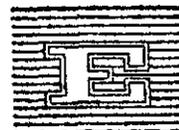


NACIONES UNIDAS



CONSEJO
ECONOMICO
Y SOCIAL



RESTRINGIDO
E/CN.12/CCE/SC.5/12
TAO/LAT/41
13 de mayo de 1963
ORIGINAL: ESPAÑOL

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

Segunda Reunión
Guatemala, Guatemala, 27 de mayo de 1963

DESARROLLO COMBINADO DE LOS SISTEMAS ELECTRICOS DE CHIRIQUI
(PANAMA) Y GOLFITO (COSTA RICA)

(Versión preliminar pendiente de revisión editorial)



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

Q.1

Q.2

Q.3

Q.4

Q.5

Q.6

Q.7

Q.8

INDICE

	<u>Página</u>
I. Introducción	1
II. Descripción de la región	3
A. Geografía	3
B. Población	4
C. Transportes y comunicaciones	6
D. Recursos energéticos	7
E. Actividad económica	7
III. Suministro actual de energía eléctrica	11
A. Consideraciones generales	11
B. Suministro actual de energía eléctrica de Chiriquí	11
1. Empresas Eléctricas de Chiriquí	14
2. Chiriquí Land Company	16
3. Planta hidroeléctrica de Alto Lino	18
4. IRHE y Municipio de Remedios	19
C. Suministro actual de energía eléctrica entre Golfito-Osa	19
1. Compañía Bananera de Costa Rica	20
2. Otras empresas de servicio público	20
D. Tarifas de venta de energía eléctrica	21
E. Costos de producción de energía	21
IV. Mercado de energía	26
A. Consideraciones generales	26
B. Desarrollo del mercado	26
C. Necesidades de potencia y energía de la región Chiriquí-Golfito	30
D. Variaciones de la curva de potencia	34
V. Recursos para la producción de energía eléctrica	35
A. Antecedentes	35
B. El río Chiriquí como recurso para la producción de energía eléctrica	37
1. Alcance y objetivos del estudio realizado por la Misión	37
2. Descripción de la cuenca del río Chiriquí	38
3. Uso actual de las aguas	39

	<u>Página</u>
4. Información disponible	40
5. Alternativas de desarrollo	41
6. Investigación de campo y oficina	44
7. Costos	48
8. Evaluación de alternativas y proyectos	48
9. Conclusiones y recomendaciones	50
VI. Desarrollo combinado de los sistemas eléctricos Chiriquí-Golfito	55
A. Consideraciones generales	55
B. Planeamiento del sistema generador-trasmisor	58
1. Fecha probable de formación del sistema	58
2. Suministro de energía de 1962 a 1966	60
3. Producción de energía en las plantas hidroeléctricas	61
4. Demanda y disponibilidades de potencia y energía	62
5. Obras de interconexión	71
6. Obras existentes y adiciones planeadas que formarán el sistema generador-trasmisor Chiriquí-Golfito. Inversiones necesarias	72
7. Resultados económicos (1961-1963)	78
VII. Consecuencia del desarrollo combinado	78
A. Comparación del desarrollo combinado con otras alternativas	78
B. Condiciones de suministro	80
C. Financiamiento del desarrollo combinado	80
D. Otras consideraciones	81
<u>Apéndice 1.</u> Evaluación de proyectos hidroeléctricos en el río Chiriquí	99
A. Datos generales de los proyectos	101
B. Descripción de los proyectos	107
C. Cuadros 1 a 28	117
D. Láminas 1 a 15	

INDICE DE CUADROS Y LAMINAS

<u>Cuadro</u>	<u>Página</u>
1 Proyección de la población en la región Chiriquí-Golfito	5
2 Provincias de Chiriquí-Cantones de Golfito y Osa. Desarrollo agropecuario	8
3 Detalle de la capacidad instalada, septiembre 1962	12
4 Estimación de la producción anual de energía y de las demandas máximas de los sistemas servidos, 1961	13
5 Balance de situación de las empresas eléctricas de Chiriquí al 30 de abril de 1962	15
6 Resultados económicos de las empresas eléctricas de Chiriquí, 1961	17
7 Valor de energía para consumos típicos mensuales, servicio con medidor	22
8 Estimación de costos de producción de la Compañía Bananera de Costa Rica y la Chiriquí Land Co., 1961	23
9 Estimación de costos de producción del Sistema generador-trasmisor primario de Empresas Eléctricas de Chiriquí, 1961	24
10 Producción de energía eléctrica y exportaciones de banano, 1952-1961	27
11 Producción de energía eléctrica de las principales empresas eléctricas de la región, 1952-1961	29
12 Estimación de las necesidades futuras de energía eléctrica, 1961-1980	32
13 Desarrollo de la electrificación en la región Chiriquí-Golfito. Valores comparativos con otros sistemas	33
14 Mejoras a la red hidrometeorológica existente	54
15 Disponibilidades de potencia y energía. Instalaciones existentes, 1964	63
16 Desarrollo del sistema combinado Chiriquí-Golfito (interconexión a partir de 1967), 1961-1972	65
17 Obras que formarán el sistema primario interconectado Chiriquí-Golfito, 1973	73
 <u>Láminas</u>	
1 Mapa de la región Chiriquí-Golfito	85
2 Necesidades de potencia y energía 1960-1980, y curvas típicas de carga diaria, período seco y de lluvias	87

<u>Lámina</u>		<u>Página</u>
3	Variación de la producción diaria plantas hidroeléctricas. Año hidrológico crítico	89
4	Esquema del sistema de transmisión en Panamá	91
5	Esquema del sistema de transmisión en Costa Rica	93
6	Diagrama unifilar en Panamá	95
7	Diagrama unifilar en Costa Rica	97

LISTA DE CUADROS Y LAMINAS DEL APENDICE

Cuadro

1	Estación de Alto Lino (Boquete): Datos de lluvia
2	Estación Cerro Punta: Datos de lluvia
3	Chiriquí Land (Finca Blanco y Corredor): Datos de lluvia
4	Río Chiriquí en Paja de Sombrero y Hornito: Caudales promedio mensuales, estimados con base en lecturas de reglas hidrométricas
5	Río Chiriquí en Estación David: Datos de esorrentía
6	Río Caldera-Estación Boquete: Promedio mensual de caudales estimados con base en lecturas de reglas hidrométricas
7	Capacidad a instalar en los proyectos en estudio
8	Proyecto No. 1. Estimación de costos directos de construcción
9	Proyecto No. 2. Estimación de costos directos de construcción
10	Proyecto No. 3. Estimación de costos directos de construcción
11	Proyecto No. 4. Estimación de costos directos de construcción
12	Proyecto No. 4A. Estimación de costos directos de construcción
13	Proyecto No. 5. Estimación de costos directos de construcción
14	Proyecto No. 6. Estimación de costos directos de construcción
15	Proyecto No. 7. Estimación de costos directos de construcción
16	Proyecto No. 8. Estimación de costos directos de construcción
17	Proyecto No. 9. Estimación de costos directos de construcción
18	Proyecto No. 10. Estimación de costos directos de construcción
19	Proyecto No. 11. Estimación de costos directos de construcción
20	Proyecto No. 12. Estimación de costos directos de construcción
21	Proyecto No. 13. Estimación de costos directos de construcción

Cuadro

22	Proyecto No. 13A. Estimación de costos directos de construcción
23	Proyecto No. 14. Estimación de costos directos de construcción
24	Proyecto No. 15. Estimación de costos directos de construcción
25	Proyecto No. 16. Estimación de costos directos de construcción
26	Mejoras a planta de Caldera: Estimación de costos directos de construcción
27	Estimación de costos totales y costos de producción por proyectos
28	Costos totales y de producción por alternativa de desarrollo

100

100

I. INTRODUCCION

Entre los principales objetivos del programa de integración económica, el desarrollo coordinado de la infraestructura se considera el medio apropiado para favorecer el crecimiento más acelerado de la economía del Istmo Centroamericano. Desde un principio, el Comité de Cooperación Económica prestó especial atención al sector de energía eléctrica; en 1958 y por resolución 59 (CCE), se creó el Subcomité Centroamericano de Electrificación, con el objeto de estudiar los problemas de este sector y de impulsar su desarrollo de acuerdo con las necesidades crecientes de la integración.

La primera reunión del Subcomité se celebró en El Salvador en 1959, habiéndose determinado en esa oportunidad el propósito central de su programa: el estudio del aprovechamiento de los recursos disponibles para la producción de energía eléctrica sobre bases de cooperación centroamericana, precisándose, dentro de este concepto, el desarrollo conjunto de los sistemas eléctricos en combinación con el aprovechamiento múltiple de los recursos hidroeléctricos.

Entre las posibilidades de desarrollo combinado de los sistemas eléctricos que fueron examinados en esa reunión, se señalaron la de los Sistemas Centrales de El Salvador y Honduras, y la región fronteriza de Panamá y Costa Rica, en la vertiente del Pacífico, como dos de las posibilidades que ofrecían mejores perspectivas. Los estudios de estas dos posibilidades serán presentados a consideración del Subcomité Centroamericano de Electrificación en su segunda reunión y constituyen los dos primeros estudios sobre desarrollo combinado que han sido elaborados de conformidad con el programa de trabajo del Subcomité.

La región Chiriquí (Panamá) y Golfito (Costa Rica) ha alcanzado un alto desarrollo agrícola e inicia ya su proceso de industrialización, aunque no cuenta con un adecuado suministro de energía. En este estudio se analizan como alternativa a la solución individual de los problemas eléctricos de cada una de estas regiones, las posibilidades de desarrollo combinado. Este último consistiría en el agrupamiento de los mercados a ambos

lados de la frontera, a través de la formación de un solo sistema interconectado, desarrollando los recursos de producción más favorables de la región, independientemente de su ubicación geográfica y tratando de producir las mayores ventajas para el conjunto.

El presente documento contiene un anteproyecto de desarrollo combinado en la región, que comprende los aspectos técnicos y financieros respectivos. Además, incluye una evaluación general del posible aprovechamiento del río Chiriquí, cuyo potencial hidroeléctrico económicamente utilizable podría abastecer al sistema combinado durante muchos años. Este río es el único que cuenta con información básica que permite definir con mayor precisión los proyectos con que se utilizaría este recurso en la producción de energía eléctrica.

La investigación del desarrollo combinado en la región Chiriquí-Golfito estuvo a cargo de la Misión Centroamericana de Electrificación. Este trabajo se realizó entre agosto y diciembre de 1962. Participaron en él los ingenieros Francisco Malavassi; Jorge Figuls y Henri Hassid, en consulta y con la colaboración de la Secretaría de la CEPAL. El ingeniero Malavassi, como Jefe de la Misión, dirigió y coordinó el trabajo del grupo, encargándose a la vez de efectuar el examen de las condiciones de suministro actual en la región, de los estudios del mercado, del planeamiento del sistema generador, de los análisis económicos y financieros y de la preparación y redacción de este informe. El ingeniero Figuls tuvo a su cargo el trabajo de evaluación de las posibilidades de aprovechamiento del río Chiriquí, para lo cual se incorporó a la Misión durante tres meses. El ingeniero Hassid atendió las labores relativas a las líneas de interconexión y obras complementarias.

Cabe destacar la amplia colaboración recibida en todo momento del Instituto de Recursos Hidráulicos y Electrificación de Panamá y del Instituto Costarricense de Electricidad, sin el cual este trabajo no hubiera sido posible. Asimismo, se deja constancia de la cooperación prestada por la Comisión Nacional de Energía, Gas y Teléfonos de Panamá y por el Servicio Nacional de Electricidad de Costa Rica. Finalmente se agradece a las compañías bananeras y a la Empresa Eléctrica de Chiriquí todas las informaciones relacionadas con este proyecto que pusieron a disposición de la Misión.

II. DESCRIPCION DE LA REGION

A. Geografía

La región Chiriquí-Golfito está formada por las zonas fronterizas de Panamá y Costa Rica. Comprende la totalidad de la provincia de Chiriquí (Panamá) y los cantones de Osa y Golfito de la provincia de Puntarenas (Costa Rica), con un área de 14 200 km². Se extiende por el norte hasta la cordillera de Talamaca y por el sur hasta el Océano Pacífico. En el este está limitada por el río Tabasará y en el oeste por el río Grande de Térraba. (lámina 1).

En Panamá, el terreno desciende suavemente desde la cordillera de Talamaca, en que alcanza un máximo de 3 480 metros sobre el nivel del mar, hasta las llanuras de la costa. En Costa Rica, el terreno desciende desde esa misma cordillera hasta el valle del río Coto Brus, en donde se eleva de nuevo para caer bruscamente hasta las planicies de la costa, luego de cruzar la pequeña cadena montañosa conocida como la Fila Blanca.

Las planicies de la costa tienen alrededor de 25 km de ancho y están cruzadas por numerosos ríos que se originan en la cordillera, los cuales después de descender en forma torrentosa se convierten en ríos de llanura, de poca pendiente y cauce anchuroso.

La temperatura alcanza un valor promedio de 25°C en la costa y de 17°C en las faldas de la cordillera. Sus variaciones guardan relación con las lluvias y son más elevadas en el período de sequía.

Las llanuras costeñas tienen un período seco bien definido, que se extiende desde diciembre hasta finales de abril. En las faldas de la cordillera las lluvias se reducen en ese mismo período, pero se mantienen como aguaceros típicos de baja intensidad. La causa de que éstas se mantengan durante todo el año parece originarse en la influencia del régimen de lluvias del Caribe.

En Chiriquí, la mayor proporción de las tierras de la parte baja y de las faldas de la cordillera están cultivadas o dedicadas a la ganadería. El bosque virgen aún predomina en las tierras altas. En Golfito-Osa, las zonas

/desarrolladas por

desarrolladas por la agricultura son más nuevas. Solo parte de las tierras bajas están cultivadas y una porción del valle del río Coto Brus está abierta, no hace más de veinte años, a la colonización agrícola.

B. Población

Al 31 de diciembre de 1961 la población de esta región fue de 233 400 habitantes^{1/}. Poco más del 80 por ciento reside en la zona panameña. La densidad promedio es de 21.4 habitantes por km² en Chiriquí y de 7.9 en Golfito-Osa.

De mantenerse el ritmo de crecimiento observado en la última década en esta región, se estima que la población llegará a 307 y 426 000 habitantes en 1970 y 1980, respectivamente (cuadro 1)

Un alto porcentaje de la población vive en las zonas rurales, aunque se han desarrollado centros de población de alguna importancia. En Chiriquí, David es la capital de la provincia y la tercera ciudad del país. Otras poblaciones son Concepción, Boquete y Puerto Armuelles. En Golfito-Osa, la más importante es Golfito, siguiéndole Puerto Cortés, Palmar, San Vito de Java y Villa Neilly.

Las poblaciones en territorio panameño son más grandes y desarrolladas que en la zona costarricense. Estas últimas se han formado, en su mayor parte, después que se iniciaron las explotaciones bananeras en la década de los treinta. El posterior crecimiento de la población en ambas zonas, ha resultado en una alta proporción de la migración interna.

La mayor parte de los habitantes de la región trabajan en actividades agrícolas y comerciales. Los salarios devengados, especialmente en las actividades relacionadas con el cultivo del banano, café y hortalizas, son más elevados que los correspondientes a otras regiones de Panamá y Costa Rica, lo que produce una actividad comercial bastante intensa. La región está relativamente bien dotada de escuelas y hospitales.

^{1/} Estimación de las Direcciones de Estadística y Censos de Panamá y Costa Rica.

Cuadro 1

DESARROLLO COMBINADO CHIRIQUI-GOLFITO

PROYECCION DE LA POBLACION EN LA REGION CHIRIQUI-GOLFITO

Año	Población en la Provincia de Chiriquí (Panamá)	Población de los Centros de Golfito y Osa (Costa Rica)	Total
1911	63 364 ^{a/}	No hay datos	incompleto
1920	76 470 ^{a/}	No hay datos	incompleto
1927	76 650 ^{b/}	3 059 ^{a/}	79 709
1930	76 918 ^{a/}	No hay datos	incompleto
1940	111 206 ^{a/}	No hay datos	incompleto
1950	138 136 ^{a/}	21 914 ^{a/}	160 056
1960	186 801 ^{a/}	40 891 ^{b/}	227 692
1961	192 000 ^{b/}	41 400 ^{b/}	233 400
1970	252 000 ^{c/}	55 200 ^{d/}	207 200
1980	338 000 ^{c/}	87 800 ^{d/}	425 800

a/ Resultado de Censos efectuados

b/ Estimaciones de las Oficinas de Estadística y Censos

c/ Proyección a base de un crecimiento anual igual al del último decenio en la provincia de Chiriquí o sea el 3 por ciento

d/ Proyecciones a base de un crecimiento anual igual al del último decenio en la República de Costa Rica, o sea el 4 por ciento.

C. Transportes y comunicaciones

Hasta que no se concluyó la Carretera Panamericana que une a esta región con las zonas más desarrolladas de Panamá y Costa Rica, el único medio de comunicación era un servicio de cabotaje bastante deficiente, que aún mantiene su predominio en ambas regiones. Esta carretera y las que están en proceso de construcción han venido a dar mayor flexibilidad a los transportes internos de la región que hasta hace poco dependían principalmente de los ferrocarriles de las empresas bananeras y del Ferrocarril Nacional de Chiriquí, propiedad del gobierno panameño (lámina 1).

La Carretera Panamericana recorre la región desde un extremo al otro, cortándola longitudinalmente en dos partes casi iguales. Este hecho favorecerá la construcción de la red de caminos de esta región y ha permitido utilizar al máximo los caminos existentes que unen la costa con la cordillera. La región de Puerto Armuelles (Panamá) dispondrá en el próximo año de un camino transitable todo el tiempo hasta la Panamericana. Golfito tiene un proyecto similar, pero a más largo plazo.

Los ferrocarriles de las empresas bananeras se extienden a través de las plantaciones de banano, desde Palmar hasta Armuelles y Golfito. Se utilizan fundamentalmente para el transporte de carga relacionada con la explotación de ese producto. Aunque estos ferrocarriles están unidos entre sí, usan vía de ancho diferente, lo que no permite su utilización como una sola unidad operativa. El Ferrocarril Nacional de Chiriquí, une David con Puerto Armuelles, cruzando Concepción y Progreso.

La región cuenta con dos puertos de altura, Armuelles y Golfito, ambos propiedad de las compañías bananeras. Por ellos se canaliza casi toda la carga de exportación e importación. Además, están los puertos de cabotaje de Pedregal en Panamá y Puerto Cortés en Costa Rica, que complementan las vías de comercio marítimas con el interior de ambos países.

Los aeropuertos de David, Armuelles, Golfito y Palmar son los más importantes de la región. Tienen servicio diario de aviones hacia las respectivas capitales. Dos veces a la semana hay un servicio Panamá-David-San José.

La provincia de Chiriquí está totalmente comunicada por una red telefónica, que la une con el resto del país. En Golfito-Osa únicamente existe el sistema de comunicaciones de la compañía bananera, que abarca solamente sus plantaciones. Las otras poblaciones costarricenses se comunican por radio teléfono con el resto del país.

D. Recursos energéticos

Esta región está muy bien dotada de recursos hidráulicos susceptibles de aprovecharse en la producción de energía eléctrica. No se conoce de la existencia de yacimientos de combustibles minerales, ni se realizan actualmente investigaciones en esta región al respecto.

E. Actividad económica

La principal actividad de la región es la agricultura, en especial la producción de banano. En los últimos años ha decaído el volumen de exportación de este producto. En 1961 alcanzó a 11.9 millones de racimos, cantidad que parece haberse estabilizado en los últimos años. La reducción en el volumen producido ha sido mayor en la región costarricense. El cultivo del banano es desarrollado por la Chiriquí Land Company y la Compañía Bananera de Costa Rica, ambas subsidiarias de la United Fruit Company.

Con anterioridad al inicio de las actividades bananeras en Chiriquí, se había desarrollado la producción agrícola y ganadera en la zona de David-Boquete. En la región costarricense las tierras bajas disponibles se utilizan en la producción de banano o están reservadas para ese fin. En el valle del Coto Brus se ha desarrollado la agricultura, especialmente la de café, y se inician actividades ganaderas.

La producción agropecuaria de la región Chiriquí- Golfito sobrepasa de los 60 millones de dólares anuales, correspondiendo alrededor de un 70 por ciento a las actividades bananeras, lo que la convierte en una de las regiones agrícolas más productivas de Centroamérica.

La provincia de Chiriquí es la que tiene mayor producción agrícola en Panamá. El censo agropecuario da muestra de la diversidad de actividades agropecuarias que se desarrollan en esa provincia (cuadro 2).

DESARROLLO COMBINADO CHIRIQUI-GOLFITO

PROVINCIAS DE CHIRIQUI-CANTONES DE GOLFITO Y OSA
DESARROLLO AGROPECUARIO

Detalle	Unidad	Cantidad
<u>Provincia de Chiriquí^{a/}</u>		
<u>Censo agrícola</u>		
Arroz	Quintal	519 100
Maíz	Quintal	298 000
Frijoles	Quintal	34 111
Tabaco	Quintal	94 111
Café	Quintal	36 878
Cafía	Toneladas	95 635
Hortalizas	Hectáreas	1 975
Naranjas	Millones de unidades	44.1
Aguacates	Millones de unidades	9.1
Bananos	Millones de racimos	5.9
Plátanos	Millones de racimos	0.25
Piña	Miles de unidades	428
Leche ^{b/}	Miles de litros	4 737
Huevos	Millones de unidades	14
<u>Censo pecuario</u>		
Ganado vacuno	Miles de cabezas	236.9
Ganado porcino	Miles de cabezas	45.5
Ganado caballar	Miles de cabezas	51.6
Gallinas	Miles de picos	443.4
<u>Cantones de Golfito y Osa^{c/}</u>		
<u>Producción agrícola</u>		
Bananos ^{d/}	Millones de racimos	5 625 000
Café	Quintal	100 000
Arroz	Quintal	60 000
Huevos	Millones de unidades	2
<u>Censo pecuario^{e/}</u>		
Ganado vacuno	Miles de cabezas	14

^{a/} Segundo Censo Agropecuario.

^{b/} Incluye únicamente las ventas a las empresas productoras de leche con densada, evaporada y en polvo en la República.

^{c/} Información para 1961.

^{d/} Exportación.

^{e/} Censo de 1955.

En fecha reciente se inició el cultivo de naranjas en gran escala, que se industrializará en la región para producir concentrados de jugo, aceites esenciales y alimentos para ganado. Esta empresa está ubicada al norte de David.

En Chiriquí existen 18 530^{2/} fincas con una superficie de 453 000 hectáreas. De éstas últimas, 50 000 se dedican a cultivos temporales y 31 000 a cultivos permanentes, 30 000 son pastos naturales, 226 000 pastos sembrados y 41 000 tierras en descanso. El resto corresponden a bosques y montes. Existe gran número de propietarios en precerio y de fincas de gran extensión.

Las fincas desarrolladas en la región de Golfito-Osa ascienden a 1 052, con una superficie total de 94 000 hectáreas y ocupan alrededor de 10 600 trabajadores.^{3/} La mitad de estas tierras está constituida por bosques y una quinta parte se dedica a cultivos permanentes. El 14 por ciento son tierras de labranza y el 16 por ciento son pastos permanentes. El tamaño promedio de las fincas es bastante más alto que en el resto del país. La tierra forestal prácticamente, no se explota por falta de vías de comunicación adecuadas. En lo general, las tierras de labranza se dedican al cultivo del arroz, frijoles y maíz. Los cultivos permanentes son principalmente bananos y café, cuya producción se exporta en su totalidad. El valle de Coto Brus, casi despoblado en 1940, actualmente cuenta con 15 000 habitantes y es en donde se han concentrado los cultivos de café (cuadro 2).

El desarrollo industrial de toda la zona en su conjunto recién se ha iniciado, siendo mayor en Chiriquí que en la región de Golfito. En Chiriquí hay establecidas plantas industriales de tamaño pequeño y mediano, entre las que pueden citarse las fábricas de cerveza, café soluble y productos lácteos. La inversión en industrias manufactureras en 1961 alcanzó a más de 3.0 millones de dólares y su producción, en algunos casos, se distribuye en toda la república. Varias de estas plantas se autoabastecen de energía eléctrica.

^{2/} Segundo Censo Agropecuario, 1961.
^{3/} Censo Agropecuario de 1955.

En la zona de Golfito existen sólo pequeños establecimientos industriales, gran parte de los cuales pertenecen a la Compañía Bananera de Costa Rica. La falta de un adecuado suministro de energía eléctrica y buenas vías de comunicación, han sido uno de los factores determinantes en el desarrollo alcanzado por la industria en la región de Chiriquí-Golfito.

Tanto en Chiriquí como en la cuenca superior del río Grande de Térraba, cerca de San Isidro del General, han sido evaluados recursos apreciables de lateritas susceptibles de explotación comercial en la producción de aluminio. Esta producción económica requiere mezclar esas lateritas con tierras con alto contenido de bauxita. La posibilidad de explotar comercialmente en la región estos depósitos está íntimamente ligada a las posibilidades de desarrollar proyectos hidroeléctricos de muy bajo costo de producción.

La actividad comercial está bastante desarrollada y guarda relación con la alta producción agrícola de la región. En 1960, el valor de las ventas en 443 establecimientos comerciales de Chiriquí alcanzó a 19.5 millones de dólares. En 1957, en la región de Golfito las ventas de 343 establecimientos comerciales fueron de 6.4 millones de dólares.^{4/}

^{4/} Datos tomados de informaciones publicadas por las Oficinas de Estadística y Censos de Panamá y Costa Rica.

III. SUMINISTRO ACTUAL DE ENERGIA ELECTRICA

A. Consideraciones generales

La capacidad instalada en plantas generadoras de la región Chiriquí-Golfito en 1961 fue de 16 MW y la producción de 37.9 millones de kWh, que corresponden a 68 vatios y 162 kWh por habitante. El factor resultante de utilización de la capacidad generadora es de 27 por ciento. Este bajo valor refleja que las adiciones de capacidad generadora han obedecido a un plan en que no se ha tomado en cuenta la región en su conjunto. Situación que también se ha presentado en otras regiones del Istmo Centroamericano al iniciarse el proceso de electrificación.

La capacidad instalada está dividida en 17 unidades productoras que operan aisladamente, ya que no están ligadas entre sí por obras de transmisión o éstas son inadecuadas. Si al sistema se le considerara una sola unidad, su demanda máxima subiría a casi 8 MW, lo que daría un sobrante igual de capacidad instalada para 1961. Las compañías bananeras no se dedican a vender energía fuera de sus fincas y dentro de éstas, en algunos casos, el servicio es limitado. El mercado restante, especialmente el de las llamadas poblaciones civiles,^{5/} no justificaría la instalación de plantas generadoras que pudieran abastecerlo económicamente.

B. Suministro actual de energía eléctrica en Chiriquí

La capacidad instalada en Chiriquí alcanzó 12 MW en septiembre de 1962 y la producción de energía fue de 27.8 millones de kWh en 1961. Esos valores corresponden a 60.8 vatios y a 145 kWh por habitante (cuadros 3 y 4)

Las principales plantas productoras de energía eléctrica pertenecen a Empresas Eléctricas de Chiriquí, Chiriquí Land Company, Dr. Arnulfo Arias, Municipalidad de Remedios e Instituto de Recursos Hidráulicos y Electrificación (IRHE). La planta propiedad del Dr. Arias, ubicada en la finca Arco Iris en Alto Lino, es la única que presta servicio exclusivamente privado.

^{5/} Con este nombre se denomina a las poblaciones localizadas fuera de las propiedades de las compañías bananeras.

DESARROLLO COMBINADO CHIRIQUI-GOLFITO

DETALLE DE LA CAPACIDAD INSTALADA, SEPTIEMBRE 1962

No.	Empresa propie- taria ^{a/}	Nombre de la planta	Capacidad instalada (kW)			Número y tamaño de las unidades
			Diesel	Hidro	Total	
<u>Costa Rica</u>						
1	CBCR	Golfito	1 770	-	1 770	1-600, 1-570, 2-300
2	CBCR	Palmar	923	-	923	1-333, 1-300 1-200, 1-90
3	CBCR	Coto	766	-	766	2-333, 1-100
4	CBCR	Piedras Blancas	95	-	95	1-50, 1-30, 1-15
5	CBCR	Finca Alajuela	90	-	90	3-30
6	CBCR	Finca Cartago	90	-	90	3-30
7	CBCR	Finca Jaloca	30	-	30	1-30
8	SICA (PRIV)	San Vito	250	-	250	2-125
9	Municipalidad	Puerto Cortés	166	-	166	2-83
10	Varios (PRIV)	Palmar Norte	103	-	103	23 unidades
11	R. Neilly	Villa Neilly	60	-	60	1-60
	Subtotal Golfito-Osa		<u>4 343</u>	-	<u>4 343</u>	<u>49-4 343</u>
<u>Panamá</u>						
12	E.E. de CH	Caldera	-	5 040	5 040	2-2 520
13	E.E. de CH	Dolega	-	800	800	2-400
14	E.E. de CH	Macho Monte	-	720	720	1-720
15	E.E. de CH	Boquete	-	320	320	1-250, 1-70
16	E.E. de CH	Armuelles	1 500	-	1 500	1-1 500
17	CHIRIQUILANCO	Armuelles	2 080	-	2 080	2-570, 1-340, 2-300
18	A. ARIAS (PRIV)	Arco Iris	-	1 080	1 080	2-540
19	Municipalidad	Remedios	85	-	85	1-85
20	IRHE	Las Lajas	23	-	23	1-23
21	IRHE	San Félix	30	-	30	1-30
	Subtotal Chiriquí		<u>3 718</u>	<u>7 960</u>	<u>11 678</u>	<u>18-11 678</u>
	Total Región Chiriquí-Golfito		<u>8 161</u>	<u>7 960</u>	<u>16 021</u>	<u>67-16 021</u>

a/ CBCR: Compañía Bananera de Costa Rica; SICA: Sociedad Italiana de Colonización Agrícola; E.E. de CH: Empresas Eléctricas de Chiriquí; CHIRIQUILANCO: Chiriquí Land Co.; IRHE: Instituto de Recursos Hidráulicos y Electrificación.

Cuadro 4

DESARROLLO COMBINADO CHIRIQUI-GOLFITO

ESTIMACION DE LA PRODUCCION ANUAL DE ENERGIA Y DE LAS DEMANDAS MAXIMAS
 DE LOS SISTEMAS SERVIDOS, 1961

País	Planta o sistema	Producción anual registrada o estimada (kWh)	Demanda máxima registrada o estimada (kW)
Costa Rica	Golfito	5 875 000 ^{b/}	920
Costa Rica	Palmar	1 885 000 ^{b/}	430
Costa Rica	Coto	1 418 000 ^{b/}	300
Costa Rica	Piedras Blancas ^{a/}	75 000	50
Costa Rica	Finca Alajuela ^{a/}	65 000	45
Costa Rica	Finca Cartago ^{a/}	65 000	45
Costa Rica	Finca Jaloca ^{a/}	15 000	15
Costa Rica	SICA	200 000	125
Costa Rica	Puerto Cortés ^{a/}	145 000	83
Costa Rica	Palmar Norte	78 000	35
Costa Rica	Villa Neilly ^{a/}	148 000	40
	Subtotal Golfito	<u>10 049 000</u>	<u>2 088</u>
Panamá	E. E. de Ch.	18 599 000 ^{b/}	4 100
Panamá	CHIRIQUILANCO	8 880 000 ^{b/}	1 650
Panamá	A. Arias	185 000	50
Panamá	Remedios ^{a/}	45 000	20
Panamá	Las Lajas (IRHE) ^{a/}	49 000	20
Panamá	San Félix (IRHE) ^{a/}	42 000	18
	Subtotal Chiriquí	<u>27 800 000</u>	<u>5 858</u>
	Total región Chiriquí Golfito	<u>37 849 000</u>	<u>7 946</u>

a/ Operación 6 horas por día.

b/ Valores reales de lecturas de instrumentos.

1. Empresas Eléctricas de Chiriquí

Las Empresas Eléctricas de Chiriquí (EE de CH) es de servicio público y la más importante de toda la región. Se ha formado por la compra y consolidación de otras empresas que operaban en la provincia de Chiriquí. Sus instalaciones cubren desde Boquete en el norte hasta Puerto Armuelles en el sur, y desde la población de Chiriquí al este hasta Progreso en el oeste. Esta empresa es dueña del servicio telefónico de la región, que sirve todo el interior de Panamá.

La capacidad instalada fue de 8 380 kW en 1962. Consta de cinco plantas generadoras, cuatro de las cuales son hidroeléctricas y la otra es diesel-eléctrica. Cuenta con una red de transmisión y subtransmisión a 33, 6.6 y 2.4 k . Esta red tiene una extensión de 300 km, que le ha permitido llevar la energía a muchos lugares de la provincia, en donde no resultaría económico si no recargaran las tarifas de las poblaciones de mayor tamaño.

La producción total de energía en 1961 fue de 18.6 millones de kWh. El consumo ascendió a 14.6 millones de kWh, que abastecieron a 7 948 abonados a un precio promedio de 5.0 centavos de dólar por kWh.

El valor del activo fijo en 1961.^{6/} fue de 4.7 millones de dólares, de los cuales corresponden 3.5 a plantas generadoras y líneas de transmisión y 1.2 a las redes de distribución, planta general y otros activos (cuadro 5). Considerando la capacidad generadora correspondiente a ese año, el costo por kW instalado en planta generadora y líneas de transmisión sería de 683 dólares. Este valor es elevado y la mayor parte de las obras de generación no son confiables en su funcionamiento, ya que las dos más grandes carecen de presas derivadoras apropiadas.

Además, no tienen embalse de regulación diaria. Las líneas de transmisión no han sido previstas con suficiente capacidad para prestar un servicio adecuado por muchos años. Esta situación del sistema generador-trasmisor primario es resultado principalmente de que la mayor parte de las ampliaciones fueron realizadas sin seguir un plan técnico debidamente coordinado. En 1961, las plantas operaron aisladamente no obstante que están

6/ Revaluación efectuada por la Comisión Nacional de Energía, Gas y Teléfonos.

Cuadro 5

DESARROLLO COMBINADO CHIRIQUI-GOLFITO

BALANCE DE SITUACION DE LAS EMPRESAS ELECTRICAS DE CHIRIQUI
AL 30 DE ABRIL DE 1962 a/
(Miles de dólares)

I. <u>Activo</u>		
1. <u>En Operación</u>		4 739
1. Plantas generadoras	2 385	
2. Líneas de transmisión	1 083	
3. Sistema de distribución	980	
4. Planta General y estudios	291	
2. <u>En construcción</u>		164
Total Activo		<u>4 903</u>
II. <u>Pasivo</u> ^{b/}		
1. <u>Capital</u>		1 601
2. <u>Deuda a largo plazo</u>		1 322
3. <u>Deuda a corto plazo</u>		249
4. <u>Depreciación</u>		1 383
5. <u>Documento giros y cuentas por pagar</u>		315
6. <u>Depósitos de consumidores</u>		33
Total Pasivo		<u>4 903</u>

a/ Información suministrada por E.E. de Chiriqui en sus oficinas de David.

b/ Relación de deuda a capital (2 + 3 + 5 + 6)/1: 54.5/45.5

/interconectadas,

interconectadas, excepto Boquete que sirve de planta de reserva. Por esta razón, para suplir la demanda máxima del sistema (4 100 kW) se contó con 6 880 kW en capacidad instalada y hubo necesidad de agregar 1 500 kW en Armuelles en 1962, para hacer frente al problema de capacidad firme y a la insuficiencia de las líneas de transmisión.

Las deficiencias de la red de distribución han sido estudiadas por consultores contratados por la EE de CH y su mejoramiento recién se ha iniciado y demanda fuertes inversiones.

El precio promedio de la energía es elevado y se justifica por las condiciones de las instalaciones de generación-transmisión ya mencionadas y al nivel alcanzado en el renglón de gastos administrativos. El Decreto-Ley número 31 del 27 de septiembre de 1958, que regula la operación de la industria eléctrica, establece que la EE de CH podría obtener hasta un 9.25 por ciento de rendimiento sobre la inversión inmovilizada. En 1961 éste fue de 2.29 por ciento. Para alcanzar el rendimiento autorizado en el mencionado Decreto-Ley, se hubieran tenido que elevar en un 32 por ciento las tarifas actuales (cuadro 6).

Esta empresa extendió sus servicios a Puerto Armuelles en el año de 1958. Hasta esa fecha, estuvo servido por la Chiriquí Land Co. Por razones de la capacidad de transmisión de las líneas que llevan la energía desde las plantas hidroeléctricas y por la falta de capacidad generadora adicional, fue necesario construir la planta diésel-eléctrica en Puerto Armuelles (1 500 kW). Esta planta inició operaciones en septiembre de 1962, aumentando la capacidad generadora del sistema hasta 8 380 kW, que representa, sobre la demanda máxima de 1961, un exceso de 104 por ciento.

2. Chiriquí Land Company

La Chiriquí Land Co. (Chirilanco) es la compañía local subsidiaria de la United Fruit Co. que atiende las actividades de producción de bananos en Panamá. Cuenta con dos divisiones. De un lado, la de Armuelles, que es la más importante en la actualidad y, del otro, la de Almirante, que está

Cuadro 6

DESARROLLO COMBINADO CHIRIQUI-GOLFITO

RESULTADOS ECONOMICOS DE LAS EMPRESAS ELECTRICAS DE CHIRIQUI, 1961^{a/}

1.	<u>Ventas de energía (kWh)</u>		<u>14 652 439</u>
2.	<u>Valor de las ventas de energía (miles de dólares)</u>		<u>733</u>
3.	<u>Gastos de explotación (miles de dólares)</u>		<u>656</u>
1.	Operación y Mantenimiento		113
a)	Plantas generadoras	34	
b)	Líneas de transmisión	18	
c)	Líneas de distribución	61	
2.	Depreciación		
a)	Plantas generadoras	113	223
b)	Líneas de transmisión	45	
c)	Líneas de distribución	65	
3.	Gastos administrativos y generales		320
4.	<u>Ingreso neto de explotación (miles de dólares) (2-3)</u>		77
5.	<u>Activo fijo en explotación (miles de dólares) b/</u>		4 739
6.	<u>Depreciación acumulada (miles de dólares) b/</u>		1 383
7.	<u>Inversión inmovilizada (miles de dólares) (5-6)</u>		3 356
8.	<u>Ingreso neto de explotación como porcentaje de la inversión inmovilizada ($\frac{4}{7} \times 100$)</u>		2.29
9.	<u>Ingreso neto para obtener un rendimiento del 9-1/4 por ciento sobre la inversión inmovilizada (miles de dólares)</u>		310
10.	<u>Diferencia entre ingreso neto para obtener 9-1/4 por ciento de la inversión inmovilizada y el valor real obtenido en 1961</u>		233
11.	<u>Porcentaje aumento tarifario para obtener 9-1/4 por ciento de rentabilidad ($10/2 \times 100$)</u>		31.8

a/ Información por la E.E. de Chiriquí en sus oficinas de David.

b/ Se ha tomado la cifra de abril 30 de 1962 por no contarse con datos al 31 de Diciembre de 1961.

/situada

situada en la costa Atlántica, entre la Laguna de Chiriquí y el río Sixao- la frontera con Costa Rica. Hasta hace algunos años, esta empresa tenía parte de sus plantaciones en Costa Rica, el llamado Distrito de Colorado.

Chirilanco cuenta con una sola planta de generación localizada en Puerto Armuelles, con 2 080 kW de capacidad instalada en unidades diesel- eléctricas. Abastece las actividades agrícola-industriales de la propia compañía y los servicios comunales y de sus empleados. Para estos últimos, el costo del servicio está incluido dentro del salario y se suministra de acuerdo con cuotas convencionales. En algunos es permitido excederse de dichas cuotas, siempre que se cubra el importe correspondiente.

La producción de energía eléctrica en 1961 fue de 8.9 millones de kWh, con una demanda máxima de 1 650 kW. No fue posible obtener información sobre el consumo directo de la compañía y la de los otros usuarios.

Hasta el año 1958, la Chirilanco operó como una empresa de servicio público en Puerto Armuelles. Posteriormente vendió sus instalaciones a la EE de CH, la que ha seguido distribuyendo la energía a los mismos precios que cobraba la Chirilanco, que son más bajos que los que cobra la EE de CH en el resto de la provincia.

El sistema de distribución de la Chirilanco opera con un voltaje de 2.4 kv en Armuelles y lugares aledaños, y de 14 kv en la red que cubre a todas sus fincas. Se extiende hasta la División de Colorado en Costa Rica, que se surte de energía producida en Armuelles. Desde 1959, hay libre importación de energía procedente de Panamá, la cual es necesaria para dotar de energía eléctrica a esas fincas.

La inversión total en electrificación de la Chirilanco fue de 421 000 dólares en 1961. Representa un valor de 202 dólares por kw instalado, incluyendo las obras de transmisión y de distribución.

3. Planta Hidroeléctrica de Alto Lino

Esta planta fue construida con la finalidad de abastecer de energía eléctrica a las industrias instaladas en esa localidad y que pertenecen a la misma persona. No cuenta con autorización de empresa de servicio público,

/que le permita

que le permita vender a otros consumidores. Su capacidad instalada es de 1 080 kWh, y se alimenta con el agua del río Pianista y otro pequeño río, ambos afluentes del Caldera. Su capacidad firme en el período seco se reduce notablemente. No se obtuvieron informes sobre su posible producción. En la actualidad no existe interconexión entre esta planta y la EE de CH, aunque sería fácil obtenerla a muy bajo costo.

4. IRHE y Municipio de Remedios

El Municipio de Remedios, localizado a unos 60 km de David, opera una planta diesel-eléctrica de 85 kW. El IRHE, entidad autónoma que tiene a su cargo el desarrollo de la electrificación en Panamá, presta servicio a las poblaciones de Lajas y San Félix por medio de dos plantas diesel-eléctricas (23 y 30 kW), aisladas entre sí. En esta misma forma, el IRHE atiende el servicio eléctrico de gran número de poblados en territorio panameño. Los consumos anuales de estas poblaciones son mínimos y, recientemente, el IRHE realizó un estudio para evaluar las posibilidades de interconectarlos al sistema de las Empresas Eléctricas de Chiriquí. El servicio que se da a estos pueblos está limitado a seis horas por día.

C. Suministro actual de energía eléctrica en Golfito-Osa

La capacidad instalada en la zona de Golfito-Osa fue de 4 343 kW en septiembre de 1962 y la producción de energía eléctrica en 1961 fue de 10.0 millones de kWh, que corresponden a 105 vatios y a 248 kWh por habitante. Estos valores son más elevados que los correspondientes a la provincia de Chiriquí (cuadros 3 y 4).

Además de la Compañía Bananera de Costa Rica, que es la mayor productora de energía eléctrica de la región, operan algunas pequeñas empresas de servicio público. Estas pertenecen a la Sociedad Italiana de Colonización Agrícola, la Municipalidad de Puerto Cortés, Ricardo Neilly y otros pequeños empresarios que operan en Palmar Norte. Existen además numerosas plantas diesel-eléctricas e hidroeléctricas de pequeño tamaño, con las que se alimentan las necesidades particulares del comercio y de fincas particulares.

1. Compañía Bananera de Costa Rica

La Compañía Bananera de Costa Rica (CBCR), con su división de Golfito constituye la única unidad productora de banano de esa empresa en Costa Rica. Dicha división consta de cuatro distritos: El Pozo, Esquinas, Coto y Colorado.

La Compañía cuenta con varias plantas generadoras de energía eléctrica que abastecen las necesidades de las actividades agrícola-industriales de la Compañía, la de sus empleados y las de algunos clientes particulares de las poblaciones vecinas a sus fincas.

En años anteriores esta compañía vendía energía eléctrica producida en sus plantas a las poblaciones civiles.

La demanda máxima total fue de 1 805 kW. La capacidad instalada total es de 3 764 kW. El factor de utilización asciende a 28.4 por ciento, ya que la generación total alcanzó a 9.4 millones de kWh en 1961.

En Palmar (división El Pozo) existe una planta diesel-eléctrica de 923 kW, que en 1961 produjo 1.9 millones de kWh. Tiene líneas de transmisión a 2.4 kv que llevan energía a las fincas vecinas.

El distrito de Esquinas cuenta con plantas diesel-eléctricas de diferentes tamaños que alimentan las fincas en producción de ese distrito. Esas plantas totalizan 305 kW y en 1961 produjeron 0.2 millones de kWh. Las líneas de transmisión entre las fincas operan a 2.4 kv.

En Coto opera una planta de 766 kW, que alimenta diversas fincas de este distrito, por medio de líneas a 14 kv. Esta planta produjo 1.4 millones de kWh en 1961. A siete km de donde está ubicada la planta, se localiza la población de Villa Neilly.

En Golfito la capacidad instalada es de 1 770 kW en una planta diesel-eléctrica, que produjo 5.9 millones de kWh en 1961. Este es el centro de consumo más importante de esta región.

2. Otras empresas de servicio público

San Vito de Java se abastece de energía producida en una planta diesel-eléctrica de 250 kW, cuya propietaria es la Sociedad Italiana de Colonización Agrícola (SICA). En 1961 produjo 0.3 millones de kWh.

La Municipalidad de Puerto Cortés distribuye energía a esa misma población, generada por una planta diesel-eléctrica de 166 kW, que produjo 145 000 kWh en 1961. Presta servicio únicamente durante seis horas por día.

Palmar Norte constituye una población civil, localizada en la margen derecha del río Térraba. Esta población está servida por 23 plantas diesel-eléctricas que totalizan 103 kW. La producción de esas plantas fue de 78 000 kWh en 1961.

Villa Neilly está actualmente servida por una planta diesel-eléctrica de 60 kW, propiedad de Ricardo Neilly. En 1961 produjo 148 000 kWh, operando seis horas por día.

D. Tarifas de venta de energía eléctrica

Las tarifas de venta de energía eléctrica de la región tienen una estructura diferente para todas las empresas que operan en ella y sus niveles son bastante elevados (cuadro 7). Esos niveles son el resultado de las altas inversiones realizadas; lo reducido de la escala de las obras de producción y su poca utilización; los altos costos de producción de las plantas generadoras; y el escaso volumen operativo de las unidades productoras. Dichos niveles representan, en el caso de las empresas de servicio público de ambos países, rentabilidades equivalentes a un 10 por ciento de la inversión inmovilizada, excepto en la EE de CH. Los niveles de precios más bajos corresponden a las empresas bananeras. Los niveles tarifarios aplicados en la actualidad corresponden a valores más elevados que los promedios existentes en las repúblicas de Panamá y Costa Rica en ese mismo año. Con los niveles promedio vigentes para los precios de la energía en la región, cualquier empresa industrial de mediano tamaño preferirá el autoabastecimiento.

E. Costos de producción de energía

Los costos de producción de la energía en los bornes de las plantas diesel-eléctricas de las empresas bananeras o en la barra primaria de las subestaciones de la EE de CH para 1961, corresponden a 2.17 y 2.65 centavos por kWh respectivamente. (cuadros 8 y 9). El primero es calculado sobre la base de un 7 por

VALOR DE LA ENERGIA PARA CONSUMOS TIPICOS MENSUALES, SERVICIO CON MEDIDOR

(Dólares)

Referencia o empresa	Consumo residencial/mes			Consumo no residencial/mes		
	20 kWh	100 kWh	200 kWh	200 kWh	600 kWh	1 000 kWh
Costa Rica						
C.B.C.R. ^{a/}	0.60	3.00	6.00	6.00	21.00	45.00
SICA (San Vito) ^{b/}	1.18 ^{c/}	5.89 ^{d/}	11.77 ^{e/}	12.64 ^{e/}	37.92 ^{f/}	63.20 ^{g/}
Municipio Puerto Cortés ^{h/}	1.96 ^{c/}	9.47 ^{d/}	19.64 ^{e/}	14.71 ^{e/}	44.13 ^{f/}	73.55 ^{g/}
Villa Neilly ^{h/}	1.72	8.60	17.20	13.60	40.80	68.00
Panamá						
Chiriquilanco ^{a/}	0.60	3.00	6.00	6.00	21.00	45.00
E. E. de Chiriquí ^{i/}	2.05 ^{i/}	8.80 ^{i/}	11.50 ^{i/}	18.00	30.80	42.80

a/ Servicio de 24 horas diarias, restringido a un número escogido de consumidores ajenos a la Compañía. Se aplica también a los trabajadores y empleados de la Compañía para pagar los excesos sobre las cuotas asignadas.

b/ Servicio de 11 horas diarias;

c/ 100 watts, carga conectada

d/ 500 watts, carga conectada

e/ 1 000 watts, carga conectada

f/ 3 000 watts, carga conectada

g/ 5 000 watts, carga conectada

h/ Servicio de 24 horas diarias

i/ Tarifa 2-R (para alumbrado, refrigeración y estufa, residenciales)

j/ Tarifa 4-C (para fines industriales)

Cuadro 8

ESTIMACION DE COSTOS DE PRODUCCION PLANTAS DIESEL ELECTRICAS DE LA COMPAÑIA
 BANANERA DE COSTA RICA Y DE LA CHIRIQUI LAND CO., 1961 a/

(Dólares)

Referencia	Golfito	Palmar	Coto	Chiriqui lanco	Totales
1. <u>Capacidad instalada kW</u>	1 770	923	766	2 080	5 539
2. <u>Número de unidades</u>	4	4	3	5	16
3. <u>Producción de energía</u> (miles kWh)	5 875	1 885	1 418	8 880	18 058
4. <u>Gastos fijos de explotación</u>					
Planillas	21 567	11 964	7 729	20 908	62 168
Reparaciones	12 464	3 983	17 876	36 239	70 562
Suministros	3 496	2 479	2 056	6 726	14 757
Depreciación (5 por ciento) a/	13 275	6 923	5 745	15 600	41 543
Rentabilidad de la in- versión (7 por ciento) a/	18 585	9 692	8 043	21 840	58 160
Total gastos fijos	<u>69 387</u>	<u>35 041</u>	<u>41 449</u>	<u>101 313</u>	<u>247 190</u>
5. <u>Gastos variables de explotación</u>					
Combustible	45 019	17 259	13 777	67 238	143 293
Total gastos de explotación	114 406	52 300	55 226	168 551	390 483
6. <u>Valor estimado de la instalación</u>					
C\$150 kW instalado a/	265 500	138 450	114 900	312 000	830 850
7. <u>Costo por kWh generado</u> (centavos de dólar)					
Fijo	1.18	1.86	2.92	1.14	1.37
Variable (combustible)	0.77	0.92	0.97	0.76	0.80
Total	1.95	2.78	3.89	1.90	2.17
8. <u>Factor de utilización</u> <u>anual (porcentaje)</u>	.38	.23	.21	.49	.37

a/ Toda la información obtenida de las oficinas de la CBCR en Golfito y de la Chiriqui Lanco en Almirante excepto las partidas marcadas con a/ que han sido estimadas.

Cuadro 9

ESTIMACION DE COSTOS DE PRODUCCION DEL SISTEMA GENERADOR-TRASMISOR PRIMARIO DE EMPRESAS ELECTRICAS DE CHIRIQUI, 1961 a/

1. <u>Capacidad instalada (kW)</u>	<u>6 880</u>
Planta hidro Caldera 5 040	
Planta hidro Dolega 800	
Planta hidro Machomonte 720	
Planta hidro Boquete 320	
2. <u>Producción de energía (kWh)</u>	18 599 000
3. <u>Factor de utilización (por ciento)</u>	31
4. <u>Activo fijo (dólares) al 30/4/62</u>	<u>2 597 522.51</u>
Plantas generadoras	2 385 522.51
Obras de transmisión	212 000.00
Línea Caldera-Dolega-David 99 000.00	
Subestación Reductora David 113 000.00	
5. <u>Depreciación acumulada (dólares) al 30/4/62</u>	<u>652 463.64</u>
Plantas generadoras	594 463.64
Obras de transmisión	58 000.00
6. <u>Activo fijo neto (dólares) al 30/4/62 (3-4)</u>	<u>1 945 058.87</u>
7. <u>Capital de trabajo (dólares)(3.5 por ciento del activo fijo)</u>	<u>90 913.00</u>
8. <u>Activo inmovilizado (dólares) al 30/4/62 (6-7)</u>	<u>2 035 971.87</u>
9. <u>Gastos de explotación: (dólares)</u>	<u>279 740.99</u>
Operación y mantenimiento plantas generadoras	34 141.29
Operación y mantenimiento obras de transmisión	7 500.00
Gastos generales y administrativos	118 292.98
Depreciación	119 806.72
10. <u>Rentabilidad de la empresa (9.25 por ciento sobre activo inmovilizado) (dólares)</u>	<u>188 327.40</u>
11. <u>Costos totales de producción (dólares)</u>	<u>468 068.39</u>
12. <u>Costo por kWh generado (centavos de dólar)</u>	2.52
13. <u>Costo por kWh entregado en subestación (5 por ciento de pérdidas) (centavos de dólar)</u>	2.65

a/ A base de información suministrada por E. E. de Chiriquí en sus oficinas de David.

/ciento de

ciento de la inversión total y el segundo con el 9.25 por ciento de la inversión inmovilizada. Estos valores de rendimiento resultan, en este caso, prácticamente equivalentes.

En estos casos los costos de la energía producida en plantas hidroeléctricas son 22 por ciento mayores que en las diesel-eléctricas.

IV. MERCADO DE ENERGIA

A. Consideraciones generales

El desarrollo inmediato del mercado de energía eléctrica de la región Chiriquí-Golfito está íntimamente relacionado con el crecimiento sostenido de la producción bananera y con la adopción de una política de suministro que tienda al mejoramiento de la calidad, precio y extensión del servicio no sólo para las actividades actuales, sino también para impulsar un proceso de diversificación económica en la región.

No obstante la reducción de las actividades bananeras, el consumo de energía eléctrica de las empresas ha venido creciendo en los últimos diez años, por una mayor mecanización de los procesos de producción y por el aumento del consumo residencial dentro de las fincas bananeras. Esto se ha traducido en que la producción de energía eléctrica respecto a cada racimo de banano exportado ha variado de 0.75 kWh en 1952 a 1.53 en 1961 (cuadro 10).

En las zonas situadas fuera de las fincas bananeras, el potencial de consumo es relativamente grande. Sin embargo, hasta ahora no se ha manifestado por las condiciones de precios existentes y por las características de calidad en el servicio, así como por las limitaciones de extensión geográfica de los servicios.

B. Desarrollo del mercado

La producción total de energía en la región alcanzó a 37.8 millones de kWh en 1961, de los cuales corresponden 18.6 a las Empresas Eléctricas de Chiriquí 8.9 a la Chirilanco y 9.4 a la Compañía Bananera de Costa Rica (cuadros 4 y 11).

La Empresa Eléctrica de Chiriquí ha logrado aumentar su producción en un 190 por ciento de 1952 a 1961, a base principalmente de extender sus servicios a nuevas zonas. La tasa de crecimiento anual promedio es de 12.6 por ciento y produjo la mitad de energía de la región Chiriquí-Golfito en 1961. En este mismo año el crecimiento fue sólo de 4.1 por ciento, lo que refleja que la empresa ha cubierto los mayores mercados potenciales de la provincia.

DESARROLLO COMBINADO CHIRIQUI-GOLFITO

PRODUCCION DE ENERGIA ELECTRICA Y EXPORTACIONES DE BANANOS
1952-1961

Año	Chiriquí Land Company		Compañía Bananera de Costa Rica		Total		
	Exportaciones de banano (miles de racimos)	Producción de energía eléctrica (miles de kWh)	Exportaciones de banano (miles de racimos)	Producción de energía eléctrica (miles de kWh)	Exportaciones de banano (miles de racimos)	Producción de energía eléctrica (miles de kWh)	kWh por racimo exportado
1952	4 780	3 866	8 195	5 938	12 975	9 804	0.75
1953	5 689	4 156	7 161	6 165	12 850	10 321	0.80
1954	6 306	4 453	7 128	6 870	13 434	11 323	0.84
1955	6 629	4 843	6 349	6 811	12 978	11 654	0.90
1956	5 733	5 087	4 569	7 301	10 302	12 388	1.20
1957	7 401	5 494	6 690	7 855	14 091	13 349	0.95
1958	7 407	6 502 ^{a/}	6 271	7 967	13 678	14 469	1.05
1959	7 320	7 338	4 496	8 082	11 816	15 420	1.31
1960	7 757 ^{b/}	8 274	4 931	8 691	12 688	16 965	1.34
1961	6 629	8 880	5 265 ^{c/}	9 398	11 894	18 278	1.53

a/ Hasta este año servía la población civil de Puerto Armuelles.

b/ Hasta el año 1960 se incluyen las exportaciones del Distrito de Colorado (Costa Rica)

c/ Incluye el Distrito de Colorado.

Cuadro 11

DESARROLLO COMBINADO CHIRIQUI-GOLFITO

PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LAS PRINCIPALES EMPRESAS ELÉCTRICAS DE LA REGIÓN, 1952-1961

(Miles de kWh)

Año	E. E. de Ch. ^{b/}	Chiriquilanco ^{c/}	C.B. de C.R. ^{d/}	Total	Porcentaje de aumento anual ^{a/}
1952	6 400	3 866	5 938	16 204	6.1
1953	6 850	4 156	6 165	17 171	11.0
1954	7 740	4 453	6 870	19 063	4.7
1955	8 300	4 843	6 811	19 954	8.3
1956	9 250	5 087	7 301	21 638	12.6
1957	11 000	5 494	7 855	24 349	12.3
1958	12 900	6 502	7 967	27 369	16.7
1959	16 500	7 338	8 082	31 920	9.1
1960	17 860	8 274	8 691	34 825	5.4
1961	18 599	8 880	9 398	36 877	

- ^{a/} Crecimiento promedio del período 1952-1961, 9.6 por ciento; crecimiento promedio del período 1958-1961, 10.5 por ciento (los crecimientos al interés compuesto).
- ^{b/} Empresas Eléctricas de Chiriquí. Crecimiento promedio del período 1952-1961, 12.6 por ciento; crecimiento promedio del período 1958-1961, 13.0 por ciento.
- ^{c/} Chiriquí Land Co. Crecimiento promedio del período 1952-1961, 9.7 por ciento; crecimiento promedio del período 1958-1961, 10.9 por ciento.
- ^{d/} Compañía Bananera de Costa Rica. Crecimiento promedio del período 1952-1961, 5.2 por ciento; crecimiento período 1958-1961, 5.6 por ciento.

/Sin embargo

Sin embargo, principalmente por razones de precio, la utilización de energía es limitada en el sector residencial. Las Empresas Eléctricas de Chiriquí y la Chirilanco sirven en la actualidad alrededor de 10 000 abonados residenciales, que representan el 26 por ciento de los posibles consumidores de toda la provincia.

La Chirilanco aumentó en 130 por ciento la producción de energía en el período 1952-1961, a pesar de haber trasladado a la Empresa Eléctrica de Chiriquí el importante centro consumidor de la población civil de Puerto Armuelles. La tasa anual de crecimiento promedio en el período fue de 10.9 por ciento. Ese valor se redujo al 7.3 por ciento en 1961.

La CBCR aumentó su producción en un 58 por ciento en el período 1952-1961, creciendo a un ritmo anual promedio de 5.2 por ciento, que es inferior al de las otras empresas. Sin embargo, aumentó un 8.1 por ciento en 1961. El potencial de consumo residencial es considerable, especialmente en las fincas, lo que refleja el crecimiento ocurrido en el último año.

La producción de energía de estas tres empresas ha aumentado a una tasa promedio de 10.5 por ciento, ascendiendo de 16.2 millones de kWh en 1952 a 36.9 en 1961. Durante este período se llenó un déficit acumulado en la demanda de energía, especialmente al otorgarse servicio eléctrico a los empleados de las compañías bananeras. El ritmo de crecimiento se redujo a un 5.4 por ciento en 1961, a pesar del considerable mercado potencial de energía que podría ser atraído con la extensión del servicio a otras poblaciones o por la reducción de los niveles tarifarios.

El análisis del desarrollo del mercado se ha basado únicamente en las series de producción de las empresas que operan en la región. No fue posible obtener información sobre otros aspectos importantes relativos al consumo, que hubieran facilitado un mayor análisis.

C. Necesidades de potencia y energía de la región Chiriquí-Golfito

Las necesidades de energía para toda la región hasta 1980 se han estimado con base en una tasa de crecimiento acumulativo del 10 por ciento. Este valor es ligeramente inferior al observado en el período 1952-1961. Para la anterior estimación se ha supuesto un aumento moderado en la producción bananera y la adopción de un programa de obras de electrificación que permita mejorar las condiciones actuales de suministro y la extensión de los servicios eléctricos a nuevas regiones.

/En esta estimación

En esta estimación no se han considerado grandes consumos industriales, puesto que el único caso que podría preverse sería el de la planta de concentración de jugos de naranja que a plena capacidad demandará en 1972 la operación continua de una planta de 5 000 kW. Esta instalación funcionará únicamente durante la época seca, período en que se reduce el caudal de los ríos que alimentan las centrales generadoras. Estará inactiva el resto del año. En los estudios que realizan los consultores que diseñan esta planta industrial, se considera fundamental el autoabastecimiento de energía eléctrica. Sin embargo, esa instalación podría fácilmente ser incorporada dentro del sistema generador que podría existir en la región para esa fecha.

Debe tenerse presente que tampoco se ha tenido en cuenta la carga potencial que pudiera resultar de electrificar las bombas de irrigación, de drenaje, de distribución del caldo bordelés y otras máquinas, que son en la actualidad operadas con motores diesel-eléctricos acoplados directamente a los equipos respectivos en las fincas bananeras. Habría que hacer estudios económicos para cada caso, justificando la inversión requerida para cambiar a motor primario eléctrico.

Las necesidades de energía alcanzarían a 91.1 millones en 1970 y a 236.4 millones en 1980, con valores de demanda de potencia máxima anual de 19 y 53 MW, respectivamente. Estos últimos valores han sido calculados con base en un factor de carga anual descendiente, fenómeno que generalmente se presenta al desarrollarse el mercado (cuadro 12 y lámina 2). Se ha supuesto que el crecimiento de las necesidades en la provincia de Chiriquí y en la región de Golfito aumentarán al mismo ritmo.

Los valores de producción de energía y capacidad instalada por habitante que se alcanzarían en 1970 corresponden aproximadamente al promedio de la República de Panamá en 1959. Los de 1980 corresponden al nivel de la zona central de Costa Rica en 1960, región que alcanzó en ese año los mayores consumos por habitante del Istmo Centroamericano (cuadro 13).

Cuadro 12

DESARROLLO COMBINADO CHIRIQUI-GOLFITO

ESTIMACION DE LAS NECESIDADES FUTURAS DE ENERGIA ELECTRICA, 1961-1980

Año	Producción requerida en plantas generadoras (kWh) ^{a/}	Demanda máxima en planta generadora (kW)	Factor de carga anual del Sistema interconectado (Porcentaje)
1961	38 658 000	7 500	59
1965	56 599 000	10 320	57
1970	91 152 000	18 950	55
1975	146 801 000	31 600	53
1980	236 424 000	53 000	51

^{a/} Crecimiento asumido, 10 por ciento anual al interés compuesto.

Cuadro 13

DESARROLLO COMBINADO CHIRIQUI-GOLFITO

DESARROLLO DE LA ELECTRIFICACION EN LA REGION CHIRIQUI-GOLFITO
VALORES COMPARATIVOS CON OTROS SISTEMAS

Año	Sistema o región	Producción de energía (kWh/habitante/año)	Demanda máxima (Vatios/habitante)
1961	Chiriquí-Golfito	166	32
1970	Chiriquí-Golfito	297	62
1980	Chiriquí-Golfito	556	125
1959	Panamá	228	58.7 <u>a/</u>
1959	Panamá (Provincias de Panamá y Colón)	384	89 <u>a/</u>
1961	Panamá (Provincias de Panamá y Colón)	402	106 <u>a/</u>
1961	Costa Rica	343	101 <u>a/</u>
1960	Costa Rica (Zona Central)	537	127
1959	Guatemala	67	20 <u>a/</u>
1959	El Salvador	93	29.3 <u>a/</u>
1959	Honduras	46	16.4 <u>a/</u>
1959	Nicaragua	123	52.8 <u>a/</u>

a/ Corresponde a la capacidad instalada por habitante.

D. Variaciones de la curva de potencia

Durante el período seco, diciembre a abril, el consumo de energía tiende a ser mayor por causa del más alto uso de aire acondicionado y de coincidir con la época de cosechas anuales y el consiguiente incremento en la actividad industrial y comercial. Diciembre se destaca como el mes de mayor demanda de potencia, ya que es el de mayor actividad comercial e industrial.

Durante la semana, los días de lunes a viernes tienen usualmente los mismos requerimientos de potencia y energía, descendiendo el sábado y, aún más, el domingo.

Las curvas de carga típica muestran ciertas diferencias entre los períodos secos y los de lluvia (lámina 2). Durante el período seco las mayores temperaturas obligan a un mayor consumo de energía en los aparatos de aire acondicionado instalados en la región, lo que produce la principal diferencia con la curva del período de lluvias. La demanda máxima ocurre una hora más temprano en el período de lluvias que en el seco (19 y 20 horas). Las curvas muestran marcada influencia del consumo residencial, ya que los picos de las 6 y de las 11 horas se producen al coincidir esta carga con la industrial. El pico máximo es producido conjuntamente por la carga industrial continua, la residencial y el alumbrado. Las curvas de carga diaria, usadas en este estudio, son producto de la integración ponderada de las curvas de los diversos sistemas de la región. El factor de carga diario del período seco es del 67 por ciento y el del período de lluvias es de 64 por ciento. Corresponden a días de demanda normal máxima durante la semana.

Como ha ocurrido en otros sistemas del Istmo Centroamericano, ha sido supuesto que para el período comprendido hasta 1972 no ocurrirán cambios notables en los patrones de consumo, que hagan diferir notablemente las variaciones de la curva de potencia de los valores asumidos, que han sido usados en el planeamiento del sistema generador transmisor del desarrollo combinado.

V. RECURSOS PARA LA PRODUCCION DE ENERGIA ELECTRICA

A. Antecedentes

La región Chiriquí-Golfito cuenta con numerosos recursos hidráulicos susceptibles de ser aprovechados en la producción de energía eléctrica. Si se considera que los recursos de la vertiente del Caribe podrían producir energía fácilmente transportable a esta región, puede calificársele como una de las mejor dotadas del Istmo Centroamericano. En efecto, sobre la vertiente del Pacífico se localizan, del lado de Panamá, los ríos Chiriquí Viejo, Chico, David, Chiriquí, San Félix y Tabasará y en la zona de Costa Rica los ríos Grande de Térraba, que es el de mayor área tributaria del país, Esquinas y Coto. Sobre la vertiente del Caribe se cuenta con el río Sixaola, que en su cuenca inferior sirve de frontera entre Panamá y Costa Rica, y con el Changuinola, que es el de mayor caudal de los ríos panameños.

Ninguno de estos recursos han sido objeto de una evaluación completa en su conjunto y no se dispone de información básica para la mayor parte de ellos.

El Instituto de Recursos Hidráulicos y Electrificación de Panamá (IRHE) inició la recolección de datos sobre caudales, precipitación, temperatura, evaporación y la preparación de mapas básicos de los ríos de mayor interés del país, que pudieren utilizarse fundamentalmente en la producción de energía eléctrica y riego. Los ríos a que les dió mayor importancia en esta región fueron el Chiriquí Viejo, el Chiriquí, el Chico y el Changuinola. Se instalaron en varios sitios estaciones fluviométricas y numerosas estaciones meteorológicas. Por otra parte, desde hace bastante tiempo, las compañías bananeras y otras empresas particulares han recogido datos meteorológicos, que completan series, en algunos casos, con más de 30 años de información.

Además, el Instituto Geodésico Interamericano ha preparado mapas básicos con curvas de nivel cada 20 metros a una escala 1:50 000, que comprenden la mayor parte de las cuencas del río Chiriquí, Chico y David. El IRHE preparó mapas, a escala 1: 25 000 con curvas a 10 metros, de las cuencas superiores de esos mismos ríos y el Chiriquí Viejo.

/El Instituto

El Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) inició en 1960 un programa de recolección de información básica en esta zona. Ha concentrado sus esfuerzos en el río Grande de Térraba y sus afluentes, especialmente el Coto Brus.

La Compañía Bananera de Costa Rica ha venido recogiendo datos sobre precipitación, temperatura y evaporación en varias de las estaciones ubicadas en sus fincas, desde 1930.

En estudio preliminar de evaluación de los recursos hidráulicos en la República de Panamá^{7/}, tuvo como objeto principal señalar proyectos hidroeléctricos de costo favorable de construcción que permitieran abastecer las diversas regiones del país. Para llenar los requerimientos de energía eléctrica de la provincia de Chiriquí, llamada región occidental, se estudiaron en forma preliminar los desarrollos de la cuenca superior del río Chiriquí Viejo y el río Caldera, afluente del Chiriquí. Se señaló un proyecto sobre este último río, denominado Proyecto Cochea, como la alternativa más conveniente para desarrollo inmediato. Sin embargo, cabe destacar que no comprende un planeamiento general del posible aprovechamiento total de cada uno de los ríos estudiados.

La EE de CH ha efectuado algunos estudios que han cubierto únicamente una sección del río Caldera, sin tomar en cuenta el resto del recurso.

El Instituto Costarricense de Electricidad ha iniciado la evaluación de algunos de los afluentes del río Coto Brus, especialmente el río Negro, con el fin de abastecer de energía a la región de Golfito.

La Compañía Bananera de Costa Rica efectuó estudios preliminares de las posibilidades de aprovechar las aguas del río Grande de Térraba en la producción de energía eléctrica para esta región. Sin embargo, los proyectos económicos en la sección inferior de este río son mayores a 100 MW, cifra que muchas veces es superior a las necesidades actuales de energía de toda la región Chiriquí-Golfito.

7/ Realizado para el IRHE por Harza Engineering Company Appraisal Survey of Hydroelectric Power Resources in the Republic of Panama, 1958.

El río Chiriquí es el recurso que cuenta con la mejor y más amplia información básica de los de toda la región y es susceptible de ser desarrollado en forma flexible por medio de proyectos de bajo costo que guardarían proporción con las necesidades actuales del mercado. Además, está alimentado por líneas eléctricas que facilitarían la construcción de esas obras de generación. Las plantas más importantes de la EE de CH utilizan agua de sus afluentes.

La Misión Centroamericana de Electrificación realizó una evaluación del posible desarrollo del río Chiriquí con base en la información disponible y considerando la utilización de sus aguas principalmente en la producción de energía.

B. El río Chiriquí como recurso para la producción de energía eléctrica

1. Alcance y objetivos del estudio realizado por la Misión

Los objetivos fundamentales perseguidos con el estudio general de evaluación de los recursos para la producción de energía de la cuenca del río Chiriquí efectuado por la Misión, fueron los siguientes:

- a) Evaluar las posibilidades alternativas de desarrollo del río principal y sus afluentes por medio de obras para la producción de energía;
- b) Comparar el potencial económicamente utilizable con los requerimientos del mercado de la región Chiriquí-Golfito;
- c) Determinar la mejor forma de realizar el aprovechamiento del recurso en su conjunto y señalar el proyecto más favorable para ser desarrollado a corto plazo;
- d) Fijar orientaciones que puedan servir en los estudios e investigaciones que conduzcan al mejor aprovechamiento futuro de este recurso; y
- e) Señalar las mejoras que fuera indispensable hacer en las instalaciones de generación existentes, si su utilización futura formara parte de la solución más ventajosa para su desarrollo.

El alcance del trabajo estuvo limitado por varios factores. Entre ellos, los datos que dispuso la Misión y el corto período utilizado para realizarlo. Cabe reconocer la valiosa y amplia participación del IRHE, tanto por la preparación de información básica como por haber facilitado a la Misión los servicios de personal técnico.

2. Descripción de la cuenca del río Chiriquí

El río Chiriquí está situado en la parte suroccidental de la República de Panamá. Desemboca en el Océano Pacífico, en un punto situado a 10 km del lado sur de la ciudad de David. El área de su cuenca, a la altura del puente sobre la Carretera Panamericana, es de 1 390 kilómetros cuadrados (lámina 1).

El río se origina en la cordillera de Talamanca, a unos 2 500 metros sobre el nivel del mar, y recorre alrededor de 70 kilómetros antes de desembocar en el Océano Pacífico. Sus principales afluentes son, por su margen izquierda, el Chiriquicito, el Caldera, el Cochea y el Dolega. Por su margen derecha, los afluentes son menos importantes, y sólo merece destacarse el Gualaca (Apéndice 1 lámina 11). Las plantas hidroeléctricas de Caldera (5 040 kW) y Cochea (800 kW), propiedad de la EE de CH, usan aguas del río Caldera. La segunda utiliza, además, el Cochea.

Los regímenes de lluvia difieren en la parte alta de su cuenca y en las zonas bajas, principalmente por estar mejor definido el período seco en estas últimas.

Los principales ríos de la cuenca, aptos para ser desarrollados económicamente en la producción de energía, son el río principal y el Caldera. En ellos se encuentran condiciones muy favorables entre las elevaciones 1 000 y 200 metros sobre el nivel del mar. A niveles más bajos, la pendiente es muy pequeña y no existen condiciones apropiadas que permitan el desarrollo de un proyecto de caída concentrada con formación de un embalse estacional. Por falta de mapas de la cuenca superior del Chiriquí, no se hizo el estudio del desarrollo del río principal a elevaciones mayores de 1 000 metros. Sin embargo, las ventajas que ofrece la construcción de un embalse de regulación

/estacional en el

estacional en el sitio llamado Hornito a esa elevación, hace que los proyectos que puedan ser desarrollados a elevaciones superiores estén condicionados a este hecho. Si existieran proyectos económicamente justificables a elevaciones superiores, su desarrollo podría efectuarse en forma totalmente independiente de los proyectos considerados aguas abajo.

Los ríos Chiriquí y Caldera, que se unen a 225 metros sobre el nivel del mar, corren por cauces cuya separación aumenta progresivamente, lo que no permite un desarrollo económico conjunto de sus aguas. Sus caudales individuales son significativos y la pendiente es bastante fuerte, lo que los hace muy favorables para su utilización en la producción de energía por medio de proyectos relativamente sencillos.

3. Uso actual de las aguas

Las aguas del río Chiriquí se utilizan principalmente en la producción de energía eléctrica en las plantas de Caldera y Dolega (Apéndice 1, lámina 7). En menor escala se utilizan en riego en la región de Boquete en la parte baja de la cuenca.

La planta de Caldera toma las aguas del río de ese mismo nombre a una elevación de 967 metros y las conduce por medio de un canal de 4 kilómetros de longitud y una tubería de presión corta hasta la casa de máquinas, situada en la margen izquierda de uno de los brazos del río Cochea. Esta planta, carece de presa de derivación apropiada, su canal está sin revestir y no cuenta con un embalse que le permita regular diariamente la producción de energía.

La planta de Dolega tiene su toma de aguas sobre el río Cochea, a 290 metros de elevación, cuyo caudal ha sido aumentado con las aguas del Caldera, después del desfogue de la planta de este mismo nombre. La conducción se realiza por medio de un canal abierto y una tubería de presión corta, con la casa de máquinas sobre el río Dolega, afluente del David. Esta planta será ampliada en el curso de 1963, agregando dos unidades de 115 kW cada una. No tiene presa derivadora y su canal no está revestido.

El desvío de las aguas del Caldera, primero hacia el río Cochea y, luego, la de éstos hacia el David, realizada con la finalidad de utilizarlas en la generación de energía, ha sido hecha sin haber efectuado un estudio completo de la mejor utilización de las aguas, vista la cuenca como un conjunto. Esta práctica, en muchos casos, ha llevado a inutilizar el aprovechamiento de un recurso como éste.

El estudio realizado por la Misión se ha limitado a la posible utilización de las aguas del Chiriquí en la producción de energía, no contemplándose su uso en riego para nuevas zonas agrícolas que puedan desarrollarse, o adicionales a las existentes en Boquete y las tierras bajas. Se considera necesario un estudio exhaustivo de las necesidades de riego en la zona y determinar, si se realizaran, su efecto sobre los caudales de los ríos utilizados en la producción de energía.

4. Información disponible

a) Hidrología. Para el estudio realizado se dispuso de la siguiente información hidrológica suplida por el IRHE:

Datos pluviométricos (Apéndice 1, lámina 11)

- Precipitación registrada en las fincas bananeras de la División de Armuelles. Las series más largas cubren el período 1928-1961.
- Lluvias en la estación David, sobre la cuenca del Chiriquí, año 1961.
- Lluvias en Hornito, años 1958 a 1961, cuenca del Chiriquí.
- Lluvias en planta de Caldera, años 1958 a 1961, cuenca del Chiriquí.
- Lluvias en la población de Caldera, años 1956 a 1958, cuenca del Chiriquí.
- Lluvias en Potrerillos Arriba, años 1956 a 1958, cuenca del Chiriquí.
- Lluvias Alto Lino, años 1954 a 1960, cuenca del Chiriquí.
- Lluvias en Cerro Punta, años 1945 a 1960.

Datos hidrométricos (Apéndice 1, lámina 11)

- Río Cochea en Dolega, año 1958.
- Río Caldera en Boquete, año 1957 a 1962.
- Río Chiriquí en Paja de Sombrero, años 1957 a 1961.
- Río Chiriquí en Hornito, de enero a mayo de 1959.
- Río Cochea en planta de Caldera, años 1959 a 1962, de enero a abril.

Información de la estación limnigráfica sobre el río Chiriquí, en David, con datos completos del período 1956 a 1962.

/b) Mapas

b) Mapas. El IRHE suplió los siguientes mapas, a escala 1: 50 000 y curvas de nivel cada 20 metros, que fueron preparados por el Servicio Geodésico Interamericano:

David - Hoja 3741 - III Serie E 762

Boquete - Hoja 3742 - III Serie E 762

Gualaca - Hoja 3741 - IV Serie E 762

c) Costos. El IRHE suministró información sobre salarios promedio de operarios de construcción en Panamá y datos sobre costos de construcción estimados para el proyecto hidroeléctrico la Yeguada, cuya construcción se iniciará en breve plazo para adicionar de energía eléctrica a las provincias centrales, que será operado por ese mismo organismo.

d) Información sobre otros estudios. Fueron considerados algunos proyectos planteados por el IRHE y una alternativa similar a la señalada por las Empresas Eléctricas de Chiriquí para la utilización del Caldera. Además, el IRHE suministró el estudio "Appraisal Survey of Hydroelectric Resources in the Republic of Panama" preparado por Harza Engineering Co. Este estudio considera probable el desarrollo de proyectos a lo largo del río Cochea, partiendo del desfogue de la planta de Caldera.

5. Alternativas de desarrollo

Los proyectos analizados en este estudio utilizan principalmente las aguas del río Chiriquí o del Caldera. El desarrollo de este último se ha considerado entre las elevaciones 970 y 240, y del primero entre los 1 000 y 220. Los afluentes menores de estos ríos no fueron considerados por no tener caudales significativos, excepto aquéllos que por su localización resulta fácil agregarlos a los comprendidos en este análisis. Las soluciones de desarrollo estudiadas fueron las siguientes:

a) Ríos Caldera y Cochea. Se contemplan dos soluciones posibles para la utilización de sus aguas. Por una parte, proyectos desarrollados a lo largo del río Cochea y, por otra, proyectos a lo largo del cauce del Caldera.

Para el primer caso, se estudiaron cuatro alternativas entre las elevaciones 960 y 290 metros (Apéndice 1, lámina 7).

/La primera

La primera alternativa comprende el desarrollo de cuatro proyectos entre esos niveles (1, 2, 3 y 4) con tomas de aguas en el río Cochea, entre el desfogue de la planta de Caldera y la toma de agua de la planta de Dolega. Las conducciones de estos proyectos están formadas por túneles y tuberías de presión cortos y las casas de máquinas estarían situadas en la margen izquierda del Cochea.

La segunda alternativa (proyectos 1, 2, 3 y 4A) es igual a la primera, pero difiere en que la casa de máquinas del proyecto 4A está localizada en la elevación 290 en vez de la 340 del proyecto 4, lo que obligaría a construir una tubería de presión más larga.

La tercera alternativa incluye los proyectos 5, 6, 7 y 8. El proyecto 5 toma las aguas cerca del desfogue de la planta de Caldera en el río Cochea y las lleva por túnel a un punto cercano a la carretera Dolega-Boquete. De aquí en adelante sigue la conducción con un alineamiento paralelo a dicha carretera, que presenta una pendiente muy uniforme en este tramo. A lo largo de esta pendiente se desarrollan los proyectos 5, 6, 7 y 8, constituidos principalmente por tubería de presión y casas de máquinas, uno a continuación del otro.

La cuarta alternativa (proyecto 14) tiene la toma en el sitio de antecámara de la planta de Caldera, a la elevación 960. Lleva las aguas por una tubería de presión de 10.2 kilómetros, siguiendo la pendiente casi uniforme de la ladera hasta la casa de máquinas a la elevación 340. Presupone la eliminación de la planta de Caldera.

Para el segundo caso, o sea la solución de desarrollar el Caldera y Cochea a lo largo del cauce del primero, contempla tres proyectos en la parte superior (9, 10 y 11) y tres en la parte inferior (12, 13 y 13A). Con el proyecto 12 se puede considerar cualquiera de los tres proyectos de la parte superior, y con el 13 y el 13A solamente el 9 y el 10.

El proyecto 9 tiene su toma de aguas a la salida del desfogue de la planta de Caldera y por medio de un túnel y un sifón, con el que cruza el cañón del río Caldera, lleva sus aguas hasta la antecámara de donde parten las tuberías de presión hasta la casa de máquinas, ubicada en la margen de la quebrada Los Negros.

El proyecto 10 tiene su presa localizada aguas arriba de la toma actual de la planta de Caldera. Su conducción se realiza por la margen izquierda de este río --a través de túnel, canal y tuberías-- hasta el sitio de casa de máquinas que corresponde al del proyecto 9. Su construcción eliminaría a la planta de Caldera.

El proyecto 11, es muy semejante al 9, excepto en que las aguas se toman del Cochea a un nivel inferior y que su casa de máquinas está localizada sobre el río Caldera.

El proyecto 12 utiliza las aguas del Caldera después de que lo hacen los proyectos anteriores. También aprovecha las aguas del río Agua Blanca y las de las quebradas Los Negros y Hato Nuevo. A través de una larga conducción se llevan a un sitio cercano a la antecámara del proyecto 4, de donde sale el conducto a presión hasta la casa de máquinas, ubicada en la margen izquierda del río Cochea, que aumentaría así sus aguas utilizadas actualmente en la planta Dolega.

Los proyectos 13 y 13A usan las aguas del Caldera desde el desfogue de los proyectos 9 o 10, aumentadas con las de río Blanco y la quebrada Hato Nuevo. Estos proyectos difieren entre sí por la conducción, pues su sitio de casa de máquinas es el mismo y está situado sobre la margen derecha del río Chiriquí, cerca de su confluencia con el Caldera.

En el primer análisis de costos efectuado se comparó el proyecto 9 con el 11 determinándose que el primero ofrece mayores ventajas. Con el propósito de facilitar la labor de análisis, no se considera en la comparación final el proyecto 11. El proyecto 13A tiene ventajas sobre el 13. Por las anteriores consideraciones, en el análisis final comparativo de costos se consideran las combinaciones entre los proyectos 9 y 12; 9 y 13A; 10 y 12; y 10 y 13A. (Apéndice 1, lámina 7)

b) Río Chiriquí. Las características de este río permiten su aprovechamiento entre las elevaciones 1 000 y 220, con dos proyectos. El de Hornito y el de Paja de Sombrero, que utilizan prácticamente la totalidad de la diferencia entre esos niveles. Otras posibilidades examinadas de desarrollo de esta sección del río son menos favorables.

/El desarrollo

El desarrollo de esos dos proyectos se realiza aprovechando las dos curvas que describe el río en este trayecto. El proyecto Paja de Sombrero resulta económico al aprovechar la segunda de estas curvas y a que la Quebrada Barrigón penetra en el macizo montañoso a niveles muy bajos, acortándose considerablemente las obras de conducción.

Además de los proyectos anteriores, el estudio incluye una evaluación de las mejoras que sería necesario hacer a la planta de Caldera para garantizar una operación confiable de esa instalación y de los proyectos ubicados aguas abajo. En el análisis comparativo de costos se han incluido las mejoras que se habrían de realizar para contar con una presa adecuada y un embalse de regulación diaria, en aquellas alternativas que supongan la conservación de las plantas existentes.

Los datos generales y la descripción de cada uno de los 18 proyectos se muestran en el Apéndice 1. La información principal para determinar la capacidad instalada de estos proyectos figura en la lámina 7 de ese mismo apéndice.

6. Investigaciones de campo y oficina

a) Hidrología. En la cuenca se presentan dos regímenes diferentes de lluvias. Durante los meses de enero, febrero, marzo y abril, la sequía es muy marcada en las partes bajas (menos de 200 metros de elevación), mientras que en las partes altas (más de 1 000 metros de elevación) las lluvias se mantienen durante todo el año, aunque con una intensidad más baja en el período seco que en el lluvioso. Como consecuencia de este fenómeno, los ríos en las partes bajas presentan diferencias notables entre el período seco y el de lluvias, en comparación con las que se presentan en las partes altas, en que esas diferencias son mucho menores.

Como son muy cortas las series disponibles de datos de caudales del Caldera y el Chiriquí, no se puede definir en forma directa si corresponden a años secos, lluviosos o intermedios. Por esta razón, se analizaron las series pluviométricas, a fin de estudiar la posibilidad de ubicar los períodos de registro de caudales dentro de una serie mayor.

/Las estaciones

Las estaciones de registro de lluvias más significativas para realizar una correlación fueron la de Alto Lino, situada a 4 km de Boquete, con datos de registro continuo de 7 años (Apéndice 1, cuadro 1); la de Cerro Punta a 19 km de Boquete, con datos de 15 años (Apéndice 1, cuadro 2); y los de las fincas Blanco y Corredor, de la Chiriquí Land Co., en la división de Armuelles con registro continuo de 33 años (Apéndice 1, cuadro 3). Las curvas diferenciales de masa preparadas con los datos de lluvia de cada una de esas estaciones de registro permiten deducir que existe correspondencia relativa de los años secos y lluviosos entre los lugares próximos a la Cordillera (Alto Lino y Cerro Punta) y las llanuras de la costa (Fincas Blanco y Corredor). Por otra parte, existe una correlación clara entre los caudales en el río Caldera y las lluvias en Alto Lino y Cerro Punta. De modo que el análisis de las series de lluvias de 33 años de las estaciones de Blanco y Corredor nos permite conocer aproximadamente cuáles serían los caudales del Caldera para esos años y ubicar dentro de él, la corta serie de datos directos de caudales de que se dispone (Apéndice 1, láminas 1, 2, 3, 4 y 5). Los caudales registrados incluyen el período 1957-1962, uno de los períodos de escasez de lluvia que se han presentado en la región, siendo por esta razón una muestra de gran valor para la estimación de la producción de energía en un período hidrológico crítico.

Los registros de lluvias de las estaciones de Blanco y Corredor muestran que en esos 33 años se han presentado cuatro períodos bien definidos de escasez de lluvias, de 1928 a 1931, de 1938 a 1941, de 1944 a 1948 y el último de 1956 a 1961. Este último es el período de mayor producción y corresponde con el de registro de caudales de que se dispone. Si se compara con la precipitación ocurrida en otras estaciones de lluvia en el resto del país y con los hidrogramas de varios ríos de los cuales existen registros continuos de muchos años, se comprueba que la fuerte crisis no estuvo localizada sólo en la región de Armuelles, sino que se generalizó en toda la República.

Para la evaluación comparativa de los proyectos hidroeléctricos a desarrollar en el río Caldera fueron usados los valores promedio de caudales de los años hidrológicos 1957-1958 a 1961-1962, registrados en la estación

Boquete (Apéndice 1, lámina 5 y cuadro 6). Según la alternativa de que se trate, esos valores fueron modificados con los aportes del Cochea. En el caso de los proyectos 12 y 13, se ha asumido que, además, se agregarían las aguas de las quebradas Los Negros, Agua Blanca y Hato Nuevo.

Es interesante observar el bajo factor de irregularidad^{8/} de este río, motivado en el régimen favorable de lluvias en la cuenca. Este hecho favorece una utilización muy alta de los caudales, que resulta económico complementar con producción térmica. La falta de sitios apropiados en el río Caldera para embalsar económicamente los caudales que pudieran suplir a ese complemento térmico, elimina del análisis esa posibilidad alternativa. Un análisis teórico muestra que un complemento térmico de hasta 30 por ciento en capacidad y con una producción promedio anual del 10 por ciento, es el más económico para las plantas estudiadas sobre el río Caldera. Para este tipo de complemento, requerido por proyectos relativamente pequeños y operando en las condiciones en que debieran funcionar esas plantas complementarias (como plantas de pico en la época de lluvias y como planta base en un corto tiempo en el período seco), el tipo de plantas térmicas más adecuado y económico lo constituyen las plantas diesel-eléctricas. En este caso, ya existe en el sistema una capacidad instalada en plantas de ese tipo, lo que resulta favorable al planear el sistema generador-trasmisor.

Los caudales de los proyectos en estudio requieren ser regulados diariamente por lo que cada alternativa de desarrollo ha sido prevista con obras para este fin. Para las alternativas que incluyen la planta de Caldera se asume que ese embalse podría construirse en las cercanías de la antecámara actual de esa instalación.

En el río Chiriquí, para el proyecto Hornito sólo se dispuso de los datos del período seco de 1959, basados en lectura de regla hidrométrica. Esta información es insuficiente y los datos para completar un año, que sirviera para efectuar el análisis comparativo incluyendo este proyecto,

8/ Relación entre caudal promedio anual y caudal promedio del período seco: 1.43 para los años hidrológicos 1957-1958 a 1961-1962.

fueron estimados con base en información de lluvias de la zona. El caudal promedio de la época seca en 1959 fue de 14.7 metros cúbicos por segundo (Apéndice 1, cuadro 4) y el promedio anual estimado para fines de este análisis fue de 16.0 metros cúbicos por segundo, supuesto para un año hidrológico muy seco. En este caso, por disponerse de un embalse estacional económicamente justificable, no se incluye producción térmica complementaria.

En Paja de Sombrero la información disponible es más completa, aunque fue necesario estimar los caudales de la época de lluvias de 1958 y 1959, a base de los datos de precipitación disponibles para completar el hidrograma de 1958 a 1961. (Apéndice 1, lámina 6 y cuadro 4). El caudal mínimo registrado en el período es de 15.4 metros cúbicos por segundo. Para fines del análisis, se ha supuesto que la mayor parte del caudal será regulado en el embalse de Hornito y que el mínimo promedio de las aguas que llegan a Paja de Sombrero sin haber sido reguladas en Hornito, es de 6 metros cúbicos por segundo. Con base en este último valor, se estimó un complemento térmico para este caudal no regulado, el que se calculó con el mismo criterio que en el caso del río Caldera.

b) Reconocimientos de campo. Para los proyectos planteados fue necesario realizar reconocimientos de campo, a fin de comprobar la existencia de las condiciones supuestas derivadas de los mapas disponibles y determinar los sitios más favorables para la construcción de las diferentes estructuras que forman los proyectos. Se exceptuó el sitio de presa del proyecto Hornito, ya que por la escasa información hidrológica disponible, no tendría el mismo peso en el análisis que el resto de los proyectos, además de que existen levantamientos topográficos realizados por el IRHE en fecha anterior.

c) Levantamientos topográficos. Los levantamientos topográficos de los sitios de presa, embalses y tuberías de presión se hicieron con el propósito de utilizar esta información en los análisis de costos y evaluación de los proyectos. La mayor parte fueron levantamientos taquimétricos.

Las elevaciones fueron determinadas por nivelaciones directas ligadas a la red de niveles de primer orden del Servicio Geodésico Interamericano.

7. Costos

Para la evaluación de los proyectos en estudio se utilizaron los costos unitarios obtenidos en la construcción de proyectos hidroeléctricos en Costa Rica, debidamente ajustados a las condiciones de Panamá. Se contó, además, con la estimación de costos del proyecto hidroeléctrico La Yeguada, cuya construcción se iniciará en fecha próxima en Panamá.

El ajuste de los costos obtenidos en Costa Rica a las condiciones de Panamá supone que los materiales y mano de obra importada no tienen diferencia entre Costa Rica y Panamá. Los materiales locales se ajustaron a los precios que se obtiene para ellos en Panamá. La mano de obra local se estimó de acuerdo con la relación de salarios de operarios de construcción de Panamá y Costa Rica suponiendo la misma productividad.

Los costos unitarios resultantes para excavaciones y obras de concreto en estructuras superficiales son 36 por ciento mayores en Panamá que en Costa Rica. En el caso de la excavación y revestido de los túneles, se asumió que, en el caso de Panamá, era necesario contratar en el extranjero gran parte del personal de mayor responsabilidad en esas obras, lo que eleva ese factor hasta el 43 por ciento.

Los costos directos de construcción de los proyectos fueron calculados sobre esta base e incluyen, en cada caso, partidas correspondientes a facilidades de construcción. Estas últimas comprenden líneas eléctricas y telefónicas requeridas durante la construcción, energía eléctrica utilizada, talleres, bodegas y otras partidas generales que forman parte del costo de la obra (Apéndice 1, cuadros 8 a 26).

8. Evaluación de alternativas y proyectos

El método utilizado para la evaluación de alternativas y proyectos consistió en comparar la inversión por kW instalado en cada uno de ellos y los costos resultantes de producción. Para determinar los costos totales de cada proyecto se agregó un 15 por ciento para imprevistos y 10 por ciento para administración, ingeniería y supervisión (Apéndice 1, cuadro 27). El costo de la producción térmica complementaria se calculó a 2.2 centavos de dólar por kWh generado. Este valor corresponde aproximadamente a los

/costos de

costos de producción actuales de la Chirilanco y la CBCR. Además, se ha supuesto un rendimiento del 7,5 por ciento sobre la inversión y el 2.5 por ciento para depreciación. Los costos directos de operación se calcularon a base de los obtenidos en las plantas hidroeléctricas en Chiriquí.

La producción de cada proyecto se ha estimado con un factor de utilización del 60 por ciento, que aproximadamente corresponde al factor de carga actual del sistema.

Se compararon los resultados obtenidos para las ocho diversas alternativas de desarrollo del río Caldera, formadas en la siguiente forma:

<u>Alternativa</u>	<u>Proyectos incluidos</u>
I	1-2-3-4
II	1-2-3-4A
III	5-6-7-8
IV	14
V	9-12
VI	9-13A
VII	10-12
VIII	10-13A

La capacidad instalada en las plantas de Caldera y Dolega ha sido sumada a las alternativas de desarrollo de este río. En el caso de la alternativa IV únicamente se agregó la capacidad de la planta Dolega, ya que Caldera desaparecería puesto que el proyecto 14 tiene su tubería de presión saliendo directamente del embalse de regulación de esta planta.

Los resultados de esta comparación se pueden resumir así (Apéndice 1, cuadros 27 y 28):

- a) los costos por kW instalado para los mejores proyectos oscilan entre 250 y 400 dólares, que son valores muy favorables.
- b) los costos de la energía producida por los diversos proyectos, incluyendo la energía térmica complementaria para el período seco, son bastante bajos.
- c) las alternativas que presentan los costos de producción más reducidos son la I y la VI, (0.94 y 0.95 centavos de dólar por kWh), por lo que conviene analizarlas comparativamente, teniendo en consideración otros factores.

/La alternativa

La alternativa I es la que tiene el costo por kW instalado más bajo (310 dólares por kW) y ofrece mayor flexibilidad para las futuras adiciones al sistema generador de la región, pudiéndose adaptar más ajustadamente a la curva de demanda. Las inversiones en las primeras etapas de desarrollo son menores, lo que guarda mejor proporción con la situación financiera actual de las empresas.

La alternativa VI desarrolla un potencial de 44 000 kW, que es mayor que el correspondiente a la alternativa I, (37 500 kW). Además, tiene un despacho de carga menos complicado por cuanto requiere únicamente de dos casas de máquinas. La alternativa I presupone cuatro casas de máquinas, aunque es posible automatizarlas a un costo bajo.

Los proyectos estudiados sobre el río Chiriquí, el Hornito y el Paja de Sombrero, ofrecen posibilidades muy atractivas para su desarrollo. El primero, con una capacidad final instalada de 295 dólares por kW instalado (99 380 kW), y costos de producción de 0.62 centavos de dólar, es el más favorable de toda la cuenca del Chiriquí (Apéndice 1, cuadro 27). Sin embargo, su gran tamaño no guarda proporción con las necesidades actuales del sistema, aunque se construyera en etapas. Conviene continuar investigando este proyecto con miras a utilizarlo en una etapa más desarrollada del mercado, y estudiando la posibilidad de abastecer otros mercados cercanos, como las Provincias Centrales y la región de Almirante.

El proyecto de Paja de Sombrero, con una capacidad final de 58 000 kW y un costo por kW instalado de 324 dólares, es también muy favorable, pero presenta las mismas desventajas para su desarrollo a corto plazo, que el proyecto anterior. Además, como sus costos de producción se aumentarían de no contar con el embalse regulador de Hornito, convendría realizar su construcción una vez en operación dicho embalse.

9. Conclusiones y recomendaciones

Las principales conclusiones del estudio confirman que el río Chiriquí es un recurso muy favorable para la producción de energía eléctrica. El potencial conjunto de los cuatro proyectos de la alternativa I del desarrollo del Caldera, y los proyectos Hornito y Paja de Sombrero del río Chiriquí

/alcanza a

alcanza a 194 900 kW, que corresponde a casi cuatro veces las necesidades estimadas para la región Chiriquí-Golfito en 1980. Los costos de producción en los bornes del generador son inferiores a 1 centavo de dólar, lo que los hace comparables a los mejores proyectos evaluados en Centroamérica.

a) Desarrollo del río Caldera. Los proyectos que usen las aguas del río Caldera, en la alternativa I, son los que ofrecen mejores condiciones para su desarrollo inmediato, por guardar una relación más apropiada con los requerimientos del mercado actual de la región Chiriquí-Golfito. El orden de desarrollo recomendado para los proyectos es el siguiente:

<u>Proyecto</u>	<u>Etapas</u>
1	Primera
1	Segunda
2	Total
3	Total
4	Total

Con el objeto de reducir los costos de operación y simplificar el despacho de carga del sistema, convendría automatizar la operación de la planta de Caldera y la de los proyectos 1, 2, 3 y 4. Con este fin, sería recomendable tomar provisiones que permitan su operación futura desde una sola casa de máquinas. También habrán de hacerse las mejoras correspondientes a la planta de Caldera, con el propósito de garantizar un funcionamiento confiable de todo el sistema.

Las obras que incluye el proyecto 1, son las siguientes: una presa y toma con niveles de agua normal a una elevación de 866 metros sobre el nivel del mar; un túnel de 1 500 metros de largo y 2.8 de diámetro, tipo herradura, con una pendiente de 0.001, con capacidad para llevar un caudal de 14 metros cúbicos por segundo; un canal rectangular de 2.3 metros de ancho y 3.10 metros de altura, diseñado para la misma capacidad; y dos tuberías de presión, una para cada etapa, con 950 metros de largo y diámetro variable de 1.70 a 1.80 metros. Cada tubería con una capacidad de 7 metros cúbicos por segundo. La casa de máquinas estaría localizada a una elevación de 750. (Apéndice 1, lámina 13).

La geología de la zona por donde cruzará el túnel, semejante a la de casi toda la región, es un conglomerado que no ofrece problemas especiales durante la construcción. Sin embargo, el túnel requiere que sea ademado durante la construcción en los sitios más expuestos y revestido con concreto a todo lo largo, puesto que el material cementante del conglomerado muestra signos de alteración. El conglomerado es una buena fundación para la presa y las obras civiles del proyecto 1.

La presa y la toma se han localizado a unos 120 metros aguas abajo del desfogue de Caldera en un estrechamiento del río. El desvío de las aguas del Cochea y, en general, de estas obras no ofrece dificultades especiales. Frente a la presa se formaría un pequeño embalse que ayuda a la regulación del caudal durante la operación a las horas de máxima demanda (Apéndice 1, lámina 14).

La casa de máquinas tiene capacidad para dos unidades de 5 510 kW cada una. El canal de desfogue ha sido previsto dejando facilidades para utilizarlo como toma de aguas del proyecto 2, haciendo una pequeña inversión (Apéndice 1 lámina 15). Las aguas del río Cochea que se utilizarían en el proyecto 2, se agregarían durante el período seco por medio de un sistema elemental de derivación, llevando sus aguas al desfogue del proyecto 1 (Apéndice 1, lámina 15).

El costo total de este proyecto, en sus dos etapas, es de 3 530 300 dólares, con un costo por kW instalado de 262 dólares. La inversión es de 2 532 900 dólares en la primera etapa, ya que en ésta deberá hacerse la mayor parte de la obra civil.

b) Mejoras a instalaciones existentes. Las mejoras a realizar en la planta de Caldera incluyen la construcción de la presa y una toma adecuada, así como el embalse de regulación que utilizaría no sólo esta planta sino también los proyectos 1, 2, 3 y 4.

Para asegurar la confiabilidad de las plantas generadoras del sistema es necesario construir una presa de gravedad contigua al sitio actual de toma de las aguas. Esta presa deberá tener una cimentación adecuada, por lo que conviene hacer varias perforaciones en el sitio para determinar el

tipo de material existente en su base y realizar el diseño conforme al material encontrado. Es necesario, además, construir un dique de tierra de aproximadamente 30 metros de longitud, con el fin de impedir que las aguas se deriven en forma natural y formen un nuevo cauce.

El embalse de regulación diaria ha sido previsto para ser desarrollado en dos etapas. La primera, al iniciar operaciones el proyecto 1 en 1967, que requiere un volumen útil de embalse de unos 62 000 metros cúbicos y, la segunda, a desarrollarse después de 1975 hasta 94 000 metros cúbicos. El sitio más apropiado para su construcción está localizado al final del canal de la planta de Caldera, cerca de la antecámara (Apéndice 1, lámina 12). Tiene una superficie de 5 Ha, y para utilizarlo debe hacerse una excavación completa con cortes que variarán entre 5 y 12 metros.

El vertedero y el canal de excedencias actuales de la planta de Caldera deben mejorarse para garantizar su impermeabilidad y no vayan a ocasionar derrumbes sobre la casa de máquinas de Caldera. Además, debe ampliarse su capacidad para asegurar el caudal máximo que requerirán los proyectos aguas abajo para operar a plena carga cuando esa planta de Caldera no esté funcionando.

El costo de las mejoras descritas que deben efectuarse en esta planta ascienden a 943 000 dólares, con una inversión en la primera etapa de 624 000. Sin embargo, una mayor investigación de los sitios en que se realizarán dichas mejoras podría ser causa de una reducción considerable en estos costos.

c) Mejoramiento de la red hidrometeorológica

La cuenca del río Chiriquí será objeto de nuevos estudios. Las características especiales de precipitación en la cuenca hacen necesario contar con una mejor información hidrológica, que cubra en la forma más amplia posible su superficie. Estos registros, aunque abarcaran un plazo relativamente corto, ayudarían a completar el complejo cuadro hidrológico de este río. Por esta razón es recomendable que se mejore la red hidrometeorológica de la cuenca y zonas vecinas (cuadro 14).

Cuadro 14

DESARROLLO COMBINADO CHIRIQUI-GOLFI TO
 MEJORAS A LA RED HIDROMETEOROLOGICA EXISTENTE

Estación	Estaciones que deben reinstalarse			Nuevas estaciones que se recomienda establecer		
	Pluvio- métricas	Fluviométricas Regla hidromé- trica	Limní- grafo	Pluvio- métricas	Fluviométricas Regla hidromé- trica	Limní- grafo
Alto Lino	X	-	-	-	-	-
Cerro Punta	X	-	-	-	-	-
Caldera	X	-	-	-	-	-
Potrерillos Arriba	X	-	-	-	-	-
David	-	-	-	X	-	-
Cochea Abajo	-	-	-	X	-	-
Gualaca	-	-	-	X	-	-
Las Palomas	-	-	-	X	-	-
Hato Nuevo	-	-	-	X	-	-
Indio Viejo	-	-	-	X	-	-
Cordillera (Arriba Hornito)	-	-	-	X	-	-
Paja de Sombrero	-	-	-	X	-	-
La Cruz	-	-	-	X	-	-
Finca Lérica o Alto Quiel	-	-	-	X	-	-
Dolega	-	-	-	X	-	-
Barrigón	-	-	-	X	-	-
Río Cochea (Cruce Carretera David Boquete)	-	X	-	-	-	-
Río David (antes desfogue planta Dolega)	-	X	-	-	-	-
Río David (cruce Interamericana)	-	-	X	-	-	-
Río Chiriquí (Sitio presa Hornito)	-	-	X	-	-	-
Río Gualaca (cerca Gualaca)	-	-	X	-	-	-
Río Caldera (Boquete)	-	-	-	-	-	X ^{a/}

a/ Actualmente equipada con regla hidrométrica.

VI. DESARROLLO COMBINADO DE LOS SISTEMAS ELECTRICOS CHIRIQUI-GOLFITO

A. Consideraciones generales

El desarrollo alcanzado por la electrificación en la región Chiriquí-Golfito se caracteriza por la falta de unidad de los sistemas, lo que ha dado por resultado la instalación de unidades generadoras de capacidad reducida y de bajo factor de utilización que no permiten el aprovechamiento económico de los amplios recursos de que dispone la región. Esta es una de las causas principales de que las empresas tiendan a instalar plantas térmicas de costo más bajo de instalación y que no requieren de laboriosos estudios previos a su construcción como en el caso de las hidroeléctricas. Los niveles de precios que se cobran por la energía a los consumidores permiten absorber el aumento en los costos de producción que normalmente se produce al instalar generadores térmicos.

El problema del desarrollo de electrificación y del mejor uso de los recursos para la producción de energía de que dispone la región Chiriquí-Golfito, se plantea en términos muy semejantes al de otras regiones del Istmo Centroamericano en años pasados, las más importantes de las cuales lo han superado mediante el agrupamiento de mercados a través de un sistema de obras de interconexión y la instalación de unidades de generación de mayor tamaño, haciendo así uso de los recursos más favorables que guardan proporción con el sistema y con las posibilidades financieras de las empresas u organismos.

Este agrupamiento de mercados ha sido la única forma de desarrollar proyectos hidroeléctricos económicos en la mayor parte de los países. La energía generada en ellos es vendida al mismo precio a todas las empresas distribuidoras de las respectivas regiones, cualquiera que sea el volumen de consumo. Esta labor ha sido realizada, en lo general, por organismos nacionales de electrificación, creados precisamente para dar solución a los problemas antes mencionados. En varios países centroamericanos esos

/organismos han

organismos han consolidado importantes sistemas eléctricos y son dueños de las obras de transmisión y generación, dejando el proceso comercial de distribución en manos de las empresas privadas. Este reparto de funciones ha sido uno de los factores en el crecimiento extraordinario del sector energía eléctrica en esos países y ha hecho posible prevenir probables desajustes económicos que podrían resultar de un inadecuado suministro de energía.

El desarrollo de la electrificación en la región Chiriquí-Golfito y el conocimiento de los recursos disponibles en el río Chiriquí para la producción de energía, facilitaría realizar una solución semejante en esta región y resultaría más ventajosa que las alternativas de alimentar aisladamente las unidades de mercado existentes. Sin embargo, se requeriría no sólo la agrupación de mercados y la creación de un solo sistema eléctrico, sino también la formación de una sola unidad de producción, en la cual estarían representadas las empresas más importantes de la región. Esta unidad de producción permitiría una forma más simple de distribución de beneficios, al facilitar la operación prevista en este estudio, que sería la más favorable para el sistema en su conjunto, y para el mejor aprovechamiento de la capacidad instalada en la región. Este tipo de arreglo ya ha sido experimentado nacionalmente en otros países con resultados benéficos, sin que en ningún momento hayan disminuido los beneficios de las empresas participantes. En el caso presente, se considerarían como parte integrante de la unidad de producción, las plantas generadoras y las líneas de transmisión del sistema primario de las empresas existentes en la región, complementadas con líneas de interconexión de alto voltaje y con las nuevas plantas generadoras que habrían de requerir las necesidades crecientes del sistema. Para facilitar la realización de este proyecto de desarrollo combinado se ha considerado en el presente análisis, que las obras de interconexión que ligarían los distintos sistemas entre sí y la nueva capacidad generadora serían propiedad de los organismos nacionales de electrificación de Panamá y Costa Rica. Estos realizarían localmente los arreglos necesarios para que

/las compañías

Las compañías existentes participaran en la unidad de producción, que vendería su energía al por mayor a todas las empresas distribuidoras de esa zona.

La participación de los organismos de electrificación podría facilitar la realización de acuerdos y la obtención de créditos de fuentes internacionales a los cuales tienen más fácil acceso. Por otra parte, para garantizar el mejor uso de los recursos hidráulicos de que dispone la región, deberían efectuarse estudios, con un costo relativamente elevado, de las alternativas de desarrollo de la cuenca del río, labor que corresponde a dichos organismos y para la cual pueden obtener ayuda de entidades internacionales de asistencia técnica.

Las instalaciones existentes de generación y transmisión que llegarían a formar parte de la unidad productora-trasmisora Chiriquí-Golfo, continuarían siendo operadas y mantenidas por las propias empresas. Al efecto, estas cobrarían una suma anual por concepto de alquiler, que comprendería todos los gastos fijos y variables de explotación en que se incurriese, incluyendo la proporción de gastos administrativos correspondientes, una suma adecuada para depreciación y un rendimiento garantizado del 10 por ciento sobre la inversión neta inmovilizada. Este rendimiento sería superior al que obtienen en la actualidad esas empresas. De otro lado, éstas se obligarían a mantener en buenas condiciones de operación las instalaciones; a cumplir con los programas de operación que han sido establecidos en forma de obtener los resultados económicos más favorables para la unidad productora-trasmisora en su conjunto; y a comprar la energía que requerirían sus sistemas de distribución.

Para garantizar un abastecimiento económico de energía sería necesario contar con el mercado ya desarrollado en las compañías bananeras, pues de otra forma no sería posible explotar con ventaja los recursos naturales de que se dispone. En los últimos tiempos, las mencionadas compañías han ido abandonando las funciones de empresas eléctricas de servicio público en algunas de las poblaciones civiles. Recientemente han tendido a adquirir energía, en cantidad y precio adecuados, de empresas de servicio público, para cubrir sus propias necesidades.

En el caso de la región Chiriquí-Golfito la participación de los organismos nacionales de electrificación de ambos países, con experiencia en el suministro de energía en otras regiones, y las características técnicas del sistema que se intenta formar garantizarían la calidad del suministro a las compañías bananeras. Debe tenerse en cuenta que las actuales instalaciones de generación que estas poseen continuarían bajo su control, lo que les garantiza una capacidad de reserva para situaciones de emergencia que pudieran llegarse a presentar durante el corte y transporte del banano. El costo final de la energía que pagarían al sistema sería inferior al del autoabastecimiento.

Por otro lado, el desarrollo propuesto en este estudio permitiría a las compañías bananeras suministrar suficiente energía a sus empleados.

El nuevo proyecto hidroeléctrico que requiere el desarrollo propuesto en este estudio para completar el sistema generador se localizaría sobre el río Chiriquí. Este proyecto sumado a la capacidad existente abastecerían los requerimientos de la región hasta el año 1973. Las adiciones futuras, de acuerdo con el desarrollo combinado, se construirían a uno u otro lado de la frontera según las mejores ventajas que ofrecieran para el conjunto. Esas adiciones serían construídas por el Instituto de Recursos Hidráulicos y Electrificación de Panamá o por el Instituto Costarricense de Electricidad. Sería recomendable que se inicie un programa acelerado de evaluación de los recursos hidráulicos de la región, que permita seleccionar los proyectos futuros dentro de un número más amplio de posibilidades, y tomando en consideración el posible uso de energía de bajo precio para desarrollar la industria de extracción del aluminio en la zona.

B. Planeamiento del sistema generador-trasmisor

1. Fecha probable de formación del sistema

Para construir líneas de interconexión y obras complementarias que faciliten el mejor aprovechamiento de las instalaciones generadoras de la región, sería necesario previamente llegar a un acuerdo entre países y entre las empresas operadoras. Después cabría entrar en la etapa de los

estudios finales; adquisición de equipos, materiales y contratos; y la construcción de la obra civil e instalación de los equipos y las pruebas de funcionamiento. Un programa normal, tomaría para su desarrollo, los siguientes plazos:

<u>Etapas</u>	<u>Proceso</u>	<u>Fecha de terminación</u>
1a.	Evaluación y análisis del informe presentado por la Misión Centroamericana de Electrificación.	Mayo de 1963
2a.	Iniciación de estudios finales de utilización de las aguas del río Chiriquí y del informe de factibilidad para gestionar el financiamiento de las obras	Julio de 1963
3a.	Terminación del informe mencionado en la segunda etapa y la preparación de carteles de licitación	Julio de 1964
4a.	Iniciación de las gestiones de financiamiento	Agosto de 1964
5a.	Firma de acuerdos de financiamiento con organismos de crédito	Octubre de 1964
6a.	Publicación de carteles de licitación para adquisición de equipos, materiales y contratos de construcción	Agosto de 1964
7a.	Apertura de ofertas	Noviembre de 1964
8a.	Adjudicación de licitaciones	Enero de 1965
9a.	Firma de contratos con fabricantes de los equipos y con los contratistas de obras	Febrero de 1965
10a.	Entrega de equipos principales de subestación (15 meses)	Mayo de 1966
11a.	Entrega de equipos y materiales de líneas de transmisión (6 a 12 meses)	Febrero de 1966
12a.	Construcción e instalación de equipos en subestaciones (5 meses)	Octubre de 1966
13a.	Construcción de líneas de transmisión (12 meses)	Julio de 1966
14a.	Interconexión y pruebas (2 meses)	Diciembre de 1966

Como en este caso es necesario adicionar mayor capacidad generadora y

/la solución

la solución más favorable es la construcción de un proyecto hidroeléctrico, la fecha probable de inicio de operaciones estaría determinada por el siguiente programa.

<u>Etapa</u>	<u>Proceso</u>	<u>Fecha de terminación</u>
15a.	Publicación de carteles de licitación para la adquisición de equipos, materiales y contratos de construcción	Agosto de 1964
16a.	Firma de contratos con fabricantes de los equipos y con los contratistas de obras	Febrero de 1965
17a.	Entrega de los equipos principales de casa de máquinas (20 meses)	Octubre de 1966
18a.	Instalación de equipos (tiempo adicional después de la entrega final de los equipos 6 meses)	Abril de 1967
19a.	Pruebas e inicio de operaciones (1 mes)	Mayo de 1967

Se ha supuesto que las obras de interconexión entre sistemas y la nueva planta hidroeléctrica iniciarán operaciones a comienzos de 1967.

2. Suministro de energía de 1962 a 1966

La única adición programada en capacidad generadora la constituiría la ampliación de la planta Dolega de la EEE de CH, actualmente en construcción con dos unidades de 1 115 kW cada una, lo que elevaría la capacidad instalada a 3 030 kW.

En este período (1962-1966) los sistemas existentes seguirán operando como unidades independientes. Con el fin de no gravar la operación futura del sistema combinado, que quedaría constituido en 1967, convendría durante esos años no adicionar más capacidad generadora térmica.

De no agregarse más capacidad generadora y si continuaran las restricciones al consumo de electricidad, la situación que se presentaría hasta 1966 hacen ver que esta posibilidad es enteramente factible, aunque en ciertos períodos no se contara con una adecuada capacidad de reserva. Sin embargo, esto último no es determinante, ya que podría recurrirse a un racionamiento temporal poco frecuente. El caso más crítico podría ser el de la

/Chirilanco,

Chirilanco, aunque sería posible que esta empresa llegara a un acuerdo con la EE de CH para adquirir el faltante de energía hasta tanto no opere el sistema combinado. Deberían prepararse, en tal caso, debidamente las obras de interconexión para este intercambio.

Las unidades diesel existentes, de fácil y rápido mantenimiento, unidos a la existencia permanente de materiales y repuestos para los equipos, así como la cercanía de buenos talleres propiedad de las empresas bananeras, son factores que garantizarían la continuidad del servicio.

3. Producción de energía de las plantas hidroeléctricas

Las plantas hidroeléctricas no disponen de vasos de almacenamiento estacional, pero si cuentan con embalses que regulan diariamente el flujo de los ríos que las alimentan.

La producción de energía de las plantas hidroeléctricas existentes y del nuevo proyecto hidroeléctrico a construir para abastecer el sistema hasta 1973, ha sido calculada con base en caudales diarios en los ríos correspondientes al año hidrológico crítico 1961-1962. Los valores resultantes, supuesto que la planta Dolega ya ha sido ampliada hasta 3 030 kW (lámina 3), son los siguientes:

PRODUCCION DIARIA PROMEDIO DE ENERGIA DE LAS PLANTAS HIDROELECTRICAS
DEL SISTEMA CHIRIQUI-GOLFITO. AÑO HIDROLOGICO CRITICO 1961-62

(kWh)

Mes	Caldera	Dolega	Proyecto 1	Caldera y Dolega	Caldera, Dolega y Proyecto 1
Enero	106.2	55.3	146.5	161.5	308.0
Febrero	88.0	44.2	121.0	132.2	253.2
Marzo	70.5	36.9	97.6	107.4	205.0
Abril	67.7	34.7	93.0	102.4	195.4
Mayo	65.6	36.9	91.0	102.5	193.5
Junio	74.6	42.8	104.0	117.4	221.4
Julio	76.6	44.2	106.0	120.8	226.8
Agosto	89.0	55.4	123.0	144.4	267.4
Septiembre	103.5	56.4	143.0	159.9	302.9
Octubre	119.0	56.4	180.0	175.4	355.4
Noviembre	119.0	56.4	180.0	175.4	355.4
Diciembre	119.0	56.4	180.0	175.4	355.4

4. Demanda y disponibilidades de potencia y energía

Las disponibilidades de potencia y energía de las instalaciones existentes, dentro del sistema combinado, incluyendo la ampliación de Dolega, comprenderían las plantas hidroeléctricas de Caldera y Dolega y las diesel eléctricas de Armuelles, Chirilanco, Golfito, Palmar y Coto. Las plantas hidroeléctricas de Macho Monte, Boquete y la de la finca Arco Iris en Alto Lino, se considerarían como plantas de reserva del sistema (cuadro 15). La planta de Alto Lino podría ser incluida como planta productora de capacidad firme si posteriormente se comprobara que su producción es confiable y que guarda relación con su actual capacidad instalada.

Se ha supuesto el retiro de las pequeñas unidades diesel-eléctricas. Sin embargo, por razones de seguridad, las que pertenecen a la Compañía Bananera de Costa Rica, que operan en el Distrito de Esquinas (305 kW), continuarían dentro del sistema como reserva para emergencias (cuadro 16).

Para abastecer las necesidades del mercado hasta 1973 sería necesario agregar a la capacidad actual 11 020 kW del proyecto hidroeléctrico 1 de los evaluados sobre el río Chiriquí. La construcción de esta planta se haría en dos etapas, cada una de 5 570 kW. La primera comenzaría a operar en 1967 y la segunda en 1970.

Las plantas hidroeléctricas necesitan ser complementadas con producción térmica durante el período seco. La operación de las plantas térmicas estaría limitada a suministrar los requerimientos diarios del sistema por encima de la producción hidráulica. Esto obliga a una operación de esas plantas en la base de la curva de carga durante el período seco y como plantas de pico en el de lluvias. Al concluir 1973, se requeriría una capacidad térmica complementaria de 8 000 kW, que corresponde a 1 000 kW en exceso sobre la capacidad considerada como confiable de las plantas actuales. Esto obligaría a adicionar mayor capacidad térmica al sistema o utilizar la capacidad de reserva de las plantas dispuestas para tal fin. Para un año hidrológico normal sería suficiente la capacidad actual. Por las anteriores consideraciones se ha supuesto que el sistema podría atender los requerimientos del mercado hasta 1973 y que, en 1974, entraría en operación un nuevo proyecto hidroeléctrico, probablemente el proyecto 2 que utiliza también las aguas del Caldera y el Cochea.

Cuadro 15

DESARROLLO COMBINADO CHIRIQUI-GOLFITO

DISPONIBILIDADES DE POTENCIA Y ENERGIA, INSTALACIONES EXISTENTES. 1964

Planta	Capacidad Instalada	Producción diaria (miles de kWh)	
		Epoca seca (mínimo)	Epoca lluvias (máximo)
Hidro Caldera	5 040	67.7	119.0
Hidro Dolega	3 030	34.7	56.4
Subtotal Hidro	<u>8 070</u>	<u>102.4</u>	<u>175.4</u>
Diesel Armuelles	1 500		
Diesel Chirilanco	2 080		
Diesel Golfito	1 770		
Diesel Palmar	923		
Diesel Coto	766		
Subtotal diesel	<u>7 039</u>	<u>168.9</u> ^{a/}	<u>168.9</u> ^{a/}
Total sistema	<u>15 109</u>	<u>271.3</u>	<u>344.3</u>

<u>Plantas en reserva</u>	<u>Capacidad instalada (kW)</u>
Hidro Macho Monte	720
Hidro Boquete	250
Hidro Arco Iris (Alto Lino)	1 080
Diesel Esquinas	305
	<u>2 355</u>

a/ Supone operación a plena carga 24 horas del día.

/La utilización

La utilización del complemento térmico del sistema en el período 1967-1973 se resume seguidamente y supone condiciones hidrológicas críticas en los ríos que alimentan las plantas hidroeléctricas:

Sistema integrado Chiriquí-Golfito

Utilización de la capacidad térmica complementaria

Año	Producción requerida (Miles kWh)	Producción hidroeléctrica (Miles kWh)	Producción térmica (Miles kWh)	Demanda máxima (kW)	Complemento térmico requerido (kW)
1967	68 484	68 484	-	12 900	-
1968	75 332	74 436	896	14 600	940
1969	82 865	80 065	2 800	16 500	2 150
1970	91 152	85 002	6 150	18 950	4 150
1971	100 267	89 264	11 003	21 200	5 100
1972	110 294	92 965	17 329	23 600	7 000
1973	121 323	95 638	25 685	26 000	8 000

La producción de las plantas térmicas representa el 9.8 por ciento de la producción total del período 1967-1973. La potencia máxima que aportarían al sistema representa el 31 por ciento de la requerida en 1973.

En cuanto a la programación de la operación de las plantas térmicas debe hacerse en forma de obtener las mejores ventajas para el sistema, tratando de reducir las pérdidas de transmisión en las líneas.

Sería necesario contar con una oficina de despacho adecuada para garantizar la mejor operación de las plantas del sistema, lo que requeriría de buenas comunicaciones. En la provincia de Chiriquí, el sistema telefónico actual garantiza ese servicio. Si se hiciera uso de las facilidades telefónicas de la Compañía Bananera en Costa Rica se podría contar con un servicio confiable.

Una forma de reducir los problemas de despacho y disminuir los costos totales de producción sería la de fusionar en una sola instalación las

Cuadro 16 (continuación)

Referencia	1961	1962	1963	1964	1965	1966	1967	1968	1969	1970	1971	1972	1973
4. Generación anual (Miles kWh)	37 713	42 524	46 776	51 454	56 599	62 259	68 484	75 332	82 865	91 152	100 267	110 294	121 323
Plantas hidroeléctricas	18 784	22 416	24 659	27 125	29 839	32 823	68 484	74 436	80 065	85 002	89 264	92 965	95 638
Plantas diesel-eléctricas	18 929	20 106	22 117	24 329	26 760	29 436	-	896	2 800	6 150	11 003	17 329	25 685
5. Activo fijo (sistema primario) (Miles de dólares)	3 724	3 724	3 979	4 349	4 349	4 349	10 105	10 105	11 102	11 439	11 439	11 439	11 439
1. Generación	<u>3 448</u>	<u>3 448</u>	<u>3 703</u>	<u>4 003</u>	<u>4 003</u>	<u>4 003</u>	<u>7 156</u>	<u>7 156</u>	<u>8 153</u>	<u>8 153</u>	<u>8 153</u>	<u>8 153</u>	<u>8 153</u>
a) E.E. de Chiriquí	<u>2 385</u>	<u>2 385</u>	<u>2 640</u>	<u>2 940</u>	<u>2 940</u>	<u>2 940</u>	<u>3 560</u>	<u>3 560</u>					
Plantas existentes	2 385	2 385	2 385	2 385	2 385	2 385	2 385	2 385	2 385	2 385	2 385	2 385	2 385
Diesel Armuelles	-	-	255	255	255	255	255	255	255	255	255	255	255
Ampliación Dolega	-	-	-	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300
Mejoras Caldera	-	-	-	-	-	-	620	620	620	620	620	620	620
b) Chirilanco - Diesel Armuelles	<u>312</u>	<u>312</u>											
c) Dr. Arnulfo Arias - Hidro Alto Lino	<u>195</u>	<u>195</u>											
d) Proyecto hidro 1	-	-	-	-	-	-	<u>2 533</u>	<u>2 533</u>	<u>3 530</u>	<u>3 530</u>	<u>3 530</u>	<u>3 530</u>	<u>3 530</u>
e) Compañía Bananera de Costa Rica	<u>556</u>	<u>556</u>											
Diesel de Golfito, Palmar, Coto	519	519	519	519	519	519	519	519	519	519	519	519	519
Otras plantas diesel menores	37	37	37	37	37	37	37	37	37	37	37	37	37
2. Obras de transmisión (sistema primario) (Miles de dólares)	<u>276</u>	<u>276</u>	<u>276</u>	<u>346</u>	<u>346</u>	<u>346</u>	<u>2 949</u>	<u>2 949</u>	<u>2 949</u>	<u>3 286</u>	<u>3 286</u>	<u>3 286</u>	<u>3 286</u>
a) E.E. de Chiriquí	<u>276</u>	<u>276</u>	<u>276</u>	<u>346</u>	<u>346</u>	<u>346</u>	<u>346</u>	<u>346</u>	<u>346</u>	<u>546</u>	<u>546</u>	<u>546</u>	<u>546</u>
b) Obras de interconexión	-	-	-	-	-	-	2 603	2 603	2 603	2 740	2 740	2 740	2 740
En Panamá	-	-	-	-	-	-	1 325	1 325	1 325	1 462	1 462	1 462	1 462
En Costa Rica	-	-	-	-	-	-	1 278	1 278	1 278	1 278	1 278	1 278	1 278

Cuadro 16 (continuación)

E/CN.12/CCE/SC.5/12
E.O./LAF/LI
Pág. 67

Referencia	1961	1962	1963	1964	1965	1966	1967	1968	1969	1970	1971	1972	1973
6. Depreciación (sistema primario) (Miles de dólares)	173	173	186	197	197	197	365	365	390	402	402	402	402
1. Generación	<u>164</u>	<u>164</u>	<u>177</u>	<u>186</u>	<u>186</u>	<u>186</u>	<u>268</u>	<u>268</u>	<u>293</u>	<u>293</u>	<u>293</u>	<u>293</u>	<u>293</u>
a) E.E. de Chiriquí	<u>113</u>	<u>113</u>	<u>126</u>	<u>135</u>	<u>135</u>	<u>135</u>	<u>154</u>						
Plantas existentes (4.74%)	113	113	113	113	113	113	113	113	113	113	113	113	113
Diesel Arnuelles (5%)	-	-	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13
Ampliación Dolega (3%)	-	-	-	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9
Mejoras Caldera	-	-	-	-	-	-	19	19	19	19	19	19	19
b) Chirilanco	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16
c) Dr. Arnulfo Arias	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
d) Proyecto hidro I	-	-	-	-	-	-	63	63	88	88	88	88	88
e) Compañía Bananera de Costa Rica	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29
2. Obras de transmisión	<u>9</u>	<u>9</u>	<u>9</u>	<u>11</u>	<u>11</u>	<u>11</u>	<u>97</u>	<u>97</u>	<u>97</u>	<u>109</u>	<u>109</u>	<u>109</u>	<u>109</u>
a) E.E. de Chiriquí	9	9	9	11	11	11	11	11	11	18	18	18	18
b) Obras de interconexión	-	-	-	-	-	-	<u>86</u>	<u>86</u>	<u>86</u>	<u>91</u>	<u>91</u>	<u>91</u>	<u>91</u>
En Panamá	-	-	-	-	-	-	44	44	44	49	49	49	49
En Costa Rica	-	-	-	-	-	-	42	42	42	42	42	42	42

/Cuadro 16 (continuación)

Cuadro 16 (continuación)

Referencia	1961	1962	1963	1964	1965	1966	1967	1968	1969	1970	1971	1972	1973
7. Depreciación acumulada (sistema primario) (Miles de dólares)	960	1 133	1 319	1 516	1 713	1 910	2 275	2 640	3 030	3 432	3 834	4 236	4 638
1. Generación	<u>900</u>	<u>1 064</u>	<u>1 241</u>	<u>1 427</u>	<u>1 613</u>	<u>1 799</u>	<u>2 067</u>	<u>2 335</u>	<u>2 628</u>	<u>2 921</u>	<u>3 214</u>	3 507	<u>3 800</u>
a) E.E. de Chiriquí	594	707	833	968	1 103	1 238	1 392	1 546	1 700	1 854	2 008	2 162	2 316
b) Chirilanco	104	120	136	152	168	184	200	216	232	248	264	280	296
c) Dr. Arnulfo Arias	18	24	30	36	42	48	54	60	66	72	78	84	90
d) Proyecto hidro 1	-	-	-	-	-	-	63	126	214	302	390	478	566
e) Compañía Bananera de Costa Rica	184	213	242	271	300	329	358	387	416	445	474	503	532
2. Obras de transmisión	<u>60</u>	<u>69</u>	<u>78</u>	<u>89</u>	<u>100</u>	<u>111</u>	<u>208</u>	<u>305</u>	<u>402</u>	<u>511</u>	<u>620</u>	729	<u>838</u>
a) E.E. de Chiriquí	60	69	78	89	100	111	122	133	144	162	180	198	216
b) Obras de interconexión	-	-	-	-	-	-	<u>86</u>	<u>172</u>	<u>258</u>	<u>349</u>	<u>440</u>	531	<u>622</u>
En Panamá	-	-	-	-	-	-	44	88	132	181	230	279	328
En Costa Rica	-	-	-	-	-	-	42	84	126	168	210	252	294
8. Activo fijo neto (sistema primario) (5-7) (Miles de dólares)	2 764	2 591	2 660	2 833	2 636	2 439	7 830	7 465	8 072	8 007	7 605	7 203	6 801
9. Capital de trabajo (3.5% del activo fijo)	130	130	139	152	152	152	354	354	389	400	400	400	400
10. Inversión inmovilizada total (8/9)	2 894	2 721	2 799	2 985	2 788	2 591	8 184	7 819	8 461	8 407	8 005	7 603	7 201

/Cuadro 16 (continuación)

Cuadro 16 (continuación)

E/CN.12/CCE/SC.5/12
TAC/LAT/41
Pág. 69

Referencia	1961	1962	1963	1964	1965	1966	1967	1968	1969	1970	1971	1972	1973
11. Gastos fijos de explotación (Miles de dólares)	311	348	348	348	348	348	511	511	514	518	518	518	518
1. Generación	299	336	336	336	336	336	423	423	426	426	426	426	426
a) E.E. de Chiriquí	135	172	172	172	172	172	172	172	172	172	172	172	172
Instalaciones actuales	135	135	135	135	135	135	135	135	135	135	135	135	135
Diesel Armuelles	-	37	37	37	37	37	37	37	37	37	37	37	37
b) Chiriquilanco	63	63	63	63	63	633	63	63	63	63	63	63	63
c) Planta Alto Lino	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
d) Proyecto I	-	-	-	-	-	-	87	87	90	90	90	90	90
e) Compañía Bananera de Costa Rica	93	93	93	93	93	93	93	93	93	93	93	93	93
2. Obras de transmisión	12	12	12	12	12	12	88	88	88	92	92	92	92
a) E.E. de Chiriquí	12	12	12	12	12	12	12	12	12	16	16	16	16
b) Obras de interconexión	-	-	-	-	-	-	76	76	76	76	76	76	76
12. Gastos de explotación	943	974	1 013	1 063	1 065	1 069	1 694	1 666	1 775	1 818	1 819	1 836	1 871
1. Gastos fijos (11)	311	348	348	348	348	348	511	511	514	518	518	518	518
2. Gastos variables plantas diesel-eléctricas (0.9 centavos por kWh)	170	181	199	219	241	265	-	8	25	55	99	156	231
3. Depreciación	173	173	186	197	197	197	365	365	390	402	402	402	402
4. Rentabilidad (10% sobre una inversión inmovilizada)	289	272	280	299	279	259	818	782	846	841	800	760	720
13. Costo promedio del kWh generado (12/4) (centavos de dólar)	2.50	2.29	2.17	2.07	1.88	1.72	2.47	2.21	2.14	1.99	1.81	1.66	1.54

/plantas

plantas diesel-eléctricas de la Chirilanco y la E.E. de CH, ambas ubicadas en Armuelles a una distancia, entre ellas, de un km, actualmente. De la misma manera, habría que proceder con las de la CBCR, reuniéndolas en una sola instalación en Golfito. Sin embargo, si bien en este último caso se reducirían las ventajas de usarlas como plantas de emergencia, es en Golfito donde esas necesidades son más importantes.

Cabe destacar que con el desarrollo combinado, el factor de utilización de la capacidad generadora del sistema aumentaría hasta el 47.5 por ciento en 1973, por lograrse un mejor uso de los equipos. Este valor es prácticamente igual al factor de carga del sistema, que para ese año se ha supuesto en 53 por ciento.

5: Obras de interconexión

La utilización al máximo de la capacidad generadora instalada se logra por medio de la red de líneas de transmisión y sus obras complementarias. La red prevista supone una utilización relativamente pequeña de las líneas existentes y la construcción de nuevas líneas de transmisión troncales a 69 kv complementadas con líneas de subtransmisión a 33 y 14 kv. Los voltajes han sido escogidos teniendo en cuenta el transporte económico de la energía a las distancias previstas y de modo que se utilicen las instalaciones por un período amplio. Esto ha sido determinante en la selección del voltaje de las líneas troncales y de subtransmisión.

Tienen, en su mayor parte, capacidad para llevar la energía que demandarían los centros de consumo hasta 1980. Los valores seleccionados resultan los más favorables económicamente.

Las obras de transmisión existentes, que formarían parte del sistema de interconexión, son las líneas entre las plantas de Caldera y Dolega y la ciudad de David y sus subestaciones complementarias.

Las nuevas obras se pueden agrupar de la siguiente forma:

a) Obras de interconexión entre las nuevas plantas hidroeléctricas que requerirá el sistema y las instalaciones de producción de la E.E. de CH. Se ha planeado un patio de interruptores y subestación en Dolega, donde llegarán las líneas de los nuevos proyectos y las de las plantas de Caldera y Dolega (láminas 4 y 6).

/b) Obras de

b) Obras de alimentación a David. Además de las dos líneas actuales, se requerirá una nueva a 69 kv en 1970 entre esa población y el patio de interruptores de Dolega (láminas 4 y 6).

c) Obras de alimentación a Golfito y Armuelles, que incluyen una línea de transmisión a 69 kv desde el patio de interruptores de Dolega hasta el de Paso de Canoa, en la frontera. De aquí sale una línea a 69 kv hacia Armuelles y otra del mismo voltaje hacia Corredor en Costa Rica.

La línea entre los patios de interruptores de Dolega y Paso de Canoa podría alimentar a Concepción, cuando resulten insuficientes las líneas que actualmente abastecen esta población de Panamá.

d) La línea de 69 kv que va hacia Armuelles reduce su voltaje en esta ciudad, donde se interconecta con la Chirilanco y con la E.E. de CH (láminas 4 y 6).

e) En Corredor se reduce el voltaje a 33 y 14 kv, con el fin de suplir energía a los diversos centros de consumo de la región. Con líneas de 33 kv se alimenta Golfito y la zona Palmar-Puerto Cortés. A 14 k se lleva energía a San Vito y Coto (láminas 5 y 7).

Los sitios de entrega de energía serían Dolega y Armuelles para la E.E. de CH; Armuelles para la Chirilanco; Golfito, Palmar y Coto para la GBCR; Puerto Cortés y Golfito para las Municipalidades; y Palmar, Norte, y Villa Neilly y San Vito para las empresas allí establecidas.

6. Obras existentes y adiciones planeadas que formarán el sistema generador-trasmisor Chiriquí-Golfito. Inversiones necesarias.

Las obras existentes y las adiciones que formarán el sistema generador-trasmisor Chiriquí-Golfito comprenderían activos fijos de 11,4 millones de dólares en 1973, que corresponde a un costo promedio por kW instalado de 400 dólares. Si se considera únicamente las obras de generación, este costo sería de 286 dólares. Esto da idea de la importancia relativa del sistema de obras de transmisión. (cuadro 17).

La capacidad instalada total alcanzaría a 28 554 kW en 1973, de los cuales se agregarían 14 800 kW entre 1961 y 1973 con una inversión de 4.1 millones de dólares y mejoras por valor de 620 000 dólares en la planta de Caldera. La inversión resultante por kW instalado en esas nuevas adiciones es de 308 dólares.

Cuadro 17

OBRAS QUE FORMARAN EL SISTEMA PRIMARIO INTERCONECTADO CHIRIQUI-GOLFITO, 1973

E/CN.12/GE/SC.5/12
TAC/LAT/41
Pág. 73

Obra o instalación	Empresa u organismo propietario	Características	Fecha de inicio de operaciones	Valor de la instalación (Miles de dólares)	Depreciación anual (Miles de dólares)	Depreciación acumulada 31/12/61
<u>Generación</u>						
1. Plantas hidroeléctricas Caldera, Dolega, Ecoquete y Macho Monte	E.E. de Ch.	6 880 kW	En operación	2 386	113	594
2. Planta diesel-eléctrica Armuelles	E.E. de Ch.	1 550 kW	1963	255	13	—
3. Ampliación hidro Dolega	E.E. de Ch.	2 230 kW	1964	300	9	—
4. Mejoras planta de Caldera	E.E. de Ch.	—	1967	620	19	—
Subtotal E.E. de Chiriquí		<u>10 610 kW</u>		<u>3 561</u>	<u>154</u>	<u>594</u>
5. Planta diesel-eléctrica Armuelles	Chiriquilanco	2 080 kW	En operación	312	16	104
6. Planta diesel-eléctrica Golfito	CBCR	1 770 kW	En operación	266	13	88
7. Planta diesel-eléctrica de Palmar	CBCR	923 kW	En operación	138	7	46
8. Planta diesel-eléctrica de Coto	CBCR	766 kW	En operación	115	6	38
9. Plantas diesel-eléctricas menores	CBCR	305 kW	En operación	37	3	12
Subtotal Chiriquilanco y CBCR		<u>5 844 kW</u>		<u>868</u>	<u>45</u>	<u>288</u>

/Cuadro 17 (Continuación)

Cuadro 17 (Continuación)

Obra o instalación	Empresa u organismo propietario	Características	Fecha de inicio de operaciones	Valor de la instalación (Miles de dólares)	Depreciación anual (Miles de dólares)	Depreciación acumulada 31/12/61
10. Planta Alto Lino	Dr. A.Arias	1 080 kW	En operación	195	6	18
11. Proyecto I (Primera etapa)		5 510 kW	1967	2 533	63	-
Proyecto I (Segunda etapa)		5 510 kW	1969	997	25	-
Total generación Proyecto I (Primera etapa)		<u>23 044 kW</u>		<u>7 157</u>	<u>268</u>	
Total generación Proyecto I (Segunda etapa)		28 554 kW		8 154	293	900
<u>Trasmisión</u>						
<u>Lineas de Trasmisión</u>						
1. Caldera-Dolega-David	E.E. de Ch.	33 kv, 33 km	En operación	99	3	18
2. Dolega-David	E.E. de Ch.	33 kv, 16 km	En operación	64	2	2
3. Proyecto hidro No. 1 - P. I. Dolega		69 kv, 15 km	1967	128	4	-
4. P.I. Dolega-Concepción-Paso de Canoa		69 kv, 50 km	1967	428	14	-
5. Paso de Canoa-Armuelles		69 kv, 35 km	1967	299	10	-
6. Paso de Canoa-Corredor		69 kv, 15 km	1967	128	4	-
7. Corredor-Golfito		33 kv, 33 km	1967	188	6	-
8. Corredor-Palmar		33 kv, 66 km	1967	376	13	-
9. Corredor-Coto		14 kv, 7 km	1967	35	1	-
10. Corredor-San Vito		14 kv, 22 km	1967	110	4	-
11. Palmar-Puerto Cortés		14 kv, 8 km	1967	40	1	-
12. P.I. Dolega-David		69 kv, 16 km	1970	137	5	-
Subtotal		<u>316 km</u>		<u>2 032</u>	<u>67</u>	<u>20</u>

Cuadro 17 (Continuación)

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

TAO/LAT/41

Pág. 75

Obra e instalación	Empresa u organismo propietario	Características	Fecha de inicio de operaciones	Valor de la Instalación (Miles de dólares)	Depreciación anual (Miles de dólares)	Depreciación acumulada 31/12/61
<u>Subestaciones</u>						
13. Reductora David No. 1	E.E. de Ch.	3.5 MVA, 33/2.4 kv	En operación	113	4	40
14. Reductora David No. 2	E.E. de Ch.	5.5 MVA, 33/2.4 kv	1964	70	2	—
15. Patio de Interruptores Dolega (Primera etapa)		69 kv	1967	114	4	—
16. Interconexión Dolega		10.0 MVA, 69/33 kv	1967	121	4	—
17. Patio de Interruptores Paso de Canoas		69 kv	1967	114	4	—
18. Reductora Armuelles		10.0 MVA, 69/14 kv	1967	121	4	—
19. Reductora Corredor		20.0 MVA, 69/33/14 kv	1967	228	8	—
20. Reductora Golfito		10.0 MVA, 33/14 kv	1967	99	3	—
21. Reductora Palmar		5.0 MVA, 33/14 kv	1967	74	2	—
22. Reductora David No. 3	E.E. de Ch.	10.0 MVA, 69/33/2.4 kv	1970	200	7	—
Subtotal				<u>1 254</u>	<u>42</u>	<u>40</u>
Total Trasmisión				<u>3 286</u>	<u>109</u>	<u>60</u>
Total Generación y Trasmisión				<u>11 440</u>	<u>402</u>	<u>960</u>

/Eas obras

Las obras de transmisión que deberían construirse entre 1961 y 1973 demandan una inversión de 1.9 millones en líneas y 1.1 millones en subestaciones. A la E.E. de CH. le correspondería el costo de las obras de la planta diesel-eléctrica en Armuelles, de la ampliación de Dolega, las mejoras a Caldera y la línea de Dolega a David (69 km) y su subestación complementaria. Al IRHE le correspondería el costo del proyecto hidroeléctrico 1 y el resto de las obras de interconexión en Panamá. Al ICE le tocaría las obras de interconexión en Costa Rica.

Las inversiones que requeriría el sistema primario en las obras que iniciarán operaciones entre 1967 y 1973 alcanzarían a 7.1 millones de dólares, de los cuales 4.1 corresponde a gastos en moneda extranjera. La inversión se distribuye en 4.9 para IRHE, 0.9 para la E.E. de CH. y 1.3 millones de dólares al ICE.

El detalle por países, empresa y tipo de obra se muestra a continuación:

Resumen de inversiones en sistema combinado Chiriquí-Golfito, en obras que deben operar entre 1967 y 1973

(Miles de dólares)

Detalle	Plantas generación			Líneas de transmisión			Subestaciones			Total		
	Moneda local	Moneda extranjera	Total	Moneda local	Moneda Extranjera	Total	Moneda local	Moneda Extranjera	Total	Moneda local	Moneda Extranjera	Total
<u>Panamá</u>												
IRHE	1 589	1 941	3 530	299	556	855	164	306	470	2 052	2 803	4 855
E.E. de Chiriquí	341	279	620	48	89	137	70	130	200	459	498	957
Subtotal	<u>1 930</u>	<u>2 220</u>	<u>4 150</u>	<u>347</u>	<u>645</u>	<u>992</u>	<u>234</u>	<u>436</u>	<u>670</u>	<u>2 511</u>	<u>3 301</u>	<u>5 812</u>
<u>Costa Rica</u>												
ICE	-	-	-	307	570	877	140	261	401	447	891	1 278
Total	<u>1 930</u>	<u>2 220</u>	<u>4 150</u>	<u>654</u>	<u>1 215</u>	<u>1 869</u>	<u>374</u>	<u>697</u>	<u>1 071</u>	<u>2 958</u>	<u>4 192</u>	<u>7 090</u>

7. Resultados económicos (1961-1973)

Los resultados económicos del sistema consolidado demuestran que el costo de kWh generado es menor que el de los sistemas independientes, no obstante que garantiza un rendimiento promedio sobre la inversión inmovilizada del 10 por ciento y soporta los altos costos de explotación de las instalaciones existentes (cuadro 16).

La energía en subestación podría ser vendida a 2.0 centavos de dólar, valor que es 10 por ciento más bajo que los costos de producción actuales de las plantas de las compañías bananeras, que son los más reducidos de toda la región. Sin embargo, debe destacarse que este precio tiende a ser menor, conforme se hace un mejor uso de las obras de interconexión.

Es posible que disminuyan los costos de producción de las plantas térmicas al requerirse menor producción de ellas, por causa de mejores condiciones hidrológicas en los ríos, que las previstas en este estudio. La fusión de las instalaciones productoras de energía térmica en una sola instalación, tanto en Gofito como en Armuelles podría ayudar a disminuir este costo final.

El uso de la producción de las plantas hidroeléctricas de reserva disminuiría el consumo de combustible durante el período de sequía.

VII. CONSECUENCIA DEL DESARROLLO COMBINADO

A. Comparación del desarrollo combinado con otras alternativas

La alternativa de abastecer con plantas diésel eléctricas las necesidades individuales de las unidades de mercado de la región requiere una inversión inicial más reducida, que el desarrollo combinado aunque los costos de producción son más elevados. La diferencia en inversiones se compensaría en un período relativamente corto. Los mayores gastos anuales en moneda extranjera que ocasionaría la utilización de plantas diésel-eléctricas es otro factor desfavorable para esta solución.

En 1958 el IRHE estudió un programa muy general para abastecer las necesidades de la provincia de Chiriquí hasta 1970. Este programa supondría la construcción del proyecto hidroeléctrico de Cochea (8 000 kW de capacidad inicial) con un costo de 3.1 millones de dólares, y obras de transmisión por /un total de

un total de 840 000 dólares. Sin embargo, no se consideró el hecho de que para operar la planta de Cochea, ubicada aguas abajo de Caldera, era necesario hacer las mejoras propuestas en el presente estudio, lo cual significaría 620 mil dólares adicionales a ese programa. Por otra parte, en este caso, el sistema estaría abastecido hasta 1970, mientras que en el desarrollo combinado está hasta 1973. Para hacer comparativos ambos programas deberían agregarse 6 000 kW a la solución nacional por valor aproximado de 1.8 millones de dólares. El costo total de inversión sería entonces equivalente al requerirse para el desarrollo combinado entre 1961 y 1973. Este hecho es indicativo de que Panamá no haría inversiones por encima de las previstas en su plan nacional, en caso de que adoptara el desarrollo combinado. Desde Panamá se podría enviar casi toda la energía que consumiría la zona costarricense, al hacerse mejor uso de la capacidad instalada en las plantas hidroeléctricas ubicadas en Chiriquí. Esto se lograría, usando el complemento térmico que ofrecen las plantas diesel-eléctricas ya instaladas en ambas zonas. De esta manera, Panamá podría vender energía hidroeléctrica secundaria, lo que se traduciría en una mejor utilización de la inversión.

El Instituto Costarricense de Electricidad preparó en 1961 un plan para abastecer de energía la región Golfito-Osa. En el aspecto del sistema generador-trasmisor, incluía la construcción de una planta de 5 000 kW sobre el río Negro, afluente del Coto Brus, y 188 km de líneas de transmisión a 33 kv.^{2/} La inversión total, a costos equivalentes a los usados en este estudio, sería de 3.1 millones de dólares. La planta hidroeléctrica desplazaría la producción de las plantas térmicas y serviría, además, para abastecer a las poblaciones civiles de la zona bananera. Esta planta supliría las necesidades del sistema hasta 1972, siendo necesario agregar mayor capacidad generadora en 1973. En el desarrollo combinado Costa Rica haría una inversión menor.

^{2/} "Gestión de financiamiento presentada por el Instituto Costarricense de Electricidad ante el Banco Interamericano de Desarrollo de los programas de electrificación de los centros urbanos situados fuera de la zona central y de las zonas rurales de Costa Rica".

B. Condiciones de suministro

El desarrollo del sistema combinado podría producir mejoras apreciables en la calidad del servicio prestado y ofrecería energía suficiente para abastecer los consumos restringidos dentro de las fincas bananeras y en las poblaciones civiles. Además, se fijaría un mismo precio al por mayor para la energía servida a todos los consumidores de la región.

Los precios al detalle de la energía disminuirán de acuerdo con la empresa distribuidora de que se trate. En las fincas de las compañías bananeras, en que el volumen de energía distribuida es considerable, los costos de distribución pueden ser del orden del 30 por ciento del costo final para el consumidor, como ocurre con varias empresas de servicio público que operan en la región centroamericana. El precio de venta promedio resultante sería de 3.0 centavos de dólar. A este precio sería posible vender energía a todos los empleados, derivando una rentabilidad adecuada. La Empresa Eléctrica de Chiriquí, con la garantía del precio al por mayor de 2.0 centavos, no tendría necesidad de aumentar sus tarifas para obtener el rendimiento que le autoriza la ley. Las pequeñas empresas que operan en Costa Rica podrían ofrecer energía durante todo el día a sus consumidores, a un precio bastante más reducido que el actual.

Todas las empresas podrían ofrecer a la industria tarifas más favorables que las actuales, lo que tendería a reducir el autoabastecimiento.

Las empresas distribuidoras necesitarían preparar debidamente sus instalaciones para servir a los consumidores al detalle.

C. Financiamiento del desarrollo combinado

El agrupamiento de mercados normalmente requiere inversiones muy fuertes que rebasan la capacidad financiera de las empresas. Esto ha ocurrido en la mayor parte de los países centroamericanos y ha sido una de las causas principales de que la solución del desarrollo combinado no se haya adoptado en muchas regiones. Por esta razón, en la primera etapa del desarrollo se requiere obtener financiamiento por un alto porcentaje de la inversión, incluyendo los gastos en moneda extranjera y gran parte de los gastos en

/moneda local.

moneda local. El total requerido alcanza a 7.1 millones, correspondiendo 4.1 a gastos en moneda extranjera y 3.0 a moneda local (relación 58/42). Las sumas para gastos en moneda extranjera pueden obtenerse de los organismos internacionales de crédito. Los fondos en moneda local representan 2.5 millones para Panamá y 0.4 para Costa Rica. Debe recordarse que el desarrollo combinado requiere inversiones, por un lado, equivalentes a las alternativas nacionales estudiadas preliminarmente en Panamá y, por otro, menores para Costa Rica.

Si el IRHE y el ICE participaran en el desarrollo combinado y logran financiar la inversión total en condiciones similares a las obtenidas en otros casos, podrían hacer frente al servicio de la deuda por medio de la generación interna de caja resultante de operar el sistema primario y dispondrían, además, de fondos adicionales para las expansiones futuras del sistema.

D. Otras consideraciones

Para llevar a cabo el desarrollo combinado habría que realizar estudios completos de los diversos problemas planteados, con el fin de construir las obras requeridas y gestionar el financiamiento necesario, lo que demanda fuertes gastos en estudios técnicos.

El IRHE ha obtenido ayuda del Fondo Especial de las Naciones Unidas para efectuar un estudio de los recursos del río Chiriquí y Chico con miras a su eventual utilización en la producción de energía y riego. Dicho estudio debe concretar el mejor proyecto hidroeléctrico para desarrollo inmediato que cubra el mercado de la provincia. Los estudios técnicos deberán presentarse con suficiente detalle para gestionar su financiamiento ante los organismos de crédito. Sin embargo, de adoptarse el desarrollo combinado convendría variar los términos de referencia de esta investigación en el sentido de que se extienda a toda la región, y correspondiendo a una segunda etapa, en lo que se refiere a suministro de energía, de las investigaciones iniciadas por la Misión.

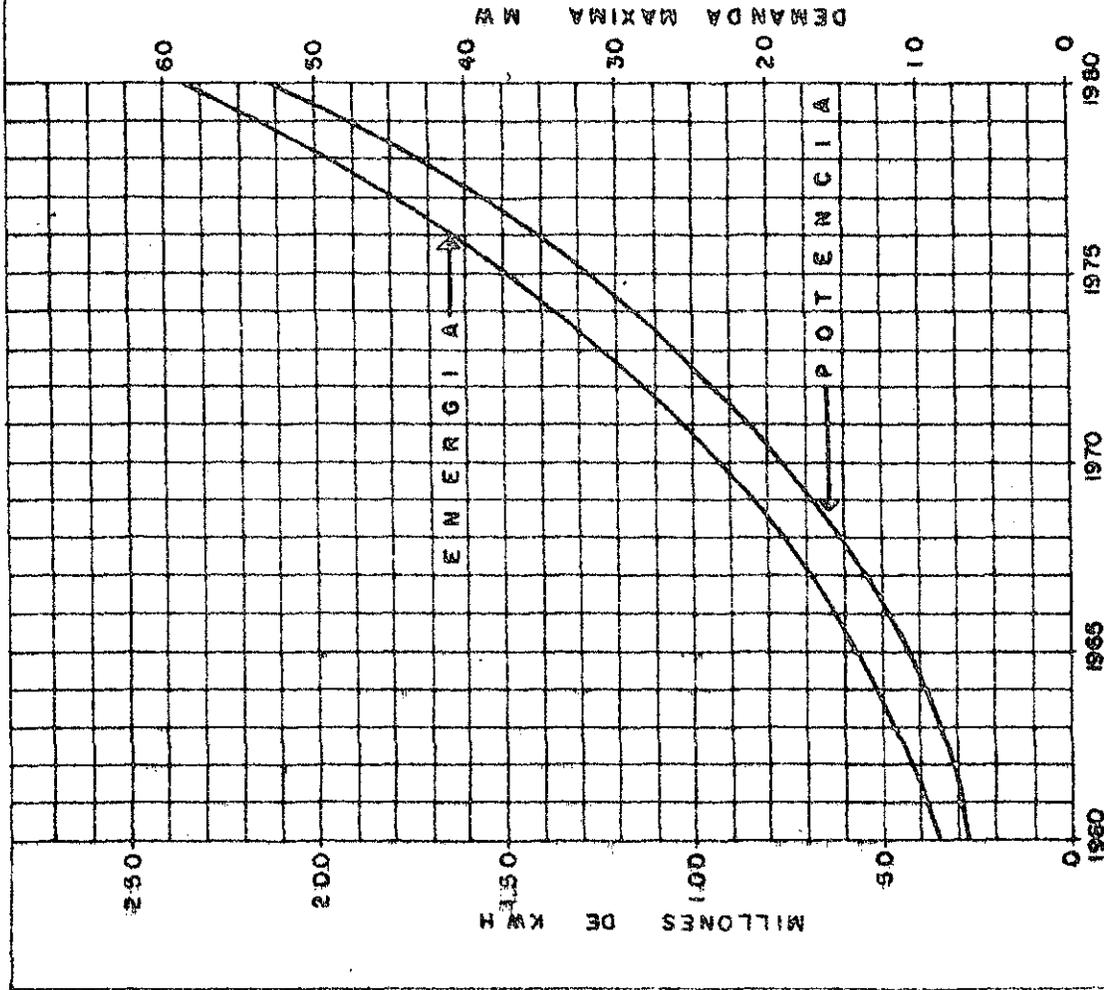
/Es recomendable

Es recomendable que ambos países desarrollaran un plan conjunto para evaluar los recursos hidráulicos de la región, con el fin de tener una mejor perspectiva sobre las posibilidades existentes en relación con las futuras adiciones de capacidad generadora. En referencia a este punto conviene recordar que los ríos Changuinola y Sixaola ofrecen amplias facilidades de aprovechamiento. Uno de los principales propósitos de este estudio sería investigar las posibilidades que ofrecen para alimentar otras regiones, especialmente Almirante, las ciudades terminales del Canal, las provincias Centrales en Panamá y la Zona Central de Costa Rica.

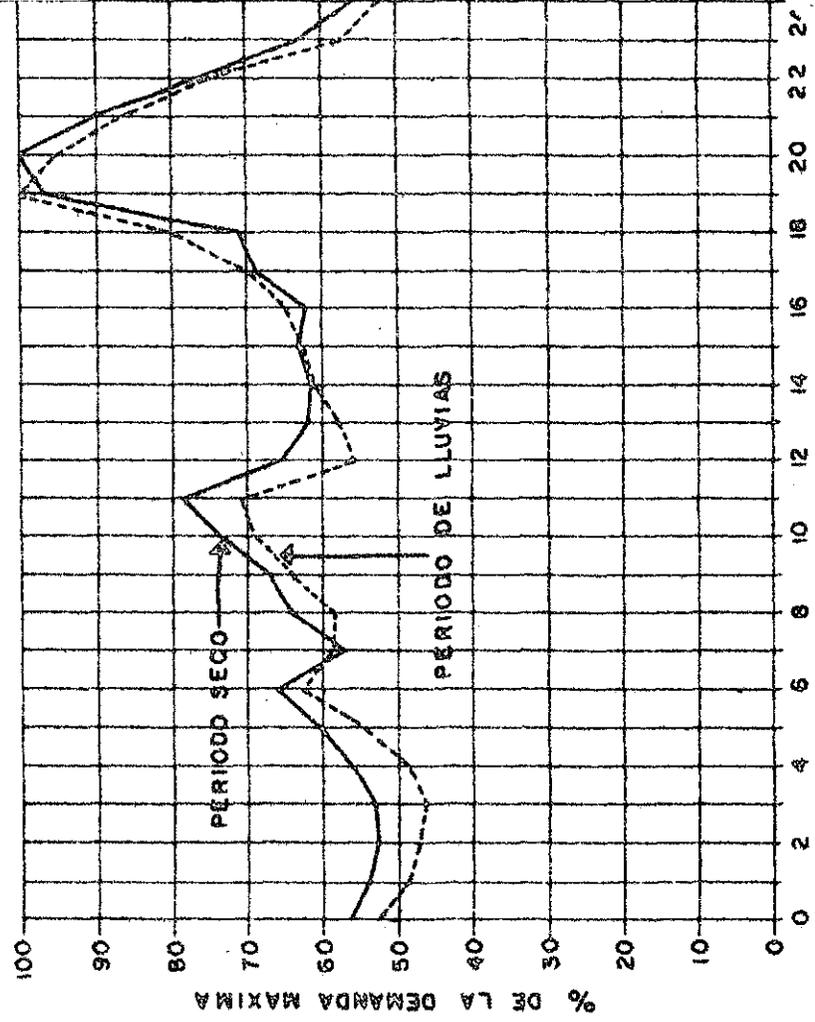
El régimen de los ríos al otro lado de la Cordillera es más favorable. Convendría analizar la posibilidad de desarrollarlos para sustituir más adelante el complemento térmico que requieren los proyectos de Chiriquí.

Las industrias que requieran autoabastecerse de energía eléctrica por razones especiales de sus procesos, podrían considerar la posibilidad de planear sus instalaciones en forma coordinada con el sistema eléctrico que se podría crear en esta región mediante el desarrollo combinado.

LAMINAS DEL TEXTO



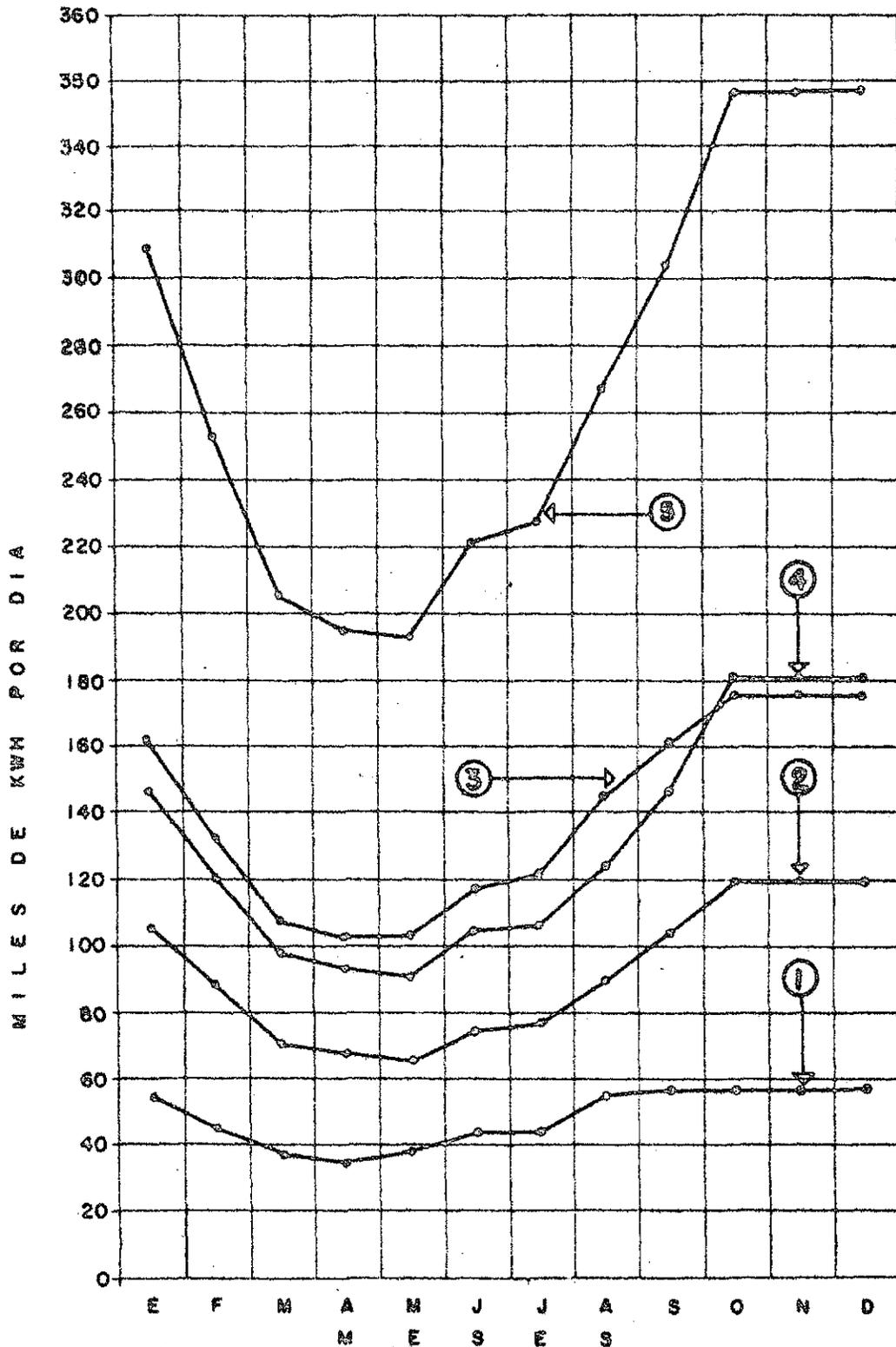
NECESIDADES DE POTENCIA Y ENERGIA
EN PLANTAS GENERADORAS
AÑOS



CURVAS TÍPICAS UNITARIAS DE CARGA DIARIA
PERIODO SECO Y PERIODO DE LLUVIAS
HORAS

DESARROLLO COMBINADO CHIRIQUI - GOLFITO (PANAMA - COSTA RICA)

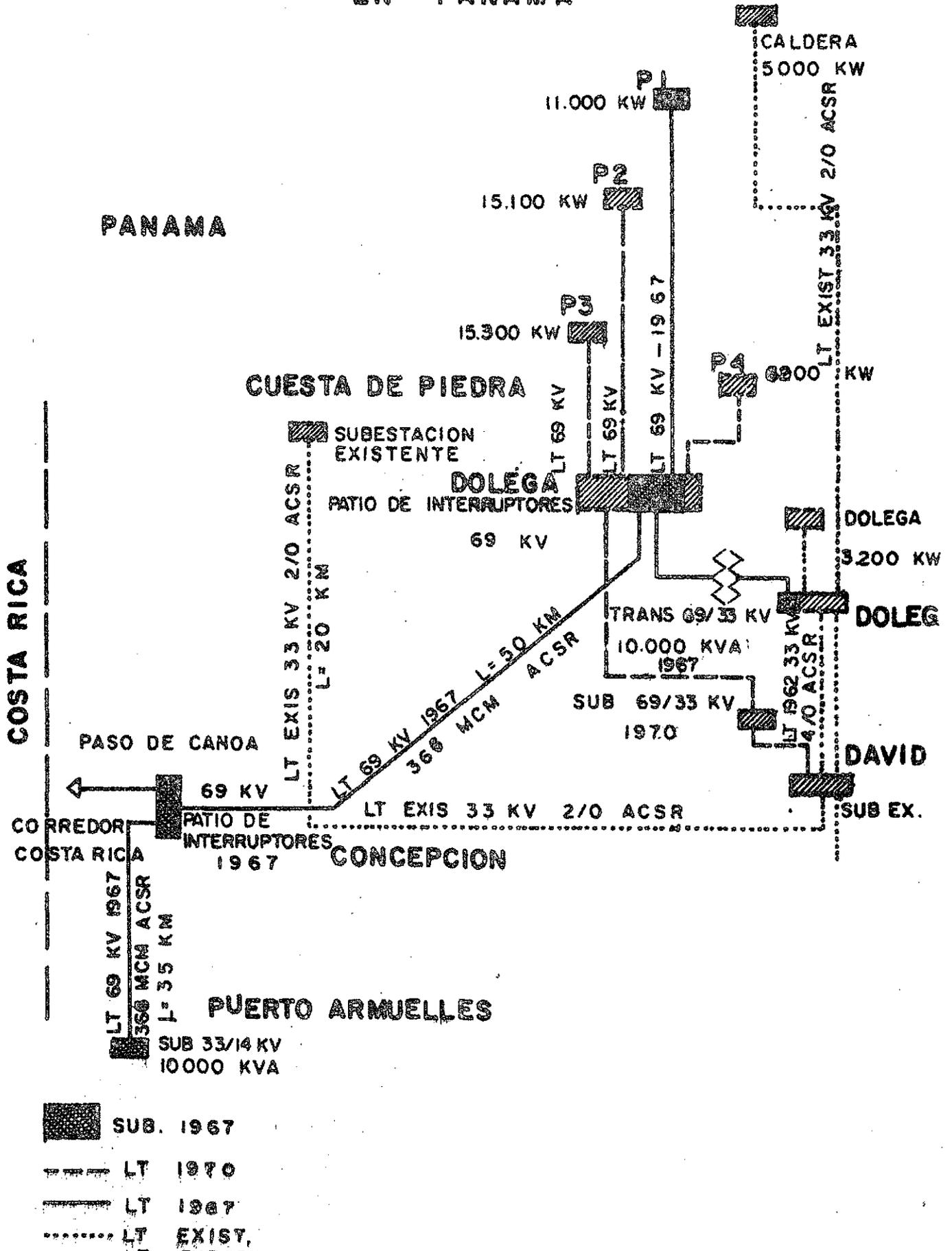
VARIACION DE LA PRODUCCION DIARIA PLANTAS HIDROELECTRICAS AÑO HIDROLOGICO CRITICO



- ① PRODUCCION PLANTA DOLEGA (CAPACIDAD INST. 8030 KW).
- ② PRODUCCION PLANTA CALDERA (CAPACIDAD INST. 8040 KW).
- ③ PRODUCCION PLANTAS CALDERA Y DOLEGA
- ④ PRODUCCION PROYECTO HIDROELECTRICO No. 1 (CAPACIDAD INST. 11020 KW).
- ⑤ PRODUCCION PLANTAS CALDERA, DOLEGA Y PROYECTO HIDROELECTRICO No. 1

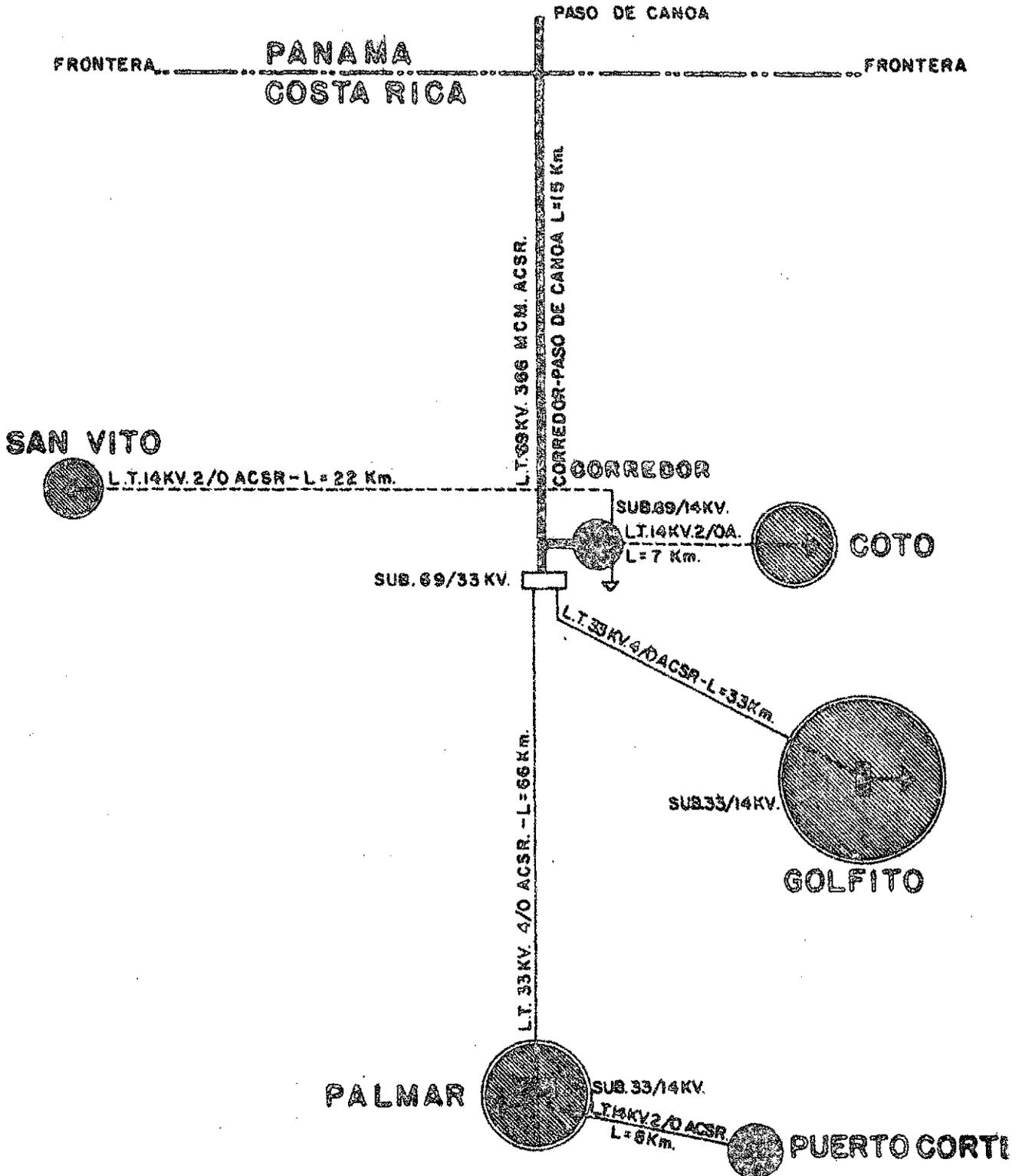
DESARROLLO COMBINADO CHIRIQUI - GOLFITO PANAMA - COSTA RICA

ESQUEMA DEL SISTEMA DE TRANSMISION EN PANAMA

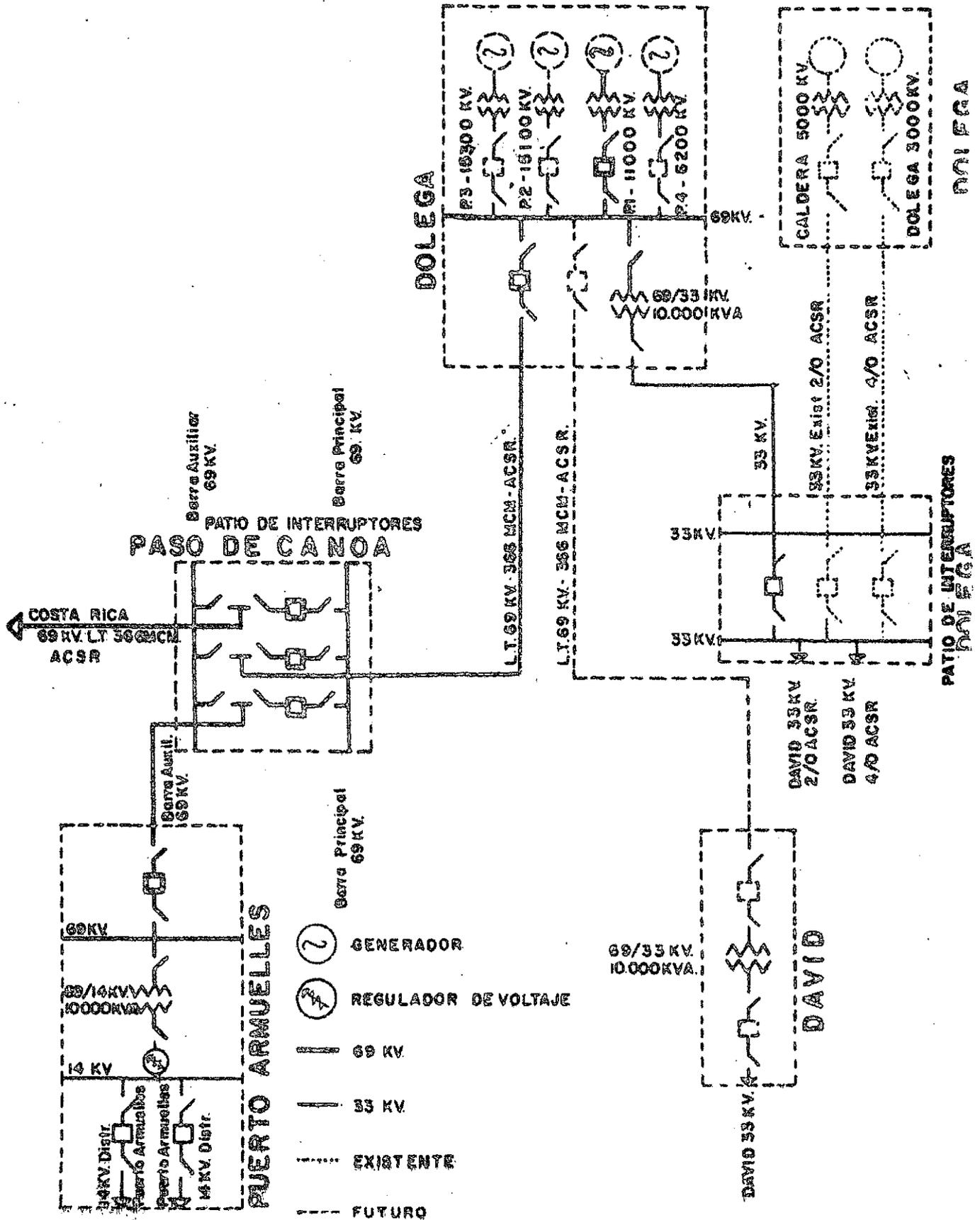


DESARROLLO COMBINADO CHIRIQUI - GOLFITO PANAMA - COSTA RICA

ESQUEMA DEL SISTEMA DE TRANSMISION EN COSTA RICA



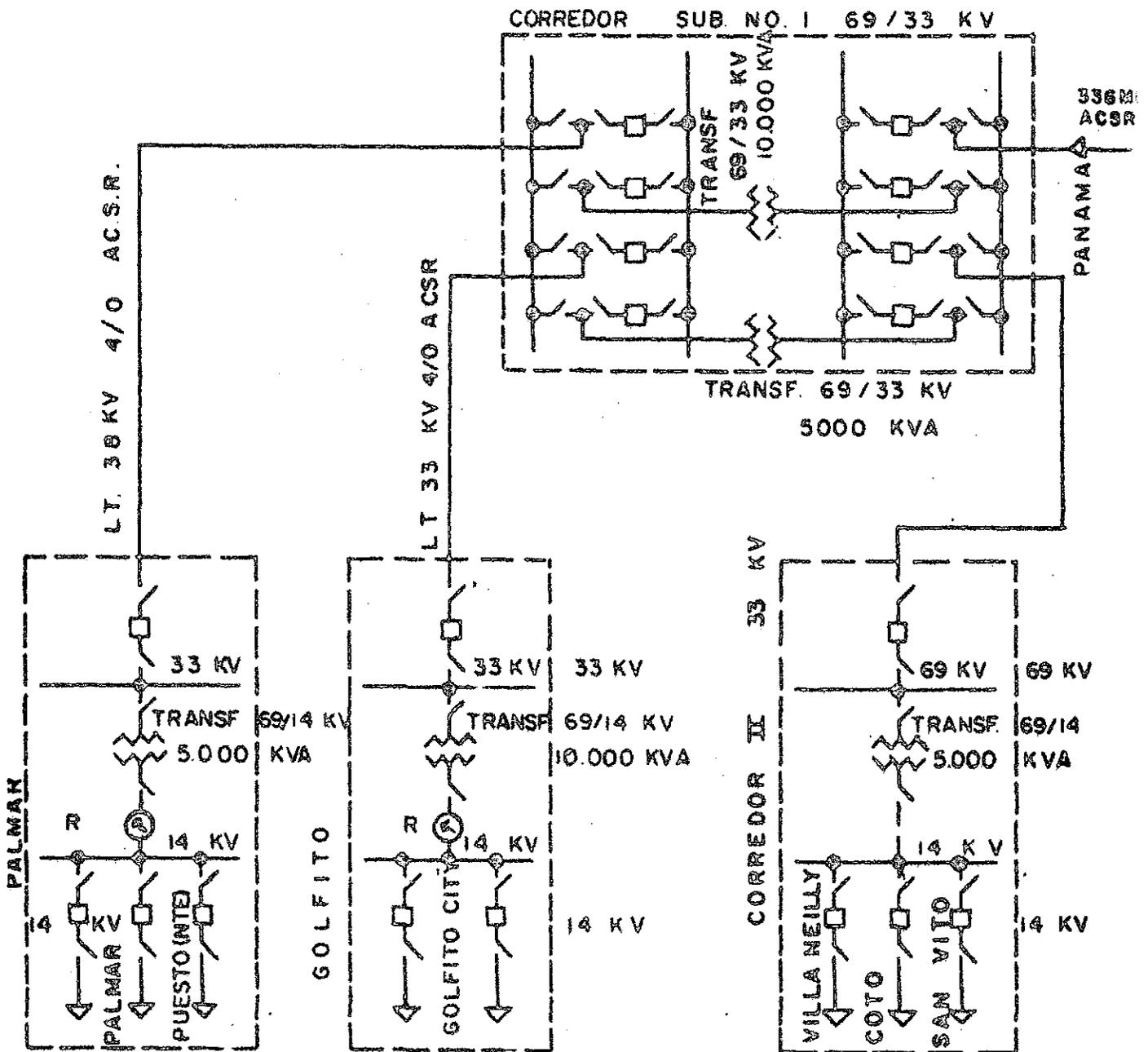
DESARROLLO COMBINADO CHIRIQUI - GOLFITO PANAMA - COSTA RICA DIAGRAMA UNIFILAR EN PANAMA



DESARROLLO COMBINADO CHIRIQUI - GOLFITO PANAMA - COSTA RICA

DIAGRAMA UNIFILAR

EN COSTA RICA



R = REGULADOR DE VOLTAJE

Apéndice 1

EVALUACION DE PROYECTOS HIDROELECTRICOS
EN EL RIO CHIRIQUI

A. Datos generales de los proyectos

Proyecto No. 1

Presa en el río Cochea a elevación 866 m
Túnel revestido de 2,8 m de diámetro en herradura y 1 500 m de largo
Canal de 2,3 m de ancho, 3,1 m de altura y 240 m de longitud
2 tuberías de presión de 1,78 m de diámetro promedio y 950 m de largo
Desfogue Casa de Máquinas a elevación 750 m
Caída neta = 109.34 m
Capacidad Primera Etapa = 5 510 kW
Total = 11 020 kW

Proyecto No. 2

Toma en el río Cochea a elevación 750 m
Túnel revestido de 2,8 m de diámetro en herradura y 1 800 m de largo
1 tubería de presión de 2,15 m de diámetro promedio y 1 790 m de largo
Desfogue de Casa de Máquinas a elevación 586 m
Caída neta = 150.09 m
Capacidad = 15 130 kW

Proyecto No. 3

Toma en el río Cochea a elevación 586 m
Túnel revestido de 2,8 m de diámetro en herradura y 2 240 m de largo
1 tubería de presión de 2,02 m de diámetro promedio y 2 990 m de largo
Desfogue de Casa de Máquinas a elevación 409 m
Caída neta = 151.90 m
Capacidad = 15 310 kW

Proyecto No. 4

Toma en el río Cochea a elevación 409 m
Túnel revestido de 2,8 m de diámetro en herradura y 2 410 m de largo
1 tubería de presión de 2,30 m de diámetro promedio y 730 m de largo
Desfogue de Casa de Máquinas a elevación 340 m
Caída neta = 61.65 m
Capacidad = 6 210 kW

Proyecto No. 4 A

Toma en el río Cochea a elevación 340 m
Túnel revestido de 2.8 m de diámetro en herradura y 2 410 m de largo
1 tubería de presión de 2.03 m de diámetro y 3 570 m de largo
Desfogue de Casa de Máquinas a elevación 290 m
Caída neta = 9 034 m
Capacidad = 9 110 kW

Proyecto No. 5

Presa en el río Cochea a elevación 866 m
Túnel revestido de 2.8 m de diámetro en herradura y 1 630 m de largo
Tubería de presión de 1.55 m de diámetro promedio y 3 120 m de largo
Desfogue de Casa de Máquinas a elevación 710 m
Caída Neta = 131.27 m
Capacidad Primera etapa = 6 620 kW
Capacidad total = 13 240 kW

Proyecto No. 6

Toma en el desfogue de la Casa de Máquinas del Proyecto 5 a elevación 710 m
Tubería de presión de 2.19 m de diámetro promedio y 3 270 de largo
Desfogue de Casa de Máquinas a elevación 560 m
Caída neta = 133.16 m
Capacidad = 13 420 kW

Proyecto No. 7

Toma en el desfogue de la Casa de Máquinas del Proyecto 6 a elevación 560 m
Tubería de presión de 2.22 m de diámetro promedio y 3 040 m de largo
Desfogue de Casa de Máquinas a elevación 430 m
Caída neta = 115.20 m
Capacidad = 11 610 kW

Proyecto No. 8

Toma en el desfogue de la Casa de Máquinas del Proyecto 7 a elevación 430 m

Tubería de presión de 2.30 m de diámetro promedio y 1 608 m de largo

Desfogue de Casa de Máquinas a elevación 340 m

Caída neta = 82.34 m

Capacidad = 8 300 kW

Proyecto No. 9

Presa en el río Cochea a elevación 866 m

Túnel revestido de 2.8 m de diámetro en herradura y 2 760 m de largo

Sifón invertido de concreto armado de 2.8 m de diámetro y 170 m de largo

2 tuberías de presión de 1.07 m de diámetro promedio y

1 tubería de 1.43 m de diámetro promedio. Todas de 2 610 m de largo

Desfogue de Casa de Máquinas a elevación 460 m

Caída neta = 371.46 m

Capacidad primera etapa = 9 360 kW

Capacidad segunda etapa = 18 720 kW

Capacidad total = 37 560 kW

Proyecto No. 10

Presa en el río Caldera a elevación 986 m

Túnel revestido de 2.75 m de diámetro en herradura y 780 m de largo

Canal revestido de 2 180 m de largo

Embalse de 95 000 m³ de capacidad a elevación 970 m

3 tuberías de presión de 1.16 m de diámetro promedio y 3 340 m de largo

Desfogue de Casa de Máquinas a elevación 460 m

Caída neta = 470.28 m

Capacidad primera etapa = 14 660 kW

Capacidad segunda etapa = 29 320 kW

Capacidad total = 43 980 kW

/Proyecto No. 11

Proyecto No. 11

Presa en el río Cochea a elevación 810 m

Túnel revestido de 2.8 m de diámetro en herradura y 2 170 m de largo

Sifón invertido de concreto armado de 2.8 m de diámetro y 190 m de largo

Tubería de presión de 1.25 m de diámetro promedio y 3 444 m de largo

Desfogue de Casa de Máquinas a elevación 440 m

Caída neta = 333.91 m

Capacidad primera etapa = 8 430 kW

Capacidad segunda etapa = 16 820 kW

Capacidad total = 33 640 kW

Proyecto No. 12

Presa en el río Caldera a elevación 420 m

Túnel revestido de 2.8 m de diámetro en herradura y 2 620 m de largo

Canal revestido de 5 600 m de largo

Tubería de presión de 2.30 m de diámetro promedio y 1 120 m de largo

Desfogue de Casa de Máquinas a elevación 340 m

Caída neta = 65.67 m

Capacidad = 6 620 kW

Proyecto No. 13

Presa en las quebradas "Los Negros", "Agua Blanca" y "Hato Nuevo" a elevación 450 m

Túnel revestido de 2.8 m de diámetro en herradura y 1 500 m de largo

Canal revestido de 1 500 m de largo

Tubería de presión de 1.95 m de diámetro promedio y 4 220 m de largo

Desfogue de Casa de Máquinas a elevación 240 m

Caída neta = 168.19 m

Capacidad = 16 950 kW

Proyecto No. 13 A

Presa en las quebradas "Los Negros", "Agua Blanca" y "Hato Nuevo" a elevación 450 m

Canal revestido de 1 500 m de largo

Túnel revestido de 2.8 m de diámetro y 2 800 m de largo

Sifón invertido de acero de 2.2 m de diámetro y 2 450 m de largo

Tubería de presión de 2.10 m de diámetro promedio y 820 m de largo

Casa de Máquinas a elevación 240 m

Caída neta = 185.67 m

Capacidad = 18 720 kW

Proyecto No. 14

Toma de aguas al finalizar el canal de la planta de Caldera a elevación 960 m

3 tuberías de presión de 1.18 m de diámetro y 10 142 m de largo

Desfogue de Casa de Máquinas a elevación 409 m

Caída Neta = 441.06 m

Capacidad primera etapa = 13 750 kW

Capacidad segunda etapa = 27 500 kW

Capacidad total = 41 250 kW

Proyecto No. 15 (Hornito)

Presa en el río Chiriquí en Hornito a elevación 1 000 metros sobre el nivel del mar

Capacidad del embalse 120 000 m³

Túnel revestido de 3.4 m de diámetro en herradura y 6 050 m de largo

2 tuberías de presión de 1.32 m de diámetro y

1 tubería de 1.85 m de diámetro. Todas de 3 500 m de largo

Desfogue de Casa de Máquinas a elevación 420 m

Caída neta = 525.20 m

Capacidad primera etapa = 24 580 kW

Capacidad segunda etapa = 49 160 kW

Capacidad total = 99 380 kW

Proyecto No. 16 (Paja de Sombrero)

Presa en el río Chiriquí en Paja de Sombrero a elevación 415 m

Túnel revestido de 4.3 m de diámetro en herradura y 7 470 m de largo

Tubería de presión de 2.15 m de diámetro promedio y 890 m de largo

Casa de máquinas a elevación 220 m

Caída neta = 179.10 m

Capacidad primera etapa = 19 340 kW

Capacidad segunda etapa = 38 680 kW

Capacidad total = 58 020 kW

/B. Descripción

B. Descripción de los proyectos

Proyecto No. 1

Para la presa de derivación y toma de aguas del Proyecto se consideraron dos alternativas.

La primera alternativa consiste en tomar las aguas directamente del desfogue de la Planta de Caldera y llevarlas al macizo de roca en la margen izquierda del río por medio de un canal cubierto, de 35 m de longitud. En el macizo de roca comenzaría el túnel de 1 500 m de longitud. Es necesario construir un canal con el propósito de recoger las excedencias del embalse de la planta de Caldera y, además, construir presas y tomas en la Quebrada de los Bobos y Quebrada del Tallal, afluentes del Cochea, con el propósito de aumentar los caudales de verano.

La segunda alternativa consiste en construir una toma de aguas y presa (10 m de altura) 120 m aguas abajo de la casa de máquinas de Caldera (lámina 14). Esta alternativa es más económica que la anterior si el lecho de roca del fondo del río no se encuentra muy profundo. Acorta 90 m la longitud del túnel y no se requieren obras adicionales para agregar las aguas de las quebradas, y las de excedencias.

Las aguas se llevan por un túnel de 2.8 m de diámetro, en forma de herradura y de 1 500 m de longitud, hasta un punto cercano a la carretera Dolega-Boquete donde se localiza un canal de 240 m de largo y una antecámara. El aglomerado de la roca parece no ofrecer mayores problemas durante la excavación del túnel excepto quizá el ademado en ciertos trechos en donde el conglomerado está muy elevado. Sin embargo, conviene hacer un estudio geológico más detallado para determinar las características del macizo antes de proceder con la excavación, y al concluir ésta, para determinar si es o no necesario revestir el túnel de concreto en toda su longitud. La antecámara es una estructura pequeña, de aproximadamente 70 m cúbicos de concreto. Sigue una tubería de presión formada por 2 tubos de 1.78 m de diámetro promedio y 950 m de largo. La casa de máquinas está en el Río Cochea con el desfogue a una elevación de 750 m.

/Para la

Para la localización de la casa de máquinas se consideraron dos posibilidades. La primera con el piso a 751.50 m de elevación y desfogue a 750 m con tubería de presión corta en la parte final. La segunda, 90 m aguas abajo de la primera, con el piso a 749 m y desfogue a 747.50 m. Esta última presenta una tubería de presión más larga en el tramo final, con una pendiente más pronunciada. En la primera alternativa hay mejores posibilidades de encontrar buena fundación por lo que se ha escogido para los análisis de costos. Conviene aclarar que aunque el macizo de roca en que se apoya la tubería en la primera alternativa es aparentemente estable, se debe efectuar un estudio geológico para comprobarlo antes de proceder con los diseños finales de este proyecto.

Para el acceso a la casa de máquinas será necesario construir un camino de 1 500 m de largo. La excavación de este camino será mínima en la primera parte y de gran volumen de corte en balcón en la parte final, de 1 100 m de largo.

La casa de máquinas está situada en una zona relativamente plana y muy conveniente desde el punto de vista topográfico. Será favorable para instalar las facilidades constructivas (bodegas, talleres, etc. y para localizar la subestación elevadora.

Proyecto No. 2

Para el estudio de este proyecto se ha considerado que su construcción se realizará después de terminada la segunda etapa del Proyecto 1. La toma de aguas más sencilla consiste en recogerlas directamente del desfogue del Proyecto 1 y agregar en el período seco las aguas del Río Cochea por medio de estructuras simples de concreto que desvíen las aguas por medio de tablonces de madera. Las aguas se llevan en canal cubierto hasta el macizo de roca por una distancia de aproximadamente 50 m, donde comienza el túnel, el cual es de 2.8 m de diámetro en herradura y 1 800 m de largo. Este túnel será perforado en el mismo material del túnel No. 1, y lo mismo que aquél, puede o no ser revestido de acuerdo con las condiciones de la roca.

Este proyecto requiere también tanque de oscilación o antecámara pequeña. Si las condiciones lo permiten en cuanto a impermeabilidad del

/material convendría

material convendría disponer de un pequeño embalse que permita una regulación de minutos para uniformar los picos de la curva de demanda en todos los proyectos con los caudales regulados por el embalse de Caldera. El embalse de este proyecto convendría que tuviera capacidad de 1 500 m cúbicos.

La tubería de presión es de 2.15 m de diámetro promedio y 1 790 m de largo.

Para la localización de la casa de máquinas se consideraron varias posibilidades. En la más conveniente el piso estaría a una elevación de 587.50 m y el desfogue a 586 m. En este sitio hay espacio suficiente para instalar las facilidades de construcción necesarias y para la subestación elevadora.

Proyecto No. 3

Para este proyecto se ha considerado que su construcción se realizará después de terminado el Proyecto 2. En la misma forma mencionada al describir este último proyecto, la toma de aguas se efectúa en el desfogue del Proyecto 2 y se agregan las aguas de verano del Río Cochea durante el período seco por medio de estructuras de desvío de concreto, sencillas, equipadas con tablonces de madera. Tiene un túnel de 2,8 m de diámetro en herradura y 2 240 m de largo; tanque de oscilación o antecámara pequeña, y una tubería de presión de 2.02 m de diámetro promedio y 2.990 m de largo.

La casa de máquinas ha sido localizada en una zona plana, extensa, con el piso a una elevación de 410.50 y desfogue a 409.0 m. El movimiento de tierra necesario es muy pequeño para la preparación del sitio de casa de máquinas y subestación. Se dispone de amplio espacio para las facilidades de construcción.

Para el acceso al sitio de casa de máquinas será necesaria la construcción de una carretera de 1 300 m.

El sitio de casa de máquinas del Proyecto 3 es el mismo de la casa de máquinas del proyecto 14.

Proyectos Nos. 4 y 4A

La toma de aguas de este proyecto se ha considerado con una disposición similar a la de los proyectos anteriores.

Durante el período seco las aguas de este proyecto se pueden aumentar con algunas de las quebradas que tienen su curso paralelo al Río Cochea en la margen derecha, por medio de un canal de pequeño tamaño.

Las aguas se llevan por túnel de 2 410 m a un sitio en la ladera, con antecámara o tanque de oscilación.

Para la casa de máquinas se consideraron dos alternativas. La primera (Proyecto 4) con el desfogue de la casa de máquinas a una elevación de 340 m y una tubería de presión de 730 m de largo. La segunda (Proyecto 4A) con el desfogue de la casa de máquinas a una elevación de 290 m y una tubería de presión de 3 570 m de largo.

Proyectos Nos. 5, 6, 7 y 8

La presa y toma de aguas del proyecto 5 son las mismas del Proyecto 1, lo mismo que la localización del túnel, el cual aflora a la superficie del terreno en un punto cercano a la carretera Dolega-Boquete donde se localiza un tanque de oscilación o una antecámara pequeña.

De este punto en adelante el desarrollo se efectúa por medio de tuberías de presión y casas de máquinas exclusivamente, con un alineamiento casi paralelo a la carretera Dolega-Boquete en donde el terreno presenta una pendiente muy uniforme. Se ha asumido que una vez terminado el Proyecto 5 se construirá un canal de desfogue que puede o no ser revestido, para llevar provisionalmente las aguas a la quebrada El Zoco. Se ha previsto que la tubería de presión del Proyecto 6 tome las aguas del desfogue del Proyecto 5.

En la misma forma al construir los Proyectos 6 y 7 se deben llevar las aguas del desfogue provisionalmente a la quebrada El Zoco.

Diversas posibilidades de localización de casa de máquinas fueron consideradas también para el Proyecto 8. El acceso a las casas de máquinas de estos proyectos es simple y puede hacerse por medio de caminos de muy bajo costo.

/El equipo

El equipo de generación del Proyecto 5 constará de 2 unidades de 6 600 kW que se instalarán en dos etapas. Los proyectos 6, 7 y 8 tendrán una capacidad instalada de 13 420 kW, 11 610 kW y 8 300 kW respectivamente, en una sola unidad.

Proyecto No. 9

Los proyectos 1, 5 y 7 tienen la misma estructura de presa y toma. (Elevación 866 m).

Las aguas son llevadas por un túnel (No. 1) de 860 m, sifón de 170 m y otro túnel (No. 2) de 1 900 m a una antecámara pequeña donde nace una tubería de presión de 2 500 m de longitud, de 1.05 m de diámetro promedio para la primera y segunda etapa; y de 1.40 m de diámetro promedio para la tercera etapa.

La casa de máquinas está localizada a la elevación 460 m entre dos pequeñas quebradas una de las cuales es la de "Los Negros". Mediante una excavación de cierta magnitud se puede disponer de espacio suficiente para la casa de máquinas y la subestación, lo mismo que para las facilidades de construcción. La elevación del desfogue es de 460 m.

Se necesita construir un camino de acceso de 10 Km aproximadamente para llegar a la antecámara y la casa de máquinas. El equipo de generación constará de 4 unidades de 9 400 kW con un total de 37 600 kW.

Proyecto No. 10

La toma de este proyecto está a la elevación 985 y lleva las aguas a un embalse de regulación diaria por medio de dos túneles cortos de una longitud total de 780 m y dos canales de 2 180 m. Tanto los túneles como los canales también tienen revestimiento de concreto. El embalse de regulación diaria ha sido localizado en una planicie con una pequeña inclinación, entre las elevaciones 965 y 975, apropiada para este fin. En su primera etapa el embalse cubre un área de 75 x 400 m y en su etapa final de 110 x 400 m.

/En el extremo

En el extremo Sur del embalse está localizada la antecámara de donde parte una tubería de presión por cada una de las tres unidades en que se desarrollaría este proyecto, de 3 340 m de largo y de 1.20 m de diámetro. Después de los primeros 840 m el trazado de la tubería de presión es el mismo de la tubería del Proyecto 9 hasta la casa de máquinas. La capacidad instalada total sería de 44 000 kW, en tres unidades.

Se requiere un camino de acceso de 14 Km y un puente en el río Caldera para la construcción y mantenimiento de este proyecto. Este camino alimenta el canal, el embalse y la casa de máquinas.

Proyecto No. 11

La disposición de este proyecto es similar a la del Proyecto 9 con la diferencia de que la toma de las aguas se hace a niveles más bajos (Presa a una elevación de 810 m) y la casa de máquinas también está a niveles más bajos (Desfogue a una elevación de 440 m). El túnel es más corto (2 000 m) y la tubería de presión más larga (3 800 m). La casa de máquinas se localiza en la margen izquierda del río Caldera. La capacidad instalada total sería de 33 600 kW en 4 unidades. Los caminos de acceso son similares a los del Proyecto 9.

Proyecto No. 12

Este proyecto se ha considerado con el propósito primordial de llevar las aguas de cualquiera de los Proyectos 9; 10; 11 al río Cochea para poder en esta forma, desarrollarlos con una caída intermedia (71.4 m) en un sitio más cercano a los centros de consumo y contar con estas aguas en la planta de Dolega.

En el Proyecto 12 se requiere la construcción de una presa en el río Caldera. Además, deben agregarse las aguas de la quebrada Los Negros, el río Agua Blanca y la quebrada Hato Nuevo, por medio de un sistema de presas, tomas y 1 900 m de canales. Las aguas se llevan a partir del Caldera, por medio de un túnel de 1 640 m de largo y un canal de 5 600 m hasta un punto cercano al río Cochea adonde se localiza la antecámara.

/El trazado

El trazado de la tubería de presión es común en su parte inferior a los proyectos 4 y 8. El equipo de generación consta de una sola unidad de 6 600 kW.

El acceso a este proyecto se facilita por la carretera a Caldera. Requiere un camino paralelo a todo lo largo del canal principal y otro hasta la casa de máquinas, de aproximadamente 600 m de longitud.

Proyectos Nos. 13 y 13A

Este proyecto aprovecha las aguas de cualquiera de los Proyectos 9 ó 10 con desfogue en la quebrada de los Negros y las conduce por un sistema de canales de 1 700 m. De camino recoge las aguas del Río Blanco y la quebrada Hato Nuevo, antes de entrar en el macizo de roca por un túnel. A partir de este punto se han considerado dos alternativas, ambas con la casa de máquinas en el mismo punto. En la primera (Proyecto 13) la conducción está formada por un túnel de 1 950 m y una tubería de presión de 4 220 m y en la segunda (Proyecto 13A) por un túnel de 1 750 m, un sifón de 2 450 m, otro túnel de 1 050 m y la tubería de presión de 828 m.

El proyecto 13 presenta en total una conducción más corta que el 13A, pero sujeta a mayores presiones en gran parte de su recorrido lo que encarece el costo de las obras de construcción.

La capacidad instalada es de 17 000 kW en el Proyecto 13 y de 18 700 kW para el 13A, ambos con una sola unidad.

Para la localización de la casa de máquinas se aprovecha una depresión relativamente amplia en la margen derecha del Río Chiriquí, cerca de su unión con el Caldera.

El canal de desfogue es trapecial, revestido y de 400 m de largo. Se necesitan 13 Km de caminos aproximadamente para el acceso a la tubería de presión o sifón, y la casa de máquinas.

Proyecto No. 14

En este proyecto se toman las aguas al final del canal de la planta de Caldera y para su operación confiable se requieren las mejoras recomendadas para dicha planta.

/Es un proyecto

Es un proyecto de gran caída (551 m) y la conducción consiste únicamente en una tubería de presión con pendiente uniforme y una longitud total de 10 160 m. La gran longitud de tubería de presión ocasiona condiciones de regulación de las turbinas sumamente difíciles y la sobrepresión debida al golpe de ariete es muy alta lo que hace subir en una gran proporción el costo de este proyecto.

La casa de máquinas ha sido localizada en el mismo sitio de la del Proyecto 3 y su descripción corresponde a la de ese proyecto. El sitio es muy favorable y el desfogue está a una elevación de 409 m. Se considera la instalación de 3 unidades de 13 700 kW con un total de 41 000 kW de capacidad instalada.

La inversión correspondiente a caminos de acceso es sumamente baja, pues la tubería de presión es prácticamente paralela a la carretera Dolega-Boquete.

Proyecto No. 15

El estudio hidrológico para la determinación de los caudales del proyecto 15 se hizo considerando, principalmente, los datos de lluvias de un año seco, pues se disponía de muy poca información de escorrentía. Es necesario el mayor conocimiento del río a través de datos obtenidos por medio de un limnógrafo debidamente calibrado en Hornito para así determinar con más certeza la capacidad a instalar necesaria en este proyecto.

El desarrollo del río Chiriquí entre niveles 400 y 1 000 se ha denominado proyecto de Hornito. Aunque no se tienen planos completos de la parte superior de este proyecto se dispuso de levantamientos topográficos de un sitio apropiado para construir una presa que permita el almacenamiento de aproximadamente 120 000 000 de m³, que corresponde al volumen requerido para una regulación anual. Este sitio fué estudiado por el IRHE en fecha anterior. La presa de tierra que forma el embalse servirá además para derivación, tendrá una toma de aguas en forma de torre, y vertedero de excedencias de gran capacidad, para proteger la presa.

/El agua

El agua en este proyecto se toma a una elevación de 1 000 m y se lleva por un túnel de poca pendiente de 6 050 m de largo hasta el tanque de oscilación. La tubería de presión tiene un largo de 3 500 m y su construcción se ha planeado en tres etapas. Las dos primeras con un diámetro promedio de 1.32 m y la segunda con un diámetro promedio de 1.85 m.

Para la localización de la casa de máquinas se consideró una situada en la confluencia del río Chiriquicito y el Chiriquí y otra a 400 m aguas arriba. La primera permitiría la fundación del edificio en roca, aunque sería necesario hacer la remoción de un volumen apreciable de material. La segunda, a un nivel similar al de la primera (420 m), a 400 m aguas arriba tendría una tubería de presión un poco más corta y contaría con espacio adecuado para la subestación y la salida de las líneas de transmisión.

La capacidad instalada final sería de 99 400 kW con dos unidades de 24 600 kW cada una, y otra de 50 200 kW.

Para el acceso a este proyecto se requiere construir 12 Km de caminos y 12 puentes.

Cabe mencionar en relación con este proyecto que una alternativa con central subterránea puede competir con ventaja sobre la casa de máquinas esbozada, pero sería necesario un estudio geológico a fondo, basado en un sondeo completo de la zona para determinar la estabilidad de la roca del sitio. La localización adecuada para una central subterránea sería la de construir la tubería de presión con pozo vertical o túnel inclinado al final del túnel principal y llevar el canal de desfogue a descargar al mismo sitio donde se ha colocado en el plano la central externa. Se deberían construir túneles de acceso, ventilación y ductos, con una pendiente de un 10 por ciento y un alineamiento con rumbo igual al del túnel principal.

La ventaja de la central subterránea es que disminuye considerablemente el costo de la tubería de presión y mejora notablemente las condiciones de regulación de las turbinas. Tiene la desventaja de requerir un buen sistema de ventilación y la de que los cables de generación de bajo voltaje hay que llevarlos en caverna por una distancia larga.

Proyecto No. 16

El desarrollo del río Chiriquí entre niveles 200 y 400 m de elevación se ha denominado con el nombre de proyecto de Paja de Sombrero.

Para este proyecto se ha escogido un sitio de presa derivadora a elevación 415 m, a 100 m aproximadamente aguas abajo de la confluencia del río Chiriquicito y el Chiriquí.

Este sitio es aparentemente bueno. La roca es visible en la margen izquierda y es el único angostamiento que se presenta cerca del sitio de la casa de máquinas del Proyecto 15. Las aguas son llevadas por un túnel de 7 470 m de largo y 4.30 m de diámetro y tres tuberías de presión de 890 m de largo y 2.15 m de diámetro promedio a la casa de máquinas localizada a una elevación de 220 m en la margen derecha de la quebrada Buenos Aires (lámina 7). El sitio escogido es amplio y permite la construcción de la central y la subestación en un movimiento de tierra y roca reducido. El equipo de generación constaría de 3 unidades de 21 000 kW totalizando 63 000 kW de capacidad instalada.

Para el acceso a este proyecto es necesaria la construcción de un camino de 17 Km entre Gualaca y la casa de máquinas. Aunque la pendiente del río entre los niveles 220 y 415 es de 1.2 por ciento, la trayectoria que describe, dando una gran vuelta y el hecho de que la quebrada Barrigón presente niveles muy bajos en la parte montañosa central, permite el desarrollo de un proyecto con una relación entre la caída y la longitud de conducción de 2.3 por ciento, que es favorable para su aprovechamiento económico. Por las ventajas que derivará del embalse del proyecto Hornito, debe construirse después de éste, lo que se ha considerado en los costos estimados para este proyecto en este análisis.

C. Cuadros 1 a 28

Cuadro 3

CHIRIQUI LAND (FINCAS BLANCO Y CORREDOR): DATOS DE LLUVIA

Año	Finca Blanco		Finca Corredor	
	Promedio anual Pulgadas	Promedio mensual	Promedio anual pulgadas	Promedio mensual
1928	1 377.48	114.79	1 156.80	96.40
1929	1 209.00	100.75	1 003.44	83.62
1930	1 168.92	97.41	955.32	79.61
1931	1 338.36	111.53	1 026.24	85.52
1932	1 656.12	138.01	1 672.20	139.35
1933	1 651.68	137.64	1 525.80	127.15
1934	1 529.88	16.79	1 272.24	106.62
1935	1 598.16	133.18	1 467.24	122.27
1936	1 176.84	98.07	1 060.56	88.38
1937	1 531.56	127.63	1 483.68	123.64
1938	1 617.00	134.75	1 446.60	120.55
1939	1 022.52	85.21	996.96	83.08
1940	1 015.08	84.59	901.44	75.12
1941	1 154.64	96.22	969.48	80.79
1942	1 454.52	121.21	1 495.56	124.63
1943	1 152.96	96.08	938.88	78.24
1944	1 472.28	122.69	1 383.60	115.30
1945	1 135.56	94.63	1 079.76	89.98
1946	1 011.10	84.26	875.00	72.92
1947	1 215.30	101.28	1 115.60	92.97
1948	1 168.30	97.36	1 126.40	93.87
1949	1 375.40	114.62	1 383.10	115.26
1950	1 536.10	128.01	1 181.10	98.43
1951	1 411.80	117.65	1 148.80	95.73
1952	1 128.70	94.06	1 003.00	83.58
1953	1 367.40	113.95	1 111.80	92.65
1954	1 926.10	160.51	1 665.50	138.79
1955	1 604.70	133.73	1 479.50	123.29
1956	1 518.60	126.55	1 398.60	116.55
1957	938.40	78.20	730.00	60.83
1958	1 081.50	90.13	930.50	77.54
1959	1 194.60	99.55	1 128.40	94.03
1960	1 177.00	98.09	1 079.00	89.92
1961	1 208.10	104.01	1 176.60	98.05
Total	45 166.10	3 763.84	40 368.70	3 364.06
Promedio	1 328.40	110.70	1 187.30	98.94

Cuadro 4

RIO CHIRIQUI EN PAJA DE SOMBRERO Y HORNITO: CAUDALES PROMEDIO MENSUALES
ESTIMADOS CON BASE EN LECTURAS DE REGLAS HIDROMETRICAS

(Metros cúbicos por segundo)

Mes	1958	1959	1960	1961
<u>Paja de Sombrero</u>				
Enero	-	17.5	-	25.7
Febrero	41.4	28.2	32.0	-
Marzo	15.4	19.3	25.0	18.0
Abril	12.6	23.2	16.2	15.4
Mayo	36.9	19.2	18.6	18.9
Junio	59.7	55.5	30.6	28.0
Julio	22.9	38.2	29.5	33.7
Agosto	35.4	-	34.9	-
Septiembre	-	-	34.3	46.1
Octubre	-	-	50.3	50.1
Noviembre	-	-	55.7	64.1
Diciembre	-	-	51.5	42.3
<u>Hornito</u>				
Enero		10.96		
Febrero		17.30		
Marzo		13.30		
Abril		17.57		
Mayo		14.50		

Cuadro 5

RIO CHIRIQUI EN ESTACION DAVID: DATOS DE ESCORRENTIA

(Metros cúbicos por segundo)

Mes	1956			1957			1958			1959		
	Q Máximo	Q Mínimo	Promedio mensual									
Enero				178.0	39.4	70.48	264.0	34.8	73.88	86.4	25.6	38.4
Febrero				105.0	26.5	44.12	368.0	30.6	70.68	115.0	21.2	36.4
Marzo				81.8	17.6	26.04	518.0	21.1	33.61	68.5	17.9	24.6
Abril				49.3	15.4	20.91	75.3	16.6	22.00	99.4	17.4	29.7
Mayo				600.0	15.2	77.96	1 733.0	16.4	92.90	169.3	18.0	37.0
Junio				1 010.0	73.6	146.50	835.4	103.1	186.15	705.4	40.8	167.7
Julio	527.0	83.8	138.8	470.0	76.7	128.10	903.3	63.7	124.85	509.7	60.0	104.5
Agosto	606.0	77.6	127.5	215.0	55.8	88.86	707.9	88.6	148.04	1 136.0	89.2	142.3
Septiembre	821.0	92.6	166.0	886.0	67.4	160.00	623.0	86.6	163.98	645.1	86.9	147.0
Octubre	174.0	97.4	370.6	898.0	126.0	244.60	657.0	101.4	193.32	1 138.0	128.6	279.8
Noviembre	146.0	81.6	231.4	1 880.0	69.7	158.10	611.6	61.7	125.27	538.0	96.3	159.1
Diciembre	940.0	64.3	146.1	580.0	45.3	120.30	498.4	40.8	68.53	455.9	51.5	94.9
Promedio anual			196.7 ^{a/}			107.50			108.71			105.3
	1960			1961			1962					
Enero	150.4	45.3	67.4	242.7	34.8	61.7	320.0	44.2	81.6			
Febrero	487.0	22.4	52.0	48.4	20.2	272.0	103.0	29.2	42.5			
Marzo	266.7	18.5	36.8	107.6	18.1	29.3	106.0	20.2	30.0			
Abril	206.1	17.3	28.0	101.9	16.7	22.0	106.0	20.3	32.8			
Mayo	288.8	20.6	69.2	140.8	17.7	31.5						
Junio	690.9	71.4	147.6	245.8	20.0	57.9						
Julio	645.6	68.0	136.5	521.0	34.3	109.2						
Agosto	807.0	78.7	158.0	501.2	64.8	122.5						
Septiembre	707.9	104.5	166.7	1 246.0	115.8	220.5						
Octubre	1 699.0	122.9	278.3	832.5	89.8	210.6						
Noviembre	1 178.0	90.6	247.3	2 330.0	91.2	269.4						
Diciembre	824.0	51.8	133.8	221.2	55.8	86.1						
Promedio anual			127.0			104.2						

a/ Promedio en seis meses.

Cuadro 6

RIO CALDERA - ESTACION BOQUETE: PROMEDIO MENSUAL DE CAUDALES ESTIMADO CON
BASE EN LECTURAS DE REGLAS HIDROMETRICAS

(Metros cúbicos por segundo)

Mes	1957	1958	1959	1960	1961	1962
Enero		12.18	8.38	8.38	6.40	6.57
Febrero		13.41	5.62	5.43	4.07	5.44
Marzo		6.27	4.94	5.01	4.33	4.36
Abril		4.96	4.92	4.39	3.57	4.19
Mayo	5.53	9.65	5.31	4.43	4.06	4.22
Junio	10.86	16.77	10.43	6.67	4.62	7.76
Julio	8.81	8.52	7.50	5.72	4.74	7.16
Agosto	7.44	9.10	7.00	5.93	5.51	
Septiembre	8.75	7.20	7.20	6.45	6.40	
Octubre	10.87	9.78	9.78	10.46	8.02	
Noviembre	12.97	11.46	11.46	10.80	10.62	
Diciembre	17.22	11.78	11.78	10.12	8.00	

Cuadro 7

CAPACIDAD A INSTALAR EN LOS PROYECTOS EN ESTUDIO

Proyecto		Elevación	Elevación	Pérdida	Elevación	Caída	Pérdidas	Caída	Caudal	Capaci-	Total por
Número	Fase	de toma	de desfo-	en con-	de ante-	bruta	en tube-	neta	(m ³ /s)	dad ins-	
		a/	gue en ca-	ducción	cámara a/	(m)	rias	(m)		talada	
			sa de má-	(m)						(kW)	
			quinas a/								
1	1a.	866	750	2.10	863.90	113.90	4.56	109.34	14.0	5 510	11 020
	2a.	866	750	2.10	863.90	113.90	4.56	109.34		5 510	
2		750	586	2.16	747.84	161.84	11.75	150.09	14.0	15 130	15 130
3		586	409	2.60	583.40	174.40	22.50	151.90	14.0	15 310	15 310
4		409	340	2.77	406.23	66.23	4.58	61.65	14.0	6 210	6 210
4A		409	290	2.77	406.23	116.23	25.89	90.34	14.0	9 110	9 110
5	1a.	866	710	1.99	864.00	154.00	22.73	131.27	14.0	6 620	13 240
	2a.	866	710	1.99	864.00	154.00	22.73	131.27		6 620	
6		710	560	-	710.00	150.00	16.84	133.16	14.0	13 420	13 420
7		560	430	-	560.00	130.00	14.80	115.20	14.0	11 610	11 610
8		430	340	-	430.00	90.00	7.66	82.34	14.0	8 300	8 300
9	1a.	866	460	3.46	862.86	402.86	31.40	371.46	3.5	9 360	37 560
	2a.	866	460	3.46	862.86	402.86	31.40	371.46	3.5	9 360	
	3a.	866	460	3.46	862.86	402.86	28.97	373.89	7.0	18 840	
10	1a.	986	460	16.00	970.00	510.00	39.72	470.28	4.33	14 660	43 980
	2a.	986	460	16.00	970.00	510.00	39.72	470.28	4.33	14 660	
	3a.	986	460	16.00	970.00	510.00	39.72	470.28	4.33	14 660	

Cuadro 7 (continuación)

Proyecto		Elevación	Elevación	Pérdida	Elevación	Caída	Pérdidas	Caída	Caudal	Capaci-	Total por
Número	Fase	de toma	de desfo-	en con-	de ante-	bruta	en tube-	neta	(m ³ /s)	dad ins-	
		a/	gue en ca-	ducción	cámara a/	(m)	rías	(m)		talada	
			sa de má-	(m)						(kW)	
			quinas a/								
11	1a.	810	440	2.91	807.09	367.00	33.09	333.91	3.5	8 410	33 640
	2a.	810	440	2.91	807.09	367.00	33.09	333.91	3.5	8 410	
	3a.	810	440	2.91	807.09	367.00	33.09	333.91	7.0	16 820	
12		420	340	8.58	411.42	71.42	5.75	65.67	14.0	6 620	6 620
13		450	240	3.81	446.19	206.19	38.00	168.19	14.0	16 950	16 950
13A		450	240	16.96	433.04	193.04	7.37	185.67	14.0	18 720	18 720
14	1a.	960	409	-	960.00	551.00	109.94	441.06	4.33	13 750	41 250
	2a.	960	409	-	960.00	551.00	109.94	441.06	4.33	13 750	
	3a.	960	409	-	960.00	551.00	109.94	441.06	4.33	13 750	
15	1a.	1 000	420	6.61	993.39	573.39	48.19	525.20	6.5	24 580	99 380
	2a.	1 000	420	6.61	993.39	573.39	48.19	525.20	6.5	24 580	
	3a.	1 000	420	6.61	993.39	573.39	36.85	536.54	13.0	50 220	
16	1a.	415	220	8.13	406.87	186.87	7.77	179.10	15.0	19 340	58 020
	2a.	415	220	8.13	406.87	186.87	7.77	179.10	15.0	19 340	
	3a.	415	220	8.13	406.87	186.87	7.77	179.10	15.0	19 340	

a/ En metros sobre el nivel del mar.

Cuadro 8

PROYECTO NO. 1
ESTIMACION DE COSTOS DIRECTOS DE CONSTRUCCION

(Dólares)

	Unidad	Cantidad	Precio Unitario	Costo	Total
<u>Primera etapa</u>					
1. Propiedades					
En sitio de presa	ha	2	400	800	
En casa de máquinas	ha	3	400	1 200	
Colonia de empleados	ha	2	1 000	2 000	
En conducción	ha	8	1 000	8 000	12 000
2. Caminos de acceso					
Presa	km	0.5	15 000	7 500	
Tubería y antecámara	km	1.4	15 000	21 000	
Casa de máquinas	km	1.5	45 000	67 500	95 000
3. Facilidades de construcción				60 000	60 000
4. Presa y toma					
Excavación presa	m ³	1 200	9	10 800	
Excavación toma	m ³	300	9	2 700	
Concreto presa	m ³	1 200	50	60 000	
Concreto toma	m	400	80	32 000	
Compuertas y rejillas				18 000	123 500
5. Canal	m	240	220	52 800	52 800
6. Tunel	m	1 500	392	588 000	588 000
7. Antecámara concreto	m ³	70	80	5 600	
Antecámara excavación	m ³	167	2.4	400	
Tubería de presión acero	t ₃	328	600	197 000	
Tubería de presión Exc.	m ³	4 000	3.2	12 800	
Tubería de presión Conc.	m	605	156	94 500	310 300
8. Casa de máquinas y desfogue					
Sala de generación				225 000	
Sala de auxiliares				70 000	
Equipo de generación				170 500	
Desfogue				10 000	475 500
9. Colonia de empleados	Casas	15	4 330	65 000	65 000
10. Subestación elevadora				72 000	72 000
11. Total					<u>1 854 100</u>
<u>Segunda etapa</u>					
12. Tubería de presión					
Acero	t	328	600	197 000	
Concreto	m ³	605	156	94 500	291 500
13. Casa de máquinas					
Sala de generación				150 000	
Equipo				170 500	320 500
14. Subestación					58 000
15. Facilidades de construcción					60 000
Total					<u>730 000</u>

PROYECTO NO. 2
ESTIMACION DE COSTOS DIRECTOS DE CONSTRUCCION

(Dólares)

	Unidad	Cantidad	Precio Unitario	Costo	Total
1. Propiedades					
En sitio de presa					
En casa de máquinas	ha	3	400	1 200	
Colonia de empleados	ha	2	1 000	2 000	
En conducción	ha	9	1 000	9 000	12 200
2. Caminos de acceso					
Presa					
Tubería y antecámara	km	2	15 000	30 000	
Casa de máquinas	km	1.6	45 000	72 000	102 000
3. Facilidades de construcción					120 000
4. Presa y tomas					
Excavación presa	m ³	330	9	3 000	
Concreto presa	m ³	250	50	12 500	
Canales de adición	m ³	90	50	4 500	
Concreto	m ³	90	50	4 500	
Canales de adición					
Excavación		120	9	1 100	
Compuertas y rejillas				18 000	39 100
5. Tunel					
	m	1 800	392	706 000	706 000
6. Antecámara concreto					
Excavación	m ³	70	80	5 600	
Tubería de presión	m	167	2.4	400	
Acero	t	1 460	600	876 000	
Tubería de presión					
Excavación	m ³	4 900	3.20	15 700	
Tubería de presión					
Concreto	m ³	2 710	60	162 500	1 060 200
7. Casa de máquinas y desfogue					
Sala de generación				290 000	
Sala de auxiliares				70 000	
Equipo de generación				350 000	
Desfogue				10 000	720 000
8. Colonia de empleados					
Casas		15	4 330	65 000	65 000
9. Subestación elevadora					
				74 000	74 000
Total					2 898 500

Cuadro 10

PROYECTO NO. 3
ESTIMACION DE COSTOS DIRECTOS DE CONSTRUCCION

(Dólares)

	Unidad	Cantidad	Precio unitario	Costo	Total
1. Propiedades					
En sitio de presa					
En casa de máquinas	ha	3	400	1 200	
Colonia de empleados	ha	2	1 000	2 000	
En conducción	ha	9	1 000	9 000	12 200
2. Caminos de acceso					
Presa					
Tubería y antecámara	km	3.4	15 000		
Casa de máquinas	km	1.3	45 000		106 500
3. Facilidades de construcción				96 000	96 000
4. Presa y toma					
Excavación presa	m ³	330	9	3 000	
Concreto presa	m ³	250	50	12 500	
Caudales adición concreto	m	90	50	4 500	
Caudales adición excavación	m ³	120	9	1 100	
Compuertas y rejillas				18 000	39 100
5. Canal					
6. Tunel					
	m	2 280	392	878 000	878 000
7. Antecámara concreto					
	m ³	70	80	5 600	
Excavación	m ³	167	2.4	400	
Tubería de presión acero	t	2 440	600	1 464 000	
Tubería de presión excavación	m ³	8 300	2.4	20 000	
Tubería de presión concreto	m ³	1 500	153	230 000	1 720 000
8. Casa de máquinas y desfogue					
Sala de generación				290 000	
Sala de auxiliares				70 000	
Equipo de generación				350 000	
Desfogue				10 000	720 000
9. Colonia de empleados					
	Casas	15	4 330	65 000	65 000
10. Subestación elevadora					
				74 000	74 000
Total					<u>3 710 800</u>

Cuadro 11

PROYECTO NO. 4
 ESTIMACION DE COSTOS DIRECTOS DE CONSTRUCCION
 (Dólares)

	Uni- dad	Canti- dad	Precio unitario	Costo	Total
1. Propiedades					
En sitio de presa					
En casa de máquinas	ha	3	400	1 200	
Colonia de empleados	ha	2	1 000	2 000	
En conducción	ha	11	1 000	11 000	14 200
2. Caminos de acceso					
Presa					
Tubería y antecámara	km	1.5	25 000	37 500	
Casa de máquinas	km	1	45 000	45 000	82 500
3. Facilidades de construcción				72 000	72 000
4. Presa y toma					
Excavación presa	m ³	330	9	3 000	
Concreto presa		250	50	12 500	
Canales de adición					
Concreto		90	50	4 500	
Canales de adición					
Excavación		120	9	1 100	
Compuertas y rejillas				18 000	39 100
5. Canal					
6. Tunel					
	m	2 410	392	945 000	945 000
7. Antecámara concreto					
		70	80	5 600	
Excavación	m	167	2.4	400	
Tubería de presión					
Acero	t	322	600	193 000	
Tubería de presión					
Excavación	m	5 900	2.4	14 300	
Tubería de presión					
Concreto	m ³	960	156	149 400	362 700
8. Casa de máquinas y desfogue					
Sala de generación				300 000	
Sala de auxiliares				58 000	
Equipo de generación				264 190	
Desfogue				10 000	632 190
9. Colonia de empleados					
	Casas	15	4 330	65 000	65 000
10. Subestación elevadora					
				65 000	65 000
Total					<u>2 277 690</u>

Cuadro 12

PROYECTO N^o 4A
 ESTIMACION DE COSTOS DIRECTOS DE CONSTRUCCION
 (Dólares)

	Uni- dad	Canti- dad	Precio unitario	Costo	Total
1. Propiedades					
En sitio de presa					
En casa de máquinas	ha	3	700	2 100	
Colonia de empleados	ha	2	1 000	2 000	
En conducción	ha	22	1 000	22 000	26 100
2. Caminos de acceso					
Presa	km				
Tubería y antecámara	km	4.4	15 000	66 000	66 000
3. Facilidades de construcción				112 000	112 000
4. Presa y toma					
Excavación presa		330	9	3 000	
Concreto presa	m ³	250	50	12 500	
Canales de adición					
Concreto	m ³	90	50	4 500	
Canales de adición					
Excavación	m ³	120	9	1 100	
Compuertas y rejillas				18 000	39 100
5. Canal					
6. Tunel					
	m	2 410	392	945 000	945 000
7. Antecámara concreto					
	m ³	70	80	5 600	
Excavación	m ³	167	2.4	400	
Tubería de presión					
Acero	t	5 290	600	3 173 000	
Tubería de excavación	m ³	12 000	2.4	28 800	
Tubería de presión					
Concreto	m ³	6 454	156	1 007 000	4 214 800
8. Casa de máquinas y desfogue					
Sala de generación				290 000	
Sala de auxiliares				60 000	
Equipo de generación				250 000	
Desfogue				10 000	610 000
9. Colonia de empleados					
	Casas	15	4 330	65 000	65 000
10. Subestación elevadora					
				65 000	65 000
Total					<u>6 143 000</u>

Cuadro 13

PROYECTO NO. 5
ESTIMACION DE COSTOS DIRECTOS DE CONSTRUCCION
(Dólares)

	Uni- dad	Canti- dad	Precio unitario	Costo	Total
<u>Primera etapa</u>					
1. Propiedades:					
En sitio de presa	ha	2	400	800	
En casa de máquinas	ha	3	1 000	3 000	
Colonia de empleados	ha	2	1 000	2 000	
En conducción	ha	18	1 000	18 000	31 000
2. Caminos de acceso:					
Presa	km	0.5	15 000	7 500	
Tubería y antecámara	km	3.8	15 000	57 000	
Casa de máquinas					62 500
3. Facilidades de construcción				64 000	64 000
4. Presa y tomas					
Excavación presa	m ³	1 200	9	10 800	
Excavación toma	m ³	300	9	2 700	
Concreto presa	m ³	1 200	50	60 000	
Concreto toma	m ³	400	80	32 000	
Compuertas y rejillas				18 000	123 500
5. Canal					
6. Tunel	m	1 630	392	639 000	639 000
7. Antecámara concreto	m ³	70	80	5 600	
Excavación	m ³	167	2.4	400	
Tubería presión acero	t	2 650	600	1 590 000	
Tubería presión excavación	m ³	9 400	2.4	22 500	
Tubería presión concreto	m ³	7 500	60	452 000	2 070 500
8. Casa de máquinas y desfogue					
Sala de generación				255 000	
Sala de auxiliares				82 000	
Equipo de generación				198 600	
Desfogue				10 000	545 600
9. Colonia de empleados	Casas	15	4 330	65 000	65 000
10. Subestación elevadora				74 000	74 000
Total					<u>3 675 100</u>
<u>Segunda etapa</u>					
11. Facilidades de construcción				64 000	64 000
12. Antecámara concreto					
Excavación					
Tubería presión acero	tgn	2 650	600	1 590 000	
Tubería presión excavación	m ³				
Tubería presión concreto	m ³	2 890	156	452 000	2 042 000
13. Casa de máquinas					
Sala de generación				165 000	
Equipo de generación				198 600	363 600
14. Subestación elevadora				60 000	60 000
Total					<u>2 529 600</u>

Cuadro 14

PROYECTO NO. 6
ESTIMACION DE COSTOS DIRECTOS DE CONSTRUCCION

(Dólares)

	Unidad	Cantidad	Precio unitario	Costo	Total
1. Propiedades:					
En sitio de presa	ha				
En casa de máquinas	ha	3	1 000	3 000	
Colonia de empleados	ha	2	1 000	2 000	
En conducción	ha	17	1 000	17 000	22 000
2. Caminos de acceso					
Presa					
Tubería y antecámara	km	3.8	15 000	57 000	
Casa de máquinas					57 000
3. Facilidades de construcción				112 000	112 000
4. Antecámara concreto					
Excavación	m ³	70	80	5 600	
Tubería presión acero	m ³	167	2.4	400	
Tubería de presión	t	3 200	600	1 920 000	
Excavación	m ³	8 200	2.4	19 700	
Tubería de presión	m ³	21 455	156	334 000	2 279 700
5. Casa de máquinas y desfogue					
Sala de generación				330 000	
Sala de auxiliares				66 000	
Equipo de generación				375 760	
Desfogue				10 000	781 760
6. Colonia de empleados					
Casas		15	4 330	65 000	65 000
7. Subestación elevadora					
				73 000	73 000
Total					<u>3 390 460</u>

Chadro 15

PROYECTO NO. 7
 ESTIMACION DE COSTOS DIRECTOS DE CONSTRUCCION
 (Dólares)

	Unidad	Cantidad	Precio unitario	Costo	Total
1. Propiedades:					
En sitio de presa	Ha				
En casa de máquinas	Ha	3	1 000	3 000	
Colonia de empleados	Ha	2	1 000	2 000	
En conducción	Ha	16	1 000	16 000	21 000
2. Caminos de acceso:					
Presa	km				
Tubería y antecámara	km	38	15 000	56 500	
Casa de máquinas	km				56 500
3. Facilidades de construcción				96 000	96 000
4. Antecámara concreto					
	m ³	70	80	5 600	
" excavación	m ³	140	2.4	400	
Tubería de presión	t	2 910	600	1 746 000	
" " excavación	m ³	7 600	2.4	18 200	
" " concreto	m ³	1 913	156	299 000	2 069 200
5. Casa de máquinas y desfogue					
Sala de generación				315 000	
Sala de auxiliares				60 000	
Equipo de generación				325 000	
Desfogue				10 000	710 080
6. Colonia de empleados					
Casas		15	4 330	65 000	65 000
7. Subestación elevadora					
				69 000	69 000
Total					<u>3 086 780</u>

Cuadro 16

PROYECTO NO. 8
 ESTIMACION DE COSTOS DIRECTOS DE CONSTRUCCION
 (Dólares)

	Unidad	Cantidad	Precio unitario	Costo	Total
1. Propiedades:					
En sitio de presa	"				
En casa de máquinas	Ha	3	400	1 200	
Colonia de empleados	Ha	2	1 000	2 000	
En conducción	Ha	8	1 000	8 000	11 200
2. Caminos de acceso:					
Presa	km	1.3	15 000	19 500	
Tubería y antecámara					
Casa de máquinas	km	1	40 000	40 000	59 500
3. Facilidades de construcción				72 000	72 000
4. Antecámara concreto					
" excavación	m ³	70	80	5 600	
Tubería de presión acero	t	882	600	529 000	
" " " excavación	m ³	4 800	2.4	11 520	
" " " concreto	m ³	882	156	137 630	684 150
5. Casa de máquinas y desfogue					
Sala de generación				285 000	
Sala de auxiliares				58 000	
Equipo de generación				240 700	
Desfogue				10 000	593 700
6. Colonia de empleados					
Casas		15	4 330	65 000	65 000
7. Subestación elevadora					
				65 000	65 000
Total					<u>1 550 550</u>

Cuadro 17

PROYECTO NO. 9
 ESTIMACION DE COSTOS DIRECTOS DE CONSTRUCCION
 (Dólares)

	Unidad	Cantidad	Precio unitario	Costo	Total
<u>Primera etapa</u>					
1. Propiedades					
En sitio de presa	ha	2	400	800	
En casa de máquinas	ha	3	200	600	
Colonia de empleados	ha	2	200	400	
Bodegas y sifón	ha	1	400	400	
Conducción	ha	13	200	2 600	4 800
2. Caminos de acceso					
A presa	km	0.5	15 000	7 500	
A sifón	km	1.65	33 000	55 000	
A antecámara	km	4.1	30 000	120 000	
A casa de máquinas	km	6.0	40 000	240 000	422 500
3. Facilidades de construcción				80 000	80 000
4. Presa y toma					
Excavación presa	m ³	1 200	9	10 800	
Excavación toma	m ³	300	9	2 700	
Concreto presa	m ³	1 200	50	60 000	
Concreto toma	m ³	400	80	32 000	
Compuertas y rejillas				18 000	123 500
5. Tunel					
	m	2 760	392	1 082 000	1 082 000
6. Sifón					
	m	170	523	89 000	89 000
7. Tubería de presión					
Antecámara concreto	m ³	100	80	8 000	
Antecámara excavación	m ³	300	2.4	700	
Tubería de presión acero	t	1 590	600	954 000	
Tubería de presión excavación	m ³	26 000	2.4	62 500	
Tubería de presión concreto	m ³	4 130	60	248 000	1 273 200
8. Casa de máquinas y desfogue					
Sala de generación				300 000	
Sala de auxiliares				166 000	
Equipo de generación				271 440	
Desfogue				28 000	765 440

/9. Colonia

Cuadro 17 (continuación)

	Unidad	Cantidad	Precio unitario	Costo	Total
9. Colonia de empleados	Casas	15	4 330	65 000	65 000
10. Subestación elevadora				66 000	66 000
11. Total					<u>3 971 440</u>
<u>Segunda etapa</u>					
12. Tubería de presión acero	t	1 590	600	954 000	
Tubería de presión concreto	m ³	4 130	60	248 000	1 202 000
13. Casa de máquinas					
Sala de generación				195 000	
Equipo				271 440	466 440
14. Subestación				62 000	62 000
15. Facilidades de construcción				80 000	80 000
16. Total					<u>1 810 440</u>
<u>Tercera etapa</u>					
17. Tubería de presión					
Acero	t	2 780	600	1 668 000	
Concreto	m ³	8 300	60	498 000	2 166 000
18. Casa de máquinas					
Sala de generación				390 000	
Equipo				527 520	917 520
19. Subestación				124 000	124 000
20. Facilidades de construcción				80 000	80 000
21. Total					<u>3 525 520</u>

Cuadro 18

PROYECTO NO. 10
ESTIMACION DE COSTOS DIRECTOS DE CONSTRUCCION
(Dólares)

	Unidad	Cantidad	Precio unitario	Costo	Total
<u>Primera etapa</u>					
1. Propiedades					
En sitio de presa	ha	2	1 000	2 000	
En casa de máquinas	ha	3	200	600	
En colonia de empleados	ha	2	200	400	
En embalse	ha	6	400	2 400	
En canales	ha	16	400	6 400	
En tubería de presión	ha	19	200	3 800	15 600
2. Caminos de acceso					
A la presa	km	1.5	10 000	15 000	
Puente				20 000	
A lo largo del canal	km	6	20 000	120 000	
A casa de máquinas	km	6	40 000	240 000	395 000
3. Facilidades de construcción				120 000	120 000
4. Presa y toma					
Excavación presa	m ³	2 500	9	22 500	
Excavación toma	m ³	400	9	3 600	
Concreto presa	m ³	3 380	50	169 000	
Concreto toma	m ³	600	80	48 000	
Compuertas y rejillas				25 000	268 100
5. Canales concreto	m ³	5 600	80	448 000	
Canales excavación	m ³	26 000	2.2	57 200	505 200
6. Túneles	m	780	3.6	286 000	286 000
7. Embalses	m ³	225	2	450 000	450 000
8. Antecámaras concreto	m ³	300	80	24 000	
Antecámaras excavación	m ³	4 000	2.4	9 600	
Compuertas y rejillas				12 000	
Tubería de presión acero	t	2 715	600	1 630 000	
Tubería de presión excavación	m	33 400	2.4	80 300	
Tubería de presión concreto	m	7 050	60	423 000	2 178 900

Cuadro 18 (continuación)

	Unidad	Cantidad	Precio unitario	Costo	Total
9. Casa de máquinas y desfogue					
Sala de generación				350 000	
Sala de auxiliares				174 000	
Equipo				410 480	
Desfogue				29 000	973 480
10. Colonia de empleados	Casas	15	4 330	55 000	65 000
11. Subestación elevadora				80 000	80 000
12. Total					<u>5 337 280</u>
<u>Segunda etapa</u>					
13. Tubería de presión					
Acero	t ₃	2 715	600	1 630 000	
Concreto	m ³	7 050	60	423 000	2 053 000
14. Embalse	m ³	156 000	2	312 000	
15. Casa de máquinas					
Sala de generación				240 000	
Equipo				410 480	650 480
16. Subestación				78 000	78 000
17. Facilidades de construcción				120 000	120 000
18. Total					<u>2 901 480</u>
<u>Tercera etapa</u>					
19. Tubería de presión					
Acero	t ₃	2 715	600	1 630 000	
Concreto	m ³	7 050	60	423 000	2 053 000
20. Casa de máquinas					
Sala de generación				240 000	
Equipo				410 480	650 480
21. Subestación				78 000	78 000
22. Facilidades de construcción				120 000	120 000
23. Total					<u>2 901 480</u>

Cuadro 19

PROYECTO NO. 11
ESTIMACION DE COSTOS DIRECTOS DE CONSTRUCCION

(Dólares)

	Unidad	Cantidad	Precio unitario	Costo	Total
<u>Primera etapa</u>					
1. Propiedades					
En sitio de presa	ha	2	400	800	
En casa de máquinas	ha	3	200	600	
Colonia de empleados	ha	2	200	400	
Bodegas y sifón	ha	1	400	400	
Conducción	ha	18	200	3 600	5 800
2. Caminos de acceso					
A presa	km	1.8	45 000	81 000	
A sifón	km	1.7	32 600	54 500	
A antecámara	km	5.1	33 200	169 500	
A casa de máquinas	km	6	40 000	240 000	545 000
3. Facilidades de construcción				68 000	68 000
4. Presa y toma					
Excavación presa	m ³	1 200	9	10 800	
Excavación toma	m ³	300	9	2 700	
Concreto presa	m ³	1 200	50	60 000	
Concreto toma	m ³	400	80	32 000	
Compuertas y rejillas				18 000	123 500
5. Túnel					
	m	2 170	393	853 000	853 000
6. Sifón					
	m	190	523	100 000	100 000
7. Antecámara concreto					
Antecámara excavaciones	m ³	100	80	8 000	
Tubería de presión acero	t	300	2.3	700	
Tubería de presión excavación	t	2 420	600	1 452 000	
Tubería de presión concreto	m ³	34 700	2.4	83 300	
Tubería de presión concreto	m ³	6 280	60	377 000	1 921 000

/8. Casa de

Cuadro 19 (Conclusión)

	Unidad	Cantidad	Precio unitario	Costo	Total
8. Casa de máquinas y desfogue					
Sala de Generación				285 000	
Sala de auxiliares				160 000	
Equipo				243 890	
Desfogue				28 000	716 890
9. Colonia de empleados	Casas	15	4 330	65 000	65 000
10. Subestación elevadora				64 000	64 000
11. Total					<u>4 462 190</u>
<u>Segunda etapa</u>					
12. Tubería de presión acero	t	2 420	600	1 454 000	
Tubería de presión concreto	m ³	6 280	60	375 000	1 829 000
13. Casa de máquinas					
Sala de generación				180 000	
Equipo				243 890	423 890
14. Subestación				60 000	60 000
15. Facilidades de construcción				68 000	68 000
16. Total					<u>2 380 890</u>
<u>Tercera etapa</u>					
17. Tubería de presión acero	t	2 420	600	1 454 000	
Tubería de presión concreto	m	6 280	60	375 000	1 829 000
18. Casa de máquinas					
Sala de generación				300 000	
Equipo				470 960	770 960
19. Subestación				120 000	120 000
20. Facilidades de construcción					68 000
Total					<u>2 787 960</u>

PROYECTO NO. 12
ESTIMACION DE COSTOS DIRECTOS DE CONSTRUCCION

(Dólares)

	Unidad	Cantidad	Precio unitario	Costo	Total
1. Propiedades en presa	ha	6	400	2 400	
En casa de máquinas	ha	3	400	1 200	
En colonia de empleados	ha	2	1 000	2 000	
En canal	ha	46	676	31 000	
En tubería	ha	6	400	2 400	39 000
2. Caminos de acceso					
Presa	km	3.5	45 000	157 500	
Canal	km	6.3	23 000	144 500	
Puentes	Puentes	8	10 000	80 000	
Tubería	km	1.2	15 000	18 000	
Casa de máquinas	km	0.5	45 000	22 500	422 500
3. Facilidades de construcción				64 000	64 000
4. Presas y tomas					
Presa de Caldera				191 500	
Presa Quebrada Los Negros				70 800	
Presa Quebrada Agua Blanca				100 000	
Toma Caldera				51 600	
Toma Los Negros				34 700	
Toma Agua Blanca				34 700	
Compuertas y rejillas				54 000	537 300
5. Túnel	m	2 640	372	1 034 000	1 034 000
6. Canales	m	5 600	220	1 232 000	1 232 000
7. Sifones	m	530	573	277 000	277 000
8. Antecámaras concreto	m ³	100	80	8 000	
Excavación	m ³	300	2.4	700	
Tubería de presión acero	t	628	600	376 000	
Tubería de excavación	m	5 600	2.4	13 400	
Tubería de concreto	m	1 550	60	92 800	490 900
9. Casa de máquinas y desfogue					
Sala de generación				255 000	
Sala de auxiliares				50 000	
Equipo				198 600	
Desfogue				10 000	513 600
10. Colonia de Empleados	Casas	15	4 330	65 000	65 000
11. Subestación elevadora				60 000	60 000
Total					4 735 300

Cuadro 21

PROYECTO NO. 13
ESTIMACION DE COSTOS DIRECTOS DE CONSTRUCCION

(Dólares)

	Unidad	Cantidad	Precio unitario	Costo	Total
1. Propiedades					
En sitio de presa	ha	6	400	2 400	
En canal	ha	8	200	1 600	
En tubería	ha	22	300	6 600	
En colonia de empleados	ha	2	300	600	
En casa de máquinas	ha	3	300	900	12 100
2. Caminos de acceso					
A sitio de presa	km	2	25 000	50 000	
A bocas de túneles	km	4	40 000	160 000	
A tubería	km	4.3	30 000	129 000	
Puentes	Unidad	3	20 000	60 000	399 000
3. Facilidades de construcción				160 000	160 000
4. Presas y tomas					
Presa Los Negros				70 800	
Presa Agua Blanca				100 000	
Presa Hato Nuevo				70 800	
Toma Los Negros				34 700	
Toma Agua Blanca				34 700	
Toma Hato Nuevo				34 700	
Compuertas y rejillas				54 000	399 700
5. Túnel					
	m	1 950	392	765 000	765 000
6. Canal					
	m	1 490	250	372 600	372 600
7. Antecámara concreto					
	m ³	100	80	8 000	
Antecámara excavación	m ³	300	2.4	700	
Tubería de presión acero	t ₃	6 816	600	4 090 000	
Tubería de presión excavación	m ³	20 800	2.4	50 000	
Tubería de presión concreto	m ³	17 700	60	1 062 000	5 210 700
8. Casa de máquinas y desfogue					
Sala de generación				375 000	
Sala de auxiliares				88 000	
Equipo				474 600	
Desfogue				21 000	958 600
9. Colonia de empleados					
	Casas	15	4 330	65 000	65 000
10. Subestación elevadora					
				82 000	82 000
Total					8 424 700

Cuadro 22

PROYECTO NO. 13 A
ESTIMACION DE COSTOS DIRECTOS DE CONSTRUCCION

(Dólares)

	Unidad	Cantidad	Precio unitario	Costo	Total
1. Propiedades					
En sitio de presa	ha	6	400	2 400	
En canal	ha	8	200	1 600	
En sifón	ha	15	300	4 500	
En colonia de empleados	ha	2	300	600	
En tubería de presión	ha	3	300	900	
En casa de máquinas	ha	5	300	1 500	11 500
2. Caminos de acceso					
A sitio de presa	km	2	25 000	50 000	
A bocas de túneles	km	4	40 000	160 000	
A tuberías	km	4.3	30 000	129 000	
Puentes	Unidad	3	20 000	60 000	399 000
3. Facilidades de construcción				160 000	160 000
4. Presa Los Negros				70 800	
Presa Agua Blanca				100 000	
Presa Hato Nuevo				70 800	
Toma Los Negros				34 700	
Toma Agua Blanca				34 700	
Toma Hato Nuevo				34 700	
Compuertas y rejillas				54 000	399 700
5. Túnel					
	m	2 800	392	1 097 000	1 097 000
6. Canal					
	m	1 490	250	372 600	372 600
7. Sifón Acero					
	t	1 722	600	1 033 000	
Excavación	m ³	6 100	2.4	14 600	
Concreto	m ³	4 470	60	268 000	
8. Antecámara y tubería de presión					
Concreto	m ³	100	80	8 000	
Excavación	m ³	300	2.4	700	8 700
9. Tubería acero					
	t	742	600	446 000	
Excavación	m ³	4 100	2.4	9 900	
Concreto		1 930	60	116 000	571 900
10. Casa de máquinas y desfogue					
Sala de Generación				405 000	
Sala de auxiliares				74 000	
Equipo				524 160	
Desfogue				21 000	1 024 000
11. Colonia de empleados					
	Casas	15	4 330	65 000	65 000
12. Subestación elevadora					
				83 000	83 000
Total Directos					5 508 000

PROYECTO No. 14
ESTIMACION DE COSTOS DIRECTOS DE CONSTRUCCION
(Dólares)

	Unidad	Cantidad	Precio unitario	Costo	Total
<u>Primera etapa</u>					
1. Propiedades					
En casa de máquinas	ha	3	1 000	2 000	
Colonia de empleados	ha	2	1 000	3 000	
En conducción	ha	52	1 000	52 000	57 000
2. Caminos de acceso					
Tubería y antecámara	km	10	15 000	150 000	
Casa de máquinas	km	2	20 000	40 000	190 000
				112 000	112 000
3. Facilidades de construcción					
4. Antecámara concreto	m ³	100	80	8 000	
Excavación	m ³	300	2.4	700	
Tubería presión acero	t	8 830	600	5 300 000	
Tubería presión excavación	m ³	26 000	2.4	62 400	
Tubería presión concreto	m ³	22 900	60	1 375 000	6 746 100
5. Casa de máquinas y desfogue					
Sala de generación				330 000	
Sala de auxiliares				170 000	
Equipo de generación				385 000	
Desfogue				19 000	904 000
6. Colonia de empleados	Casas	10	4 500	45 000	45 000
7. Subestación elevadora				76 000	76 000
Total					<u>8 130 100</u>
<u>Segunda Etapa</u>					
1. Facilidades de construcción				112 000	112 000
2. Tubería de presión acero	t	8 830	600	5 300 000	
Tubería de presión concreto	m ³	22 900	60	1 375 000	6 675 000
3. Casa de máquinas y desfogue					
Sala de generación				225 000	
Equipo de generación				385 000	610 000
4. Subestación elevadora				71 000	71 000
Total					<u>7 468 000</u>
<u>Tercera Etapa</u>					
1. Facilidades de construcción				112 000	112 000
2. Tubería de presión de acero	t	8 830	600	5 300 000	
Tubería de presión concreto	m ³	22 900	60	1 375 000	6 675 000
3. Casa de máquinas y desfogue					
Sala de generación				225 000	
Equipo de generación				385 000	610 000
4. Subestación elevadora				71 000	71 000
Total					<u>7 468 000</u>

Cuadro 24

PROYECTO No. 15
ESTIMACION DE COSTOS DIRECTOS DE CONSTRUCCION

(Dólares)

	Unidad	Cantidad	Precio unitario	Costo	Total
<u>Primera Etapa</u>					
1. Propiedades					
En sitio de presa y embalse	ha	1 500	100	150 000	
En casa de máquinas	ha	3	200	600	
Colonia de empleados	ha	2	200	400	
En tubería de presión	ha	18	200	3 600	154 600
2. Caminos de acceso					
Presa	km	12	40 000	480 000	
Tubería y antecámara	km	6	45 000	270 000	
Puentes		16	10 000	160 000	910 000
				168 000	168 000
3. Facilidades de construcción					
4. Presa y toma					
Excavación presa	m ³	30 000	2	60 000	
Compactación presa	m ³	570 000	2	1 140 000	
Toma de aguas	m ³			400 000	
Obras excedencias	m ³			400 000	
Compuertas y rejillas				30 000	2 030 000
5. Túnel	m	6 050	496	3 000 000	3 000 000
6. Tubería de presión acero	t	3 390	600	2 030 000	
Tubería de presión					
Excavación	m ³	25 000	2.4	60 000	
Tubería de presión					
Concreto	m	10 380	60	529 000	2 619 000
7. Casa de máquinas y desfogue					
Sala de generación				495 000	
Sala de auxiliares				296 000	
Equipo de generación				663 600	
Desfogue				48 000	1 502 600
8. Colonia de empleados	Casas	15	4 330	65 000	65 000
9. Subestación elevadora				145 000	145 000
Total					<u>10 594 200</u>

cuadro 24 (continuación)

	Unidad	Cantidad	Precio unitario	Costo	Total
<u>Segunda etapa</u>					
1. Facilidades de construcción				168 000	168 000
2. Tubería de presión de acero					
Tubería de presión	t	3 390	600	2 030 000	
Concreto	m ³	10 380	60	529 000	2 559 000
3. Casa de máquinas y desfogue					
Sala de generación				300 000	
Equipo de generación				663 600	963 000
4. Subestación elevadora				135 000	135 000
Total					<u>3 825 000</u>
<u>Tercera etapa</u>					
1. Facilidades de construcción				376 000	376 000
2. Tubería de presión de acero					
Tubería de presión	t	5 990	600	3 600 000	
Concreto	m ³	15 600	60	936 000	4 536 000
3. Casa de máquinas y desfogue					
Sala de generación				600 000	
Equipo de generación				1 355 900	1 955 900
4. Subestación elevadora				170 000	170 000
Total					<u>7 037 900</u>

Cuadro 25

PROYECTO No. 16
ESTIMACION DE COSTOS DIRECTOS DE CONSTRUCCION
(Dólares)

	Unidad	Cantidad	Precio unitario	Costo	Total
<u>Primera etapa</u>					
1. Propiedades:					
En sitio de presa	ha	2	200	400	
En casa de máquinas	ha	3	200	600	
Colonia de empleados	ha	2	200	400	
En conducción	ha	5	200	1 000	2 400
2. Caminos de acceso					
Presa	km	23	12 600	290 000	
Tubería y antecámara	km	2	45 000	90 000	
Casa de máquinas	km	14.8	22 000	325 000	
Puente Chiriquí				200 000	905 000
3. Facilidades de construcción				168 000	168 000
4. Presa y toma					
Excavación presa	m ³	10 200	9	92 000	
Excavación toma	m ³	2 500	9	23 000	
Concreto presa	m ³	14 160	50	708 000	
Concreto toma	m ³	2 200	80	177 000	
Compuertas y rejillas				30 000	1 030 000
5. Túnel	m	7 370	860	6 340 000	6 340 000
6. Antecámara concreto	m ³	600	80	48 000	
Excavación	m ³	1 000	2.2	2 200	
Tubería de presión					
Acero	Ton	760	600	456 000	
Tubería de presión					
Excavación	m ³	6 700	2.4	16 100	
Tubería de presión					
Concreto	m ³	1 970	60	118 300	640 600
7. Casa de máquinas y desfogue					
Sala de generación				390 000	
Sala de auxiliares				200 000	
Equipo de generación				541 500	
Desfogue				41 000	1 172 500
8. Colonia de empleados	Casas	15	4 330	65 000	65 000
9. Subestación elevadora				130 000	
Total					<u>10 453 500</u>

Cuadro 25 (Continuación)

	Unidad	Cantidad	Precio unitario	Costo	Total
<u>Segunda etapa</u>					
10. Tubería de presión acero	t	760	6 000	456 000	
Tubería de presión concreto	m ³	1 970	60	118 300	574 300
11. Casa de máquinas					
Sala de generación				240 000	
Equipo				541 500	781 500
12. Facilidades de construcción				168 000	168 000
13. Subestación				122 000	122 000
Total					<u>1 645 800</u>
<u>Tercera etapa</u>					
14. Tubería de presión acero	t	760	6 000	456 000	
Tubería de presión concreto	m ³	1 970	60	118 300	574 300
15. Casa de máquinas					
Sala de generación				240 000	
Equipo				541 500	781 500
16. Facilidades de construcción				168 000	168 000
17. Subestación				122 000	122 000
Total					<u>1 645 800</u>

Cuadro 26

MEJORAS A PLANTA DE CALDERA
ESTIMACION DE COSTOS DIRECTOS DE CONSTRUCCION

(Dólares)

	Unidad	Cantidad	Precio unitario	Costo	Total
<u>Primera etapa</u>					
1. Presa en el río Caldera					
Concrete	m ³	600	50	30 000	
	m ³	400	9	3 600	33 600
2. Dique de tierra en río Caldera					
Excavación	m ³	800	2	1 600	
Compactación	m ³	1 500	2	3 000	4 600
3. Embalse	m ³	209 500	2	419 000	419 000
4. Total					<u>457 200</u>
<u>Segunda etapa</u>					
5. Embalse	m ³	116 500	2	233 000	233 000
6. Total					<u>233 000</u>

Cuadro 27

ESTIMACION DE COSTOS TOTALES Y COSTOS DE PRODUCCION POR PROYECTOS

(Miles de dólares)

	Proyec- to No. 1	Proyec- to No. 2	Proyec- to No. 3	Proyec- to No. 4	Proyec- to No. 4A	Proyec- to No. 5	Proyec- to No. 6	Proyec- to No. 7	Proyec- to No. 8	Proyec- to No. 9	Proyec- to No. 10	Proyec- to No. 11	Proyec- to No. 12	Proyec- to No. 13	Proyec- to No. 13A	Proyec- to No. 14	Proyec- to No. 15	Proyec- to No. 16	Planta caldera
Primera etapa																			
Totales directos	1 854.1	2 898.5	3 710.8	2 277.7	6 143.0	3 675.1	3 390.5	3 086.8	1 550.6	3 971.4	5 337.3	4 462.2	4 735.3	8 424.7	5 508.0	8 130.1	10 594.2	10 453.5	457.2
15% Imprevistos	278.0	434.8	556.6	341.7	921.5	551.3	508.6	463.0	232.6	597.7	800.6	669.3	710.3	1 263.7	826.2	1 219.5	1 589.1	1 568.0	68.6
10% Ingeniería y supervisión	213.2	333.3	426.7	261.9	706.4	422.6	389.9	355.0	178.3	456.7	613.8	513.2	544.6	968.8	633.4	935.0	1 218.3	1 202.2	52.6
8% Intereses de construcción	187.6	293.3	375.5	230.5	621.7	371.9	343.1	312.4	156.9	401.9	540.1	451.6	479.2	852.6	557.4	822.8	1 072.1	1 057.9	46.3
Total	2 532.9	3 959.9	5 069.6	3 111.8	8 392.6	5 020.9	4 632.1	4 217.2	2 118.4	5 427.7	7 291.8	6 096.3	6 469.4	11 509.8	7 525.0	11 107.4	14 473.7	14 281.6	624.7
Capacidad de la planta (kW)	5 510	15 130	15 310	6 210	9 110	6 620	13 420	11 610	8 300	9 360	14 660	8 410	6 620	16 950	18 720	13 750	24 580	19 300	
Costo por kW instalado (Dólares)	460	262	331	501	921	758	345	363	255	580	497	724	977	679	402	807	589	738	
Segunda etapa																			
Totales directos	730.0					2 529.6				1 810.4	2 901.5	2 380.9			7 468.0	3 825.6	1 645.8		
15% Imprevistos	109.5					379.4				271.6	435.2	357.1			1 120.2	573.8	246.9		
10% Ingeniería y supervisión	84.0					290.9				208.2	333.7	273.8			858.8	439.9	189.3		
8% Intereses de construcción	73.9					256.0				183.2	293.6	240.9			755.8	387.2	166.6		
Total	997.4					3 455.9				2 473.4	3 964.0	3 252.7			10 202.8	5 226.5	2 248.6		
Capacidad de la planta (kW)	5 510					6 620				9 360	14 660	8 410			13 750	24 580	19 340		
Costo por kW instalado (Dólares)	181					522				264	270	387			742	213	116		
Tercera etapa																			
Totales directos										3 525.5	2 901.5	2 788.0			7 468.0	7 037.9	1 645.8	233.0	
15% Imprevistos										528.8	435.2	418.2			1 120.2	1 055.7	246.9	35.0	
10% Ingeniería y supervisión										405.4	333.7	320.6			858.8	809.4	189.3	26.8	
8% Intereses de construcción										356.8	293.6	282.1			755.8	712.2	166.6	23.6	
Total										4 816.5	3 964.0	3 808.9			10 202.8	9 615.2	2 248.6	318.4	
Capacidad de la planta (kW)										18 840	14 660	16 820			13 750	50 220	19 340		
Costo por kW instalado (Dólares)										256	270	226			742	191	116		

Cuadro 28

COSTOS TOTALES Y DE PRODUCCION POR ALTERNATIVA DE DESARROLLO

(Capacidad en kW y costo en miles de dólares)

	Alter- nativa I	Alter- nativa I	Alter- nativa II	Alter- nativa II	Alter- nativa III	Alter- nativa III	Alter- nativa IV	Alter- nativa IV	Alter- nativa V	Alter- nativa V	Alter- nativa VI	Alter- nativa VI	Alter- nativa VII	Alter- nativa VII	Alter- nativa VIII	Alter- nativa VIII
	Capaci- dad	Costo	Capaci- dad	Costo	Capaci- dad	Costo	Capaci- dad	Costo	Capaci- dad	Costo	Capaci- dad	Costo	Capaci- dad	Costo	Capaci- dad	Costo
	1-2-3-4		1-2-3-4A		5-6-7-8		14		9-12		9-13A		10-12		10-13A	
Proyecto No. 1	11 020	3 530.3	11 020	3 530.3												
Proyecto No. 2	15 130	3 959.9	15 130	3 959.9												
Proyecto No. 3	15 310	5 069.6	15 310	5 069.6												
Proyecto No. 4	6 210	3 111.8														
Proyecto No. 4A			9 110	8 392.6												
Proyecto No. 5					13 240	8 476.8										
Proyecto No. 6					13 240	4 632.1										
Proyecto No. 7					11 610	4 217.2										
Proyecto No. 8					8 310	2 118.4										
Proyecto No. 9									37 560	12 717.7	37 560	12 717.7				
Proyecto No. 10													43 980	15 219.7	43 980	15 219.7
Proyecto No. 11									6 620	6 469.4			6 620	6 469.4		
Proyecto No. 12											18 720	7 525.0			18 720	7 525.0
Proyecto No. 13A							41 250	31 513.0								
Proyecto No. 14																
Proyecto No. 15																
Proyecto No. 16																
Planta cascada ampliación	5 000	943.1	5 000	943.1	5 000	943.1		943.1	5 000	943.1	5 000	943.1				
Planta de Oolega	1 000		1 000		1 000		1 000		1 000		1 000		1 000			
Total	53 670	16 614.7	56 570	21 895.5	52 570	20 387.5	42 250	32 456.1	50 180	20 130.2	62 280	21 185.8	51 600	21 689.1	62 700	22 744.7
Costo por kW instalado (Dólares)		310		387		388		768		401		340		420		363
A. Generación anual = capacidad x 8 760 x 0.6 (millones de kWh)		282.1		297.3		276.3		222.1		263.7		327.3		271.2		329.6
B. Generación térmica = 30% generación hidroeléctrica. 4 meses = 0.1A (millones de kWh)		28.2		29.7		27.6		22.2		26.4		32.7		27.1		33.0
C. Costo del proyecto		16 614.7		21 895.5		20 387.5		32 456.1		20 130.2		21 185.8		21 689.1		22 744.7
D. 2.5% Depr. + 7.5% Intereses = Costo anual = 0.10 C		16 614.7		2 189.6		2 038.8		3 245.6		2 013.0		2 118.6		2 168.9		2 274.5
E. Costo anual de operación y mantenimiento		361.7		371.6		358.1		189.4		248.2		269.4		272.4		313.6
F. Costo anual obra + operación = 0.4 E		2 023.2		2 561.2		2 396.9		3 435.0		2 261.2		2 408.0		2 441.3		2 588.1
G. Gastos generación térmica = 0.022 B		620.6		654.1		607.9		488.5		580.2		712.2		596.7		725.0
H. Costo anual total = F + G		2 643.8		3 215.3		3 004.7		3 923.5		2 841.5		3 120.2		3 038.0		3 313.1
I. Costo kWh generado (centavos de dólar) = $\frac{H}{A}$		0.94		1.08		1.09		1.77		1.08		0.95		1.12		1.01