

NACIONES UNIDAS



CONSEJO  
ECONOMICO  
Y SOCIAL



LIMITADO  
ST/ECLA/CONF.7/L/2.2  
27 de marzo de 1961

ORIGINAL: ESPAÑOL

SEMINARIO LATINOAMERICANO SOBRE ENERGIA ELECTRICA

Auspiciado por la Comisión Económica para América Latina, la Dirección de Operaciones de Asistencia Técnica y la Subdirección de Recursos y Economía de los Transportes de las Naciones Unidas, conjuntamente con el Gobierno de los Estados Unidos Mexicanos

México, 31 de julio a 12 de agosto de 1961

CATALOGADO

COORDINACION DE PROGRAMAS DE ELECTRIFICACION EN CENTROAMERICA.  
ANALISIS ESPECIAL PARA HONDURAS Y EL SALVADOR

por Eugenio Salazar

NOTA: Este informe fue presentado también a la Segunda Reunión del Subcomité de Electrificación del Comité de Cooperación Económica del Istmo Centroamericano (Doc. E/CN.12/CCE/SC.9/7)

COORDINACION DE PROGRAMAS DE ELECTRIFICACION EN CENTROAMERICA

COORDINACION DE PROGRAMAS DE ELECTRIFICACION EN CENTROAMERICA

Proyectos de carácter internacional

Con las obras realizadas en los últimos años y las que se hallan actualmente en ejecución o prontas a iniciarse, la electrificación en Centroamérica está alcanzando en 1960 los objetivos de más urgente prioridad.

Se ha logrado, o se logrará a corto plazo en el caso de Honduras, asegurar un abastecimiento adecuado de energía eléctrica a las áreas económicamente más desarrolladas y de mayor densidad de población de cada país.<sup>1/</sup>

Cumplida en general esta primera etapa, la tarea de planeación a largo plazo en cada país se propone dos finalidades primordiales:

a) Mantener el abastecimiento normal y oportuno frente al crecimiento de las demandas de energía eléctrica en las regiones ya servidas.

b) Ampliar el suministro de energía eléctrica a las regiones o sectores de población cuyo desarrollo se desee estimular o mejorar, sea mediante la extensión de las instalaciones existentes o a través de sistemas eléctricos locales. Cuando las demandas lo justifiquen, estos sistemas locales independientes se irán integrando a los sistemas centrales de transmisión.

De acuerdo con las tendencias observadas y con los programas formulados en los diversos países, en los próximos 12 años se requerirá instalar en Centroamérica (sin incluir a Panamá) una capacidad generadora adicional de más de 470 000 KW. Ello representa una inversión en obras de generación, transmisión e instalaciones anexas de los sistemas primarios que se estima en unos 190 millones de dólares.

<sup>1/</sup> Guatemala constituye la excepción, ya que, aparte de la zona de la capital y sus alrededores, que cuentan con un abastecimiento normal, no se ha realizado obra alguna de importancia ni se ha formulado hasta el momento un programa adecuado para superar el déficit apreciable de energía eléctrica que afecta a gran parte de la región central del país.

Teniendo en cuenta la importancia de las obras necesarias por realizar en los próximos años, el monto de inversiones requeridas y el efecto que dichas obras han de tener en el desarrollo futuro de la electrificación del Istmo, parece llegado el momento de examinar en conjunto los diversos programas nacionales y de considerarlos dentro de una perspectiva regional centroamericana.

Un análisis de esta especie podría conducir a una planeación a largo plazo en la que el conjunto de los recursos de energía de los diversos países se combinara en forma armónica para lograr un desarrollo coordinado de resultados más eficientes y una economía apreciable en las inversiones y en los costos del suministro.

El crecimiento normal de las instalaciones de abastecimiento primario de cada país llevará necesariamente, dentro de algunos años, a la interconexión gradual de los sistemas eléctricos centroamericanos dentro de un área geográfica cuyos centros de carga extremos (San José y Guatemala) no llegan a distar 1 000 Km.

Sería de lamentar, sin embargo, que por carecer de una visión de conjunto del problema eléctrico centroamericano, el proceso se realizará de manera improvisada, con desperdicio de los limitados recursos de capital de que se dispone y con un aprovechamiento inapropiado de los recursos naturales disponibles.

Los dos objetivos principales de la planeación eléctrica a escala nacional que se han señalado podrían lograrse en algunos casos más económica y racionalmente y acelerando el proceso de electrificación, en otros, si en la etapa actual de desarrollo se formula y analiza el problema a escala regional, prescindiendo de fronteras administrativas.

En la primera reunión del Subcomité Centroamericano de Electrificación, celebrada en 1959, las delegaciones de Costa Rica y El Salvador pusieron de manifiesto las ventajas de una planeación regional, señalaron casos específicos de proyectos que beneficiarían a dos o más países vecinos, y aconsejaron llevar / a cabo

a cabo sin dilación una investigación detallada al respecto, de plena actualidad.

En general, resumiendo las ideas expuestas por las delegaciones mencionadas, al abordar un planeamiento eléctrico a largo plazo a escala regional tendrían que considerarse las circunstancias siguientes que se presentan o habrán de presentarse con frecuencia, en distintas épocas o zonas geográficas dentro del área conjunta:

1) Aprovechamiento común, para fines de generación eléctrica y otros usos (riesgo, control de inundaciones, abastecimiento de agua a poblaciones, etc.) de recursos hidráulicos que pertenecen a dos o más países vecinos.

Según la magnitud que tuvieran en definitiva, estas explotaciones internacionales podrían servir para el abastecimiento eléctrico local de alguna región fronteriza común a los países o para el suministro de energía en gran escala a los centros principales de consumo mediante la interconexión con los sistemas eléctricos primarios de los países interesados.

2) Aprovechamiento de recursos hidroeléctricos económicamente atractivos, pero demasiado amplios para las necesidades inmediatas de un país. El desarrollo anticipado de estos proyectos de cierta magnitud podría justificarse para abastecer, mediante la transmisión de energía en alta tensión, los centros de carga de países vecinos, cuando las soluciones alternativas en estos últimos fueran de mayor costo, de utilización inadecuada o de complicada ejecución.

En este caso un país actúa como exportador de energía a los mercados-vecinos, mientras no puede consumir toda su producción; entretanto, el país exportador tiene la oportunidad de intensificar el desarrollo de mercados adicionales de energía eléctrica, dentro de su propio territorio, haciendo ofertas de energía a precios más bajos, gracias a la ejecución anticipada de obras que de otro modo no se habrían justificado económicamente.

/3) Aprovechamiento,

3) Aprovechamiento, mediante la interconexión de los sistemas eléctricos primarios, de la diversidad y diferencias existentes entre países vecinos en cuanto a naturaleza del consumo (energía y potencia), a las condiciones hidrológicas y climáticas, y a las características de las obras de generación (centrales térmicas, hidráulicas con embalse, de pasada, etc.)

En este caso, a diferencia del anterior el flujo de energía y de potencia entre países se realiza alternativamente, en uno u otro sentido, según el período diario, semanal o estacional considerado. La interconexión da lugar a un intercambio de energía y potencia, en diversas combinaciones cuantitativas, para lograr el óptimo aprovechamiento de las instalaciones interconectadas, con economía en la capacidad total y de reserva requeridas y en los gastos correspondientes de capital y de explotación.

4) Abastecimiento de mercados de energía existentes o potenciales en zonas colindantes de dos o más países, cuya magnitud y alejamiento de los sistemas eléctricos primarios no justifiquen la extensión de éstos.

Se trata aquí del aprovechamiento de recursos que no son de propiedad común, como en el primer caso mencionado antes, sino del desarrollo de sistemas eléctricos de carácter local, normalmente alimentados por centrales generadoras de mediana capacidad, ubicadas o por instalarse en uno de los países considerados.

La ejecución de estos proyectos de tipo local-internacional facilitaría el alcance del segundo objetivo señalado para la planeación interna de cada país, esto es, la ampliación del abastecimiento de energía eléctrica a las zonas alejadas de los principales centros productores y de consumo.

La clasificación anterior, hecha principalmente desde el punto de vista del origen del abastecimiento eléctrico admite, como es natural, diversas variantes y combinaciones.

/Así por

Así por ejemplo, el desarrollo de un recurso internacional de cierta importancia, caso 1, que sólo pudiera ser utilizado, inicialmente al menos, por uno de los países propietarios, tiene mucha semejanza con el caso 2, en el que un país ejecuta o facilita la ejecución en su territorio de obras destinadas a servir un mercado exterior.

Del mismo modo, la interconexión de dos sistemas destinada originalmente al transporte y venta de energía de un país a otro (caso 2) puede convertirse al crecer la demanda en el país proveedor en un elemento de intercambio o de complementación mutua de energía y potencia (caso 3), con un desarrollo ulterior combinado de las instalaciones de ambos países.

Por último, es posible que convenga abastecer el mercado de una zona limítrofe de dos o más países mediante la extensión de las líneas de transmisión del sistema primario de uno de ellos, con ventaja sobre la solución de un desarrollo de tipo local como el que se describe en el caso 4.

Todas las situaciones expuestas, que interesan a dos o más países vecinos, se presentarán prácticamente, al abordar una planeación eléctrica en escala regional centroamericana. Muchas de ellas se ofrecerán como alternativas de solución, que tendrían que compararse al estudiar los casos específicos.

En una perspectiva del desarrollo eléctrico de Centroamérica para los próximos 10 a 15 años se tienen que contemplar desde luego diversas posibilidades de proyectos de carácter internacional que resultan ventajosos con respecto a soluciones restringidas o de alto costo relativo que pudieran formular aisladamente algunos países dentro de sus programas nacionales de electrificación.

Entre los proyectos de carácter regional-internacional que participan de las características descritas y cuyo estudio se considera de actualidad, pueden mencionarse los siguientes:

/1. Coordinación

1. Coordinación de los programas de electrificación de Honduras y de El Salvador, mediante la interconexión de los sistemas eléctricos primarios de ambos países.

Honduras deberá iniciar en breve plazo la construcción de la primera central del desarrollo hidroeléctrico Yojoa-Río Lindo y de un sistema de transmisión que abarcará desde la costa noroeste hasta la zona de Tegucigalpa, con una capacidad generadora instalada que eventualmente llegará a unos 160 MW. De acuerdo con el crecimiento previsto de la demanda, esta capacidad bastaría para cubrir las necesidades del país (en la región considerada) durante los próximos 20 años. Aunque el proyecto de Honduras parece muy económico en su desarrollo ulterior (inversión unitaria inferior a 300 dólares por KW, incluyendo transmisión, según estimación de Harza Engineering), en la etapa inicial el costo de las obras y los consiguientes cargos de capital resultarán relativamente elevados.

Por otra parte, el desarrollo eléctrico de El Salvador (sistema nacional interconectado que cubre todo el territorio del país) requerirá en promedio durante los próximos 12 años un incremento de la capacidad generadora de unos 12 MW por año.

Dadas las características hidrológicas y topográficas de la cuenca del río Lempa, único recurso hidroeléctrico de importancia con que cuenta prácticamente el país, el costo de las obras necesarias para atender un crecimiento como el indicado resulta en general bastante elevado (alrededor de 480 dólares por KW, incluyendo obras accesorias de transmisión, según Harza Engineering).

Es posible que las investigaciones que se están realizando actualmente en El Salvador proporcionen soluciones más económicas en cuanto a inversiones unitarias, pero, en cualquier caso, tendrían que ser de tal magnitud, con una regulación adecuada del caudal del río, que su ejecución sólo se justificaría en una etapa más avanzada.

/La interconexión

La interconexión y el desarrollo combinado de los sistemas eléctricos de Honduras (ENEE) y de El Salvador (CEL) requeriría adelantar la construcción de las centrales generadoras de la zona Yojoa-Río Lindo (Honduras), y aplazar al mismo tiempo la ejecución de las obras de mayor costo en el río Lempa.

La capacidad generadora necesaria en el sistema interconectado sería normalmente menor que la suma de las capacidades por instalar en los desarrollos independientes de ambos países (incluso sin considerar una posible diversidad de las demandas respectivas). Además, el costo unitario medio en el sistema interconectado, referido al KW de capacidad generadora, resultaría bastante más bajo. Habría, en consecuencia, una apreciable economía en las inversiones y en los correspondientes gastos de capital.

La operación del sistema interconectado aprovecharía la amplia capacidad de regulación del lago Yojoa en Honduras para cubrir durante la estación seca los déficit de energía que ocurrieran en el sistema salvadoreño, cuya capacidad de regulación es limitada. A la inversa, durante la estación lluviosa, El Salvador suministraría energía excedente a Honduras para economizar agua en el lago Yojoa y almacenar en él mayor energía para atender las demandas del sistema interconectado durante la estación seca.

## 2. Desarrollo eléctrico de la zona limítrofe de Panamá y Costa Rica

Se trata de un proyecto de electrificación local para el abastecimiento de un área común a dos países: el sector occidental de la Provincia de Chiriquí, en Panamá, y la región de Golfito, en Costa Rica.

La zona considerada comprende una faja adyacente a la costa del Pacífico, de una anchura media de unos 40 Km por más de 100 Km de longitud, con la carretera interamericana como eje.

Además de las importantes plantaciones bananeras que existen en los dos países, esta zona comprende terrenos de gran producción agrícola, que adquirirán mayor auge con la apertura de la carretera. Vive en ella una población de cerca de 200 000 habitantes.

/De acuerdo

De acuerdo con las informaciones disponibles, en el sector occidental de la Provincia de Chiriquí existen recursos hidroeléctricos de mediana magnitud y desarrollo económico, que sólo se utilizan en la actualidad para el abastecimiento de la ciudad de David y otros pueblos de la provincia, existiendo un proyecto de extensión a la zona bananera en territorio panameño (Chiriquí Land Co.)

La demanda de energía en la zona limítrofe de Costa Rica no parece justificar por ahora la extensión de las líneas del sistema central de transmisión de este país, pero la zona representa en cambio un mercado que, incluyendo las plantaciones bananeras y otras actividades agrícolas de la United Fruit Co., abastecidas en la actualidad por centrales diesel-eléctricas, puede resultar interesante para el desarrollo de un sistema eléctrico local integrado por los sectores vecinos de ambos países.

Considerada este área internacional como una sola unidad económica, para no duplicar instalaciones e inversiones, sería conveniente estudiar su abastecimiento de energía eléctrica con un criterio de conjunto, sea mediante la ampliación de las obras de generación en territorio panameño o procediendo a la construcción de una central hidroeléctrica en el sector costarricense interconectada con aquella.

Al ampliar el mercado de energía a una zona más extensa se justificaría la construcción de obras de generación y transmisión de mayor capacidad, - menor costo unitario y mejor utilización que no se concebirían para atender exclusivamente las necesidades más reducidas de los sectores aislados de ambos países.

Una investigación detallada de este problema podría demostrar la factibilidad de un desarrollo local-internacional, con instalaciones de propiedad particular, estatal o mixta en los respectivos países, que contribuiría a estimular y difundir el uso de la energía eléctrica y, por consiguiente, a mejorar la condición económica de una extensa y valiosa región agrícola de Centroamérica.

### 3. Abastecimiento de Puerto Barrios y región noreste de Guatemala

De acuerdo con los planes de fomento económico del gobierno de Guatemala, la zona de Puerto Barrios, Puerto Matías de Gálvez y localidades vecinas en la región noreste del país, deberá adquirir en el futuro gran importancia comercial e industrial. Para ello es indispensable disponer de un amplio abastecimiento de energía eléctrica a precios adecuados.

En la actualidad, el servicio eléctrico en esta zona se halla muy restringido por causa de la escasa capacidad de las instalaciones de suministro y de las elevadas tarifas de venta.

Los recursos hidroeléctricos investigados hasta el presente dentro del área (proyecto de Río Bobos) parecen limitados frente a la demanda de energía que el mercado podría requerir al impulsarse su desarrollo. Por otra parte, la distancia a que se encuentra la zona de los sistemas eléctricos existentes, que se hallan en la vertiente del Pacífico y en la región central del país, no justifica de momento la transmisión de energía desde dichos sistemas.

Con un conocimiento más completo de las necesidades a mediano y largo plazo de la región, podrían estudiarse diversas soluciones alternativas para su abastecimiento, con vistas a la formulación de un programa de desarrollo eléctrico de carácter local.

Entre las alternativas tendría que considerarse la posibilidad de abastecimiento recurriendo a la extensión de las líneas del futuro sistema central de transmisión de Honduras, desde San Pedro Sula. La distancia de San Pedro Sula a Puerto Barrios, unos 65 Km en línea recta, podría justificar la construcción de una línea de transmisión para una carga de 5 a 10 MW en la región guatemalteca. Una solución como la indicada no podría aplicarse en todo caso antes de 1964, año en el que se estima que podrá entrar en servicio el sistema hidroeléctrico Yojoa-Río Lindo de Honduras. Por consiguiente, para que la solución resultara factible se requeriría obtener cierta sincronización entre las demandas del mercado de Guatemala y las disponibilidades del sistema hondureño.

/ Si esta

Si esta alternativa resultara conveniente, sería una razón más para justificar un adelanto en el desarrollo del sistema hidroeléctrico Yojoa-Río Lindo, aparte de las ventajas que reportaría su interconexión con el sistema central de transmisión de El Salvador, comentadas anteriormente.

4. Además de los proyectos de carácter internacional mencionados, que tendrían prioridad en un estudio de la región centroamericana, se vislumbra para el futuro la posibilidad de una interconexión de Nicaragua con los sistemas eléctricos de Honduras y El Salvador. Se lograría con ello producir un desplazamiento de energía firme o regulada de Nicaragua (sistema Tuma-Viejo-Matagalpa y central térmica de Managua) a Honduras y de ésta a El Salvador, país que devolvería al sistema interconectado común los excedentes de energía generada durante la estación de las lluvias en centrales de pasada (sin embalse) en el río Lempa.

Del mismo modo, el desarrollo eléctrico de El Salvador puede aconsejar en un futuro no lejano la interconexión de sus sistema de transmisión con el de la Empresa Eléctrica de Guatemala, que cuenta con una alta proporción de capacidad generadora térmica y se complementaría muy bien, por lo tanto, con el régimen hidrológico de las centrales de El Salvador.

Es probable que si se demuestra la factibilidad de las ideas expuestas, dentro de un período no mayor de 12 a 15 años gran parte de la región centroamericana, desde el suroriente de Nicaragua hasta la zona occidental de Guatemala, quede cubierta por un sistema eléctrico interconectado, que operaría según programas definidos de movimientos de energía entre países y sistemas y permitiría obtener la utilización más eficiente de las instalaciones y la mayor economía de su explotación conjunta.

El desarrollo ulterior de la electrificación dentro de esta zona interconectada podría, así, planearse en forma coordinada, tomando en cuenta las necesidades de la región, las de cada uno de los países, y las fuentes de abastecimiento aprovechables que mejor pudieran llenar dichas necesidades, tanto desde el punto de vista técnico como desde el económico.

DESARROLLO ELECTRICO DE CENTROAMERICA  
 ESTIMACION DE CAPACIDAD GENERADORA REQUERIDA E INVERSIONES  
 CORRESPONDIENTES A OBRAS E INSTALACIONES DE ELECTRIFICACION  
 PRIMARIA 1961-1972

País		Capacidad genera- dora requerida (KW)	Inversión estimada (Millones de dólares)
HONDURAS	(Programa Harza Eng.) ENEE	72 000	22.3
EL SALVADOR	(Programa Harza Eng.) CEL	150 000	72.0
GUATEMALA	(Estimación mínima para todo el país)	100 000	40.0
NICARAGUA	(Programa Electro Consult) ENLF	50 000	18.5
COSTA RICA	(Programa ICE hasta 1968 y proyección estimada hasta 1972) ICE	100 000	38.0
	Total estimado	472.000	190.8

Al formular proyectos de carácter internacional como los descritos, además de la justificación económica necesaria, tendrían que considerarse en cada caso los problemas de financiamiento de las obras y las modalidades que convendría especificar en los convenios de suministro o de intercambio de energía entre los diversos países.

En la Primera Reunión del Subcomité Centroamericano de Electrificación, la delegación de Costa Rica <sup>2/</sup> planteó con respecto a estos problemas ciertos principios generales que podrían servir de orientación en el estudio de casos específicos.

La presente exposición, que en gran parte repite o resume lo que en el seno de los organismos de electrificación de Centroamérica se ha venido considerando con creciente atención en los últimos años, tiene por objeto señalar la necesidad de iniciar formalmente un estudio de coordinación de los programas nacionales de desarrollo eléctrico en Centroamérica.

Parece difícil en las circunstancias actuales constituir a muy corto plazo un comité técnico internacional, formado por representantes de los diversos países, que se responsabilice de esta labor. Tal vez fuera de recomendar por ello que los gobiernos centroamericanos solicitaran de las Naciones Unidas el envío de una misión para que se encargara de realizar, con la colaboración de los institutos de electrificación de los diferentes países, el estudio propuesto y de formular las recomendaciones pertinentes.

2/ Instituto Costarricense de Electricidad, Aprovechamiento combinado de proyectos de carácter internacional (Doc. CCE/SC.5/I/LT/10)

DESARROLLO ELECTRICO COMBINADO DE HONDURAS Y EL SALVADOR

## DESARROLLO ELECTRICO COMBINADO DE HONDURAS Y EL SALVADOR

1. El plan de electrificación de Honduras, que deberá llevar a cabo la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), consulta, en lo que respecta a obras de abastecimiento primario (generación y transmisión), la instalación de 72.5 MW de capacidad generadora en el período de 1961 a 1972.
2. De la potencia total por instalar, 2.5 MW corresponden a la ampliación, actualmente en proceso, de la central diésel-eléctrica de Tegucigalpa (La Leona), y 70 MW a las dos primeras centrales del desarrollo hidroeléctrico Yojoa-Río Lindo. (Centrales Cañaveral y San Buenaventura).
3. El sistema de transmisión programado, con líneas de 138 KV y 69 KV, interconectará las centrales hidroeléctricas de Yojoa-Río Lindo con las centrales de la ENEE en Tegucigalpa, y se extenderá a la región Norte-Atlántico para suministrar energía a importantes consumidores industriales (plantaciones bananeras, cemento, minas) y a empresas eléctricas de servicio público.
4. Con un crecimiento anual estimado entre un 10 y un 12 por ciento, según el año, desde la puesta en servicio del sistema Yojoa-Río Lindo, se calcula que hacia 1972 la demanda máxima en centrales alcanzaría a unos 53 MW con una generación requerida de 234 millones de KWH.
5. Las inversiones en obras de generación y transmisión (la ENEE es además distribuidora en Tegucigalpa) por ejecutar en el período de 12 años indicado, se calculan en unos 22.3 millones de dólares, que representan un costo medio de 308 dólares por KW instalado. Aproximadamente un 25 por ciento de la inversión total del período corresponde a obras de transmisión.
6. De acuerdo con el programa formulado y considerando sólo el sistema abastecedor primario de la ENEE (excluidas las actividades de distribución), se ha determinado el ingreso medio por KWH vendido tanto a los grandes consumidores industriales y a otras empresas eléctricas como al propio servicio de distribución de la ENEE.

En los primeros años, antes de la puesta en servicio del sistema hidroeléctrico Yojoa-Río Lindo, se estima que el ingreso medio por KWH (suministrado a la red distribuidora de Tegucigalpa) se mantendrá en unos 3.5 centavos de dólar por KWH. En el período subsiguiente, con la incorporación de los consumos de la zona Norte-Atlántico, el ingreso medio general descendería a 2.2 centavos

/por KWH y

por KWH y disminuiría en los últimos años a 1.4 centavos por KWH, mediante sucesivas rebajas de tarifas.

7. La proyección de los resultados de explotación del sistema primario de la ENEE indica que con los ingresos medios previstos la empresa tendría una rentabilidad de 20 a 25 por ciento sobre sus inversiones durante los primeros años, hasta la puesta en servicio del sistema Yojoa-Río Lindo. En el período subsiguiente la rentabilidad anual fluctuaría entre un 9 y un 10.5 por ciento.

8. El plan de desarrollo eléctrico para El Salvador en el período de 1961 a 1972 contempla un programa de obras de abastecimiento primario que deberá realizar la Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Lempa (CEL) para hacer frente a los incrementos de consumo del país, estimados en promedio entre un 12 y un 13 por ciento acumulativo anual.

9. Se calcula que hacia 1972 la demanda en el sistema primario de la CEL llegará a unos 190 000 KW con una generación neta requerida de unos 830 millones de KWH.

10. De acuerdo con el programa de obras previsto, la capacidad generadora instalada de la CEL, que en 1960 era de 45 MW (Central 5 de noviembre), debería incrementarse en 150 MW; del aumento, 135 MW corresponderían a capacidad hidráulica y 15 MW, a una central a vapor. La capacidad hidroeléctrica por instalar comprende la ampliación a 60 MW de la Central 5 de noviembre; la construcción de una central de 15 MW en un afluente del Río Lempa, aguas abajo del Lago Güija; y la instalación de dos centrales con una capacidad de 90 MW, más una obra de embalse, en el curso medio del Río Lempa.

11. Según los presupuestos elaborados por la firma consultora (aparte de pequeños ajustes para instalaciones generales) las inversiones totales por realizar en las obras de generación y transmisión de la CEL durante el período 1961-1972 inclusive, ascenderían a unos 72 millones de dólares, que representan un costo medio de 480 dólares por KW instalado. Aproximadamente un 15 por ciento de la inversión total corresponde a ampliaciones del sistema de transmisión.

12. Se estima que con las obras programadas la CEL podría cubrir adecuadamente los incrementos previstos en el consumo, con excepción de algunos años en los que habría un pequeño déficit de producción que se saldaría con generación térmica de la Compañía de Alumbrado Eléctrico de San Salvador y de otras empresas eléctricas del sistema interconectado nacional.

13. Los ingresos de explotación de la CEL se han calculado sobre la base de un precio medio de venta de 1.65 centavos de dólar por KWH a lo largo de todo el período, manteniéndose el nivel actual de las tarifas primarias de la empresa. Los ingresos por venta de energía calculados permitirían a la CEL cubrir los gastos de explotación y obtener una rentabilidad sobre sus inversiones de alrededor de un 8 por ciento en los primeros años, que subiría hasta un promedio de 10.5 por ciento en los años finales del período considerado.

14. En resumen, los programas de electrificación formulados para el período 1961 a 1972 requerirán la instalación de 72.5 MW en Honduras, con una inversión de 22.3 millones de dólares, y de 150 MW en El Salvador, con una de 72 millones. Para el conjunto de los dos países, las entidades nacionales de electrificación deberán agregar, por consiguiente, 222.5 MW de capacidad generadora, con una inversión de 94.3 millones de dólares en obras de abastecimiento primario.

15. Mediante la interconexión de los sistemas eléctricos primarios de la ENEE (Honduras) y de la CEL (El Salvador), justificada a partir del año 1965, sería posible coordinar los programas de electrificación de los dos países, adelantando la construcción de las centrales hidroeléctrica del desarrollo Yojoa-Río Lindo en Honduras, de bajo costo unitario, y aplazando la ejecución de los proyectos de generación en el Río Lempa de El Salvador, de costo relativamente elevado por las importantes obras de regulación que se requieren.

16. La interconexión de los dos sistemas nacionales permitiría una mejor utilización combinada de las obras de generación, y requeriría una potencia instalada menor para satisfacer las demandas del sistema eléctrico integrado, sin considerar diversidad alguna.

Habría, en consecuencia, una doble economía en las inversiones, derivada de la menor capacidad para instalar y del menor costo unitario de las respectivas instalaciones.

A pesar de la menor potencia instalada total en el sistema interconectado, la capacidad de reserva resulta para El Salvador en general más favorable que en el programa de desarrollo independiente de este país.

17. Un examen preliminar del problema permite concebir desde luego un plan

coordinado de desarrollo eléctrico de ambos países, según el cual se requeriría en el período 1961 a 1972 la instalación de 147.5 MW de capacidad generadora en el sistema hondureño y de 60MW en El Salvador, con un total de 207.5 MW para el sistema interconectado. La totalización de los desarrollos independientes requiere 222.5 MW,

18. La interconexión empezaría a operar en 1965, año en el que se pondría en servicio una línea de transmisión de 138 KV desde Yojoa-Río Lindo hasta la Central 5 de noviembre (aproximadamente 200 Km) y un segundo circuito de 115 KV desde esta central hasta San Salvador, además de las subestaciones de transformación de 138 a 115 KV, y de recepción en San Salvador.

Se ha supuesto, además, que en 1969 se instalaría una segunda línea de 138 KV entre Yojoa y la Central 5 de noviembre.

19. Las inversiones en obras de abastecimiento primario durante el período 1961-1972, en un desarrollo combinado como el propuesto, alcanzarían aproximadamente a unos 38 millones de dólares en el sistema de la ENEE (Honduras) y a 21.5 millones en el sistema de la CEL (El Salvador). A esto habría que agregar el costo de las obras de interconexión que es estimado, para dos circuitos de 138 KV en servicio, en unos 6.5 millones de dólares.

La inversión total requerida por el desarrollo del sistema interconectado ENEE-CEL en el período 1961-1972 llegaría en resumen, a unos 66 millones de dólares, suma inferior en 28.4 millones de dólares a la estimada en los programas de electrificación propuestos en forma independiente para los dos países en el mismo período.

20. En los programas independientes formulados para Honduras y El Salvador se ha calculado que los ingresos por venta de energía primaria de la ENEE y de la CEL, respectivamente, bastarían para cubrir los gastos de explotación y asegurar, en ambos casos, una rentabilidad media anual de alrededor de 10 por ciento sobre las inversiones inmovilizadas a contar de 1965.

21. Como consecuencia de las menores inversiones requeridas y de la operación combinada de los sistemas interconectados, los gastos de explotación, y especialmente los cargos fijos, se reducirían apreciablemente.

De este modo, los ingresos por venta de energía primaria, a los mismos precios medios estimados en los programas independientes, permitirían en el

/sistema integrado

sistema integrado obtener, por encima de la misma rentabilidad media de 10 por ciento sobre las inversiones inmovilizadas, un excedente o utilidad adicional estimado en promedio en más de 1.9 millones de dólares anuales durante el período 1965 a 1972, a contar de la fecha de la interconexión.

22. En resumen, el desarrollo de un programa coordinado de electrificación para Honduras y El Salvador como el propuesto reportaría una economía en las inversiones de más de 28 millones de dólares en el período 1961 a 1972. Además, durante el período de ocho años de 1965 a 1972, contado desde la fecha de interconexión, las ventas de energía del sistema interconectado permitirían obtener una utilidad adicional acumulada de 15.7 millones de dólares (1.96 promedio anual) sobre la rentabilidad media de 10 por ciento calculada en los programas independientes.

23. En la operación del sistema interconectado, a partir del año 1965, habría una entrega de energía de Honduras a El Salvador que iría en aumento año a año, hasta llegar a cerca de 400 millones de KWH en 1972, con aprovechamiento total de la producción de Yojoa-Río Lindo.

Prácticamente no habría transmisión de energía de El Salvador a Honduras, salvo en los primeros años de la interconexión, durante el período de lluvias (junio a octubre), período en el que habría un pequeño intercambio de energía "off peak" de El Salvador por energía "on peak" de Honduras.

La mayor entrega en cada año de Honduras a El Salvador correspondería a la estación seca (7 meses, noviembre a mayo), época en que las deficiencias de gasto en el Río Lempa se suplirían con descarga del agua almacenada en el Lago Yojoa durante el período de lluvias.

24. El sistema interconectado operaría exclusivamente con energía hidroeléctrica hasta 1970. Se supone que a fines de 1970 entraría en servicio una central a vapor de 15 MW de la CEL en El Salvador, para generar alrededor de 50 millones de KWH anuales durante la estación seca de los años 1971 y 1972.

25. Las cifras de capacidad de producción, monto de inversiones, gastos de explotación, etc. utilizadas en este análisis se derivan, con ligeras modificaciones, de los estudios de electrificación hechos por Harza Engineering Co. separadamente para Honduras y El Salvador.

Las ventajas económicas que se desprenden de este examen preliminar de una alternativa de desarrollo conjunto son de tal magnitud que parecen justificar un estudio más detallado que abarque una prolija revisión y actualización de los datos básicos, para que pueda llegar a definirse con mayor precisión un programa óptimo de desarrollo dentro de las alternativas posibles.

Cuadro I

## HONDURAS: DESARROLLO DEL SISTEMA PRIMARIO (GENERACION-TRANSMISION) DE LA ENEE

Referencia	Unid. dec	1960	1961	1962	1963	1964	1965	1966	1967	1968	1969	1970	1971	1972
1. Consumo en sub-estaciones del sistema primario	Millones KWH	24.2	26.7	31.4	37.2	109.0	118.0	126.0	144.0	157.0	171.0	187.0	205.0	224.0
2. Generación neta en centrales	Millones KWH	24.5	27.0	31.7	37.5	112.0	121.0	132.0	149.0	163.0	178.0	195.0	214.0	234.0
3. Demanda máxima en centrales (factor de carga 0.5)	MW	5.6	6.1	7.2	8.6	25.6	27.7	30.2	34.0	37.1	40.5	44.5	48.9	53.0
4. Capacidad generadora instalada	MW													
.1 Centrales hidráulicas La Leona y Rosario		3.2	3.2	3.2	3.2	3.2	3.2	3.2	3.2	3.2	3.2	3.2	3.2	3.2
.2 Central Diesel La Leona		4.1	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6
.3 Sistema hidroeléctrico Yojoa-Río Lindo		-	-	-	-	30.0	30.0	30.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	70.0
Total capacidad generadora	MW	7.3	9.8	9.8	9.8	39.8	39.8	39.8	59.8	59.8	59.8	59.8	59.8	79.8
5. Generación anual	Millones KWH													
.1 Hidro La Leona y Rosario		11.0	13.0	11.0	11.0	11.0	11.0	11.0	-	-	-	-	-	-
.2 Diesel La Leona		13.5	16.0	20.7	26.5	1.0	10.0	21.0	-	-	-	-	-	-
.3 Hidro Yojoa-Río Lindo		-	-	-	-	100.0	100.0	100.0	149.0	163.0	178.0	195.0	214.0	233.0
Total generación anual		24.5	27.0	31.7	37.5	112.0	121.0	132.0	149.0	163.0	178.0	195.0	214.0	233.0
6. Activo fijo, obras en servicio	Millones dólares													
.1 Centrales La Leona y Rosario, transmisión y obras anexas		1.90	2.60	2.60	2.60	2.60	2.60	2.60	2.60	2.60	2.60	2.60	2.60	2.60
.2 Sistema Yojoa-Río Lindo		-	-	-	-	14.48	14.48	14.48	18.92	18.92	18.92	18.92	18.92	21.57
Total activo fijo		1.90	2.60	2.60	2.60	17.08	17.08	17.08	21.52	21.52	21.52	21.52	21.52	24.17
7. Depreciación acumulada	Millones dólares	0.40	0.50	0.60	0.70	1.19	1.55	1.98	2.52	3.06	3.60	4.14	4.67	5.28
8. Activo fijo neto (6-7)	Millones dólares	1.50	2.10	2.00	1.90	15.95	15.53	15.10	19.00	18.46	17.92	17.38	16.85	18.89
9. Capital de explotación	Millones dólares	0.15	0.20	0.20	0.20	0.50	0.50	0.50	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60	0.70
10. Inversión Inmovilizada (8+9)	Millones dólares	1.65	2.30	2.20	2.10	16.45	16.03	15.60	19.60	19.06	18.52	17.98	17.45	19.59
11. Ingresos de explotación	Millones dólares													
.1 Ventas en A.T. a otras empresas		-	-	-	-	1 088	1 108	1 174	1 245	1 331	1 423	1 560	1 748	1 495
.2 Valor calculado de energía entregada a Tegucigalpa		860	988	1 074	1 277	1 278	1 488	1 696	1 601	1 561	1 455	1 358	1 584	1 745
Total Ingresos sistema primario		860	988	1 074	1 277	2 366	2 596	2 870	2 846	2 892	2 878	2 718	2 932	3 240

Cuadro I (conclusión)

Referencia	1960	1961	1962	1963	1964	1965	1966	1967	1968	1969	1970	1971	1972
12. Energía suministrada por sistema primario													
1 A otras empresas y consumidores en A.T.	-	-	-	-	64.2	67.4	71.8	81.3	86.9	92.8	99.6	107.3	115.0
2 Al sistema distribución de Tegucigalpa	24.2	26.7	31.4	37.2	44.8	50.6	56.2	62.7	70.1	78.2	87.4	97.7	109.0
Total energía suministrada	24.2	26.7	31.4	37.2	109.0	118.0	128.0	144.0	157.0	171.0	187.0	205.0	224.0
13. Ingreso medio por kWh suministrado													
1 A otras empresas y consumidores en A.T.	-	-	-	-	1.7	1.6	1.6	1.5	1.5	1.5	1.4	1.3	1.3
2 Al sistema distribución de Tegucigalpa	3.6	3.7	3.4	3.4	2.9	2.9	3.0	2.6	2.2	1.9	1.6	1.6	1.6
Ingreso medio total	3.6	3.7	3.4	3.4	2.2	2.2	2.2	2.0	1.8	1.7	1.5	1.4	1.4
14. Gastos de explotación													
1 Sistema Rosario-La Leona, fijo	185	200	200	200	200	200	200	100	100	100	100	100	100
2 Sistema Rosario-La Leona, variables	226	238	310	398	20	155	315	-	-	-	-	-	-
3 Sistema Yojos-Río Lindo	-	-	-	-	315	315	315	405	405	405	405	405	450
Subtotal gastos directos	411	438	510	598	535	670	830	505	505	505	505	505	550
4 Depreciación total sistema primario	76	104	104	104	466	466	466	577	577	577	577	577	544
Total gastos de explotación	487	542	614	702	1 001	1 136	1 296	1 082	1 082	1 082	1 082	1 082	1 194
15. Ingreso neto de explotación sistema primario (12-14)													
16. Ingreso neto, en porcentaje de inversión immobilizada	37.3	44.6	46.0	57.5	1 365	1 460	1 574	1 764	1 810	1 796	1 636	1 850	2 046
17. Costo (según activo fijo) por kW instalado (5)	22.6	19.4	20.9	27.4	8.3	9.1	10.1	9.0	9.5	9.7	9.1	10.6	10.4
18. Gastos de explotación por kWh suministrado por sistema primario (14)	270	265	265	265	429	429	360	360	360	360	360	360	393
Centavos de dólar	2.01	2.03	1.96	1.89	0.92	0.96	1.01	0.75	0.69	0.63	0.58	0.53	0.54

Cuadro 2

## EL SALVADOR: DESARROLLO DEL SISTEMA PRIMARIO (GENERACION-TRANSMISION) DE LA CEL

Referencia	Unidades	1960	1961	1962	1963	1964	1965	1966	1967	1968	1969	1970	1971	1972
1. Consumo en sub-estaciones del sistema primario	Millones KWH	194	221	251	284	320	358	401	449	509	563	631	707	792
2. Generación neta en centrales	Millones KWH	204	233	264	299	337	377	422	473	529	593	664	744	834
3. Demanda máxima en centrales (f. de carga 0.5)	MW	47	59	60	68	77	86	96	108	121	135	152	170	190
4. Capacidad generadora instalada	MW													
.1 Hidro 5 de noviembre		45	60	60	60	60	75	75	75	75	75	75	75	75
.2 Hidro Guajoyo		-	-	-	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
.3 Hidro Paso del Oso		-	-	-	-	-	-	-	15	15	15	15	15	30
.4 Hidro Poza del Silencio		-	-	-	-	-	-	-	-	40	40	40	40	60
Subtotal capacidad hidráulica		45	60	60	75	75	90	90	105	105	145	145	145	180
.5 Central a vapor		-	-	-	-	-	15	15	15	15	15	15	15	15
Total capacidad generadora instalada		45	60	60	75	75	105	105	120	120	160	160	160	195
4a. Déficit de capacidad generadora (suplida por CAESS y otros) (3-4)	MW	2	-	-	-	2	-	-	-	1	-	-	10	-
5. Generación anual CEL	Millones KWH													
.1 Centrales hidráulicas		187	223	236	290	305	321	339	413	433	573	602	629	768
.2 Central a vapor		-	-	-	-	-	56	74	60	77	20	62	79	66
Total generado por CEL		187	223	236	290	305	377	413	473	510	593	664	708	834
5a. Déficit, energía térmica suministrada por CAESS y otros (2-5)	Millones KWH	17	10	28	9	32	-	9	-	19	-	-	36	-
6. Activo fijo obras en servicio	Millones dólares													
.1 Central 5 de noviembre y obras regulación GUIJA		20.4	25.9	25.9	25.9	25.9	27.5	27.5	27.5	27.5	27.5	27.5	27.5	27.5
.2 Otras obras de generación hidráulica		-	-	-	5.1	5.1	5.1	5.1	14.5	14.5	32.5	32.5	32.5	53.4
.3 Central a vapor		-	-	-	-	-	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3
.4 Obras de transmisión e instalaciones generales		5.0	6.3	6.3	8.6	8.6	8.9	8.9	9.8	9.8	11.7	11.7	11.7	12.0
Total activo fijo sistema primario CEL		25.4	32.2	32.2	39.6	39.6	45.8	45.8	56.1	56.1	76.0	76.0	76.0	97.4
7. Depreciación acumulada	Millones dólares	3.2	3.9	4.6	5.5	6.4	7.5	8.6	9.9	11.2	12.9	14.6	16.3	18.5
8. Activo fijo neto (6-7)	Millones dólares	22.2	28.3	27.6	34.1	33.2	38.3	37.2	46.2	44.9	63.1	61.4	59.7	78.9
9. Capital de explotación	Millones dólares	0.8	1.0	1.0	1.2	1.2	1.4	1.4	1.7	1.7	2.2	2.2	2.3	2.9

Cuadro 2 (conclusión)

Referencia	Unidades	1960	1961	1962	1963	1964	1965	1966	1967	1968	1969	1970	1971	1972
10. Inversión inmovilizada (8+9)	Millones dólares	23.0	29.3	28.6	35.3	34.4	39.7	38.6	47.9	46.6	65.3	63.6	62.0	81.8
11. Energía suministrada por CEL	Millones KWH	177	211	223	275	288	358	392	449	484	563	631	671	792
12. Ingresos de explotación CEL (base 1.65 centavos de dólar por KWH)	Miles dólares	2 921	3 432	3 580	4 538	4 752	5 907	6 468	7 409	7 986	9 290	10 412	11 072	13 068
13. Gastos de explotación CEL	Miles dólares													
.1 Gastos directos de explotación, fijos		510	580	580	715	715	920	920	1 070	1 070	1 370	1 370	1 370	1 750
.2 Combustible y otros gastos variables		-	-	-	-	-	532	703	570	732	190	589	751	627
Subtotal gastos directos de explotación		510	580	580	715	715	1 452	1 623	1 640	1 802	1 560	1 959	2 121	2 377
.3 Depreciación		560	710	710	870	870	1 050	1 050	1 280	1 280	1 720	1 720	1 720	2 090
Total gastos de explotación CEL		1 070	1 290	1 290	1 585	1 585	2 502	2 673	2 920	3 082	3 280	3 679	3 841	4 467
14. Ingreso neto de explotación CEL (12-13)	Miles dólares	1 851	2 192	2 390	2 953	3 167	3 405	3 795	4 489	4 904	6 010	6 733	7 231	8 601
15. Ingreso neto, porcentaje de inversión inmovilizada $(\frac{14}{10} \times 100)$	Por ciento	8.0	7.5	8.4	8.4	9.2	8.6	9.8	9.4	10.5	9.2	10.6	11.7	10.5
16. Costo (según activo fijo) por KW instalado ( $\frac{13}{4}$ )	Dólares	627	537	537	528	528	436	436	467	467	475	475	475	499
17. Gasto adicional generación térmica CAESS y otros (estimado en 1.3 centavos por KWH)	Miles dólares	221	130	364	117	416	-	117	-	247	-	-	468	-
18. Gastos de explotación por KWH suministrado en sub-estaciones														
.1 Energía suministrada por CEL	Centavos de dólar	0.60	0.61	0.58	0.58	0.55	0.70	0.68	0.65	0.64	0.58	0.58	0.57	0.56
.2 Promedio general, incl. energía térmica de CAESS y otros		0.67	0.64	0.66	0.60	0.63	0.70	0.70	0.65	0.66	0.58	0.58	0.61	0.56

Cuadro 3

## DESARROLLO DEL SISTEMA INTERCONECTADO ENEE-CEL (A CONTAR DE 1965)

Referencia	Unidades	1960	1961	1962	1963	1964	1965	1966	1967	1968	1969	1970	1971	1972
		Sistemas Independientes					Sistema Interconectado							
Generación neta requerida		Millones KWH												
1 Honduras-sistema ENEE		24.5	27.0	31.7	37.5	112.0	112.0	132.0			178.0			233.0
2 El Salvador-sistema CEL		204.0	233.0	264.0	299.0	337.0	377.0	422.0	479.0	529.0	593.0	604.0	744.0	834.0
Total generación requerida		228.5	260.0	295.7	336.5	449.0	498.0	554.0	622.0	692.0	771.0	859.0	958.0	1 067.0
Demanda máxima en centrales, requerida		MW												
1 Honduras-sistema ENEE		5.6	6.1	7.2	8.6	25.6	27.7	30.2	34.0	37.1	40.5	44.5	48.9	53.0
2 El Salvador-sistema CEL		47.0	53.0	60.0	68.0	77.0	86.0	96.0	108.0	121.0	135.0	152.0	170.0	190.0
Total demanda máxima (diversidad 1.0)		52.6	59.1	67.2	76.6	102.6	113.7	126.2	142.0	158.1	175.5	196.5	218.9	243.0
Capacidad generadora instalada (Cuadro 3-A)		MW												
1 Honduras-sistema ENEE		7.3	9.8	9.8	9.8	39.8	59.8	59.8	79.8	119.8	119.8	119.8	119.8	154.8
2 El Salvador-sistema CEL		45.0	60.0	60.0	75.0	75.0	75.0	75.0	75.0	75.0	75.0	90.0	105.0	105.0
Total capacidad generadora instalada		52.3	69.8	69.8	84.8	114.8	134.8	134.8	154.8	194.8	194.8	209.8	224.8	259.8
Generación de energía (Cuadro 3-B)		Millones KWH												
1 Honduras-sistema ENEE		24.5	27.0	31.7	37.5	112.0	177.0	215.0	260.0	317.0	396.0	464.0	510.0	630.0
2 El Salvador-sistema CEL		204.0	233.0	264.0	299.0	337.0	321.0	339.0	362.0	375.0	375.0	395.0	448.0	437.0
Total generación (igual a línea 1)		228.5	260.0	295.7	336.5	449.0	498.0	554.0	622.0	692.0	771.0	859.0	958.0	1 067.0
Activo fijo, obras en servicio sist. primario (Cuadro 3-A)		Millones dólares												
1 Honduras-sistema ENEE		1.9	2.6	2.6	2.6	17.1	21.6	21.6	24.9	33.3	33.3	33.3	33.3	39.8
2 El Salvador-sistema CEL		25.4	32.2	32.2	39.6	39.6	39.6	39.6	39.6	39.8	40.0	41.9	46.5	46.9
3 Obras de interconexión (a contar de 1965)		-	-	-	-	-	4.0	4.0	4.0	4.0	6.5	6.5	6.5	6.5
Total activo fijo, sistema primario		27.3	34.8	34.8	42.2	56.7	65.2	65.2	67.9	77.1	79.8	81.7	86.3	93.2
Inversión inmovilizada		Millones dólares												
1 Honduras-sistema ENEE		1.7	2.3	2.2	2.1	16.5	20.3	19.7	21.9	30.2	29.4	28.5	27.7	33.4
2 El Salvador-sistema CEL		23.0	29.3	28.6	35.3	34.4	33.5	32.7	31.8	31.1	30.4	31.5	35.2	34.6
3 Obras de interconexión		-	-	-	-	-	4.0	3.8	3.7	3.5	5.9	5.7	5.5	5.3
Total inversión inmovilizada		24.7	31.6	30.8	37.4	50.9	57.8	56.2	57.4	64.8	65.7	65.7	68.4	73.3

Cuadro 3 (Conclusión)

Referencias	Unidades	1960	1961	1962	1963	1964	1965	1966	1967	1968	1969	1970	1971	1972
7. Ingresos de explotación (con tarifas iguales que en los programas independientes)	Miles de dólares													
1 Honduras-sistema ENEE		860	983	1 074	1 277	2 366	2 596	2 870	2 046	2 892	2 878	2 718	2 932	3 240
2 El Salvador-sistema CEL a/		2 921	3 482	3 680	4 538	4 752	5 907	6 616	7 409	8 299	9 290	10 412	11 665	13 068
Total ingresos de explotación		3 781	4 470	4 754	5 815	7 118	8 493	9 486	10 255	11 191	12 168	13 130	14 597	16 308
8. Gastos de explotación ( Cuadro-3 C)	Miles de dólares													
1 Honduras-sistema ENEE		487	542	614	702	1 001	1 100	1 100	1 215	1 720	1 720	1 720	1 720	2 030
2 El Salvador-sistema CEL		1 070	1 290	1 290	1 585	1 585	1 585	1 585	1 585	1 585	1 585	1 680	2 450	2 350
3 Obras de interconexión		-	-	-	-	-	215	215	215	215	345	345	345	345
Total gastos de explotación sist. interconectado		1 557	1 832	1 904	2 287	2 586	2 900	2 900	3 015	3 520	3 650	3 745	4 515	4 725
9. Ingreso neto de explotación sist. interconectado (7-8)	Miles dólares	2 224	2 638	2 850	3 528	4 532	5 593	6 586	7 240	7 671	8 518	9 385	10 082	11 583
10. Ingreso neto, en porcentaje de inversión inmovilizada (9 x 100) 6	Por ciento	9.0	8.3	9.3	9.4	8.9	9.7	11.7	12.6	11.8	13.0	14.3	14.6	15.8
11. Ingreso neto, para rentabilidad media de 10% calculada en programas independientes, a contar de 1965 (10 % de 6)	Miles dólares	-	-	-	-	-	5 780	5 620	5 740	6 480	6 570	6 570	6 840	7 330
12. Excedente o utilidad adicional sobre rentabilidad de 10% anual (9-11)		-	-	-	-	-	(187)	966	1 500	1 191	1 948	2 815	3 242	4 253

a/ Total de la energía requerida por el sistema es suministrada por la CEL a contar de 1965.

Cuadro 3-A

## DETALLE DE OBRAS E INVERSIONES EN SISTEMA INTERCONECTADO ENEE-CEL (A CONTAR DE 1965)

	1960	1961	1962	1963	1964	1965	1966	1967	1968	1969	1970	1971	1972
	Sistemas independientes					Sistema Interconectado							
<b>Capacidad generadora</b>													
<u>Instalada</u> <span style="float: right;"><u>MW</u></span>													
1. Honduras-Sistema ENEE													
-Diesel-La Leona	4.1	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.5	6.6	6.6	6.6
-Hidro-Rosario y La Leona	3.2	3.2	3.2	3.2	3.2	3.2	3.2	3.2	3.2	3.2	3.2	3.2	3.2
-Hidro-Central Cañaveral	-	-	-	-	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	45.0
-Hidro-Central-Buenaventura	-	-	-	-	-	20.0	20.0	40.0	40.0	40.0	40.0	40.0	40.0
-Hidro-Central Rio Lindo	-	-	-	-	-	-	-	-	40.0	40.0	40.0	40.0	60.0
Total capacidad instalada - ENEE	7.3	9.8	9.8	9.8	39.8	59.8	59.8	79.8	119.8	119.8	119.8	119.8	154.8
2. El Salvador-Sistema CEL													
-Hidro-5 de noviembre	45.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	75.0	75.0	75.0
-Hidro-Guajoyo	-	-	-	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0
-Central a vapor	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	15.0	15.0
Total capacidad instalada - CEL	45.0	60.0	60.0	75.0	75.0	75.0	75.0	75.0	75.0	75.0	90.0	105.0	105.0
Total capacidad instalada Sistema Interconectado	52.3	69.8	69.8	84.8	114.8	134.8	134.8	154.8	194.8	194.8	209.8	224.8	259.8
<b>Activo fijo, obras en servicio sistema primario</b>													
<u>Miliones de dólares</u>													
1. Honduras-Sistema ENEE (incl. Inst. generales)													
-Centrales hidro y diesel La Leona, Rosario y transmisiones	1.9	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6
-Central Cañaveral y tranamia.	-	-	-	-	14.5	14.5	14.5	14.5	14.5	14.5	14.5	14.5	16.5
-Central San Buenaventura	-	-	-	-	-	4.5	4.5	7.2	7.2	7.2	7.2	7.2	7.2
-Central Rio Lindo	-	-	-	-	-	-	-	-	9.0	9.0	9.0	9.0	12.3
-Desviación Rio Jaltique y Presa	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.1
Total activo fijo sistema primario ENEE	1.9	2.6	2.6	2.6	17.1	21.6	21.6	24.3	33.3	33.3	33.3	33.3	39.8
2. El Salvador-Sistema CEL													
-Central 5 de noviembre obras Juija	20.4	25.9	25.9	25.9	25.9	25.9	25.9	25.9	25.9	25.9	27.5	27.5	27.5
-Central Guajoyo	-	-	-	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1
-Central a vapor	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4.3	4.3

Cuadro 3-A (Continuación)

	1960	1961	1962	1963	1964	1965	1966	1967	1968	1969	1970	1971	1972
	Sistemas independientes					Sistema Interconectado							
	Millones de dólares												
-Sistema de transmisión o inst. generales	5.0	6.3	6.3	8.6	8.6	8.6	8.6	8.6	8.8	9.0	9.3	9.6	10.0
Total activo fijo siste- ma CEL	25.4	32.2	32.2	39.6	39.6	39.6	39.6	39.6	39.8	40.0	41.9	46.5	46.9
3. Obras de interconexión ENEE-CEL	-	-	-	-	-	4.0	4.0	4.0	4.0	6.5	6.5	6.5	6.5
Total activo fijo, Obras en serv.	27.3	34.8	34.8	42.2	56.7	65.2	65.2	67.9	77.1	79.8	81.7	86.3	93.2

Cuadro 9-B

## DISPOSICION DE ENERGIA Y POTENCIA EN EL SISTEMA INTERCONECTADO ENEE-CEL, 1965 A 1972

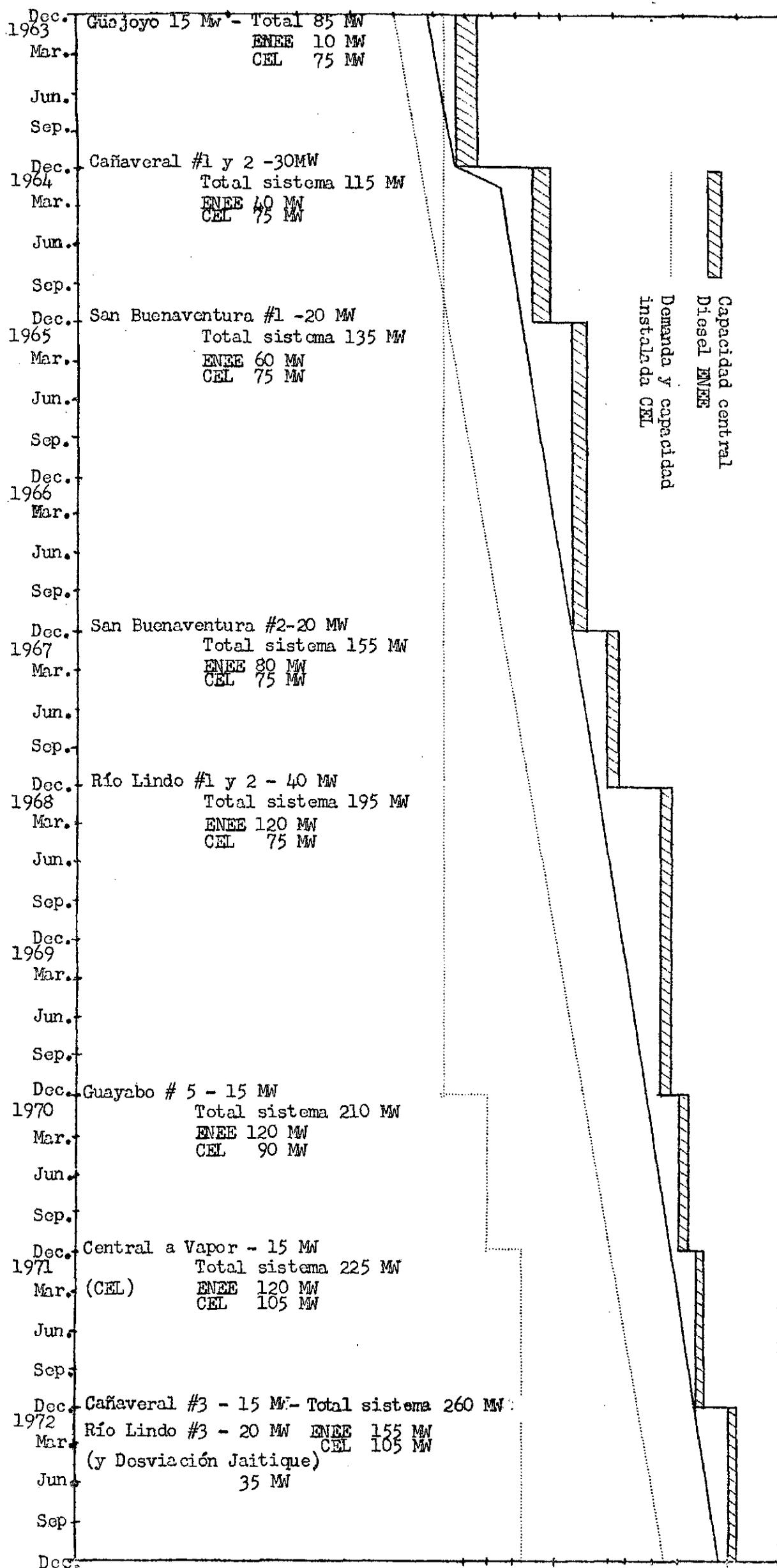
Referencias	1965			1966			1967			1968			1969			1970			1971			1972		
	Pe- rfo- do se- co	Pe- rfo- do via	To- tal del año																					
<b>1. Energía requerida (Millones KWH)</b>																								
.1 Honduras-sistema ENEE	73	48	121	79	53	132	89	60	149	98	65	163	107	71	178	117	78	195	128	86	214	140	93	233
.2 El Salvador-sistema CEL	226	151	377	253	169	422	264	189	473	317	212	529	356	237	593	398	266	664	446	298	744	500	334	834
<u>Total energía requerida</u>	299	199	498	332	222	554	373	249	622	415	277	692	463	308	771	515	344	859	574	384	958	640	427	1067
<b>2. Detalle de generación (Millones KWH)</b>																								
.1 Honduras-ENEE hidro	129	48	177	162	53	215	203	57	260	245	72	317	293	103	396	345	119	464	351	159	510	428	202	630
.2 El Salvador-CEL hidro	170	151	321	170	169	339	170	192	362	170	205	375	170	205	375	170	225	395	170	225	395	170	225	395
-térmica	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	59	-	59	42	-	42
Subtotal CEL	170	151	321	170	169	339	170	192	362	170	205	375	170	205	375	170	225	395	223	225	448	212	225	437
<u>Total generación sist. Interconectado</u>	299	199	498	332	222	554	373	249	622	415	277	692	463	308	771	515	344	859	574	384	958	640	427	1067
<b>3. Demanda máxima (MW)</b>																								
.1 Honduras-sist. ENEE	28	26	30	28	34	32	37	35	41	38	45	42	49	46	53	50	53	50	53	50	53	50	53	50
.2 El Salvador-sist. CEL	86	81	96	91	108	102	121	115	135	128	152	144	170	161	190	180	190	180	180	180	180	180	180	180
<u>Total demanda máxima (div. 1.00)</u>	114	107	126	119	142	134	158	150	176	166	197	186	219	207	243	230	230	230	230	230	230	230	230	230
<b>4. Capacidad instalada (MW)</b>																								
.1 Honduras-ENEE	53	53	53	53	73	73	113	113	113	113	113	113	113	113	113	113	113	113	113	113	113	148	148	148
.2 El Salvador-CEL-hidro	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	90	90	90	90	90	90	90	90	90
-térmica	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	15	15	15	15	15	15
<u>Total cap. instalada</u>	128	128	128	128	148	148	188	188	188	188	209	203	203	218	218	218	218	218	218	218	218	253	253	253
<b>5. Transferencias de energía (Millones KWH)</b>																								
.1 De ENEE a CEL, neto en cada período	56	-	56	83	-	83	114	-	114	147	7	154	186	32	218	228	41	269	223	73	296	288	109	397
.2 De CEL a ENEE, neto en cada período	-	-	-	-	-	-	3	3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
.3 Potencia hidro mínima disponible en ENEE (MW)	25	27	23	25	39	41	76	78	72	75	68	71	64	67	95	98	95	98	95	98	95	98	95	98
.4 Potencia máxima requerida por CEL (MW)	11	6	21	16	33	27	46	40	60	53	62	54	65	56	85	75	85	75	75	85	75	75	85	75

## Cuadro 3-C

## DETALLE DE GASTOS DE EXPLOTACION EN SISTEMA INTERCONECTADO ENEE-CEL, AÑOS 1965 A 1972

(Miles de dólares)

	1965	1966	1967	1968	1969	1970	1971	1972
<b>1. Honduras - Sistema ENEE</b>								
Gastos generación La Leona y Rosario	100	100	100	100	100	100	100	100
Gastos generación y transmisión								
Yojoa - Río Lindo	420	420	470	750	750	750	750	900
Depreciación, total sistema primario	580	580	645	870	870	870	870	1 030
<b>Total gastos de explotación, sistema ENEE</b>	<b>1 100</b>	<b>1 100</b>	<b>1 215</b>	<b>1 720</b>	<b>1 720</b>	<b>1 720</b>	<b>1 720</b>	<b>2 030</b>
<b>2. El Salvador - Sistema CEL</b>								
Gastos generación hidráulica	715	715	715	715	715	760	760	760
Gastos generación a vapor-fijos	-	-	-	-	-	-	160	160
Gastos generación a vapor-variables (0.95 ctvs/KWH)	-	-	-	-	-	-	505	400
Depreciación total sistema primario	870	870	870	870	870	920	1 025	1 030
<b>Total gastos de explotación, Sistema CEL</b>	<b>1 585</b>	<b>1 680</b>	<b>2 450</b>	<b>2 350</b>				
<b>3. Obras de interconexión</b>								
Total gastos directos	80	80	80	80	130	130	130	130
Depreciación	135	135	135	135	215	215	215	215
<b>Total gastos de explotación de interconexión</b>	<b>215</b>	<b>215</b>	<b>215</b>	<b>215</b>	<b>345</b>	<b>345</b>	<b>345</b>	<b>345</b>
<b>Total gastos de explotación sistema primario interconectado</b>	<b>2 900</b>	<b>2 900</b>	<b>3 015</b>	<b>3 520</b>	<b>3 650</b>	<b>3 745</b>	<b>4 515</b>	<b>4 725</b>



DESARROLLO DEL SISTEMA INTERCONECTADO ENEE - CEL (1965 - 1972)  
 (Demandas máximas y capacidad generadora instalada - en MW)

Gráfico 1

Gráfico 2

DESARROLLO DEL SISTEMA INTERCONECTADO ENEE - CEL (1965 - 1972)

(Generación neta mensual - Millones KWH)

