidro, vapor, diesel), sin llegar a establecer los gastos correspondientes a cada central de un mismo tipo, cuando hay varias en una sola empresa.

La comparación de gastos directos de generación entre empresas de distinta índole es perfectamente factible dentro de las limitaciones que se han indicado y pueden expresarse en diversos índices, tales como: centavos por KWH generado, por ciento del activo fijo correspondiente, dólares al año por KW instalado, etc.

a) Generación hidráulica

En el cuadro 6 se comparan los gastos directos de generación de las empresas que tienen centrales hidroeléctricas en servicio. En algunas empresas los datos corresponden al conjunto de varias centrales, algunas de escasa potencia y de bastante antigüedad.

Cuadro 6

GASTOS DIRECTOS DE GENERACION EN CENTRALES GENERADORAS HIDRAULICAS, AÑO 1959

E/CN.12/CCE/SC.5/6
TAO/LAT/31
Pág. 29

	Unidad	Guatemala EEG	El Salvador CEL	El Salvador CAESS	Honduras ENEE	Costa Rica ICE-Sist. Primario	Costa Rica CNFL	Costa Rica ICE Distrib. Zona Central	
1	Centrales comprendidas	Número	5	1	3	2	1	7	2
2	Capacidad total instalada	KW	13 170	45 000	3 610	2 700	30 000	22 700	1 230
3	Inversión según activo fijo	Miles de dolares	3 004 ^{a/}	20 364	1 088	829	10 784	5 620	189
4	Generación neta	Millones KWH	73.0	176.2	16.1	9.4	148.6	125.3	3.0 ^{a/}
5	Gastos directos de generación	Miles de dólares	385	178	75	43	89	173	28
<u>Indices</u>									
6	Inversion por KW inst.	Dólares	228	453	301	307	359	196	154
7	Factor de planta anual	Por ciento	63	45	51	40	57	50	28
8	Gasto por KWH generado	Ctvs, de dólar	0.53	0.10	0.47	0.46	0.06	0.14	0.93
9	Gastos por KW instalada	Dólares	29.23	3.96	20.78	15.93	2.97	6.03	22.76
10	Gastos en función de la inversión	Por ciento	12.8	0.9	6.9	5.2	0.8	3.1	14.9

^{a/} Valor aproximado

/Debe

Debe advertirse que en el caso de la EEG (Guatemala) las cifras de inversión derivadas del activo fijo que aparecen en el cuadro 6 y siguientes corresponden a un valor ajustado por distribución de la cuenta "Terrenos y edificios", que la compañía ha mantenido en forma separada.

Para los fines de este estudio, dicha cuenta —que representa alrededor del 15 por ciento del activo fijo total— se ha repartido en forma aproximada entre los diversos grupos funcionales del activo fijo.

Los datos de mayor significación para fines comparativos corresponden a la CEL (El Salvador) y al Sistema Primario del ICE (Costa Rica), cada uno con una sola central hidráulica de magnitud semejante (45 y 30 MW respectivamente) y de construcción reciente.

Estas dos centrales —"5 de noviembre", en El Salvador, y "Garita", en Costa Rica— son las de más alta inversión por KW instalado, con 453 dólares/KW en la CEL y 357 dólares/KW en el ICE. El mayor costo unitario de la central salvadoreña se explica por tratarse de una central de embalse, con alta inversión en obras hidráulicas.

Los índices de gasto de generación en estas dos centrales son bastante concordantes, cualquiera que sea la forma en que se expresen: poco menos de 1 por ciento de la inversión, entre 3 y 4 dólares por KW al año, y entre 0.06 y 0.10 centavos de dólar por KWH generado. Esta última variación corresponde principalmente a diferencias en el factor de planta; si ambas centrales hubieran trabajado con 50 por ciento de factor de planta, el gasto habría sido de 0.07 y 0.09 centavos de dólar por KWH respectivamente.

De todas las demás centrales, sólo las de la CNFL (Costa Rica) muestran índices de gastos de generación comparables, aunque mayores, a los de la CEL y sistema primario del ICE. Las diferencias pueden atribuirse a la circunstancia desfavorable para la CNFL de operar 7 centrales distintas, de pequeña potencia y de mucho mayor edad.

Características parecidas a la CNFL, en cuanto a potencia instalada, número de centrales comprendidas y edad de las mismas, presenta la EEG (Guatemala). Llama la atención, sin embargo, el alto gasto de generación de esta empresa que, expresado en cualquiera de los índices, resulta aproximadamente 4 veces superior al de la compañía particular costarricense. Obsérvese el excesivo gasto por KW instalado, que llegó a más de 29 dólares en el año.

/Las otras

Las otras empresas, con centrales muy pequeñas y algunas muy antiguas, muestran, por la misma razón, gastos relativamente elevados, pero en todo caso inferiores a los de la empresa de Guatemala.

b) Generación a vapor

En el cuadro 7 se resumen los gastos directos de generación de las centrales a vapor. Con excepción de la CPFL (Panamá), donde los datos corresponden al conjunto de 3 centrales, en cada una de las otras empresas sólo existe una central.

La central de la CAESS (El Salvador), de 5 000 KW, que es la más pequeña del grupo, sólo operó durante 1959 ocasionalmente en pruebas de rutina, con una generación ínfima, por lo que sus gastos no tienen significación para fines comparativos.

La central de 10 000 KW de la CNFL (Costa Rica) trabajó también muy pocas horas del año, con un factor de planta de sólo 5 por ciento.

La inversión por KW instalado fluctúa en estas centrales entre 200 y 250 dólares por KW, salvo en la CPFL (Panamá) donde llega a 325 dólares por KW, que puede atribuirse al hecho de que la capacidad generadora está repartida en 3 plantas distintas, con numerosas unidades de pequeña potencia.

Los gastos directos por KWH generado se han subdividido en fijos y variables, asimilando estos últimos al gasto de combustible. Los gastos fijos se indican además en función de la capacidad instalada y de la inversión.

Puede verse que los gastos fijos por KWH generado son muy similares en todas las centrales que trabajaron normalmente (poco menos de 0.3 centavos de dólar por KWH). No serían muy distintos, y resultarían tal vez inferiores, en la CNFL (Costa Rica) si su central hubiera operado con un factor de planta similar al de las otras empresas.

Los gastos variables son también muy parecidos, entre 0.8 y 1.0 centavo por KWH, y algo más altos en la CNFL por la operación anormal de su central, con un mayor consumo unitario de combustible.

La CPFL (Panamá) tuvo un consumo por KWH de 438 gramos de petróleo Bunker C, mientras fue en la EEG (Guatemala) y en la ENLF (Nicaragua) de alrededor de 380 gramos. En cambio, el precio del combustible para la empresa panameña fue de 1.83 centavos de dólar por Kg (6.57 centavos por galón), mientras en las otras dos empresas subió a 2.11 y 2.56 centavos por Kg, respectivamente.

Cuadro 7

GASTOS DIRECTOS DE GENERACION EN CENTRALES GENERADORAS A VAPOR, AÑO 1959

	Unidad	Guatemala EEG	El Salvador CAESS	Nicaragua ENLF	Costa Rica CNFL	Panamá CPFL
1 Centrales comprendidas	Número	1	1	1	1	3
2 Capacidad total instalada	KW	19 650	5 000	30 000	10 000	37 220
3 Inversión según activo fijo	Miles de dólares	4 170 ^{a/}	1 020	7 320	2 469	12 093
4 Generación neta del año	Millones de KWH	66.2	0.2	79.3	4.1	157.4
5 Gastos directos de generación						
Fijos	Miles de dólares	191	10	205	43	408
Variables (Combustible)	Miles de dólares	541	b/	760	46	1 258
Total	Miles de dólares	732	10	965	89	1 666
6 Combustible						
Clase		Bunker C	-	Bunker C	Bunker C	Bunker C
Consumo	Miles de Kg. ^{c/}	25 700	-	29 730	1 951	68 900
Precio unitario	Ctvs. de dólar/Kg.	2.11	-	2.56	2.36	1.83
<u>Indices</u>						
7 Inversión por KW inst.	Dólares	212	204	244	247	325
8 Factor de planta anual	Por ciento	38	-	30	5	48
9 Consumo de combustible	Gramos por KWH	386	-	375	476	438
10 Gastos por KWH generado						
Fijos	Ctvs., dólares	0.29	5.00	0.26	1.05	0.26
Variables (combustibles)	Ctvs., dólares	0.82	b/	0.96	1.12	0.80
Total	Ctvs., dólares	1.11	b/	1.22	2.17	1.06
11 Gastos fijos por KW inst.	Dólares	9.72	-	6.83	4.30	10.96
12 Gastos fijos en función de la inversión	Por ciento	4.6	-	2.8	1.7	3.4

a/ Valor aproximado. b/ Los gastos variables de la operación ocasional de la central CAESS, según contrato con CEL, son de cargo de ésta. c/ 1 gal Bunker C = 3.60 Kg.

Como se ve, la semejanza en los gastos variables en estas empresas se debe a una compensación entre el consumo específico y el precio del combustible.

Si se exceptúa la CNFL (Costa Rica), que no es representativa por las razones indicadas, los gastos fijos directos de generación por KW instalado fluctuaron entre 6.83 dólares para la central de la ENLF y 10.96 para las 3 centrales de la CPFL.

En términos de la inversión, los gastos fijos directos representaron entre un 2.8 por ciento (ENLF) y un 4.6 por ciento (EEG) en las centrales que tuvieron una operación normal durante el año.

c) Generación diesel

En el cuadro 8 se resumen los gastos de generación en las 5 empresas que tienen centrales dieseléctricas (2 en la EEG).

En general, la producción de estas centrales representa un porcentaje muy bajo de la generación total de las empresas y corresponde a operaciones de emergencia o de afirmado de la generación hidráulica o de vapor. Sólo en la ENEE (Honduras) es preponderante la generación diesel que representa un 54 por ciento de la producción total.

Las cifras de inversión por KW instalado en estas centrales son muy semejantes y fluctúan entre 150 y 170 dólares.

Los gastos fijos (directos) de generación por KWH se elevan bastante, como es natural, en las centrales de bajo factor de planta, llegando a 1.85 centavos por KWH en la ENLF (Nicaragua), donde el factor de planta anual fue de sólo 5 por ciento. En las centrales de la EEG (Guatemala) y de la ENEE (Honduras), que han trabajado en forma más regular, el gasto fijo varía entre unos 0.4 y 0.6 centavos de dólar por KWH.

Por lo que se refiere a los gastos variables, que corresponden principalmente al combustible, se nota gran diferencia entre la ENEE (Honduras) y el ICE (Costa Rica), con 1.76 centavos y 0.9 centavos por KWH generado. Esto se debe, fundamentalmente, a la diferencia de precio del combustible empleado. La central diesel del ICE, consumió 260 gramos de petróleo diesel pesado por KWH, con un costo de 3.25 centavos de dólar por Kg; la central de la ENEE, en cambio, consumió 271 gramos de petróleo diesel puro por KWH, con un costo de 6.35 centavos de dólar por Kg.

Cuadro 8

GASTOS DIRECTOS DE GENERACION EN CENTRALES GENERADORAS DE COMBUSTION INTERNA (DIESEL) AÑO 1959

	Unidad	Guatemala EEG	Honduras ENEE	Nicaragua ENLF	Costa Rica ICE-Sist. Primario	Panamá CPFL
1 Centrales comprendidas	Número	2	1	1	1	1
2 Capacidad total instalada	KW	9 000	4 100	10 250	11 880	2 000
3 Inversión según activo fijo	Miles de dólares	1 381 ^{a/}	670	1 530	2 105	295
4 Generación neta	Millones KWH	21.4	11.1	4.8	12.9	0.6
5 Gastos directos de generación						
Fijos	Miles de dólares	82	71	89	135	9
Variables	Miles de dólares	279	195	68	116	9
Total	Miles de dólares	361	266	157	251	18
6 Combustible						
Clase		diesel	diesel	diesel pesado	diesel pesado	diesel
Consumo	Miles de Kgs. ^{b/}	6 260	3 010	1 472	3 350	166
Precio por unidad	Ctvs. dólares/Kg.	4.38	6.35	4.38	3.25	5.00
<u>Indices</u>						
7 Inversión por KW inst.	Dólares	153	163	149	177	147
8 Factor de planta anual	Por ciento	27	31	5	12	3
9 Consumo de combustible	Gramos/KWH	292	271	307	260	277
10 Gastos por KWH generado						
Fijos	Ctvs., dólares	0.39	0.64	1.85	1.05	1.50
Variables	Ctvs., dólares	1.30	1.76	1.42	0.90	1.50
Total	Ctvs., dólares	1.69	2.40	3.27	1.95	3.00
11 Gastos fijos por KW inst.	Dólares	9.11	17.32	8.68	11.36	4.50
12 Gastos fijos en función de la inversión	Por ciento	5.9	10.6	5.8	6.4	3.1

a/ Valor aproximado ; b/ Densidad adoptada: Bunker C = 0.95; diesel = 0.87; diesel pesado = 0.9

En las demás centrales el consumo de combustible varió entre unos 280 y 300 gramos por KWH, con precios de alrededor de 4.50 centavos de dólar por Kg.

Los gastos fijos por KW instalado varían de 4.50 dólares en la CPFL (Panamá) a 17.32 dólares en la ENEE (Honduras). El caso de la empresa de Panamá es excepcional, porque la planta ha trabajado sólo ocasionalmente.

Con respecto a la inversión, los gastos fijos fluctúan entre un 6 y un 10 por ciento, con la excepción de la CPFL (Panamá) donde representaron sólo un 3.1 por ciento, probablemente anormal por las razones indicadas.

d) Resumen de gastos directos de generación

En el cuadro 9 se resumen los gastos directos de generación por KWH generado para los diversos tipos de centrales en servicio en 1959.

Es determinante del alto gasto unitario en algunas empresas el elevado gasto de generación térmica, como en la ENEE (Honduras) y en la ENLF (Nicaragua).

Los gastos más bajos corresponden a las empresas que tienen generación predominantemente hidráulica. El sistema distribuidor del ICE en la Zona Central de Costa Rica constituye una excepción, porque operó con dos centrales de potencia muy pequeña que se encuentran en condiciones deficientes debidas a su antigüedad.

e) Gastos de transmisión

Los gastos directos de transmisión corresponden a la operación, mantenimiento, ingeniería o supervisión técnica y administración local de las líneas, subestaciones y demás instalaciones del sistema de transporte de energía desde las centrales generadoras a los sistemas o redes de distribución.

La falta de uniformidad que existe en general entre las diversas empresas en la definición de obras de transmisión y la insuficiencia de datos impiden comparar por ahora de manera detallada estos tipos de gastos.

La distribución entre obras de transmisión y de distribución es en algunos casos convencional debido al hecho de que ciertas líneas de voltaje intermedio —22 y 33 KV— construidas inicialmente hace muchos años como líneas de transporte hasta los centros de consumo, se destinan ahora de preferencia a la distribución de energía a lo largo de su recorrido.

Cuadro 9
RESUMEN DE GASTOS DIRECTOS DE GENERACION, AÑO 1959

Unidad	Guatemala EEG	El Salvador CEL	El Salvador CAESS	Honduras ENEE	Nicaragua ENLF	Costa Rica ICE Sist. Primario	Costa Rica ICE Distr. Zona Cen- tral.	Costa Rica CNFL	Panamá CPFL
<u>Generación hidráulica</u>									
Energía neta generada Millones KWH	73.00	176.20	16.10	9.40	-	148.60	3.00	125.30	-
Gasto por KWH generado Ctvs. de dólar	0.53	0.10	0.47	0.46	-	0.06	0.93	0.14	-
<u>Generación a vapor</u>									
Energía neta generada Millones KWH	66.20	-	0.20	-	79.30	-	-	4.10	157.40
Gasto por KWH generado Ctvs. de dólar	1.11	-	5.00 ^{a/}	-	1.22	-	-	2.17	1.06
<u>Generación de combustión interna (diesel)</u>									
Energía neta generada Millones KWH	21.40	-	-	11.10	4.80	12.90	-	-	0.60
Gasto por KWH generado Ctvs. de dólar	1.69	-	-	2.40	3.27	1.95	-	-	3.00
<u>Generación total</u>									
Energía neta generada Millones KWH	160.60	176.20	16.30	20.50	84.10	161.50	3.00	129.40	158.00
Gasto por KWH generado Ctvs. de dólar	0.92	0.92	0.55	1.51	1.33	0.21	0.93	0.20	1.07

^{a/} Parte fija de gastos de mantenimiento.

/En las

En las clasificaciones del activo fijo y de los gastos de explotación se han consignado los datos suministrados por las propias empresas, con la separación adoptada por ellas para fines contables. En el caso de la EEG, no se pudo obtener una segregación de las inversiones entre los sistemas de transmisión y de distribución, que se llevan en una sola cuenta del activo fijo. Para salvar esta dificultad se ha hecho una estimación personal basada en diversos antecedentes indirectos de la empresa. En estas circunstancias la única comparación posible para los gastos de transmisión, que son fijos por naturaleza, sólo puede hacerse en términos de la inversión respectiva.

Como se observa en el cuadro 10, donde se resume esta información, los gastos directos de transmisión han variado entre 1.5 y 4 por ciento de la inversión, con un promedio ligeramente superior al 2 por ciento en los sistemas más importantes, de la CEL (El Salvador), la ENLF (Nicaragua) y el ICE (Costa Rica).

Debido a las diversas ubicaciones de las centrales, y al hecho de que algunas entregan energía directamente a las redes de distribución, o a través de líneas de carácter mixto, no resulta posible determinar el gasto por KWH "transmitido" en todos los casos; en los sistemas primarios de la CEL, ENLF e ICE, donde es sencillo establecerlo, resulta inferior a 0.1 de centavo de dólar por KWH entregado a la distribución (entre 0.03 y 0.08 centavos).

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

Estos gastos se presentan sólo en las empresas que tienen actividades de distribución.

Los gastos directos de distribución corresponden a la operación, mantenimiento, supervisión técnica y administración local de las instalaciones incluidas en un sistema distribuidor de energía hasta los medidores de los abonados.

Los gastos directos de consumidores comprenden la lectura de medidores, facturación, contabilización, recaudación y todos los que se relacionan directamente con el suministro de energía a los clientes de la empresa.

Los gastos de promoción de ventas incluyen la publicidad destinada a la venta de energía, la actividad empleada en la obtención de nuevos clientes, la demostración y, ocasionalmente, la venta de artefactos con fines de incrementar el consumo, etc.

Cuadro 10
 GASTOS DIRECTOS DE TRANSMISION, AÑO 1959

	Unidad	Guatemala EEG	El Salvador CEL	El Salvador CAES	Honduras ENEE	Nicaragua ENLF	Costa Rica ICE- Distr. primaria	Costa Rica CNFL
1. Inversión en sistema de transmisión s/activo fijo	Miles de dólares	2 025 ^{a/}	4 600	2 211	168	2 757	1 985	1 315
2. Voltaje principal clase	KV	66	66 y 110	22	33	66	132	33
3. Gastos directos de transmisión	Miles de dólares	86	102	96	2.4	67	40	20
4. Gastos de transmisión de la inversión	Porcientos	4.2	2.2	4.4	1.4	2.4	2.0	1.5
5. Gastos por KWH transmitido	Ctvs. de dólar	-	0.06	-	-	0.08	0.03	-

a/ Valor aproximado deducido de las cuentas "Obras de transmisión y de distribución" y "Terrenos y edificios".

/Sólo en la

Sólo en la ENEE (Honduras) no existe separación entre los gastos de distribución y los de consumidores, que se llevan en una sola cuenta global.

Los gastos de promoción de ventas aparecen únicamente en las empresas particulares, pero en dos de ellas —la CNFL (Costa Rica) y la EEG (Guatemala)— están incluidos en la cuenta de gastos de consumidores.

Por su naturaleza, tanto los gastos de distribución como los de consumidores, y, en gran parte, los de promoción de ventas, son independientes del volumen de energía suministrada y deben considerarse fijos por lo tanto desde este punto de vista.

Los gastos directos de distribución dependerán de la extensión, capacidad y tipo de construcción de las instalaciones, y a igualdad de estos factores, de la densidad de consumidores por Km de red distribuidora.

Como no se tienen datos suficientemente aproximados de la extensión de las redes de distribución en todas las empresas, es imposible establecer un índice de gastos por Km que pudiera relacionarse con la respectiva densidad de consumidores.

Para fines comparativos, los gastos de distribución se expresan en este análisis en términos del KWH vendido, en porciento de la inversión en obras de distribución, y en dólares por consumidor servido.

En el cuadro 11 se determinan estos índices de gasto. Cuando se expresan en función del KWH suministrado, resalta la gran diferencia que existe entre la CNFL (Costa Rica), con 0.09 centavos por KWH, y las demás empresas, diferencia que debe atribuirse principalmente a la mayor densidad de consumo (por Km de red y por consumidor) de la empresa de Costa Rica. En las demás empresas, el gasto de distribución representa entre unos 0.2 y 0.4 centavos de dólar por KWH. Si se refieren a la inversión o se expresan en función del consumidor, los índices más favorables corresponden también a la CNFL.

Merecen señalarse la CNFL y la CAESS (El Salvador), por los gastos relativamente bajos que tienen, sobre todo al advertir que en estas dos empresas la zona de servicio comprende un grupo numeroso de poblaciones de carácter semi-rural en un área relativamente extensa, hecho que tendería a elevar los gastos de distribución por consumidor. Ambas empresas muestran, sin embargo, los gastos más bajos por consumidor y por KWH vendido.

/Los gastos de

Los gastos de consumidores, por su misma definición, dependerán del número de clientes servidos, de modo que el gasto específico es perfectamente comparable. Sin embargo, debe tenerse presente que en dos de las compañías este gasto incluye el de promoción de ventas y aunque es poco importante tiende a elevar el índice de gastos de consumidores. La incidencia de este gasto, expresado en función del consumidor o de la energía, es casi igual al del de distribución, como se observa en las cifras del cuadro 11.

El conjunto de los gastos de distribución, de consumidores y de promoción de ventas (cuando existe), varía entre unos 0.4 y 0.8 centavos de dólar por KWH vendido en las diferentes empresas, excepto en la CNFL (Costa Rica, donde resulta inferior a 0.2 centavos por KWH como consecuencia del alto consumo medio que dicha empresa tiene.

Aparentemente, la empresa que opera con mayor economía en las actividades de distribución y venta de energía es la CNFL, donde los gastos correspondientes no alcanzan a 8 dólares por consumidor al año.

Comparados con los de la CNFL, resultan elevados los gastos medios por consumidor de la EEG (Guatemala) y de la CPFL (Panamá), que tienen mayor número de clientes que la compañía costarricense y una densidad de consumidores probablemente no inferior a ella.

Llama la atención el gasto relativamente elevado de promoción de ventas de la empresa panameña, con unos 2.00 dólares por consumidor al año, doble del que tuvo la CAESS (El Salvador).

Aun cuando en la ENEE (Honduras) el total de estos gastos parece moderado al expresarse en dólares por consumidor, el bajo consumo medio del sistema hace subir el gasto por KWH suministrado a 0.79 centavos de dólar, el más alto observado y 4 veces mayor que el de la CNFL (Costa Rica).

La comparación de los índices parciales de gastos de distribución, de consumidores y de promoción de ventas puede no ser muy valedera, por causa de las diferencias de criterio que existen entre las empresas en la contabilización y distribución de ciertos gastos asignables a una u otra de estas actividades. Considerados en conjunto estos gastos, las posibles anomalías desaparecen y la comparación es más significativa.

Cuadro 11

E/CN.12/SGE, V. 16
TAO/LAT/CI
Pág. 41

GASTOS DE DISTRIBUCIÓN, DE CONSUMIDORES Y DE PROMOCIÓN DE VENTAS, 1959

	Unidad	Guatemala BEG	El Salvador CAESS	Honduras ENEE	Nicaragua ENLF	Costa Rica CNFL	Costa Rica ICE - Zona Central	Panamá CPFL
1. Inversión en obras de distribución	Miles de dólares	5 182 ^{a/}	3 931	610	2 501	4 926	556	6 316
2. Energía vendida	Millones KWH	139.0	131.4	14.5	52.2 ^{b/}	230.0 ^{b/}	18.1	140.3
3. Número de consumidores	Miles	59.6	45.9	11.5	23.4	53.8	8.7	59.0
4. Gastos de distribución	Miles de dólares	535	236	115 ^{c/}	224	216	62	379
5. Gastos de consumidores	Miles de dólares	511 ^{d/}	186	-	158	212 ^{d/}	18	429
6. Gastos de promoción de ventas	Miles de dólares	-	46	-	-	-	-	117
Total:	Miles de dólares	1 046	468	115	382	428	80	925
<u>Indices</u>								
<u>Gastos de distribución</u>								
7. Por KWH vendido	Ctvs. dólar	0.38	0.18	0.79 ^{c/}	0.43	0.09	0.34	0.27
8. En inversión	Por ciento	10.3	6.0	18.9 ^{c/}	9.0	4.4	11.2	6.0
9. Por consumidor	Dólares	8.98	5.14	10.0 ^{c/}	9.57	4.01	7.13	6.42
<u>Gastos de consumidores</u>								
10. Por KWH vendido	Ctvs. dólar	0.37	0.14	-	0.30	0.09	0.10	0.31
11. Por consumidor	Dólares	8.57	4.05	-	6.75	3.94	2.07	7.27
<u>Gastos de promoción de ventas</u>								
12. Por KWH vendido.	Ctvs. dólar	-	0.04	-	-	-	-	0.08
13. Por consumidor	Dólares	-	1.00	-	-	-	-	1.99
<u>Total de gastos de distribución, consumidores y promoción de ventas</u>								
14. Por KWH vendido	Ctvs. dólar	0.75	0.36	0.79	0.73	0.18	0.44	0.66
15. Por consumidor.	Dólares	17.55	10.19	10.00	16.32	7.95	9.20	15.68
16. Inversión (activo fijo) por con- sumidor	Dólares	87	86	53	107	92	64	107

^{a/} Valor aproximado, deducido de las cuentas "Obras de transmisión y de distribución y "Terrenos y edificios".^{b/} Excluye ventas a otras empresas eléctricas.^{c/} Incluye gastos de consumidores.^{d/} Incluye gastos de promoción de ventas./g) Gastos

g) Gastos de administración y generales

Por definición, estos gastos corresponden a una función o actividad diferente de la producción, transmisión, distribución y venta de la energía.

Los gastos de administración y generales de la explotación son comunes a las otras actividades mencionadas, y necesarios para su desarrollo; pero no pueden asignarse directamente a ninguna de ellas en particular.

Es difícil establecer un índice de comparación para estos gastos; en general, dependerán de la magnitud de la empresa, que puede expresarse en formas muy diversas según sea el factor considerado: volumen de ingresos, monto de las inversiones, número de consumidores, personal empleado, etc.

Si los gastos de explotación se expresan para fines comparativos como un porcentaje de los ingresos de explotación, la cifra resultante no tiene mayor significación porque los ingresos dependen, a igualdad de energía suministrada, del precio medio de venta, en el que influye, como se ha visto, el nivel de rentabilidad.

El gasto de administración por KWH vendido, aunque es útil y necesario para explicar la composición del costo medio, tampoco suministra una información adecuada de la eficiencia económica de las actividades de administración de cada empresa.

Probablemente resulta más significativa una comparación de los gastos de administración cuando éstos se expresan como un porcentaje del total de gastos directos de explotación como se ha hecho en el cuadro 12.

Desde luego debe distinguirse entre las empresas que son sólo productoras o mayoristas y las que son exclusiva o principalmente distribuidoras. En las primeras, los gastos generales y de administración deben representar una proporción más alta, puesto que no tienen más gastos que los de generación y transmisión. Así se confirma en la CEL y en el sistema primario del ICE, que tienen casi el mismo porcentaje (alrededor de 32 por ciento).

En el otro extremo, las empresas que son casi exclusivamente distribuidoras, con escasa producción propia, tienen la más baja proporción de gastos de administración y generales, como se comprueba en la CAESS (El Salvador) y en el sistema distribuidor del ICE (Costa Rica), con un 7 a 9 por ciento del total de gastos directos de explotación.

Cuadro 12
GASTOS DE ADMINISTRACION Y GENERALES, 1959

E/CN.12/SC.5/5
TAO/LAT/31
Pág. 43

	Unidades	Guatemala	El Salvador	El Salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Costa Rica	Costa Rica	Panamá
		EEG	CEL	CAESS	ENEE	ENLF	ICE Sistema Primario	ICE Zona Central	CNFL	CPFL
1. Gastos de administración y generales	Miles de dólares	524	141	256	171	302	177	22	379	586
2. Total gastos directos de explotación	Miles de dólares	3 141	442	2 940	597	1 874	557	318	2 651	3 195
3. Gastos de administración y generales de los gastos directos de explotación	Porcentaje	16.7	31.7	8.8	28.6	16.2	31.8	6.9	14.3	18.4
4. Idem, del activo fijo total	Porcentaje	2.7	0.6	2.6	6.9	2.1	1.2	2.9	2.4	2.9

Cuadro 13
GASTOS DE DEPRECIACION E IMPUESTOS, 1959

1. Gastos de depreciación	Miles de dólares	420	533	184	99	577	384	30	333	426
2. Depreciación del activo fijo	Porcentaje	2.2	2.1	1.8	4.0	4.1	2.5	3.9	2.1	2.1
3. Depreciación de los gastos de explotación	Porcentaje	11.1	55.0	5.7	14.2	23.2	39.0	8.6	10.2	9.4
4. Impuestos	Miles de dólares	210.0	-	88	-	40	40	1	100	925
5. Impuestos del activo fijo	Porcentaje	1.1	-	0.9	-	0.3	0.3	0.1	0.6	4.5
6. Impuestos de los gastos de explotación	Porcentaje	5.5	-	2.7	-	1.6	4.1	0.3	3.3	20.8

/ En las demás

En las demás empresas, que son productoras y distribuidoras de energía (con cierta proporción de compra, en la CNFL de Costa Rica), los gastos de administración y generales representaron entre un 14 y 18 por ciento de los gastos directos, con excepción de la ENEE (Honduras) empresa en la que llegan a cerca de 29 por ciento.

h) Depreciación e impuestos

La provisión regular por depreciación de las obras en servicio o su equivalente,—"provisión para retiros y reemplazos de propiedad" en las empresas particulares analizadas— constituye un rubro importante de los gastos de explotación.

El monto de la depreciación contabilizada se determina generalmente con base en una estimación de la vida útil de los diversos componentes del activo fijo y puede variar, lógicamente, de acuerdo con la naturaleza de las obras consideradas y con el criterio de la propia empresa.

En el cuadro 13 aparecen los gastos de depreciación en por ciento del activo fijo y en por ciento de los gastos totales de explotación.

En general, en las empresas de mayor importancia la depreciación representa entre un 2.0 y 2.5 por ciento del activo fijo contabilizado.

Aparentemente esta provisión es baja en las empresas particulares, que tienen una proporción elevada de inversiones en obras de distribución y en centrales térmicas. En las empresas estatales que son distribuidoras y tienen centrales térmicas, como la ENEE (Honduras) y la ENLF (Nicaragua) el cargo por depreciación representa, en cambio, un 4 por ciento del costo de las obras.

La influencia de la depreciación en los gastos totales de explotación es muy fuerte en las entidades estatales con grandes inversiones en obras de generación y transmisión, como la GEL (El Salvador) y el sistema primario del ICE (Costa Rica), que no tienen actividades de distribución. En la GEL constituye un 55 por ciento y en el ICE un 39 por ciento de los gastos de explotación. Hasta cierto punto, la ENLF (Nicaragua), que tiene un sistema abastecedor primario relativamente importante, participa de estas características con una depreciación equivalente al 23.2 por ciento de los gastos de explotación.

Los impuestos y tributos de carácter fiscal o municipal que gravan a la industria de servicio público eléctrico son muy pequeños o no existen en los países

/centroamericanos.

centroamericanos. El rubro más importante es el impuesto a las utilidades, que afecta a las compañías particulares. En proporción al activo fijo, los impuestos totales no exceden de alrededor de 1 por ciento, y, con respecto a los gastos de explotación, fluctúan entre un 3 y un 5 por ciento.

Muy distinto es el caso en CPFL (Panamá) donde los impuestos pagados representaron un 4.5 por ciento del activo fijo y más del 20 por ciento de los gastos de explotación. No se dispone de antecedentes de legislación tributaria de Panamá ni de los países centroamericanos. Es probable que en el caso de la compañía panameña se sume el efecto de una tasa más elevada de impuestos a una utilidad relativamente alta (como puede verse en el cuadro 4, la rentabilidad del patrimonio, derivada de la explotación eléctrica, alcanzó a un 14.8 por ciento).

Hay que señalar que, al menos hasta 1959, no existían impuestos al consumo eléctrico con cargo al consumidor en ninguna de las empresas consideradas.

8. Costo de la energía entregada a los sistemas distribuidores

Al examinar los gastos de explotación de las empresas distribuidoras (cuadro 5) se ha observado que el rubro más importante es el de gastos directos de producción (generación más compra). Para fines comparativos con empresas que son sólo productoras, y venden la energía en bloque en las subestaciones terminales de sus respectivos sistemas de transmisión, es indispensable establecer para las empresas distribuidoras el "costo" de la energía en el punto de entrega a sus propias redes.

Para las empresas que adquieren energía de otros sistemas, el costo de esa energía es, evidentemente, el precio pagado por ella. Este precio debe poder compararse, sobre las mismas bases, incluyendo todos los elementos del costo, con el de la energía generada por la propia empresa distribuidora.

El costo de la propia energía destinada a la distribución deberá incluir, por consiguiente, además de los gastos directos de generación y transmisión (si los hay), la depreciación, los impuestos, los gastos de administración y generales, y la rentabilidad correspondiente a la inversión inmovilizada en las actividades de generación y transporte de energía, como si éstas constituyeran un negocio separado.

/En general,

En general, no ha habido dificultad para obtener de las mismas empresas la segregación, tanto de las inversiones como de los gastos de explotación, entre generación-transmisión por una parte y distribución y venta, por la otra.

Sólo la EEG (Guatemala) y, en menor grado, la CPFL (Panamá) no estaban en condiciones de proporcionar el desglose detallado de ciertas partidas en la forma requerida para esta investigación. En estos casos han tenido que hacerse algunas estimaciones, a base de las informaciones complementarias o indirectas disponibles. De todos modos, es de esperar que los posibles errores de estimación no afectan mayormente los resultados de la comparación.

En cuanto a la rentabilidad asignable al "negocio" de abastecimiento primario de las empresas que son distribuidoras de energía, no cabe criterio mejor que suponerla igual a la rentabilidad media global de la empresa. El ingreso neto de explotación (primaria), calculado según la rentabilidad, se agregará a los gastos de explotación para obtener el ingreso correspondiente a la energía suministrada al sistema distribuidor o, en otros términos, el costo de la energía destinada a la distribución.

Hay que hacer una excepción en el criterio señalado de fijación del costo cuando la rentabilidad de la inversión inmovilizada de la empresa es negativa, como sucede en la ENLF (Nicaragua) y en el sistema distribuidor de la Zona Central del ICE (Costa Rica).

En estos casos debe suponerse que el costo de la energía entregada por el sistema abastecedor primario tiene que ser por lo menos igual al gasto de explotación más los intereses de la deuda imputables a la actividad de generación-transmisión. Cuando sucede tal cosa el ingreso neto de explotación requerido en la actividad primaria es justamente el necesario para cubrir los intereses, de modo que la rentabilidad del capital propietario es nula.

Podrá decirse entonces que el costo de la energía entregada a los sistemas distribuidores en las diversas empresas no es comparable, porque incluye una rentabilidad sobre la inversión distinta en cada caso, que puede hasta ser nula en algunos.

A este respecto es importante señalar que el término "costo", empleado sin un calificativo preciso, puede significar cosas muy distintas. Puede hablarse de "costo directo" (definiéndolo), "costo antes de impuesto", "costo antes de intereses", etc.

/Cuando se

Cuando se emplea en este estudio la expresión "costo del servicio eléctrico" o "costo de la energía eléctrica" se entiende que se trata de los gastos de explotación más la rentabilidad de la inversión inmovilizada obtenida efectivamente por la empresa, independientemente de la forma en que está financiada la inversión. En consecuencia, en este caso, el costo es igual al ingreso percibido por el vendedor.

Pero si el ingreso efectivo es inferior a los gastos de explotación más los intereses sobre la deuda vigente, entonces el "costo" es la suma de estos dos rubros, y no incluye rentabilidad del patrimonio. Cualquier otra acepción para el costo sería arbitraria, puesto que no existe un "standard" o patrón absoluto de rentabilidad.

La observación respecto a la comparabilidad de los costos así definidos es hasta cierto punto justificada, porque no puede hablarse del costo sin especificar la rentabilidad (sea de la inversión inmovilizada, sea del patrimonio) que va envuelta en él.

Después de separar las inversiones y los gastos de explotación de las empresas que son distribuidoras, entre las funciones de generación-transmisión y distribución-venta, se ha determinado en el cuadro 14 el costo de la energía entregada a los sistemas de distribución, incluyendo la parte del ingreso neto de explotación asignable a la actividad de abastecimiento primario.

Hecha la salvedad con respecto al prorrateo de ciertos rubros que son comunes a las dos funciones mencionadas, pueden ahora compararse sobre bases uniformes los costos de la energía eléctrica suministrada por las empresas que son sólo productoras con los de la energía entregada a las redes distribuidoras por las empresas que tienen actividades de distribución y que, además, generan parte o el total de la energía que venden.

En el cuadro 14 se observa que los costos más bajos corresponden a las empresas costarricenses aunque debe recordarse que en una de ellas, el sistema distribuidor del ICE, el costo calculado no incluye rentabilidad sobre el patrimonio.

El sistema primario Garita-Colima del ICE, con un gasto de explotación de 0.62 centavos de dólar por KWH vendido y una rentabilidad de 5.1 por ciento sobre su inversión, que representa 0.49 centavos por KWH, tiene un ingreso o costo medio de 1.11 centavos de dólar por KWH.

Cuadro 14

COSTO DE LA ENERGIA SUMINISTRADA A LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCION, 1959

	Guatemala EEG	El Salvador CEL	El Salvador CAESS	Honduras ENEE	Nicaragua ENLF	Costa Rica ICE sistema primario	Costa Rica ICE Distribución Zona Central	Costa Rica CNFL	Panamá CPFL
Energía entregada al sistema de distribución (Millones de KWH)									
Generación neta	160.6	176.2	16.3	20.5	84.1	161.5	3.0 (est)	129.4	158.0
Pérdidas de transmisión	6.0 (est)	7.2	1.3 (est)	0.5	1.5	3.4	-	6.0	-
Entrega de las propias centrales	154.6	169.0	15.0	20.0	82.6	158.1	3.0	123.4	158.0
Compras a otras empresas	0.1	0.2	134.1	-	-	-	20.3	143.6	-
Total entregado a distribución	154.7	169.2	149.1	20.0	82.6	158.1	23.3	267.0	158.0
Gastos directos de producción (Centavos de dólar por KWH generado o comprado)									
Generación hidráulica (ver Cuadro 6)	0.53	0.10	0.47	0.46	-	0.06	0.93	0.14	-
Generación a vapor (ver Cuadro 7)	1.11	-	5.00	-	1.22	-	-	2.17	1.06
Generación de combustión interna (ver Cuadro 8)	1.69	-	-	2.40	3.27	1.95	-	-	3.00
Total gastos directos de generación	0.92	0.10	0.55	1.51	1.33	0.21	0.93	0.20	1.07
Compras	5.54	9.35	1.51	-	-	-	0.93	1.09	-
Total gastos directos de producción	0.92	0.11	1.41	1.51	1.33	0.21	0.93	0.67	1.07
Gastos de explotación (Centavos por KWH suministrado)									
Gastos directos de producción	0.96	0.12	1.42	1.54	1.36	0.22	0.93	0.68	1.07
Gastos directos de transmisión	0.05	0.06	0.06	0.01	0.08	0.02	-	0.01	-
Administración y gastos generales	0.13	0.08	0.04	0.30	0.15	0.11	0.03	0.07	0.13
Total gastos directos de explotación	1.14	0.26	1.52	1.85	1.59	0.35	0.96	0.76	0.20
Depreciación	0.18	0.32	0.07	0.36	0.54	0.24	0.03	0.08	0.17
Impuestos	0.08	-	0.03	-	0.03	0.02	-	0.02	0.35
Total gastos de explotación	1.40	0.58	1.62	2.21	2.16	0.62	0.99	0.86	1.72
Ingreso neto de explotación (Centavos de dólar por KWH)									
	0.76	1.00	0.35	1.31	0.41 <u>a/</u>	0.49	0.02 <u>a/</u>	0.21	0.73
Total ingresos de explotación (Centavos de dólar por KWH suministrado a distribución)									
	2.16	1.58	1.97	3.52	2.57 <u>b/</u>	1.11	1.01 <u>b/</u>	1.07	2.45

a/ Intereses sobre deuda.b/ Ingreso de explotación requerido para cubrir hasta los intereses.

La CNFL, que compra al ICE a 1.09 centavos de dólar por KWH y genera el resto en sus centrales hidráulicas (la generación térmica es insignificante) tiene un gasto medio de 0.86 centavos por KWH entregado a distribución; con una rentabilidad de 6.9 por ciento sobre la inversión, que representa 0.21 centavos por KWH, resulta un costo de 1.07 centavos de dólar por KWH recibido en la red distribuidora.

Puede verse que el gasto de 0.58 centavos por KWH suministrado por la CEL (El Salvador) es el más bajo de todos, inferior aún al del sistema primario del ICE; pero la rentabilidad algo mayor (7.1 por ciento) sobre una inversión más elevada hace que el ingreso neto por KWH (1.00 centavo por KWH) sea el doble que en el ICE, de modo que el ingreso medio por KWH vendido resulta casi un 50 por ciento más elevado que en el sistema costarricense.

El costo más elevado lo tiene la ENEE (Honduras) con 3.52 centavos por KWH entregado a distribución, que es alrededor de 3.5 veces el que muestran las empresas costarricenses. En este alto costo influye el elevado gasto de 2.21 centavos por KWH y una rentabilidad de 18.3 por ciento sobre la inversión, que agrega 1.31 centavos de dólar por KWH.

Como puede verse, solamente el ingreso neto por KWH obtenido por la empresa de Honduras es ya superior al costo medio total de las 3 empresas costarricenses.

En las dos empresas distribuidoras particulares que se abastecen con sus propias centrales, con una alta proporción de generación térmica, como son la EEG (Guatemala) y la CPFL (Panamá), los costos medios por KWH entregado a distribución son muy similares, 2.16 y 2.45 centavos de dólar, respectivamente, y serían prácticamente iguales si ambas pagaran los mismos impuestos.

La ENLF (Nicaragua), que tuvo un déficit neto de explotación, es la que tiene el costo medio más alto en su sistema abastecedor primario después de la ENEE, con 2.57 centavos de dólar por KWH. En este valor influye fuertemente el alto gasto de explotación, 2.16 centavos por KWH, ocasionado por elevados gastos unitarios directos y de depreciación. En cuanto a la rentabilidad, debe advertirse que, al igual que en el sistema distribuidor del ICE, el costo calculado incluye sólo el monto de los intereses de la deuda correspondiente al sistema generación-transmisión, que representan 0.41 centavos de dólar por KWH.

/En consecuencia

En consecuencia el costo de 2.57 centavos por KWH así determinado no incluye rentabilidad sobre el patrimonio de esta empresa.

Si se elimina el factor rentabilidad, que varía de una empresa a otra, se deduce al compararlas que las empresas con generación hidroeléctrica tienen un gasto medio por KWH entregado a la distribución muy inferior al que tienen las de generación térmica. Son típicas a este respecto la CEL (El Salvador), con producción exclusivamente hidráulica, y la CPFL (Panamá), con producción exclusivamente térmica. Mientras en la primera el gasto medio por KWH fue alrededor de 0.6 centavos de dólar por KWH, en la compañía panameña llegó a cerca de 1.4 centavos por KWH, descontando impuestos (ya que la empresa salvadoreña no los tiene).

9. Costo de la energía suministrada a los consumidores

Establecido el costo de la energía entregada a los sistemas distribuidores, corresponde finalmente determinar el costo de la energía suministrada a los consumidores por las empresas que se dedican a la distribución.

En el caso de la ENLF (Nicaragua), que vende más del 20 por ciento de su producción a otras empresas eléctricas (ver cuadro 3), todos los gastos y cargos de la actividad distribuidora y comercial han de referirse a la energía suministrada únicamente a los consumidores finales de la empresa (en la ciudad de Managua y pequeña localidad de Nandaime. No se incluye Rivas, que tiene un servicio independiente).

Para establecer el costo de la energía recibida por el sistema distribuidor de la ENLF pueden seguirse diversos criterios; pero, a falta de mayores antecedentes se supondrá que dicho costo es igual al costo medio determinado para el sistema primario, que, como se ha visto, no incluye rentabilidad sobre el patrimonio de la empresa.^{3/} En las demás empresas distribuidoras que venden energía a otras empresas eléctricas, el monto de ésta es tan pequeño que se supondrá incluido en la venta a consumidores finales.

^{3/} El ingreso medio por venta de energía a las otras empresas eléctricas fue de 1.97 centavos de dólar por KWH, valor inferior al costo medio calculado (sin rentabilidad del patrimonio) de 2.57 centavos por KWH.

En el cuadro 15 se han determinado los componentes del costo del KWH suministrado al consumidor comenzando por el costo de la energía recibida por el sistema de distribución, como si ésta se hubiera adquirido en su totalidad de otra empresa abastecedora.

Partiendo de este valor, expresado en términos del KWH vendido, los de más gastos de explotación y el ingreso neto son los que corresponden exclusivamente a la actividad de distribución y venta de energía de cada empresa.

Al considerar en forma separada el negocio de distribución y venta, el costo de la energía recibida por la red distribuidora pasa a ser un gasto directo de explotación.

Como en la actividad primaria, el costo de la energía vendida por las empresas que tuvieron un déficit neto se calcula igual a los gastos de explotación más los intereses sobre deuda imputables a la función distribuidora y comercial, sin rentabilidad del capital propietario.

Para comenzar, se destaca el alto costo de la energía recibida por la ENEE (Honduras), que referida al punto de entrega al consumidor llega a 4.85 centavos de dólar por KWH. En este valor tiene gran influencia el elevado porcentaje de pérdidas de distribución, que alcanzó a un 27.5 por ciento. Por efecto de las pérdidas de distribución, el costo de 3.52 centavos por KWH en el punto de recepción (cuadro 14), que era ya el más alto observado, sube a 4.85 centavos de dólar por KWH suministrado al consumo, aumentando la disparidad con las demás empresas.

Los demás gastos de explotación en la ENEE, algo más altos que en las otras empresas, parecen, sin embargo, proporcionados al monto relativamente bajo de la energía suministrada. En cambio la rentabilidad, que es de 18.3 por ciento en esta empresa, representa 0.9 centavos de dólar dentro del precio medio final, que llega a 7.5 centavos de dólar por KWH.

En contraste con la ENEE, puede observarse que en la CNFL (Costa Rica) el costo de la energía recibida representa sólo 1.22 centavos de dólar por KWH vendido, que es la cuarta parte del que muestra la empresa hondureña. A este bajo costo se agregan los demás gastos unitarios de explotación que son los más bajos de todas las empresas. El hecho debe atribuirse al gran volumen de consumo; pero esta empresa, aún haciendo el ajuste correspondiente, muestra la mayor eficiencia económica en las operaciones de distribución y venta de energía.

A los bajos gastos de explotación se suma en la CNFL una rentabilidad muy inferior a la de las otras empresas distribuidoras particulares; representa apenas 0.14 centavos de dólar por KWH vendido y con ello el costo final, o ingreso por KWH, asciende a sólo 1.69 centavos de dólar.

El sistema distribuidor del ICE en la Zona Central de Costa Rica tiene un costo por energía recibida exactamente igual al de la CNFL. Agregando gastos de distribución, venta y depreciación —ligeramente superiores por unidad— y un ingreso neto justo para cubrir los intereses, resulta un costo final de 1.86 centavos de dólar por KWH vendido. Este costo, que no incluye rentabilidad sobre el patrimonio, es superior en 0.49 centavos al ingreso medio, de 1.37 centavos de dólar por KWH, efectivamente percibido. Puede verse que incluso los "gastos directos" de explotación del negocio de distribución y venta son en este sistema eléctrico superiores al precio medio de venta.

Expresados en esta forma los componentes del costo de la energía suministrada, se explican con suficiente claridad las notables diferencias que existen entre la empresa hondureña y las dos empresas costarricenses, que son representativas de la situación predominante en los respectivos países.

Un examen detallado de los cuadros 14 y 15 proporciona así la respuesta a la cuestión básica que ha motivado la presente investigación.

En la ENEE concurren los siguientes factores:

- 1° Alto costo de producción, ocasionado por un elevado gasto de generación dieseléctrica.
- 2° Pérdidas elevadas en el sistema de distribución (27.5 por ciento)
- 3° Rentabilidad muy alta de la inversión inmovilizada (18.3 por ciento, y
- 4° Baja utilización general de las instalaciones derivada de un escaso consumo medio de energía eléctrica.

Las dos empresas de Costa Rica, particularmente la CNFL, presentaron prácticamente una situación opuesta.

La estructura de los costos de las demás empresas, que se encuentran en una situación intermedia por lo que respecta al nivel de precios de la energía eléctrica, merece algunos comentarios.

En el negocio de distribución de la ENLF (Nicaragua) —para la ciudad de Managua y otra pequeña población— se calcula que el costo medio de la energía vendida, incluyendo intereses sobre deuda, pero sin rentabilidad del

Cuadro 15

COSTO DE LA ENERGIA SUMINISTRADA A CONSUMIDORES, 1959

	Guatemala EEG		El Salvador CAESS		Honduras ENEE		Nicaragua ENLF (Managua)		Costa Rica ICE Distribución Zona Central		Costa Rica CNFL		Panamá CPFL											
	Millones KWH	Por ciento	Millones KWH	Por ciento	Millones KWH	Por ciento	Millones KWH	Por ciento																
Energía suministrada a consumidores																								
Recibida por sistema de distribución	154.7	100.0	149.1	100.0	20.0	100.0	64.3	100.0	23.3	100.0	267.0	100.0	158.0	100.0										
Perdidas de distribución	15.7	10.2	17.7	11.9	5.5	27.5	12.1	18.8	4.0	17.2	32.9	12.3	16.2	10.3										
Total suministrado a consumidores	139.0	89.8	131.4	88.1	14.5	72.5	52.2	81.2	19.3	82.8	234.1	87.7	141.8	89.7										
	Ctvs. dolar por KWH vendido	Por ciento del Ingreso	Ctvs. dolar por KWH vendido	Por ciento del Ingreso	Ctvs. dolar por KWH vendido	Por ciento del Ingreso	Ctvs. dolar por KWH vendido	Por ciento del Ingreso																
Gastos de explotación	2.40	59.7	2.24	70.7	4.85	64.7	3.17	88.8	1.22	89.0	1.22	72.2	2.74	60.8										
Coste de la energía recibida																								
Gastos de distribución y venta																								
Distribución	0.39	9.7	0.18	5.7	0.79	10.5	0.43	12.0	0.32	23.4	0.09	5.3	0.27	5.9										
Consumidores	0.37	9.2	0.14	4.4											-	-	-	-	-	-	0.09	5.3	0.30	6.9
Promoción de ventas																								
Administración y gastos generales	0.23	5.7	0.15	4.7	0.77	10.3	0.35	9.8	0.08	5.8	0.08	4.7	0.27	5.9										
Total "Gastos directos" de explotación	3.39	84.3	2.74	86.4	6.41	85.5	4.25	119.0	1.71	124.8	1.48	87.5	3.66	81.3										
Depreciación	0.10	2.5	0.07	2.3	0.19	2.5	0.26	7.3	0.12	8.8	0.05	3.0	0.11	2.4										
Impuestos	0.06	1.5	0.03	0.9	-	-	0.02	0.6	-	-	0.02	1.2	0.26	5.7										
Total gastos de explotación	3.55	88.3	2.84	89.6	6.60	88.0	4.53	126.9	1.83	133.6	1.55	91.7	4.03	89.4										
Ingreso neto de explotación	0.47	11.7	0.33	10.4	0.90	12.0	0.07 a/	2.0	0.03 a/	2.2	0.14	8.3	0.47	10.6										
Total Ingresos de explotación - costo de la energía suministrada	4.02	100.0	3.17	100.0	7.50	100.0	4.60 a/	128.9	1.86 a/	135.8	1.69	100.0	4.50	100.0										
a/ Empresas con déficit de explotación																								
Ingresos efectivos de explotación							3.57	100.0	1.37	100.0														
Déficit neto de explotación (sin rentabilidad del patrimonio)							1.03	28.9	0.49	35.8														

/capital

capital propietario, llega a 4.6 centavos de dólar por KWH, que es 1.03 centavos superior al ingreso medio de 3.57 centavos de dólar.

El costo relativamente elevado en esta empresa se debe fundamentalmente al bajo volumen de producción con respecto a las inversiones y gastos fijos que éstas representan en el sistema generación-transmisión. De ahí que el costo de la energía recibida por la red distribuidora, incluyendo sólo intereses, se eleve a 3.17 centavos de dólar por KWH vendido al consumidor, que es el más alto después de la ENEE.

Las empresas eléctricas nicaragüenses que adquieren energía del sistema primario de la ENLF, a un precio medio de 1.97 centavos de dólar por KWH, tampoco alcanzan a pagar el costo (sin rentabilidad patrimonial) de la energía entregada en las subestaciones del sistema de transmisión, que se calcula en este trabajo en 2.57 centavos de dólar por KWH.

Las otras tres empresas comparadas en el cuadro 15 son la EEG (Guatemala), la CAESS (El Salvador) y la CPFL (Panamá), todas de propiedad particular y de características parecidas en cuanto al monto de la energía vendida, número de consumidores y pérdidas de distribución.

En términos del KWH vendido, el costo de la energía recibida para distribución difiere poco y, aparentemente, guarda relación con las características de generación de cada empresa. El costo más alto —2.74 centavos por KWH vendido— corresponde a la compañía panameña, con generación exclusivamente térmica, y el más bajo —2.24 centavos por KWH— a la compañía salvadoreña, con energía de origen hidráulico.

Al comparar los demás gastos de explotación de estas empresas se observa que todos son mucho mayores, por KWH vendido, en la EEG (Guatemala) y en la CPFL (Panamá) que en la CAESS (El Salvador).

Si se comparan solamente los gastos directos de distribución, de venta y de administración puede verse que tanto en la EEG como en la CPFL son casi el doble que en la empresa salvadoreña, a pesar de tener casi todas un volumen parecido de consumo.

El componente de depreciación (de las obras de distribución) es muy semejante en las tres empresas; pero por concepto de impuestos, la compañía panameña tiene un cargo unitario varias veces superior al de las otras dos empresas.

/Por último,

Por último, la rentabilidad de la inversión inmovilizada, que es del mismo orden en las tres empresas (entre 10 y 11 por ciento), tiene mayor influencia en el costo del KWH suministrado en la EEG y en la CPFL que en la CAESS, debido a la menor inversión registrada por ésta en su sistema de distribución.

En resumen, en la compañía salvadoreña resulta un costo medio por KWH de 3.17 centavos de dólar (1.33 centavos más bajo que en la compañía panameña y 0.85 centavos menor que en la compañía de Guatemala).

10. Resumen y conclusiones

1. Si se considera que el nivel de precio 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, lo primero que corresponde establecer es el monto de cada uno de estos componentes.
2. De acuerdo con este criterio, según los resultados de 1959, los casos típicos extremos de Honduras y de Costa Rica aparecen como sigue:

	<u>Gastos de explotación</u>	<u>Ingreso neto (Rentabilidad de inversión)</u>	<u>Precio medio</u>
	Centavos de dólar por KWH suministrado		
Honduras - ENEE (Tegucigalpa)	4.80	2.70	7.50
Costa Rica - Promedio CNFL e ICE (San José y zona central)	1.36	0.31	1.67

3. El elevado gasto unitario de explotación de la empresa hondureña radica fundamentalmente en el alto gasto de producción y en las excesivas pérdidas de distribución del sistema (28.5 por ciento).

A su vez, el alto gasto de producción proviene de una elevada proporción de generación diésel eléctrica con consumo de combustible de precio relativamente alto (6.35 centavos de dólar por Kg).

4. En las dos empresas costarricenses analizadas, por otra parte, el bajo gasto unitario de explotación, que es menos de la tercera parte del de Honduras, está determinado principalmente por los bajos gastos de producción, con generación o compra de energía predominantemente de origen hidráulico. A esto se agrega la circunstancia favorable de una alta utilización de las instalaciones de abastecimiento, derivada del elevado consumo medio de energía de los abonados.
5. En cuanto a la rentabilidad de las inversiones, hay diferencias apreciables entre las diversas empresas, que influyen en forma significativa en el nivel medio de precios. En la ENEE (Honduras), la rentabilidad de 18.3 por

/ciento, que

ciento, que es muy superior a la del resto de las empresas, representa 2.7 centavos de dólar por KWH suministrado.

En comparación con la empresa hondureña, el conjunto de las dos empresas de Costa Rica obtuvo una rentabilidad media general de 6 por ciento, que representa sólo 0.31 centavos de dólar por KWH vendido.

6. Si se considera aisladamente el sistema distribuidor del ICE en la zona central de Costa Rica, que es el de más bajo ingreso medio por KWH (1.37 centavos de dólar), se comprueba que la rentabilidad de la inversión es negativa, y que para cubrir apenas los gastos de explotación y los intereses sobre la deuda, sin considerar rentabilidad del patrimonio, el precio medio de venta tendría que alzarse en un 35 por ciento.

La CNFL de Costa Rica, con un ingreso medio de 1.69 centavos de dólar por KWH tuvo una rentabilidad de 6.9 por ciento sobre su inversión inmovilizada. Por comparación, las otras tres empresas de propiedad privada incluidas en el análisis, en Guatemala, El Salvador y Panamá, obtuvieron una rentabilidad de alrededor de 10 por ciento.

7. La ENLF de Nicaragua, con gastos unitarios de explotación relativamente elevados, aunque inferiores a los de la ENEE de Honduras, tampoco tuvo ingresos suficientes para cubrir sus gastos, menos aún los intereses de una fuerte deuda. Esta situación debe considerarse excepcional, por tratarse de un primer año de operación del nuevo sistema abastecedor, que quintuplicó la inversión total de la empresa y, en consecuencia, aumentó los cargos fijos en proporción mucho mayor que el incremento en la energía suministrada.
8. Para fines comparativos entre empresas que son sólo productoras con empresas que tienen además actividades de distribución, se han determinado tanto los gastos de explotación como los costos (con la respectiva rentabilidad) de la energía entregada a las redes de distribución.

Se establece que en la etapa de abastecimiento primario de energía (generación, transmisión y compra), las empresas con generación hidráulica tienen gastos bastante más bajos que las empresas con generación térmica.

En cuanto al costo de la energía hidroeléctrica entregada a distribución, aún ajustándolo para una rentabilidad equivalente a la de los sistemas con generación térmica, resulta por lo menos un 25 a 30 por ciento inferior al de estos últimos.

/9. Si dentro

9. Si dentro de la actividad de producción y transmisión se comparan sólo los gastos unitarios de explotación, eliminando por tanto el factor rentabilidad, se encuentra que las cifras más bajas corresponden a los sistemas estatales de la CEL (El Salvador) y del ICE - Sistema Primario (Costa Rica), ambos con un gasto de alrededor de 0,6 centavos de dólar por KWH entregado a la red distribuidora.

La producción de la CEL fue un 100 por ciento y la del ICE un 92 por ciento de origen hidráulico.

Por otra parte, los gastos unitarios más altos en la etapa de abastecimiento primario corresponden a los sistemas estatales de Honduras (ENEE) y de Nicaragua (ENLF), ambos con alrededor de 2,2 centavos de dólar por KWH entregado a la distribución.

La producción de la ENEE fue un 54 por ciento y la de la ENLF un 100 por ciento de origen térmico.

10. Si se considera el costo total de la energía suministrada a los consumidores como formado por el costo (incluida rentabilidad) de producción y transmisión, por una parte, y de distribución y venta por la otra, se comprueba que, con excepción de las dos empresas que no alcanzaron a cubrir sus gastos de explotación, la actividad de distribución y venta representa entre un 30 y un 40 por ciento del costo total.
11. Analizados los costos desde ese punto de vista, aparece claramente la diferencia que existe entre la ENEE (Honduras), y la CNFL (Costa Rica), en la siguiente forma:

COSTO (INCLUIDA RENTABILIDAD) POR KWH SUMINISTRADO AL CONSUMO
 (Centavos de dólar por KWH)

	<u>Producción y transmisión</u>	<u>Distribución y venta</u>	<u>Total</u>
ENEE (Honduras)	4.85	2.65	7.50
CNFL (Costa Rica)	1.22	0.47	1.69

El alto costo de la energía producida en la ENEE (3,52 centavos de dólar por KWH), que incluye una rentabilidad de 18,3 por ciento sobre la inversión, sube fuertemente (a 4,85 centavos por KWH) cuando se refiere al

punto de entrega al consumidor, como consecuencia de las elevadas pérdidas de distribución (28.5 por ciento).

12. La comparación anterior demuestra cómo una diferencia que puede ser de poca magnitud en los gastos directos de producción se va amplificando por efecto de la superposición de un bajo factor de planta, de una elevada rentabilidad y de pérdidas considerables de distribución, circunstancias que concurren en el caso de la empresa hondureña.

13. Al determinar los gastos de explotación en la actividad de distribución y venta de energía, se encuentra que, como consecuencia de un consumo medio más bajo y de una probable menor densidad de consumidores en las zonas servidas, los gastos unitarios más altos corresponden a los sistemas de la ENEE (Honduras) y de la ENLF (Nicaragua), con un promedio de alrededor de 1.5 centavos de dólar por KWH suministrada.

La CNLF (Costa Rica) con el más alto consumo medio por consumidor, tiene los gastos unitarios más bajos de distribución y venta (0.33 centavos por KWH), junto con la CAESS (El Salvador) y el ICE - zona central (Costa Rica), ambos con alrededor de 0.6 centavos de dólar por KWH.

14. Llama la atención la diferencia que se observa en los gastos unitarios de distribución y venta de energía entre los sistemas de la CAESS (El Salvador) y la EEG (Guatemala). Los gastos por KWH vendidos de esta última son casi el doble de los de la empresa salvadoreña, aun cuando el volumen de venta y el consumo medio son de magnitud parecida.

15. Al comparar los gastos de explotación y los costos de la energía en las diferentes empresas, hay que considerar la influencia de los impuestos.

Aun cuando en general los impuestos pagados por las empresas eléctricas analizadas son de muy poca monta o no existen, en el caso de la CPFL (Panamá) llegan a representar un 14.5 por ciento del costo final de la energía suministrada, que es de 4.5 centavos de dólar por KWH.

Si la empresa panameña pagara un impuesto equivalente al de la EEG (Guatemala), donde representa un 3.8 por ciento del ingreso, el precio medio de venta de ambas empresas sería prácticamente igual, alrededor de 4.0 centavos de dólar por KWH.

/16. Los resultados

16. Los resultados del presente estudio se basan en la información estadística y contable suministrada por las empresas. Ellos adolecen, necesariamente, de ciertas limitaciones, que provienen de falta de homogeneidad de algunos conceptos y de uniformidad en los procedimientos de contabilización empleadas por las diferentes empresas, lo que impide realizar un análisis más detallado.

La adopción por parte de la industria eléctrica de servicio público en Centroamérica y Panamá de sistemas adecuados y uniformes de estadística y de cuentas, tal como lo ha recomendado el Subcomité Centroamericano de Electrificación, contribuirá a facilitar investigaciones más completas en este campo y dará mayor validez a las conclusiones que se alcancen.

17. La relación entre la estructura de los costos y la de las tarifas vigentes, así como un examen comparativo de estas últimas, se tratarán en un apéndice al presente trabajo, que se publicará más adelante.