

NACIONES UNIDAS

CONSEJO
ECONOMICO
Y SOCIAL



LIMITADO
E/CN.12/CCE/SC.5/42
TAO/LAT/65
30 de agosto de 1966
ORIGINAL: ESPAÑOL

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

Tercera Reunión
Tegucigalpa, Honduras, 5 de septiembre de 1966

DATOS RESUMIDOS SOBRE LOS PROGRAMAS DE ELECTRIFICACION DE
CENTROAMERICA, 1965-1968

(Versión preliminar)

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

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

INDICE

	<u>Página</u>
Introducción	1
I. Guatemala	2
1. Condiciones de suministro	2
2. Conclusiones principales del diagnóstico	3
3. Proyección de la demanda	3
4. Objetivos y metas	4
5. Programa de inversiones	4
6. Financiamiento	6
7. Tarifas. Aspectos institucionales. Política de electrificación	6
II. El Salvador	8
1. Condiciones de suministro	8
2. Conclusiones principales del diagnóstico	10
3. Proyección de la demanda	10
4. Objetivos y metas	11
5. Programa de inversiones	11
6. Financiamiento	13
7. Tarifas. Aspectos institucionales. Política de electrificación	14
III. Honduras	15
1. Condiciones de suministro	15
2. Conclusiones principales del diagnóstico	17
3. Proyección de la demanda	17
4. Objetivos y metas	18
5. Programa de inversiones	19
6. Financiamiento	20
7. Tarifas. Aspectos institucionales. Política de electrificación	21

/IV. Nicaragua

	<u>Página</u>
IV. Nicaragua	22
1. Condiciones de suministro	22
2. Conclusiones principales del diagnóstico	23
3. Proyección de la demanda	23
4. Objetivos y metas	24
5. Programa de inversiones	25
6. Financiamiento	26
7. Tarifas. Aspectos institucionales. Política de electrificación	26
V. Costa Rica	28
1. Condiciones de suministro	28
2. Conclusiones del diagnóstico	29
3. Proyección de la demanda	29
4. Objetivos y metas	30
5. Programa de inversiones	31
6. Financiamiento	32
7. Tarifas. Aspectos institucionales. Políticas de electrificación	33
VI. Comentarios finales	37

INTRODUCCION

En el resumen de los programas de electrificación de cada uno de los países centroamericanos (1965-1969)^{1/} que figura a continuación se sintetizan sus principales características, clasificadas de acuerdo con los siguientes rubros:

1. Condiciones de suministro. Situación de los países durante el período 1950-1964, en cuanto a capacidad instalada, generación de energía, estructura del consumo, tasas de crecimiento y población servida.
2. Conclusiones principales del diagnóstico. Principales características de las condiciones de suministro hasta la iniciación del plan quinquenal.
3. Proyección de la demanda. Estimaciones de la demanda de energía eléctrica para el período 1965-1969.
4. Objetivos y metas. Objetivos principales que persiguen los países con el desarrollo de sus programas de electrificación.
5. Programas de inversiones. Proyectos que se proponen realizar los países durante el período señalado, indicándose los costos de los diversos proyectos e inversiones correspondientes a cada año por concepto de obras de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, que se desglosan en gastos en moneda local y extranjera, y se subdividen en mano de obra, materiales y equipo.
6. Financiamiento. Fuentes de los recursos internos y externos que los países se proponen utilizar para la realización de sus programas.
7. Tarifas, aspectos institucionales y política de electrificación. Aspectos generales en materia de electrificación de los diversos países.

^{1/} Los países centroamericanos formularon estos programas en 1964. Costa Rica elaboró un plan para 1965-1968 y proyecciones decenales para 1965-1974.

I. GUATEMALA

1. Condiciones de suministro

a) La capacidad instalada en servicio público aumentó de 26 200 kW en 1950 a 84 400 kW en 1964, año en el que la capacidad en kW tenía las siguientes procedencias:

Empresa	Total	Hidráulica	Térmica
Total de empresas	<u>84 400</u>	<u>25 500</u>	<u>58 900</u>
Instituto Nacional de Electrificación (INDE) ^{a/}	8 740	7 180	1 560
Empresas municipales	7 140	2 640	3 500
Empresa Eléctrica de Guatemala (EEG) (privada)	64 670	13 170	51 500
Otras empresas privadas	3 850	1 510	2 340

a/ El INDE fue creado en 1954 como instituto autónomo encargado del plan de electrificación nacional.

En 1964 sólo el 30 por ciento de la capacidad instalada era hidráulica; el resto era térmica y se obtenía por medio de vapor (30 000 kW), turbogas (12 500 kW) y diesel (16 400 kW).

Del total de la capacidad instalada en 1964, sólo el 19 por ciento era de propiedad estatal; era notable por lo tanto la considerable participación de los intereses privados en el negocio eléctrico.

Al comparar la capacidad hidráulica instalada en 1964 con los recursos potenciales estimados del país, los 25 500 kW de que se dispone sólo representan el 2 por ciento del total obtenible;

b) La generación neta para servicio público fue en 1964 de 346 millones de kWh; comparados con los 144 millones de kWh de 1950 implican un incremento promedio anual del 12 por ciento;

c) El consumo medio por habitante pasó de 36.6 kWh en 1950 a 85.6 kWh en 1964. Los promedios de consumo se subdividen como sigue:

/zona central

zona central 102.3 kWh en 1950, 277.7 kWh en 1964; resto del país, 17.6 kWh en 1950 y 30.1 kWh en 1964; la zona central del país consume, por consiguiente, el 80 por ciento de la energía generada;

d) Los principales sistemas eléctricos independientes eran en 1964: i) el Central, con una potencia instalada de 64 700 kW, que correspondía al 77 por ciento del total (Guatemala, Escuintla, etc.); ii) la Región Santa María, con potencia instalada de 5 900 kW, 7 por ciento de la total (Quezaltenango, Retalhuleu, Sololá, etc.); y iii) Región Oriental, con potencia instalada de 2 400 kW, 3 por ciento de la total.

2. Conclusiones principales del diagnóstico

a) La participación del sector público en la generación eléctrica es escasa;

b) El costo de la generación por el uso de plantas térmicas es alto y considerable la salida de divisas;

c) El aprovechamiento de los recursos hidráulicos del país es muy bajo;

d) La demanda de todo el país está limitada, siendo mayor el incremento de la demanda en las zonas central y occidental. Existen varias regiones sin servicio eléctrico, o con servicio muy deficiente;

e) Son muchas las plantas de baja capacidad y alto costo; los sistemas independientes son de bajísima eficiencia.

3. Proyección de la demanda

La energía eléctrica requerida para 1969 se ha calculado en 600 millones de kWh, con base en una estimación de 385 millones para 1965 y una tasa del 12 por ciento anual, que corresponde al incremento histórico registrado hasta 1964.

La capacidad máxima necesaria para atender la demanda proyectada sería de 90 MW para 1965 y de 142 MW para 1969.

4. Objetivos

4. Objetivos y metas

El programa tiende, en general, a lograr un aprovechamiento más económico de los recursos de energía disponibles, satisfacer la demanda proyectada e iniciar un cambio sustancial en el servicio, fuentes, tarifas y extensión del servicio eléctrico en el país.

El plan quinquenal encomienda al INDE los siguientes objetivos específicos:

- a) Mayor participación del sector público en la electrificación, particularmente en generación y transmisión;
- b) Aprovechamiento de los recursos hidráulicos del país para generación, con objeto de reducir el exceso actual de generación térmica;
- c) Satisfacción de la demanda estimada;
- d) Abastecimiento adecuado de las zonas urbanas, principalmente del cuadrilátero Guatemala-Escuintla-Retalhuleu-Quezaltenango;
- e) Mejoramiento del servicio en zonas de demanda restringida;
- f) Construcción de grandes centrales, hidroeléctricas principalmente.

Al conseguirse los objetivos anteriores, se lograrían las siguientes metas: i) obtención de una capacidad instalada para servicio público, durante el quinquenio, de 119 500 kW (87 700 kW hidráulica y 31 800 kW térmica), con lo cual la capacidad total sería para 1969 de 203 900 kW (55.5 por ciento hidráulica y 44.5 por ciento térmica); ii) la generación neta aumentaría de 385 millones de kWh en 1965 a 600 millones de kWh en 1969; iii) la capacidad instalada por habitante pasaría de 23 vatios en 1965 a 36 en 1969; iv) la generación anual por habitante, pasaría de 89 kWh en 1965 a 113 kWh en 1969; v) las líneas de transmisión e interconexión a construir en el período 1965-1969 tendrían una extensión de 1 514 km, con lo cual la red nacional llegaría en 1969 a 2 780 km.

5. Programa de inversiones

El programa contempla el siguiente plan de inversiones, por años y en millones de quetzales:

/Total

Concepto	Total	1965	1966	1967	1968	1969
Total	<u>69.4^{a/}</u>	<u>9.9</u>	<u>11.0</u>	<u>15.6</u>	<u>18.1</u>	<u>14.8</u>
Subtotal generación	<u>48.6</u>	<u>7.1</u>	<u>8.0</u>	<u>11.1</u>	<u>13.1</u>	<u>9.3</u>
Planta hidráulica Los Esclavos, 13 MW	3.1	2.9	0.2	-	-	-
Planta turbogas Guacalete, Escuintla 25 MW	3.6	1.8	1.6	0.2	-	-
Planta hidráulica Jurún-Marinalá, 60 MW	14.5	0.6	5.1	4.2	4.6	-
Atitlán, primera etapa, hidráulica 50 MW <u>b/</u>	20.0	0.1	0.4	4.8	6.7	8.0
Planta diesel Puerto Barrios, 5 MW	1.3	0.9	0.3	0.1	-	-
Planta hidráulica Mármol, 6.5 MW	1.6	-	-	0.7	0.5	0.4
Planta hidráulica Huehuetenango, 5 MW	1.5	-	-	0.6	0.5	0.4
Planta hidráulica Izabal, 6 MW	1.8	-	-	0.4	0.8	0.6
Otros proyectos de generación		0.8	0.4	0.1	-	-
Líneas de transmisión e interconexión	12.8	1.8	2.0	3.0	3.0	3.0
Redes de distribución	8.0	1.0	1.0	1.5	2.0	2.5

a/ Además de estas sumas totales o gastos, se estima que el costo de planificación y estudios durante 1965-1969 será de 2.3 millones de quetzales.

b/ No entrará en operación hasta 1971.

Se observa que en el programa de inversiones por 69.4 millones de quetzales se incluye un 70 por ciento para generación, un 18.5 por ciento para transmisión e interconexión y un 8 por ciento para redes de distribución.

El costo ascenderá a 26.0 millones de quetzales (37.5 por ciento) en moneda local y a 43.3 millones (62.5 por ciento) en moneda extranjera.

Esa misma inversión se subdivide en los siguientes componentes:

	Millones de quetzales	Porcentaje
Total	<u>69.4</u>	<u>100</u>
Mano de obra	24.2	35
Materiales	34.7	50
Equipo	10.5	15

En el programa quinquenal no se señala la inversión del sector privado.

6. Financiamiento

Los 69.4 millones de quetzales de costo del programa se financiarían así: 39.3 millones de quetzales (57 por ciento) con recursos internos y 30.1 millones de quetzales (43 por ciento) con recursos externos.

De los recursos internos, 35.1 millones provendrán del gobierno central y 4.2 millones de quetzales de los municipios (aportes del INFORM a las municipalidades. Estas aportaciones municipales se destinarán a la construcción de las redes de distribución. Se observa que el INDE no podrá disponer de sus recursos propios para el programa.

Los recursos externos se obtendrán de los organismos internacionales de crédito (BIRF, BID, etc). En la fecha del informe nacional se habían obtenido ya 2.6 millones de quetzales, se tramitaba ante el BIRF un préstamo de 13.6 millones de quetzales para el Proyecto Jurún-Marinalá, líneas de transmisión, turbina a gas en Guacalate (Escuintla) y una planta diesel en Matías de Gálvez. Faltaba negociar 13.9 millones de quetzales.

7. Tarifas. Aspectos institucionales. Política de electrificación

El programa señala que el INDE deberá establecer en el futuro una tarifa eléctrica uniforme para todo el país. De momento, se tratará de estandarizar las tarifas por sistemas.

Se procurará rebajar las tarifas actuales hasta el límite que permita cubrir los gastos fijos de capital, de operación y mantenimiento y las ampliaciones normales requeridas. Se gestionará la eliminación de concesiones onerosas a las municipalidades.

Se procurará obtener el afianzamiento del INDE, como instituto encargado del programa de electrificación nacional, un mayor adiestramiento del personal nacional, principalmente técnico, y limitar la utilización de consultores extranjeros a los trabajos especializados. Se procurará fomentar la formación de empresas para que puedan construirse las obras por contrato; el INDE les podría alquilar equipo especializado (actualmente el INDE construye por administración).

Se seguirá la política de construir plantas generadoras hidroeléctricas mayores y más eficientes.

Para complementar la organización institucional, se precisará crear una entidad de regulación y control; en la actualidad el INDE tiene encomendadas funciones de control y ha elaborado diversos reglamentos.

II. EL SALVADOR

1. Condiciones de suministro

a) La capacidad instalada en servicio público aumentó de 20 600 kW en 1953 a 105 900 kW en 1963 (tasa anual de crecimiento 17.7 por ciento). En este último año esa capacidad en kW estaba constituida como sigue:

Empresa	Total	Hidráulica	Térmica
Totales	<u>105 900</u>	<u>87 400</u>	<u>18 500</u>
Comisión Ejecutiva del Río Lempa (CEL) <u>a/</u>	75 000	75 000 ^{b/}	-
Otras empresas	30 900	12 400	18 500

a/ La CEL fue creada en 1948 como instituto encargado del plan de electrificación nacional.

b/ Planta 5 de Noviembre con 60 000 kW (unidades instaladas: 2 en 1954; 1 en 1957 y 1 en 1961), y planta Guajoyo de 15 000 kW.

La capacidad instalada era en 1963 de 83 por ciento hidráulica y el resto térmica. En 1953 las dos proporciones eran de 53 y 47 por ciento, respectivamente. Del total de capacidad instalada en 1963, el 71 por ciento era de propiedad estatal.

La capacidad instalada de servicio público era en 1953 10.9 W por habitante y en 1963 había subido a 40.7W.

b) La generación neta para servicio público fue en 1963 de 339.5 millones de kWh, que comparados con los 100 millones de kWh de 1953 implican un incremento de 239.5 millones de kWh.

La CEL incrementó considerablemente su participación en la generación eléctrica del país en el período 1954-1963; de 29.5 millones de kWh el primer año (29.5 por ciento del total) subió a 260.5 el último (76.7 por ciento del total).

c) El consumo total de energía subió de 80.3 GWh en 1953 a 284.0 GWh en 1963 (tasa de crecimiento promedio anual de 13.5 por ciento) y el consumo medio por habitante, de 42.7 kWh en 1953, a 103.7 kWh en 1963 (incremento promedio anual de 9.1 por ciento).

El número de consumidores subió de 57 515 en 1953 a 95 880 en 1962 (5.8 por ciento de incremento promedio anual).

La estructura del consumo era la que figura en el cuadro siguiente:

Año	Total GWh	Residencial		Comercial		Industrial		Público	
		GWh	Por- ciento	GWh	Por- ciento	GWh	Por- ciento	GWh	Por- ciento
1953	80.3	19.8	25	15.3	19	25.9	32	19.3	24
1958	156.0	51.7	33	22.9	15	50.4	38	31.0	20
1963	284.0	77.4	27	49.5	17	108.7	38	48.4	17
Incremento promedio anual	13.5		14.5		12.4		15.4		9.6

En 1963 sólo el 15.4 por ciento de las viviendas del país consumía electricidad y el consumo medio por vivienda era de 872 kWh anuales.

d) En 1963, había 11 empresas privadas para distribución de energía eléctrica en todo el país. En El Salvador existe un organismo regulador denominado Inspección General de Servicios Eléctricos que ejerce el control sobre las empresas eléctricas públicas y privadas.

El sistema de transmisión principal incluye 142 km de líneas de 115 kV (Lempa-San Salvador-Santa Ana-Guajoyo) y 89 km de 69 kV. Existen además líneas de 44 y 22 kV, conectando el sistema CEL con los sistemas privados que compran energía a la empresa estatal (CEL).

2. Conclusiones principales del diagnóstico

En 1963 todas las cabeceras y ciudades importantes eran abastecidas por el sistema interconectado. La capacidad instalada era suficiente para que la oferta de energía eléctrica no tuviera restricciones.

En ciertas ciudades el uso extendido del kerosene y el gas para fines domésticos, especialmente entre familias de bajos ingresos, impedía la venta de energía eléctrica.

Sólo el 35 por ciento de la población contaba en 1963 con electricidad. Había muchas familias de las zonas rurales, principalmente en los departamentos de Santa Ana, Sonsonate, La Libertad, San Salvador, Usulután, San Miguel y La Unión, que no disponían de servicio eléctrico (309 000 familias, millón y medio de habitantes). En términos de municipios, 91 con poblaciones de entre 300 y 3 000 habitantes carecían en 1963 de servicio eléctrico. Uno de los mayores obstáculos con que tropieza la extensión del servicio a los centros urbanos ha sido el depósito previo que exigen las empresas distribuidoras.

3. Proyección de la demanda

La energía eléctrica requerida para 1969 se ha calculado en 769 millones de kWh con base en una estimación de 459 millones de kWh para 1965. Esas cantidades de energía están basadas en pérdidas del 20 por ciento y en un posible consumo de 367 millones de kWh para 1965 y de 615 para 1969. La tasa de crecimiento del consumo es el 13.5 por ciento anual, igual a la tasa histórica de 1953-1963.

Suponiendo que la demanda por sectores crezca hasta 1969, como lo hizo en el período de 1953-1963, la estructura sería dicho año la siguiente:

	<u>Por ciento</u>
Demanda residencial	28
Demanda comercial	16
Demanda industrial	42
Demanda del gobierno	14

/La demanda

La demanda máxima se estima en 116 100 kW para 1965 y en 186 900 kW para 1969.

4. Objetivos y metas

Se aspira a mantener un servicio eléctrico adecuado y confiable a las zonas ya servidas y una ampliación sustancial del mismo a las zonas rurales que carecen en la actualidad de este importante servicio público.

El plan quinquenal persigue los siguientes objetivos específicos:

- a) Mejorar los niveles de consumo
- b) Lograr mayor eficiencia en la prestación de los servicios
- c) Reducir sustancialmente el número de habitantes no abastecidos
- d) Mejorar y ampliar las instalaciones actuales
- e) Abastecer eficiente y económicamente el aumento de la demanda

Por medio del programa se esperan alcanzar las siguientes metas:

- i) Instalar en servicio público durante el quinquenio 1965-1969 una capacidad de 88 600 kW, distribuida en 22 000 hidráulicos y 66 600 térmicos. Se considera que la privada permanecerá al nivel actual. Con esa instalación se espera que llegue a 193 600 (59 por ciento hidráulico) la capacidad de este servicio instalada en 1969; ii) la generación neta aumentará de 459 GWh en 1965 a 769 GWh en 1969. De esta última cifra, la CEL generará 709 GWh (más del 90 por ciento del total); iii) la capacidad instalada por habitante pasará de 40.7 W en 1963 a 58.3 W en 1969; iv) se espera incrementar el consumo por habitante a un promedio anual de 10.2 por ciento, que lo elevará de 103.7 kWh en 1963 a 185.4 kWh en 1969; v) se construirán 2 254 km de líneas correspondientes al programa de electrificación rural.

5. Programa de inversiones

El programa contempla el siguiente plan anual de inversiones en millones de colones salvadoreños:

/Total

Proyecto	Total	1965	1966	1967	1968	1969
Total	<u>64.5</u>	<u>13.3</u>	<u>4.5</u>	<u>8.2</u>	<u>26.0</u>	<u>12.5</u>
5a. unidad "5 de noviembre" 22 000 kW hidráulica	1.8	1.8	-	-	-	-
Planta turbogas Acajutla 6 600 kW	0.9	0.9	-	-	-	-
Planta vapor Acajutla ^{a/} 60 000 kW	22.3	8.3	1.5	6.5	6.0	-
Poza del Silencio ^{a/} 40 000 kW hidráulica	22.0	-	-	-	17.0	12.0
Electrificación rural ^{b/}	4.4	1.0	2.2	1.2	-	-
Sistema de transmisión	0.5	0.5	-	-	-	-
Otros	5.5	0.7	0.8	0.5	3.0	0.5

a/ La planta de vapor de Acajutla constará de dos unidades de 30 000 kW. La primera entraría en operación en 1966 y la segunda en 1968. La planta en Poza del Silencio entraría en funcionamiento después de 1969. La interconexión con Honduras se considera muy conveniente, pero no se incluye en el plan de inversiones. Requeriría una línea de transmisión de 155 km, hasta Yojoa y un período de construcción de cerca de 2 años.

b/ El programa de electrificación rural abastecerá 17 zonas en dos etapas. La primera incluye 4 zonas con 33 100 habitantes, una inversión total de 2.4 millones de colones y quedará concluida en 1965. La segunda, 1966-69, para zonas restantes y con 414 100 habitantes, requiere una inversión total de 5.6 millones de colones, en lo cual participa el sector público con 3.4 millones de colones y el sector privado con 2.2 millones.

El costo del programa de inversión pública es como sigue:

Concepto	Millones de colones	Porcentaje
Total	<u>64.5</u>	<u>100.0</u>
Generación	54.1	84.0
Transmisión	3.9	6.0
Distribución	1.0	1.5
Otros	5.5	8.5

/La inversión

La inversión en generación se subdivide en hidráulica (30.8 millones de colones) y térmica (23.2 millones).

Ese mismo total de inversión pública se desglosa en 20.4 millones de colones en gastos en moneda local (32 por ciento) y 44.1 millones de colones en moneda extranjera (68 por ciento).

Otra clasificación de la inversión pública, desde el punto de vista de los componentes de la misma, es la siguiente:

	Millones de colones	Porcentaje
Total	<u>64.5</u>	<u>100.0</u>
Mano de obra nacional	8.4	13.0
Mano de obra extranjera	4.5	7.0
Materiales nacionales	12.0	19.0
Materiales extranjeros	18.0	28.0
Equipo extranjero	21.6	33.0

La inversión del sector privado se estima en 10 millones de colones entre 1965 y 1969, 13.4 por ciento del total de la inversión en el sector de la energía eléctrica, que aumenta a 74.5 millones de colones.

El valor de la producción eléctrica se estima para 1969 en 39.1 millones de colones, que, comparados con la estimación de 1965 de 22.6 millones de colones, implica un incremento promedio anual de 14.7 por ciento.

6. Financiamiento

Los 64.5 millones de colones proyectados como costo del programa en inversión pública se esperan financiar así: 52.2 millones (80.8 por ciento) con recursos propios (CEL) y 12.3 millones (19.2 por ciento) con recursos externos.

/Los recursos

Los recursos externos provendrían del Banco Internacional de Reconstrucción y Fomento (BIRF). Del total necesario estimado ya se han negociado con ese organismo financiero 7.3 millones de colones, faltando por negociar para el Proyecto Poza del Silencio, 5.0 millones de colones.

CUADRO DE FLUJO DE FONDOS

(Millones de colones)

	Total	1965	1966	1967	1968	1969
Total	<u>64.5</u>	<u>13.3</u>	<u>4.5</u>	<u>8.2</u>	<u>26.0</u>	<u>12.5</u>
Recursos propios	52.2	6.9	3.6	8.2	21.0	12.5
Recursos externos	12.3	6.4	0.9	-	5.0	-

7. Tarifas. Aspectos institucionales. Política de electrificación

Las tarifas se rigen por la Ley de Servicios Eléctricos y su Reglamento, bajo el control de la Inspección General de Servicios Eléctricos, organismo regulador encargado de la fijación de las mismas.

Esa ley señala una utilidad neta máxima sobre el capital invertido del 8 por ciento anual.

La CEL, como instituto encargado de la electrificación nacional, ha seguido la política de proponer tarifas más bajas que las actuales a los sectores residencial y comercial, para fomentar el uso de la electricidad entre los grandes consumidores de esos sectores.

No se ha seguido la política de establecer tarifas uniformes por regiones. Las tarifas se han hecho depender de diversos factores como utilización del equipo, rentabilidad, zona urbana o rural, etc.

La participación del sector público en la generación eléctrica se espera que aumente durante el plan quinquenal del 71 por ciento en 1963 de la capacidad instalada propiedad de la CEL, al 85 por ciento en 1969. En este último año se espera que la generación de la CEL sea el 92 por ciento de la generación total del país.

III. HONDURAS

1. Condiciones de suministro

a) La capacidad instalada en 1950 era de 18 200 kW (6 000 kW de servicio público y 12 200 kW de servicio privado); en 1964 llegaba a 69 000 kW (58 200 kW de servicio público y 10 800 kW de servicio privado).

La clasificación de la capacidad instalada de servicio público en hidráulica y térmica era en 1964, la siguiente (kW):

Empresa	Total	Hidráulica	Térmica
Total	<u>58 200</u>	<u>33 900</u>	<u>24 300</u>
Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) <u>a/</u>	44 852	31 840	13 012
Otras empresas	13 348	2 060	11 288
Número de plantas eléctricas	66	10	56 ^{b/}

a/ La ENEE fue creada en 1957 como instituto autónomo encargado del problema eléctrico del país.

b/ De este total de 56 plantas térmicas sólo 6 tenían una capacidad superior a 1 000 kW.

La capacidad hidráulica instalada en 1964 era el 58 por ciento del total. Se aprecia una importante participación estatal en el negocio eléctrico, representada por el 77 por ciento de la capacidad instalada en servicio público.

La relación entre la capacidad instalada y la población fue en 1950, de 4.2 W por habitante; en 1959, de 8.8 W (la más baja de América Latina), y en 1964, de 26.4 W.

b) La generación neta para servicio público fue en 1964 de 115.5 millones de kWh, que comparada con los 14.4 millones de kWh de 1950 arroja un incremento promedio anual del 16 por ciento.

En el período 1950-1964 se observa un incremento sustancial de la generación hidráulica. Del 26 por ciento del total en 1950 pasó al 59 por ciento en 1964. Se observa también una participación estatal considerable en el suministro de energía; de la generación total, la ENEE participó en 1964 con un 69.7 por ciento.

La energía eléctrica generada por habitante fue de 10.1 kWh en 1950, y de 52.6 kWh en 1964.

c) El consumo medio por abonado fue en 1950 de 686 kWh y en 1964 de 2 667 kWh.

El número de consumidores ascendió de 15 700 en 1950 a 39 000 en 1964 y el consumo total de energía eléctrica fue en dichos años de 10.7 GWh y 104.0 GWh, respectivamente.

La estructura del consumo en 1964 era en la ENEE:

	<u>Porcentaje</u>
Residencial-comercial	41
Industrial	50
Gobierno	9

Mientras el ingreso por venta de energía eléctrica aumentó de 1.9 millones de lempiras en 1950 a 8.7 en 1964, el precio medio por kWh bajó de 33 centavos de lempira en 1953 a 8.3 en 1964. Este precio sigue siendo alto en comparación con el resto de Centroamérica.

d) Los principales sistemas eléctricos o zonas de servicio eran en 1964: i) la Zona Central (Tegucigalpa y Comayagua); ii) la Zona Noroeste (Ulúa y Chamalecón, San Pedro Sula, Tela y Puerto Cortés) con una extensión de 3 000 km², centro económico más importante del país; y iii) la Zona Noreste (La Ceiba, Trujillo y Juticalpa) con una extensión territorial de 10 800 km².

Además de estas tres zonas servidas, existen las regiones del sur y occidente que no disponen de servicio eléctrico adecuado.

2. Conclusiones principales del diagnóstico

El consumo de energía eléctrica es bajo debido a: a) insuficiente capacidad generadora; b) malas condiciones de la red distribuidora, y c) tarifas excesivamente elevadas.

El problema del financiamiento de las inversiones ha sido uno de los principales factores limitantes del desarrollo eléctrico del país.

Honduras carece de un organismo encargado del control y regulación del servicio y las tarifas.

3. Proyección de la demanda

La energía eléctrica requerida para 1969 se ha calculado en 228 millones de kWh con base en una estimación de 123 millones para 1965 y una tasa promedio del 16.6 por ciento anual, que corresponde al incremento histórico hasta 1964.

Para la estimación de la demanda de energía durante el quinquenio 1965-1969, se ha tomado en cuenta la demanda de una planta siderúrgica y las cargas estimadas para la región sur. No se incluyó en las estimaciones la planta industrial de pulpa y papel proyectada, que podría tener una demanda de aproximadamente 50 millones de kWh.

En cuanto a potencia, la estimación de la demanda se hace ascender en el programa a 24.4 MW para 1965, y a 47.8 para 1969.

Las estimaciones anteriores están basadas en un desarrollo eléctrico independiente para el país, es decir sin tomar en cuenta posibles interconexiones. El plan contempla la alternativa de interconectar, en el quinquenio programado, el sistema eléctrico de Honduras con el de El Salvador; interconexión sobre la que se han elaborado varios estudios.

En la alternativa del sistema combinado (Honduras-El Salvador) resultarían las siguientes estimaciones: i) la energía eléctrica total requerida en 1969 sería de 818 millones de kWh, de los cuales corresponderían a la ENEE (Honduras) 221 millones de kWh (27 por ciento); ii) la demanda requerida en 1969 sería de 182.4 MW, de los cuales 46.1 MW corresponderían a la ENEE (25 por ciento); iii) Para 1969, El Salvador

/entregaría

entregaría a Honduras 102.5 millones de kWh durante la estación lluviosa; en la estación seca se trasladarían 172 millones de kWh de Honduras a El Salvador.

En el programa de Honduras se considera que el sistema combinado sería más conveniente por su mayor flexibilidad y eficiencia. La energía adicional requerida por la siderúrgica y por la región sur representaría, por ejemplo, en 1968 el 31 por ciento de aumento sobre la demanda normal en el sistema independiente y sólo un 7 por ciento sobre la misma dentro del sistema combinado ENEE-CEL.

4. Objetivos y metas

El programa tiende, en general, a lograr una mayor utilización de los recursos hidráulicos del país, y una extensión del servicio eléctrico a las zonas no servidas o servidas deficientemente.

El plan quinquenal encomienda a la ENEE los siguientes objetivos:

- a) Avanzar en el aprovechamiento de los recursos hidráulicos del país;
- b) Servir las necesidades eléctricas, urbanas y rurales, diseminadas por el país;
- c) Mejorar y ampliar la red de distribución del Distrito Central;
- d) Construir líneas de transmisión para servir a poblaciones en la zona central del país.

Al conseguirse los objetivos anteriores, se lograrían las siguientes metas: i) aumento de la capacidad instalada en 40 MW, mediante la construcción de la nueva planta de San Buenaventura que entraría en operación en 1968. Con este aumento en la capacidad para servicio público se llegaría en 1969 a un total de 98.2 MW; ii) la generación neta aumentaría de 123 millones de kWh en 1965 a 228 millones de kWh en 1969 (incremento promedio anual 16.6 por ciento); iii) la construcción de líneas de transmisión y distribución para servir a Villamueva, Santa Bárbara, Comayagua y Siguatepeque; iv) la construcción de aproximadamente

13 centrales hidráulicas y térmicas para servir a un grupo considerable de poblaciones urbanas y rurales diseminadas en el país; v) la reconstrucción y expansión del sistema del Distrito Central, con un incremento de la capacidad generadora de 2.4 MW y la reconstrucción de la red de circuitos de distribución.

Estas metas del sistema independiente variarían, en lo que corresponde, a las siguientes en el sistema combinado El Salvador-Honduras:

i) la capacidad instalada se aumentaría en el quinquenio en 50 MW, con lo que se llegaría a 108.2 MW de capacidad instalada; ii) se construirían las obras adicionales en los ríos Jaitique y Tepemichán, con lo cual se aumentaría la producción de Cañaveral y Buenaventura, en 47 millones de kWh por año; iii) se harían las líneas de transmisión necesarias para la interconexión con El Salvador.

5. Programa de inversiones

El costo total del programa para 1965-1969 sería: sistema independiente, 49 millones de lempiras; sistema combinado 51.6 millones.

La inversión por años sería, en millones de lempiras:

	Total	1965	1966	1967	1968	1969
Sistema independiente	49.0	2.7	11.8	13.9	9.6	11.0
Sistema combinado	51.6	2.7	10.3	14.9	12.6	11.0

En el sistema combinado, el proyecto San Buenaventura costaría 500 000 lempiras más y el suministro a la región sur 2.2 millones de lempiras menos, pero habría que agregar una línea de interconexión con El Salvador de un costo de 4.2 millones de lempiras.

El resumen del programa de inversiones por proyectos principales (sistema combinado) sería, en millones de lempiras:

/Total

Proyecto	Total	1965	1966	1967	1968	1969
Total	<u>51.6</u>	<u>2.7</u>	<u>10.3</u>	<u>14.9</u>	<u>12.6</u>	<u>11.0</u>
San Buenaventura, más transmisión asociada	24.7	0.5	7.6	8.0	8.6	-
Línea de interconexión con El Salvador	4.2	-	-	1.5	2.7	-
Mejoras y ampliaciones	4.8	-	1.2	1.2	1.2	1.2
Suministro a siderúrgica y pulpa y papel	4.6	-	1.4	3.2	-	-
Otros proyectos	13.2	2.2	0.1	1.0	0.1	9.8

El costo del programa, sistema independiente, requeriría 20.6 millones de lempiras en moneda local (42 por ciento) y 28.4 millones de lempiras en moneda extranjera.

La alternativa del sistema combinado sería de 21.9 millones de lempiras en moneda local (42 por ciento) y 29.7 millones de lempiras en moneda extranjera.

6. Financiamiento

El costo del programa (sistema independiente) por 49.0 millones de lempiras, se espera financiar así: recursos internos, 7.4 millones (15 por ciento); un crédito externo, 41.7 millones de lempiras. De los recursos internos se han obtenido ya 2.1 millones de lempiras. Los recursos externos tienen que ser negociados en su totalidad.

De optarse por el sistema combinado se necesitaría un crédito externo de 44.2 millones de lempiras (85 por ciento del total) que sumado a los 7.4 millones de recursos internos proporcionaría el costo total del programa (51.6 millones de lempiras).

El plan no indica el flujo de recursos locales y externos por año.

7. Tarifas. Aspectos institucionales. Política de electrificación

Las tarifas del país eran las más altas de Centroamérica. Fueron rebajadas en abril de 1964, al entrar en operación la Planta de Cañaveral (el ingreso medio pasó de 18 centavos de lempira en 1950 a 8.3 centavos en 1964).

Existe: a) una tarifa residencial escalonada: por 500 kWh, precio promedio 9.5 centavos de lempira por kWh; por 1 000 kWh, precio promedio 8.2 centavos de lempira por kWh; b) Tarifa general escalonada; por 1 000 kWh, precio 10.3 centavos de lempira por kWh; para 10 000 kWh, precio 8.1 centavos de lempira por kWh; y c) Tarifa especial para abonados con contrato por un año o más.

Se considera necesario crear un organismo de control y regulación de tarifas y del servicio eléctrico y la elaboración de una legislación adecuada, incluyendo condiciones de suministro, concesiones para generación y distribución, control tarifario, normas de seguridad en las instalaciones, etc.

Solo el estado puede tomar la iniciativa en el campo de la electrificación y resolver los problemas técnicos de la ENEE y mejorar su organización.

Convendrá asimismo, insistir en el aprovechamiento del potencial hidroeléctrico del país, para lo cual es indispensable evaluar sistemáticamente los recursos energéticos de Honduras.

El plan manifiesta, finalmente, que la interconexión con El Salvador parece más favorable que el desarrollo de un sistema independiente en cada país.

IV. NICARAGUA

1. Condiciones de suministro

a) La capacidad instalada total aumentó de 27 900 kW en 1950 a 108 900 kW en 1964. En servicio público, la capacidad instalada, que era de 7 900 kW en 1950 (28 por ciento) subió a 80 000 kW en 1964 (73 por ciento).

Hasta 1964 toda la capacidad era térmica; dicho año entró en servicio una unidad de la Planta Hidroeléctrica Centroamérica, de 25 000 kW y en febrero de 1965 otra, llegándose a un total hidráulico de 50 000 kW.^{1/}

La capacidad instalada en servicio público era en 1950 de 7.5 W (26.4 por habitante en total) y en 1964, de 50.6 (68.9 W por habitante en total).

b) La generación neta para servicio público fue en 1950 de 18.8 GWh (la total-pública y privada fue de 83.8 GWh). En 1963 esa generación llegó a 160.4 GWh (frente a un total de 238.2 GWh). Se observa que, como ha sucedido con la capacidad instalada, la generación para servicio público ha aumentado considerablemente en el período, pasando su participación en total del 22 al 75 por ciento.

A su vez, la generación per cápita se incrementó de 17.9 kWh para servicio público en 1950 (79.7 kWh en total) a 83.5 kWh en 1963 (134.5 kWh en total). Esta última cifra del servicio público de 1963, se ha visto incrementada sustancialmente en 1964 y a principios de 1965, con la entrada en operación de la Planta Centroamérica.

c) El documento sobre el plan quinquenal de Nicaragua no proporciona las cifras de consumo medio por habitante ni la estructura del consumo, en el período 1950-1964.

A causa de lo elevadas que son las tarifas, especialmente para el consumo residencial, el uso doméstico de la electricidad, en las zonas urbanas y con mayor razón en las rurales, es bastante limitado. En las zonas rurales se utilizan la leña, el carbón y el kerosene, y será difícil desplazarlos en un período corto.

^{1/} Esta planta fue instalada por la Empresa Nacional de Luz y Fuerza (ENALUF) institución autónoma del estado creada en 1964 y encargada de la electrificación del país.

d) Con la creación de la ENALUF se ha consolidado la intervención estatal en el servicio público del sector de la electricidad y han podido interconectarse una serie de sistemas aislados, especialmente de la zona del Pacífico de Nicaragua. En 1958 todavía existían 47 empresas de servicio público. La ENALUF puso dicho año en servicio la Planta Térmica de Managua de 30 000 kW e interconectó 16 de las empresas más importantes.

2. Conclusiones principales del diagnóstico

Las principales conclusiones del diagnóstico son las siguientes:

a) Se ha seguido una política de estímulo al consumo eléctrico por la industria, pero se han recargado las tarifas residenciales;

b) Es indispensable mejorar la red de distribución en las principales ciudades, por implicar el sistema actual una alta proporción de pérdidas. Podría convenir --para obtener la mejora de las redes de distribución-- facilitar financiamientos a las empresas privadas propietarias de instalaciones en el país;

c) Convendría llevar a cabo la construcción de proyectos hidráulicos para ahorrar divisas y disminuir la importación de combustibles.

Deben continuarse los estudios de Larreynaga, el Gran Viejo, Coco, Malacatoya, Bocana de Paygua, etc.

d) Los resultados obtenidos con la interconexión de los sistemas aislados en el país han sido muy beneficiosos por lo que deberá fomentarse ese proceso hasta donde las condiciones y ventajas económicas lo justifiquen.

En el aspecto de la interconexión resulta importante para Nicaragua fomentar los estudios de interconexión internacionales (Honduras y Costa Rica).

3. Proyección de la demanda

Existen en el programa dos proyecciones de la demanda: a) la ENALUF, la ha efectuado con base en las ventas por grupos (residencial, comercial e industrial) y ha utilizado una tasa de incremento promedio anual del 15.5 por ciento; b) la Comisión Nacional de Energía, que es el organismo encargado en el país del planeamiento eléctrico, realizó la estimación a base de las regiones en que está dividida Nicaragua utilizando una tasa de crecimiento promedio anual del 22.0 por ciento.

/La ENALUF

La ENALUF estima la energía eléctrica requerida para 1969 en 420.5 millones de kWh con base en una estimación para 1965 de 236 millones de kWh. En cuanto a la capacidad instalada, estima que habrá de requerirse durante el plan 1965-1969, un incremento de 21 000 kW (17 000 hidráulicos y 4 000 térmicos); el incremento de la capacidad instalada sería para los próximos 10 años de 121 000 kW.

La Comisión estima en 620 millones de kWh la energía eléctrica requerida para 1969, con base en una estimación para 1965 de 223 millones de kWh. En cuanto a la capacidad instalada, se requeriría, según la misma Comisión, un incremento en el período 1965-1969 de 44 000 kW.

La demanda potencial estaba lejos de ser cubierta por la capacidad instalada a fines de 1964, incluso con la Planta Centroamérica en funcionamiento. Para el plan de inversiones se ha utilizado la proyección de ENALUF.

4. Objetivos y metas

El programa formulado tiende, en términos generales, a que se aumente la capacidad instalada para satisfacer las necesidades del país; se continúen utilizando con mayor amplitud los recursos hidráulicos y se disminuyan las tarifas eléctricas.

El plan quinquenal persigue los siguientes objetivos específicos: i) satisfacer la demanda estimada; ii) aumentar el índice de energía eléctrica generada per cápita, y iii) seguir aprovechando los recursos hidráulicos del país para la generación eléctrica.

Las metas que se esperan alcanzar con el programa elaborado, son las siguientes: i) obtener para 1969 una capacidad instalada en servicio público de 119 000 kW, para lo cual se requiere, además de la Planta Centroamérica (50 000 kW), una planta térmica de 4 000 kW que entraría en operación en 1966 y la planta hidroeléctrica de Larreynaga, de 17 000 kW, en 1968; ii) un aumento de la generación neta, que fue de 236 millones de kWh (200 GWh hidráulicos, más 50 GWh térmicos, menos 14 GWh en pérdidas) en 1965, a 420 millones de kWh en 1969 (268 GWh hidráulicos, más 171 GWh térmicos, menos 19 GWh en pérdidas);

/iii) hacer

iii) hacer subir la capacidad instalada por habitante de 82 vatios en 1965 a 84 vatios en 1969, y iv) mejorar la generación anual por habitante de 145 kWh en 1965 a 230 kWh en 1969.

5. Programa de inversiones

El plan contempla el siguiente programa anual de inversiones, en millones de córdobas:

Proyecto	Total	1965	1966	1967	1968	1969
Total	<u>188.6</u>	<u>28.9</u>	<u>30.0</u>	<u>31.0</u>	<u>53.6</u>	<u>45.0</u>
Planta Centroamérica de 25 MW adicional	18.6	15.1	3.5	-	-	-
Planta térmica Chinandega 4 MW	4.6	4.6	-	-	-	-
Proyecto Larreynaga, 17 MW	39.1	0.9	9.6	13.4	15.3	-
Tuma, 3a. etapa (Gran Viejo) ^{a/}	57.5	-	-	-	20.0	37.5
Bluefields-Ocotol*	0.5	0.5	-	-	-	-
Subtotal de generación	120.1	21.0	13.1	13.4	35.3	37.5
Varios transmisión	35.0	2.1	7.4	9.3	13.7	2.4
Varios distribución	24.2	5.0	5.6	4.5	4.3	4.7
Planta general	9.3	0.8	3.9	3.9	0.4	0.4

a/ Serán concluidos después de 1969.

En el cuadro anterior se observa que, excluyendo la planta general, 120.1 millones de córdobas se destinan a generación (31.67 por ciento) de los cuales 115.5 son para generación hidráulica y 4.6 millones de córdobas para generación térmica. A inversiones en transmisión se dedica el 19.5 por ciento y a distribución el 13.5 por ciento.

Este costo total de 188.6 millones de córdobas se desglosa en: gastos en moneda local (61.7 millones de córdobas) y gastos en moneda extranjera (126.9 millones de córdobas, 67 por ciento).

El plan no presenta el desglose de ese costo en mano de obra, materiales y equipos.

6. Financiamiento

Se espera financiar el programa en la forma siguiente: gastos en moneda nacional con recursos internos (generación interna de caja de ENALUF) y gastos en moneda extranjera, por valor de 126.9 millones de córdobas, con créditos del Banco Internacional de Reconstrucción y Fomento (BIRF) y del Bank of America.

De los créditos externos se obtuvieron, en el momento de la formulación del plan, 16.7 millones de córdobas para obras en 1965; quedan por negociar 110.2 millones de córdobas.

El flujo de recursos internos y externos por año es el siguiente, en millones de córdobas:

	Total	1965	1966	1967	1968	1969
Total	<u>188.6</u>	<u>28.9</u>	<u>30.0</u>	<u>31.0</u>	<u>53.6</u>	<u>45.0</u>
Recursos internos	61.7	6.7	11.6	8.8	16.9	17.6
Recursos externos	126.9	22.2	18.4	22.2	36.7	27.4

7. Tarifas. Aspectos institucionales. Política de electrificación

Cuando se formuló el plan quinquenal, las tarifas de Nicaragua, en promedio, eran las más altas de Centroamérica. La política de estímulo a la industria ha significado un recargo a las tarifas del sector residencial.

Existe el propósito de rebajar las tarifas cuando puedan disminuirse los costos de la energía eléctrica a base de una generación hidroeléctrica más económica y eficiente.

En Nicaragua existen dos organismos que se complementan en los aspectos de formulación y ejecución del plan de electrificación nacional: la ENALUF, instituto autónomo creado en 1954 --que antes formaba parte del Ferrocarril del Pacífico-- que ha recibido el encargo de la construcción y operación de las obras eléctricas, y la Comisión Nacional de Energía, /creada

creada posteriormente, que depende del Ministerio de Fomento, es el organismo regulador y planificador de la industria eléctrica y ha sido encargada de investigar los recursos para la producción de energía y de hacer estudios e investigaciones y formular programas; establece, también, la política de precios de la electricidad en el país.

El criterio seguido por la ENALUF para proporcionar el servicio eléctrico ha sido que las inversiones deben autoliquidarse en tres años y en caso de financiación con crédito externo, la aportación de recursos propios debe ascender al 35 por ciento. Constituye esta circunstancia un factor limitante a la extensión de los servicios a nuevas regiones o poblaciones del país.

Se precisará intensificar el esfuerzo de electrificación en las zonas ya servidas y extender el consumo de la energía eléctrica a nuevas zonas.

V. COSTA RICA

1. Condiciones de suministro

a) La capacidad instalada para servicio público, que era en 1950 de 37 400 kW, había llegado a 145 100 kW en 1964, que significa una tasa de crecimiento de 9,8 por ciento.

El país, se ha diferenciado de los demás de la región por la alta proporción de la capacidad total instalada en instalaciones hidráulicas. En 1964 las principales plantas hidroeléctricas eran las de Garita (30 000 kW), Río Macho (30 000 kW); y el conjunto de plantas CNFL (28 000 kW).

Más del 60 por ciento de la capacidad total instalada en el país pertenecía en 1964 al Instituto Costarricense de Electricidad, institución autónoma del estado creada en 1949 para resolver el problema eléctrico del país.

b) La generación neta para servicio público fue, en 1962, de 412,8 GWh (358,3 GWh de origen hidroeléctrico). En 1950 la generación fue de 137,5 GWh (129,5 GWh hidroeléctricos). No se ha dispuesto del dato del índice de energía generada por habitante.

La participación del sector público en la producción de energía pasó de un 13,2 por ciento en 1950 a un 66,8 por ciento en 1962.

c) Corresponde a Costa Rica el consumo de energía eléctrica más alto de Centroamérica; y se destaca especialmente en el sector residencial, 68 por ciento del total en 1963 (el industrial era sólo el 14 por ciento).

Este alto consumo de energía eléctrica se debe, entre otras razones, a la gran capacidad instalada y a las tarifas bajas (para el sector residencial, aproximadamente 2 centavos de dólar por kWh).

d) Por lo que al suministro de energía eléctrica se refiere, pueden distinguirse dos áreas en el país: i) la Zona Central, con un 67 por ciento de la población total, dos terceras partes de la cual es urbana. En esta zona el 61 por ciento cuenta con el servicio eléctrico adecuado y consume aproximadamente el 90 por ciento de la energía eléctrica del país;

/ii) el resto

ii) el resto del país constituido en su gran mayoría por población rural, que dispone del servicio eléctrico adecuado en los principales núcleos de población.

Todas las cabeceras de distrito tienen servicio eléctrico, aunque en muchas no sea de la calidad adecuada.

Las inversiones en el sector energía, han sido, en millones de colones:

	<u>1950</u>	<u>1962</u>
Sector público	10.8	255.6
Sector privado	71.3	121.0
Totales	<u>82.1</u>	<u>376.6</u>

2. Conclusiones del diagnóstico

a) En términos generales, el país ha contado con la capacidad instalada adecuada para atender las necesidades nacionales, especialmente en la zona central donde están concentradas las actividades económicas más importantes.

b) La regulación y control del servicio eléctrico han contribuido desde 1928^{1/} a que las tarifas resulten bajas en comparación con el resto de Centroamérica, y ello ha permitido un gran desarrollo del consumo, especialmente del residencial.

c) Adecuada utilización de los recursos hidráulicos del país.

3. Proyección de la demanda

En el programa de Costa Rica, cuatrienal y decenal, se hace una evaluación de la demanda potencial de generación, es decir, de la que se estima que incluye todas las necesidades de energía eléctrica del país, y sobre esa base se estima la demanda potencial que habrá de satisfacerse. Esas estimaciones son las siguientes:

^{1/} El Servicio Nacional de Electricidad fue creado en 1928 y reorganizado en 1941.

Año	Demanda potencial de generación en GWh	Satisfecha	
		GWh	Porcentaje
1965	915	742	81
1968	1 180	972	82
1974	1 925	1 414	85

De la generación satisfecha, se espera que dos terceras partes sean cubiertas por el sector público.

Por lo que se refiere al consumo de energía eléctrica, se calcula que aumentará a 838 millones de kWh en 1968, partiendo de una estimación de 634 millones de kWh para 1965. La estimación para 1974 es de 1 418 millones de kWh.

La estructura del consumo habrá de ser la que sigue:

Años	Total		Residencial		Comercial		Industrial		Otros	
	GWh	Porcentaje	GWh	Porcentaje	GWh	Porcentaje	GWh	Porcentaje	GWh	Porcentaje
1965	634.1	100	374.9	59.1	89.9	14.1	160.0	25.2	99.0	1.6
1968	838.1	100	473.2	56.5	114.8	13.7	237.5	28.4	12.6	1.5
1974	1 417.6	100	768.1	54.2	185.8	13.1	443.6	31.3	20.0	1.4

La demanda máxima potencial requerida se estima para 1965, en 216.5 MW; para 1968, en 275 MW y para 1974, en 447 MW y se supone que el plan habría de satisfacer de esa demanda potencial, lo siguiente: en 1965, 153.1 MW; en 1968, 217.1 MW, y en 1974, 377.1 MW.

4. Objetivos y metas

El programa aspira, en términos generales, a satisfacer la demanda normal, incluyendo la energía necesaria para la expansión industrial y para extender los servicios eléctricos a las zonas que carecen de ellos o que actualmente son muy deficientes.

/Los objetivos

Los objetivos específicos son los siguientes: i) satisfacer la demanda estimada; ii) continuar aprovechando para la generación eléctrica los recursos hidráulicos del país; iii) extender los servicios eléctricos a zonas rurales y centros urbanos que actualmente no cuentan con el servicio eléctrico o éste es deficiente; iv) interconectar los sistemas aislados; y v) propiciar y fortalecer las cooperativas eléctricas de distribución.

Las metas específicas que se espera lograr con el plan cuatrienal y decenal son: i) aumentar la capacidad instalada a un total de 217 100 kW en 1968, y de 377 100 kW en 1974. Esto significa agregar una capacidad en el cuatrienio de 72 000 kW (8 000 kW térmicos diesel, plantas portátiles, en 1965 y 64 000 kW, Planta Hidroeléctrica de Cochf, en 1966) y en el decenio de 232 000 kW; ii) electrificación rural de las regiones de San Carlos, Guanacaste y Dota-Tanazú para servir a 75 000 habitantes mediante la creación de 3 cooperativas de distribución eléctrica (dos de las cuales estarán interconectadas al Sistema Central y la otra tendrá generación independiente de propiedad del ICE); iii) extensión de líneas de interconexión al sur del país (San Isidro de El General); iv) reconstrucción y extensión de las redes de distribución actuales, abarcando centros de población rurales actualmente sin servicio eléctrico.

El proyecto de interconexión con Nicaragua se considera conveniente pero no se incluyó en el programa esbozado por estar pendientes los estudios al respecto.

5. Programa de inversiones

El costo total del programa de inversiones se estima en 224.1 millones de colones durante el cuatrienio, que desglosan por años como sigue, en millones de colones.

Concepto	Total	1965	1966	1967	1968
Total	<u>224.1</u>	<u>64.9</u>	<u>38.5</u>	<u>46.6</u>	<u>74.1</u>
Generación	176.7	48.3	26.5	38.8	63.1
Transmisión y distribución	47.4	16.6	12.0	7.8	11.0

/Se observa

Se observa en el cuadro anterior que las inversiones en generación llegan al 79 por ciento del total (176.7 millones de colones). Los principales proyectos que deberá realizar el ICE en materia de generación son los siguientes:

- a) Plantas térmicas diesel portátiles de cañiza, con capacidad de 8 000 kW;
- b) Conclusión de la Planta hidroeléctrica de Cachí, con capacidad de 64 000 kW;
- c) Planta hidrotérmica de Moín Limón, con 35 000 kW de capacidad;
- d) Planta hidroeléctrica de Tapantí (Río Macho No. 2), con 60 00 kW de capacidad.

Las municipalidades, cooperativas y juntas administrativas del servicio eléctrico invertirán además durante el cuatrienio alrededor de 36 millones de colones en distribución.

Se espera, por otra parte, que la inversión del sector privado para el suministro de energía en servicio público, ascienda durante el período a 50 millones de colones.

6. Financiamiento

El programa de inversiones en energía eléctrica se financiará en un 46 por ciento con recursos internos (103.8 millones de colones) y en un 54 por ciento con créditos externos (120.3 millones de colones).

El flujo de fondos internos y externos durante el período sería, en millones de colones:

	Total	1965	1966	1967	1968
Total	<u>224.1</u>	<u>64.9</u>	<u>38.5</u>	<u>46.6</u>	<u>74.1</u>
Recursos internos	103.8	30.4	21.9	22.3	29.2
Recursos externos	120.3	34.5	16.6	24.3	44.9

/Los recursos

Los recursos internos provendrán de la generación interna de caja del ICE más la venta de valores (bonos) en el mercado nacional.

De los recursos externos sólo faltan por negociar con el Banco Mundial los fondos necesarios para las inversiones de 1967 y 1968.

7. Tarifas. Aspectos institucionales. Políticas de electrificación

Costa Rica se ha caracterizado en el ámbito centroamericano por tener las tarifas más bajas de la región. A partir de 1960 se inició una tendencia a la elevación gradual de los precios, pero siguen manteniéndose en un nivel inferior al del resto de Centroamérica.

La política tarifaria tiende a lograr la sustitución de otros combustibles por la energía eléctrica, a limitar el desperdicio y a obtener un aprovechamiento óptimo de las instalaciones.

El control y la regulación de las tarifas corresponde al Servicio Nacional de Electricidad (SNE), organismo semiautónomo creado en 1928. La ley exige que se venda la energía eléctrica al costo y la tarifa sólo permite, en consecuencia, recuperar un rédito sobre la inversión neta para extender el servicio (en el caso de las empresas privadas ese rédito sirve para el pago de dividendos a los dueños de la empresa).

El Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) creado en 1949, es un organismo autónomo encargado de formular los programas de electrificación, de llevar a cabo las obras y posteriormente su operación. Hasta la fecha se ha prestado especial atención a los programas de generación y transmisión.

La política de electrificación del ICE ha tendido a impulsar la generación hidroeléctrica, y sólo como complemento se han utilizado plantas térmicas. Se propone seguir desarrollando proyectos de electrificación con su propio personal técnico y administrativo; los consultores se han contratado sólo para resolver problemas especiales. La política de investigación en recursos hidrológicos y su conservación seguirá fomentándose en colaboración con otras dependencias públicas, lo mismo que las posibilidades de energía geotérmica.

En materia de distribución eléctrica, el ICE, aunque dispone de su propio sistema de distribución al detalle, ha tratado de favorecer la creación de juntas administrativas municipales y cooperativas para que se encarguen de ello.

Cuadro resumen

CENTROAMERICA: ALGUNAS CARACTERISTICAS DEL SECTOR DE ENERGIA ELECTRICA

Características	Guatemala	El Salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica
Capacidad instalada (kW) en 1950					
Total	33 200*	30 100* ^{a/}	18 200	27 900	48 400
Servicio público	26 200	20 700 ^{a/}	6 000	7 900	37 400
Hidráulico	17 600	10 900	900	800	37 100
Térmico	8 600	9 800	5 100	7 100	900
Capacidad instalada (kW) en 1964					
Total	102 600*	105 900 ^{b/}	69 000	108 900	160 000*
Servicio público	84 400	96 300* ^{b/}	58 200	80 000	145 100
Hidráulico	25 500	87 000*	33 900	25 800*	109 500*
Térmico	58 900	9 300*	24 300	54 200*	35 600*
Propiedad pública	15 900	75 000	47 700	...	104 400*
Propiedad privada	68 500	21 300	10 500	...	40 700*
Aumento capacidad instalada en servicio público de 1950 a 1964 (Vatios/habitante)	9.4 a 19.7	10.9 a 35.6 ^{c/}	4.2 a 26.4	7.5 a 50.6	43 a 100* ^{d/}
Generación servicio público (Millones kWh)					
En 1950	144 ^{m/}	80.3 ^{f/}	14.4	18.8	137.5
En 1964	346	283.9 ^{f/}	115.5	221.0	412.8 ^{k/}
Tasa media anual 1950-64	12%	13.5%	16%	19.2%*	9.5% ^{l/}
Aumento 1950-64 (kWh/Habitante)	36.6 a 85.6	52.6 a 121 ^{e/}	10.1 a 52.6	17.9 a 139.7	160 a 305* ^{e/}
Aumento número de consumidores 1950-64	54 000 a 138 600*	57 500 a 95 900 ^{e/}	15 700 a 39 000	32 600 a 72 700*	48 000 a 117 400*
Ingreso medio por kWh en 1964					
Moneda local	0.035	0.075	0.084	0.312	0.13
Dólares	0.035	0.030	0.042	0.045*	0.02*
Plan Desarrollo 1965-69					
Aumento capacidad instalada (servicio público) en kW, 1965-1969	119 500	88 600	50 000 ^{j/}	46 000	72 000 ^{e/}
Hidráulica	87 700	22 000	50 000 ^{j/}	42 000	64 000
Térmica	31 800	66 600	-	4 000	8 000
Capacidad instalada servicio público 1969					
Total	203 900	184 900*	108 200 ^{j/}	126 000*	217 000 ^{j/}
Hidráulico	113 200	109 000*	83 900	67 800	173 500* ^{j/}
Térmico	90 700	75 900*	24 300	58 200	43 500*
Propiedad pública	135 400	163 600	97 700	...	176 400*
Propiedad privada	68 500	21 300	10 500	...	40 600*
Demanda máxima (MW) en 1969	142	137	47.8	79	217 ^{j/}
Índice capacidad instalada (vatios/habitante) 1969	41*	56	42*	84	130 ^{j/}
Generación: 1965 (millones kWh)					
Total	385 ^{g/}	459	123 ^{g/}	250	742
Servicio público 1969 (millones kWh)	600 ^{g/}	769	228 ^{g/}	439	972 ^{j/}
Tasa media anual Δ generación 1965-69	12%	13.5%	16.6%	15.5%	9.4% ^{l/}
Índice generación (kWh/habitante) en 1969	113 ^{g/}	232	88*	230	580*

/Continúa

Cuadro resumen (Conclusión)

Características	Guatemala	El Salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica
Inversión pública 1965-69 (millones)					
Moneda local	69.4	64.5	51.6 ^{d/}	188.6	224.1 ^{e/}
Dólares	69.4	25.8	25.8	26.9	33.8
Costo de mano de obra	24.2	13.1
Costo de materiales	34.7	30.0
Costo del equipo	10.5	21.6
Gastos en moneda local	26.0	20.4	21.9	61.7	...
Gastos en moneda extranjera	43.4	44.1	29.7	126.9	...
Financiamiento (Millones de moneda local)					
Recursos Internos	39.3	52.2	7.4	61.7	103.8
Recursos externos	30.1	12.3	44.2	126.9	120.3
Ya obtenidos	2.6	7.3	-	16.7	...
Por negociar	27.5	5.0	44.2	110.2	...
Estructura del consumo 1964 (Porcientos)					
Residencial-comercial	48 ^{h/}	45	41	45*	82
Industrial	39	38	50	36*	14
Otros	13	17	9	17*	4
Estructura del consumo 1969 (Porcientos)					
Residencial-comercial	...	44	70
Industrial	...	42	28
Otros	...	14	2

- * Obtenido de otras fuentes.
- a/ 1953.
 - b/ 1963.
 - c/ De 1953 a 1963.
 - d/ De 1950 a 1962.
 - e/ De 1965 a 1968.
 - f/ Consumo.
 - g/ Demanda.
 - h/ Sólo INDE.
 - i/ Sólo ENEE.
 - j/ Alternativa sistema combinado con El Salvador.
 - k/ 1962.
 - l/ 1968.
 - m/ 1956.

VI. COMENTARIOS FINALES

1. Los programas de energía eléctrica elaborados por los países centro-americanos cubren satisfactoriamente, en términos generales, las necesidades de la región a ese respecto para el quinquenio 1965-1969, con la excepción de Costa Rica, que sólo ha formulado un plan para el cuatrienio 1965-1968 y otro para el decenio 1965-1974.

2. Todos los programas tienden a satisfacer las necesidades del mercado actualmente servido y a llevar al mismo tiempo, paulatinamente, la electricidad a zonas no servidas o con servicios eléctricos deficientes.

3. En los programas nacionales se asigna prioridad a la instalación de capacidad generadora, y en especial a las centrales hidroeléctricas. Estas instalaciones programadas llenan, aparentemente, las necesidades nacionales, pero no consideran programas de interconexión internacionales.

4. El problema del financiamiento de las inversiones parece ser el aspecto más importante del programa. Salvo en el caso de El Salvador, donde no parecen existir problemas para la obtención de los fondos locales y externos, los demás países dependen de futuras negociaciones de empréstitos para gastos externos; las empresas no parecen tener tampoco la seguridad de obtener los gastos internos requeridos.

El caso extremo es el de Honduras donde se pretende financiar con recursos externos el 85 por ciento, aun sin negociar, del total de la inversión programada en el período. De los recursos internos (15 por ciento de la inversión) se señala en el plan que quedan por financiar todavía dos terceras partes.

Otro caso delicado es el de Guatemala, donde el INDE, en el período 1965-1969, se encuentra en la imposibilidad de aportar fondos al programa, cuya realización depende de los empréstitos y aportes gubernamentales y municipales que puedan obtenerse.

5. Puede ser causa de preocupación en el análisis de estos planes, la forma en que se ha proyectado la demanda. Parece haberse utilizado principalmente para la proyección de la misma la tasa de crecimiento histórico, sin conceder la debida importancia a factores como la instalación de industrias nuevas de integración, etc.

6. Los programas de electrificación centroamericanos no establecen, en general, una política definida de tarifas ni de capacitación del personal técnico necesario para las labores de investigación y desarrollo de los proyectos, así como para la ejecución de los mismos. Sin la capacitación de este personal los organismos de electrificación de cada país tendrán posiblemente que seguir dependiendo en mayor o menor grado de las firmas consultoras extranjeras.

7. En los programas quinquenales de electrificación no se hace referencia a la nacionalización del servicio público del sector electricidad actualmente en manos de empresas extranjeras, parece desprenderse de ello el propósito de que la situación actual se mantenga.

8. Apenas se hace referencia a planes sobre la investigación de los recursos hidráulicos y su conservación.

9. Finalmente debe señalarse que, de acuerdo con información reciente y a causa de lo que se indica en los puntos 4 y 5 de estos comentarios, los planes de los países han sufrido modificaciones sustanciales, en especial por lo que se refiere a la instalación de plantas generadoras. Algunos países están instalando centrales térmicas en vez de las hidroeléctricas programadas.