NACIONES UNIDAS

CONSEJO ECONOMICO Y SOCIAL

RESTRINGIDO
E/CN.12/CCE/SC.5/51
TAO/LAT/45
28 de octubre de 1964
ORIGINAL: ESPAÑOL

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

DESARROLLO COMBINADO DEL SISTEMA PACIFICO DE NICARAGUA Y DEL SISTEMA CENTRAL DE COSTA RICA

(Versión preliminar pendiente de revisión editorial)

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

INDICE DE MATERIAS

/V. Desarrollo

Página

/VII. Consecuencias

INDICE DE CUADROS

/9 Sistema

INDICE DE GRAFICOS

/7 Sistema

INDICE DE LAMINAS

/I INTRODUCCION

I. INTRODUCCION

Este documento contiene un análisis de los aspectos técnicos, económicos y financieros del anteproyecto de desarrollo combinado de los sistemas eléctricos Pacífico de Nicaragua y Central de Costa Rica. Se compara a los proyectos nacionales, más favorables, de cada uno de esos países.

El presente estudio fue solicitado por el Subcomité Centroamericano de Electrificación y Recursos Hidráulicos, como parte de la investigación permanente que realiza sobre posibilidades de desarrollo combinado dentro del programa de integración económica, y se presentará a consideración de un grupo de trabajo del Subcomité.

El estudio estuvo a cargo de los ingenieros Francisco Malavassi, Jefe de la Misión Centroamericana de Electrificación y Recursos Hidráulicos, y de Modesto Armijo Mejía, Consultor de la CEPAL; en consulta y con la colaboración de la secretaría de la CEPAL. En la confección de este documento colaboró también el ingeniero Ricardo Arosemena, miembro de la citada Misión.

Merece destacarse la colaboración prestada por la Comisión Nacional de Energía de Nicaragua; la Empresa Nacional de Luz y Fuerza de Managua; el Instituto Costarricense de Electricidad, y el Servicio Nacional de Electricidad de Costa Rica. También fue de especial importancia la información contenida en el informe Energía y agua en el desarrollo económico de Nicaragua, gentilmente facilitado por Ingeniería Alen, S.C. de México, y el Programa de obras de generación y trasmisión en construcción en 1969-1975 del Instituto Costarricense de Electricidad.

/II. SISTEMAS

II. SISTEMAS PACIFICO DE NICARAGUA Y CENTRAL DE COSTA RICA

A. Sistema Pacífico de Nicaragua

1. Región del Pacífico

La región del Pacífico es la de mayor desarrollo en el país y en ella vive la mayor parte de la población. Las principales actividades económicas son la agricultura y la minería. La industria ha mostrado un crecimiento importante en los últimos años. La parte norte es una zona agrícola de las mejor dotadas de Centroamérica y la principal productora de algodón del Istmo Centroamericano. El auge de la producción algodónera, iniciado después de la Segunda Guerra Mundial, fue determinante en el nivel de desarrollo alcanzado; facilitó también la transformación de la zona en una unidad económica de gran dinamismo a partir de 1950. Otro factor de importancia fue el mejoramiento de las condiciones de infraestructura, al construirse una red de carreteras y de facilidades portuarias, así como la formación del sistema eléctrico del Pacífico.

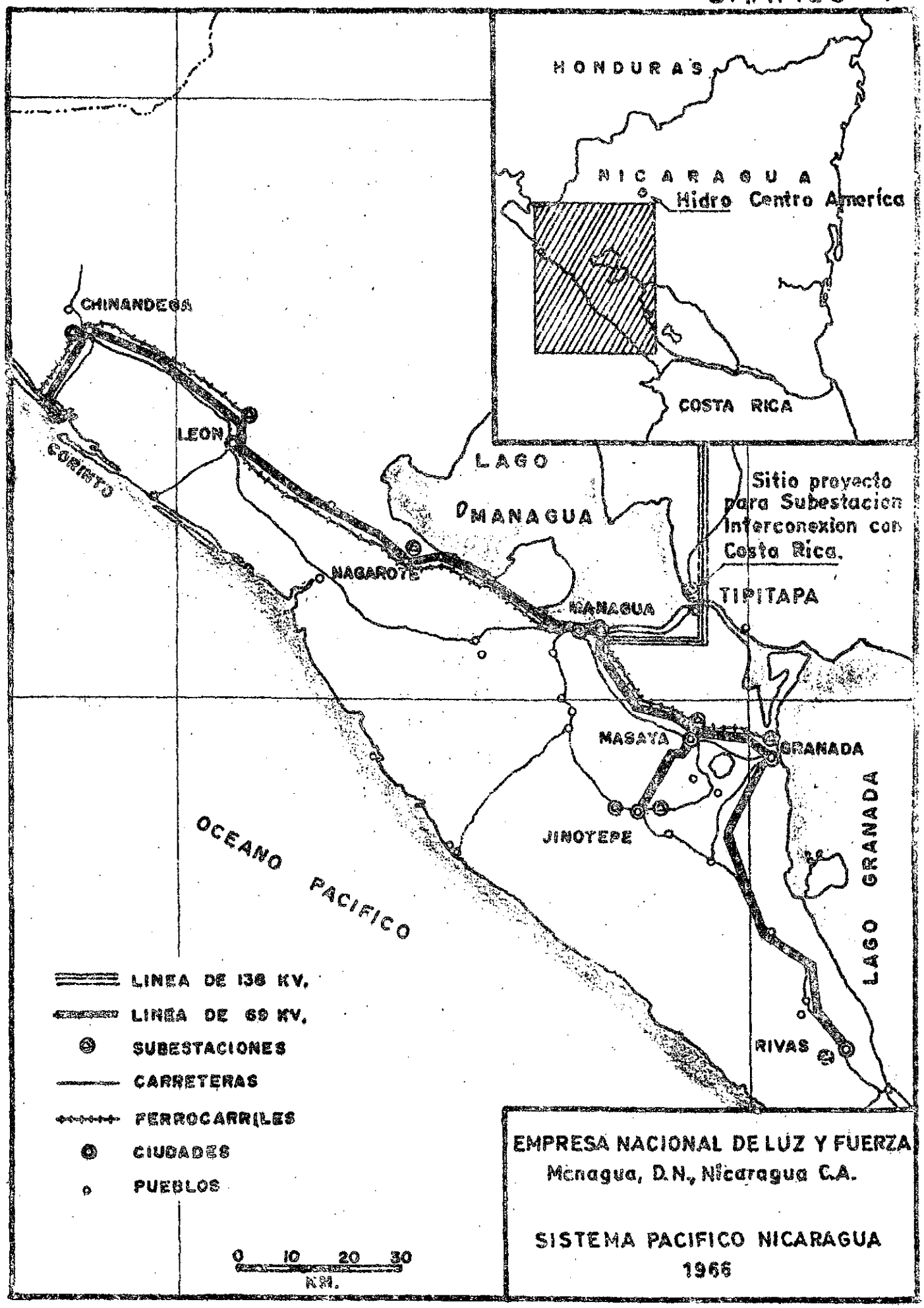
2. Desarrollo eléctrico

El Sistema del Pacífico agrupa las instalaciones de generación, trasmisión y distribución de las principales empresas de servicio público que abastecen las necesidades de energía de las ciudades más importantes y de las zonas rurales más desarrolladas (Gráfico 1). El centro de carga del sistema está localizado muy cerca de Managua, que es su principal centro de consumo. En 1963, las plantas generadoras del Sistema produjeron el 63 por ciento de la energía generada ese año en el país, ocupando así el cuarto lugar en Centroamérica en lo que se refiere a volumen anual de energía distribuida.

El Sistema constituye una sola unidad operativa integrada por las facilidades eléctricas de varias empresas y es el resultado de uno de los más intensos programas de expansión realizados en Centroamérica. Es de los más extensos que hay en el Istmo, no obstante que su desarrollo se inició

/Gráfico 1

GRAFICO I


HONDURAS
NICARAGUA
Hidro Centro America
COSTA RICA
CHINANDEGA
LEON
CORINTO
LAGO
MANAGUA
Sitio proyecto para Subestacion Interconexion con Costa Rica.
NAGAROTE
MANAGUA
TIPITAPA
MASAYA
GRANADA
JINOTEPE
OCEANO PACIFICO
LAGO GRANADA
RIVAS
LINEA DE 138 KV.
LINEA DE 69 KV.
SUBESTACIONES
CARRETERAS
FERROCARRILES
CIUDADES
PUEBLOS
0 10 20 30
KM.
EMPRESA NACIONAL DE LUZ Y FUERZA
Managua, D.N., Nicaragua C.A.
SISTEMA PACIFICO NICARAGUA
1966

en la segunda parte de 1958. De esta manera, cambió radicalmente la situación prevaleciente en la industria eléctrica.

Hasta 1958 la capacidad de las instalaciones que prestaban servicio público ascendía a unos 16 MW repartidos en 47 empresas, algunas de las cuales atendían también el servicio de agua potable. Las unidades más grandes, dos grupos dieseleléctricos de 3 MW cada uno, fueron instaladas en Managua en 1953 y 1955. La mayor parte de la producción era de origen térmico, generada en pequeñas unidades. Los precios elevados de la energía y la deficiencia en la calidad del servicio, favorecieron el autoabastecimiento de las actividades industriales y agrícolas que tomaron importancia con el desarrollo algodonero. Por su parte, la capacidad correspondiente al servicio privado alcanzó a 28 MW en 1958, --el valor más alto observado en Centroamérica-- cuya generación representó el 73 y el 58 por ciento en 1950 y 1957, respectivamente.

Para atenuar esta situación se adoptaron diversas medidas. Se decidió instalar mayor capacidad generadora térmica e interconectar las facilidades eléctricas de la región del Pacífico. Se fortaleció el marco institucional de la industria eléctrica, créandose dos organismos autónomos. A partir de 1954, a la Empresa Nacional de Luz y Fuerza (ENALUF) se le encargó la atención del problema eléctrico nacional, dándole prioridad a la región del Pacífico. A la Comisión Nacional de Energía (CNE), creada posteriormente, se asignaron las funciones de organismo regulador de la industria eléctrica y de formular un plan nacional de electrificación, así como investigar los aprovechamientos hidroeléctricos.

La planta de vapor de Managua, que consta de dos unidades de 15 MW cada una, inició operaciones a finales de 1958. Además, se interconectaron 16 empresas, que representaban el 95 por ciento de la generación de servicio público de Nicaragua. La interconexión básica se efectuó por medio de 190 km de líneas a 69 kv y 110 km a 13,2 kv. En la actualidad hay más de 550 km de líneas a 13,2 kv. La escasez de oferta quedó comprobada por el crecimiento elevado del consumo que se registró en los años siguientes. La gran expansión efectuada obligó a una política de estímulo para atraer la importante carga cautiva que representaban las industrias

/y fincas

y fincas autoabastecidas. Este hecho recargó los precios de energía cobrados al sector residencial y provocó circunstancialmente una restricción de importancia en la demanda de energía.

En 1960 se inició la construcción de la planta Centroamérica (50 MW), con la cual comienza también el aprovechamiento económico de los recursos hidráulicos del país. Los beneficios de esta planta servirán para reducir los precios de la energía que se cobran al sector residencial. Estos precios son los factores determinantes de que el ingreso medio por kWh vendido por las empresas de servicio público sea actualmente el más elevado de Centroamérica. Una reducción de estas tarifas lograría una mejor utilización de la actual red de líneas de trasmisión.

En 1963 la capacidad instalada en el Sistema del Pacífico fue de 47,9 MW que corresponden casi exclusivamente a plantas térmicas. La demanda máxima fue de 31,8 MW, y la producción alcanzó 156,0 GWh (véase el cuadro 1).

Para medir el desarrollo alcanzado por la electrificación en Nicaragua, pueden compararse los valores de capacidad instalada y generación, total y por habitante para 1950 y 1963 (véase el cuadro 2). Puede apreciarse también que el desarrollo del plan nacional de electrificación ha hecho posible detener el autoabastecimiento de las industrias y actividades agrícolas, y mejorar sustancialmente los índices por habitante. Estos últimos son mayores al promedio de Centroamérica, y corresponden a la mitad de los de Costa Rica.

3. Política de electrificación

La ENALUF tiene a su cargo la construcción y operación de las obras eléctricas, así como promover el mayor consumo de energía, de acuerdo con los planes generales formulados por la CNE. Esta última, además, recoge la información hidrológica básica, evalúa los proyectos hidroeléctricos considerados en el programa nacional y establece la política de precios para la energía.

Una vez realizados los estudios generales sobre las características principales de las obras en cada etapa del programa, la CNE traslada el proyecto a la ENALUF para su financiamiento y ejecución. Esta división de funciones difiere al régimen que siguen los otros países centroamericanos,

/Cuadro 1

Cuadro 1

SISTEMA PACIFICO DE NICARAGUA: CAPACIDAD INSTALADA Y PRODUCCION DE ENERGIA ELECTRICA, 1963

Empresas de servicio público	Capacidad Instalada		Producción	
	kW	Porciento	GWH	Porciento
Empresa Nacional de Luz y Fuerza (ENALUF)	44,2	92	153,2	98
Otros	3,7	8	2,8	2
Total	47,9	100	156,0	100

Fuente: Comisión Nacional de Energía (CNE), y Empresa Nacional de Luz y Fuerza.(ENALUF).

/Cuadro 2

Cuadro 2

NICARAGUA: DESARROLLO COMPARATIVO DE LA ELECTRIFICACION, 1950 y 1963

Concepto	1950	1963	Porciento de cambio
Capacidad instalada: (MW)			
Servicio público	7,9	50,0	530
Servicio privado	20,0	28,0	40
Total	27,9	78,0	180
Generación: (GWH)			
Servicio público	23,5	168,0	675
Servicio privado	65,0	77,9	20
Total	88,5	245,9	178
Capacidad instalada por habitante: (Vatios)			
Servicio público	7,5	32,8	337
Servicio privado	18,9	18,3	(3)
Total	26,4	51,1	94
Generación por habitante (kWh/año)			
Servicio público	22,0	110,0	400
Servicio privado	61,4	51,0	(17)
Total	83,4	161,0	93

Fuente: Comisión Nacional de Energía y ENALUF.

Nota: Los valores entre paréntesis indican reducciones.

/en donde

en donde el organismo que ejecuta la construcción de las obras y su operación, se encarga además de su planeamiento y diseño; y el organismo regulador efectúa la revisión del programa para determinar la prudencia de las inversiones.

En fecha reciente la ENALUF, con el apoyo del gobierno central, ha acelerado el proceso de adquisición de gran número de empresas distribuidoras de energía de propiedad privada y municipal. Asimismo, ha financiado las obras más importantes con la colaboración financiera del Banco Internacional de Reconstrucción y Fomento, a través de dos importantes operaciones de crédito. En el futuro esta institución internacional de crédito podría ser la principal fuente de financiamiento de los gastos en moneda extranjera, que habrán de requerir los planes de expansión del Sistema del Pacífico.

La ENALUF y la CNE han adquirido experiencia en el planeamiento, diseño, construcción y operación de los diversos elementos de su sistema eléctrico. Cuando ha sido necesario han complementado sus propios recursos técnicos con servicios de consulta de firmas internacionales.

4. Programa de electrificación

El programa a desarrollar por los organismos nacionales dentro del plan nacional de electrificación comprende los siguientes aspectos:

a) A cargo de la CNE: evaluar los recursos disponibles para la producción de energía, especialmente los hidráulicos; efectuar estudios preliminares de evaluación de las obras a construir; preparar el programa nacional de electrificación; y establecer la política de precios para la electricidad en todo el país.

b) A cargo de la ENALUF: efectuar estudios finales para definir las obras a construir y realizar su construcción; generar y distribuir energía a todo el país, y adquirir las empresas municipales y privadas que operan deficientemente.

/B. Sistema

B. Sistema Central de Costa Rica

1. La zona central de Costa Rica

Esta zona constituye la región de mayor actividad económica del país y en ella vive el 61 por ciento de la población; es la de mayor producción agrícola y en dónde están localizadas las principales plantas industriales, está bien dotada de vías de comunicación y cuenta con un suministro eficiente de electricidad.

La reciente actividad del volcán Irazú ha causado serios daños a una parte importante de la zona, lo que podría conducir eventualmente a un desplazamiento de determinadas actividades a otras regiones. En todo caso, seguirá siendo el centro de mayor importancia del país.

2. Desarrollo eléctrico

Costa Rica es un país con un desarrollo eléctrico bastante elevado si se le compara con el resto de los países centroamericanos. Los índices de capacidad instalada y generación por habitante en 1963 muestran que es cerca de tres veces superior al promedio regional y algo más del doble de los de Nicaragua, que ocupa el segundo lugar. (Véase el cuadro 3). Lo anterior es resultado de varios factores. Entre ellos destacan la alta concentración de actividades económicas en la zona central; los abundantes y bien situados recursos hidroeléctricos, y la regulación de los servicios eléctricos desde 1928. Estos factores auspiciaron precios para la energía de casi la mitad de los más bajos en Centroamérica, y es la principal causa del extraordinario consumo producido en el sector residencial. Como las empresas privadas y municipales de servicio público no pudieron hacer frente al crecimiento de la demanda de energía que se originó en el período de la posguerra, se creo el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) para que se encargara de orientar y complementar la acción privada.

El Sistema Central de Costa Rica es actualmente una unidad operativa formada por las instalaciones eléctricas de numerosas empresas públicas y privadas (véase el gráfico 2). Ha sido el resultado de un lento agrupamiento de los mercados, proceso que estuvo originalmente en manos de las

/Cuadro 3

Cuadro 3

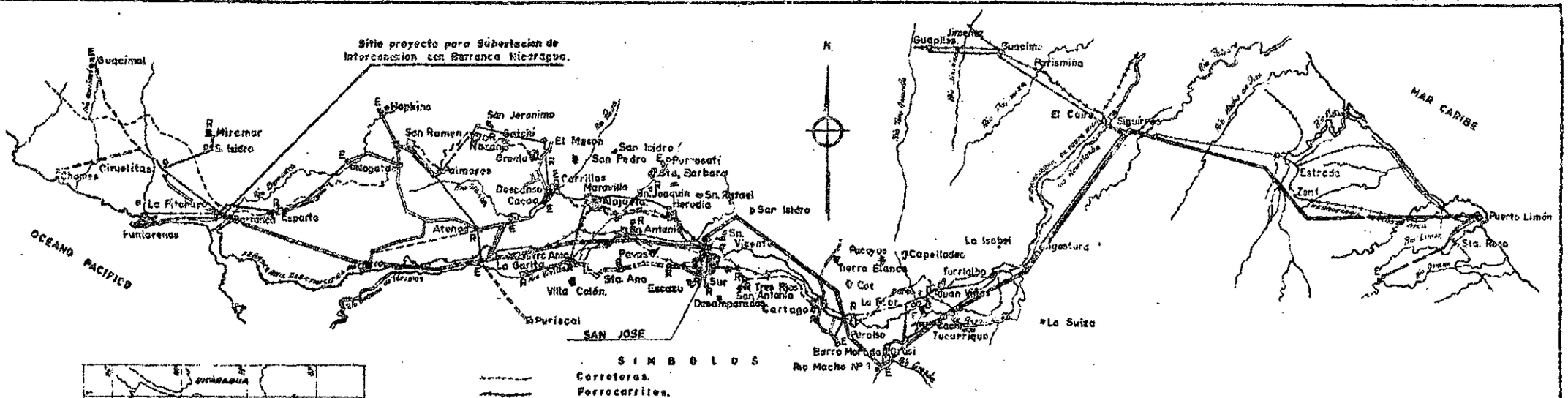
CENTROAMERICA: CAPACIDAD INSTALADA Y PRODUCCION DE ELECTRICIDAD POR HABITANTE, 1963

País	Capacidad instalada (Vatios por habitante)		Producción de energía (kWh por año por habitante)	
	Servicio público	Servicio público y privado	Servicio público	Servicio público y privado
Guatemala	17,8	21,7	81	89
El Salvador	35,5	38,8	122	124
Honduras	13,7	18,7	42	58
Nicaragua	32,8	51,1	110	161
Costa Rica	102,5	112,3	367	388
Centroamérica	33,0	39,5	120	135

Fuente: Misión Centroamericana de Electrificación.

/Gráfico 2

GRAFICO 2



INSTITUTO COSTARRICENCE DE ELECTRICIDAD.

SISTEMA CENTRAL DE COSTA RICA

1968

empresas privadas de servicio público que operan en el país. A partir de 1956, comienza la consolidación definitiva de las facilidades eléctricas de la zona central en un solo Sistema, con la construcción de numerosas líneas de interconexión y la adición constante de nuevas unidades generadoras realizadas por el ICE. Desde esa fecha, el ICE asumió la responsabilidad de abastecer de energía eléctrica a todo el Sistema, abriéndose así la oportunidad de construir unidades de generación de mayor tamaño y aprovechando en mejor forma los recursos hidroeléctricos del país. Las empresas privadas y municipales han continuado atendiendo el proceso de distribución de energía en la mayoría de las ciudades y poblaciones.

Para 1963 la demanda máxima del Sistema fue de 113,6 MW. En ese mismo año la capacidad instalada fue de 130,2 MW y la producción alcanzó a 498,0 GWh, que representan el 87 y 97 por ciento, respectivamente, del total del país. (Véase el cuadro 4.) Lo anterior señala uno de los mayores problemas que deberá enfrentar el país a corto plazo. Se refiere al desequilibrio progresivo del abastecimiento de energía entre la zona central y las otras regiones del país en donde vive casi el 40 por ciento de la población. Si bien el ICE ha preparado planes para mejorar las condiciones de suministro de esas zonas, no ha podido llevarlos a la práctica por falta de recursos para cubrir la parte correspondiente a gastos en moneda local. La falta de fondos se origina principalmente por la escasa rentabilidad del ICE --7,5 por ciento sobre la inversión inmovilizada,[1/] --que resulta insuficiente en algunos años para hacer frente a los gastos locales del plan de expansión del Sistema Central, cuyas necesidades de energía crecen a un ritmo superior. La presión existente sobre las posibilidades de elevar los niveles tarifarios ha hecho que el ICE adopte una política de máxima eficiencia en cuanto al uso de sus fondos, aplicándolos preferentemente a la zona central. El mejoramiento experimentado en las condiciones de suministro desde 1950, puede medirse por el incremento en la capacidad instalada y en la producción, así como por la eliminación casi total del autoabastecimiento. La capacidad instalada y la generación han aumentado 263 y 208 por ciento, respectivamente. El 86 por ciento de la producción es de origen hidroeléctrico.

1/ Durante 1963 obtuvo 5,3 por ciento de rentabilidad.

/Cuadro 4

Cuadro 4

SISTEMA CENTRAL DE COSTA RICA: CAPACIDAD INSTALADA Y PRODUCCION DE ENERGIA ELECTRICA, 1963

Empresas de servicio público	Capacidad instalada		Producción	
	kW	Porciento	GWh	Porciento
Instituto Costarricense de Electricidad (ICE)	84 843	65,1	165,3	53,3
Compañía Nacional de Fuerza y Luz, S.A. (CNFL)	37 660	29,0	190,0	38,1
Compañía Agrícola Santiago, S.A. (CASSA)	3 920	3,0	20,9	4,2
Junta Administrativa del Servicio Eléctrico Municipal de Heredia	2 340	1,8	12,8	2,6
Empresa Eléctrica Miller Hnos.	824	0,6	4,6	0,9
Junta Administrativa del Servicio Eléctrico Municipal de Alajuela	672	0,5	4,4	0,9
Total	130 259	100,0	498,0	100,0

Fuente: Servicio Nacional de Electricidad e Instituto Costarricense de Electricidad.

/3. Política

3. Política de electrificación

La política de electrificación del ICE consiste en coordinar y complementar la labor que realizan las empresas municipales y privadas de servicio público, a fin de garantizar el adecuado suministro de energía a todo el país. Dentro de ese marco general, el ICE ha concentrado sus esfuerzos en la solución del problema de generación, aprovechando económicamente los recursos hidráulicos del país y dándole prioridad a la zona central, como se mencionó anteriormente. El ICE sólo distribuye energía cuando las municipalidades y las empresas privadas no se interesan en hacerlo o lo hacen deficientemente.

El ICE inició operaciones en 1949, teniendo a la fecha una sólida organización, con amplia experiencia en el planeamiento, diseño y construcción de sistemas eléctricos. El Servicio Nacional de Electricidad es el organismo regulador de las empresas eléctricas y determina, en consulta con el Poder Ejecutivo, los niveles tarifarios para cada lugar.

4. Programa de electrificación

Dentro del plan nacional de electrificación, al ICE le corresponde realizar las siguientes actividades: evaluar los recursos disponibles para la producción de energía; preparar el plan nacional de electrificación; construir las plantas generadoras; distribuir energía cuando fuese necesario; operar su sistema y coordinar el funcionamiento de sus instalaciones con el de otras empresas; y, asesorar en aspectos técnicos y administrativos a las empresas públicas y privadas que lo requieran.

Por otra parte, al Servicio Nacional de Electricidad le corresponde revisar los programas del ICE y de las otras empresas que operan en el país; establecer la política de tarifas, y fijar los niveles correspondientes.

III. MERCADO DE ENERGIA ELECTRICA

A. Introducción

Se analizan seguidamente las necesidades de energía que requerirán cada uno de los Sistemas hasta 1975. Estas necesidades han servido de base para ajustar el programa de adiciones de capacidad generadora propuesto en los planes nacionales de electrificación. Las cifras correspondientes al Sistema Central de Costa Rica fueron tomadas de la última revisión del mercado de energía efectuada el año pasado por el ICE, con el asesoramiento del ingeniero R. Kampmier de Tennessee Valley Authority; las de Nicaragua fueron estimadas por la Misión de las Naciones Unidas. En ambos casos se investigaron las variaciones mensuales y diarias de los requerimientos de potencia y energía, que son de especial importancia para el planeamiento del sistema generador-transmisor en el caso del desarrollo combinado.

B. Sistema Pacífico de Nicaragua

1. Evolución del mercado y determinación de las necesidades de potencia y energía para el período 1965-1975

Como se explicó anteriormente, no fue sino hasta finales de 1958 que se logró abastecer la demanda, al crearse el sistema interconectado y entrar en operación la planta de Managua (30 MW) (Cuadro 5). Durante el primer año de operaciones, la generación de servicio público aumentó 37 por ciento, sin que el servicio privado resultara afectado. Al finalizar 1959 se aumentaron las tarifas industriales en un 10 por ciento y las residenciales en un 45 por ciento; a pesar de los valores relativamente elevados que prevalecían y cuyos promedios eran de 3,0 y 4,5 centavos de dólar por kWh, respectivamente para cada uno de estos sectores. Esta medida dio como resultado que la generación total del país se mantuviera prácticamente estancada hasta 1961, y que la del sector público, que corresponde en su mayor parte a las plantas del Sistema del Pacífico, creciera principalmente a expensas del sector privado al abastecer a numerosas industrias. Este fenómeno puede notarse si se compara el crecimiento del número de consumidores en los años anteriores a la elevación de tarifas con el crecimiento registrado posteriormente. Además, esta última cifra es inferior con respecto a los valores observados en otros países centroamericanos para ese mismo período.

/Cuadro 5

Cuadro 5

NICARAGUA: CAPACIDAD Y PRODUCCION DE ENERGIA ELECTRICA.
SERVICIO PUBLICO Y PRIVADO, 1950-1963

	Capacidad Instalada (MW)			Generación (GWh)			Tasa de crecimiento anual de la generación (Porciento)
	Público	Privado	Total	Público	Privado	Total	
1950	7,9	20,0	27,9	23,5	65,0	88,5	-
1951	7,9	20,5	28,4	25,9	67,5	93,4	5,3
1952	8,1	22,0	30,1	29,7	69,5	99,2	6,1
1953	11,1	23,0	34,1	34,4	72,0	106,4	7,2
1954	15,2	24,0	39,2	41,6	74,0	115,6	8,5
1955	15,7	25,0	40,7	47,6	76,0	123,6	6,8
1956	16,0	27,0	43,0	52,4	80,0	132,4	7,2
1957	15,8	28,0	43,8	59,2	80,0	139,1	5,1
1958	46,1	28,0	74,1	69,2	81,0	150,2	8,0
1959	46,9	28,0	74,9	94,4	80,0	173,4	15,4
1960	47,5	28,7	76,2	106,9	68,0	174,9	0,8
1961	45,9	28,7	74,6	118,4	61,0	179,4	2,5
1962	46,0	28,0	74,0	142,0	67,1	209,1	16,3
1963	50,0	28,0	78,0	168,0	77,9	245,9	17,4

Fuente: Estadísticas de Energía Eléctrica de Centroamérica y Panamá 1960-1961 (E/CN.12/CCE/SC.5/7) y Comisión Nacional de Energía

/INCREMENTO

INCREMENTO ANUAL EN EL NUMERO DE CONSUMIDORES, 1959-1961

Países	Porciento
Guatemala	5,3
El Salvador	7,2
Honduras	5,7
Nicaragua	1,6
Costa Rica	6,9

En 1962 y 1963 aumentó considerablemente la generación pública y privada, producto del continuo crecimiento de la industria y de la expansión del Sistema del Pacífico a nuevas zonas. Sin embargo, se mantuvo aún la contracción relativa del sector residencial, lo que ha provocado un aumento continuo del factor de carga del Sistema, que llega a alcanzar 72 por ciento en día normal de trabajo y 69 por ciento como promedio semanal. Tales hechos han mejorado la situación económica y financiera de la ENALUF, la que ha sido aprovechada para financiar al máximo la expansión del sistema eléctrico a otras regiones y para cubrir los gastos locales de inversión de la planta Centroamérica (50 MW), que comenzará a operar en 1964. Esta situación ha aplazado la revisión de las tarifas hasta la iniciación de operaciones de esa planta.

Además de los hechos antes señalados sobre la evolución del mercado, se han tenido en cuenta las siguientes consideraciones para proyectar las necesidades del Sistema Pacífico en los próximos 10 años:

a) La absorción de autoproductores sería cada día más lenta, debido a que ya han sido incorporados los clientes de mayor importancia y que están ubicados a distancias económicas. Adicionalmente, a que una parte de los actualmente no servidos, usan energía hidroeléctrica;

b) La disponibilidad de capacidad instalada y de energía hidroeléctrica en cantidades superiores a los requerimientos del mercado a partir de 1965, y el hecho de contarse con un sistema transmisor de energía hasta el consumidor final instalado hace tres años y que está parcialmente utilizado,

/conducirán

conducirán a un posible cambio en la política de promoción de la ENALUF. Cabría investigar cuáles han sido las causas del bajo consumo en el sector residencial --además del nivel tarifario-- teniendo en cuenta que si Nicaragua ocupa uno de los primeros lugares en cuanto a la tasa de crecimiento del producto bruto, es el único país que muestra un incremento en generación total más lento que el del producto;

c) El supuesto de que el consumo industrial continuará creciendo como hasta ahora y que la planta de sosa-cloro-insecticidas iniciará operaciones en 1965;

d) La electricidad continuará empleándose en las obras de riego de la región del Pacífico; siendo de especial significación el proyecto de Rivas, que utilizará aguas del Lago Nicaragua para atender 12 000 Hs;

e) La entrada en operaciones de la planta Centroamérica permitirá que parte de los beneficios económicos de la ENALUF, sean distribuidos entre los consumidores residenciales del Sistema Pacífico. Convendría tener presente que con la inauguración de la planta Cañaveral en Honduras en 1964, los precios más elevados de la energía eléctrica en Centroamérica corresponden a Nicaragua en la actualidad;

f) La instalación de industrias de alto consumo de electricidad, como la fábrica de sosa-cloro-insecticidas, no podrían operar económicamente a base de los actuales costos de producción para la energía en Nicaragua;

g) La modificación de las tarifas residenciales traería consigo una ligera disminución de los factores de carga del sistema en los años futuros.

Estas consideraciones llevaron a adoptar como método para evaluar el mercado, la proyección del consumo a una tasa anual del 10 al 11 por ciento, valores que son normales para sistemas con estas características. Se incluyeron adicionalmente los consumos extraordinarios previstos, como es el caso de la industria sosa-cloro-insecticidas y el riego en la zona de Rivas. (Véase el cuadro 6.) Aunque el estado actual de estos proyectos podría significar retardos en la fecha de inicio de operaciones, se ha supuesto que estarán

/Cuadro 6

Cuadro 6

SISTEMA PACIFICO DE NICARAGUA: GENERACION Y DEMANDA MAXIMA ANUALES, 1957-1975 a/

Año	Generación (GWH)	Incremento anual (Porciento)	Demanda máxima b/ (MW)	Factor de carga anual (Porciento)
1957	41,4		14,0	33,8
		9,8		
1958	45,4		18,0	28,8
		88,5		
1959	85,5		18,7	52,0
		13,5		
1960	97,0		18,9	50,5
		13,9		
1961	110,5		23,5	53,6
		20,5		
1962	133,5		28,2	54,0
		17,0		
1963	156,0		31,8	55,8
		10,9		
1964	173,0		35,8	55,0
		25,5		
1965	217,0		45,8	54,0
		13,2		
1966	246,0		52,8	53,0
		13,9		
1967	280,0		61,4	52,0
		12,0		
1968	314,0		68,0	52,0
		11,0		
1969	349,0		76,5	52,0
		11,0		
1970	387,0		85,0	52,0
		11,0		
1971	430,0		94,3	52,0
		10,0		
1972	472,0		103,4	52,0
		10,0		
1973	520,0		114,0	52,0
		10,0		
1974	572,0		128,0	51,0
		10,0		
1975	630,0		141,0	51,0

a/ Período 1957-63 valores registrados. Período 1964-75 valores estimados.
b/ Valores netos.

/absorbiendo

absorbiendo la energía prevista en la fecha de la interconexión con Costa Rica. El consumo es el siguiente:

	1965	1966	1967	1968	1969	1970	Demanda máxima (MW) 1970
Sosa-cloro-insecticidas (GWh)	20,0	21,0	22,0	24,0	26,0	28,0	5
Riego Rivas (período seco) GWh)	4,5	11,0	20,1	20,1	20,1	20,1	7
Total	24,5	32,0	42,1	44,1	46,1	48,1	12

Fuente: Comisión Nacional de Energía.

El factor de carga anual se modifica paulatinamente y se estabiliza en un valor cercano al 51 por ciento en 1975, como ha sucedido en otros sistemas que han pasado por etapas de desarrollo equivalentes.

La generación requerida por el Sistema en 1975 será de 630 GWh y la demanda máxima de 141,0 MW. Estos valores podrían superarse si se adoptara una política de promoción activa a partir de 1965. En todo caso, estos valores son apropiados para planear las obras de generación del Sistema, ya que quedan márgenes suficientes en la capacidad y potencialidad de producción para absorber cualquier diferencia que se presentase.

2. Variaciones estacionales, mensuales y diarias de los requerimientos de potencia y energía del Sistema

Durante los meses del período seco, las necesidades de energía del Sistema son proporcionalmente mayores que durante los meses de lluvia. Este mayor consumo eléctrico se debe a la coincidencia del período de sequía con el de recolección de las principales cosechas; con el funcionamiento de desmotadoras, beneficios e ingenios; con el aumento de actividad comercial producido por los salarios pagados en las cosechas y en la preparación de tierras para nuevas siembras. En algunas zonas (Chinandega) cobra importancia el consumo de energía para bombear agua para riego, entre los que destacan los cultivos de banano.

/Las variaciones

Las variaciones mensuales de las necesidades de potencia y energía son mayores en los primeros cinco meses del año, recobrándose de nuevo en noviembre o diciembre, cuando alcanzan los valores máximos. Las épocas de cosecha elevan el factor de carga mensual hasta 67 por ciento en febrero y marzo. Al comenzar las lluvias ocurre un descenso general en las actividades, lo que se manifiesta en el bajo consumo de energía. (Véase el cuadro 7.)

Durante la semana, el consumo es casi constante, excepto los jueves que muestran una tendencia hacia arriba, originada por una mayor actividad comercial. Los domingos disminuye normalmente el 25 por ciento del promedio semanal.

Las variaciones diarias en el período seco difieren ligeramente con respecto al lluvioso. El factor de carga diario normal en la época de sequía alcanzó un valor del 72 por ciento en 1963; y del 66 por ciento en el período de lluvias, valores muy elevados por causa de las razones antes mencionadas. (Véanse el cuadro 8 y el gráfico 3.)

La demanda máxima ocurre a las 19 horas en el período seco y una hora más temprano en el de lluvias. Una de las características de mayor interés para el desarrollo combinado de los Sistemas, lo constituye el alto valor de la carga nocturna a las horas de baja carga (de las 23 a las 5 horas), que permite la absorción de cantidades considerables de energía secundaria en la época de lluvias de Costa Rica.

Se ha supuesto que las variaciones típicas determinadas para el Sistema Pacífico en el año 1963 habrán de mantenerse durante el período que cubre este estudio. Con base en estas variaciones se han calculado los consumos mensuales de energía y la demanda máxima del Sistema para el período 1965-1975. (Véase el cuadro 9.)

C. Sistema Central de Costa Rica

1. Evolución del mercado y determinación de las necesidades de potencia y energía para el período 1965-1975

A partir de 1956 en que se inició la primera fase del proceso de interconexión del Sistema Central, con motivo de la entrada en operación de la planta dieseleléctrica de Colima, el sistema fue aumentando su extensión

/Cuadro /

Cuadro 7

SISTEMA PACIFICO DE NICARAGUA: VARIACIONES TIPICAS MENSUALES DE REQUERIMIENTOS DE POTENCIA Y ENERGIA EN PLANTA

(Valores referidos al mes de diciembre = 100)

Mes	Generación requerida	Potencia requerida	Factor de carga mensual (Porciento)
Enero	92	92	60
Febrero	92	90	67
Marzo	104	91	67
Abril	90	89	61
Mayo	92	83	66
Junio	81	76	65
Julio	84	74	66
Agosto	87	75	68
Septiembre	83	78	65
Octubre	88	82	63
Noviembre	91	92	60
Diciembre	100	100	59

/Cuadro 8

Cuadro 8

SISTEMA PACIFICO DE NICARAGUA Y CENTRAL DE COSTA RICA: CURVAS TIPICAS DE CARGA DIARIA

(Referidas a demanda máxima = 100)

Horas	Sistema Pacífico		Sistema Central	
	Período seco	Período de lluvias	Período seco	Período de lluvias
0	52	41	20	22
1	44	41	17	19
2	47	41	17	20
3	47	41	17	21
4	47	41	19	24
5	47	48	30	43
6	54	52	64	67
7	65	59	68	72
8	76	69	72	76
9	79	72	81	80
10	81	72	92	97
11	85	76	100	100
12	78	65	80	70
13	68	69	63	68
14	78	76	67	72
15	82	76	71	80
16	86	76	73	87
17	76	79	75	98
18	86	100	85	94
19	100	97	78	81
20	96	90	65	68
21	91	79	51	54
22	85	59	35	38
23	71	48	27	28
24	52	41	20	22
Factor de carga diaria (por ciento)	72	66	58	62

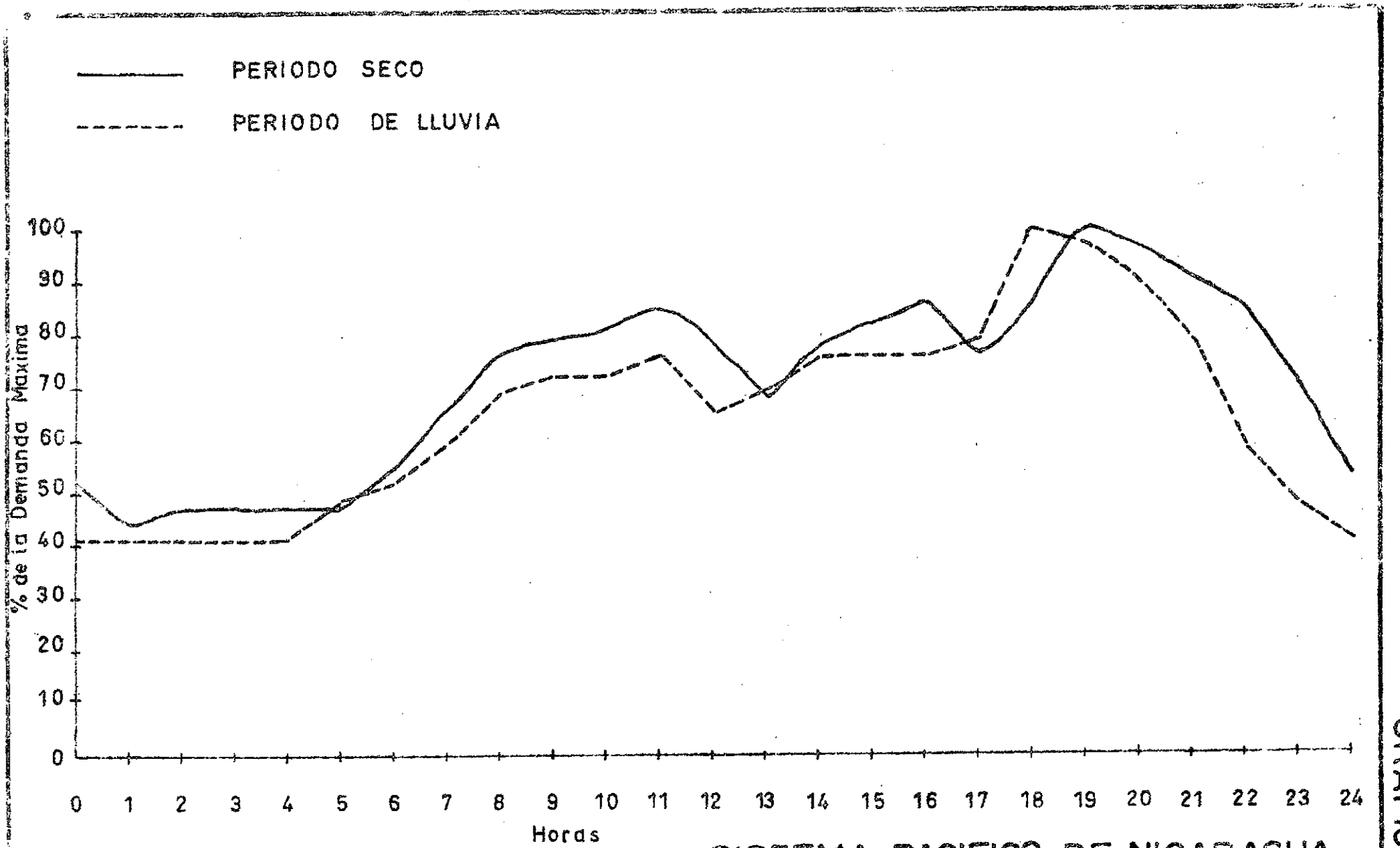
/Cuadro 9

Cuadro 9

SISTEMA PACIFICO DE NICARAGUA: REQUERIMIENTOS MENSUALES DE POTENCIA Y ENERGIA, 1965-1975

Meses	1965	1966	1967	1968	1969	1970	1971	1972	1973	1974	1975
					Requerimientos de potencia (MW)						
Enero	42,1	48,5	56,5	62,5	70,4	78,2	86,7	95,3	105,0	117,8	129,8
Febrero	41,2	47,5	55,2	61,2	68,8	76,5	84,8	93,2	102,6	115,2	127,0
Marzo	41,7	48,0	55,8	61,8	69,6	77,3	85,8	94,2	103,8	116,5	128,2
Abril	40,0	47,0	54,6	60,5	68,1	75,6	84,0	92,2	101,5	113,8	125,3
Mayo	38,0	43,8	51,0	56,5	63,5	70,5	78,2	86,0	94,6	106,2	117,0
Junio	34,8	40,1	46,7	51,6	58,2	64,6	71,6	78,7	86,7	97,2	107,0
Julio	33,9	39,1	45,4	50,2	56,6	62,8	69,8	76,6	84,4	94,6	104,2
Agosto	34,4	39,6	46,1	51,0	57,3	63,8	70,7	77,6	85,5	96,0	105,8
Septiembre	35,8	41,2	47,9	53,0	59,7	66,2	73,6	80,7	89,0	99,7	110,0
Octubre	37,6	43,3	50,3	55,7	62,7	69,6	77,3	84,9	93,5	105,0	115,6
Noviembre	42,1	48,5	56,5	62,5	70,4	78,2	86,7	95,3	105,0	117,8	129,8
Diciembre	45,8	52,8	61,4	68,0	76,5	85,0	94,3	103,4	114,0	128,0	141,0
					Requerimientos de energía (GWh)						
Enero	18,5	20,8	23,8	26,7	20,6	32,9	36,5	40,0	44,2	48,6	53,5
Febrero	18,5	20,8	23,8	26,7	29,6	32,9	36,5	40,0	44,2	48,6	53,5
Marzo	20,8	23,6	26,9	30,2	33,5	37,1	41,2	45,3	49,9	54,9	60,4
Abril	18,0	20,4	23,2	26,1	29,0	32,1	35,7	39,2	43,3	47,5	52,4
Mayo	18,4	20,8	23,7	26,7	29,6	32,9	36,5	40,0	44,2	48,6	53,5
Junio	16,2	18,4	20,9	23,4	26,1	28,9	32,1	35,2	38,8	42,6	46,9
Julio	16,8	19,0	21,7	24,3	27,0	29,9	33,3	36,6	40,2	44,2	48,8
Agosto	17,4	19,7	22,4	25,1	27,9	31,0	34,5	37,9	41,7	45,9	50,5
Septiembre	16,6	18,8	21,4	24,0	26,7	29,6	32,9	36,1	39,7	43,7	48,2
Octubre	17,6	20,0	22,7	25,4	28,3	31,4	34,9	38,3	42,2	46,5	51,7
Noviembre	18,2	20,6	23,6	26,4	29,3	32,5	36,1	39,7	43,7	48,1	52,9
Diciembre	20,0	22,7	25,9	29,0	32,4	35,8	39,8	43,7	47,9	52,8	58,2
Total	217,0	246,0	280,0	314,0	349,0	387,0	430,0	478,0	520,0	572,0	630,0

/Gráfico 3



SISTEMA PACIFICO DE NICARAGUA
CURVA TIPICA UNITARIA DE CARGA
FACTOR DE CARGA DIARIA 72%

GRAFICO 3

hasta alcanzar las actuales dimensiones. De tal manera que el incremento de consumo está formado, de un lado, por el crecimiento actual de los mercados y, de otro, por la adición de nuevos centros de consumo. Tal proceso contempla la adición de la zona de Limón en julio de 1968 y la de Guanacaste (Liberia) en 1971. Si se realiza la interconexión con Nicaragua, la construcción de la línea Barranca-Tipitapa favorecería el adelanto de la alimentación de Guanacaste a 1968.

Las bajas tarifas existentes en la zona central han favorecido el uso intenso de la electricidad en actividades domésticas, siendo esta forma de energía la más económica en la mayor parte de las zonas del país. Los altos consumos del sector residencial han favorecido niveles tarifarios bajos para los otros sectores de consumo. En 1963 el consumo del sector residencial representó el 68 por ciento, correspondiendo un 13,6 al sector industrial. Los precios medios pagados ese año fueron de 1,80 y 2,11 centavos de dólar por kWh, respectivamente. (Véase el cuadro 10.)

La adhesión de Costa Rica al mercado común centroamericano y las disposiciones legales sobre desarrollo industrial promovieron un aumento considerable de las actividades industriales. La participación relativa del sector industrial en materia de electrificación alcanzó el 13,6 por ciento en 1963, habiendo sido de 7 por ciento en 1956. (Véase de nuevo el cuadro 10.) Esta tendencia constituirá uno de los hechos de mayor interés a que habrá de darse atención en las estimaciones del mercado de energía en los próximos años.

Los precios de la energía han subido ligeramente en los últimos tres años y continuarán aumentando en los dos siguientes. De allí en adelante se mantendrán los precios por haberse alcanzado los niveles tarifarios correspondientes a los rendimientos autorizados por la institución reguladora de la industria eléctrica.

La elevada proporción que representará el sector residencial en el futuro hará que el crecimiento en el consumo sea muy constante y casi independiente del crecimiento económico correspondiente, como se ha podido comprobar el año pasado a raíz de la crisis del volcán Irazú. Lo anterior coloca a las empresas eléctricas en una difícil situación ya que deben hacer frente a una

/Cuadro 10

Cuadro 10

SISTEMA CENTRAL COSTA RICA: CONSUMO DE ENERGIA ELECTRICA, 1961, 1962 Y 1963

Concepto	1961	1962	1963
Número de abonados[a/]	94 560	99 773	125 446
Consumo (GWh)			
Residencial	254 876	269 454	283 583
General	53 375	58 253	60 133
Industrial secundario	25 342	27 125	35 161
Industrial primario	14 677	18 665	21 970
Gobierno y otras instituciones	9 843	9 521	9 426
Otras empresas eléctricas	736	785	1 050
Alumbrado público	3 999	5 312	5 619
Servicios gratuitos	1 410	1 663	1 612
Total	364 258	390 778	418 554
Precio medio por kWh (centavos de dólar)			
Residencial	1,59	1,69	1,80
General	2,22	2,36	2,47
Industrial secundario	2,24	2,38	2,45
Industrial primario	1,50	1,62	1,57
Gobierno y otras instituciones	2,02	2,16	2,30
Otras empresas eléctricas	1,28	1,38	1,47
Alumbrado público	1,69	1,75	1,86
Servicios gratuitos	-	-	-
Total	1,73	1,84	1,94

Fuente: Instituto Costarricense de Electricidad.
a/ Promedio del año.

/presión

presión constante por nuevas obras de generación para abastecer a este sector. Si además se agrega el problema financiero, ocasionado por los bajos niveles tarifarios y la resistencia de los usuarios a su aumento, se comprenderá la situación por que atraviesan dichas empresas que contrasta con la situación de Nicaragua en esta materia.

El ICE efectuó en 1963 el último estudio de mercado en la zona central para 1964-1975. El método usado en el estudio fue proyectar el consumo de cada sector, independientemente para cada empresa de las que forman el Sistema Central, agregando la estimación del consumo de industrias de cierta magnitud --cemento, fertilizantes, refinerías de petróleo y siderúrgica-- cuya instalación ya ha sido hecha, está en proceso o en proyecto avanzado. También se han considerado la interconexión de Limón y Guanacaste. La generación requerida, conforme a los resultados del estudio, habrá de crecer a una tasa anual acumulativa del 10,6 por ciento en el período considerado, alcanzando 1 732 GWh en 1975 (véanse los cuadros 11 y 14). La tasa promedio durante el período 1956-1963 fue de 8,4 por ciento acumulativa. (Véase el cuadro 12.)

La demanda máxima para cada año estimada por el ICE, con base en un factor de carga anual promedio del 50 por ciento, alcanzará en 1975 un valor de 393 MW. De no agravarse la crisis del Irazú, es posible esperar que puedan alcanzarse las demandas de energía y potencia previstas en el estudio. En todo caso, su revisión periódica llevará a ajustar las adiciones de generación planeadas, lo que modificaría tanto las cifras finales de inversión y de resultados económicos en el programa independiente, como las del desarrollo combinado.

2. Variaciones estacionales, mensuales y diarias de los requerimientos de potencia y energía del Sistema Central

Durante los primeros meses del período seco --diciembre, enero y febrero--, el consumo de energía es elevado por la demanda estacional provocada por la época de cosechas (café y caña de azúcar) y su correspondiente actividad económica. A partir de esos meses el consumo se reduce ligeramente, hasta comenzar a crecer de nuevo en julio; alcanzando su valor máximo en diciembre. Las variaciones típicas observadas durante 1963 se adoptaron para el análisis de los años futuros. (Véase el cuadro 13.)

/Cuadro 11

Cuadro II

SISTEMA CENTRAL COSTA RICA: MERCADO DE ENERGIA, 1965-1975

(GWh)

Sistema Central Integrado	1957	1958	1959	1960	1961	1962	1963	1964	1965	1966	1957	1968	1969	1970	1971	1972	1973	1974	1975	Incremento promedio anual porciento
CNFL	198,2	211,1	230,7	251,0	271,9	292,0	316,1	342,2	369,3	399,6	431,9	467,2	504,7	546,9	593,1	642,5	695,6	754,8	819,2	8,60
Residencial	149,9	158,6	173,2	188,1	198,7	211,3	227,6	245,1	263,0	282,6	303,5	326,0	349,7	376,7						7,80
General	29,7	31,7	35,0	36,9	44,9	49,1	52,8	57,2	61,7	67,0	72,4	78,3	84,5	91,4						7,85
Industrial	15,7	17,5	18,9	21,9	24,1	27,4	30,6	34,4	38,6	43,4	48,9	55,0	62,0	69,4						12,20
Otros	2,9	3,3	3,6	4,1	4,2	4,2	5,1	5,6	6,0	6,6	7,1	7,9	8,5	9,4						8,80
ICE (Central y Pacífico)		31,6	34,5	42,8	43,1	44,8	49,2	55,7	63,2	72,1	81,8	93,3	106,3	121,0	137,1	157,0	179,2	204,9	234,5	13,90
Residencial		20,4	22,1	25,3	24,4	24,5	26,3	29,9	34,1	39,1	44,5	51,2	58,4	66,5	75,3	86,6	98,9	113,2	129,5	13,96
General		6,5	7,0	8,9	8,9	9,3	10,5	11,5	12,6	13,9	15,3	16,8	18,4	20,3	22,2	24,4	26,8	29,5	32,5	9,72
Industrial primario		3,7	4,5	5,9	7,0	7,9	9,1	10,7	12,6	14,9	17,5	20,5	24,2	28,4	33,4	39,3	46,2	54,3	63,9	17,13
Industrial secundario				1,5	1,5	1,8	1,8	2,0	2,2	2,4	2,6	2,8	3,0	3,3	3,6	3,9	4,2	4,6	5,0	8,21
Otros		1,0	0,9	1,2	1,3	1,3	1,5	1,6	1,7	1,8	2,0	2,1	2,3	2,5	2,6	2,8	3,1	3,3	3,6	7,30
JASEMN			12,1	13,4	13,7	14,8	15,7	16,9	18,2	19,7	21,1	22,7	24,5	26,4	28,3	30,5	32,9	35,5	38,4	7,73
Residencial			8,6	9,5	9,7	10,4	11,1	11,9	12,7	13,8	14,7	15,7	16,9	18,1						6,97
General			1,7	1,9	2,2	2,4	2,6	2,8	3,2	3,5	4,0	4,4	4,9	5,5						11,66
Industrial			1,6	1,8	1,6	1,8	1,8	1,9	2,0	2,1	2,2	2,3	2,4	2,6						5,08
Otros			0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3	0,3	0,2	0,3	0,3	0,2						2,70
JASEMA		10,8	12,4	13,3	14,0	15,0	16,9	18,4	20,0	21,8	23,7	25,9	28,2	30,7	33,7	36,6	39,9	43,5	47,4	9,45
Residencial		8,0	9,2	9,9	10,4	12,0	12,7	13,8	15,1	16,4	17,9	19,6	21,4	23,4						9,17
General		1,2	1,4	1,4	1,5	1,7	1,8	2,0	2,1	2,3	2,5	2,7	3,0	3,2						8,88
Industrial		1,3	1,5	1,6	1,7	1,9	1,9	2,1	2,3	2,5	2,7	2,9	3,1	3,4						7,43
Otros		0,3	0,3	0,4	0,4	0,4	0,5	0,5	0,5	0,6	0,6	0,7	0,7	0,8						7,60
Empresas menores							12,1	16,4	18,2	19,7	21,4	23,2	25,3	27,4	29,7	32,3	35,1	38,2	41,6	10,80
Miller					5,3	5,6	6,2	6,8	7,5	8,2	9,0	9,9	11,0	12,1	13,3	14,6	16,1	17,7	19,5	10,14
Juan Viñas		0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	1,1	1,3	1,5	1,6	1,8	2,1	2,3	2,7	3,0	3,4	3,8	12,70
Grecia				2,1	3,6	3,8	3,9	4,1	4,3	4,6	4,8	5,1	5,3	5,6	5,9	6,2	6,6	6,9	7,3	5,41
Miramar	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4	0,5	0,5	0,6	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	1,1	1,2	1,4	1,5	1,7	11,20
Las Juntas							0,3	0,5	0,5	0,5	0,5	0,6	0,6	0,7	0,7	0,8	0,8	0,9	0,9	12,17
Parisca1							0,3	1,0	1,1	1,2	1,3	1,4	1,5	1,5	1,7	1,8	1,9	2,1	2,2	13,91
Naranjo								2,5	3,1	3,3	3,6	3,8	4,1	4,4	4,7	5,0	5,4	5,7	6,2	9,79
ICE (Zona Atlántica)												15,6	17,2	18,9	20,2	22,2	24,3	26,7	29,3	10,09
Limón												14,3	15,8	17,3	18,5	20,3	22,2	24,4	26,8	9,73
Siquirres y Guápiles												1,3	1,4	1,6	1,7	1,9	2,0	2,3	2,5	10,00
Total ventas							410,0	449,6	488,9	532,9	579,9	647,9	706,1	771,3	842,1	921,1	1 007,0	1 103,6	1 210,4	9,40

/Continua

Cuadro 11 (Continuación)

Sistema Central Integrado	1957	1958	1959	1960	1961	1962	1963	1964	1965	1966	1967	1968	1969	1970	1971	1972	1973	1974	1975	Incremento promedio anual porciento
Total ventas (viene de la página anterior)							410,0	449,6	488,9	532,9	579,9	647,9	706,1	77[illegible],3	842,1	921,1	1 007,0	1 103,6	1 210,4	9,40
Pérdidas (20 por ciento)							82,0	89,9	97,8	106,6	116,0	129,6	141,2	154,3	168,4	184,2	201,4	220,7	242,1	
Generación requerida							492,0	539,5	586,7	639,5	695,9	777,5	847,3	925,6	1 010,5	1 105,4	1 208,4	1 324,3	1 452,5	9,40
Proyectos en construcción							3,6	3,0	3,0	4,0	4,0	4,0	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	
Nuevas industrias grandes a/							19,0	45,4	86,6	105,4	121,6	134,3	147,7	162,5	178,7	196,6	216,3	237,9	261,6	
FERTICA							19,0	35,2	38,6	38,8	38,8	38,8	38,8	38,8	38,8	38,8	38,8	38,8	38,8	
Cemento								8,3	13,8	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	
Refinería												3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	
Planta hierro									27,7	36,5	38,3	38,3	38,3	38,3	38,3	38,3	38,3	38,3	38,3	
Otros b/								1,9	6,4	15,1	25,6	37,8	51,2	66,0	82,2	100,1	119,8	141,4	165,2	
Total proyectos y nuevas industrias grandes							22,6	48,4	89,5	109,4	125,6	138,3	152,2	167,0	183,2	201,1	220,8	242,4	266,1	
Pérdidas (5 por ciento)							1,1	2,4	4,5	5,5	6,3	6,9	7,6	8,3	9,2	10,0	11,0	12,1	13,3	
Generación requerida proyecto y nuevas industrias grandes							23,7	50,8	94,0	114,9	131,9	145,2	159,8	175,3	192,4	211,1	231,8	254,5	279,4	
Total generación requerida sistema interconectado							515,7	590,3	680,7	754,4	827,8	922,7	1,007,1	1 100,9	1 202,9	1 316,5	1 440,2	1 578,8	1 731,9	10.60
ICE (Zona Atlántico)																				
Limón		5,9	6,9	7,1	7,1	8,2	9,0	9,9	10,8	11,9	13,0									
Refinería									2,7	3,7	3,9									
ICE (Guanacaste)																				
Liberia	0,8	1,1	1,2	1,5	1,7	1,8	2,0	2,2	2,4	2,7	3,0	3,0	3,8	4,2						11,38
Santa Cruz	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2						4,55
Total Generación Sistema Central Integrado							515,7	590,3	680,7	754,4	827,8	926,0	1 010,9	1 105,0	1 202,9	1 316,5	1 440,2	1 578,8	1 731,9	

a/ Estimado a base de un 50 por ciento del consumo total previsto a la fecha de operación programada, un 75 por ciento a los 6 meses, un 90 por ciento al año y 100 por ciento a los dos años, según recomendación de Mr. Kampmier.

b/ Crecimiento anual de un 10 por ciento acumulativo del consumo total.

/Cuadro 12

Cuadro 12

SISTEMA CENTRAL DE COSTA RICA: GENERACION Y DEMANDA MAXIMA ANUALES[a/] 1956-1975

Año	Generación GWH	Incremento anual (Porciento)	Demanda máxima MW	Factor de carga anual (Porciento)
		Registros		
1956	283,4		64,6	50
		3,5		
1957	293,4		71,2	47
		8,7		
1958	318,9		75,0	48
		6,2		
1959	338,8		86,0	45
		16,1		
1960	393,5		93,1	48
		7,8		
1961	423,8		97,3	50
		5,0		
1962	446,6		103,0	49
		11,5		
1963	498,0		113,6	50
		Proyecciones de generación y demanda		
		18,6		
1964	590,3		139,0	48
		15,2		
1965	680,7		157,0	49
		9,0		
1966	754,4		172,0	50
		9,8		
1967	827,8		187,0	50
		11,6		
1968	926,0		209,0	50
		9,2		
1969	1 010,9		229,0	50
		9,3		
1970	1 105,1		250,0	50
		8,6		
1971	1 203,0		273,0	50
		9,3		
1972	1 316,5		299,0	50
		9,3		
1973	1 440,2		327,0	50
		9,3		
1974	1 578,8		358,7	50
		9,4		
1975	1 731,9		393,2	50

Fuente: Instituto Costarricense de Electricidad.

a/ Período 1956-1963, valores registrados; período 1964-1975, valores estimados.

/Cuadro 13

Cuadro 13

SISTEMA CENTRAL DE COSTA RICA: VARIACIONES TIPICAS MENSUALES DE REQUERIMIENTOS DE POTENCIA Y ENERGIA EN PLANTA

(Valores referidos al mes de diciembre = 100)

Mes	Generación requerida	Potencia requerida	Factor de carga mensual (Porciento)
Enero	94	94	53
Febrero	91	94	57
Marzo	87	94	49
Abril	90	94	50
Mayo	89	94	50
Junio	90	94	50
Julio	90	96	49
Agosto	92	96	51
Septiembre	93	96	53
Octubre	94	96	52
Noviembre	96	99	53
Diciembre	100	100	53

/Cuadro 14

Cuadro 14

SISTEMA CENTRAL DE COSTA RICA: REQUERIMIENTOS MENSUALES DE POTENCIA Y ENERGIA, 1965-1975

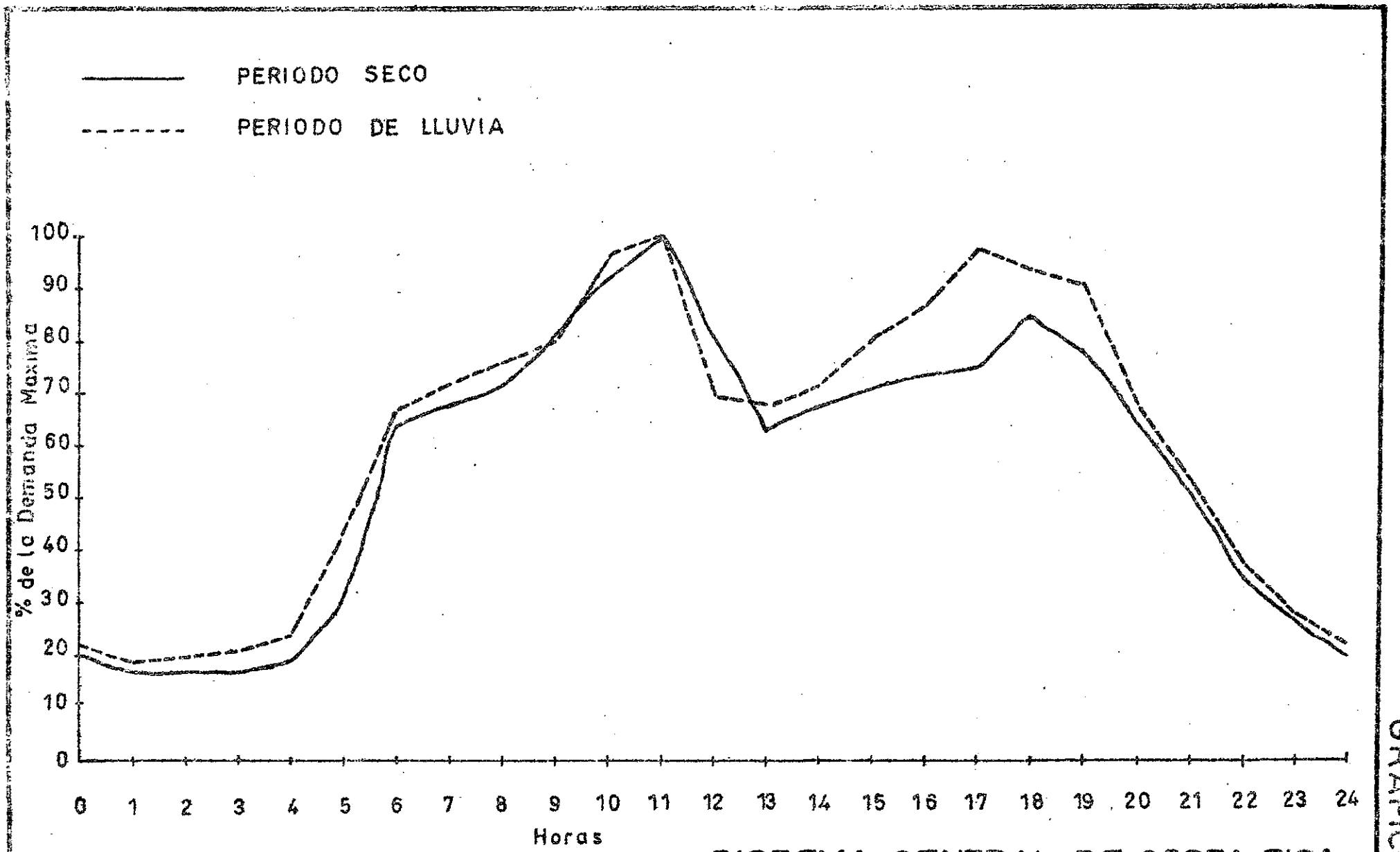
Meses	1965	1966	1967	1968	1969	1970	1971	1972	1973	1974	1975
					Requerimientos de potencia (MW)						
Enero	147,3	161,3	175,6	196,2	215,0	235,0	256,5	281,0	307,0	336,0	369,0
Febrero	147,3	161,3	175,6	196,2	215,0	235,0	256,5	281,0	307,0	336,0	369,0
Marzo	147,3	161,3	175,6	196,2	215,0	235,0	256,5	281,0	307,0	336,0	369,0
Abril	147,3	161,3	175,6	196,2	215,0	235,0	256,5	281,0	307,0	336,0	369,0
Mayo	147,3	161,3	175,6	196,2	215,0	235,0	256,5	281,0	307,0	336,0	369,0
Junio	147,3	161,3	175,6	196,2	215,0	235,0	256,5	281,0	307,0	336,0	369,0
Julio	150,7	165,0	179,5	200,6	219,7	240,0	262,0	287,0	314,0	344,5	377,0
Agosto	150,7	165,0	179,5	200,6	219,7	240,0	262,0	287,0	314,0	344,5	377,0
Septiembre	150,7	165,0	179,5	200,6	219,7	240,0	262,0	287,0	314,0	344,5	377,0
Octubre	150,7	165,0	179,5	200,6	219,7	240,0	262,0	287,0	314,0	344,5	377,0
Noviembre	155,2	170,0	185,0	207,0	226,5	247,5	270,0	296,0	323,5	355,0	389,0
Diciembre	157,0	172,0	187,0	209,0	229,0	250,0	273,0	299,0	327,0	358,7	393,2
					Requerimientos de energía (GWh)						
Enero	57,9	64,2	70,4	78,6	85,9	93,9	102,3	111,8	122,4	134,3	147,1
Febrero	56,1	62,1	67,2	76,2	83,2	90,9	99,0	103,5	118,4	129,9	142,4
Marzo	53,5	59,3	65,2	72,8	79,5	87,0	94,6	108,3	113,2	124,2	136,3
Abril	55,3	61,3	67,4	75,4	82,3	90,0	97,9	107,2	117,2	128,4	141,1
Mayo	54,7	60,7	66,7	74,5	81,3	89,0	96,7	106,0	115,8	127,0	139,3
Junio	55,3	61,3	67,4	75,4	82,3	89,9	97,9	107,2	117,3	128,4	141,1
Julio	55,3	61,3	67,5	75,4	82,3	89,9	97,9	107,2	117,3	128,4	141,1
Agosto	56,7	62,7	68,9	77,1	84,1	91,9	100,1	109,4	119,8	131,4	144,1
Septiembre	57,3	63,5	69,7	77,8	85,0	92,9	101,0	110,8	121,1	132,6	145,6
Octubre	57,8	64,2	70,4	78,6	85,9	93,9	102,3	111,8	122,4	134,3	147,1
Noviembre	59,2	65,5	71,9	80,4	87,7	95,9	104,4	114,2	125,1	137,1	150,3
Diciembre	61,6	68,3	74,9	83,8	91,4	99,9	108,9	119,1	130,2	142,8	156,4
Total	680,7	754,4	827,8	926,0	1 010,9	1 105,1	1 203,0	1 316,5	1 440,2	1 578,8	1 731,9

Las variaciones semanales son mínimas durante la mayor parte de los días. Sin embargo, los jueves muestran una tendencia hacia arriba, como consecuencia de una pequeña variación en la actividad comercial. Los sábados y domingos, en especial este último día, el consumo desciende hasta un 25 por ciento del promedio semanal.

Las curvas de carga diaria típicas de los períodos seco y de lluvias difieren poco entre sí; excepto en lo que se refiere al pico de la tarde que es más fuerte y ocurre una hora más temprano en la época seca, que en la de lluvias. (Véanse nuevamente el cuadro 8 y el gráfico 4.) El factor de carga diaria del día típico es de 58 y 62 por ciento para los períodos seco y de lluvias. La demanda máxima ocurre a las 11 de la mañana, al coincidir la carga residencial con la industrial.

Para el cálculo de la generación mensual requerida y las demandas máximas mensuales correspondientes se han usado las variaciones típicas observadas en 1963. (Véase nuevamente el cuadro 14.)

/Gráfico 4



SISTEMA CENTRAL DE COSTA RICA
CURVA TIPICA UNITARIA DE CARGA
FACTOR DE CARGA DIARIA 58%

GRAFICO 4

IV. RECURSOS PARA LA PRODUCCION DE ENERGIA

A. Recursos para la producción de energía eléctrica en Nicaragua

Los recursos más importantes de que dispone Nicaragua para la producción de energía eléctrica son los hidráulicos, vistos los resultados obtenidos hasta la fecha en las exploraciones y perforaciones petroleras en la zona noreste del país. Las zonas señaladas como potencialmente susceptibles de aprovechamiento de la energía geotermal, como San Jacinto y Tipitapa, aun no han sido objeto de una evaluación completa de sus posibilidades reales de desarrollo.

No fue sino hasta principios de la década del 50 que se inició la evaluación de algunos proyectos hidroeléctricos tradicionales, con el fin de determinar su grado de valor para resolver el problema eléctrico de las ciudades principales de la región del Pacífico. Tales actividades fueron encargadas al Ministerio de Fomento y Obras Públicas, que para entonces tenía bajo su responsabilidad los servicios eléctricos de Managua. La falta de información básica apropiada, especialmente hidrológica, retrasó esas evaluaciones y la eventual construcción de los proyectos. Algunas firmas consultoras extranjeras presentaron proposiciones sobre proyectos específicos, utilizando las aguas del lago de Managua en combinación con su eventual desarrollo a lo largo del río Tamarindo. También se propuso otro proyecto sobre el río Tuma, pero adolecía de los mismos defectos del anterior. Significaba un alto costo con numerosas dudas sobre la bondad de la información básica utilizada. Estas razones obligaron a su rechazo y a la necesidad de adicionar capacidad térmica en Managua hasta tanto no avanzaran los estudios de nuevas posibilidades.

Toda la región del Pacífico está sujeta a un deficiente régimen de lluvias, que convierte en aleatorias las actividades agrícolas de muchas regiones. Conforme se avanza hacia el Mar Caribe mejora el régimen hidrológico, aunque los ríos que corren por esa zona son poco accesibles y su pendiente resulta a menudo escasa para ofrecer sitios de bajo costo de desarrollo.

/Un grupo de

Un grupo de ingenieros nicaragüenses investigó las posibilidades de trasladar aguas de los ríos que corren directamente hacia el Caribe, desviándolos hacia la zona de baja precipitación y aprovechándolos en la producción de energía y en el riego de las fértiles tierras de la región del Pacífico. Así surgió el desarrollo hidroeléctrico conocido con el nombre de "TMV", siglas que corresponden a los nombres de los ríos Tuma, Matagalpa y Viejo. Las aguas de estos ríos son aprovechadas en tres proyectos eléctricos --Centroamérica (50 MW), Larreynaga (17 MW) y Gran Viejo (200 MW)-- y en dos sistemas de riego --llanos de Sébaco (5 000 Ha) y las tierras del Norte y Este del Lago de Managua (30 000 Ha).

El proyecto "TMV" consiste en construir un gran embalse (Apanás, 250 hm^3) en las cabeceras del río Tuma (que desagua en el Caribe), cuyas aguas son extraídas en sentido inverso hacia el río Viejo (cerca de Jinotega), en donde se aprovecha una caída de 276 metros en la planta Centroamérica. A lo largo del río Viejo se construirá el otro proyecto, aprovechando una caída de 93 metros en la planta Larreynaga. Con una pequeña derivación en el río Viejo, a la altura del llano de Sébaco, se construirá posteriormente el sistema de irrigación del mismo nombre. Con presas sencillas sobre el río Viejo y el Matagalpa se formará el vaso de Sébaco, con una capacidad de 500 hm^3. Aprovechando una caída bruta de unos 350 metros en la planta Gran Viejo, que tendrá una conducción de 20 km, se llevan las aguas hasta la llanura situada al norte del lago de Managua, para su eventual utilización en riego.

El régimen hidrológico del río Tuma, afectado por las masas húmedas del Caribe, tiene menos fluctuaciones y es muy favorable si se le compara con el de los ríos Viejo y Matagalpa, que están sujetos a grandes variaciones. Estos últimos mejorarán al combinarse con las aguas del Tuma.

Los almacenamientos suman un total de 750 GWh y permiten regularizar la producción prevista de los tres proyectos. La producción media es de 710 GWh y la mínima es de 650 GWh (cuadro 15.) El costo de almacenamiento es relativamente bajo y produce energía de muy alto valor dada su disponibilidad en cualquier época del año.

/Cuadro 15

Cuadro 15

SISTEMA PACIFICO NICARAGUA: GENERACION POTENCIAL DE LOS PROYECTOS HIDROELECTRICOS DEL SISTEMA TMV

(GWh)

Año hidrológico	Centroamérica (50 MW)	Larreynaga (17 MW)	Gran Viejo (200 MW)	Centroamérica y Larreynaga	Centroamérica, Larreynaga y Gran Viejo
1952/1953	195	65	460	260	720
1953/1954	135	45	315	180	495
1954/1955	295	95	835	390	1 225
1955/1956	250	85	1 070	335	1 405
1956/1957	200	65	305	265	570
1957/1958	135	45	195	180	375
1958/1959	200	65	410	265	675
1959/1960	115	40	240	155	395
1960/1961	225	75	535	300	835
1961/1962	205	70	495	275	770
1962/1963	235	80	465	315	780
Año promedio	186	62	462	248	710
Año crítico	158	52	440	210	650

Fuente: Comisión Nacional de Energía (CNE).

/La combinación

La combinación de estos proyectos con centrales térmicas y una planta de almacenamiento-bombeo ofrece la solución más económica para el suministro de energía eléctrica al Sistema del Pacífico en los próximos años. A pesar de aprovechar ríos de bajo escurrimiento (70 cm en promedio), gracias a las características de los proyectos, especialmente los embalses, el costo medio de la energía es favorable sin acreditar suma alguna por el valor del agua regularizada de que se dispondrá para riego.

Además de los tres proyectos mencionados, está bajo estudio, entre otros, el proyecto de Rivas que aprovecha las aguas del río San Juan y el almacenamiento del Lago de Nicaragua. Si se cierra el desaguadero del lago (río San Juan) y se desviaran las aguas hacia el Pacífico, sería posible producir cerca de 800 GWh en un proyecto de baja caída (30 metros). Las características de este proyecto serían semejantes a las ya descritas para el sistema "TMV" y son el tipo de proyecto más favorable para complementar los proyectos hidroeléctricos de Costa Rica.

La Comisión Nacional de Energía apenas ha iniciado la recolección de información hidrológica de los ríos que van al Caribe, aunque ya ha determinado la existencia de un gran embalse sobre el río Matagalpa (Paigua) que podría llenar funciones semejantes a las del "TMV".

Adicionalmente a los proyectos ya evaluados en el sistema "TMV", (véase el apéndice 1 de este estudio) 2/ ha sido determinada la existencia de un sitio para una planta hidroeléctrica de almacenamiento-bombeo que permita, cuando existan sobrantes de energía secundaria en un sistema, convertirla en primaria de alto valor. Este proyecto es el llamado R.B.R., siglas que representan las tres funciones más importantes de una instalación de este tipo: (R), servir de reserva; (B) bombear agua acumulada durante las horas de exceso de producción del sistema y que luego se usa en las horas en que resulta más caro llenar la curva de carga, o sea, durante el pico; y (R) proveer capacidad reactiva para mejorar el factor de potencia del sistema en donde opera (Véase el apéndice 5).

2/ Tomado del informe Energía y agua en el desarrollo económico de Nicaragua.

/La capacidad

La capacidad instalada final y el costo de los proyectos, incluyendo la transmisión asociada para llevar la energía a los centros de consumo, son los siguientes:

Nombre del proyecto	Capacidad MW	Costo de construcción (Millones de dólares)
Larreynaga	17	4,7
Gran Viejo	200	49,5
R.B.R.	50	6,6
Total	267	60,8

Tanto el proyecto de Gran Viejo como el R.B.R. pueden ser desarrollados en etapas, ya que su capacidad final resulta desproporcionada respecto del tamaño que se espera para el Sistema del Pacífico en los próximos 10 años. Algunas alternativas al proyecto Gran Viejo proponen su fraccionamiento para disminuir el costo de las primeras etapas pero es relativamente escaso el beneficio obtenido en este sentido y muy grandes las complicaciones de operación que resultan. Se deben tener presente además, los efectos negativos de mutilar proyectos que, como Gran Viejo, ofrecen condiciones muy favorables para su desarrollo, como su gran vaso de Sébaco y su embalse de regulación diaria en el Guapote, cuya utilización permite el dimensionado de gran parte de las obras de conducción para los caudales medios.

B. Recursos para la producción de energía eléctrica en Costa Rica

Tampoco en Costa Rica se han localizado yacimientos de petróleo, lo que convierte a los recursos hidráulicos en la mayor fuente local de abastecimiento de sus necesidades de electricidad. Contrariamente a lo que sucede en Nicaragua, Costa Rica tiene mayores precipitaciones y condiciones topográficas bastante favorables que han hecho relativamente fácil la explotación de los ríos para ese fin, aprovechándose además su cercana ubicación a los centros

/de consumo.

de consumo. Prácticamente hasta 1954 todas las necesidades de electricidad de la zona central habían sido llenadas mediante plantas hidroeléctricas. El crecimiento de la demanda y razones de orden económico han obligado a instalar capacidad térmica complementaria en los últimos 10 años, aunque han sido las plantas hidroeléctricas las que han llevado el peso del abastecimiento de energía eléctrica del Sistema Central.

Los proyectos hidroeléctricos estudiados en Costa Rica tienen un régimen hidrológico más favorable e intenso, aunque las condiciones topográficas no permiten la construcción económica de embalses de regulación, por lo que el porcentaje del caudal medio utilizado es relativamente bajo (50 a 60 por ciento). Lo anterior obliga a mantener una elevada proporción de capacidad térmica instalada para complementar la producción de las hidroeléctricas durante el período de sequía y da lugar a un angustioso programa de operación del conjunto. Como luego veremos, la complementación entre este tipo de plantas que operan a filo de agua y las de embalse correspondientes a Nicaragua permite una mayor utilización del caudal medio de las costarricenses y una mayor protección para el sistema en su conjunto.

El ICE ha dedicado grandes esfuerzos a la evaluación de nuevos proyectos hidroeléctricos desde su creación en 1947, concentrando principalmente sus actividades en los ríos Reventazón y Grande de Tárcoles, ventajosamente situados con respecto a los centros de consumo de la zona central. En ellos han sido construídos varios proyectos hidroeléctricos (35 MW en el Reventazón y sus afluentes y 65 MW en el Grande de Tárcoles y sus tributarios). Estudios preliminares han comprobado un potencial del orden de los 600 MW en 10 proyectos diferentes, de los cuales 8 están en el río Reventazón. La distancia de esos proyectos a San José, centro de carga del Sistema, oscila entre 30 y 50 kilómetros, estando situados los del Reventazón al este de la ciudad y los del Grande de Tárcoles hacia el oeste.

En el río Grande de Tárcoles se han estudiado los proyectos de ampliación de la Garita (30 MW), y con menor detalle, el proyecto La Balsa (100 MW). En el río Reventazón, han sido evaluados los siguientes proyectos:

/Río Macho

Proyecto	Capacidad tentativa MW	Embalse hm^3
Río Macho (incluido Tapantí)[a/]	120	0,5
Belén	50	22,0
Palomo	20	
Cachí[b/]	140	11,0
Pejivalle	20	
El Gato	40	70,0
Angostura	200	90,0
Total	590	193,5

a/ Su primera etapa de 30 MW ya construida.
b/ Su primera etapa de 69 MW en construcción.

Como puede observarse, los embalses tienen poca significación con respecto a los caudales utilizados, a pesar del elevado costo de construcción que representa el obtenerlos.

No todos los proyectos se han considerado dentro del programa de adiciones de generación en Costa Rica, ya que muchos de ellos aun requieren de mayor evaluación y, además, se han tomado sólo los que ofrecían mayores posibilidades. En el apéndice 2, se ofrece una descripción de los proyectos considerados: ampliación de río Macho; Belén; ampliación de Garita y Ventanitas; Angostura, y ampliación de Cachí. Su costo estimado es el siguiente:

Proyecto	Capacidad instalada (MW)	Costo de construcción (Millones de dólares)[a/]
Ampliación Río Macho (Tapantí)	60	12,5
Ampliación Río Macho	30	1,4
Belén	50	19,1
Angostura No. 1	100	34,6
Ampliación Cachí	64	11,7
Ampliación Garita y Ventanitas	30	11,7
Total	334	91,0

a/ No incluyen la transmisión complementaria.

/Los costos de

Los costos de producción son muy favorables, a pesar de que se requiere de capacidad térmica adicional a fin de cubrir los faltantes en los períodos de sequía.

El ICE está estudiando también las condiciones que ofrecen las lagunas de Cóter y Arenal, como sitios de almacenamiento para la producción de energía y el riego en el Guanacaste. Este proyecto desviaría aguas de la vertiente del Caribe, hacia la región del Pacífico que carece de agua durante muchos meses, y es semejante a los proyectos nicaragüenses descritos anteriormente. El estudio apenas se ha iniciado y su ubicación, cerca de la probable línea de interconexión con Nicaragua, lo convierte en un proyecto de gran interés para el sistema combinado Nicaragua-Costa Rica.

Si se efectúa la interconexión con Nicaragua y se logra así un mejor aprovechamiento de los caudales disponibles, algunos de los proyectos hidroeléctricos de Costa Rica habrían de modificarse en su concepción; no así los de Nicaragua que están diseñados para utilizar altos caudales. Estos cambios favorecerían el costo final de las obras y, por lo tanto, los costos de generación.

La producción mensual máxima, con la capacidad con que han sido concebidos los proyectos en Costa Rica, aparece en el cuadro 16 para cada uno de los proyectos considerados. El valor crítico de producción corresponde al valor mínimo registrado en el período en que se ha recogido información hidrológica y el promedio corresponde a la media aritmética de los años de registro. Como no todos los años críticos han coincidido, se tiene un factor de seguridad adicional en los programas propuestos.

/Cuadro 16

Cuadro 16

SISTEMA CENTRAL COSTA RICA: GENERACION POTENCIAL DE PROYECTOS HIDROELECTRICOS

(GWh)

1. Plantas existentes[a/]

Capacidad instalada: MW

Capacidad máxima obtenida: MW

Meses	Año crítico	Año promedio
Enero	34,6	36,6
Febrero	31,6	30,5
Marzo	27,8	39,2
Abril	27,3	27,9
Mayo	30,9	32,1
Junio	34,2	34,9
Julio	33,8	35,6
Agosto	33,2	35,0
Septiembre	34,4	35,2
Octubre	33,9	35,8
Noviembre	35,0	36,0
Diciembre	34,7	36,7
Total	391,4	415,5

a/ Comprende las plantas hidroeléctricas de la Compañía Nacional de Fuerza y Luz, de las Juntas Administrativas de Heredia y Alajuela de la Compañía Agrícola Santiago, de Miller Hnos. y las plantas de Nagatec y La Garita del ICE.

/Continúa

Cuadro 16 (Continuación)

SISTEMA CENTRAL COSTA RICA: GENERACION POTENCIAL
DE PROYECTOS HIDROELECTRICOS

(GWh)

2. Río Macho:
Capacidad instalada hasta primera etapa 30 MW; hasta segunda etapa llamada proyecto Tapantí 90 MW; hasta tercera etapa 120 MW. Al construirse el proyecto de Belén se proveerá cierta capacidad de embalse adicional que aumentará la generación potencial de esta planta. Valores con sobrecarga.

Meses	Año crítico				Año promedio			
	Primera etapa 30 MW	Segunda etapa 90 MW	Tercera etapa 120 MW	Tercera etapa y embalse Belén	Primera etapa 30 MW	Segunda etapa 90 MW	Tercera etapa 120 MW	Tercera etapa y embalse Belén
Enero	5,3	22,3	22,3	23,4	10,3	41,1	41,1	43,7
Febrero	5,1	17,9	17,9	24,1	7,9	29,1	29,1	35,0
Marzo	3,9	19,0	19,0	25,9	5,8	27,0	27,0	34,2
Abril	3,4	18,7	18,7	25,1	4,7	34,7	34,7	34,7
Mayo	5,6	32,8	32,8	32,2	8,1	41,6	41,6	41,6
Junio	7,8	47,8	47,8	46,9	13,2	58,3	58,3	58,3
Julio	14,0	54,1	54,1	53,7	15,7	61,0	61,0	61,0
Agosto	13,5	49,7	49,7	50,0	15,4	60,2	60,2	60,2
Septiembre	12,9	49,4	49,4	49,3	16,8	59,5	59,5	59,5
Octubre	11,0	51,0	51,0	51,0	17,9	62,7	62,7	62,7
Noviembre	15,0	42,7	42,7	44,2	16,8	59,0	59,0	59,0
Diciembre	7,9	35,8	35,8	37,3	14,3	56,8	56,8	56,8
Total	105,4	441,2	441,2	463,1	146,9	591,0	591,0	606,7

/continúa

Cuadro 16 (Continuación)

SISTEMA CENTRAL COSTA RICA: GENERACION POTENCIAL
DE PROYECTOS HIDROELECTRICOS

(GWh)

3. Belén

Capacidad instalada: 50 MW

Capacidad máxima obtenida con sobrecarga: 57 MW

Meses	Año crítico	Año promedio
Enero	4,3	8,4
Febrero	8,3	9,6
Marzo	9,1	10,6
Abril	8,8	10,3
Mayo	4,6	7,1
Junio	6,4	11,5
Julio	7,3	12,2
Agosto	7,3	12,2
Septiembre	7,1	11,8
Octubre	7,3	12,2
Noviembre	7,1	11,8
Diciembre	6,6	12,2
Total	84,2	129,9

/continúa

Cuadro 16 (Continuación)

SISTEMA CENTRAL COSTA RICA: GENERACION POTENCIAL DE PROYECTOS HIDROELECTRICOS

(GWh)

4. Cachi: Capacidad instalada: 69 MW a cota embalse 970 m.s.n.m. y 72 MW a cota embalse 990 m.s.n.m. Capacidad con sobrecarga máxima: 77 MW y 80 MW respectivamente.

Meses	Año crítico		Año promedio		Influencia embalse Belén e incrementos	
	Cota 970	Cota 990	Cota 970	Cota 990	Año crítico	Año promedio
Enero	24,7	27,7	45,9	37,6		
Febrero	21,6	43,1	33,3	45,7	1,8	1,9
Marzo	22,3	46,5	36,5	47,8	2,3	2,4
Abril	20,4	46,4	32,0	47,6	2,4	2,4
Mayo	27,7	40,7	37,6	45,3		
Junio	43,1	42,2	45,7	47,4		
Julio	46,5	37,1	47,8	45,1		
Agosto	46,4	41,4	47,6	53,1		
Septiembre	40,7	31,7	45,3	50,2		
Octubre	42,2	28,2	47,4	45,0		
Noviembre	37,1	30,4	45,1	49,0		
Diciembre	37,8	27,7	50,8	43,9		
Total	410,5	443,1	515,0	557,7	6,5	6,7

/Continúa

Cuadro 16 (Conclusión)

SISTEMA CENTRAL COSTA RICA: GENERACION POTENCIAL
DE PROYECTOS HIDROELECTRICOS

(GWh)

5. Angostura : (Sitio No. 1)

Capacidad instalada:a cota cresta presa 560 m.s.n.m , 100 MW; capacidad instalada a cota cresta presa 585 m.s.n.m., 200 MW. Capacidades correspondientes con sobrecarga 110 MW y 220 MW.

Meses	Año crítico		Año promedio	
	Presa a 560 (100 MW)	Presa a 585 (200 MW)	Presa a 560 (100 MW)	Presa a 585 (200 MW)
Enero	36,9	50,4	70,1	92,4
Febrero	34,6	43,4	53,8	66,0
Marzo	36,5	46,6	53,5	71,0
Abril	37,9	45,0	56,9	67,3
Mayo	51,3	58,5	70,1	98,5
Junio	68,0	89,3	68,0	124,5
Julio	70,1	111,4	70,1	136,0
Agosto	70,1	102,5	70,1	115,5
Septiembre	68,0	94,2	68,0	130,0
Octubre	70,1	90,0	70,1	140,8
Noviembre	64,7	80,0	68,0	140,0
Diciembre	51,6	62,0	70,1	120,0
Total	659,8	873,3	788,8	1 302,0

V. DESARROLLO DE LOS SISTEMAS PRIMARIOS. GENERACION TRASMISION (1965-1976). SOLUCION INDEPENDIENTE

A. Desarrollo del Sistema Pacífico de Nicaragua

1. Programa de adiciones de capacidad generadora y obras de trasmisión complementarias

Las necesidades de energía y potencia del Sistema Pacífico hasta 1976 requerirán de 142 MW en plantas generadoras adicionales a las térmicas existentes y a la planta hidroeléctrica Centroamérica que iniciará operaciones en 1964. Al final de este año la capacidad generadora comprenderá un total de 95 MW, correspondiendo 50 a la planta hidroeléctrica Centroamérica; 30 a la planta de vapor Managua, y 15 a las unidades diesel-eléctricas de las plantas Managua y Chinandega, (Véanse el cuadro 17 y el gráfico 5).

En lo que se refiere a adiciones de capacidad generadora durante el período, el programa más favorable de desarrollo es el siguiente:

Inicio de operaciones	Adición recomendada	Capacidad instalada (MW)
Enero 1969	Larreynaga	17
Enero 1971	R.B.R. (Primera unidad)	25
Diciembre 1973	Gran Viejo (Primera unidad)	50
Diciembre 1975	Gran Viejo (Segunda unidad)	50
Total		142

Como puede observarse en el cuadro 18, se logra mantener una capacidad de reserva adecuada en todo momento y este es el factor que determina, junto con el económico, las adiciones de generación que se requieren.

Los proyectos considerados, sus costos y características de producción corresponden a los valores mostrados en el capítulo anterior.

/Cuadro 17

Cuadro 17

SISTEMA PACIFICO NICARAGUA: DETALLE DE LA CAPACIDAD INSTALADA, 1965

Instalación (Propietario)	Capacidad (MW)
Hidroeléctricas	
Centroamérica (ENALUF)	50
Subtotal	50
Termoeléctricas	
Managua (Vapor) (ENALUF)	30
Managua (Diesel) (ENALUF)	10
Chinandega (Diesel) (ENALUF)	5
Subtotal	45
Total	95

/Cuadro 18

Cuadro 18

SISTEMA PACIFICO NICARAGUA: PROGRAMA DE ADICIONES DE CAPACIDAD GENERADORA

Solución independiente

(MW)

Fecha inicio de operaciones	Demanda máxima	Adición propuesta			Unidad mayor sistema	Capacidad instalada	Capacidad instalada menos unidad mayor	Balance b/	
		Nombre	Capacidad instalada	Tipo a/				Antes adición	Después adición
Diciembre, 1968	68,0				25	95	70	2,0	-
Enero, 1969	70,4	Larreynaga	17 MW	H	25	112	87	(0,4)	16,6
Enero, 1971	86,7	R.B.R. (1a. unidad)	25 MW	H	25	137	112	0,3	25,3
Diciembre, 1973	114,0	Gran Viejo (1a. unidad)	50 MW	H	50	187	137	(2,0)	23,0
Diciembre, 1975	141,0	Gran Viejo (2a. unidad)	50 MW	H	50	237	187	(4,0)	46,0

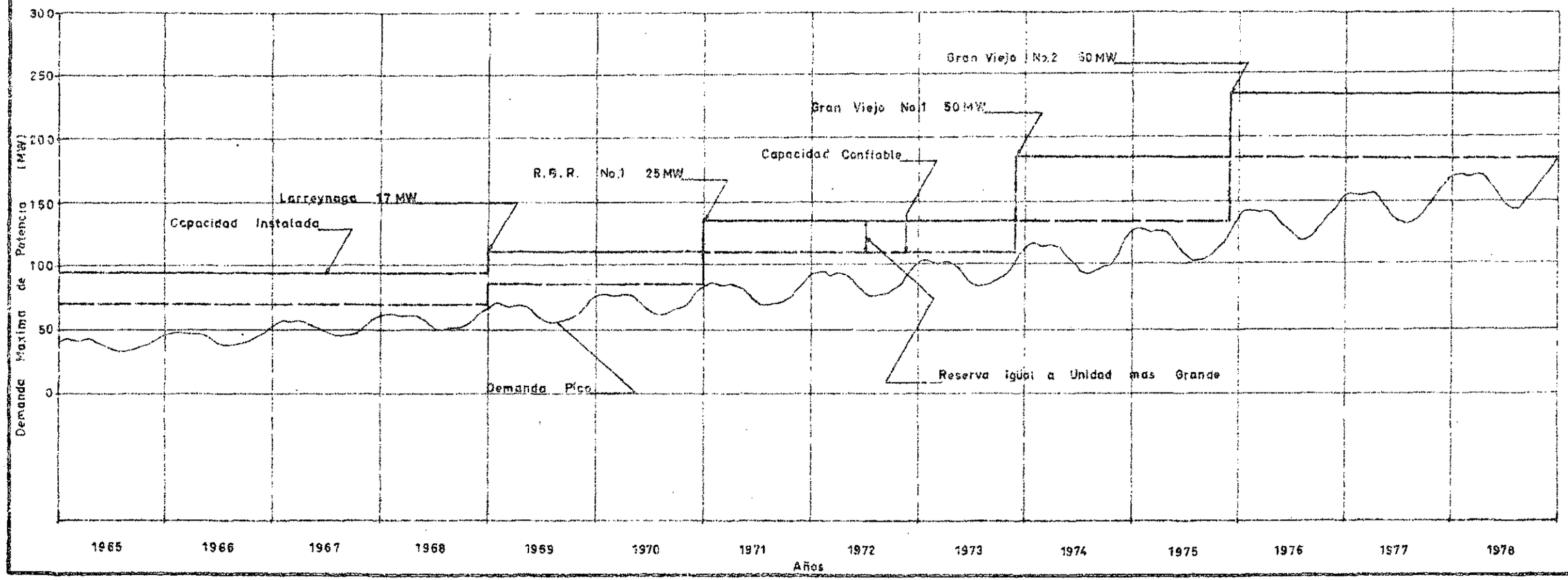
a/ H = Hidroeléctrica.

b/ Cantidades entre paréntesis denotan faltante.

/Gráfico 5

GRAFICO 5

SISTEMA PACIFICO DE NICARAGUA
PROGRAMA DE ADICIONES EN GENERACION
(SOLUCION INDEPENDIENTE)



Se presentan a continuación las obras de trasmisión complementarias a las plantas que se han programado: Larreynaga: subestación elevadora en Larreynaga; R.B.R.: subestación elevadora y línea de trasmisión a 69 kv hasta Masaya; Gran Viejo, subestación elevadora y reductora en Managua para cada etapa, y una línea de 138 kv hasta Managua.

Además deberán construirse otras obras de menor cuantía que, por ser ajenas a la interconexión con Costa Rica, no han sido tomadas en cuenta en este análisis.

La operación más económica del conjunto de plantas generadoras se obtiene utilizando al máximo la producción hidroeléctrica disponible, que facilita la existencia de los vasos de Apanás y Sébaco que, a su vez, favorecen la programación de la producción térmica más eficiente. La planta R.B.R. desempeña fundamentalmente la función de reserva en la mayor parte del período y de condensador síncrono, mejorando así el factor de potencia del Sistema.

2. Inversiones en el sistema generador-trasmisor

El desarrollo del programa descrito anteriormente demanda una inversión de 47,0 millones de dólares. Las estimaciones incluyen partidas para imprevistos, emergencias, administración e intereses pasivos, y supone que las obras serán construidas por contrato a través de concursos internacionales. Los gastos en moneda extranjera representan el 61 por ciento del programa (28,7 millones de dólares) y corresponden a los fondos financiables en el exterior por medio de créditos otorgados por organismos internacionales. (Véanse el cuadro 19 y el apéndice 4).

El costo medio por kW instalado es de 331 dólares, incluída la trasmisión. Esta suma se considera bastante favorable y se explica en función de la sencillez de algunas obras (Larreynaga y R.B.R.) y por estar ligeramente sobreequipadas las plantas hidroeléctricas, (lo cual se observa si se compara la capacidad instalada que se recomienda con la resultante de aplicar el factor de carga del sistema. Esta condición es necesaria y la más económica para el sistema en su conjunto, y normal para instalaciones semejantes con almacenamiento de energía primaria.

/3. Resultados

3. Resultados económicos de la operación del sistema primario

Para efectos de este estudio se ha determinado exclusivamente el costo anual adicional de la solución independiente, con el objeto de compararlo más adelante con el costo equivalente a la solución de desarrollo combinado. (Véase el cuadro 20.)

Para el cálculo del costo anual se ha supuesto el año hidrológico promedio y se han cargado todos los costos adicionales que ocasiona la solución, pero no los que corresponden a todas las instalaciones existentes en el Sistema. (Véase de nuevo el cuadro 20.)

Los gastos variables de las instalaciones térmicas se han estimado con base en los últimos datos sobre precios del combustible y mantenimiento. La depreciación de las plantas hidroeléctricas se ha estimado con base en 40 años de vida útil y usando el sistema de línea recta. Se ha supuesto que la rentabilidad media del activo fijo neto de las nuevas inversiones será del 10 por ciento, que corresponde al valor garantizado por la ENALUF en los dos contratos firmados con el Banco Internacional de Reconstrucción y Fomento. Los costos anuales totales ascienden a 31,5 millones de dólares, que producen un costo medio de 1,70 centavos de dólar por kWh adicionado al sistema en el período.

4. Resultados financieros de la expansión del sistema primario

El análisis del movimiento de caja correspondiente a las obras de generación y trasmisión adicionadas al sistema, refleja la necesidad de que las obras que formarán el sistema en 1967 tengan una rentabilidad suficiente para cubrir las deudas contraídas por concepto de gastos en moneda extranjera y para complementar el faltante de caja originado por las nuevas obras que se adicionarán después. (Véase el cuadro 21.) El faltante a cubrir es de 13,4 y de 6,4 millones de dólares en 1973 y 1976, respectivamente.

Otra forma de cubrir el faltante consiste en financiar a mediano plazo parte de los gastos en moneda local correspondientes a la primera etapa del proyecto Gran Viejo. Cabe destacar que habrían de seguirse las prácticas recomendadas por los organismos internacionales, en el sentido

/Cuadro 19

Cuadro 19

SISTEMA PACIFICO NICARAGUA: PROGRAMA DE INVERSIONES EN GENERACION Y TRASMISION

Solución independiente

(Miles de dólares)

Obras	Estimación de costos			Fecha de iniciación de operaciones	Inversión anual											
	Total	Local	Extranjero		1965	1966	1967	1968	1969	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976
Larreynaga a/	4 700	1 880	2 820	Diciembre 1968	300	900	1 500	2 000	-	-	-	-	-	-	-	-
RBR a/	3 800	1 340	2 460	Enero 1971	-	-	200	600	1 400	1 600	-	-	-	-	-	-
Gran Viejo (1a. Unidad)	31 100	12 500	18 600	Diciembre 1973	-	-	-	-	600	4 500	6 200	8 600	11 200	-	-	-
Gran Viejo (2a. Unidad)	7 400	2 600	4 800	Diciembre 1975	-	-	-	-	-	-	-	-	1 600	2 600	3 200	-
Total	47 000	18 320	28 680		300	900	1 700	2 600	2 000	6 100	6 200	8 600	12 800	2 600	3 200	-

a/ Incluye las obras de trasmisión asociadas.

/Cuadro 20

Cuadro 20

SISTEMA PACIFICO DE NICARAGUA: COSTOS ANUALES

Solución independiente

(Miles de dólares)

	1968	1969	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976
Requerimientos de generación GWh	314	349	387	430	472	520	572	630	692
Producción hidro (Promedio) GWh	186	248	248	248	248	248	686	686	710
Producción térmica	128	101	139	182	224	272	-	-	-
Gastos									
Operación y mantenimiento	1 034	1 110	1 470	1 850	2 240	2 870	420	420	420
Larreynaga a/	4	45	45	45	45	45	45	45	45
R.B.R. a/	-	45	45	45	45	45	45	45	45
Gran Viejo a/	-	-	-	-	-	10	120	120	120
Combustible y otros gastos variables térmicos (0,92 centavos por KWh)	1 080	1 020	1 380	1 760	2 150	2 770	210	210	210
Depreciación	10	117	117	212	212	227	889	1 004	1 174
Rentabilidad (10 por ciento sobre activo fijo neto) b/ y c/	39	463	452	815	794	1 030	3 822	3 780	4 358
Total gastos	1 133	1 690	2 039	2 877	3 246	4 127	5 131	5 210	5 952
Total 1968-1976	31 455								

a/ Incluye obras de trasmisión asociadas.

b/ Cálculo del activo fijo neto

Activo fijo bruto	4 700	4 700	4 700	8 500	8 500	39 600	39 600	47 000	47 000
Menos depreciación acumulada	10	127	244	456	668	945	1 834	2 838	4 012
Activo fijo neto	4 690	4 573	4 456	8 044	7 832	38 655	37 766	44 162	42 988

c/ Se han considerado las inversiones que no operan todo el año.

Cuadro 21

SISTEMA PACIFICO DE NICARAGUA: RESULTADOS FINANCIEROS

Solución independiente

(Miles de dólares)

	1966	1967	1968	1969	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976
Ingresos (generación de efectivo)											
Depreciación	-	-	10	117	117	212	212	277	889	1 004	1 174
Rentabilidad	-	-	39	463	452	815	794	1 030	3 822	3 786	4 358
Total	-	-	49	580	569	1 027	1 006	1 307	4 711	4 790	5 532
Egresos											
Inversiones y gastos locales	450	715	1 015	520	2 520	3 200	4 300	3 500	1 100	1 000	-
Servicio deuda, préstamos para cubrir gastos en moneda extranjera del programa de inversiones	-	-	-	220	220	412	412	412	1 862	1 862	2 237
Total	450	715	1 015	740	2 740	3 612	4 712	3 912	2 962	2 862	2 237
Balance (al concluir el año)[a]	(450)	(715)	(966)	(160)	(2 171)	(2 585)	(3 706)	(2 605)	1 749	1 928	3 295
Balance acumulado	(450)	(1 165)	(2 131)	(2 291)	(4 462)	(7 047)	(10 753)	(13 358)	(11 609)	(9 681)	(6 386)

a/ Cantidades entre paréntesis indican faltante de efectivo.

/ de que

de que los gastos en moneda local serán cubiertos por fondos generados por el propio sistema y que sólo se obtendrá financiamiento para las inversiones en moneda extranjera. (Véase de nuevo el cuadro 21) Se ha considerado la negociación de tres préstamos con fuentes internacionales de crédito. Las condiciones establecidas son las usuales: 25 años de plazo; 6 por ciento de interés y un período de gracia correspondiente al de construcción. La amortización y el pago de intereses se suponen en fondo acumulativo. El primer préstamo es de 2,8 millones y se usará en Larreynaga; el segundo asciende a 2,5 millones y se aplicará al proyecto R.B.R., y el tercero es de 23,4 millones de dólares, asignándoseles a las dos primeras etapas de Gran Viejo.

Las tarifas actuales garantizan plenamente el financiamiento de los gastos locales, no obstante que se redujeran los niveles tarifarios del sector residencial.

B. Desarrollo del Sistema Central de Costa Rica

1. Programas de adiciones de capacidad generadora y obras de trasmisión complementarias

El Sistema Central deberá adicionarse con 380 MW durante el período 1964-76, de los cuales 77,0 entrarán en operación durante 1965 y 1966, (ampliación de Colima y Cachí). Estas adiciones, junto con 127 MW en plantas hidroeléctricas existentes y 30 MW en térmicas, serán capaces de abastecer el mercado de esta zona --incluyendo a Limón en 1968--, y manteniendo reservas adecuadas a partir de enero de 1969. (Véanse los cuadros 22 y 23 y el gráfico 6.)

El programa de adiciones adoptado por el ICE se escogió entre numerosas alternativas de desarrollo del Sistema que fueron objeto de análisis y cuyos resultados figuran en el reporte preparado por el ICE en 1964 sobre el programa de obras de generación y trasmisión a construir en 1969-75. Se han hecho algunas modificaciones atendiendo los cambios adoptados recientemente por el mencionado organismo.

Los resultados más económicos para el sistema generador se obtienen complementando la producción de las plantas hidroeléctricas, que operan

/Cuadro 22

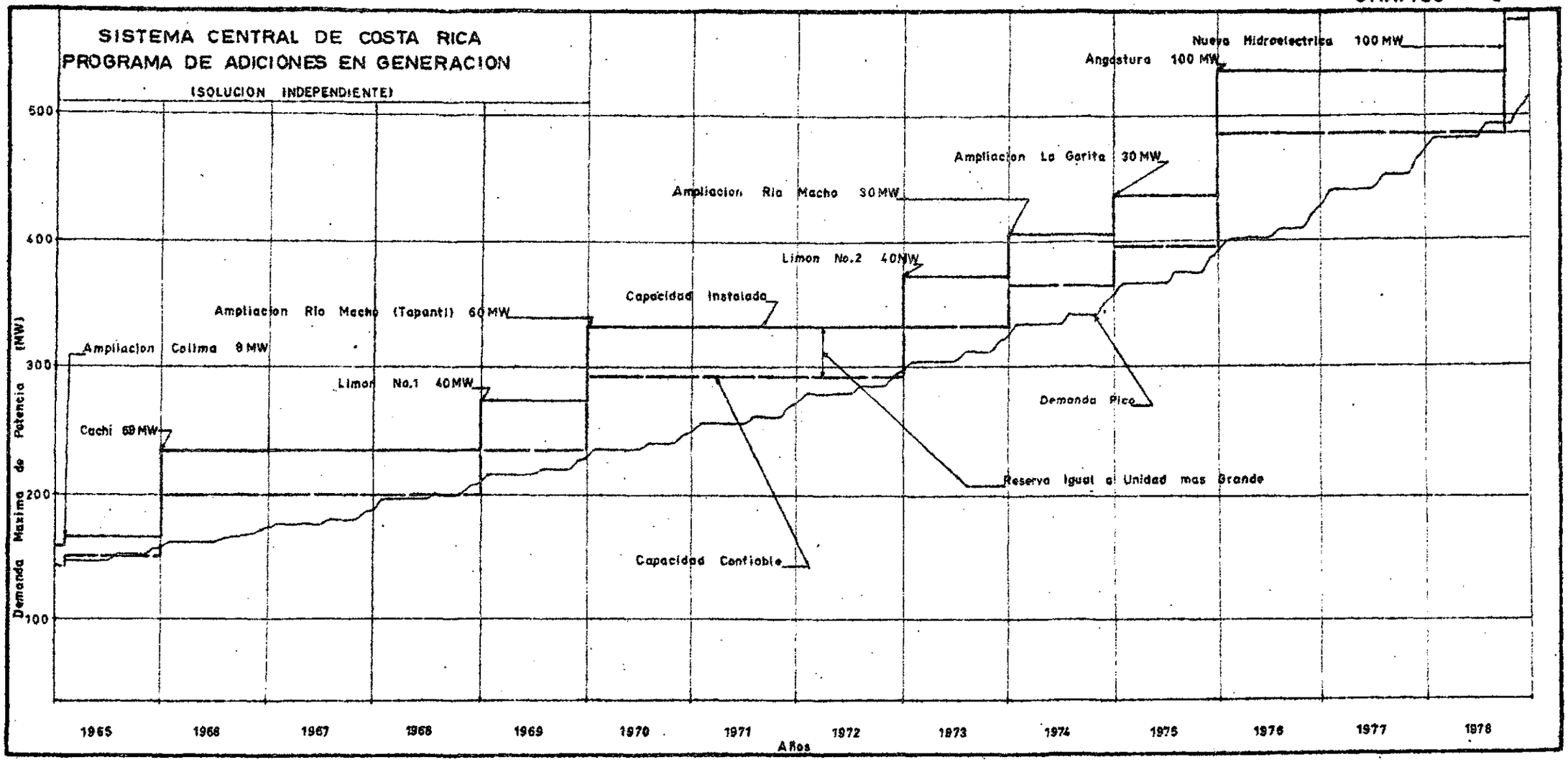
Cuadro 22

SISTEMA CENTRAL COSTA RICA: DETALLE DE LA CAPACIDAD INSTALADA, 1964

Instalación (propietario)	Capacidad MW
Hidroeléctricas	
Ventanas, Nuestro Amo, Belem y Brasil (CNFL)	28,0
Carrillos, Cacao (Jasemh y Jasema)	2,8
Birris No. 1 y No. 2 (CASSA)	3,9
Tres Ríos, Lotes (Miller Hnos.)	1,0
Nagatec, Garita, Río Macho (ICE)	91,5
Subtotal	127,2
Termoeléctricas	
Colima (Diesel) (FCE)	20,0
San Antonio (Vapor) (CNFL)	10,0
Subtotal	31,0
Total	157,2

/Gráfico 6

GRAFICO 6


SISTEMA CENTRAL DE COSTA RICA
PROGRAMA DE ADICIONES EN GENERACION
(SOLUCION INDEPENDIENTE)
Demanda Maxima de Potencia (MW)
500
400
300
200
100
Ampliacion Colima 9 MW
Cachi 69 MW
Ampliacion Rio Macho (Tapanti) 60 MW
Limon No.1 40 MW
Capacidad Instalada
Ampliacion Rio Macho 30 MW
Limon No.2 40 MW
Ampliacion La Garita 30 MW
Angostura 100 MW
Nueva Hidroelectrica 100 MW
Demanda Pico
Reserva Igual a Unidad mas Grande
Capacidad Confiable
1965
1966
1967
1968
1969
1970
1971
1972
1973
1974
1975
1976
1977
1978
Años

Cuadro 23

SISTEMA CENTRAL COSTA RICA: PROGRAMA DE ADICIONES DE CAPACIDAD GENERADORA

Solución independiente

(MW)

Fecha de iniciación de operación	Demanda máxima	Adición propuesta			Unidad mayor sistema	Capacidad instalada total	Capacidad instalada menos unidad mayor	Balance b/	
		Nombre	Capacidad instalada	Tipo a/				Antes adición	Después adición
Diciembre, 1964					15	157	142		
Febrero, 1965	147,2	Ampliación Colima	8,0	D	15	165	150	(5,2)	2,8
Enero, 1966	175,6	Cachí	69,0	H	35	234	199	(25,6)	23,4
Enero, 1969	215,0	Limón	40,0	V	40	274	234	(16,0)	19,0
Enero, 1970	235,0	Ampliación Río Macho (Tapantí)	60,0	H	40	334	294	(1,0)	59,0
Enero, 1973	307,0	Ampliación Limón	40,0	V	40	374	334	(11,0)	27,0
Enero, 1974	336,0	Ampliación embalse Cachí	3,0	H	40	377	337		
Enero, 1974	336,0	Ampliación Río Macho	30,0	H	40	407	367	(2,0)	31,0
Enero, 1975	369,0	Ampliación La Garita	30,0	H	40	437	397	(2,0)	28,0
Enero, 1976	405,0	Angostura	100,0	H	50	537	487	(8,0)	87,0
Octubre, 1978	505,0	Nueva Hidroeléctrica	100,0	H	50	637	587	(18,0)	82,0

a/ D: Diesel eléctrico; H: Hidroeléctrico; V: Vapor.
b/ Cantidades entre paréntesis denotan deficiencia en la capacidad instalada.

/Practicamente

prácticamente a filo de agua (regulación diaria o semanal en la mayor parte de las instalaciones), con capacidad térmica. El programa de adiciones para el período 1967-76 contempla 223 MW hidroeléctricos y 80 MW en plantas de vapor. Esta solución es ligeramente menos económica que otras alternativas analizadas, pero favorece su situación financiera, ya que reduce el monto de las inversiones y eleva el porcentaje de gastos en moneda extranjera.

El Sistema Central ha operado hasta la fecha con reservas inadecuadas, lo que hace muy angustioso el abastecimiento especialmente en años hidrológicos críticos. Es un sistema sin embalses que garanticen una reserva de energía. El crecimiento industrial que ha tenido lugar en los últimos años ha mostrado la debilidad del Sistema en casos de falla de una de las instalaciones térmicas en la época seca. Por esta razón, el programa del ICE tiende a solucionar esta situación a partir de 1969. (Véase de nuevo el cuadro 23).

Los proyectos hidroeléctricos programados, sus costos y características corresponden a los valores que aparecen en el capítulo anterior.

Las obras de trasmisión complementarias de cada nuevo proyecto figuran en el cuadro 24, incluyendo sólo aquellas que cambiarían si se adoptare la solución de desarrollo combinado con Nicaragua. Como el suministro de energía para Liberia se vería facilitado por la interconexión, también se ha considerado dentro del análisis. Las obras de alimentación a Limón han sido tenidas en cuenta tanto en el desarrollo independiente como en el combinado, no obstante que desempeñarán funciones diferentes en ambos casos.

2. Inversiones en el sistema generador-trasmisor

El desarrollo del programa descrito requerirá una inversión de 92,6 millones de dólares, de los cuales el 53,5 por ciento es financiable en el exterior por corresponder a gastos en moneda extranjera. El costo medio por kW agregado en el período 1967-76 es de 306 dólares, que resulta favorable dada la proporción de capacidad hidroeléctrica incluida, (Véanse el cuadro 24 y el apéndice 4).

/Cuadro 24

Cuadro 24

SISTEMA CENTRAL COSTA RICA: PROGRAMA DE INVERSIONES EN GENERACION Y TRANSMISION

Solución independiente

(Miles de dólares)

Obras	Estimación de costos			Inversión anual												Fecha inicio operaciones
	Total	Local	Extranjero	1965	1966	1967	1968	1969	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	
Generación:																
Térmica Limón	9 030	3 010	6 020	-	50	2 500	5 800	680	-	-	-	-	-	-	-	Enero, 1969
Ampliación Río Macho (Tapantí)	12 500	6 130	6 370	300	1 050	3 000	3 800	3 450	900	-	-	-	-	-	-	Enero, 1970
Ampliación Térmica Limón	6 630	2 050	4 580	-	-	-	-	-	30	1 900	4 200	500	-	-	-	Enero, 1973
Ampliación Embalse Cachí	2 100	1 800	300	-	-	-	-	-	-	-	100	2 000	-	-	-	Enero, 1974
Ampliación Río Macho	1 400	560	840	-	-	-	-	-	-	-	250	1 050	100	-	-	Enero, 1974
Ampliación La Garita	11 650	5 710	5 940	-	-	-	-	-	-	150	1 430	4 660	4 660	750	-	Enero, 1975
Angostura	34 600	17 300	17 300	-	-	-	-	-	-	100	1 730	4 360	12 620	12 620	3 170	Enero, 1976
Nueva Hidro (Parcial)	7 150	3 850	3 300										150	2 000	5 000	Oct. , 1978
Subtotal	85 060	40 410	44 650	300	1 100	5 500	9 600	4 130	930	2 150	7 710	12 570	17 530	15 370	8 170	
Transmisión asociada:																
L.T. Cachí-Angostura (1er circuito)	370	130	240	-	-	170	200	-	-	-	-	-	-	-	-	Jul. , 1968
L.T. Angostura Limón	855	305	550	50	250	355	200	-	-	-	-	-	-	-	-	Jul. , 1968
S.R. Milla 2 Limón	517	177	340	-	67	200	250	-	-	-	-	-	-	-	-	Jul. , 1968
S.E. Térmica Limón	346	126	220	-	70	100	176	-	-	-	-	-	-	-	-	Ene. , 1969
S.E. Río Macho (ampliación)	602	212	390	-	-	120	232	250	-	-	-	-	-	-	-	Ene. , 1970
S.R. Colima (ampliación)	452	152	300	-	-	90	162	200	-	-	-	-	-	-	-	Ene. , 1970
S.E. Térmica Limón (ampliación)	300	100	200	-	-	-	-	-	60	90	150	-	-	-	-	Ene. , 1973
S.R. Colima (ampliación)	300	100	200	-	-	-	-	-	60	90	150	-	-	-	-	Ene. , 1973
S.E. Río Macho (ampliación)	271	91	180	-	-	-	-	-	-	50	101	120	-	-	-	Ene. , 1974
S.E. Cachí (ampliación)	150	50	100	-	-	-	-	-	-	30	30	90	-	-	-	Ene. , 1974
L.T. Cachí-Sur	677	237	440	-	-	-	-	-	40	200	280	157	-	-	-	Ene. , 1974
S.R. Sur	1 050	370	680	-	-	-	-	-	-	250	330	470	-	-	-	Ene. , 1974
L.T. Colima-Sur	226	76	150	-	-	-	-	-	-	70	80	76	-	-	-	Ene. , 1974
S.E. Garita (ampliación)	376	116	260	-	-	-	-	-	-	-	80	116	180	-	-	Ene. , 1975
S.E. Angostura	976	341	635	-	-	-	-	-	-	-	-	230	320	426	-	Ene. , 1976
L.T. Angostura-Cachí (2o. circuito)	90	30	60	-	-	-	-	-	-	-	-	-	40	50	-	Ene. , 1976
Subtotal	7 558	2 613	4 945	50	387	1 035	1 220	450	160	780	1 201	1 259	540	476	-	
Total	92 618	43 023	49 595	350	1 487	6 535	10 820	4 580	1 090	2 930	8 911	13 829	18 070	15 846	8 170	

/3. Resultados

3. Resultados económicos de la operación del sistema primario

Al igual que en el caso del Sistema del Pacífico de Nicaragua, se ha calculado el costo anual adicional del Sistema Central de Costa Rica con fines de su comparación con el desarrollo combinado.

Se supone el año hidrológico promedio para el cálculo del combustible, y que los costos del mismo se mantendrán a los bajos niveles actuales. Además, se reconoce el mayor rendimiento térmico de las nuevas instalaciones de vapor propuestas.

Las depreciaciones se han calculado a base del método de línea recta y se han asignado 40 años de vida útil para las plantas hidroeléctricas y 30 para las térmicas, las líneas de trasmisión y las subestaciones. Se han agregado también los gastos que significa proporcionar electricidad a Liberia.

Dado su nivel de inversión por kW instalado, que es más bajo que el promedio actual, y los niveles tarifarios esperados para 1967, la rentabilidad media que es posible atribuir a las nuevas instalaciones se estimó en 10 por ciento para el cálculo de los costos anuales. (Véase el cuadro 25). Los costos anuales totales aascienden a 48,0 millones de dólares, que producen un costo medio de 1,01 centavos de dólar por kWh adicionado al sistema en el período 1968-76.

4. Resultados financieros de la expansión del sistema primario

Para cubrir los requerimientos financieros que demanda el programa, (véase el cuadro 26) y suponiendo una rentabilidad del 10 por ciento sobre las nuevas inversiones, es necesario obtener de las obras en operación en 1967 una generación de caja de 22,1 millones de dólares. En su defecto, sería necesario obtener préstamos a determinados plazos para financiar el faltante.

Para efectos del análisis, se ha supuesto que la totalidad de los gastos en moneda extranjera serán financiados por los organismos internacionales de crédito. Sería necesario negociar seis préstamos, que corresponden a cada una de las adiciones mayores de generación planeadas.

/ Cuadro 25

Cuadro 25

SISTEMA CENTRAL COSTA RICA: COSTOS ANUALES

Solución independiente

(Miles de dólares)

	1968	1969	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976
Requerimientos de generación GWh	926	1 011	1 105	1 203	1 317	1 440	1 579	1 732	1 908
Producción Hidro	889	883	996	1 112	1 139	1 189	1 257	1 622	1 908
Producción Térmica GWh	37	128	109	91	178	251	322	310	-
Gastos									
Operación y mantenimiento	359	1 139	1 049	927	1 580	2 167	2 715	2 706	542
Térmica Limón y ampliación	-	100	100	100	100	130	130	130	130
Ampliación Río Macho (Tapantí y ampliación)	-	-	40	40	40	40	55	55	55
Ampliación La Garita	-	-	-	-	-	-	-	55	55
Angostura	-	-	-	-	-	-	-	-	120
Alimentación Liberia	85	93	103	113	122	137	150	166	182
Combustibles y otros gastos variables térmicas (0.74 centavos por kWh generado)	274	946	806	674	1 318	1 860	2 380	2 300	-
Depreciación	29	370	717	717	717	903	1 062	1 360	2 270
Rentabilidad (10 por ciento sobre activo fijo neto) a/ b/	86 b/	1 090	2 392	2 320	2 248	2 890	3 357	4 432	7 845
Total gastos	474	2 599	4 158	3 964	4 545	5 960	7 134	8 498	10 657
Total 1968-1976 47 989									

a/ Cálculo del activo fijo al concluir cada año

Activo fijo bruto	1 742	11 118	24 672	24 672	24 672	31 902	37 550	49 516	85 468
Menos depreciación acumulada	29	399	1 116	1 833	2 550	3 453	4 515	5 875	8 145
Activo fijo neto	1 713	10 719	23 556	22 839	22 122	28 449	33 035	43 641	77 323

b/ Se han considerado las inversiones que no operan todo el año.

Los préstamos para las plantas térmicas y obras de trasmisión han sido considerados bajo condiciones de crédito usuales: 20 años de plazo; 6 por ciento de interés y un período de gracia igual al de la construcción de la planta generadora asociada. El plazo se alarga a 25 años en las hidroeléctricas.

Los niveles tarifarios existentes en 1966 permitirían hacer frente, con poco margen, al programa de adiciones de generación planeado por el ICE.

VI. DESARROLLO COMBINADO DE LOS SISTEMAS PACIFICO DE NICARAGUA Y CENTRAL DE COSTA RICA: SISTEMA NICR

A. Consideraciones generales

El desarrollo combinado no es simplemente la interconexión de dos o más sistemas eléctricos sino la fusión de éstos con el objeto de planear y ejecutar las obras de generación y transmisión necesarias para abastecer una sola unidad de mercado, aprovechando al máximo las instalaciones disponibles de esos sistemas y desarrollando sus recursos con miras a obtener los mejores resultados económicos y operativos del conjunto.[3/]

La primera duda que se plantea el conocedor de estas disciplinas es la de que en realidad pueda existir, a corto plazo, la posibilidad de un desarrollo combinado de dos sistemas eléctricos de tamaño relativamente reducido (145 MW de demanda máxima en 1963) y cuyos centros de carga (Managua y San José) están separados aproximadamente 400 km. Las razones principales que llevaron a la realización de este estudio han sido señaladas en capítulos anteriores y pueden resumirse así:

a) La complementaridad de los aprovechamientos hidroeléctricos estudiados en ambos países, Nicaragua aportaría energía firme de alto valor y Costa Rica abundante energía secundaria;

b) La característica de la curva de carga de Nicaragua, de mantener valores altos durante las horas de bajo consumo en la noche y en la madrugada, haciendo posible la absorción de energía secundaria de Costa Rica. Si esta característica ocurriera en la curva de Costa Rica, los beneficios de la interconexión no serían tan grandes;

c) El grado de diversidad de carga en los sistemas y de diversidad hidrológica que pudiera existir en los ríos que alimentan las plantas generadoras;

d) La capacidad de reserva existente en el sistema de Nicaragua;

e) Las reducciones de los períodos de operación a carga parcial de las nuevas instalaciones y la posibilidad de desarrollar instalaciones de mayor tamaño con costos unitarios más bajos; y

3/ Documento E/CN.12/CCE/SC.5/11; TAO/LAT/40

/Cuadro 26

Cuadro 26

SISTEMA CENTRAL COSTA RICA: RESULTADOS FINANCIEROS

Solución independiente

(Miles de dólares)

	1965	1966	1967	1968	1969	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976
Ingresos: Generación de efectivo												
Depreciación	-	-	-	29	370	717	717	717	903	1 062	1 360	2 270
Rentabilidad	-	-	-	86	1 090	2 392	2 320	2 248	2 890	3 357	4 432	7 845
Total	-	-	-	115	1 460	3 109	3 037	2 965	3 793	4 419	5 792	10 115
Egresos												
Inversiones y gastos locales	350	850	2 882	3 918	1 992	360	1 320	3 666	7 095	8 530	7 660	4 400
Servicio, deuda, préstamos para cubrir gastos en moneda extranjera del programa de inversión	-	-	-	-	642	1 200	1 200	1 200	1 724	1 859	2 346	3 696
Total	350	850	2 882	3 918	2 634	1 560	2 520	4 866	8 819	10 389	10 006	8 096
Balance (al concluir el año)[a/]	(350)	(850)	(2 882)	(3 803)	(1 174)	1 549	517	(1 901)	(5 026)	(5 970)	(4 214)	2 019
Balance acumulado	(350)	(1 200)	(4 082)	(7 885)	(9 059)	(750)	(6 993)	(8 894)	(13 920)	(19 890)	24 104	(22 085)

a/ Cantidades entre paréntesis indican faltante en efectivo.

/(3) Los

f) Los problemas económicos que obligan a la ENALUF a cobrar precios superiores por la electricidad, y los problemas financieros del ICE que limitan la extensión de la electricidad a nuevas regiones.

B. Planeamiento del sistema generador-transmisor

1. Fecha posible de iniciación de operaciones de las obras de interconexión

La fecha más cercana en que podrían iniciar operaciones las obras de interconexión de los Sistemas Pacífico y Central sería febrero de 1968. Se ha estimado esta fecha con base en un programa que supone períodos normales para la realización de las diversas etapas (véase el cuadro 27). Debe tenerse presente que la decisión final para adoptar la solución de desarrollo combinado podría retener inútilmente la realización de un proyecto ventajoso y causar serios daños al conjunto.

La Carretera Panamericana, paralela a la ruta que habrá de seguir la línea de interconexión, favorece tanto la fase de estudios como la de construcción acelerando sensiblemente el proceso que figura en el cuadro 27.

2. Necesidades de potencia y energía

Estas han sido estimadas como la suma ponderada de las necesidades correspondientes a cada sistema, tomando en cuenta la diversidad existente en cuanto a la hora de ocurrencia de la demanda máxima. No se consideró diversidad alguna en cuanto al día de ocurrencia de esa demanda. El cálculo de las demandas máximas del sistema interconectado, que hemos llamado NICR,

/Cuadro 27

Cuadro 27

SISTEMA NICARAGUA COSTA RICA: PROGRAMA PARA EFECTUAR INTERCONEXION

	Etapa	Período	Fecha terminación
1	Reunión de discusión del informe de los expertos de DOAT	1 semana	15 Dic. de 1964
2	Estudio común de financiamiento y acuerdos	4 meses	15 Abr. de 1965
3	Estudios de levantamientos de campo	6 meses	15 Oct. de 1965
	Diseños y especificaciones	3 meses	15 Ene. de 1966
	Adquisición de derecho de vía	6 meses	15 Ago. de 1965
4	Publicación de carteles para licitación de equipos, subestación, construcción y montaje, período de cotización	3 meses	15 Jul. de 1965
5	Publicación carteles licitación de materiales, líneas y construcción, período de cotización	3 meses	15 Abr. de 1966
6	Adjudicación y contrato de subestaciones, equipos, construcción y montaje, incluyendo consulta con organismos de crédito	3 meses	15 Oct. de 1965
7	Entrega de equipos principales para la subestación	18 meses	15 Abr. de 1967
8	Montaje e instalación, incluyendo pruebas de subestaciones	6 meses	15 Nov. de 1967
9	Adjudicación y contrato de materiales y equipos, y construcción de la línea de transmisión, incluyendo consulta con organismos de crédito	3 meses	15 Jul. de 1966
10	Entrega de primeros materiales y líneas e inicio de construcción	6 meses	15 Ene. de 1967
11	Conclusión de la construcción de la línea	13 meses	15 Feb. de 1968

/aparecen

aparecen en el cuadro 28. La generación anual requerida por el sistema NICR en 1976 será de 2 600 GWh y la demanda máxima 561 MW (véase el cuadro 29). El sistema así formado sería el de mayor tamaño para Centroamérica. La participación relativa es de 1,0 a 2,75 en cuanto a requerimientos de generación de los Sistemas Pacífico y Central.

3. Recursos para la producción de energía

En el planeamiento del sistema generador han sido considerados todos los proyectos hidroeléctricos evaluados nacionalmente y descritos en el capítulo anterior. Se ha dado a todos los proyectos el mismo valor en lo que respecta al grado de avance de los estudios.

Para fines de análisis no ha sido tomada en cuenta ninguna diversidad hidrológica, considerándose la suma absoluta de valores críticos de producción como si en realidad hubieren ocurrido simultáneamente en todos los ríos de Costa Rica y de Nicaragua. Este supuesto compensa el hecho de que los registros de caudales, en algunos casos, no son todo lo largos que se deseara. Como realmente ocurrirá un cierto grado de diversidad hidrológica, se producirán beneficios adicionales no considerados en este estudio.

A pesar de que en el futuro podría ser conveniente ampliar los proyectos de Costa Rica, en este estudio se han mantenido las características determinadas por el ICE, excepto en el caso del proyecto de Angostura 1, que ha sido concebido en forma distinta (véase el apéndice 3). El cambio principal en este proyecto consiste en mantener la presa a nivel bajo y en desarrollar una sola conducción para toda la capacidad. Esta variante resulta económica en razón del desarrollo combinado, al reducirse el período de carga parcial y absorberse la mayor parte de la energía secundaria que podría producirse. Se ofrece así también un ejemplo de cómo habrían de concebirse dentro del sistema combinado los proyectos hidroeléctricos de Costa Rica, sin necesidad de violentar las condiciones naturales de sus ríos mediante presas de alto costo y con embalses de corta vida por razones de azolvamiento. Se ha previsto que la altura de las presas estará determinada por la economía que se logre con la ganancia de carga de cada proyecto, y no por el almacenamiento que se llegara a obtener, ya que la función más importante de los proyectos de Costa Rica, con el desarrollo combinado, será la producción de KWh, aprovechando al máximo el escurrimiento natural de los ríos, lo que producirá una mayor utilización del caudal medio que la actual.

/Cuadro 28

Cuadro 28

SISTEMA NICARAGUA COSTA RICA: CALCULOS DE LAS DEMANDAS MAXIMAS MENSUALES

(MW)

Meses	1967			1968			1969			1970		
	Nicaragua	Costa Rica	Total	Nicaragua	Costa Rica	Total	Nicaragua	Costa Rica	Total	Nicaragua	Costa Rica	Total
Enero	48,0	175,6	223,6	53,1	196,2	249,3	59,8	215,0	274,8	66,5	235,0	301,5
Febrero	46,9	175,6	222,5	52,0	196,2	248,2	58,5	215,0	273,5	65,0	235,0	300,0
Marzo	47,4	175,6	223,0	52,5	196,2	148,7	59,2	215,0	274,2	65,7	235,0	300,7
Abril	46,4	175,6	222,0	51,4	196,2	247,6	57,8	215,0	272,8	64,3	235,0	299,3
Mayo	51,0	165,0	216,0	56,5	184,4	240,9	63,5	202,1	265,6	70,5	220,9	291,4
Junio	46,7	165,0	211,7	51,6	184,4	236,0	58,2	202,1	260,3	64,6	220,9	285,5
Julio	45,4	168,7	214,1	50,2	188,6	238,8	56,6	206,5	263,1	62,8	225,6	288,4
Agosto	46,1	168,7	214,8	51,0	188,6	239,6	57,3	206,5	263,8	63,8	225,6	289,4
Septiembre	47,9	168,7	216,6	53,0	188,6	241,6	59,7	206,5	266,2	66,2	225,6	291,8
Octubre	50,3	168,7	219,0	55,7	188,6	244,3	62,7	206,5	269,2	69,6	225,6	295,2
Noviembre	56,5	173,9	230,4	62,5	194,6	257,1	70,4	212,9	283,3	78,2	232,6	310,8
Diciembre	61,4	175,8	237,2	68,0	196,5	264,5	76,5	215,3	291,8	85,0	235,0	320,0

/Enero

/Continúa

Cuadro 28 (Conclusión)

Meses	1971			1972			1973			1974			1975		
	Nicaragua	Costa Rica	Total	Nicaragua	Costa Rica	Total	Nicaragua	Costa Rica	Total	Nicaragua	Costa Rica	Total	Nicaragua	Costa Rica	Total
Enero	73,6	256,5	330,1	81,0	281,0	362,0	89,2	307,0	396,2	100,1	336,0	436,1	110,3	369,0	479,3
Febrero	72,1	256,5	328,6	79,2	281,0	360,2	87,2	307,0	394,2	98,0	336,0	434,0	108,0	369,0	477,0
Marzo	73,0	256,5	329,5	80,1	281,0	361,1	88,2	307,0	395,2	99,0	336,0	435,0	109,0	369,0	478,0
Abril	71,4	256,5	327,9	78,4	281,0	359,4	86,3	307,0	293,3	96,7	336,0	432,7	106,5	369,0	475,5
Mayo	78,2	241,1	319,3	86,0	264,1	350,1	94,6	288,6	383,2	106,2	316,0	422,2	117,0	347,0	464,0
Junio	71,6	241,1	312,7	78,7	264,1	342,8	86,7	288,6	375,3	97,2	316,0	413,2	107,0	347,0	454,0
Julio	69,8	246,3	316,1	76,6	270,0	346,6	84,4	295,2	379,6	94,6	323,8	418,4	104,2	354,4	458,6
Agosto	70,7	246,3	317,0	77,6	270,0	347,6	85,5	295,2	380,7	96,0	323,8	419,8	105,8	354,4	460,2
Septiembre	73,6	246,3	319,9	80,7	270,0	350,7	89,0	295,2	384,2	99,7	323,8	423,5	110,0	354,4	464,4
Octubre	77,3	246,3	323,6	84,9	270,0	354,9	93,5	295,2	388,7	105,0	323,8	428,8	115,6	354,4	470,0
Noviembre	86,7	253,8	340,5	95,3	278,2	373,5	105,0	304,1	409,1	117,8	333,7	451,5	129,8	365,7	495,5
Diciembre	94,3	256,6	350,9	103,4	281,1	384,5	114,0	307,4	421,4	128,0	337,2	465,2	141,0	369,6	510,6

Nota: Para enero, febrero, marzo y abril, la demanda máxima ocurre a las 11:00 horas y corresponde 85 por ciento a Nicaragua y 100 por ciento a Costa Rica; para mayo, junio, julio, agosto, septiembre, octubre, noviembre y diciembre, ocurre a las 18:00 horas y corresponde el 100 por ciento a Nicaragua y el 94 por ciento a Costa Rica.

/Cuadro 29

Cuadro 29

SISTEMA NICARAGUA COSTA RICA: REQUERIMIENTOS MENSUALES DE POTENCIA Y ENERGIA, 1967-1976

Meses	1967	1968	1969	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976
					Requerimientos de potencia (MW)					
Enero	223,6	249,3	274,8	301,5	330,1	362,0	396,2	436,1	479,3	525
Febrero	222,5	248,2	273,5	300,0	328,6	360,2	394,2	434,0	477,0	524
Marzo	223,0	248,7	274,2	300,7	329,5	361,1	395,2	435,0	478,0	525
Abril	222,0	247,6	272,8	299,3	327,9	359,4	393,3	432,7	475,5	522
Mayo	216,0	240,9	265,6	291,4	319,3	350,1	383,2	422,2	464,0	510
Junio	211,7	236,0	260,3	285,5	312,7	342,8	375,3	413,2	454,0	498
Julio	214,1	238,8	263,1	288,4	316,1	346,6	379,6	418,4	458,6	503
Agosto	214,8	239,6	263,8	289,4	317,0	347,6	380,7	419,8	460,2	504
Septiembre	216,6	241,6	266,2	291,8	319,9	350,7	384,2	423,5	464,4	510
Octubre	219,0	244,3	269,2	295,2	323,6	354,9	388,7	428,8	470,0	515
Noviembre	230,4	257,1	283,3	310,8	340,5	373,5	409,1	451,5	495,5	545
Diciembre	237,2	264,5	291,8	320,0	350,9	384,5	421,4	465,2	510,6	561
					Requerimientos de energía (GWh)					
Enero	94,2	105,3	115,5	126,8	138,8	151,8	166,6	182,9	200,6	220
Febrero	91,0	102,9	112,8	123,8	135,5	143,5	162,6	178,5	195,9	216
Marzo	92,1	103,0	113,0	124,1	135,8	153,6	163,1	179,1	196,7	216
Abril	90,6	101,5	111,3	122,1	133,6	146,4	160,5	175,9	193,5	213
Mayo	90,4	101,2	110,9	121,9	133,2	146,0	160,0	175,6	192,8	212
Junio	88,3	98,8	108,4	118,8	130,0	142,4	156,1	171,0	188,0	207
Julio	89,2	99,7	109,3	119,8	131,2	143,8	157,5	172,6	189,9	209
Agosto	3 91,3	102,2	112,0	122,9	134,6	147,3	161,5	177,3	194,6	214
Septiembre	91,1	101,8	111,7	122,5	133,9	146,9	160,8	176,3	193,8	213
Octubre	93,1	104,0	114,2	125,3	137,2	150,1	164,6	180,8	198,3	218
Noviembre	95,6	106,8	117,0	128,4	140,5	153,9	168,8	185,2	203,2	224
Diciembre	100,9	112,8	123,8	135,7	148,7	162,8	178,1	195,6	214,6	236
Total	1 107,8	1 240,0	1 359,9	1 492,1	1 633,0	1 788,5	1 960,2	2 150,8	2 361,9	2 600

Como ya

Como ya se mencionó, las plantas hidroeléctricas concebidas en Nicaragua no sufrirán ampliaciones durante el período, por encima de la capacidad final señalada en capítulos anteriores. Podría ser posible ampliar algunas de ellas en lo futuro.

El sitio de instalación del proyecto R.B.R. se aprovecha mejor si se instala más capacidad para garantizar una mayor utilización de la energía sobrante en Costa Rica, evitándose derrames innecesarios y reduciéndose la capacidad no utilizada de otros proyectos en reserva.

En el siguiente análisis se supone que la capacidad térmica instalada en 1965 en ambos sistemas se mantiene a lo largo del período, y que consiste en 40 MW de vapor (30 en Managua y 10 en San Antonio de Costa Rica) y 43 MW en unidades diesel-eléctricas de rápido arranque y puesta en líneas (15 MW en Managua y Chinandega, y 28 en Colima de Costa Rica).

4. Demanda y disponibilidades de potencia y energía

La interconexión de los sistemas se justifica a partir de 1967, ya que ofrece una reducción apreciable en el consumo de combustible y el sistema de Costa Rica alcanza la capacidad de reserva de que carecerá hasta 1969 conforme a la solución independiente. Teniendo la línea de interconexión mayor capacidad que la unida d más grande en el sistema en el período considerado, las obras de interconexión se justificarían con la sola disminución de la capacidad de reserva que será de 50 MW en 1973, y que corresponde al tamaño de la unidad mayor del sistema. Suponiendo que esa capacidad de reserva se llenara con instalación térmica de bajo costo, esa reducción tendría un valor equivalente al costo de las obras de interconexión.

Las adiciones de generación recomendadas y la situación de reserva correspondiente se muestran en el cuadro 30 y en el gráfico 7. Es necesario adicionar hasta 1976, 52 MW en proyectos hidroeléctricos en Nicaragua (Larreynaga y el R.B.R.) y 290 MW en hidroeléctricas en Costa Rica (Tapantí 60 MW; ampliación Río Macho 30 MW, y Angostura 200 MW). Se ha estimado además el mejor programa para 1981, para lo cual sería necesario desarrollar 35 MW en R.B.R. y 200 MW en Gran Viejo (Nicaragua) y el proyecto de la Balsa de 100 MW (Costa Rica).

/Cuadro 30

Cuadro 30

SISTEMA NICARAGUA COSTA RICA: PROGRAMA DE ADICIONES DE CAPACIDAD GENERADORA

Solución interconexión

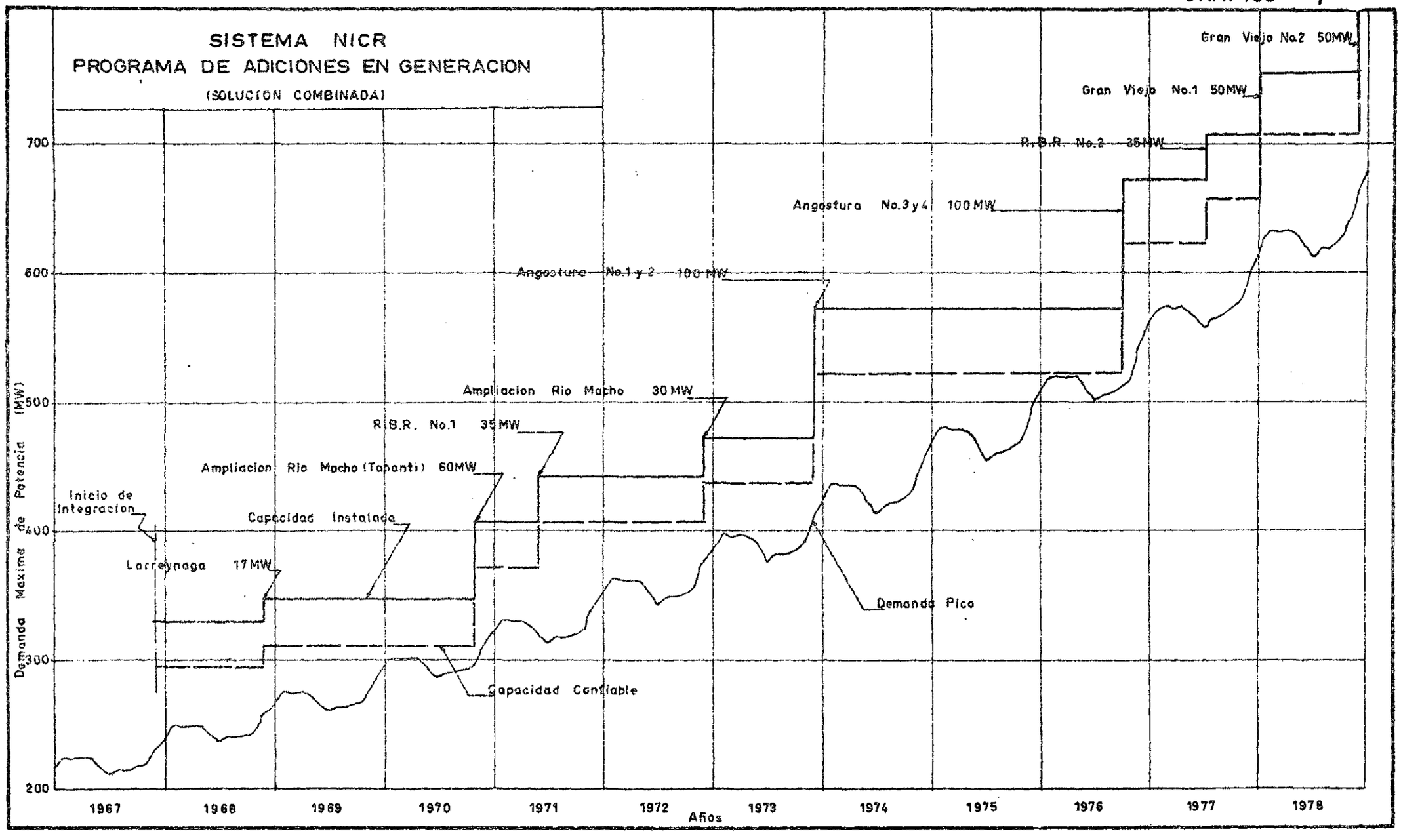
(MW)

Fecha inicio de operaciones	Demanda sistema	Adición propuesta				Unidad mayor sistema	Capacidad instalada	Capacidad instalada menos unidad mayor	Balance	
		País	Nombre	Capacidad instalada	Tipo b/				Antes adición	Después adición
Diciembre, 1967	237,2					35	329	294		
Diciembre, 1968	264,5	Nicaragua	Larreynaga	17,0	H	35	346	311	29,5	46,5
Noviembre, 1970	310,7	Costa Rica	Amp.Río Macho (Tapantí)	60,0	H	35	406	371	0,3	60,2
Junio, 1971	313,1	Nicaragua	R.B.R. (1a. unidad)	35,0	H	35	441	406	57,9	92,9
Diciembre, 1972	384,4	Costa Rica	Amp. Río Macho	30,0	H	35	471	436	21,6	51,6
Diciembre 1973	429,0	Costa Rica	Angostura (1a. etapa)	100,0	H	50	571	521	7,0	107,0
Septiembre, 1976	510,0	Costa Rica	Angostura (2a. etapa)	100,0	H	50	671	621	11,0	111,0
Julio, 1977	592,0	Nicaragua	R.B.R. (2a. etapa)	35,0	H	50	706	656	29,0	64,0
Enero, 1978	634,0	Nicaragua	Gran Viejo (1a. etapa)	50,0	H	50	756	706	22,0	72,0
Diciembre, 1978	675,0	Nicaragua	Gran Viejo (2a. etapa)	50,0	H	50	806	756	51,0	81,0
Diciembre, 1979	740,0	Nicaragua	Gran Viejo (3a. etapa)	50,0	H	50	856	806	16,0	66,0
Noviembre, 1980	788,0	Nicaragua	Gran Viejo (4a. etapa)	50,0	H	50	906	856	18,0	78,0
Octubre, 1981	820,0	Costa Rica	Nuevo Proyecto Hidroeléctrico	100,0	H	50	1 006	956	36,0	94,0

a/ Fecha de interconexión, diciembre de 1967.
b/ H: Hidroeléctrico.

/Gráfico 7

GRAFICO 7


SISTEMA NICR
PROGRAMA DE ADICIONES EN GENERACION
(SOLUCION COMBINADA)
Gran Viejo No.2 50MW
Gran Viejo No.1 50MW
R.B.R. No.2 35MW
Angostura No.3 y 4 100 MW
Angostura No.1 y 2 100 MW
Ampliacion Rio Macho 30 MW
R.B.R. No.1 35 MW
Ampliacion Rio Macho (Tapanti) 60MW
Inicio de Integracion
Capacidad Instalada
Larreynaga 17MW
Demanda Pico
Capacidad Confiable
Demanda Maxima de Potencia (MW)
700
600
500
400
300
200
1967
1968
1969
1970
1971
1972
1973
1974
1975
1976
1977
1978
Años

La operación de las plantas del sistema, que resulta más económica para el conjunto, es la siguiente:

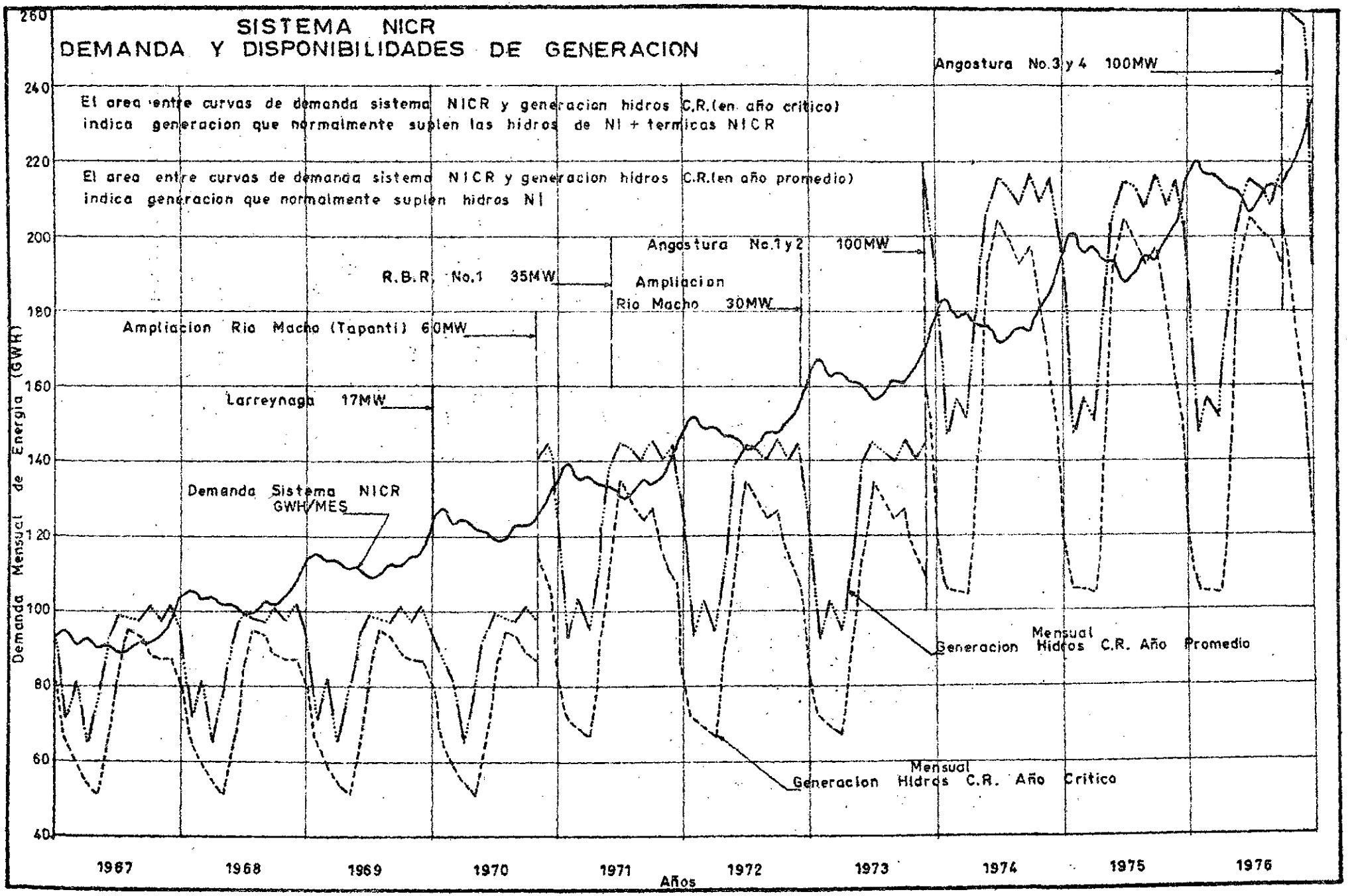
a) En el período de lluvias. Las hidroeléctricas de Costa Rica en la base y las hidroeléctricas de Nicaragua en el pico. La planta R.B.R. garantiza durante este período una mejor conversión de energía secundaria a primaria en Costa Rica utilizada a la base del pico. Las térmicas llenarían la función de reserva (83 MW).

b) En el período seco. La situación se invierte en este caso. Las hidroeléctricas de Nicaragua llenan la base de la curva de carga utilizando el almacenamiento de que disponen. Las hidroeléctricas de Costa Rica operan en el pico gracias a sus pequeños embalses de regulación diaria y estacional. En años críticos las térmicas del Sistema vendrían a ayudar a las hidroeléctricas de Nicaragua, operando de tal manera que reduzcan al máximo los gastos variables de esas instalaciones (combustibles y mantenimiento)

En los gráficos del 9 al 16, que figuran al final de este capítulo, aparecen los días típicos de operación del sistema generador, en donde pueden apreciarse las horas de intercambio de energía entre sistemas y las demandas máximas de ese intercambio. Durante las horas de menor carga en el sistema NICR se efectúan los mayores intercambios de energía, lo que permite utilizar mejor las instalaciones nacionales existentes para este fin. Además, la potencia máxima con que se transmite la energía de mayor valor desde Nicaragua, es más baja que la correspondiente a la transmisión de energía de bajo valor desde Costa Rica (véase el gráfico 17). En todo momento el Sistema contará con capacidad de reserva de energía que puede producirse en sus plantas térmicas (véase el gráfico 8).

Las plantas hidroeléctricas de Costa Rica en cada etapa de expansión pueden llegar a producir, con las capacidades instaladas determinadas por el ICE, las cantidades de energía mostradas en el cuadro 31 para el año crítico y el promedio. Esta energía deberá ser utilizada en primera prioridad, a fin de mantener la mayor cantidad de energía en Nicaragua en donde ocurrirán la mayor parte de los derrames. Con la adición planeada del R.B.R. se

GRAFICO 8


SISTEMA NICR
DEMANDA Y DISPONIBILIDADES DE GENERACION
El area entre curvas de demanda sistema NICR y generacion hidros C.R.(en año critico) indica generacion que normalmente suplen las hidros de NI + termicas NICR
El area entre curvas de demanda sistema NICR y generacion hidros C.R.(en año promedio) indica generacion que normalmente suplen hidros NI
Angostura No.3 y 4 100MW
Angostura No.1 y 2 100MW
R.B.R. No.1 35MW
Ampliacion Rio Macho 30MW
Ampliacion Rio Macho (Tapanti) 60MW
Larreynaga 17MW
Demanda Sistema NICR GWH/MES
Generacion Mensual Hidros C.R. Año Promedio
Generacion Mensual Hidros C.R. Año Critico
Demanda Mensual de Energia (GWH)
260
240
220
200
180
160
140
120
100
80
60
40
1967
1968
1969
1970
1971
1972
1973
1974
1975
1976
Años

Cuadro 31

SISTEMA CENTRAL COSTA RICA: GENERACION POTENCIAL, PROYECTOS HIDROELECTRICOS

Solución interconexión

(GWh)

Meses	Hasta Cachí		Hasta Tapantí		Hasta Angostura (100 MW)		Hasta Angostura (200 MW)	
	Año crítico	Año promedio	Año crítico	Año promedio	Año crítico	Año promedio	Año crítico	Año promedio
Enero	64,6	92,8	81,6	123,6	118,5	193,7	118,5	192,4
Febrero	58,3	71,7	71,1	92,9	105,7	146,7	108,7	150,4
Marzo	54,0	81,5	69,1	102,7	105,6	156,2	110,5	166,2
Abril	51,1	64,6	66,4	94,6	104,3	151,5	106,5	157,0
Mayo	64,2	77,8	91,4	111,3	142,7	181,4	142,6	199,8
Junio	85,1	93,8	125,1	138,9	193,1	206,9	200,4	245,6
Julio	94,3	99,1	134,4	144,4	204,5	214 5	231,1	263,1
Agosto	93,1	98,0	129,3	148,8	199,4	212,9	216,3	241,8
Septiembre	88,0	97,3	124,5	140,0	192,5	208,0	204,1	254,3
Octubre	87,1	101,1	127,1	145,9	197,2	216,0	202,9	279,9
Noviembre	87,1	97,9	114,8	140,1	179,5	208,1	179,5	258,9
Diciembre	80,4	101,8	108,3	144,3	159,9	214,4	159,9	246,6
Total	907,3	1 077,4	1 243,1	1 521,5	1 902,9	2 310,3	1 981,0	2 656,0

/logra

logra reducir al mínimo los derrames en Costa Rica con respecto al potencial de generación mostrada en el cuadro 31. Sin embargo, siempre se derramará abundante agua en las hidroeléctricas de este país, por causa de la baja capacidad de conducción y capacidad instalada de varios proyectos existentes.

5. Obras de interconexión

Las distancias involucradas y las potencias a transmitir para lograr la mayor utilización de las obras de generación, obligan a adoptar como voltaje de transmisión 225 Kv que es un valor normalizado en México y los Estados Unidos.

Los mejores sitios para realizarla son Tipitapa (Nicaragua) y Barranca (Costa Rica). El primero, en el cruce con la línea de transmisión a Managua, desde las plantas Centroamérica y Larreynaga, (138 Kv). El segundo, hasta donde en la actualidad llega una línea de 138 Kv que, pasando por la planta La Garita, se extiende hasta San José. La longitud total de la línea de interconexión entre Tipitapa y Barranca es de 310 km, de los cuales 120 quedan en territorio nicaragüense y 190 en Costa Rica.

Las cantidades de energía a transmitir (véanse cuadro 32 y gráfico 17) demandan una línea de doble circuito, cuya primera etapa entrará en funciones en 1967 y la segunda en 1976. Se han supuesto torres de acero galvanizadas, con cimiento de parrilla de acero y con cable ACSR de 500 MCM de conductor. La pérdida máxima se estima en 10 por ciento.

Las subestaciones deberán prepararse con la mayor flexibilidad, especialmente respecto a voltajes de operación, debiéndose iniciar oportunamente la coordinación necesaria sobre las características eléctricas de los equipos utilizados. Se supone que en Tipitapa y Barranca habrá centros de comunicación y despacho de cargas.

El costo total de la primera fase de las obras de interconexión es de 9,0 millones de dólares (3,6 en Nicaragua y 5,4 en Costa Rica) y la segunda fase de 5,3 millones (2,2 en Nicaragua y 3,1 en Costa Rica). En cada fase se harán adiciones en las subestaciones de Tipitapa y Barranca.

/Cuadro 32

Cuadro 32

FLUJO DE CARGA MAXIMA EN LA LINEA DE TRASMISION TIPITAPA BARRANCA

(MW)

Año	De Nicaragua a Costa Rica	De Costa Rica a Nicaragua
	Primer circuito	
1968	60	56
1969	78	64
1970	76	80
1971	72	88
1972	68	90
1973	62	110
1974	56	114
1975	51	124
	Segundo circuito	
1976	38	146
1977	33	156
1978	21	162
1979	60	172
1980	92	176
1981	140	216

/6. Adiciones

6. Adiciones de generación y transmisión programadas

Además de las obras de generación es necesario construir las líneas para garantizar el envío de energía a los centros de consumo. En el cuadro 33 se resumen las obras de generación necesarias para hacer comparables los programas independientes con el desarrollo combinado. Por esta razón, se incluyen en Costa Rica las obras de suministro para Limón y la subestación de Liberia utilizando la línea de interconexión con Nicaragua. Para trasladar a Nicaragua la energía que se produce en plantas generadoras del río Reventazón en Costa Rica, es necesario adicionar una nueva línea de Barranca a San José que, para fines de este estudio, se supone servirá al proyecto de la Balsa. En junio de 1973 debe operar la parte de esa obra comprendida entre Barranca y La Garita, y en 1976 la sección Garita-San José (Subestación Sur). En Nicaragua no es necesario hacer modificaciones al sistema de transmisión planeado en la solución independiente.

C. Inversiones en el sistema generador-transmisor (1965-1976)

Las inversiones necesarias en el desarrollo combinado en el período 1965-1976 alcanzan a 118,4 millones de dólares. La solución de los sistemas independientes significa una inversión de 139,6 millones. Por lo tanto, la reducción total en inversión es de 21,2 millones desglosados en 9,5 millones en moneda local y 11,7 en moneda extranjera (véase el cuadro 33).

Las inversiones requeridas hasta 1981 presentan una reducción de mayor cuantía si se les compara con las soluciones independientes más favorables. Reflejan el hecho de que las ventajas de los desarrollos combinados son siempre crecientes y que su momento más difícil es el del inicio, cuando deben justificarse las fuertes inversiones en obras de interconexión.

Los costos de las obras de interconexión han sido calculados con base en valores obtenidos en México recientemente, adaptados a las condiciones centroamericanas.

/Cuadro 33

Cuadro 33

SISTEMA NICARAGUA COSTA RICA: PROGRAMA DE INVERSIONES EN GENERACION Y TRASMISION a/ b/

Solución Interconexión

(Miles de dólares)

Obras	Estimación de costos			Fecha de iniciación operaciones	Capacidad instalada (MW)	Inversión anual															
	Total	Local	Extranjeros			1965	1966	1967	1968	1969	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980
Costa Rica																					
Generación																					
Ampliación Río Macho (Tapantí)	12 500	6 130	6 370	Nov. 1970	60	-	300	1 250	3 000	3 800	3 450	700	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ampliación Río Macho	1 400	560	840	Dic. 1972	30	-	-	-	-	-	-	300	1 000	100	-	-	-	-	-	-	-
Angostura (primera etapa)	38 500	19 400	19 100	Dic. 1973	100	-	-	-	-	200	2 000	4 900	12 600	14 000	4 800	-	-	-	-	-	-
Angostura (segunda etapa)	8 950	3 650	5 300	Sept. 1976	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2 150	3 200	3 600	-	-	-	-
Proyecto Hidroeléctrico Balsa	30 000	15 000	15 000	Oct. 1981	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	300	1 600	3 800	9 800
Subtotales	91 350	44 740	46 610		390	-	300	1 250	3 000	4 000	5 450	5 900	13 600	14 100	6 950	3 200	3 600	300	1 600	3 800	9 800
Subtotal hasta 1976 61 350																					
Trasmisión asociada																					
S.R. Liberia	500	150	350	Ene. 1968		50	200	250	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
L.T. Angostura-Cachí (1er. circuito)	370	130	240	Jul. 1968		-	-	170	200	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
L.T. Angostura-Limón	855	305	550	Jul. 1968		50	250	355	200	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
S.R. Milla 2-Limón	517	177	340	Jul. 1968		-	67	200	250	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
S.R. Colima (ampliación)	452	152	300	Ene. 1970		-	-	90	162	200	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
S.E. Río Macho (ampliación)	602	212	390	Nov. 1972		-	-	-	-	-	120	262	220	-	-	-	-	-	-	-	-
S.R. Colima (ampliación)	300	100	200	Dic. 1972		-	-	-	-	-	60	90	150	-	-	-	-	-	-	-	-
S.E. Río Macho (ampliación)	271	91	180	Dic. 1972		-	-	-	-	-	50	101	120	-	-	-	-	-	-	-	-
S.E. Cachí (ampliación)	150	50	100	Dic. 1973		-	-	-	-	-	-	30	30	90	-	-	-	-	-	-	-
L.T. Cachí-Sur	677	237	440	Dic. 1973		-	-	-	-	-	40	200	280	157	-	-	-	-	-	-	-
S.R. Sur	1 050	370	680	Dic. 1973		-	-	-	-	-	-	250	330	470	-	-	-	-	-	-	-
L.T. Colima-Sur	226	76	150	Dic. 1973		-	-	-	-	-	-	70	80	76	-	-	-	-	-	-	-
S.E. Angostura	976	341	635	Dic. 1973		-	-	-	-	-	-	230	320	426	-	-	-	-	-	-	-
L.T. Angostura-Cachí (2o. circuito)	90	30	60	Dic. 1973		-	-	-	-	-	-	-	40	50	-	-	-	-	-	-	-
L.T. Garita-Barranca (2a. línea)	480	170	310	Jun. 1973		-	-	-	-	-	-	50	200	230	-	-	-	-	-	-	-
S.E. Garita (ampliación)	100	20	80	Jun. 1973		-	-	-	-	-	-	20	20	60	-	-	-	-	-	-	-
S.R. Barranca (ampliación)	100	20	80	Jun. 1973		-	-	-	-	-	-	20	20	60	-	-	-	-	-	-	-
S.E. Angostura (ampliación)	850	300	550	Sept. 1976		-	-	-	-	-	-	-	-	-	200	280	370	-	-	-	-
S.R. Sur (ampliación)	800	250	550	Dic. 1976		-	-	-	-	-	-	-	-	-	200	260	340	-	-	-	-
L.T. Garita-Sur	380	140	240	Sept. 1976		-	-	-	-	-	-	-	-	-	40	160	180	-	-	-	-
S.E. Balsa	1 040	360	680	Oct. 1981		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	250	330
S.R. Sur (ampliación)	700	250	450	Oct. 1981		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	100	250
Subtotales	11 486	3 931	7 555			100	517	1 065	812	200	270	1 323	1 810	1 619	440	700	890	-	-	350	580
Subtotal hasta 1976 9 746																					
Subtotal generación y trasmisión hasta 1976 71 096																					
Total	102 836	48 671	54 165			100	817	2 315	3 812	4 200	5 720	7 223	15 410	15 719	7 390	3 900	4 490	300	1 600	4 150	10 380

Nota: L.T., línea de trasmisión; S.E., subestación elevadora; S.R., subestación reductora.

a/ Fecha de interconexión, diciembre de 1957.

b/ El total de las inversiones incluye las sumas a gastarse en 1981 que no aparecen en este cuadro y que son las siguientes: Proyecto Hidroeléctrico Balsa (Costa Rica), 1 450 000 dólares; Subestación Elevadora Balsa (Costa Rica) 460 000 dólares; Subestación Reductora Sur (ampliación) (Costa Rica), 350 000 dólares.

/Continúa

Cuadro 33 (Continuación)

Obras	Estimación de costos: Total	Local	Extranjeros	Fecha de iniciación operaciones	Capacidad instalada (MW)	Inversión anual 1965	1966	1967	1968	1969	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980
(Viene de la página anterior)																					
Subtotal Costa Rica hasta 1976 71 096																					
Total Costa Rica	102 836	48 671	54 165			100	817	2 315	3 812	4 200	5 720	7 223	15 410	15 719	7 390	3 900	4 490	300	1 600	4 150	10 380
Nicaragua																					
Generación y trasmisión asociada																					
Larreynaga	4 700	1 880	2 820	Dic. 1968	17	300	900	1 500	2 000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
RBR (primera etapa)	4 700	1 660	3 040	Jun. 1971	35	-	-	200	400	1 100	1 900	1 100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
RBR (segunda etapa)	2 700	950	1 750	Jul. 1977	35	-	-	-	-	-	-	-	-	100	300	600	1 100	600	-	-	-
Gran Viejo (primera etapa)	31 100	12 500	18 600	Ene. 1978	50	-	-	-	-	-	-	-	-	600	4 500	6 200	8 600	11 200	-	-	-
Gran Viejo (segunda etapa)	7 400	2 600	4 800	Dic. 1978	50	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1 600	2 600	3 200	-	-
Gran Viejo (tercera etapa)	6 700	2 400	4 300	Dic. 1979	50	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1 400	2 400	2 900	
Gran Viejo (cuarta etapa)	4 300	1 500	2 800	Nov. 1980	50	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	800	1 600	1 900
Subtotales	61 600	23 490	38 110		287	300	900	1 700	2 400	1 100	1 900	1 100	-	700	4 800	6 800	11 300	15 800	6 400	4 500	1 900
Subtotal hasta 1976 33 000																					
Obras de interconexión																					
En Nicaragua																					
L.T. Peñas Blancas-Tipitapa (1er circuito)	2 800	960	1 840	Dic. 1967		800	1 150	850	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
S.R. Tipitapa 220/138 kv	800	340	560	Dic. 1967		160	350	290	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
L.T. P. Blancas-Tipitapa (2o. circuito)	1 500	520	980	Dic. 1976		-	-	-	-	-	-	-	-	-	400	600	500	-	-	-	-
S.R. Tipitapa 220/138 kv (ampliación)	700	310	490	Dic. 1976		-	-	-	-	-	-	-	-	-	140	300	260	-	-	-	-
Subtotal	5 800	2 130	3 870			960	1 500	1 140	-	-	-	-	-	-	540	900	760	-	-	-	-
En Costa Rica																					
L.T. Peñas Blancas-Barranca	4 600	1 600	3 000	Dic. 1967		1 300	1 900	1 400	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
S.R. Barranca 220/138 kv	800	240	560	Dic. 1967		160	350	290	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
L.T. Peñas Blancas-Barranca	2 400	830	1 570	Dic. 1976		-	-	-	-	-	-	-	-	-	600	1 000	800	-	-	-	-
S.R. Barranca 220/138 kv	700	210	490	Dic. 1976		-	-	-	-	-	-	-	-	-	140	300	260	-	-	-	-
Subtotal	8 500	2 880	5 620			1 460	2 250	1 690	-	-	-	-	-	-	740	1 300	1 060	-	-	-	-
Subtotal interconexión	14 300	5 010	9 490																		
Total Nicaragua hasta 1976 38 800																					
Total Nicaragua	67 400																				
Total Costa Rica hasta 1976 79 596																					
Total Costa Rica	111 336																				
Total Nicaragua Costa Rica	178 736					2 820	5 467	6 848	6 212	5 300	7 620	8 323	15 410	16 419	13 470	12 900	17 610	16 100	8 000	8 650	12 280
Total Nicaragua Costa Rica hasta 1976 118 396																					

/D. Resultados

D. Resultados económicos

Los resultados económicos del sistema combinado son más favorables que la suma de los obtenidos en los sistemas independientes. Los costos anuales totales del período de 1968-1976 (véase el cuadro 34) alcanzan a 51,7 millones en el sistema combinado, en comparación a 79,5 millones que corresponden a la suma de los independientes. Representa, por lo tanto, una reducción de 27,8 millones de dólares entre 1968 y 1976. El costo promedio del KWh adicionado en ese período sería de 0,78 centavos de dólar en el caso del desarrollo combinado, y de 1,2 centavos en la solución independiente. En ambos casos, han sido usadas las mismas rentabilidades (10 por ciento sobre activo fijo neto) y las depreciaciones (40 años plantas hidroeléctricas y 30 años líneas y subestaciones) calculadas por el método de línea recta. Unicamente se han considerado los cargos anuales que sean diferentes en una solución o en la otra, como en el caso de los costos de las soluciones independientes.

E. Resultados financieros

Para comparar los resultados financieros se ha supuesto que los ingresos por venta de energía de los sistemas serán suficientes para cubrir los costos anuales obtenidos en las soluciones independientes, incluyendo una rentabilidad del 10 por ciento sobre el activo fijo neto comprendido en esa solución. Es decir, que se supone para fines de este análisis --y no se recomiende-- que el consumidor de la energía pagará igual con desarrollo combinado o sin él. Cada país decidiría oportunamente el destino del beneficio que obtuviere con el desarrollo combinado.

Los resultados del análisis demuestran que al finalizar el período, en el caso del desarrollo combinado, se acumularía un saldo en caja de 25,5 millones de dólares (véase el cuadro 35). En cambio, resultaría una suma faltante de 28,5 millones para la solución independiente. La ventaja neta resultante en favor del desarrollo combinado sería de 54,0 millones de dólares en efectivo, suma que tiene gran importancia para el desarrollo futuro de la electrificación en ambos países.

/Cuadro 34

Cuadro 34

SISTEMA NICARAGUA COSTA RICA: COSTOS ANUALES

Solución interconexión

	1968	1969	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976
Generación requerida (GWh)	1 240	1 360	1 492	1 633	1 789	1 960	2 151	2 362	2 600
Generación hidro Nicaragua y Costa Rica (año promedio)	1 240	1 325	1 409	1 633	1 769	1 825	2 151	2 362	2 600
Generación térmica Nicaragua y Costa Rica (año promedio)	-	35	83	-	20	135	-	-	-
Gastos									
Operación y mantenimiento	94	457	930	220	416	1 595	365	365	377
Larreynaga	4	45	45	45	45	45	45	45	45
Ampliación Río Macho (Tapantí y ampliación)	-	-	7	40	42	55	55	55	55
RBR (Primera unidad)	-	-	23	45	45	45	45	45	45
Angostura (primera y segunda etapa)	-	-	-	-	10	120	120	120	127
Operación obras adicionales de transmisión en Costa Rica	10	10	10	10	10	10	20	20	25
Combustibles y otros gastos variables térmicos (0,92 centavos por KWh)	-	322	765	-	184	1 240	-	-	-
Obras de interconexión	80	80	80	80	80	80	80	80	80
Depreciación	355	492	559	877	951	1 110	2 100	2 100	2 205
Rentabilidad (10 por ciento sobre activo fijo neto) a/b/	1 058	1 537	1 730	2 943	3 048	3 540	7 310	7 100	7 822
Total gastos	1 507	2 486	3 219	4 040	4 415	6 245	9 775	9 565	10 404
Total 1968-1976 51 656									
a/ Cálculo del activo fijo neto (al final del año)									
Activo fijo bruto	15 942	15 942	28 849	33 594	36 167	78 516	78 516	78 516	94 796
Depreciación acumulada	380	872	1 431	2 308	3 259	4 369	6 469	8 569	10 774
Activo fijo neto	15 562	15 070	27 418	31 286	32 908	74 147	72 047	69 947	84 022

b/ Se han considerado las inversiones que no operan todo el año.

/Cuadro 35

Cuadro 35

SISTEMA NICARAGUA COSTA RICA: RESULTADOS FINANCIEROS

	1965	1966	1967	1968	1969	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976
Ingreso por venta de energía												
En Nicaragua	-	-	-	1 133	1 690	2 039	2 877	3 246	4 177	5 131	5 210	5 952
En Costa Rica	-	-	-	474	2 599	4 158	3 964	4 545	5 960	7 134	8 498	10 657
Total	-	-	-	1 607	4 289	6 197	6 841	7 791	10 137	12 265	13 708	16 609
Egresos												
Operación y mantenimiento	-	-	-	94	457	930	220	416	1 595	365	365	377
Inversiones y gastos locales	80	970	1 717	2 827	2 620	3 770	3 452	7 717	7 528	100	230	360
Servicio, deuda, préstamos para cubrir gastos en moneda extranjera del programa de inversión	-	-	-	612	894	894	1 511	1 630	1 763	3 473	3 473	3 473
Total	80	970	1 717	3 533	3 971	5 594	5 183	9 763	10 886	3 938	4 068	4 210
Balance (Al concluir el año) a/	(80)	(970)	(1 717)	(1 926)	318	603	1 658	(1 972)	(749)	8 327	9 640	12 399
Balance acumulado	(80)	(1 050)	(2 767)	(4 693)	(4 375)	(3 772)	(2 114)	(4 086)	(4 835)	3 492	13 132	25 531

a/ Cantidades entre paréntesis indican faltante en efectivo.

/Las dos

Las dos soluciones han supuesto que los gastos en moneda extranjera podrán ser cubiertos por medio de préstamos obtenidos en organismos internacionales de crédito, bajo las mismas condiciones que los considerados en la solución independiente.

Los mejores resultados económicos y financieros del desarrollo combinado resultan, entre otros factores, de la disminución de capacidad instalada, del ahorro de combustible y de la reducción del período de carga parcial de los grandes proyectos hidroeléctricos y de la instalación de mayor proporción de capacidad hidroeléctrica.

/Gráfico 9

SISTEMA NICR
CURVA DE CARGA DIARIA
Periodo Seco-1968

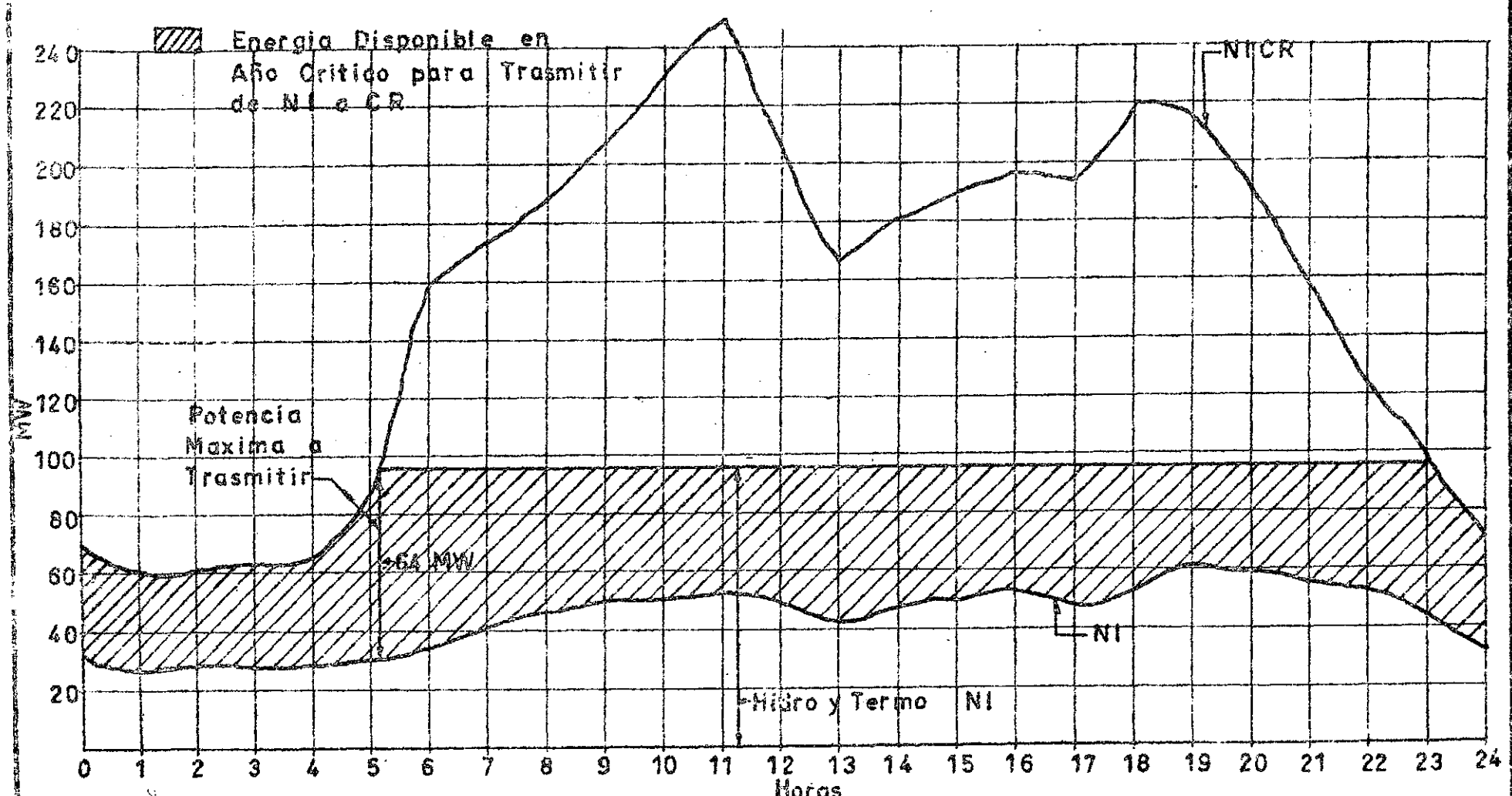


GRAFICO 9

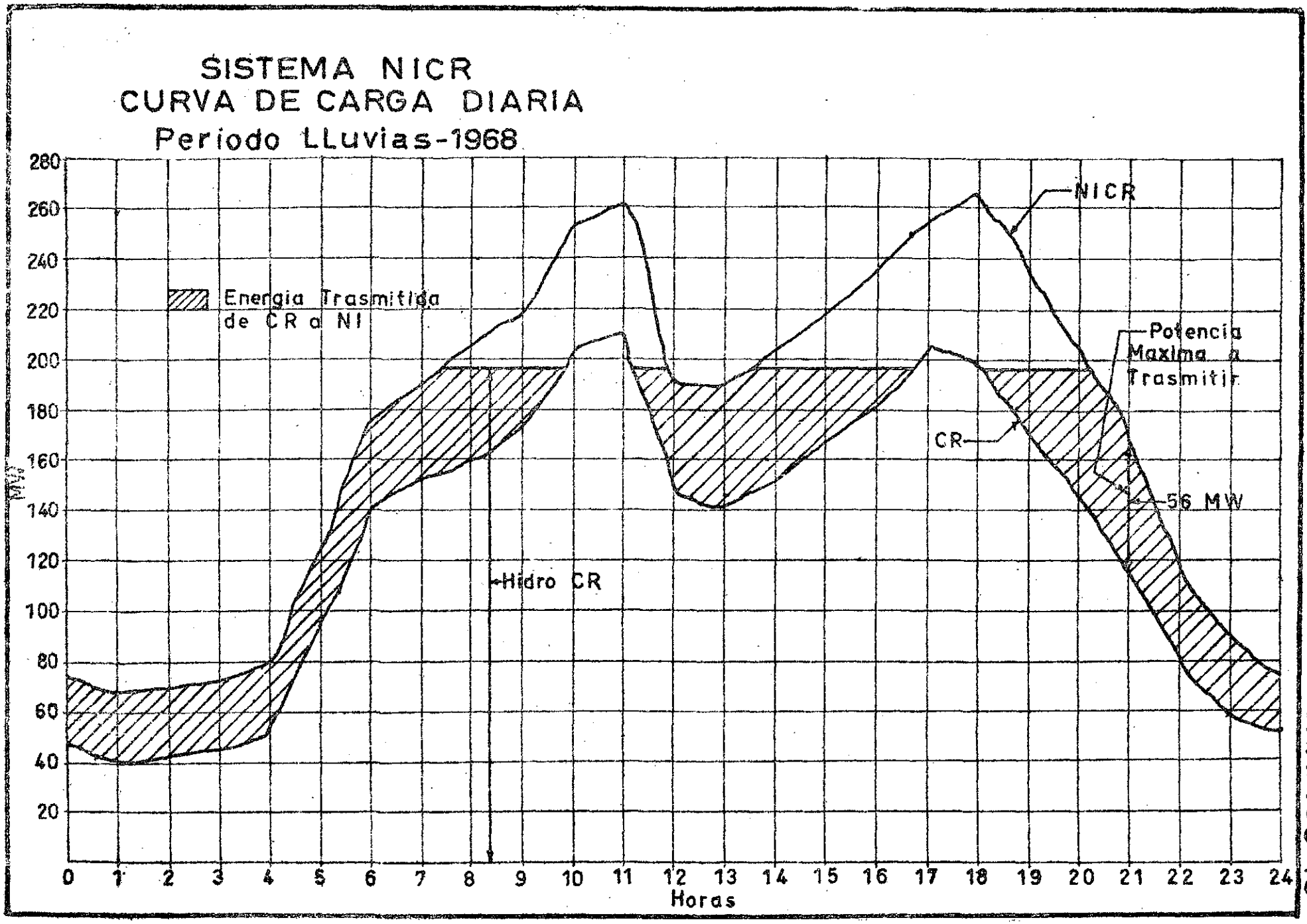

SISTEMA NICR
CURVA DE CARGA DIARIA
Periodo LLuvias-1968
MW
280
260
240
220
200
180
160
140
120
100
80
60
40
20
0 1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24
Horas
Energia Trasmitida de CR a NI
NICR
CR
Potencia Maxima a Trasmitir
56 MW
Hidro CR

GRAFICO 10

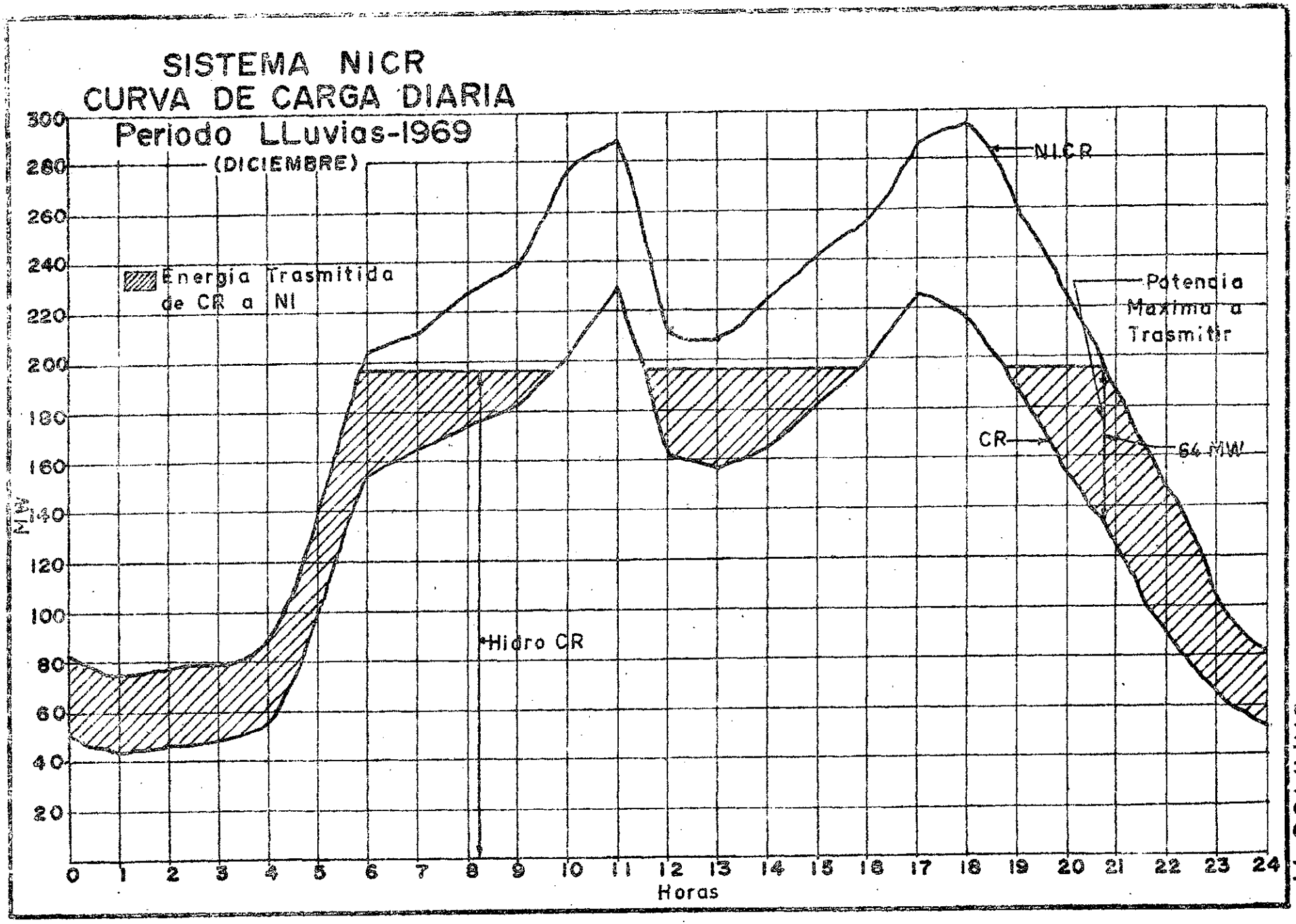

SISTEMA NICR
CURVA DE CARGA DIARIA
Periodo LLuvias-1969
(DICIEMBRE)
Energia Trasmitida de CR a NI
NICR
Potencia Maxima a Trasmitir
CR
64 MW
Hidro CR
MW
Horas
300
280
260
240
220
200
180
160
140
120
100
80
60
40
20
0 1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24

GRAFICO II

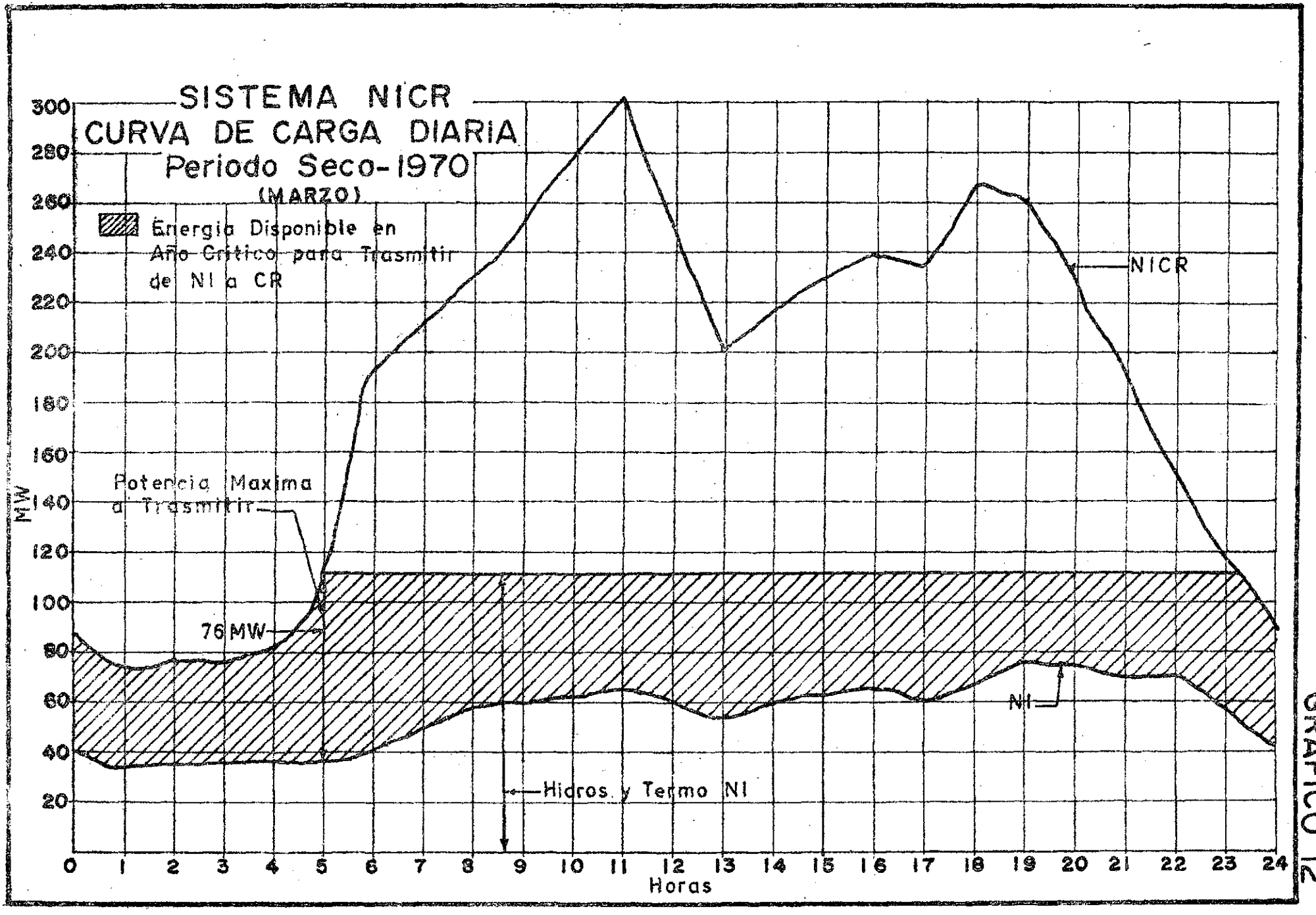

SISTEMA NICR
CURVA DE CARGA DIARIA
Periodo Seco-1970
(MARZO)
Energia Disponible en Año Critico para Trasmitir de NI a CR
Potencia Maxima a Trasmitir
76 MW
NICR
NI
Hidros. y Termo NI
MW
Horas
300
280
260
240
220
200
180
160
140
120
100
80
60
40
20
0 1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24

GRAFICO 12

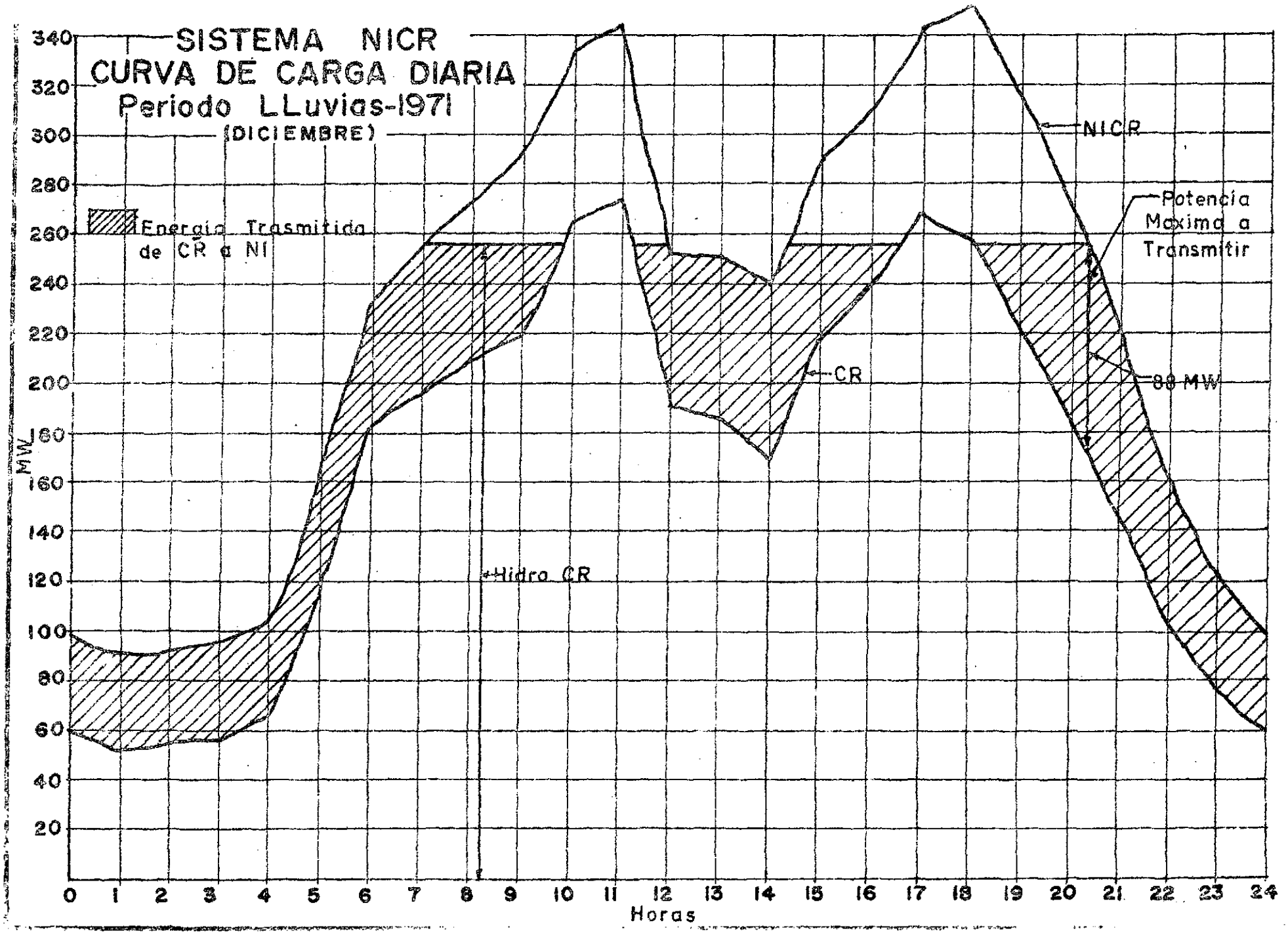

SISTEMA NICR
CURVA DE CARGA DIARIA
Periodo LLuvias-1971
(DICIEMBRE)
Energia Trasmitida de CR a NI
NICR
Potencia Maxima a Transmitir
CR
88 MW
Hidro CR
MW
Horas
340
320
300
280
260
240
220
200
180
160
140
120
100
80
60
40
20
0 1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24

GRAFICO 13

GRAFICO 14

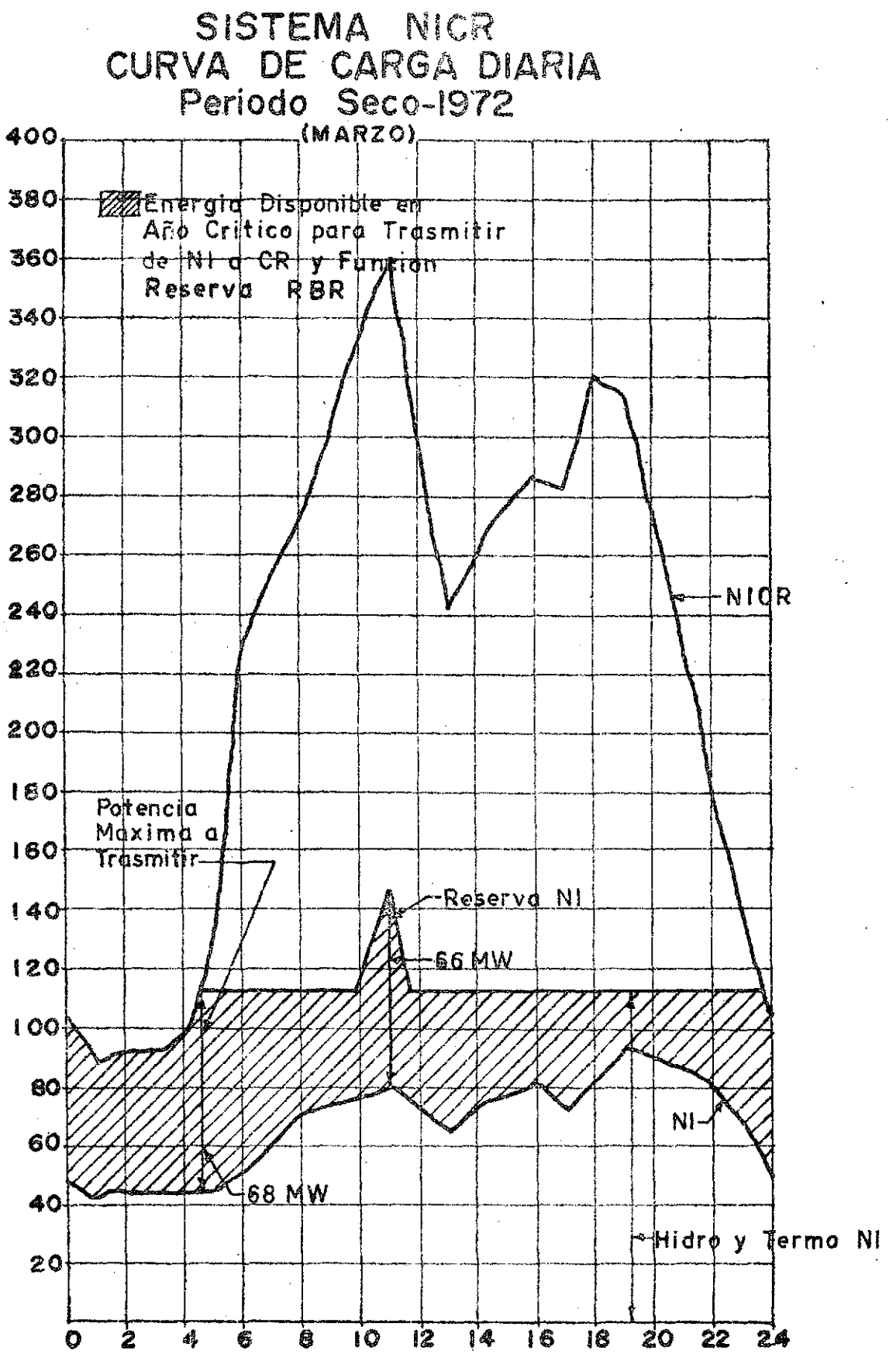

SISTEMA NICR
CURVA DE CARGA DIARIA
Periodo Seco-1972
(MARZO)
Energia Disponible en Año Critico para Trasmitir de NI a CR y Funcion Reserva RBR
NICR
Potencia Maxima a Trasmitir
Reserva NI
66 MW
68 MW
NI
Hidro y Termo NI
400
380
360
340
320
300
280
260
240
220
200
180
160
140
120
100
80
60
40
20
0
2
4
6
8
10
12
14
16
18
20
22
24

GRAFICO 15

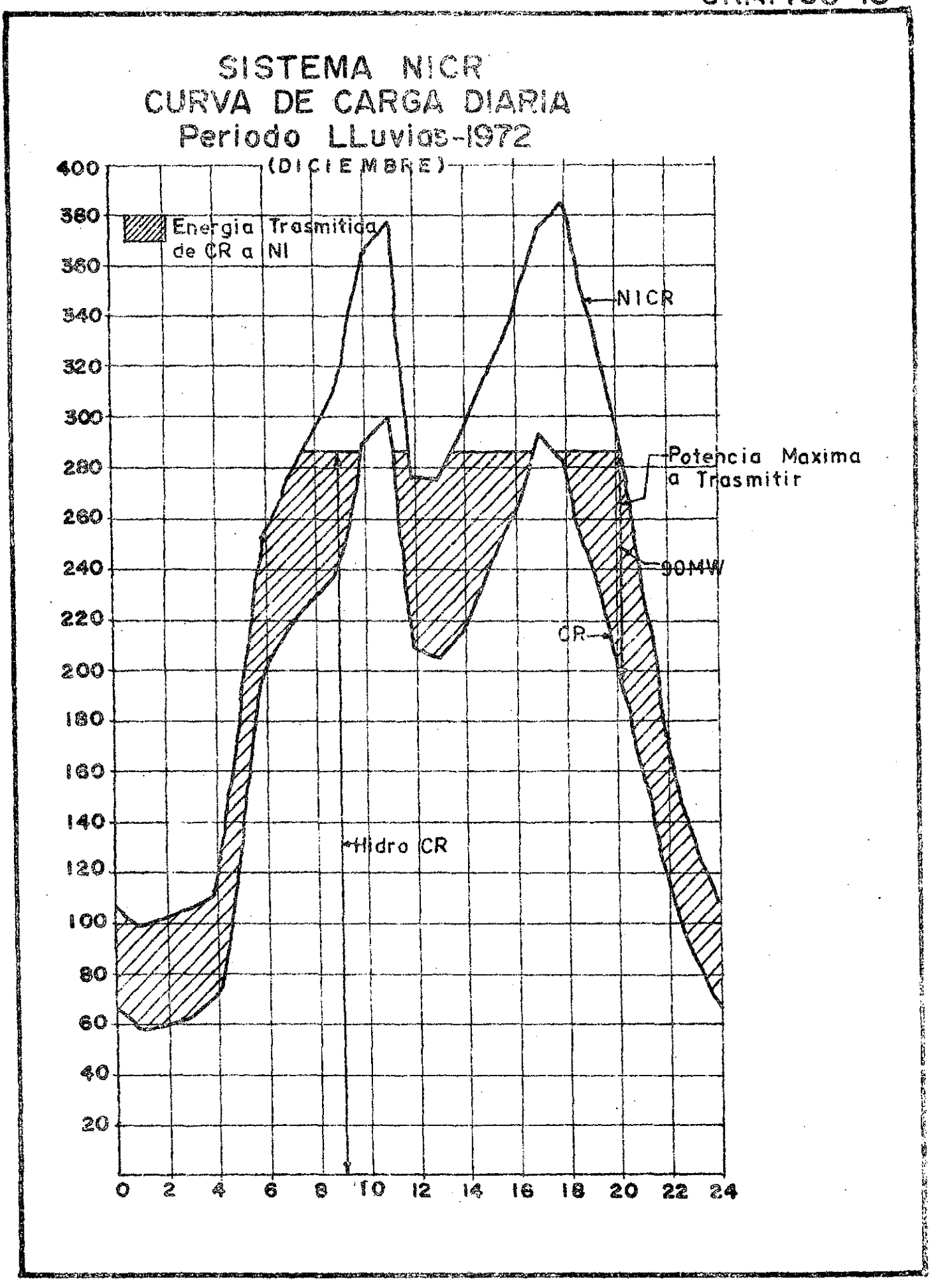
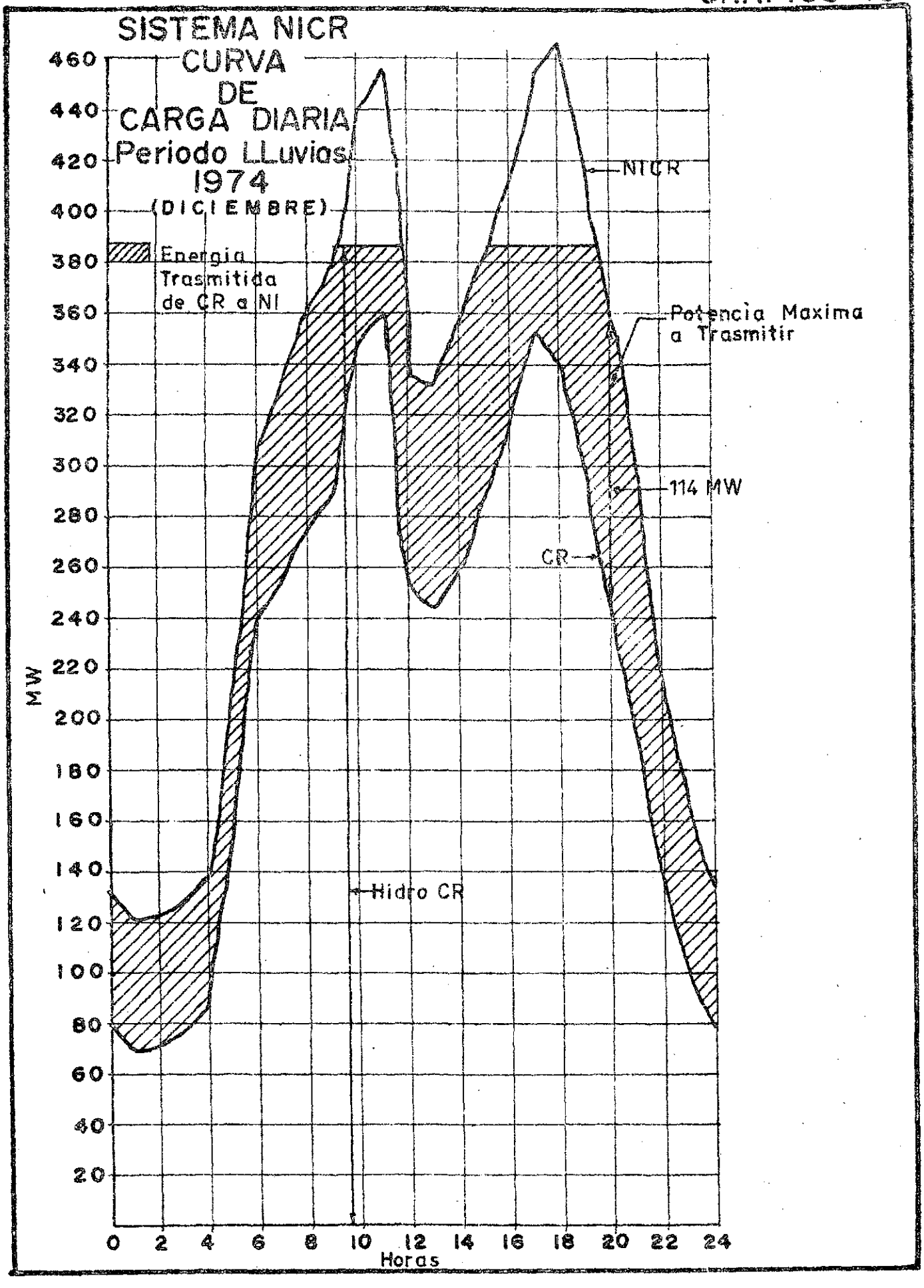

SISTEMA NICR
CURVA DE CARGA DIARIA
Periodo LLuvias-1972
(DICIEMBRE)
Energia Trasmitida de CR a NI
NICR
Potencia Maxima a Trasmitir
90MW
CR
Hidro CR
400
380
360
340
320
300
280
260
240
220
200
180
160
140
120
100
80
60
40
20
0
2
4
6
8
10
12
14
16
18
20
22
24

GRAFICO 16


SISTEMA NICR
CURVA
DE
CARGA DIARIA
Periodo LLuvias
1974
(DICIEMBRE)
Energia
Trasmitida
de CR a NI
NICR
Potencia Maxima
a Trasmitir
114 MW
CR
Hidro CR
MW
Horas
460
440
420
400
380
360
340
320
300
280
260
240
220
200
180
160
140
120
100
80
60
40
20
0
2
4
6
8
10
12
14
16
18
20
22
24

SISTEMA NICR
POTENCIA MAXIMA A TRANSMITIR
LINEAS INTERCONEXION TIPITAPA-BARRANCA

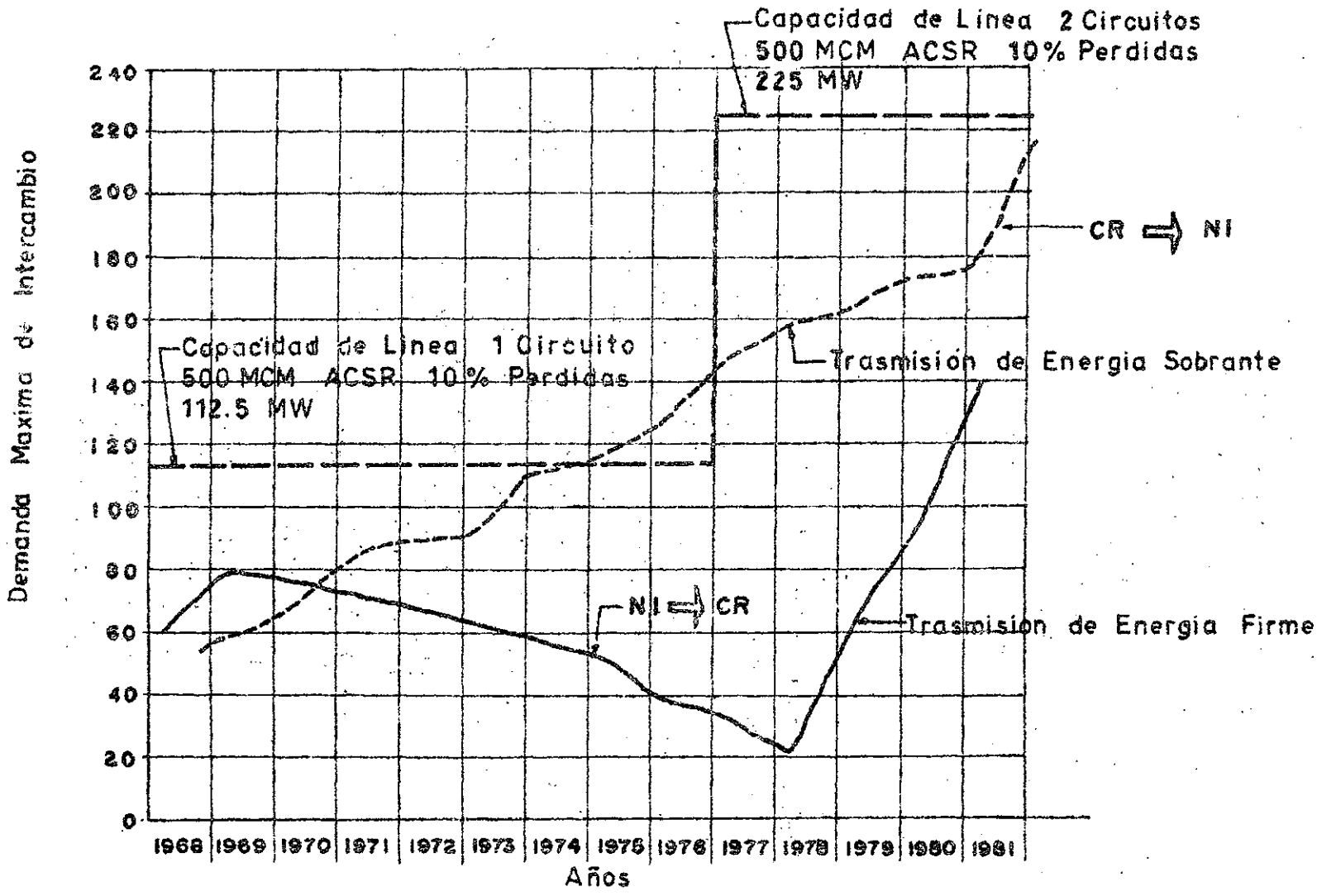


GRAFICO 17

VII. CONSECUENCIAS DEL DESARROLLO COMBINADO

A. Planteamiento del problema de distribución de beneficios

Las ventajas que ofrece la solución de desarrollo combinado por encima de las soluciones locales, llevaría a su adopción si se tratara de un problema que se plantea en un sólo país. En este caso, por tratarse de dos países, el método de distribución de beneficios que se adopte podría facilitar su realización. El desarrollo combinado es una manifestación más del proceso de integración económica en el campo de la electrificación y de los recursos hidráulicos, para encontrar campos más amplios de actividad para acelerar ese proceso.

El complejo origen de los beneficios obtenidos por la interconexión y las experiencias de fijar un precio a la energía intercambiada, no reflejan una distribución equitativa de beneficios y son, en general, obstáculo para adoptar programas de desarrollo combinado. En este estudio se recomienda a los organismos nacionales el método sistema ficticio, que pareciera el más adecuado para aplicarse en este caso y que requiere de la constitución de un grupo mixto para llevar adelante la planificación del sistema conjunto. Esta recomendación se debe a que los beneficios de la interconexión se derivan de:

1. Utilización de la energía secundaria de las plantas hidroeléctricas de Costa Rica, reduciendo la generación térmica;
2. Aprovechamiento máximo de los vasos de almacenamiento y de las plantas térmicas de Nicaragua, para afirmar totalmente la capacidad instalada de Costa Rica;
3. Aprovechamiento de las magníficas condiciones que ofrece Nicaragua para la instalación de capacidad de reserva (R.B.R.).
4. Aprovechamiento de la diversidad en cuanto a demandas y escurrimientos de los ríos;
5. Disponibilidad de un mercado que permite desarrollos más grandes y económicos, con menores períodos de utilización parcial, y
6. Elección y ejecución de los proyectos de mayor rentabilidad, de acuerdo con las necesidades de cada momento e independientemente del país de su ubicación.

/El complejo

El complejo origen de los beneficios elimina la posibilidad de distribuirlos equitativamente sobre bases simples. La forma de distribución deberá llevar implícitamente los siguientes requisitos:

1. Reconocimiento de las aportaciones de cada sistema en capacidad instalada y generación;
2. Reconocimiento de la economía de las instalaciones existentes en cada sistema para los fines anteriores;
3. Estímulo para una mejor operación; y
4. Estímulo para la más cuidadosa selección de nuevos proyectos, independientemente del país en donde se ubiquen.

El método del sistema ficticio valoraría las aportaciones de cada Sistema y el cobro de los requerimientos según el siguiente procedimiento:

Designando con T el costo anual de las instalaciones del NICR = rendimiento sobre el activo inmovilizado + depreciación + mantenimiento y operación (excluyendo el combustible).

La aportación de cada Sistema al NICR se evaluaría mediante tres conceptos:

1. Por capacidad instalada:

$$\frac{T}{2 \text{ Capacidad total NICR}} \times \text{capacidad de cada Sistema}$$

2. Por generación hidráulica de Costa Rica:

$$\frac{T}{2\,G} \times \text{Generación CR} - D - P$$

Por generación hidráulica en Nicaragua

$$\frac{T}{2\,G} \times \text{Generación NI} + D + P$$

En donde G = generación total NICR
D = derrame en los vasos nicaragüenses
P = pérdidas de bombeo

3. Por generación térmica:

$$\frac{C}{\text{Generación térmica NICR}} \times \text{Generación términa en cada sistema}$$

En donde C = costo de combustible

/Por otra

Por otra parte, los requerimientos de cada Sistema del NICR se evaluarían mediante dos conceptos:

1. Por demanda máxima:

$$\frac{T + C}{2\ (\text{Demanda NI} + \text{Demanda CR})} \times \text{demanda de cada Sistema}$$

2. Por energía:

$$\frac{T + C}{2\ E} \times \text{Energía requerida por cada Sistema}$$

en donde E = Energía total requerida por NICR

La diferencia entre aportaciones y requerimientos será el monto de las transferencias en efectivo de un sistema a otro. Los cómputos se harían mensualmente.

El método implica una consolidación nominal de todas las instalaciones de generación, transformación y transmisión que sean pertinentes para los fines de la interconexión, pero cada sistema conserva la propiedad y el control de sus instalaciones y la prioridad de su uso. Implica además el establecimiento de procedimientos de operación y sistemas de contabilidad uniformes. Tales acuerdos podrían ser parciales o totales.

El evaluar las aportaciones con base en los promedios del NICR da un estímulo a la eficacia de operación, reconoce la bondad de los recursos de cada sistema y desalienta las instalaciones antieconómicas.

El considerar los derrames en los vasos nicaragüenses y las pérdidas en bombeo estimula al máximo uso de los excedentes de Costa Rica, sin riesgos para Nicaragua.

La evaluación de aportaciones y requerimientos se basa en factores cuantificables. Distribuciones diferentes de los costos entre demanda y energía producen distintas distribuciones de los beneficios. Por negociación podría llegarse a una distribución fija entre esos dos factores que fuere satisfactoria para las partes.

B. Otras consideraciones

Además de las ventajas señaladas para el proyecto de desarrollo combinado, podría agregarse que resuelve a corto plazo el problema que tienen ambos países en la actualidad. A saber, el precio elevado para los

/consumidores

consumidores residenciales y las industrias de altos consumos (sosa-cloro-insecticidas) en Nicaragua, y la situación financiera y los problemas de expansión a nuevas zonas en Costa Rica.

La interconexión ofrece la posibilidad de llenar en forma económica las necesidades de Liberia y, en general, de riego de Guanacaste. Por otra parte, tan pronto como se agote la capacidad de la línea que se construye en la actualidad en Rivas, será más económico proveer una subestación reductora de la línea de interconexión que traer una línea de 138 kv desde Tipitapa.

La operación asignada a los proyectos de Nicaragua permitiría disponer de una mayor cantidad de agua (cerca de 4 veces más) durante el período seco para regar las tierras del llano de Sébaco, así como las del norte y este del lago de Managua. A este hecho no se le ha dado valor alguno en este estudio.

Entre otros aspectos de interés destacan los relacionados con los futuros proyectos costarricenses que pueden concebirse más económicamente, teniendo en cuenta las grandes posibilidades de almacenamiento en Nicaragua. Esta circunstancia, asociada con las térmicas de Nicaragua, podrían permitir además que Costa Rica ampliara sus plantas hidroeléctricas actuales, sin necesidad de variar sustancialmente las condiciones naturales de sus ríos, mediante presas costosas con embalses de escasa vida por razones de azolvamiento. Los costos por kW instalada y por kWh experimentarían una sensible baja gracias a las excepcionales condiciones de los ríos costarricenses, hoy no aprovechadas en toda su magnitud por falta de vasos adecuados.

Los futuros proyectos nicaragüenses podrían aprovechar la magnitud del mercado costarricense para desarrollar sin mutilar sus características por razones de limitación en el mercado, proyectos como el de Gran Viejo. Las deducciones por concepto de riego, la mayor evaporación y los derrames asociados al mantenimiento de niveles altos en los vasos nicaragüenses, motivo de gran preocupación desde el punto de vista local, no tendrían mayor significación que la equivalente a los inevitables derrames en los aprovechamientos costarricenses.

Finalmente, a más largo plazo, la interconexión favorecería el desarrollo del proyecto hidroeléctrico del istmo de Rivas (800 GWh); el de Arenal-Cóter, y el de grandes y eficientes plantas térmicas para ambos sistemas.

/Apéndice 1

Apéndice 1

DESCRIPCION GENERAL DE LOS PROYECTOS HIDROELECTRICOS EVALUADOS EN NICARAGUA Y CONSIDERADOS PARA EL PLANEAMIENTO DEL SUMINISTRO DE LOS REQUERIMIENTOS DE ENERGIA ELECTRICA DEL SISTEMA DEL PACIFICO DE NICARAGUA Y EL SISTEMA INTERCONECTADO NICR*

* Tomados de Energía y agua en el desarrollo económico de Nicaragua, Ingeniería Alen S.C.

/1. Proyecto

1. Proyecto Larreynaga: 17 MW (Lámina A)

La planta Larreynaga estará constituida por los siguientes elementos:

1. Una cortina de tierra con altura aproximada de 15 m (corona a Elev. 684,00), localizada 400 m aguas abajo del desfogue de la Planta Centroamérica. El vaso resultante se operará entre las elevaciones 679,10 y 682,60 correspondientes a un volumen útil de 275 000 m^3.

Ese volumen es más que suficiente para cualquier condición de operación a que se someta la planta. En efecto:

a) En condiciones normales Larreynaga debe considerarse como una simple ampliación de Centroamérica, funcionando exactamente con el mismo régimen. La perfecta sincronización hidráulica se logrará con un dispositivo de nivel constante, con lo que a su vez se obtendrá la máxima generación con una operación simplificada.

b) Si una de las unidades de la Planta Centroamérica sale fuera de servicio, el almacenamiento disponible permitirá que Larreynaga trabaje durante siete horas a plena capacidad, requiriéndose como máximo unas cuatro horas.

Por lo que respecta a su localización, ésta se traduce en un aumento de 300 m en la longitud del túnel de conducción con respecto a la siguiente boquilla de aguas abajo. Tal aumento en el costo del túnel queda más que compensado con el menor volumen de la cortina y con los menores imprevistos, ya que el segundo sitio presupone la remoción y sustitución de importantes derrumbes.

En consideración al pequeño volumen de la cortina, del orden de 60 000 m^3, y al gasto máximo que hay que manejar durante la construcción, 25 m^3/s considerando una eventual aportación del Río Cacao, no resulta de ninguna manera justificable un túnel de desviación.

/La desviación

La desviación puede hacerse a través de la toma definitiva y del tramo del túnel a presión hasta el arroyo El Salitre, con la asistencia de una pequeña ataguía de 8 m de altura (corona a Elev. 678). Esta función de la toma y de la conducción requerirá que el eje de la primera se sitúe a Elev. 676,50 y que la pendiente de la segunda sea de 0 0035 o mayor. Ambos requisitos se ajustan a las exigencias fundamentales de la obra.

2. Un vertedor para 300 m^3/s, provisto de dos compuertas radiales de 3,5 x 10 m.

La cresta del vertedor estará a Elev. 679,10; el nivel máximo del agua para el gasto de 300 m^3/s será la 683,10. Para Q=22 m^3/s derramando sobre las compuertas cerradas, el agua alcanzará el nivel 683,30, satisfactorio para la Planta Centroamérica. Con estas elevaciones Larreynaga podrá funcionar aunque las compuertas hayan sido abiertas para su inspección o mantenimiento.

El gasto de 300 m^3/s corresponde al de la máxima envolvente de Creager y parecerá un poco exagerado. Sin embargo, el costo adicional asociado a dicha cifra es del orden de C$ 250 000,00 dando en cambio una sólida garantía a la obra.

3. Una obra de toma para 22 m^3/s, con fondo a Elev. 675,00 piso de operación a 684,00, provista de una rejilla con área total de 25 m^2, una compuerta deslizante de 2,35 x 3,00 m, una de ruedas con iguales dimensiones y una máquina limpia-rejas. Las compuertas se diseñarán para una presión de 7 t/m^2 en su eje, y solamente la segunda requerirá comando a distancia.

4. Un túnel de conducción con diámetro interior de 3,00 m constituído por dos tramos de 1 150 y 1 350 m de longitud. El primer tramo, entre la toma y el arroyo El Salitre, servirá para desviar un gasto de 25 m^3/s durante la construcción de la cortina y tendrá pendiente de 0,0035. En el cruce con El Salitre se dispondrá de un dispositivo permanente para limpieza del túnel.

5. Un tanque de oscilación diferencial capaz de admitir demandas y rechazos del gasto total de 22 m^3/s, con diámetro de 10 m.

/6. Una caseta

6. Una caseta para alojar una válvula de mariposa con diámetro interior de 2,75 m con cierre y apertura local y a distancia.

7. Una tubería forzada de acero soldado, con diámetros de 2,50 y 2,30 m. cambiando en la única junta de expansión y alojada en una rampa exterior.

Los diámetros diferentes se sugieren para disminuir el costo de transporte. Para facilitar su eventual fabricación en Nicaragua se recomienda el uso de un acero del tipo ASTM A-201 grado B, muy adecuado a las presiones que se presentan. Para evitar grandes excavaciones en la ladera o invadir el cauce del río o quebrar el perfil de la tubería se sugiere una acometida paralela al eje mayor de la casa de máquinas con un solo codo.(Ver planta general.)

8. Una casa de máquinas exterior alojando una sola unidad de 17 000 KW, con las características que se indican adelante. Para el manejo del equipo se dispondrá de una grúa viajera con 75 000 Kg de capacidad.

9. La selección de un solo grupo, de gran impacto en la economía del proyecto, se hace bajo las siguientes razones:

a) Si se especificaran dos grupos de 8 500 KW cada uno, el equipo y obras civiles de casa de máquinas y subestación requerirían una inversión adicional de 4 millones de C$ y mayor costo de operación y mantenimiento. Tal incremento se debe al mayor peso y costo unitarios del equipo principal, a la casi duplicación de auxiliares y equipo de control y subestación, al mayor volumen de la casa y área de subestación. Por otra parte, la adopción de un solo grupo consiente la eliminación de la válvula de mariposa contigua a la turbina, con ahorro en inversión y mejora en rendimiento. Pueden consultarse numerosos antecedentes en T.V.A. sobre este particular.

b) Habiendo unidades más grandes en el Sistema (25 MW en Centroamérica) el único problema que presentaría Larreynaga si se instala una sola unidad y ésta sale fuera de servicio, sería el de desperdiciar temporalmente le energía del agua proveniente de la planta Centroamérica en los 87 m de caída de Larreynaga. Ese deperdicio, que se estima en menos de 100 000 kWh por día de licencia como promedio

/durante la vida

durante la vida de la planta, debe compensarse con generación térmica adicional. Sin embargo, para que los consumos adicionales de combustible llegaran a justificar las mayores inversiones y costos anuales correspondientes a dos unidades, se requeriría que Larreynaga estuviera fuera de servicio casi el 15 por ciento del tiempo, condición estadísticamente imposible.

10. El equipo electromecánico principal consistirá en:

a) Una turbina Francis, 87 m de caída neta de diseño, 22 m^3/s, 23 000 HP, 360 rpm.

b) Un generador, 17 000 KW, 60 ciclos.

c) Un transformador trifásico, 21 250 KVA, 13,8/138 KV.

11 Interconexión con la planta Centroamérica a 138 KV y a otros voltajes menores.

2. Proyecto "RBR" (Almacenamiento-bombeo) 25 MW (Lámina B)

La planta de almacenamiento-bombeo "RBR" estará constituída por los siguientes elementos:

1. Una pequeña cortina de tierra con altura aproximada de 15 m, para formar un vaso de almacenamiento con capacidad útil de 400 000 m^3. En consideración a la geología dominante, el vaso podría requerir algunos trabajos de impermeabilización a base de arcilla o de compuestos bituminosos.

2. Pequeñas obras auxiliares para excedentes (9 m^3/s previendo la operación equivocada de las bombas cuando esté lleno el vaso) y para la toma de agua para las poblaciones.

3. Una obra de toma con capacidad de 14,5 m^3/s provista de una compuerta de ruedas 1,65 x 2,10 m y de ranuras para agujas arriba de ella. La compuerta será de apertura local y cierre local y a distancia.

4. Un túnel revestido de concreto con un diámetro de 2,1 m y longitud de 550 m.

5. Un tanque de oscilación diseñado para rechazos y demandas totales de 14,5 m^3/s.

6. Una caseta para dos válvulas de mariposa con diámetro de 1,5 m, alojando inicialmente sólo una de ellas.

/7. Una tubería de

7. Una tubería de acero soldado con diámetros escalonados de 1,35, 1,20 y 1,05 m diseñada para un gasto de 7,25 m^3/s. Dado su pequeño diámetro y gran presión se recomienda alojarla en una trinchera protegida con un revestimiento exterior de concreto y con una cobertura de tierra. La eliminación de los detalles y el menor costo anual contribuyen a favorecer esta solución.

8. Una explanación debidamente drenada con dimensiones aproximadas de 40 x 100m, para alojar la casa de máquinas y la subestación correspondientes a la capacidad final.

9. Una casa de máquinas exterior, construida parcialmente para alojar un grupo bomba-turbina-alternador con las características indicadas más adelante. La casa estará provista de una grúa viajera de 75 000 Kg.

10. El grupo estará constituido por:

a) Bomba de cinco pasos, 4,5 m^3/s, 460 m, 32 000 HP, 360 rpm, con succión simple; la altura de succión se mantendrá constante, independientemente de las variaciones de nivel en la laguna, mediante una bomba auxiliar movida por una pequeña rueda Pelton.

b) Turbina Pelton con dos chiflones, 7,25 m^3/s, 405 m, 35 000 HP, 360 rpm.

c) Generador-motor, 360 rpm, 60 ciclos, 13,8 KV, con capacidad de 22 MW para sobreelevación de temperatura de 60°C sobre 40°C, pero capaz de soportar una carga continua de 25 MW con sobreelevación de 80°C. Estas características se eligen en consideración al carácter de la planta.

Los elementos anteriores estarán instalados sobre un eje horizontal común.

Aunque el arreglo horizontal requiere mayor área de construcción, se eligió por las siguientes razones:

La casa puede construirse parcialmente en una primera etapa, cosa que resulta difícil con la disposición vertical de las unidades;

Se requiere menos personal para la operación.

El montaje y mantenimiento de las máquinas es más sencillo;

La profundidad de cimentación es 7 m menor que con unidades de eje vertical, sin que la más baja localización de la bomba principal en este último caso, elimine la necesidad de una bomba auxiliar.

/11. Se han previsto

11. Se han previsto ligas independientes con la laguna para bomba y turbina. Esto obedece a la pequeña capacidad de los canales, 4,5 y 7,25 m^3/s, por lo cual tienen poca importancia en el costo total. A cambio de eso se pueden dar niveles diferentes lográndose una mayor velocidad de rotación para el grupo y compensando el costo adicional de los dos canales con respecto a uno solo.

12. Estructura para alojar la bomba auxiliar, la pequeña Pelton que la mueve y las rejillas de protección.

13. Un transformador trifásico con capacidad de 24 MVA con enfriamiento natural y 32 MVA con enfriamiento forzado, 13,8/69 KV.

14. Línea de transmisión 69 KV, 8 Km de longitud, a Masaya.

3. Proyecto Gran Viejo 200 MW (Lámina C)

Los principales elementos del proyecto "Gran Viejo" pueden describirse someramente como sigue:

1. Dos cortinas de tierra sobre los ríos Viejo y Matagalpa, en la vecindad de Santa Bárbara y Darío, respectivamente, para formar el vaso de almacenamiento "Llano de Sébaco". El nivel máximo de operación de este vaso será a 450 m sobre el nivel del mar, aproximadamente. El funcionamiento de este vaso se comentará en 3,4. Debido a los insignificantes gastos de estiaje y a la pequeñez de las cortinas (volumen combinado del orden de 1 000 000 m^3), es probable que no se requieran túneles de desviación, sino simples tajos con auxilio de las obras de toma.

2. Vertedor con compuertas descargando en el Río Viejo.

La selección de compuertas obedece a la conveniencia de limitar las inundaciones de las tierras irrigables en el Llano de Sébaco.

La descarga en el Río Viejo se elige por requerir un vertedor menos costoso. En el esquema original se contemplaba el vertedor en el Río Matagalpa a fin de reducir los costos de las presas "Juan Rafael Mora" y "José Dolores Estrada" y de simplificar la protección de las casas de máquinas de esas plantas y "Rubén Darío". Con el nuevo esquema esos argumentos carecen de validez.

/3. Una obra de

3. Una obra de toma en la vecindad de Santa Bárbara dimensionada para un gasto de 30 m^3/s, provista de una compuerta de ruedas y una deslizante, ambas de 2,75 x 3,50 m, diseñadas para una presión de 20 t/m^2.

La operación de la toma será local, gobernada según los niveles en el vaso "El Guapote".

4. Un túnel de conducción, con algunos tramos de tubería exterior, con diámetro interior de 3,5 m, longitud aproximada de 19 Km, sometido a presiones máximas de 17,5 t/m^2. Aunque este túnel, que trabajará a gasto constante dada la gran capacidad del vaso "El Guapote", podría ser sustituído por un canal en la mayor parte de su recorrido, hemos considerado la alternativa en túnel, por mostrar sin lugar a dudas la bondad de "Gran Viejo" y por la gran probabilidad de lograr bajos costos de construcción en consideración a la favorable geología regional, a la magnitud de la obra y a las facilidades de acceso.

5. Un vaso de regularización con capacidad útil de 10 000 000 m^3, formado por una pequeña cortina sobre el arroyo "El Guapote". Dicha cortina, de enrocamiento o tierra según las disponibilidades, tendrá un volumen del orden de 300 000 m^3.

6. Una obra de toma con capacidad para 72 m^3/s, provista de una compuerta de ruedas de 3,5 x 4,5 diseñada para una presión del orden de 20 t/m^2. Aguas arriba de dicha compuerta se dispondrá de una ranura para agujas. La compuerta será comandada a distancia para el cierre y localmente para cierre y apertura.

7. Un conducto a presión con diámetro de 4,5 m, para 72 m^3/s, con longitud de 1 200 m, constituído por tramos de túnel y tubería de concreto.

8. Un tanque de oscilación diferencial, capaz de satisfacer cualquier maniobra, en virtud del papel que deberá desempeñar la planta dentro del Sistema. Las maniobras podrán incluir rechazos en el momento en que las velocidades en el túnel debidas a demandas súbitas estén en su punto más alto o viceversa. El tanque se diseñará para el gasto de la etapa final, 72 m^3/s.

9. Una bifurcación en dos ramales con gasto de diseño de 36 m^3/s cada uno.

/10. Una casa de

10. Una casa de válvulas alojando inicialmente una válvula de mariposa, con diámetro interior de 3,0 m, con cierre y apertura local y a distancia. A partir de este punto todas las obras corresponderán a la primera etapa consistente en dos unidades de 50 MW.

11. Una conducción forzada para un gasto de 36 m^3/s, con diámetros escalonados de 2,70, 2,55 y 2,40 m. Con base en las características geológicas de la región, se puede anticipar como mejor solución, desde el punto de inversión y costos anuales, la constituída por una galería inclinada y una horizontal, blindadas con placa de acero soldado. En caso de confirmarse la existencia de una roca con adecuada resistencia mecánica y susceptible de excavarse económicamente, los ahorros en el espesor del blindaje (como consecuencia de la colaboración de la roca), la eliminación de detalles (anillos atiesadores, sistemas de apoyo, juntas de dilatación y agujeros de inspección), la eliminación de las excavaciones de la rampa, concretos en la misma, silletas y machones, compensaría el costo de las excavaciones subterráneas y el concreto de revestimiento. La conducción sugerida tiene menores cargos por depreciación y mantenimiento.

12. Una casa de máquinas exterior alojando inicialmente dos grupos de 50 MW cada uno como se describen más adelante y cuatro grupos en una etapa final. La casa estará provista de una grúa con capacidad de 125 000 Kg.

13. Cada grupo con eje vertical estará constituido por:

a) Turbina Francis, 320 m. 18 m^3/s 69 000 HP, 514 rpm;

b) Generador, 45 000 KW (60°C sobreelevación sobre 40°C), sobrecarga continua a 50 000 KW con sobreelevación de 80°C, 60 ciclos, 13,8 KV.

14. Subestación elevadora conteniendo inicialmente dos transformadores trifásicos de 45 000 KVA con enfriamiento natural y 60 000 KVA con enfriamiento forzado, 13.8/138 KV.

15. La primera etapa requerirá una línea de transmisión a 138 KV de la planta Gran Viejo hasta una subestación en la parte occidental de la ciudad de Managua. La línea tendría un desarrollo de 85 Km, rodeando el Lago de Managua por su extremo occidental.

/En un punto

En un punto intermedio entre La Paz Centro y Nagarote se interconectaría a la línea de 69 KV que alimenta a los departamentos de León y Chinandega. En la primera etapa será suficiente un solo circuito. La subestación, no obstante, puede concebirse con cuatro salidas, cuyas líneas se construirían progresivamente.

16. Camino pavimentado de acceso (unos 9 KM) desde la carretera Telica-San Isidro hasta la casa de máquinas.

Apéndice 2

DESCRIPCION GENERAL DE LOS PROYECTOS HIDROELECTRICOS EVALUADOS EN COSTA RICA Y CONSIDERADOS PARA EL PLANEAMIENTO DEL SUMINISTRO DE LOS REQUERIMIENTOS DE ENERGIA ELECTRICA DEL SISTEMA CENTRAL DE COSTA RICA Y EL SISTEMA INTERCONECTADO NICR*

* Tomado de Reporte sobre el programa de obras de generación y trasmisión a construir en 1969-1975, Instituto Costarricense de Electricidad, División de Desarrollo, febrero 1964

/1. Proyecto

1. Proyecto Tapanti (Lámina D)

Este proyecto es una ampliación del del Río Macho No. 1. En efecto, continuando el Túnel No. 1 se logran llevar el Embalse "El Llano" las aguas de los Ríos Humo, Villegas y Grande de Tapantí. Este túnel tendrá una longitud total de 15 093 m, de los cuales ya están construídos 1 513 m. De los restantes 13 580 m que hay que construir, corresponden 9 830 m en D= 2,40 m y el resto en D=2,90, ambas secciones herradura con revestimiento de concreto.

Para desviar las aguas del Río Tapantí se construirá una pequeña presa de gravedad y una toma de aguas en la margen izquierda del río. La incorporación de las aguas de los otros ríos a la conducción se hará por medio de obras similares.

La adición de esas aguas al embalse "El Llano", permite aumentar la capacidad instalada en la casa de máquinas de la Planta Río Macho hasta un total de 120 MW, adicionando las unidades turbogeneradoras necesarias.

Como las obras de conducción, embalse y desfogue, así como la sección de auxiliares de la casa de máquinas de la Planta Río Macho, actualmente en operación, tienen capacidad para el aprovechamiento final, es necesario ampliar únicamente la zona de generación de dicha planta.

2. Proyecto Belen (Lámina E)

Este es un proyecto con regulación estacional, que hace uso de una cuenca de 60 Km^2 en la cabecera del Río Macho. Aprovecha la caída existente entre el sitio de presa denominado Belén y el embalse de "El Llano".

Por medio de una presa de enrocamiento de 80 m de altura, con pantalla impermeabilizadora de concreto en el paramento aguas arriba y situada sobre el cauce del Río Macho, se forma el embalse estacional con una capacidad de 18 millones de metros cúbicos. Para desalojar las crecientes de invierno se ha supuesto un evacuador lateral en salto de "esquí" colocado en la margen izquierda.

/La conducción

La conducción del embalse a casa de máquinas está formada de las siguientes partes:

a) Una toma de aguas en la ribera izquierda formada por una embocadura de concreto con pantalla de rejillas y compuertas deslizantes, unida directamente al túnel.

b) Un túnel de 4 100 m de longitud de sección circular de 2,40 m de diámetro totalmente revestido de concreto.

c) Una tubería de presión con 1 740 m de longitud y de un diámetro promedio de 2,0 m. Esta tubería será de acero y estará descubierta. Entre el túnel y la tubería de presión se instalará un tanque de oscilación.

La casa de máquinas, situada a orillas del embalse El Lano, albergará dos unidades turbo-generadoras de 25 MW cada una. Las unidades desfogan directamente en el embalse "El Llano", en forma tal que esas aguas vuelven a ser aprovechadas por la Planta de Río Macho.

3. Proyecto Ampliación Garita y Ventanitas (Lámina F)

Este proyecto se puede dividir en dos: Proyecto Ventanitas y ampliación Garita propiamente dicha.

El proyecto de Ventanitas usa las aguas del Río Virilla desviadas por medio de la presa de la planta Ventanas de la CNFL y conducidas a un embalse de regulación estacional denominado "San Miguel". Para ello es necesario construir una toma de aguas en la margen derecha del embalse de Ventanas y un túnel de 4 900 m de longitud, sección herradura de 3,0 m de diámetro, con recubrimiento de concreto. El embalse "San Miguel" con una capacidad útil de 11,7 millones de metros cúbicos, se forma mediante la construcción de dos diques de tierra de 35 y 40 m de altura máxima respectivamente. Por medio de una "torre toma" situada en este embalse y una tubería de presión de 500 m de longitud y 3,0 m de diámetro, se alimenta la unidad turbogeneradora de 10 MW de capacidad, situada en casa de máquinas "Ventanitas". La aguas de desfogue de esta unidad se llevan por un canal al embalse de "La Garita".

La ampliación de la planta "La Garita" consiste en lo siguiente:

a) Completar la cámara de rejas de la antecámara.

b) Instalar la tubería de presión de iguales características y paralela a la actual.

/c) Instalar dos

c) Instalar dos unidades de 15 MW similares a las ya instaladas ampliando la zona de generación de casa de máquinas "La Garita".

4. Proyecto Angostura (Lámina G)

Para efectos de este análisis se consideró el desarrollo del Proyecto Angostura a partir del sitio de Presa No. 1, localizado unos 200 metros aguas arriba del puente carretero Turrialba-La Suiza.

En el mencionado sitio se supuso una presa de arco vertedora que en primera etapa alcanzaría la elevación 560 m.s.n.m. con un embalse útil para regulación diaria de un millón de metros cúbicos. Posteriormente la presa se podría llevar hasta la elevación 585 m.s.n.m. con una capacidad útil de embalse de 40 millones de metros cúbicos.

La toma de agua estará localizada en la margen derecha y será una embocadura de concreto unida directamente al túnel. El túnel de conducción tendrá una longitud de 7 500 metros de sección circular de 4,7 m de diámetro con revestimiento total de concreto. Para la construcción de este túnel se ha previsto la apertura de dos ventanas de acceso.

A partir del tanque de oscilación se extiende la tubería a presión con una longitud de 780 m y 4,0 m de diámetro promedio. La tubería será de acero y estará descubierta.

La casa de máquinas está ubicada en la margen derecha del Río Reventazón, a unos 2,5 Km aguas arriba de Peralta.

El equipo de casa de máquinas estará constituído inicialmente por dos grupos turbina-generador con capacidad de 50 MW cada uno. Se prevé la posibilidad de expansiones futuras.

El canal de desfogue restituirá las aguas al Río Reventazón.

5. Ampliación Proyecto Cachi

En este estudio se ha considerado la ampliación del Proyecto "Cachi" en la siguiente forma:

a) Ampliación de la capacidad de embalse únicamente.

b) Adición de nuevas unidades generadoras.

/La ampliación de

La ampliación de la capacidad útil del embalse, con el objeto de disponer de mayor generación en la época seca, se consigue completando el vertedor lateral de demasías y colocando dos compuertas de sector sobre el mencionado vertedor, que permiten llevar al nivel máximo de operación del embalse hasta la elevación 990,00 m.s.n.m. Con esto la capacidad útil del embalse sería de 50,5 Mm^3. Se prevé asimismo la necesidad de efectuar en la ribera izquierda y cerca del sitio de presa, un tratamiento con inyecciones de cemento para impermeabilizar el embalse. Sería necesario además comprar los terrenos que se inundarán hasta la cota 99 600 m.s.n.m. Para adicionar capacidad instalada sería preciso construir, a partir de la compuerta de toma de la conducción futura que quedará instalada ahora, toda la conducción (túneles, tanque de oscilación, tubería de presión), paralela a la que actualmente se construye. Para acomodar los nuevos grupos turbogeneradores en casa de máquinas, sería necesario ampliar la zona de generación únicamente, ya que, la zona de auxiliares de la presente etapa de desarrollo prevé las futuras ampliaciones. Asimismo deberá construirse el canal de desfogue, también paralelo al actual, de acuerdo al número y tamaño de la unidades que completarían la instalación final.

/Apéndice 3

Apéndice 3

VARIANTE AL PROYECTO ANGOSTURA DEL ICE

/Corresponde a

Corresponde a la alternativa 1 del ICE pero modificada en los siguientes aspectos:

1. La capacidad final será de 200 MW pero manteniendo la altura de la cresta de la presa a la cota 560 metros sobre el nivel del mar.
2. Se construirá en dos etapas: la primera con dos unidades de 50 MW cada una y la segunda con otras dos unidades de igual tamaño.
3. Desde la primera fase se construirá la toma de agua, el túnel de conducción y el tanque de oscilación para la capacidad final. El diametro del túnel de conducción se variará de 4,7 m según el proyecto del ICE a 5,7 m.

La estimación de costos de cada etapa es la siguiente:

ESTIMACION DE COSTOS VARIANTE PROYECTO ANGOSTURA

(Miles de colones)

Partida	Primera etapa (100 MW)	Segunda etapa (100 MW)	Total
Obras de desvío y excedencias	15 000	-	15 000
Presa de arco primera etapa	19 500	-	19 500
Toma de aguas	1 600	-	1 600
Túnel de conducción	70 000	-	70 000
Tanque de oscilación	6 000	-	6 000
Tubería de presión	12 300	13 000	25 300
Casa de máquinas	20 000	19 500	39 500
Desfogues	400	400	800
Facilidades de construcción	10 000	3 000	13 000
Subtotal costos directos	154 800	35 900	190 700
Imprevistos	15 500	3 600	19 100
Total Costos directos	170 300	39 500	209 800
Costos indirectos	85 200	20 000	105 200
Total	255 500	59 500	315 000
Costo por kW instalado			
Por etapa	2 550	595	-
Total	2 550	1 575	1 575

Apéndice 4

ESTIMACION DE COSTOS DE LAS OBRAS DE GENERACION

/1. Estimación

1. Estimación de los costos de las obras de generación en Nicaragua *

	Número de unidades	Capacidad instalada por unidad (MW)	Costo total (Millones de dólares)
Larreynaga	1	17	4,7
RBR (almacenamiento-bombeo)	1	25	3,8
	2	25	6,5
	1	35	4,7
	2	35	7,4
Gran Viejo	1	50	31,1
	2	50	38,5
	3	50	45,2
	4	50	49,5

* Incluyendo trasmisión asociada

/2. Estimación

2. Estimación de los costos de las obras de generación en Costa Rica

	Miles de colones
RIO MACHO (Tapantí)	
Adición de 60 MW	
Presa derivadora	1 980
Obras toma	520
Túnel diámetro: 2,40 m	20 750
Túnel diámetro: 2,90 m	9 650
Toma río Villegas	180
Toma río Humo	470
Casa de máquinas	10 680
Tubería de distribución	1 600
Facilidades de construcción	4 600
Subtotal costos directos	50 430
Imprevistos	5 043
Total costos directos	55 473
Costos indirectos	27 727
Total	¢ 83 200
Instalación de 30 MW adicionales (Ampliación Río Macho)	
Tubería de distribución	300
Casa de Máquinas	5 300
Subtotal costos directos	5 600
Imprevistos	600
Total costos directos	6 200
Costos indirectos	3 100
Total	¢ 9 300

/BELEN

	Miles de colones
BELEN (50 MW)	
Obras desvío	2 950
Presa de embalse	30 810
Aliviadero de excedencias	3 600
Toma de aguas	470
Túnel de conducción	9 270
Tanque de oscilación	500
Tubería a presión	12 700
Casa de máquinas	15 000
Facilidades de construcción	1 920
Subtotal costos directos	77 220
Imprevistos	7 720
Total costos directos	84 940
Costos indirectos	42 460
Total	127 400

Plantas térmicas

La estimación del costo de las nuevas plantas térmicas se hizo con los siguientes valores unitarios:

a) Instalaciones sin previsión para ampliaciones

Costo unitario: ¢ 1 300,00 / kW instalado

b) Instalaciones con previsión para ampliaciones

Costo unitario: 1a. Etapa: ¢ 1 500,00/kW instalado
Costo unitario: 2a. Etapa: ¢ 1 100,00/kW instalado

/AMPLIACION

	Miles de colones
AMPLIACION GARITA (30 MW)	
Proyecto Ventanitas	
Toma - desarenador	1 850
Túnel	14 600
Limpieza Embalse-Ventanitas	100
Rápida de entrada	170
Vertedor de demasías	240
Dique No. 1	2 430
Dique No. 2	2 910
Torre-toma	200
Tubería a presión	1 500
Casa de máquinas	4 400
Terrenos	500
Subtotal costos directos	28 900
Imprevistos	3 200
Total costos directos	32 100
Costos indirectos	15 900
Total	48 000
Ampliación de instalación actual	
Presa en la Gregoria	250
Canal Gregoria-Embalse Garita	1 940
Rápida de entrada	170
Alcantarilla intercomunicación embalse	100
Ampliación cámara de rejas antecámara	350
Tubería a presión	4 000
Casa de máquinas	8 000
Facilidades de construcción	3 000
Subtotal costos directos	17 810
Imprevistos	1 790
Total costos directos	19 600
Costos indirectos	9 900
Total	29 500

/ANGOSTURA

	Miles de colones
ANGOSTURA (100 MW)	
Obras de desvío y excedencias	15 000
Presa de arco, la. Etapa	19 500
Toma de aguas	1 200
Túnel conducción	56 500
Tanque de oscilación	4 500
Tubería a presión	12 300
Casa de máquinas	20 000
Desfogues	400
Facilidades de construcción	10 000
Subtotal costos directos	139 400
Imprevistos	14 000
Total costos directos	153 400
Costos indirectos	76 600
Total	230 000

Miles de colones

CACHI

Ampliación del embalse únicamente

Terrenos y tratamiento inyecciones	6 200
Modificación vertedor	1 200
Compuertas	1 000
Subtotal costos directos	8 400
Imprevistos	900
Total costos directos	9 300
Costos indirectos	4 700
Total costos	14 000

Para adición de dos nuevas unidades

	A	B
Túnel 1	2 400	3 800
Túnel 2	17 900	28 200
Túnel 3	10 100	15 900
Tanque de oscilación	3 400	5 500
Tubería a presión	6 200	10 500
Casa de máquinas - Obra civil	4 700	4 700
Casa de máquinas - Obras electromecánica	9 700	9 700
Desfogue	200	200
Subtotal	54 600	78 500
Imprevistos	5 400	10 200
Costos semidirectos	60 000	88 700
Costos indirectos	18 000	18 600
Total	78 000	107 300
Capacidad instalada (MW)	64	96

Nota: A. Conducción con capacidad para alimentar 2 unidades
B. Conducción con capacidad para alimentar 3 unidades

/Apéndice 5

Apéndice 5

INSTALACION DE CENTRALES DE ALMACENAMIENTO-BOMBEO EN NICARAGUA *

* Por Modesto Armijo M.

/Nicaragua ha

Nicaragua ha sido dotada por la naturaleza con incomparables recursos para satisfacer las necesidades de capacidad de reserva y capacidad reactiva con inversiones y costos de operación y mantenimiento increíblemente bajos.

El tipo de instalación propuesto, llamado de "almacenamiento-bombeo", es extensamente usado desde principios de siglo en Europa y Estados Unidos, dándose a continuación una relación de 37 plantas con más de 6 000 000 KW de capacidad instalada.

NOTABLES INSTALACIONES DE ALMACENAMIENTO-BOMBEO

Ubicación	Capacidad, MW	
Vianden, Luxemburgo	900	(final)
Ffestiniog, Gales, Gran Bretaña	300	
Reisseck, Austria	46	
Los Molles, Chile	19	
Hiwassee, TVA, Estados Unidos	70	
Taum Sauk, Mo., Estados Unidos	350	
Smith Mountain, Va., Estados Unidos	125	
Cornwall, N.Y., Estados Unidos	1 350	
Rocky River, Conn., Estados Unidos	24	
Niederwartha, Alemania	120	
Hengstey, Alemania	140	
Geesthacht, Alemania	105	
Rodund, Austria	170	
Lünersee, Austria	217	
Glockner-Kaprun, Austria	112	
Peccia, Suiza	20	
Grimsel, Suiza	18	
Sir Adam Beck, Canadá	240	
Numazawanuma, Japón	44	
Bringhausen, Alemania	116	
Reisach-Rabenleite, Alemania	130	
Häusern, Alemania	140	

/Etzelwerk, Suiza

Ubicación	Capacidad, MW
Etzelwerk, Suiza	30
Provvidenza, Italia	100
Cotilia, Italia	67
Nagymaros, Hungría	200
Herdecke, Alemania	140
Lac Noir, Francia	115
Stechovice, Checoeslovaquia	39
Witznau, Alemania	230
Waldshut, Alemania	135
Limberg, Austria	105
Bleiloch, Alemania	43
Dobsina, Checoeslovaquia	21
Hemfurt, Alemania	17
Zappello, Italia	13
Tremorgio, Suiza	11

Nota: La lista es incompleta y desde luego no incluye los grandes proyectos concebidos recientemente en los Estados Unidos.

1. ¿Cómo funcionan las plantas de "almacenamiento-bombeo"?

Utilizando la energía sobrante durante las horas de mínima demanda se bombea agua a un depósito elevado para hacerla descender durante las horas de pico o cuando otra unidad del sistema sale fuera de servicio. Aunque el doble recorrido del agua y de la corriente eléctrica implica una pérdida de 30-40 por ciento, el valor del KWh restituido es, para las condiciones de Nicaragua, varias veces mayor que el del KWh recibido.

En adición al trabajo anterior puede funcionar como condensador síncrono, salvo durante la generación, mejorando el factor de potencia del sistema. Cuando se asigna a estas plantas la función de reserva, el trabajo como condensador síncrono se puede desarrollar durante casi todo el tiempo, reduciendo considerablemente las pérdidas en el sistema.

/2. Posibilidad de

2. Posibilidad de aplicación en Nicaragua

A partir del momento en que la capacidad de 78 MW sea insuficiente, todavía quedarán varios años con consumo anual menor de 450 GWh.

Cuando se alcance dicho consumo de 450 GWh la demanda máxima deberá ser del orden de 100 MW, correspondiente a un factor de carga del sistema de 50 por ciento.

De acuerdo con las mejores predicciones esto podría ocurrir dentro de unos 13 años, a partir de los cuales se deberán contar con capacidad generadora adicional.

A continuación indicaremos en dónde se pueden satisfacer con ventaja esas necesidades de capacidad de reserva y reactiva y cómo desarrollarían su cometido dentro de las condiciones impuestas por el mercado eléctrico nacional.

3. Lugares adecuados para instalaciones de "almacenamiento-bombeo" en Nicaragua

Hace unos ocho años el suscrito desarrolló algunos esquemas muy preliminares en diversos sitios del país apropiados para esos fines.

La pequeñez del mercado y la falta de capacidad generadora desalentaron la continuación de las pesquisas. Hoy, a sólo 5 años de una eventual iniciación de obras de esa índole, ha reanudado su interés, buscando beneficios adicionales a los ya enunciados, con el fin de contribuir a disminuir las inversiones y costos anuales asociadas a las soluciones más corrientes (otra hidroeléctrica en Río Viejo o una nueva térmica).

A la luz de la mejor información topográfica disponible y del conocimiento que el suscrito tiene de la geología regional, el sitio que ofrece las mayores ventajas es el situado a 2 Km al N.E. de Catarina, en la laguna de Apoyo.

A este aprovechamiento lo denominaremos temporalmente como: "RBR"

4. La razón del hombre y el principal beneficio social

Al elegir ese nombre se pretende familiarizar a los técnicos nacionales con las tres funciones del aprovechamiento.

La primera "R" se refiere a la capacidad de reserva

La última "R" alude a la capacidad reactiva

/La "B", al

La "B", al bombeo necesario para cumplir con los cometidos anteriores: disponer de agua para la eventual generación y para el arranque como condensador síncrono.

Pero independientemente de sus funciones estrictamente eléctricas, que por sí solas ya justifican el proyecto "RER" como se demostrará más adelante, quizá la más importante sea la de situar a 520 m de elevación una cantidad de agua prácticamente ilimitada para usos domésticos, agrícolas e industriales de una región que por sus recursos humanos, de suelo, clima y situación estaría llamada a ser uno de los más importantes centros del Istmo Centroamericano, si no fuera por la angustiosa escasez y carestía de agua. La región beneficiada comprende los municipios de Catarina, Diriá, Diriamba, Diriomo, Dolores, Jinotepe, La Concepción, La Paz, Masatepe, Nandasmo, Niquinohomo, Rosario, San José, San Juan de Oriente, San Marcos y Santa Teresa. Contienen más del 10 por ciento de la población urbana y rural de Nicaragua, pero a pesar de su importancia, nuestras pequeñas disponibilidades de capital no nos permitirían satisfacer esa vital necesidad a costos unitarios razonables, sin su combinación con los programas de desarrollo eléctrico.

Para dar una idea de los beneficios derivados de la función bombeo, en lo que respecta al suministro de agua, diremos que si las funciones estrictamente eléctricas absorben totalmente los cargos fijos y de operación en competencia con otras alternativas, el agua entregada a 520 m de elevación en la vecindad de Catarina costaría cuando más unos C$ 0,10 por m^3 (C$ 0,40 por millar de galones), en cantidad suficiente para abastecer 250 000 habitantes a razón de 400 litros por habitante y por día, utilizando únicamente energía en horas de mínima demanda y sin menoscabo de las funciones eléctricas.

5. Factores que se oponen a la adopción de sistemas de "almacenamiento-bombeo"

Ofreciendo tales ventajas nos preguntamos por qué no se han desarrollado estas instalaciones en nuestros países. Como respuesta haremos una relación de los requisitos que deben satisfacer para justificarlos:

/a) Suficiente

a) Suficiente capacidad de generación durante todo el año, aunque una de las unidades del sistema salga fuera de servicio. Esto implica contar con amplio almacenamiento en las hidroeléctricas o suficiente respaldo termoeléctrico, o ambos.

b) Un mercado suficientemente grande como para que requiera y admita grupos de almacenamiento-bombeo de apreciable cantidad, preferiblemente mayores de unos 15 MW, con objeto de lograr un bajo costo unitario.

c) Sitios favorables para la formación del salto y el almacenamiento y para alojar la conducción forzada, casa de máquinas y subestación.

d) Cortas líneas de transmisión y carreteras de acceso.

e) Otros factores circunstanciales, como el que se menciona al comentar la capacidad instalada.

Puede verse que esos requisitos no se han satisfecho en el pasado en la América Central, tratándose de los dos primeros, o no se han investigado, si nos referimos a los tres últimos.

6. Capacidad por instalar

Se ha concebido una planta con dos grupos de 25 MW de los cuales solamente se instalaría uno en una primera etapa.

Esa capacidad no ha sido escogida arbitrariamente, sino teniendo en consideración un factor funcional primordial reforzado por varios circunstanciales.

a) Para dar adecuada reserva al sistema se requiere la sustitución eventual de la mayor de sus unidades. Estas son ahora de 25 MW; más tarde, el mercado podrá requerir unidades mayores, que se consideran del orden de 50 MW.

b) La magnitud del sistema, 100 MW y 450 GWh anuales, permitirá el acomodo de 25 MW en su curva de demandas, quedando amplísimo margen de almacenamiento, tal como puede apreciarse más adelante.

c) El sistema absorberá esos 25 MW de capacidad instalada en el término de unos cuatro años, que es el requerido para la construcción de una planta entre Santa Bárbara y la Costa Norte del Lago de Managua, sin los graves perjuicios que se derivarían del fraccionamiento de dicha caída, como se ha concebido hasta ahora.

d) Ese plazo de cuatro años preparará simultáneamente las condiciones que justifiquen una sola planta entre Santa Bárbara y el Lago.

/7. Lo más que

7. Lo más que puede exigirse á "RBR" y lo que puede ofrecer

Para facilitar la exposición consideraremos que las potencias disponibles en el centro de consumo (Managua) serán:

Diesel Nordberg (6 MW)	2	x	3	=	6 MW
Vapor Siemens (30 MW)	2	x	15	=	30
Hidro Centroamérica (50 MW)	2	x	24	=	48
Hidro Larreynaga (17 MW)	1	x	16	=	16
"RBR" (25 MW)	1	x	24	=	24
SUMA:					124
Menos unidad más grande					24
TOTAL					100 MW

Se considerará una curva de demandas que arroje de carga un factor de 50 por ciento, mostrándose que con el almacenamiento y horas de bombeo disponibles, "RBR" podría satisfacer las exigencias de un mercado con mucho más elevado factor de carga.

La operación como condensador síncrono no requiere ningún comentario.

La operación como planta de reserva se analizará bajo la condición extrema de que deba substituir a un grupo de 25 MW.

De acuerdo con la curva de demanda diaria mostrada en el plano, los 24 MW de la parte más alta corresponden a una generación diaria de 30 000 KWh.

"RBR" puede satisfacer esa necesidad utilizando menos del 8 por ciento de su capacidad de almacenamiento (400 000 m^3 equivalentes a 380 000 KWh), o utilizando durante cada día que dure la emergencia un 20 por ciento de la máxima posibilidad de bombeo del grupo.

Lo anterior muestra que "RBR" es capaz de satisfacer un mercado con mucho mayor concentración de generación en las horas de pico.

A la pregunta de por qué se concibe una instalación tan holgada, contestamos diciendo:

a) El almacenamiento superabundante lo ofrece gratuitamente la naturaleza, resultando igualmente sobrado para la capacidad final de 50 MW; tiene no obstante un gran valor como emergencia para el suministro de agua a las poblaciones durante la salida del grupo fuera de servicio.

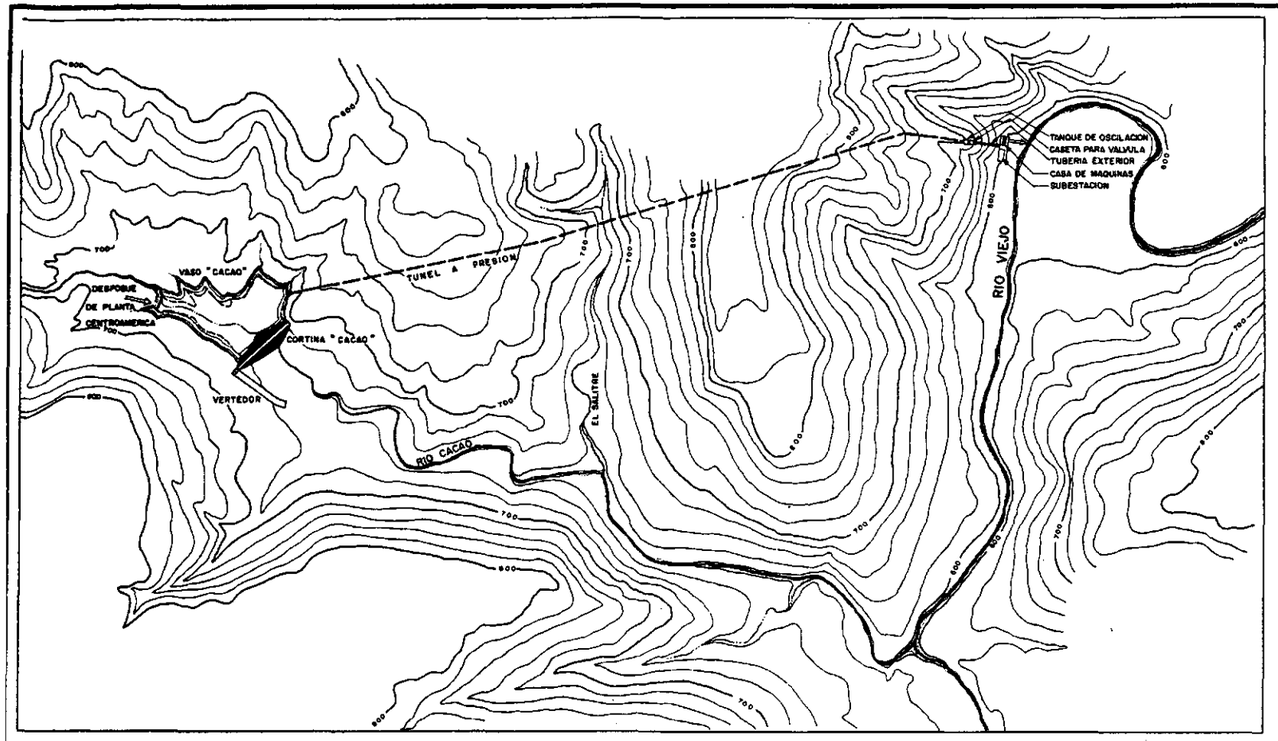
/b) La capacidad

b) La capacidad de la bomba principal podría reducirse, pero en vista de que tal reducción no beneficia ninguna otra parte del proyecto, se especifica con la máxima capacidad compatible con la del motor-generador, lo que da mayores posibilidades a la función de abastecimiento de agua y a las funciones eléctricas de un futuro lejano.

La rueda Pelten, con sus altas eficiencias dentro del 25 y el 100 por ciento de la potencia máxima, se prestará satisfactoriamente para seguir las variaciones de la demanda.

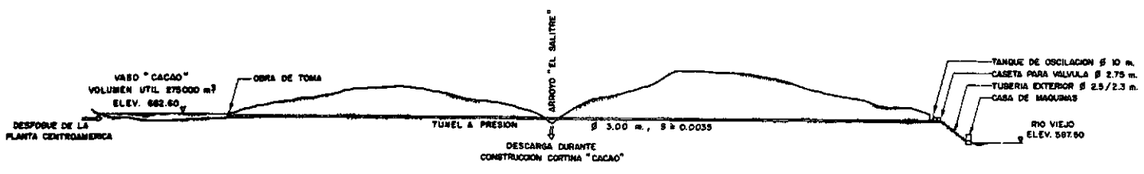
Por lo que a la bomba se refiere, ésta puede trabajar en "corto circuito hidráulico", si así lo requieren las circunstancias para obtener mayor rendimiento.

LAMINA A



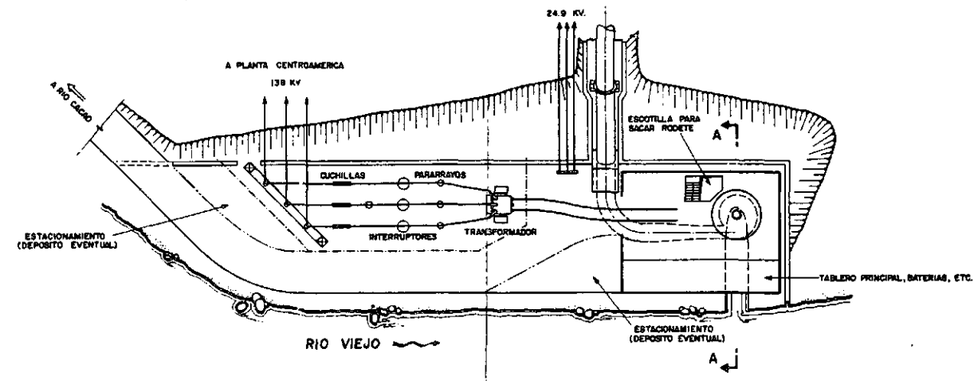
PLANTA GENERAL

0 500
METROS



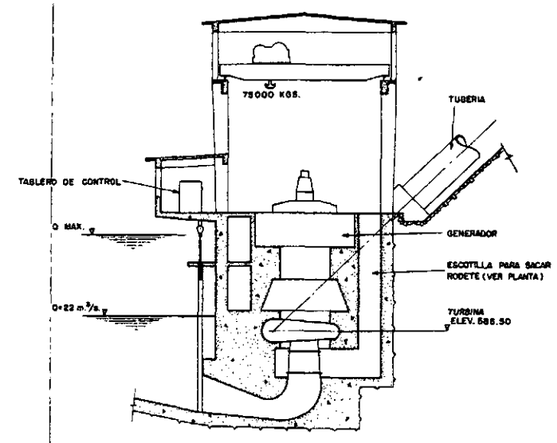
PERFIL GENERAL

0 500
METROS



CASA DE MAQUINAS Y SUBESTACION

0 25
METROS



CORTE A-A

0 10
METROS

DATOS FUNDAMENTALES DEL EQUIPO

TURBINA FRANCIS	
GASTO DE DISEÑO	22 m³/s.
CAIDA NETA DE DISEÑO	87 m.
POTENCIA DE DISEÑO	23000 HP
VELOCIDAD DE ROTACION	360 r. p. m.
GENERADOR	
CAPACIDAD (60° C)	17000 KW
TENSION	13.8 KV
FRECUENCIA	60 CICLOS/SEG.
TRANSFORMADOR	
CAPACIDAD	21250 KVA
TENSION	13.8/138 KV
FASES	3

INGENIERIA ALEN, S.C.
INGENIEROS CONSULTORES
AVENIDA INSURGENTES NO. 283, 4º PISO
MEXICO 7, D.F.

SISTEMA HIDROELECTRICO "T. M. V."

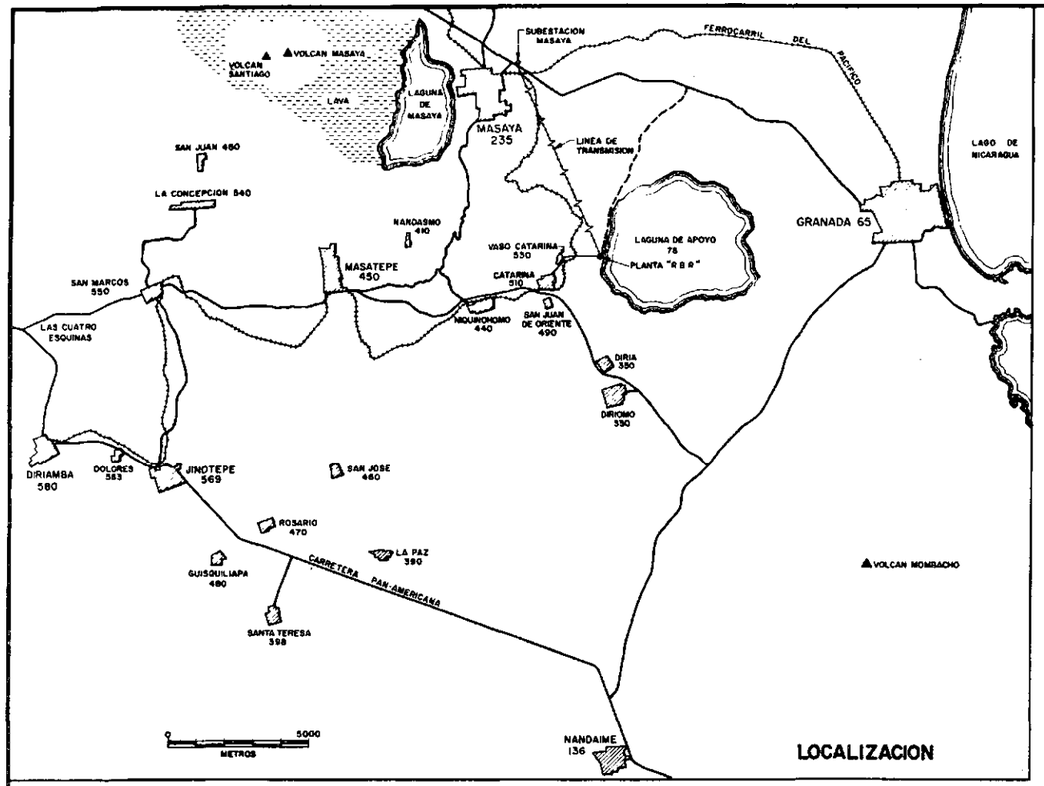
PLANTA "LARREYNAGA"

NICARAGUA, C. A.

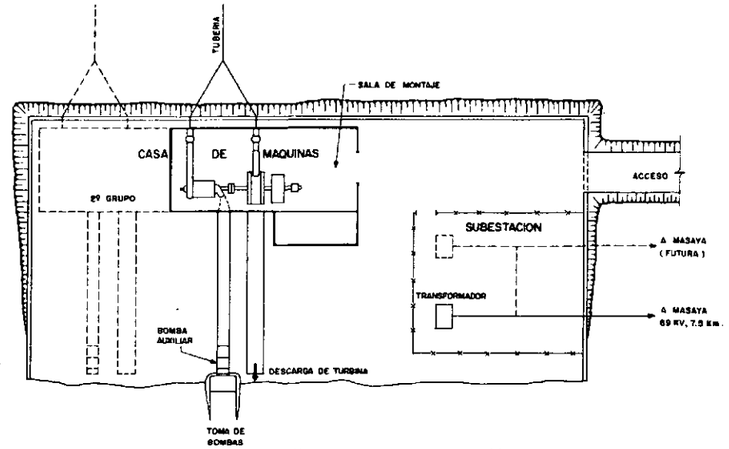
ING. MODESTO ARMIJO MEJIA

MEXICO, D. F. ENERO DE 1963.

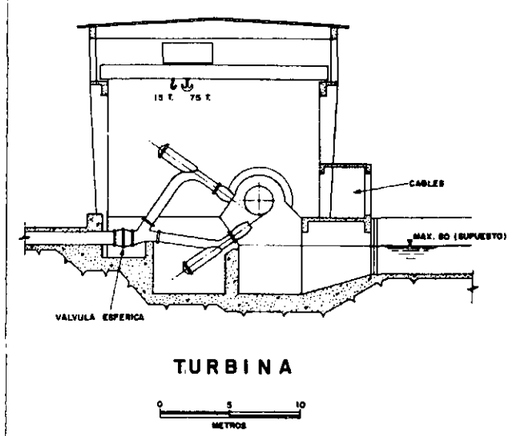
LAMINA B



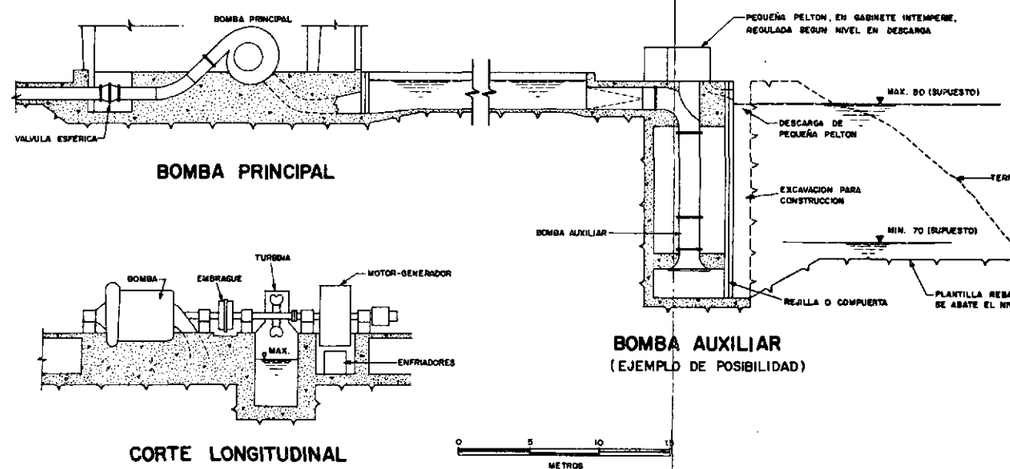
LOCALIZACION



CASA DE MAQUINAS Y SUBESTACION

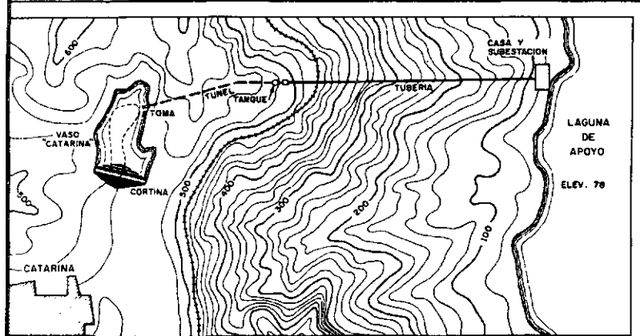


TURBINA

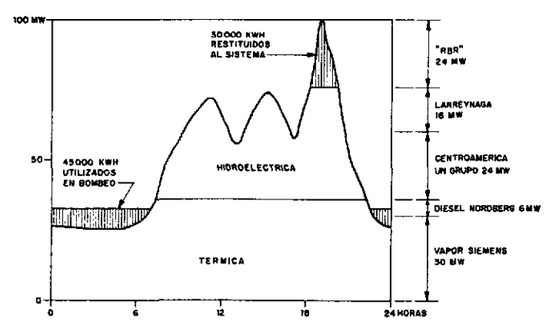


BOMBA PRINCIPAL

BOMBA AUXILIAR
(EJEMPLO DE POSIBILIDAD)

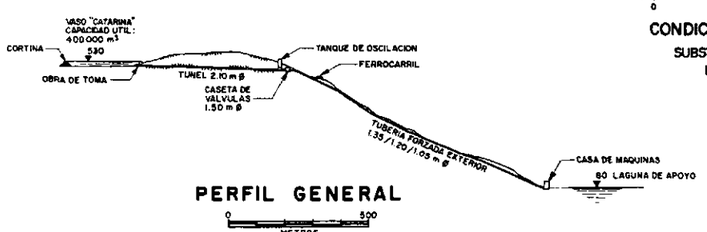


PLANTA GENERAL



CONDICION CRITICA DE FUNCIONAMIENTO
SUBSTITUCION DE UN GRUPO DE 25 MW
DE LA PLANTA CENTROAMERICA

CORTE LONGITUDINAL



PERFIL GENERAL

DATOS FUNDAMENTALES DEL EQUIPO

BOMBA PRINCIPAL	
GASTO DE DISEÑO	4.5 m^3/s.
CARGA DE DISEÑO	460 m.
POTENCIA DE DISEÑO	32 000 HP
NUMERO DE PASOS	5
VELOCIDAD DE ROTACION	360 r. p. m.
TURBINA PELTON	
GASTO DE DISEÑO	7.25 m^3/s.
CAIDA DE DISEÑO	405 m.
POTENCIA DE DISEÑO	35 000 HP
NUMERO DE CHIFLONES	2

MOTOR-GENERADOR	
CAPACIDAD (60° C)	22 000 KW
CAPACIDAD (80° C)	25 000 KW
TENSION	13.8 KV
FRECUENCIA	60 CICLOS/SEG.
TRANSFORMADOR	
CAPACIDAD	24 000/32 000 KVA
TENSION	13.8/69 KV
FASES	3

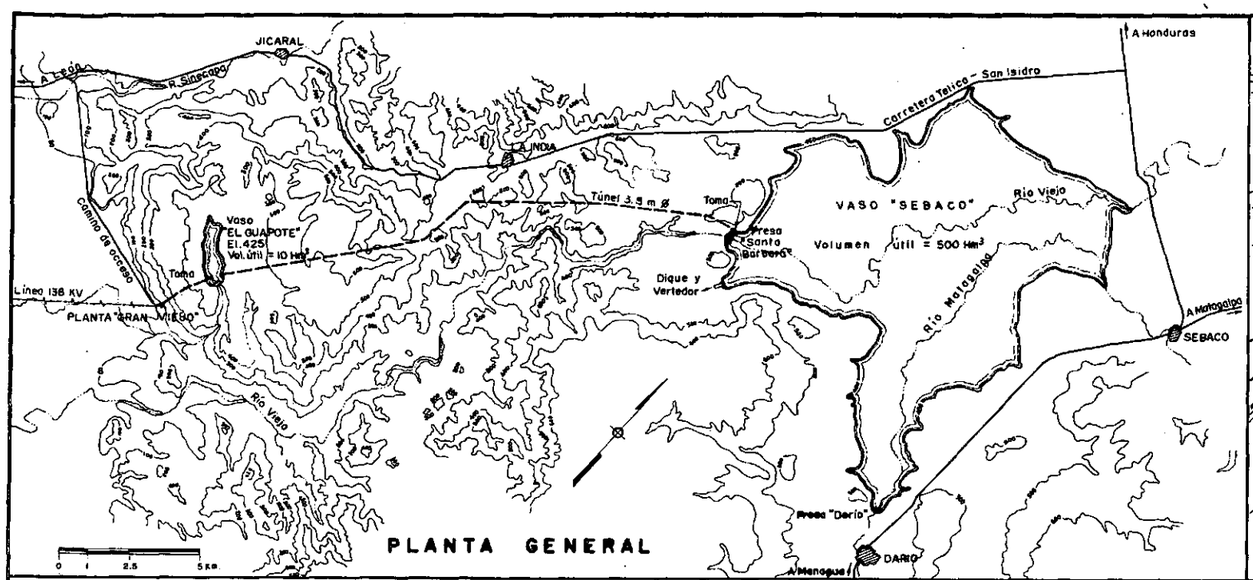
INGENIERIA ALEN, S.C.
INGENIEROS CONSULTORES
AVENIDA INSURGENTES Nº 263, 5º PISO
MEXICO 7, D.F.

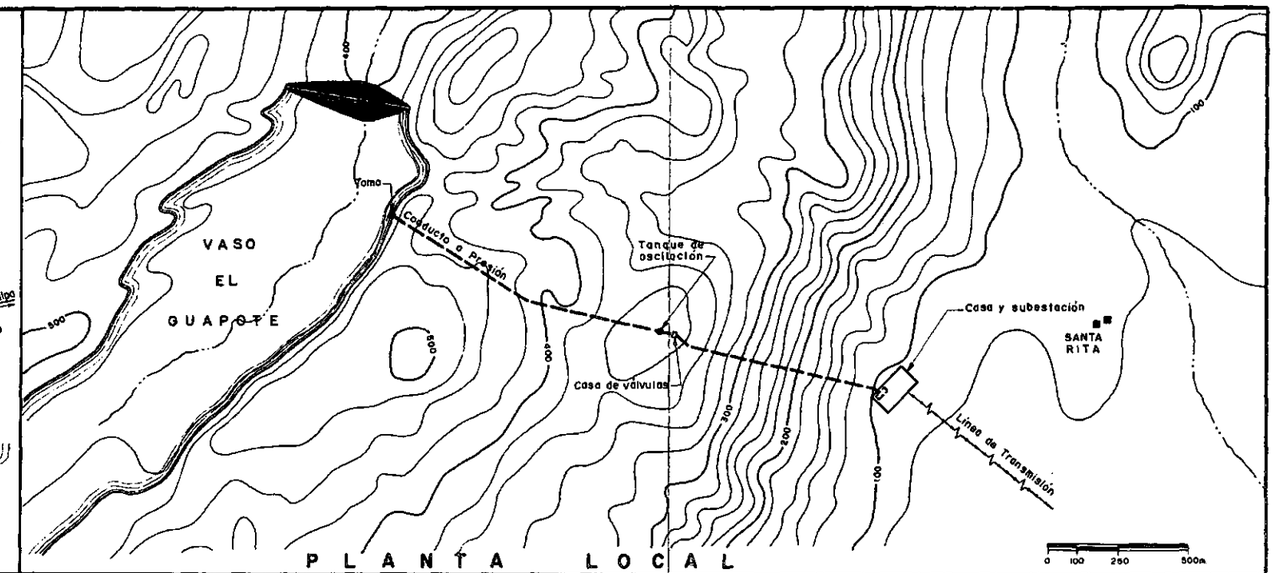
SISTEMA DE ELECTRIFICACION DEL PACIFICO
PLANTA "RBR"
NICARAGUA. C. A.

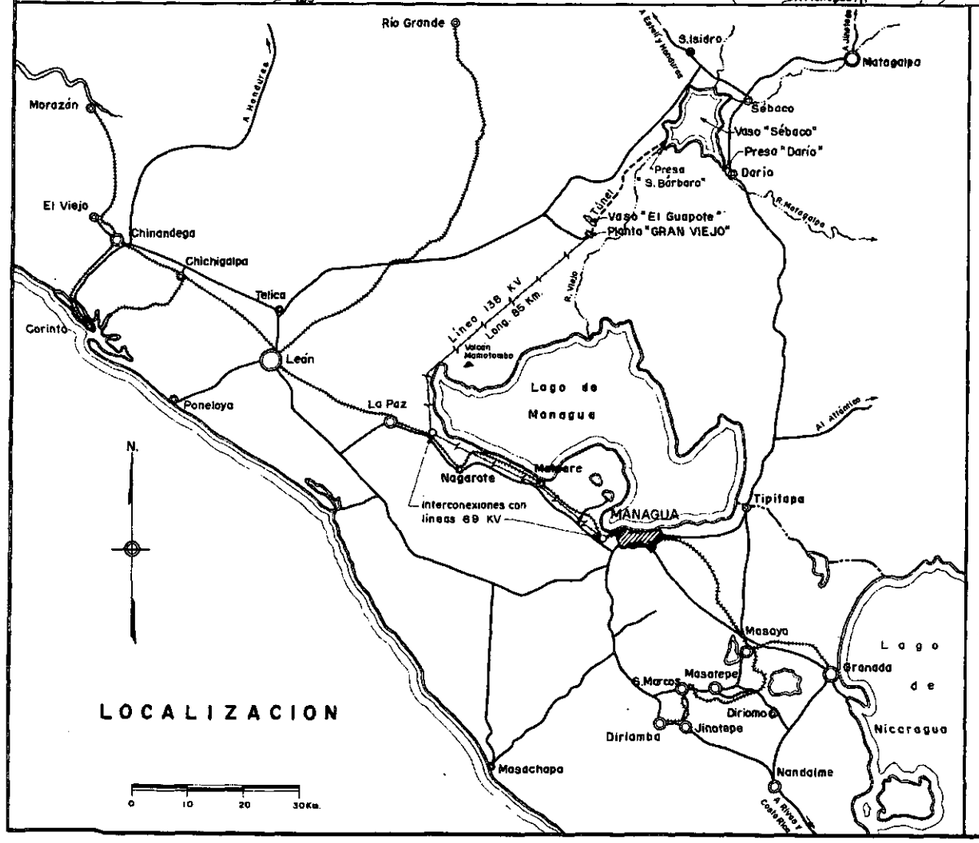
ING. MODESTO ARMIJO MEJIA

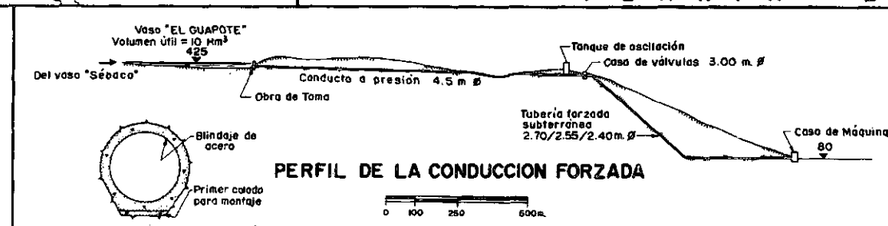
MEXICO, D. F. ENERO DE 1963

LAMINA C

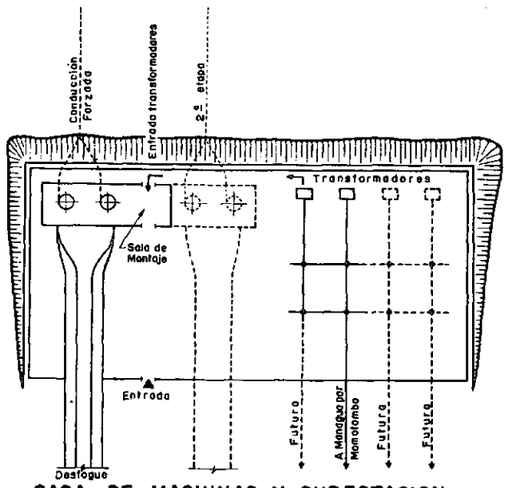




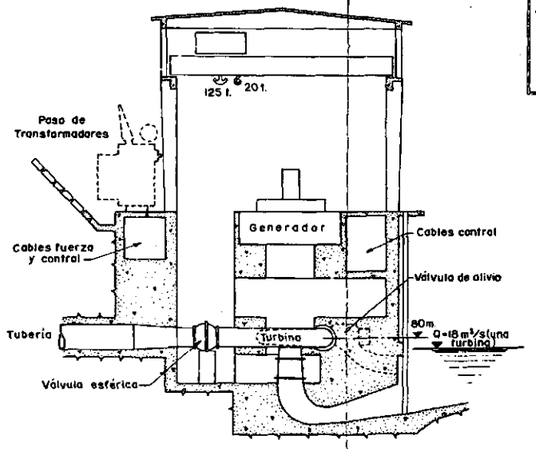




TUBERIA FORZADA SUBTERRANEA



CASA DE MAQUINAS Y SUBESTACION



CORTE TRANSVERSAL

DATOS FUNDAMENTALES DEL EQUIPO

TURBINA	
GASTO DE DISEÑO	18 m³/s
CAIDA DE DISEÑO	320 m
POTENCIA DE DISEÑO	69000 HP
VELOCIDAD DE ROTACION	514 rpm
GENERADOR	
CAPACIDAD (60° C)	45000 KW
CAPACIDAD (80° C)	50000 KW
TENSION	13.8 KV
FRECUENCIA	60 CICLOS/SEG
TRANSFORMADOR	
CAPACIDAD	45000/60000 KVA
TENSION	13.8/138 KV
FASES	3

INGENIERIA ALEN, S.C.
INGENIEROS CONSULTORES
AVENIDA INSURGENTES Nº 263, 6º PISO
MEXICO 7, D.F.

SISTEMA HIDROELECTRICO "T.M.V."

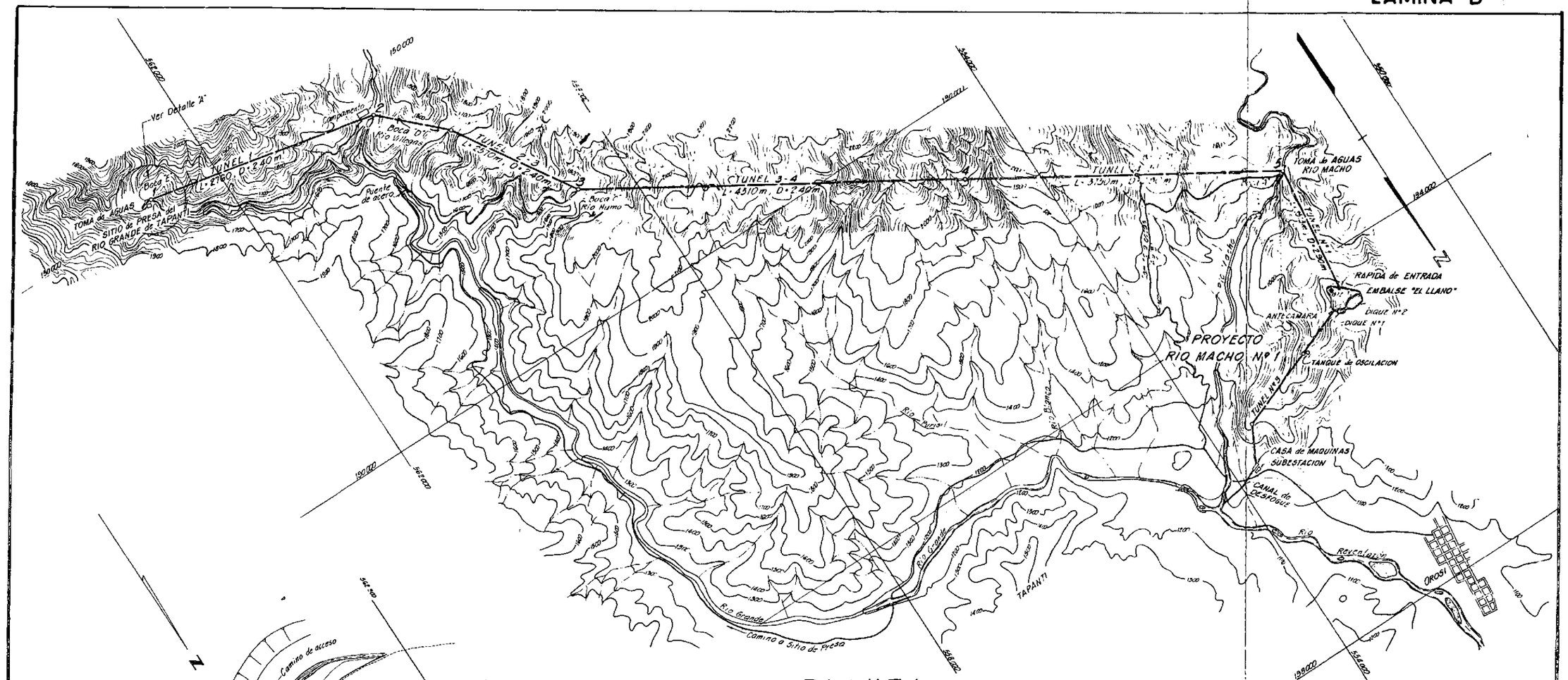
PLANTA "GRAN VIEJO"

NICARAGUA, C. A.

ING. MODESTO ARMIJO MEJIA

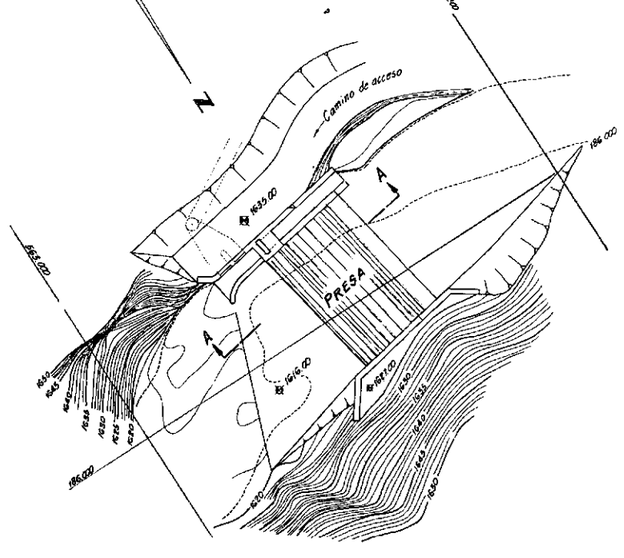
MEXICO D.F. ENERO DE 1983

LAMINA D



PLANTA

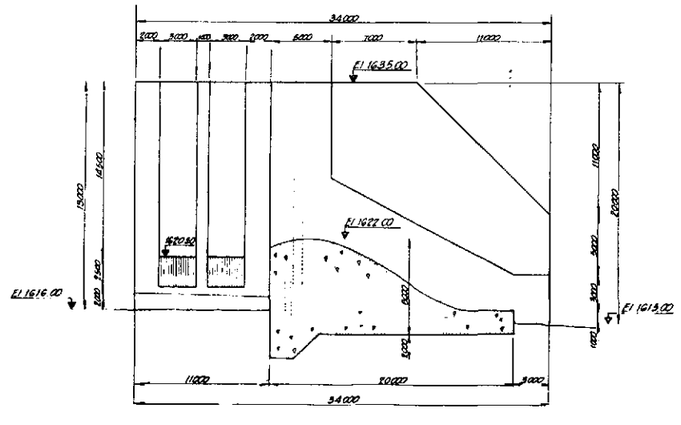
Escala 1:20000



DETALLE "A"

LOCALIZACION PRESA Y TOMA "EL DESTIERRO"

Escala 1:500



SECCION A-A

Escala 1:200

NOTAS

1- Dimensiones en milimetros excepto que se indique en otra forma

2- Elevaciones en metros sobre el nivel del mar

REV Nº	FECHA	DESCRIPCION	POR

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD
OFICINA DE PROYECTOS

PROYECTO TAPANTI

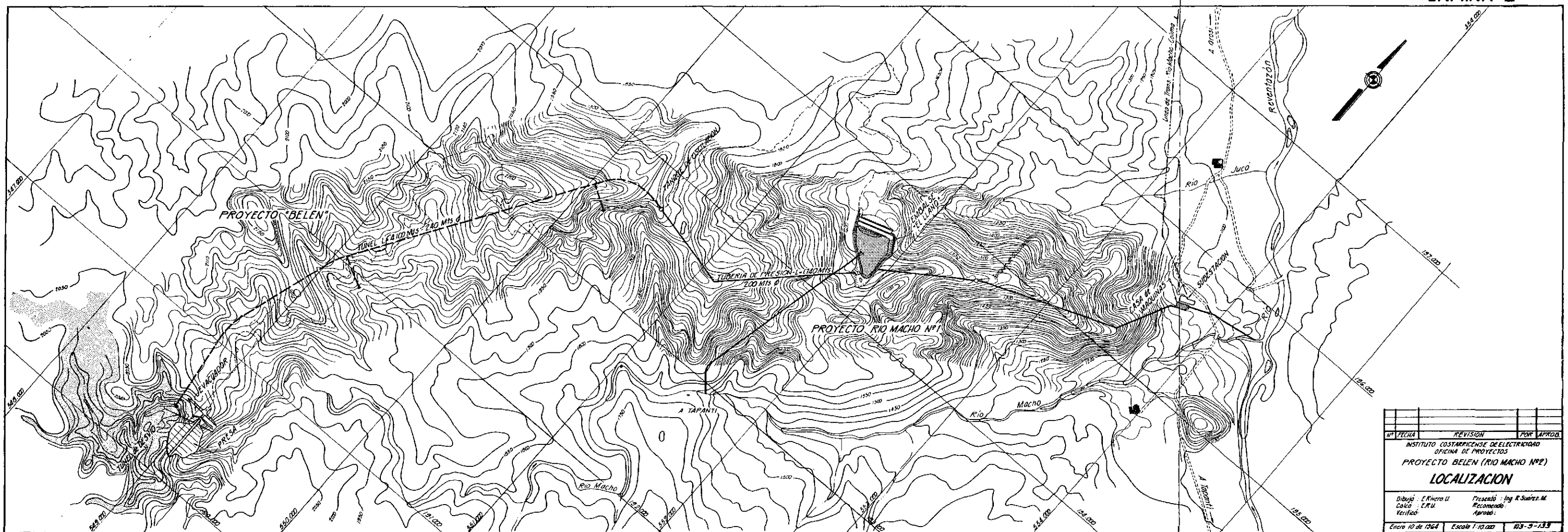
LOCALIZACION GENERAL

Dibujó Ing R. Suárez M.
Calcó A Ibarra G
Verificó

Presentó Ing R. Suárez M.
Recomendó
Aprobó.

8 Noviembre 1962 | Escalas indicadas | 115-13-339

LAMINA E



Nº	FECHA	REVISION	POR	APROB.

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD
OFICINA DE PROYECTOS

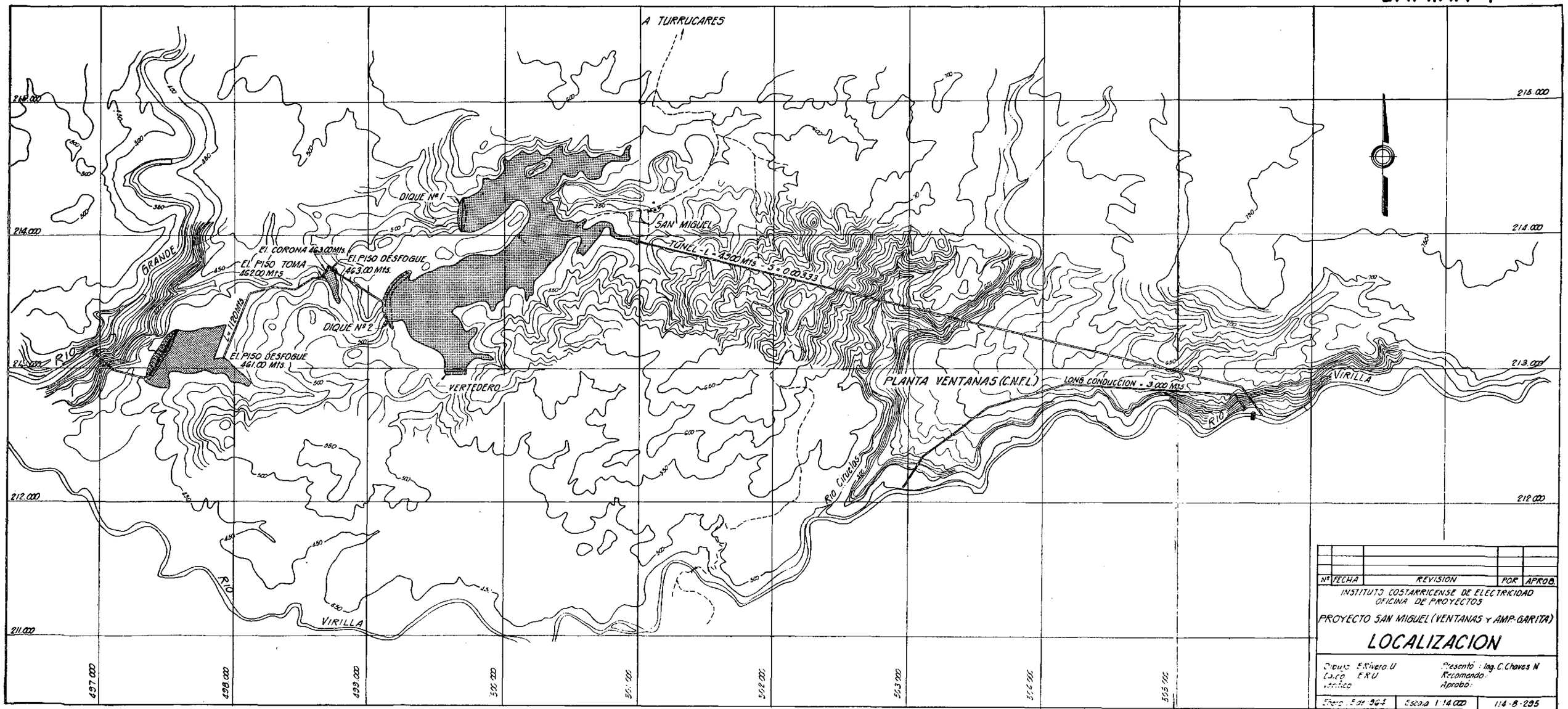
PROYECTO BELEN (RIO MACHO Nº2)

LOCALIZACION

Dibujó : E. Rivera U. Presentó : Ing. R. Suárez P. M.
Calcó : E.R.U. Recomendó :
Verificó : Aprobó :

Enero 10 de 1964 | Escala 1:10.000 | 103-9-133

LAMINA F



Nº	FECHA	REVISION	POR	APROB.

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD
OFICINA DE PROYECTOS

PROYECTO SAN MIGUEL (VENTANAS Y AMP-GARITA)

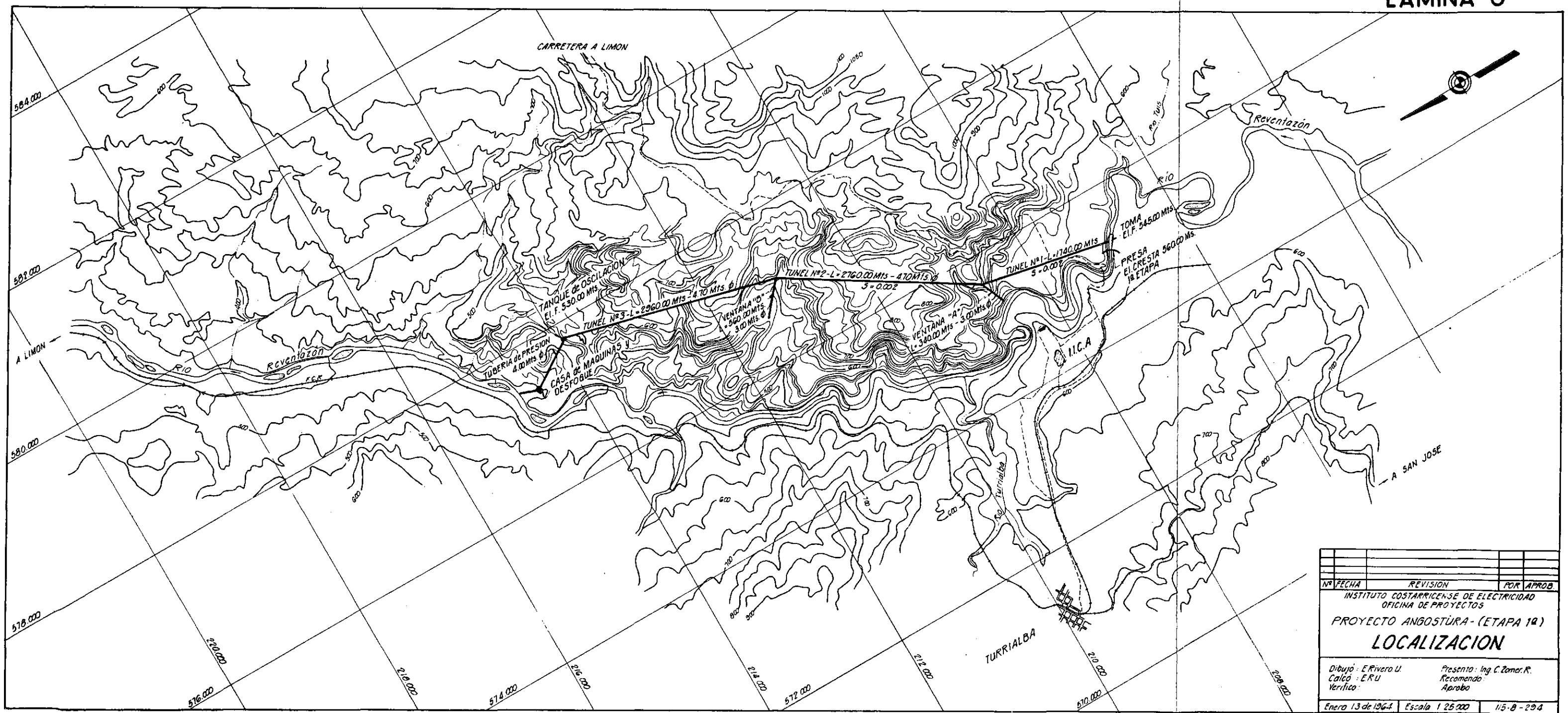
LOCALIZACION

Dibujo: E. Rivero U.
Calco: E.R.U.
Verifico:

Presentó: Ing. C. Chaves N.
Recomendo:
Aprobó:

Sheet: 5 of 964 | Escala 1:14.000 | 114-B-295

LAMINA G



Nº	FECHA	REVISION	POR	APROB.

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD
OFICINA DE PROYECTOS

PROYECTO ANGOSTURA - (ETAPA 1ª)

LOCALIZACION

Dibujó : E. Rivero U.
Calcó : E.R.U.
Verificó :

Presentó : Ing. C. Zomer R.
Recomendó :
Aprobó

Enero 13 de 1964 | Escala 1:25.000 | 115-B-294