NACIONES UNIDAS

CONSEJO ECONOMICO Y SOCIAL

LIMITADO
CCE/SC.5/GRIE/VI/3
Mayo de 1979

ORIGINAL: ESPAÑOL

COMISION ECONOMICA PARA AMERICA LATINA

COMITE DE COOPERACION ECONOMICA
DEL ISTMO CENTROAMERICANO
SUBCOMITE CENTROAMERICANO DE
ELECTRIFICACION Y RECURSOS HIDRAULICOS

Grupo Regional sobre Interconexión Eléctrica (GRIE)
Sexta reunión
(San José, Costa Rica, 31 de mayo y 1 de junio de 1979)

Estudio sobre Interconexión Eléctrica del Istmo Centroamericano

INFORMACIONES BASICAS PARA LOS ESTUDIOS DE DESARROLLO A LARGO PLAZO Y DE OPERACION SIMULADA*

* Versión revisada del documento presentado originalmente a la quinta reunión del GRIE con la signatura CCE/SC.5/GRIE/V/6.

79-5-272-75

INDICE

/4. Estudios

Página

/ÍNDICE DE

INDICE DE CUADROS

/21 Honduras

/42 Panamá:

/INTRODUCCION

INTRODUCCION

Durante la Cuarta Reunión del Grupo Regional de Interconexión Eléctrica del Istmo Centroamericano (GRIE), celebrada en Panamá del 24 al 26 de febrero de 1977 y en las reuniones interinstitucionales realizadas con posterioridad a esa fecha[1/] se definieron tanto la metodología que se aplicaría en el Proyecto Regional de Interconexión Eléctrica del Istmo Centroamericano (PRICA) como los procedimientos operativos y las fuentes de financiamiento.

Sobre la metodología[2/] se decidió, a grandes rasgos:

a) Realizar un estudio de programación a largo plazo destinado a determinar las instalaciones de generación para cada uno de los países y para diferentes alternativas de interconexión, mediante el empleo de un modelo de Programación Lineal denominado Modelo Global de Selección de Inversiones (MGI),[3/] que permitirá obtener los programas de instalaciones más económicos por períodos globales de 3 a 5 años.

b) Determinar la fecha precisa de la puesta en servicio de las instalaciones; simular la operación de los sistemas aisladamente y de las diferentes alternativas de interconexión por medio del modelo WASP (Wien Automatic System Planning Package)[4/] proporcionado por el Organismo Inrernacional de Energía Atómica (OIEA) y adaptado especialmente para el PRICA en un programa conjunto OIEA-CEPAL.[5/]

c) Establecer el costo del sistema internacional de transmisión. Para esto se estudiaría primero el desarrollo aislado de los sistemas eléctricos de los países y luego se definirían los sistemas de transmisión necesarios para efectuar las transferencias de energía que resultaren con cada una de las alternativas de interconexión. Los intercambios de energía

1/ En Washington, D.C. y en San Salvador, El Salvador.

2/ Análisis comparativo de las metodologías SIPSE, WASP y MGI para su aplicación en el Istmo Centroamericano (CCE/SC.5/GRIE/IV/4), febrero 1977.

3/ Modelo Global de Selección de Inversiones (MGI) para los sistemas eléctricos del Istmo Centroamericano (CCE/SC.5/GRIE/IV/5), febrero de 1977.

4/ Wien Automatic System Planning Package (WASP) - An Electric Utility Optimal Generation Expansion Planning Computer Code (CCE/SC.5/GRIE/IV/DI.2) enero de 1977.

5/ Modificaciones introducidas al modelo WASP para su utilización en el Proyecto Regional de Interconexión Eléctrica del Istmo Centroamericano (CCE/SC.5/GRIE/V/5), agosto de 1978.

/se determinarían

se determinarían mediante un programa de computación (TRANSF) preparado especialmente para este caso y destinado a evaluar dichas transferencias.

d) Estimar los beneficios de la interconexión calculando la diferencia entre los costos totales actualizados de los programas de desarrollo eléctrico de los países aislados y los correspondientes a las diferentes alternativas de interconexión, incluyendo el costo de la red internacional de transmisión.

Respecto de los procedimientos operativos se decidió:

a) Formar un equipo de trabajo dirigido por la subsede de la CEPAL en México, oficina encargada de ejecutar el estudio;

b) Firmar un contrato entre el Banco Centroamericano de Integración Económica (BCIE) y la Montreal Engineering Company Limited (MONENCO), empresa consultora que ejecutaría los siguientes estudios básicos:

- Actualización de los estudios de la demanda eléctrica
- Actualización de los costos de los proyectos hidroeléctricos identificados en el área
- Estimación de los costos y características técnicas de alternativas termoeléctricas
- Ejecución de los estudios de los sistemas de transmisión y análisis de los principios que regirían el despacho de carga del sistema interconectado

c) Formalizar un contrato entre el BCIE y la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENDESA) de Chile, con el fin de obtener la asesoría de un experto en modelos matemáticos de planeación del sector eléctrico.

Se acordó también realizar reuniones del GRIE en momentos claves de la ejecución del estudio con objeto de que las empresas eléctricas del Istmo fueran informadas y pudieran comentar en forma oportuna y con el adecuado detalle sobre los datos y criterios en que se fuera basando la ejecución del PRICA.

El objeto de la versión original de este informe fue presentar a la Quinta Reunión del GRIE un resumen de la información básica utilizada en los estudios de definición de los programas de desarrollo a largo plazo y, en parte, en los estudios de operación simulada de los sistemas.

/Numerosos

Numerosos cambios de diversa índole reunidos hasta la fecha obligaron a revisarla.

El informe se complementa y detalla con los siguientes documentos:

1. Actualización de los estudios de mercado, Informe final (CCE/SC.5/GRIE/VI/D1.2), diciembre de 1978.[6/]

2. Costos de inversión y mantenimiento de proyectos hidroeléctricos, Informe final (CCE/SC.5/GRIE/VI/D1.3), febrero de 1979.[6/]

3. Costos de inversión, operación y mantenimiento y características técnicas de alternativas termoeléctricas, Informe final (CCE/SC.5/GRIE/VI/D1.4), febrero de 1979.[6/]

4. Costos preliminares para líneas de transmisión y subestaciones (borrador), julio de 1978.[6/]

5. Proyecto Regional de Interconexión Eléctrica del Istmo Centroamericano. Análisis, extensión y generación sintética de las series hidrológicas para los proyectos considerados en el estudio (CCE/SC.5/GRIE/V/3), marzo de 1978.

6. Preparación de curvas de duración de potencia para la utilización del Modelo WASP (CCE/SC.5/GRIE/V/4), julio de 1978.

7. Modificaciones introducidas al Modelo WASP para su utilización en el Proyecto Regional de Interconexión Eléctrica del Istmo Centroamericano (CCE/SC.5/GRIE/V/5), agosto de 1978.

Los estudios enumerados se enviaron oportunamente a las empresas eléctricas del Istmo Centroamericano que participan en el Proyecto Regional de Interconexión Eléctrica.

6/ Documentos elaborados por la Montreal Engineering Company, Ltd.

I. PROYECCIONES DE LA DEMANDA

1. Generalidades

Al proyectar los consumos de dos sistemas que crecen con diferentes tasas para períodos de 15 a 20 años se pueden obtener diferencias de energía de gran magnitud. Por esta razón, las conclusiones del estudio de interconexión dependen en gran medida de las proyecciones sobre la demanda de energía eléctrica de cada país que se adopten para el análisis de los posibles intercambios de energía.

Con el fin de asegurar, dentro de lo posible, el mayor grado de homogeneidad en las previsiones de demanda, se consideró necesario efectuar un estudio para revisar y actualizar las proyecciones existentes en cada país por el período considerado en el estudio de interconexión, y que pusiera énfasis especial en tratar de asegurar que las demandas de energía proyectadas fuesen compatibles con las perspectivas de crecimiento de cada país en particular y de la región en su conjunto. Adicionalmente se analizaron las características de la demanda y sus variaciones durante el año y se desagregaron las demandas por centros de consumo, tarea esencial para planificar los medios de generación y del sistema de transmisión.

El estudio fue realizado por MONENCO, con base en informes proporcionados por las empresas eléctricas. Entre los más recientes se encuentran:

Guatemala: Plan Maestro de Electrificación Nacional, Vol. II, Sociedad Alemana de Cooperación Técnica, Ltd. Consorcio Lahmeyer, Salzgitter, Fichtner, julio de 1977, cubriendo el período 1976-2000; El Salvador: San Lorenzo Project, Harza Engineering Company, julio de 1976, cubriendo el período 1977-1985; Honduras; System Optimization Study, Vol. I, Ebasco Services Incorporated, septiembre de 1976, cubriendo el período 1976-1995; Nicaragua: Copalar Feasibility Study, Appendix C. Canadian International Project Managers,Ltd., junio de 1977, cubriendo el período 1976-1990;

/Costa Rica:

Costa Rica: Mercado Eléctrico, 1977, Instituto Costarricense de Electricidad, cubriendo el período 1976-1990; Panamá: Master Electrification Plan, Vol. III, agosto de 1976, Chas T. Main International Inc., cubriendo el período 1975-1994.

Por su parte la secretaría de la CEPAL realizó un estudio sobre la forma de las curvas de carga, con base en informaciones del año 1977 suministradas por los países.

2. Proyecciones globales de potencia y energía

Se revisaron los estudios sobre demanda existentes y se ampliaron hasta el año 2000 mediante un análisis económico nacional y regional, con el fin de obtener proyecciones de mercado compatibles entre los diversos países. Los cálculos se basaron en la evaluación de las tendencias de crecimiento de la población y del desarrollo urbano efectuada por el CELADE,[1/] y las perspectivas del crecimiento económico según proyecciones de la CEPAL. Con estos antecedentes se proyectó la demanda eléctrica para los principales sectores del consumo (industrial, comercial, residencial y servicios públicos). Las tasas de crecimiento económico se utilizaron para correlacionar el crecimiento de la demanda total con el producto interno bruto a fin de comprobar que el crecimiento del mercado eléctrico fuese compatible con el desarrollo proyectado de la economía nacional. Las cargas importantes aisladas, tales como consumos industriales y mineros, así como el de la Zona del Canal de Panamá, se trataron de manera especial ya que su inclusión dentro del consumo nacional había deformado las comparaciones entre países. En el cuadro 1 se presentan los resultados de la revisión de demanda, y en el cuadro 2, las tasas de crecimiento por sectores de consumo.

3. Distribución de las demandas por centros de carga

Para analizar los flujos de carga y de transferencia de energía se requiere estimar previamente la forma en que se distribuye la carga entre los diversos centros de consumo. Con este fin se identificaron

1/ Centro Latinoamericano de Demografía.

/Cuadro 1

Cuadro 1

ISTMO CENTROAMERICANO: PROYECCIONES DE LA DEMANDA Y REQUERIMIENTOS DE GENERACION[a]

	Total		Guatemala[c]		El Salvador[d]		Honduras		Nicaragua		Costa Rica		Panamá[e][f]	
	Energía (GWh)	Demanda no coincidente[b] (MW)	GWh	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh	MW
1979	9 665	1 789	1 730	328	1 583	313	818	149	1 261	225	1 947	376	2 326	398
1980	10 734	1 973	1 998	361	1 736	344	939	171	1 396	250	2 189	423	2 476	424
1981	11 717	2 150	2 194	398	1 899	376	1 053	192	1 543	275	2 383	460	2 644	449
1982	12 969	2 377	2 418	441	2 250	445	1 165	212	1 760	305	2 549	492	2 828	482
1983	14 045	2 581	2 675	490	2 247	484	1 289	234	1 877	335	2 728	527	3 030	511
1984	15 303	2 811	2 982	547	2 664	527	1 421	258	2 064	367	2 922	564	3 251	548
1985	16 699	3 076	3 331	615	2 904	575	1 568	285	2 272	405	3 133	605	3 493	591
1986	18 176	3 351	3 659	677	3 163	626	1 716	312	2 502	446	3 394	656	3 742	634
1987	20 114	3 694	4 025	747	3 448	682	1 881	342	2 758	492	3 643	704	4 361	727
1988	23 432	4 228	4 842	882	3 761	744	2 062	375	3 041	541	3 911	756	5 560	895
1989	25 368	4 595	5 294	970	4 105	812	2 265	412	3 356	600	4 208	813	5 884	953
1990	27 497	4 890	5 798	1 066	4 484	887	2 488	452	3 706	661	4 528	875	6 238	1 014
1991	29 668	5 395	6 310	1 163	4 894	968	2 709	493	4 055	723	4 854	938	6 591	1 075
1992	32 042	5 831	6 875	1 268	5 344	1 057	2 950	536	4 437	790	5 209	1 006	6 973	1 139
1993	35 056	6 383	7 910	1 449	5 838	1 155	3 216	585	4 857	866	5 593	1 080	7 387	1 213
1994	37 905	6 915	8 598	1 580	6 381	1 262	3 507	638	5 317	948	6 011	1 161	7 837	1 291
1995	41 031	7 493	9 359	1 724	6 977	1 380	3 829	696	5 823	1 039	6 464	1 249	8 324	1 375
1996	44 299	8 098	10 138	1 868	7 606	1 505	4 142	753	6 379	1 135	6 972	1 347	8 806	1 455
1997	47 867	8 725	10 992	2 035	8 295	1 641	4 484	815	6 990	1 247	7 526	1 454	9 325	1 548
1998	51 764	9 504	11 929	2 213	9 050	1 791	4 856	883	7 662	1 367	8 128	1 570	9 885	1 645
1999	56 019	10 298	12 956	2 409	9 876	1 954	5 259	956	8 340	1 498	8 784	1 697	10 489	1 749
2000	60 667	11 156	14 082	2 616	10 780	2 133	5 700	1 036	9 211	1 643	9 499	1 835	11 140	1 858

Fuente: Montreal Engineering Co., Ltd., Actualización de los estudios de mercado, informe final (CCE/SC.5/GRIE/VI/DI.2), diciembre de 1978.

a/ Incluye pérdidas de transmisión y distribución.

b/ Suma aritmética.

c/ Incluye Exmibal.

d/ Incluye proyectos especiales de Aceros, S.A. SIGAPASA y ANDA.

e/ Incluye Cerro Colorado y requerimientos totales de generación de la Zona del Canal.

f/ A partir de 1988 no coincide con el informe de MONENCO debido a correcciones posteriores en la demanda de Cerro Colorado.

/Cuadro 2

Cuadro 2

ISTMO CENTROAMERICANO: TASAS DE CRECIMIENTO Y PROYECCIONES DEL CONSUMO ELECTRICO SECTORIAL

Consumo eléctrico	Istmo Centro-americano	Guatemala	El Salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Panamá
Total							
1961-1970	11.3	10.4	10.8	16.8	17.9	8.9	11.1
1970-1976	8.2	8.3	10.0	10.4	10.8	8.4	10.8
1978-1990	10.2	13.1 a/	10.7	11.2	10.4	7.9	9.2
1991-2000	8.3	9.2	9.2	8.6	9.6	7.7	7.9
Residencial							
1961-1970	8.5	5.0	4.4	8.9	10.2	5.6	18.8
1970-1976	8.2	6.2	12.2	14.6	5.5	6.4	9.4
1978-1990	8.9	12.7	9.2	13.1	8.8	5.3	8.2
1991-2000	7.8	9.1	8.8	9.6	8.0	4.7	6.8
Comercial							
1961-1970	12.8	10.6	11.0	22.7	25.3	10.3	12.7
1970-1976	9.9	8.2	8.3	8.2	4.2	17.1	8.0
1978-1990	9.7	11.5	9.7	10.8	9.5	8.0	9.7
1991-2000	8.6	9.9	9.3	8.5	8.0	8.0	8.4
Industrial							
1961-1970	15.1	13.1	8.4	23.8	22.3	20.8	9.0
1970-1976	12.0	11.2	17.8	13.0	8.4	10.5	8.9
1978-1990	10.9	12.3	11.8	10.2	10.9	10.6	10.1
1991-2000	8.3	10.5	9.3	8.0	10.2	9.4	2.6

/(Continúa)

Cuadro 2 (Conclusión)

Consumo eléctrico	Istmo Centro-americano	Guatemala	El Salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Panamá
Gobierno y Alumbrado público							
1961-1970	15.2	18.3	15.6	16.5	33.5	15.0	12.9
1970-1976	18.8	3.0	12.1	11.6	21.5	10.6	7.5
1978-1990	9.9	11.2	9.6	11.7	10.0	9.8	9.6
1991-2000	8.8	9.6	9.2	9.1	8.0	7.0	7.4

a/ Incluye Exmibal.

/los nodos

los nodos existentes y futuros de cierta importancia y se distribuyeron las cargas para ciertos años típicos (1983, 1986, 1989 y 1994), seleccionados previamente para efectuar los estudios del sistema de transmisión. Se obtuvieron así 66 nodos distribuidos en la siguiente proporción:

Total	66
Guatemala	6
El Salvador	16
Honduras	16
Nicaragua	7
Costa Rica	12
Panamá	9

Se repartieron las cargas entre los nodos citados obteniéndose las demandas que figuran en los cuadros 3 al 8.

4. Variación mensual de la demanda

Se estimó la distribución de la demanda a lo largo del año, con base en las informaciones históricas disponibles, información indispensable para los modelos utilizados en los estudios a largo plazo y en la simulación de la operación de los sistemas. (Véase el cuadro 9.)

5. Características de las curvas de duración de la demanda

Para operar el modelo WASP es necesario contar con las curvas de duración de la demanda (curvas monótonas) para los períodos trimestrales seleccionados.

Dichas curvas se elaboraron con base en las demandas horarias de 1977, suministradas por los países. Para procesar los datos se preparó un programa de computación,[2/] que ajusta las curvas a un polinomio de quinto grado, proceso requerido para la utilización del modelo WASP.

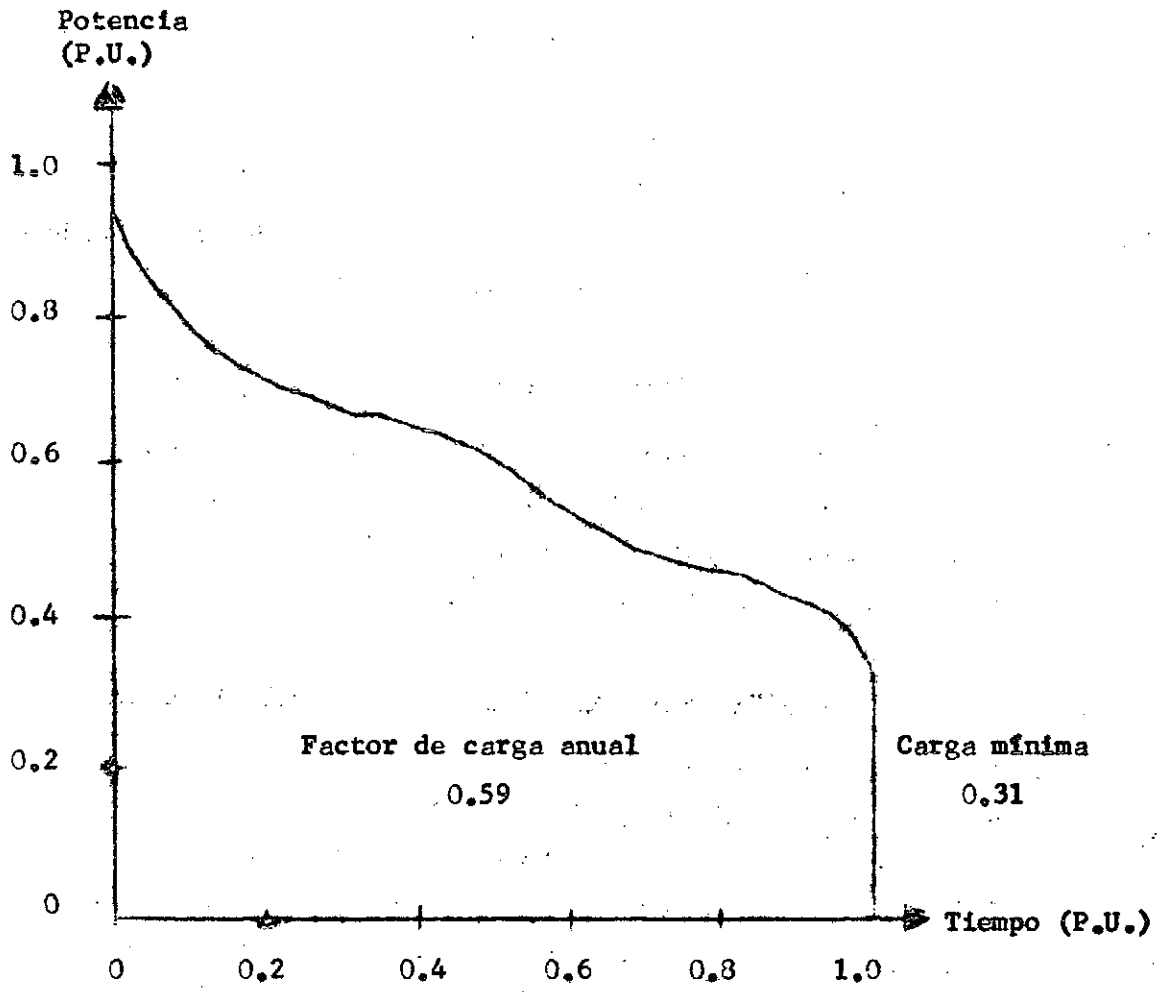
En los gráficos 1 a 6 se ilustran las curvas de duración de la demanda anual de los seis países del Istmo.

2/ Véase, Preparación de las curvas de duración de potencia para la utilización del modelo WASP (CCE/SC.5/GRIE/V/4), julio de 1978.

/Gráfico 1

Gráfico 1

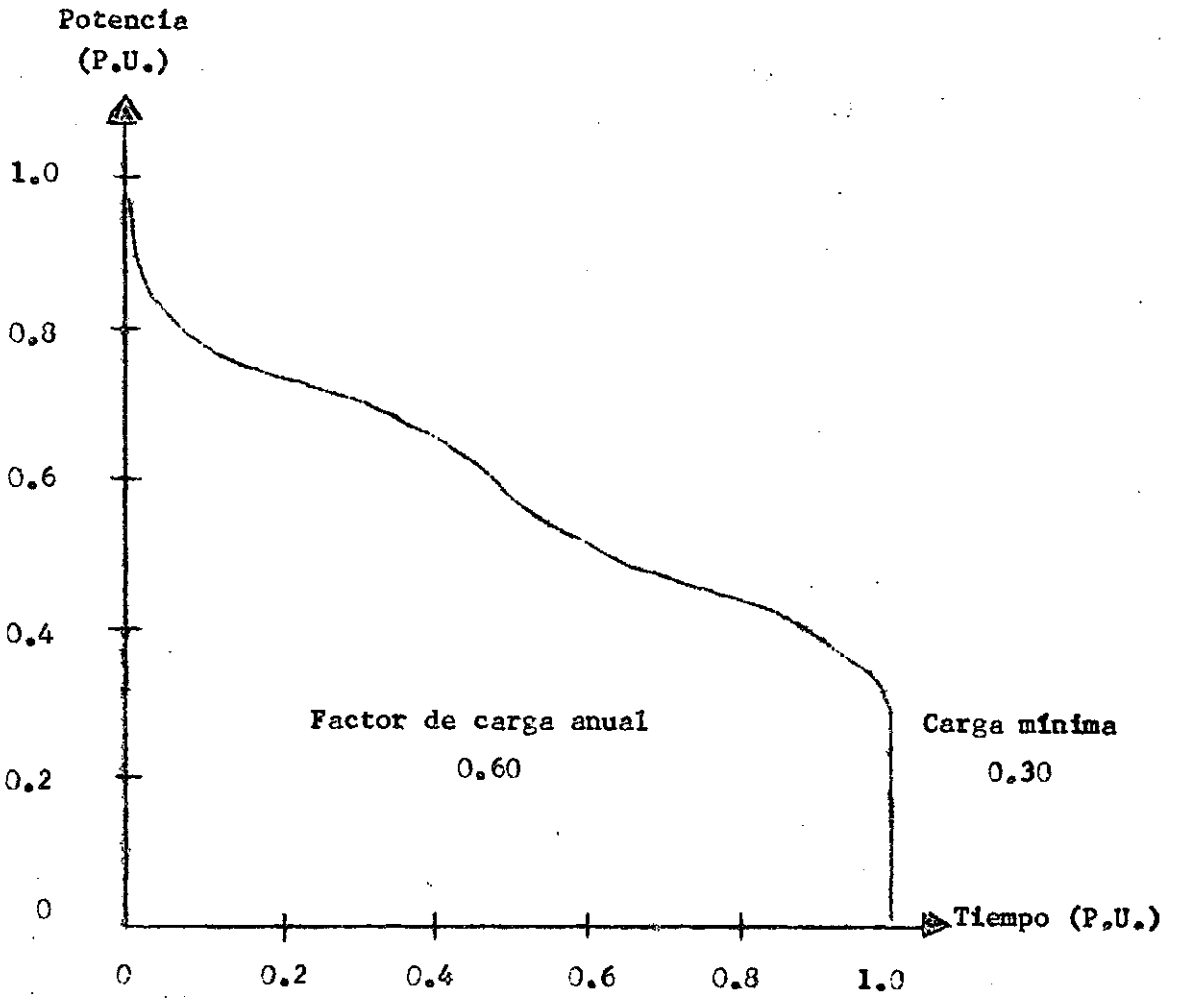
GUATEMALA: CURVA ANUAL DE DURACION DE POTENCIAS



/Gráfico 2

Gráfico 2

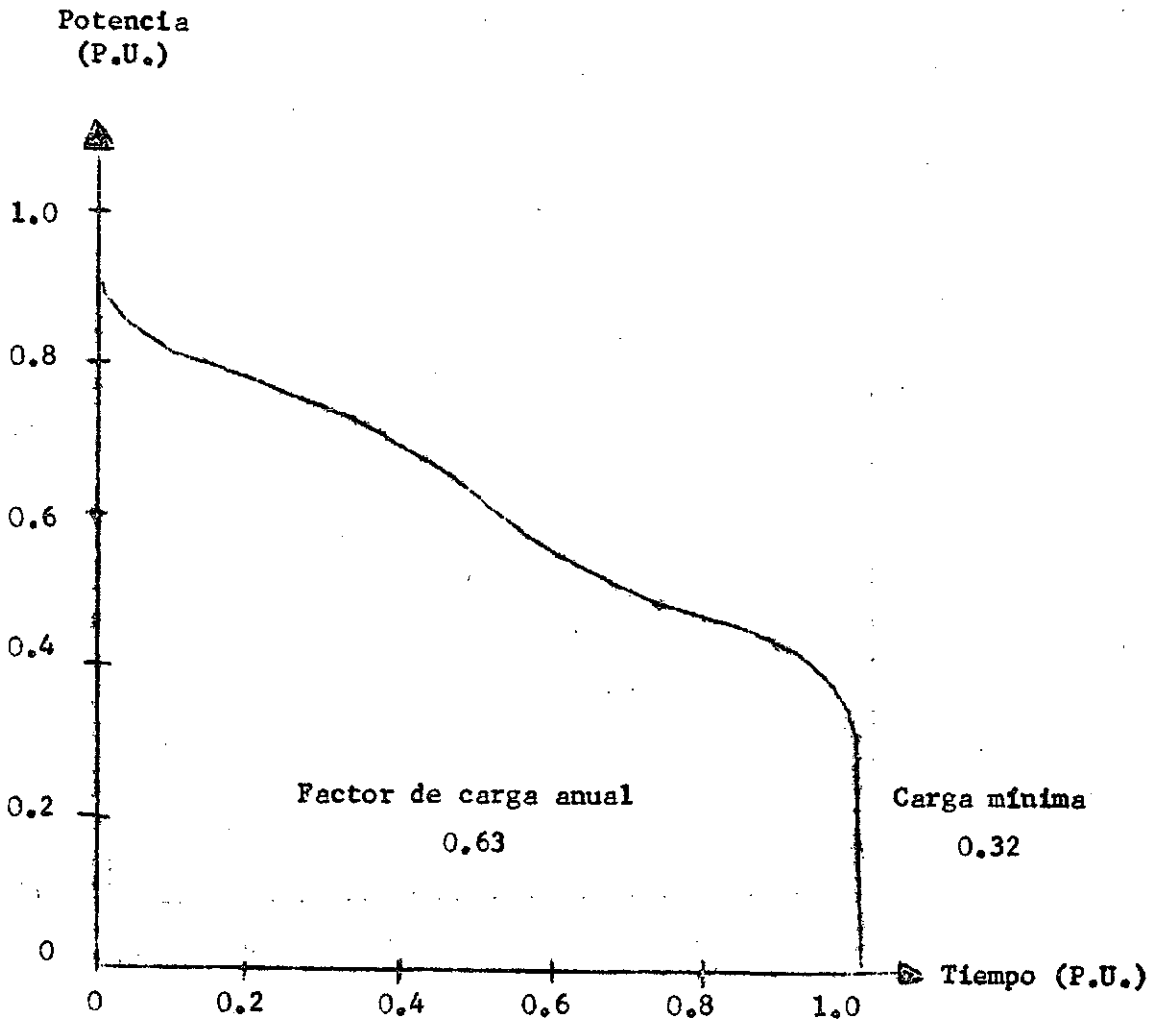
EL SALVADOR: CURVA ANUAL DE DURACION DE POTENCIAS



/Gráfico 3

Gráfico 3

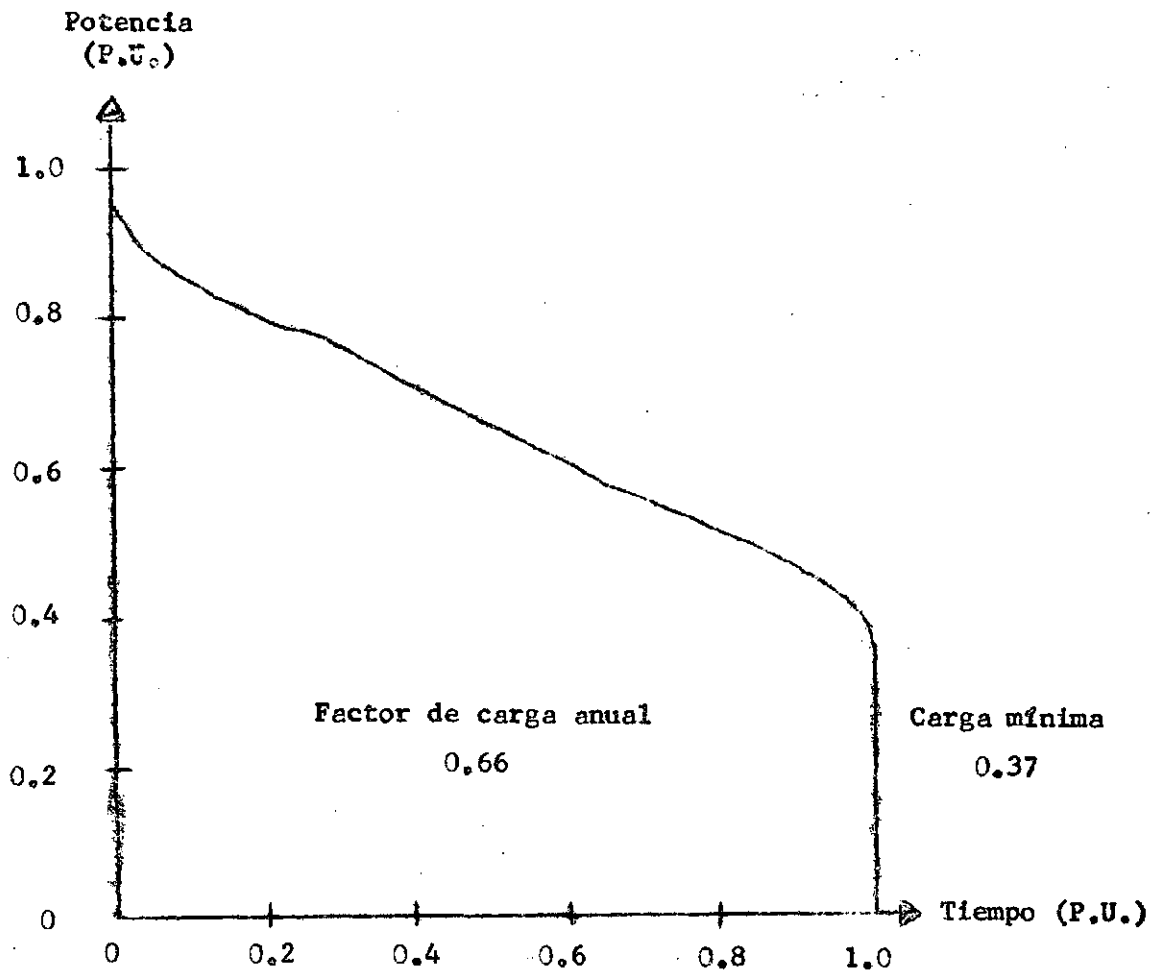
HONDURAS: CURVA ANUAL DE DURACION DE POTENCIAS



/Gráfico 4

Gráfico 4

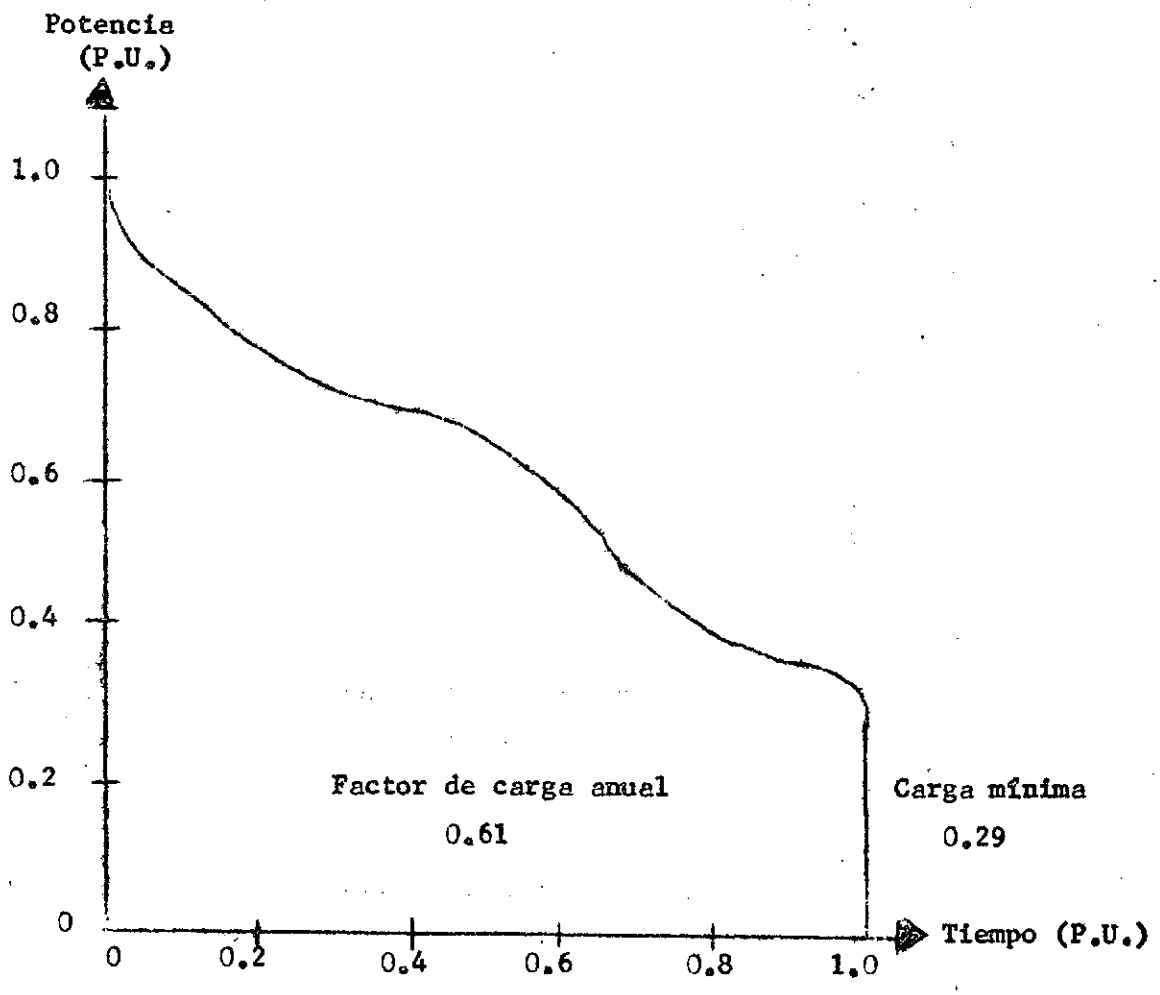
NICARAGUA: CURVA ANUAL DE DURACION DE POTENCIAS



/Gráfico 5

Gráfico 5

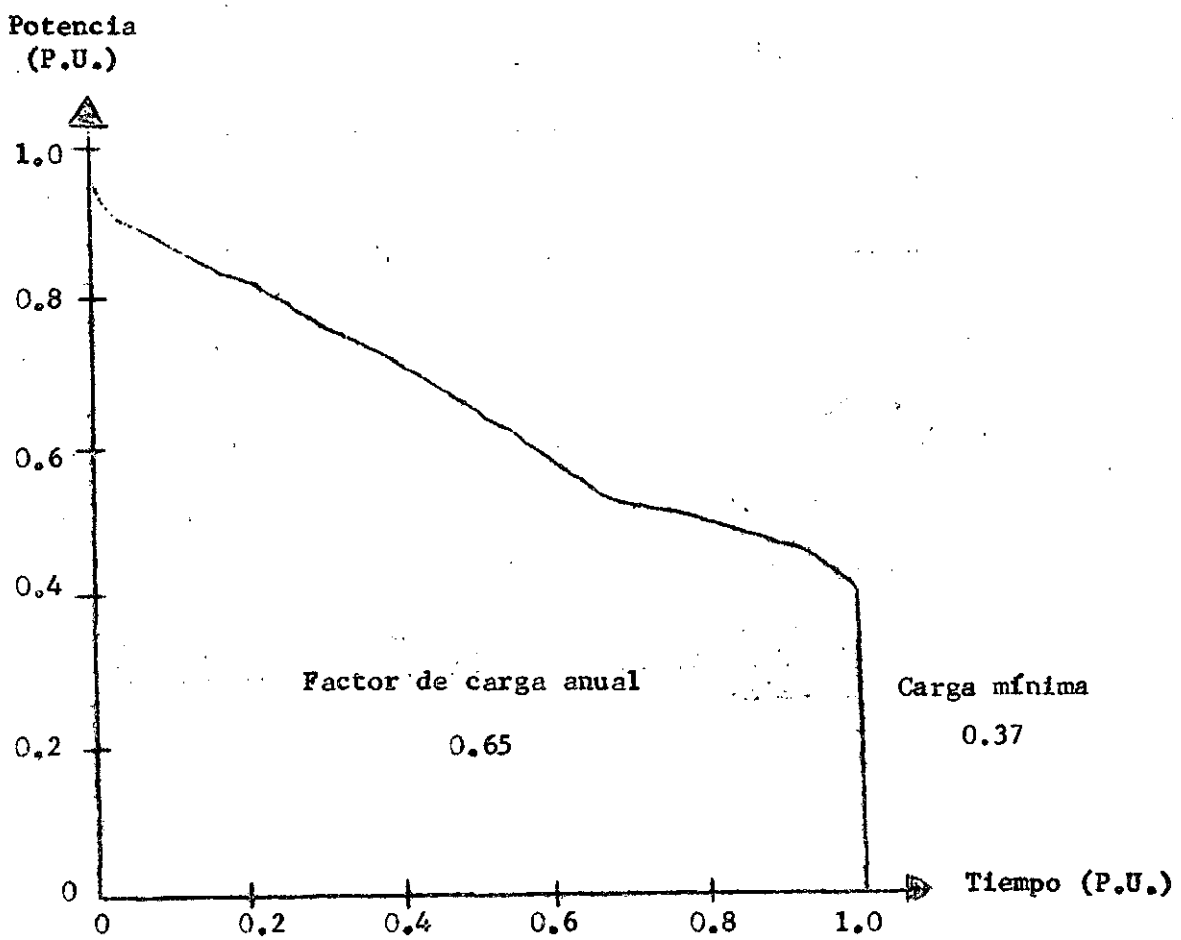
COSTA RICA: CURVA ANUAL DE DURACION DE POTENCIAS



/Gráfico 6

Gráfico 6

PANAMA: CURVA ANUAL DE DURACION DE POTENCIAS



/Cuadro 3

Cuadro 3

GUATEMALA: DISTRIBUCION DE LA DEMANDA POR CENTROS DE CARGA

Centros de carga	Distribución de la demanda máxima coincidente (MW)			
	1983	1986	1989	1994
Zona Central	318.7	419.2	528.9	781.0
Zona Occidental	40.6	83.1	142.1	284.7
Zona Noroccidental	6.4	12.7	20.0	40.2
Zona Oriental	28.9	45.7	70.0	131.7
Zona Nororiental	4.6	8.7	16.4	40.8
Zona Atlántico	61.4	67.0	134.4	206.8
Demanda máxima coincidente (MW)	460.6	636.4	911.8	1 485.2
Pérdidas de transmisión (6%)	29.4	40.6	58.2	94.8
Generación neta (MW)	490.0	677.0	970.0	1 580.0
Generación neta (GWh)	2 674.7	3 659.2	5 294.4	6 875.7

Fuente: Actualización de los estudios de mercado, Informe final, op. cit.

/Cuadro 4

Cuadro 4

EL SALVADOR: DISTRIBUCION DE LA DEMANDA POR CENTROS DE CARGA

Centros de carga	Distribución de la demanda máxima coincidente (MW)			
	1983	1986	1989	1994
Acajutla[a/]	21.2	28.1	47.0	69.0
Guajoyo	17.9	24.8	34.1	56.7
Santa Ana	22.1	29.5	38.3	59.6
Ahuachapán	15.2	22.2	31.8	58.7
Opico	-	-	-	-
Soyapango	76.3	76.3	76.3	76.3
San Antonio Abad	74.4	74.4	74.4	74.4
Nejapa[b/]	72.9	76.6	87.7	114.3
Nuevo Cuscatlán	57.7	102.7	159.2	300.2
San Martín	29.9	63.6	104.7	204.1
San Rafael Cedros	1.7	2.4	3.2	5.1
Tecoluca	12.7	18.0	25.2	44.9
Usulután	13.8	18.9	25.2	40.9
El Triunfo	6.5	9.7	14.0	26.1
San Miguel	22.7	31.2	42.3	56.2
Sonsonate	-	-	-	-
Demanda máxima coincidente (MW)	455.0	588.4	763.4	1 186.5
Pérdidas de transmisión (6%)	29.0	37.6	48.6	75.5
Generación neta (MW)	484.0	626.0	812.0	1 262.0
Generación neta (GWh)	2 446.9	3 163.0	4 105.3	6 380.6

Fuente: Actualización de los estudios de mercado. Informe final, op. cit.

a/ Incluye 15.3 MW, Sicapasa en todos los años típicos.

b/ Incluye 40.2 MW por Expansión de Anda en todos los años típicos.

/Cuadro 5

Cuadro 5

HONDURAS: DISTRIBUCION DE LA DEMANDA POR CENTROS DE CARGA

Centro de carga	Distribución de la demanda máxima coincidente (MW)			
	1983	1986	1989	1994
Tegucigalpa	57.4	79.4	107.2	169.1
Distrito Central a/	3.8	5.6	7.5	11.5
San Pedro Sula	72.7	101.2	140.0	229.7
Puerto Cortés	3.6	5.0	6.7	10.5
Mineral El Mochito	11.0	12.7	14.8	18.8
Cementos Bijao	9.1	11.3	13.0	16.2
El Progreso	3.4	4.7	6.3	9.9
Tela Railroad Co.	19.0	20.0	21.1	22.8
Distrito San Pedro Sula b/	1.3	2.8	3.5	5.0
La Ceiba	9.1	11.7	14.9	21.6
Tela (Municipalidad)	1.7	2.5	3.6	6.3
Coyoles (Standard Fruit)	7.5	7.5	8.4	8.6
Isleta (Cohbana)	2.9	3.0	3.1	3.2
Distrito La Ceiba c/	6.3	8.5	10.9	16.3
Choluteca	8.8	13.9	21.3	41.5
Distrito Choluteca d/	2.4	3.5	5.0	8.7
Demanda máxima coincidente (MW)	220.0	293.3	387.3	599.7
Pérdidas de transmisión (6%)	14.0	18.7	24.7	38.3
Generación neta (MW)	234.0	312.0	412.0	638.0
Generación neta (GWh)	1 288.6	1 715.6	2 265.0	3 506.8

Fuente: Actualización de los estudios de mercado. Informe final, op. cit.

a/ Incluye Comayagua, Siguatepeque y Valle de Comayagua.
b/ Incluye Santa Barbara y Santa Rosa de Copán.
c/ Incluye La Masica, San Francisco, Olachito y Trujillo.
d/ Incluye San Lorenzo, Nacaome y Pespire.

/Cuadro 6

Cuadro 6

NICARAGUA: DISTRIBUCION DE LA DEMANDA POR CENTROS DE CARGA

Centros de carga	Distribución de la demanda máxima coincidente (MW)			
	1983	1986	1989	1994
Managua	140.1	176.7	223.7	319.2
Masaya	50.2	72.2	104.4	183.0
Tipitapa	21.4	32.2	48.8	89.4
León	50.4	66.7	89.0	139.2
Viejo	35.9	48.1	65.2	104.4
Sébaco	14.8	20.3	28.4	47.6
Centroamérica	2.1	3.1	4.5	8.3
Demanda máxima coincidente (MW)	314.9	419.3	564.0	891.1
Pérdidas de transmisión (6%)	20.1	26.7	36.0	56.9
Generación neta (MW)	335.0	446.0	600.0	948.0
Generación neta (GWh)	1 876.5	2 502.1	3 356.5	5 317.2

Fuente: Actualización de los estudios de mercado. Informe final, op. cit.

/Cuadro 7

Cuadro 7

COSTA RICA: DISTRIBUCION DE LA DEMANDA POR CENTROS DE CARGA

Centro de carga	Distribución de la demanda máxima coincidente (MW)			
	1983	1986	1989	1994
Alajuela	22.5	28.8	36.2	52.4
Heredia	19.4	23.0	28.2	39.0
Concaves	47.4	61.1	77.5	111.4
Río Macho	3.7	4.5	5.6	8.0
Cachí	10.0	12.7	18.0	28.3
Moín	15.1	19.8	27.2	42.4
Barranca	26.1	40.3	54.2	88.3
Garita	31.0	43.0	58.2	95.5
Colima	222.9	276.8	341.2	481.5
Siquirres	2.7	3.4	4.0	5.0
Cañas	33.1	40.5	50.2	74.0
Caja	61.8	62.7	63.7	65.3
Demanda máxima coincidente (MW)	495.4	616.6	764.2	1 091.3
Pérdidas de transmisión (6%)	31.6	39.4	48.8	69.7
Generación neta (MW)	527.0	656.0	813.0	1 161.0
Generación neta (GWh)	2 728.2	3 393.5	4 207.7	6 010.5

Fuente: Actualización de los estudios de mercado. Informe final, op. cit.

Cuadro 8

PANAMA: DISTRIBUCION DE LA DEMANDA POR CENTROS DE CARGA

Centro de carga	Distribución de la demanda máxima coincidente (MW)			
	1983	1986	1989	1994
Area metropolitana				
Panamá	266.3	340.0	430.8	629.1
Colón	27.3	34.9	44.2	64.5
Zona del Canal Norte	34.6	34.6	34.6	34.6
Zona del Canal Sur	73.4	73.4	73.4	73.4
Zona Occidental				
La Chorrera	20.8	30.9	45.1	79.5
Provincias centrales				
Divisa	33.2	46.0	62.7	96.5
Chiriquí				
David A	15.6	21.3	28.7	44.1
David B	15.6	21.3	28.6	44.1
Mina de Cerros Colorados			145.0	145.0
Demanda máxima coincidente	486.8	602.4	893.1	1 210.8

/Cuadro 9

Cuadro 9

ISTMO CENTROAMERICANO: VARIACION MENSUAL DE LA DEMANDA DE ENERGIA ELECTRICA

	Guatemala		El Salvador		Honduras		Nicaragua		Costa Rica		Panamá	
	Demanda máxima a/	Energía mensual b/	Demanda máxima a/	Energía mensual b/	Demanda máxima a/	Energía mensual b/	Demanda máxima a/	Energía mensual b/	Demanda máxima a/	Energía mensual b/	Demanda máxima a/	Energía mensual b/
Enero	0.951	8.39	0.851	7.90	0.771	7.27	0.921	8.32	0.936	7.77	0.861	7.67
Febrero	0.941	8.72	0.850	8.20	0.803	7.57	0.970	9.16	0.927	8.96	0.883	7.76
Marzo	0.894	8.28	0.849	8.45	0.880	8.30	0.987	9.32	0.932	7.71	0.901	7.92
Abril	0.910	8.00	0.855	8.08	0.860	8.03	0.988	9.33	0.919	8.26	0.905	8.04
Mayo	0.897	8.05	0.868	8.14	0.906	8.45	0.952	8.99	0.907	8.04	0.959	8.46
Junio	0.869	8.00	0.833	8.15	0.882	8.23	0.862	7.38	0.902	8.48	0.949	8.43
Julio	0.898	8.17	0.840	8.13	0.901	8.23	0.877	7.49	0.908	7.94	0.986	8.85
Agosto	0.894	8.16	0.867	8.13	0.922	8.76	0.859	7.70	0.943	8.47	0.948	8.47
Septiembre	0.931	8.31	0.865	8.30	0.953	9.18	0.912	7.79	0.962	8.54	0.948	8.63
Octubre	0.976	8.30	0.907	8.72	0.970	8.99	0.877	7.25	0.991	8.33	0.960	8.32
Noviembre	0.979	8.75	0.961	8.97	0.980	8.60	0.982	8.36	1.000	8.99	0.970	8.60
Diciembre	1.000	8.87	1.000	8.83	1.000	8.39	1.000	8.91	1.000	8.50	1.000	8.86

Fuente: Actualización de los estudios de mercado. Informe final, op. cit.
a/ En por uno de la demanda máxima anual.
b/ Porcentajes de la energía anual.

II. CARACTERISTICAS DE LOS SISTEMAS EXISTENTES

1. Generalidades

Tanto los estudios de programación a largo plazo como los de operación de los sistemas bajo las distintas hipótesis de integración requieren de información completa y detallada sobre las características técnicas y los costos de operación de los sistemas de generación existentes, así como sobre la infraestructura de los sistemas de transmisión a partir de los cuales se desarrollaría el sistema internacional.

Por una somera revisión de los programas de obras de los países del Istmo se observa, en general, --que los planes de expansión se encuentran definidos y prácticamente comprometidos hasta 1984, motivo por el cual se decidió fijar el año hidrológico 1984/1985 como primer año del estudio.[1/]

Todas las informaciones sobre los sistemas existentes que se presentan a continuación corresponden así a 1983, en el supuesto de que se cumplan los desarrollos programados actualmente.

El cuadro 10 incluye los programas de obras de generación definidos por las empresas eléctricas del Istmo para entrar en operación en el período 1978-1982.

2. Sistemas hidráulicos

En el cuadro 11 se presentan las principales características técnicas de las plantas hidroeléctricas existentes en los seis países del Istmo, datos que sirvieron de base para los procesos de operación simulada.

1/ En atención a la importancia que cobra en el Istmo la generación hidroeléctrica, tanto el modelo MGI como el WASP se plantearon con base en el año hidrológico que comienza en mayo.

/Cuadro 10

Cuadro 10

ISTMO CENTROAMERICANO: PROGRAMAS DE OBRAS DE GENERACION A CORTO PLAZO

	Año	Planta	Tipo	Capacidad nominal (MW)
Guatemala	1980	María Linda	Hidráulica	90
	1980	Sanarate	Turbina a gas	25
	1980	San Felipe	Turbina a gas	25
	1982	Pueblo Viejo	Hidráulica	300
	1982	Santa María II	Hidráulica	60
El Salvador	1980	Ahuachapán III	Geotérmica	35
	1982	San Lorenzo	Hidráulica	180
Honduras	1979	Puerto Cortés	Diesel	30
	1981	El Níspero	Hidráulica	22
	1985	El Cajón	Hidráulica	292
Nicaragua	1981	Momotombo I	Geotérmica	35
	1982	Momotombo II	Geotérmica	35
	1983	Momotombo III	Geotérmica	35
Costa Rica	1979	Arenal	Hidroeléctrica	156
	1982	Corobicí	Hidroeléctrica	174
Panamá	1979	Estrella	Hidroeléctrica	38
	1979	Los Valles	Hidroeléctrica	42
	1983	La Fortuna	Hidroeléctrica	255

/Cuadro 11

Cuadro II

ISTMO CENTROAMERICANO: CARACTERISTICAS TECNICAS DE LOS PROYECTOS HIDROELECTRICOS DEL SISTEMA EXISTENTE (1983)

Central	Capacidad (MW)	Número de unidades	Caudal nominal turbinable (m^3/seg.)	Caída neta[a] (m)	Pérdida de carga nominal (m)	Cota (m.s.n.m.) Máxima	Cota (m.s.n.m.) Mínima	Volumen (10^6 m^3) Máximo	Volumen (10^6 m^3) Mínimo	Volumen (10^6 m^3) Útil	Energía embalsada (GWh)	Cota de descarga (m.s.n.m.)	Caída bruta máxima (m)
Guatemala													
Pueblo Viejo	300.0	5	82.0	430.0	58.0	798.0	761.0	424.0	111.0	313.0	328	292.0	488.0
Los Esclavos	14.0	2	14.0	103.0	5.0	108.0[b]	108.0	-	-	-	-	-[b]	108.0
María Linda	90.0	3	22.0	363.0	47.0	555.0	555.0	-	-	-	-	145.0	410.0
Jurón Marinalá	58.0	3	9.5	624.0	31.0	655.5[b]	653.5	52.0	42.0	10.0	15	-[b]	655.0
Santa María II	60.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Menores	15.0[c]												
El Salvador													
Guajoyo	15.0	1	35.4	48.0	7.0	430.0	418.0	645.0	155.0	490.0	57	375.0	55.0
5 de Noviembre	81.0	5	260.7	52.0	4.0	178.4	173.4	320.0	50.0	270.0	34	122.0	56.0
Cerrón Grande	135.0	2	270.0	57.0	6.0	243.0	228.0	2 180.0	750.0	1 430.0	199	179.0	63.0
San Lorenzo	180.0	2	660.0	31.0	1.0	49.0	48.0	393.0	360.0	33.0	3	17.0	32.0
Honduras													
Cañaveral	30.0	2	25.0	144.0	3.5	637.5	632.0	1 785.0	1 270.0	515.0	180	488.0	147.5
Río Lindo	60.0	4	18.3	386.0	19.8	484.0	484.0	-	-	-	-	79.0	405.8
El Níspero	22.0	1	...	...	...	...	...	-	-	...	0.4	-	-
El Cajón	292.0	4	228.0	158.0	3.0	285.0	220.0	5 652.0	1 482.0	4 170.0	1 529	105.0	180.0
Nicaragua													
Centroamérica	50.0	2	22.0	270.0	5.0	956.0	944.0	273.0	-	273.0	180	681.0	275.0
Gral. Somoza	50.0	2	32.0	189.0	16.0	440.0	440.0	-	-	-	-	235.0	205.0
Costa Rica													
Garita	30.0	2	21.0	151.5	8.5	461.0	456.0	523.0	-	523.0	193	301.0	160.0
Arenal	156.0	3	98.0	186.0	34.0	545.0	519.0	2 120.0	400.0	1 726.0	783	324.0	221.0
Río Macho	120.0	5	46.85	450.0	9.0	1 572.0	1 565.0	460.6	50.3	410.3	450	1 101.0	470.0
Cachí	100.0	3	54.0	224.0	30.0	999.0	960.0	50.3	4.5	45.8	25	724.1	254.0
Corobicí	174.0	3	195.0	197.0	35.7	327.0	327.0	-	-	-	-	94.3	232.7
Menores[d]	36.0	-											

/(Continúa)

Cuadro II (Conclusión)

Central	Capacidad (MW)	Número de unidades	Caudal nominal turbinable (m^3/seg.)	Caída neta[a] (m)	Pérdida de carga nominal (m)	Cota (m.s.n.m.) Máxima	Cota (m.s.n.m.) Mínima	Volumen (10^6 m^3) Máximo	Volumen (10^6 m^3) Mínimo	Volumen (10^6 m^3) Útil	Energía embalsada (GWh)	Cota de descarga (m.s.n.m.)	Caída bruta máxima (m)
Panamá													
Fortuna	255.0	3	34.5	742.0	28.0	1 050.0	999.0	171.5	4.5	167.0	302.0	242.0	807.0
Estrella	38.0	2	12.5	340.0	33.0	985.0	985.0	-	-	-	-	612.0	373.0
Los Valles	42.0	2	19.1	271.0	5.0	605.0	605.0	-	-	-	-	329.0[b]	276.0
Bayano	150.0	2	278.8	56.2	3.9	62.1[b]	20.0	4 100.0	-	4 100.0	562.0		60.1
Veguada	7.0												
Madden	24.0	3											
Gatún	22.5	6											

a/ Potencia máxima; b/ Cotas referidas al nivel de descarga; c/ Incluye: El Salto, El Porvenir, San Luis, Santa María I, Palín, Río Hondo, y d/ Incluye: Ventanas, Nuestro Amo, Belén, Brasil, Electriona y Blarís.

/3. Características

3. Características de las centrales termoeléctricas existentes

Las características básicas de las unidades termoeléctricas existentes en los sistemas eléctricos de los países centroamericanos (véanse los cuadros 12 a 17), merecen los siguientes comentarios:

a) Para cada unidad, excepto las de Panamá, se ha indicado la potencia instalada bruta. La potencia neta en alta tensión se calculará considerando consumos propios de 6% para las plantas a vapor mayores que 40 MW, 8% para las plantas de vapor menores que 40 MW, 4% para las plantas geotérmicas y 2.5% para las turbinas a gas y motores diesel.

b) La potencia base mínima indicada corresponde a un mínimo técnico. En el modelo WASP se puede emplear una potencia mínima económica más alta, en cuyo caso el consumo específico base para la nueva potencia se calculará de acuerdo con el consumo incremental de la unidad.

c) A falta de indicaciones precisas se supuso que los datos sobre consumos específicos proporcionados por los países eran brutos y estaban referidos al poder calorífico superior (PCS) del combustible, estimado un 6% más alto que el poder calorífico inferior (PCI). Para el cálculo de consumos netos se aplicarán los mismos criterios que para la potencia. En la preparación de datos para uso en el modelo WASP se reducirían los consumos a fin de referirlos al PCI y a la potencia neta.

d) El consumo específico medio se calculó con base en datos estadísticos de dos o tres años, y evidentemente es función de la forma de operar de la planta (número de detenciones, factor de planta, etc.). En el Modelo Global de Selección de Inversiones se emplearon consumos medios estimados en 10% y 5% sobre el consumo específico de la unidad a plena carga, para plantas a vapor y turbinas a gas, respectivamente.

e) Para representar las centrales en algunos modelos puede convenir agruparlas; cuando ello ocurre se consideran las características equivalentes de las plantas.

/Cuadro 12

Cuadro 12

GUATEMALA: UNIDADES TERMOELECTRICAS EXISTENTES (1983)

Central	Año de instalación	Tipo y combustible a/	Número de unidades	Potencia por unidad (MW brutos)		Consumo específico (kCal PCS/kWh bruto)				Costo operación y mantenimiento variable c/
				Instalada	Mínima	Base mínima	Incremental	Plena carga	Medio b/	
Laguna d/	...	V-P	1	33	...	...	...	...		
Laguna d/	1946-1948	V-P	2	3	2	4 400	3 760	4 187	...	...
Laguna e/	1961	V-P	2	13	6	3 390	3 230	3 304	...	...
Escuintla	1972	V-P	1	33	20	3 020	2 800	2 933	...	...
Escuintla	1977	V-P	1	53	30	2 430	2 800	2 591	...	...
Exmibal	1976	V-P	1	60	30	...	...	...	...	...
Laguna d/	1964	T-D	1	10	5	5 390	2 750	4 070	...	...
Escuintla	1965-1968	T-D	2	12	5	6 590	4 160	5 173	...	...
Escuintla	1976	T-D	2	25	16	3 370	3 200	3 309	...	...
Sonarate	1980	T-D	1	25	16	...	...	...	...	...
San Felipe	1980	T-D	1	25	16	...	...	...	...	...
Varias f/		D-D	varias	8	1	3 050	3 050	3 050	...	...
Ciclo combinado g/	...	VT-P	2	33	...	...	...	...	...	...

a/ Tipo: V = turbina a vapor; G = turbina a gas; D = Motor diesel; VT = ciclo combinado;
Combustible: P = petróleo residual o bunker C; D = petróleo diesel.
b/ Consumo real promedio.
c/ Costo de operación y mantenimiento variable no combustible (mills/kWh).
d/ Se considerará retirada del servicio antes del período de estudio.
e/ Pasan a formar parte de la central de ciclo combinado cuando ésta entre en servicio.
f/ Incluye Puerto Barrios y La Castellana.
g/ Potencia neta por unidad 27 MW. Formada por dos turbinas a gas de 20 MW cada una y dos unidades de vapor petróleo de 13 MW cada una.

/Cuadro 13

Cuadro 13

EL SALVADOR: UNIDADES TERMOELECTRICAS EXISTENTES (1983)

Central	Año de instalación	Tipo y combustible a/	Número de unidades	Potencia por unidad (MW brutos)		Consumo específico (kcal PCS/kWh bruto)				Costo operación y mantenimiento variable c/
				Instalada	Mínima	Base mínima	Incremental	Plena carga	Medio b/	
Acajutla	1966	V-P	1	30.0	16.5	2 664	2 237	2 470	2 900	...
Acajutla	1969	V-P	1	33.0	16.5	2 664	2 256	2 460	2 900	...
Soyapango	1972-1973	T-D	2	18.0	2.9	7 434	2 550	3 474	3 700	...
Soyapango	1973	T-D	1	20.0	4.0	7 500	2 248	3 325	3 700	...
Acajutla	1965	T-P	1	6.6	2.0	3 250	2 800	2 936		...
Ahuachapán	1975-1976	G	2	30.0	3.0					
Ahuachapán	1980	G	1	35.0	3.0					...

a/ Tipo: V = turbina a vapor; T = turbina a gas; D = Motor diesel; G = geotérmica.
Combustible: P = petróleo residual o bunker C; D = petróleo diesel.
b/ Consumo real promedio.
c/ Costo de operación y mantenimiento variable no combustible (mills/kWh).

/Cuadro 14

Cuadro 14

HONDURAS: UNIDADES TERMOELECTRICAS EXISTENTES (1983)

Central	Año de instalación	Tipo y combustible a/	Número de unidades	Potencia por unidad (MW brutos)		Consumo específico (kcal PCS/kWh bruto)				Costo operación y mantenimiento variable c/
				Instalada	Mínima	Base mínima	Incremental	Plena carga	Medio b/	
La Puerta	1970	T-D	1	15.0	4.0	6 765	2 860	3 520	...	...
Miraflores	1972	T-D	1	15.0	4.0	6 750	2 280	3 595	...	...
San Lorenzo	1967	D-D	5	0.8	0.8	2 860	2 860	2 860	...	...
Santa Fe	1968	D-D	3	2.5	1.0	2 812	2 812	2 812	...	...
La Ceiba	1974	D-P	4	6.6	3.0	2 220	1 963	2 080	2 300	...
Puerto Cortés	1980	D-P	4	7.0	3.5	2 213	1 947	2 080	...	...

a/ Tipo: T = turbina a gas; D = Motor diesel;
Combustible: P = petróleo residual o bunker C; D = petróleo diesel.
b/ Consumo real promedio.
c/ Costo de operación y mantenimiento variable no combustible (mills/kWh).

/Cuadro 15

Cuadro 15

NICARAGUA: UNIDADES TERMOELECTRICAS EXISTENTES (1983)

Central	Año de instalación	Tipo y combustible a/	Número de unidades	Potencia por unidad (MW brutos)		Consumo específico (kcal PCS/kWh bruto)				Costo operación y mantenimiento variable c/
				Instalada	Mínima	Base mínima	Incremental	Plena carga	Medio b/	
Managua	1958	V-P	2	15	6	3 733	2 789	3 162	3 200	1.70
Managua	1970	V-P	1	45	18	2 960	2 378	2 611	2 700	0.35
Nicaragua	1976-1977	V-P	2	50	20	2 950	2 700	2 800	...	0.30
Chinandega	1967	T-D	1	14	3.5	7 459	2 207	3 520	4 200	1.70
Momotombo	1981-1982-1983	G	3	35	28.0					2.00

a/ Tipo: V = turbina a vapor; T = turbina a gas; G = geotérmica; Combustible: P = petróleo residual o bunker C; D = petróleo diesel.

b/ Consumo real promedio.

c/ Costo de operación y mantenimiento variable no combustible (mills/kWh).

/Cuadro 16

Cuadro 16

COSTA RICA: UNIDADES TERMOELECTRICAS EXISTENTES (1983)

Central	Año de instalación	Tipo y combustible a/	Número de unidades	Potencia por unidad (MW brutos)		Consumo específico (kcal PCS/kWh bruto)				Costo operación y mantenimiento variable c/
				Instalada	Mínima	Base mínima	Incremental	Plena carga	Medio b/	
San Antonio	1954	V-P	2	5.0	3.8	3 966	3 658	3 892	4 200	6.63
San Antonio	1973	T-D	2	19.0	4.8	5 863	2 350	3 228	3 800	2.00
Barranca	1974	T-D	2	20.8	5.2	6 338	2 215	3 246	3 650	1.23
Colima	1956	DL-P	4	3.0	1.5	2 390	2 000	2 195	2 400	6.32
Colima	1962	DL-P	2	3.8	1.9	2 497	2 097	2 297	2 400	6.32
Moín	1977	DL-P	4	7.8	1.9	2 448	2 013	2 119	2 500	5.00
Varios	-	D-D		2.1						

a/ Tipo: V = turbina a vapor; T = turbina a gas; D = Motor diesel; DL = Motor diesel lento; Combustible; P = petróleo residual o bunker C; D = petróleo diesel.
b/ Consumo real promedio.
c/ Costo de operación y mantenimiento variable no combustible (mills/kWh).

/Cuadro 17

Cuadro 17

PANAMA: UNIDADES TERMOELECTRICAS EXISTENTES (1983)

Central	Año de instalación	Tipo y combustible a/	Número de unidades	Potencia por unidad (MW netos)		Consumo específico (kCal PCS/kWh netos)				Costo operación y mantenimiento variable c/
				Instalada	Mínima	Base mínima	Incremental	Plena carga	Medio b/	
Sistema del IRHE										
San Francisco	1949-1960	V-P	2	6	4	4 284	4 125	4 231	...	0.12
Las Minas	1964	V-P	1	22	12	3 560	3 498	3 532	...	0.10
Las Minas	1969-1974	V-P	3	40	24	3 204	3 027	3 133	...	0.07
Av. Sur	1959	V-P	2	4	2	5 217	4 820	5 019	...	0.14
San Francisco	1976	T-D	1	12	8	4 194	4 144	4 177	...	0.12
San Francisco	1976	D-D	4	7	4	2 425	2 417	2 422	...	0.10
Varias d/	1972-1975	D-D	3	11	2	2 778	2 778	2 778	...	0.10
Zona del Canal										
Miraflores	1966	V-P	1	22	...	...	...	...	...	...
Miraflores	1976	V-P	1	33	...	...	...	...	...	...
Miraflores	1976	T-D	1	20	...	...	...	...	...	...
Miraflores	1963	T-D	2	10	...	...	...	...	...	...
Mt. Hope	1973	T-D	1	20	...	...	...	...	...	...

a/ Tipo: V = turbina a vapor; G = turbina a gas; D = Motor diesel.
Combustible: P = petróleo residual o bunker C; D = petróleo diesel.
b/ Consumo real promedio.
c/ Costo de operación y mantenimiento variable no combustible (mills/kWh).
d/ Incluye Las Minas, San Francisco, Pedregal, Agua Dulce y Chitré.

f) Los períodos de mantenimiento programado adoptados en el estudio fueron 25 días por año para las unidades a vapor, geotérmicas, motores diesel y turbinas a gas.

g) Las tasas de indisponibilidad o salida forzada adoptadas para las unidades fueron 5% para las unidades a vapor - petróleo y geotérmicas, 7% para las turbinas a gas y 5% para los motores diesel.

h) Cuando no se dispuso de información sobre el costo variable de operación y mantenimiento, excluyendo combustible, se adoptaron los siguientes valores (mills/kWh neto): 1.0 para las unidades de vapor, 0.5 para las unidades diesel y 3.0 para las turbinas a gas. No se tomaron en cuenta estos costos para las unidades geotérmicas existentes debido a que en general operaron con factor de planta máximo posible, y en tales circunstancias todos los costos pueden considerarse como fijos.

4. Características de los combustibles

Con el fin de uniformar criterios sobre características para los derivados del petróleo, se utilizaron los valores medios siguientes:

	Petróleo combustible o Bunker C	Diesel
Poder calorífico inferior (kCal/kg)	9 700	10 200
Densidad (ton/m^3)	0.95	0.86

III. RECURSOS HIDROELECTRICOS

1. Generalidades

a) Potencial hidroeléctrico del Istmo Centroamericano

La estimación del potencial hidroeléctrico en el Istmo Centroamericano ha sido objeto de varios estudios de tipo global basados en la aplicación de coeficientes medios de aprovechamiento y, en otros casos, en la definición de perfiles de energía. Se han efectuado además estudios para definir sitios de energía que podrían considerarse más precisos pero que no siempre cubren la totalidad de los países.

Los resultados de tales estimaciones y evaluaciones se resumen en el cuadro 18 y han sido extractados de los siguientes informes:

i) Istmo Centroamericano: Programa de Evaluación de Recursos Hidráulicos (E/CN.12/CCE/SC.5/76; TAO/LAT/104/Regional); CEPAL, octubre de 1973;

ii) Guatemala: Plan Maestro de Electrificación Nacional. (Consorcio Lahmeyer, Salgitter Fichtner, LSF, mayo de 1976), incluye un inventario de proyectos hidroeléctricos técnicamente factibles;

iii) El Salvador: CEL System Expansion 1977-1985. Harza Overseas Engineering Company, diciembre de 1974;

iv) Honduras: Preliminary Selection Honduras Hydroelectric Sites, Vol. I, Northwest and South Central Regions, Harza, mayo 1967, e Hydroelectric Inventory Eastern Honduras. A Prefeasibility Study, Harza, noviembre de 1975;

v) Nicaragua: Catastro de Recursos Hidroeléctricos de Nicaragua. Segunda etapa. Características de Generación de las Centrales. Proyecto OMM-PNUD NIC/72/001;

vi) Costa Rica: Evaluación Preliminar del Potencial Hidroeléctrico Explotable de Costa Rica. Fascículo I. Indice de Aprovechamientos Hidroeléctricos, noviembre de 1974;

vii) Panamá: Complejo Hidroeléctrico Teribe-Changuinola. Información Preliminar del Estudio de Prefactibilidad, agosto de 1978.

/Cuadro 18

Cuadro 18

ISTMO CENTROAMERICANO: ESTIMACION DEL POTENCIAL HIDROELECTRICO BRUTO Y DEL POTENCIAL DE PROYECTOS IDENTIFICADOS

	Potencial bruto a/ (GWh/año)	Proyectos identificados		
		Potencia (MW)	Energía media anual (GWh)	Factor de planta
Istmo Centroamericano			125 250	0.59
Guatemala	94 600 b/	4 950	43 300	1.00 d/
El Salvador	6 400 c/	1 350	4 100	0.35
Honduras	34 900 c/	3 300	12 300	0.43
Nicaragua	34 200 b/	3 280	12 900	0.45
Costa Rica	30 900 c/	8 560	39 050	0.52
Panamá	27 300 c/	3 000	13 600	0.52

a/ Para hidrología media.
b/ Potencial bruto lineal.
c/ Estimación basada en escorrentía media y cotas medias suponiendo aprovechamiento de 20%.
d/ Suponiendo aprovechamiento 100%.

/b) Clasificación

b) Clasificación de los proyectos identificados

Uno de los problemas más complejos que presenta el PRICA es la necesidad de incluir en él los proyectos hidroeléctricos más interesantes. Sin embargo, buena parte de los estudios sobre ellos no tienen el detalle suficiente para poder estimar adecuadamente tanto sus características de generación como su costo.

Los proyectos hidroeléctricos han sido clasificados en tres categorías de acuerdo con los datos de factibilidad, prefactibilidad y evaluación disponibles para cada uno:

i) Los proyectos en etapa de factibilidad, se definen como aquellos para los cuales se dispone de datos topográficos y geotécnicos detallados que demuestran la factibilidad técnica y económica y cuentan con informes amplios que definen la disposición del proyecto y estiman pormenorizadamente el costo de la construcción.

ii) Los proyectos en etapa de prefactibilidad son aquellos cuyos datos topográficos y geotécnicos permiten preparar las disposiciones y planos de las estructuras de los proyectos. Los estudios elaborados se destinan a clasificar los proyectos con criterio económico para pasar a la ejecución de estudios de factibilidad.

iii) Los proyectos en etapa de evaluación se definen como aquellos para los cuales se dispone de escasa información proveniente del lugar del emplazamiento. Los planos del proyecto contienen trazados esquemáticos y secciones transversales, y las cantidades sólo tienen carácter indicativo. El propósito de la estimación es clasificar los proyectos de acuerdo con su rendimiento económico y seleccionar los más atractivos para un estudio posterior a nivel de prefactibilidad.

c) Consideraciones sobre la estimación de costos de proyectos hidroeléctricos

Como se sabe, mientras más superficial es el conocimiento que se tiene del terreno en que se piensa construir una obra, tanto mayor es el error que se comete en el avalúo de su costo. Este error tiende

/generalmente

generalmente a favorecer al proyecto en sus etapas previas, ya que el desconocimiento de las condiciones del terreno conduce a subestimar los volúmenes de obra y de su costo. Por ello debe considerarse normal que un mismo proyecto resulte de menor costo en su estudio de prefactibilidad que en el de factibilidad, y que en este último aparezca como más económico de lo que será una vez construido.

Como las diferencias de costo que se producen entre etapas de estudio son substanciales, conviene tratar de corregir este efecto mediante la utilización de factores que tomen en cuenta lo incierto de los costos de los proyectos cuya evaluación es preliminar.

En el caso en estudio se utilizaron criterios diferentes para estimar los gastos imprevistos que aparecen en las diferentes categorías de proyectos; por una parte, se asignaron gastos imprevistos más altos a los proyectos con menor nivel de definición y, por otra, también se estimaron gastos imprevistos mayores para los elementos de la obra que signifiquen mayores riesgos por su relación con las características del terreno (túneles, cimentación).

Otro elemento que se considerará en la selección es el período de maduración de los proyectos. Así por ejemplo, los proyectos en etapa de evaluación requieren mayor tiempo para alcanzar un nivel de definición que les permita ser seleccionados en un programa de instalaciones, en relación con los de prefactibilidad, debido a que tienen que pasar previamente por esta última etapa. Se establecerá por lo tanto para cada proyecto una fecha antes de la cual aquél no podrá ser seleccionado para entrar en servicio.

2. Proyectos seleccionados para el estudio

a) Guatemala

Se considerarán en el estudio los 21 proyectos en distintos grados de desarrollo que se detallan a continuación:

/Proyectos de

Proyectos de prefactibilidad: Xalalá, El Carmen, Serchil y Chulac.

Proyectos de evaluación: Chicoc, Sauce, Polochic, Matanzas, Semuc, El Arco, Tzucanca, San Juan, Estrella Polar, Sumalito, El Copón, Altavista, Montecristo, Jocotales, San Ramón, Camotán, Sisimite y Atitlán.

Los datos básicos para la estimación de los costos de los proyectos en estado de prefactibilidad se obtuvieron del informe "Master Plan for Electricity Supply - Preinvestment Study" del Consorcio Lahmeyer, julio de 1977, mientras los correspondientes a los proyectos en estado de evaluación provienen del informe previo "Plan Maestro de Electrificación Nacional" del mismo consorcio, mayo de 1976. De este último informe se seleccionaron los 18 anteproyectos cuyo costo de generación apareció más atractivo.

b) El Salvador

En el caso de El Salvador sólo se incluyen en el estudio cinco proyectos hidroeléctricos: Ampliación Cerrón Grande, Ampliación 5 de Noviembre, Zapotillo, Paso del Oso y El Tigre; todos se encuentran en etapa de prefactibilidad y sus informaciones han sido extractadas principalmente del informe "CEL System Expansion 1977-1985" de Harza Overseas Engineering Company, diciembre de 1974. Los tres proyectos indicados se encuentran en el Río Lempa, cuya cuenca cubre gran parte de la República.

Estos proyectos, sumados a los existentes y a las plantas en construcción, prácticamente completan la explotación del potencial hidroeléctrico existente en el país.

c) Honduras

Se estudiaron ocho proyectos hidroeléctricos de Honduras, uno a nivel de factibilidad y el resto a nivel de prefactibilidad, según el siguiente detalle:

Proyecto de factibilidad: Naranjito

Proyectos de prefactibilidad: Wampú, Cuyamel, Piedras Amarillas, Wampú I, Río Frío, Culuco y Los Chorros.

/Entre los

Entre los proyectos que deberán abastecer al sistema eléctrico hondureño después de 1990 destacan los que permiten desarrollar los recursos hidroeléctricos del Río Patuca, que son Wampú (P-1), Cuyamel (P-2) y Piedras Amarillas (P-3).

d) Nicaragua

Los proyectos seleccionados para este estudio en el caso de Nicaragua han sufrido cambios en dos oportunidades debido a la necesidad de considerar las conclusiones del Plan Maestro de Desarrollo Eléctrico que recientemente ha emprendido Nicaragua con la asesoría del Consorcio IECO-Lahmayer, (L.I.).

Los proyectos que se están considerando actualmente son Copalar, Tumarín, Wanawas (excluyente con Copalar), Paiwas (excluyente con Tumarín), Mojolka y Valentín, para los que se cuenta con datos elaborados por L.I. a nivel de evaluación.[1/]

Se considerará además en el estudio el proyecto BRITO aunque está previsto que las aguas del lago Nicaragua que lo alimentan serán utilizadas en el futuro principalmente para regadío. Se ha tomado en consideración que el caudal disponible disminuirá hacia el futuro por este efecto.

e) Costa Rica

Se evaluaron quince proyectos hidroeléctricos de Costa Rica, clasificados en etapa de prefactibilidad y de evaluación. El detalle de los proyectos considerados es el siguiente:

Proyectos de prefactibilidad: Ventanas-Garita,[2/] Palomo,[3/] Boruca,[4/] y Guayabo.[5/]

Proyectos de evaluación: Siquirres, Pirris, El Brujo, Angostura-Izarco, San Fernando, Palmar, Cedral, Sarê, Tayutic-Pacuaré, Purrirés-Turrubarés y Turrubarés. Todos se encuentran detallados en

1/ Copalar cuenta además con un proyecto de factibilidad que no coincide exactamente con ninguna de las dos alternativas seleccionadas por L.I.

2/ ICE, Informe de prefactibilidad. Proyecto Ventanas-Garita. Documento de Trabajo 006-77, agosto de 1977.

3/ ICE, Informe de Previabilidad. Proyecto Hidroeléctrico Palomo. Documento de Trabajo 005-77, agosto de 1977.

4/ ICE, Feasibility Study Boruca Hydroelectric Project. Aluminum Company of America. Documento de Trabajo 009-77, julio de 1977.

5/ Informe de la Japan International Corporation Agency, (borrador) mayo de 1978.

/el Documento

el Documento de Trabajo 004-77 del Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), agosto de 1977.

Los proyectos fueron evaluados por el ICE, con excepción de los de Guayabo y Siquirres, cuya evaluación fue revisada recientemente por la Japan International Corporation Agency,[6/] y del Proyecto Boruca del cual existe un informe de la Aluminum Company of America y otros informes complementarios.

f) Panamá

En el caso de Panamá el Instituto de Recursos Hidráulicos y Electrificación (IRHE), con la asesoría de Chas T. Main, se encuentra abocado a un estudio para redefinir los proyectos seleccionados anteriormente por esta firma consultora, el cual se centra en las cuencas de los ríos Teribe y Changuinola.

De esta evaluación se han seleccionado los siguientes proyectos que pueden considerarse en etapa de evaluación: Teribe B2-2, Teribe C2-2, Teribe C7-2, Teribe C3-2, Changuinola D2-2, Changuinola H1-1, Culubre F1-2, Culubre G3-2 y Changuinola G6-2.

Estos proyectos son los únicos que cuentan con antecedentes necesarios para poder estimar sus costos en forma más o menos realista, y tienen el tamaño apropiado para ser considerados en el estudio del sistema interconectado centroamericano.

3. Características técnicas de plantas y proyectos hidroeléctricos existentes

En los cuadros 19 al 24 se resumen las características técnicas de los proyectos seleccionados para el estudio destinado a utilizarse en los estudios de operación simulada.

6/ Informe de la Japan International Corporation Agency (borrador), op. cit.

/Ellas son:

Ellas son:

i) Capacidades de las alternativas de potencia instalada consideradas, el número de unidades y el caudal turbinable de diseño correspondiente. Cuando no se dispuso del dato, éste se estimó suponiendo un rendimiento global del salto de 0.90.[7/]

ii) La caída neta correspondiente a la potencia nominal;

iii) La pérdida de carga correspondiente a la caída neta de potencia nominal. Cuando no se dispuso de este dato se estimó entre un 5% y 10% de la caída bruta, según la disposición del circuito hidráulico;

iv) Cota de operación máxima y mínima del embalse. (La máxima no considera la altura de carga para evacuar la crecida de diseño.)

v) Los volúmenes embalsados para las cotas máximas y mínimas de operación y el volumen útil del embalse;

vi) La energía embalsada a cota máxima, medida como la energía producible al vaciar el embalse sin caudal afluente;

vii) La cota en la descarga para caudal de diseño con carga nominal, y

viii) La caída bruta máxima.

4. Estudios hidrológicos y de operación simulada

a) Estudio hidrológico

Los estudios de expansión de los medios de generación requieren del conocimiento previo de las características de generación de los proyectos hidroeléctricos considerados en el estudio. Estas se determinan mediante la utilización de modelos matemáticos de simulación de la operación que necesitan contar con una estadística adecuada de los caudales afluentes correspondientes.

Para los fines anteriores, la información hidrológica debe ser lo suficientemente extensa como para cubrir una gama amplia de condiciones de operación y en lo posible coincidir en el tiempo en todos los proyectos hidroeléctricos.

7/ Una vez descontadas las pérdidas hidráulicas en la conducción.

/Cuadro 19

Cuadro 19

GUATEMALA: CARACTERISTICAS TECNICAS DE LOS PROYECTOS HIDROELECTRICOS

Central	Capacidad (MW)	Número de unidades	Caudal nominal turbinable (m^3/seg)	Caída neta[a] (m)	Pérdida de carga nominal (m)	Cota (m.s.n.m.) Máxima	Cota (m.s.n.m.) Mínima	Volumen (10^6 m^3) Máximo	Volumen (10^6 m^3) Mínimo	Volumen (10^6 m^3) Util	Energía embalsada (GWh)	Cota de descarga (m.s.n.m.)	Caída bruta máxima (m)
Xalalá	350[b]	4	600.0	66	9.0	290.0	270.0	899.0	357.0	542.0	95	215	75.0
	200	4	483.0										
	500	6	863.0										
El Carmen	110[b]	2	66.0	190	65.5	535.5	495.2	176.0	48.0	128.0	58	280	255.5
	80	2	48.0										
Serchil	110[b]	3	52.0	249	32.0	1 575.0	1 535.0	189.0	42.0	147.0	85	1 295	280.0
	80	2	38.0										
Chulac	440[b]	6	338.0	155	22.0	195.0	155.0	1 517.0	542.0	975.0	341	18	177.0
	300	6	230.0										
Chicoc	206[b]	2	35.0	711	79.0	1 220.0	1 220.0	-	-	-	-	430	790.0
	300	4	51.0										
Sauce	121[b]	3	86.0	170	20.0	200.0	160.0	736.0	266.0	470.0	180	10	190.0
	60	2	43.0										
	90	3	64.0										
Polochic	171[b]	3	143.0	143	17.0	200.0	170.0	257.0	90.0	167.0	54	40	160.0
	120	3	93.0										
	220	4	121.0										
Matanzas	12[b]	2	19.7	72	8.0	302.0	302.0	-	-	-	-	220	82.0
Semuc	112[b]	4	77.0	174	6.0	410.0	410.0	-	-	-	-	230	180.0
	160	3	110.0										
	200	4	137.0										
El Arco	91[b]	2	21.0	510	40.0	1 200.0	1 200.0	-	-	-	-	650	550.0
	136	3	31.4										
	182	4	42.0										
Tzucanca	60[b]	2	10.0	694	56.0	1 400.0	1 400.0	-	-	-	-	650	750.0
	90	2	15.0										
	120	2	20.0										

/(Continúa)

Cuadro 19 (Conclusión)

Central	Capacidad (MW)	Número de unidades	Caudal nominal turbinable (m^3/seg)	Caída neta[a] (m)	Pérdida de carga nominal (m)	Cota (m.s.n.m.) Máxima	Cota (m.s.n.m.) Mínima	Volumen (10^6 m^3) Máximo	Volumen (10^6 m^3) Mínimo	Volumen (10^6 m^3) Util	Energía embalsada (GWh)	Cota de descarga (m.s.n.m.)	Caída bruta máxima (m)
San Juan	100[b]	3	84.0	144	16.0	550.0	520.0	166.0	60.0	106.0	35	390	160.0
	67	2	56.0										
	167	4	140.0										
Estrella Polar	116[b]	3	32.0	430	50.0	800.0	800.0	-	-	-	-	320	480.0
	156	3	43.0										
	232	4	64.0										
Sumalito	36[b]	2	20.0	219	25.0	1 314.0	1 314.0	-	-	-	-	1 070	244.0
	44	2	24.0										
	72	3	40.0										
El Copón	123[b]	2	87.0	160	8.0	460.0	440.0	19	7	12	4	292	168.0
	61	1	43.0										
	92	2	65.0										
Altavista	55[b]	2	21.9	246	24.0	1 070.0	1 070.0	-	-	-	-	800	270.0
	75	2	30.0										
	110	2	43.8										
Montecristo	43[b]	2	108.0	45	5.0	300.0	270.3	361.3	75.8	285.5	24	250	50.0
	64	2	160.7										
Jocotales	85[b]	2	89.0	106	7.0	1 127.0	1 104.0	42.0	18.0	24.0	6	1 003	124.0
	50	2	52.0										
San Ramón	40[b]	2	160.0	28	2.0	220.0	211.0	149.5	34.8	114.7	7	190	30.0
	60	3	240.0										
Camotán	145[b]	2	62.0	266	14.0	500.0	470.0	653.5	286.5	367.0	228	220	280.0
	100	2	43.0										
Sisimite	72[b]	2	53.0	152	8.0	600.0	560.0	497.9	165.9	332.0	110	440	160.0
	100	2	74.0										
Atitlán	36	3		1 022	27.8	1 565.0	1 564.0	128.0	-	128.0	320	515	1 050.0
	48	4											
	72	6	7.9										

a/ Potencia máxima.
b/ Capacidad básica.

/Cuadro 20

Cuadro 20

EL SALVADOR: CARACTERISTICAS TECNICAS DE LOS PROYECTOS HIDROELECTRICOS

Central	Capacidad (MW)	Número de unidades	Caudal nominal turbinable (m^3/seg)	Caída neta a/ (m)	Pérdida de carga nominal (m)	Cota (m.s.n.m.) Máxima	Cota (m.s.n.m.) Mínima	Volumen (10^6 m^3) Máximo	Volumen (10^6 m^3) Mínimo	Volumen (10^6 m^3) Util	Energía embalsada (GWh)	Cota de descarga (m.s.n.m.)	Caída bruta máxima (m)
Zapotillo	120.0 b/	2	172.0	88	12	430.0	405.0	1 830	660	1 170	249	330	100
	90.0	2	129.0										
	150.0	2	215.0										
Paso del Oso	40.0 b/	2	150.0	32	1	330.0	330.0	-	-	-	-	298	33
	60.0	2	225.0										
El Tigre	540.0 b/	4	950.0	68	10	125.0	97.0	1 500	450	1 050	166	47	78
	405.0	3	712.5										
	675.0	5	1 187.5										
Ampliación 5 de noviembre c/	143.0 b/	7	450.0	52	4	178.4	173.4	320	50	270	34	122	52
	174.0	8	547.0										
	205.0	9	645.0										
Ampliación Cerrón Grande c/	202.5	3	405.0	57	6	243.0	228.0	2 180	750	1 430	184	179	63
	270.0	4	540.0										

a/ Potencia máxima.
b/ Capacidad básica.
c/ Datos para la planta ampliada.

/Cuadro 21

Cuadro 21

HONDURAS: CARACTERISTICAS TECNICAS DE LOS PROYECTOS HIDROELECTRICOS

Central	Capacidad (MW)	Número de unidades	Caudal nominal turbinable (m^3/seg)	Caída neta[a/] (m)	Pérdida de carga nominal (m)	Cota (m.s.n.m.) Máxima	Cota (m.s.n.m.) Mínima	Volumen (10^6 m^3) Máximo	Volumen (10^6 m^3) Mínimo	Volumen (10^6 m^3) Util	Energía embalsada (GWh)	Cota de descarga (m.s.n.m.)	Caída bruta máxima (m)
Naranjito	84[b/]	2	105.0	89	4	410	370.0	920	345	575	101	310	100
	126	3	157.5										
	168	4	210.0										
Wampú (P1)	270[b/]	4	772.0	41	1	100	100.0	-	-	-	-	57	43
	200	3	572.0										
	340	5	972.0										
Cuyamel (P2)	700[b/]	4	252.0	142	8	250	230.0	6 250	4 250	2 000	670	100	150
	525	3	189.0										
	875	5	315.0										
	1 050	6	379.0										
Piedras amarillas (P3)	210[b/]	4	382.0	66	4	320	301.8	5 000	2 140	2 860	410	250	70
	140	2	255.0										
	315	6	572.0										
Wampú I (W)	50[b/]	2	60.0	100	5	225	225.0	-	-	-	-	120	105
	100	4	120.0										
Río Frío (W3)	40[b/]	2	28.0	162	8	470	470.0	-	-	-	-	300	170
	80	2	56.0										
Culuco (S1)	75[b/]	2	146.0	61	4	100	100.0	-	-	-	-	35	65
	50	2	94.0										
Los Chorros (S2)	95[b/]	2	120.0	95	10	205	195.0	2 000	1 550	450	105	100	105
	140	3	177.0										

a/ Potencia máxima.
b/ Alternativa básica.

/Cuadro 22

Cuadro 22

NICARAGUA: CARACTERISTICAS TECNICAS DE LOS PROYECTOS HIDROELECTRICOS

Central	Capacidad (MW)	Número de unidades	Caudal nominal turbinable (m^3/seg)	Caída neta[a] (m)	Pérdida de carga nominal (m)	Cota (m.s.n.m.) Máxima	Cota (m.s.n.m.) Mínima	Volumen (10^6 m^3) Máximo	Volumen (10^6 m^3) Mínimo	Volumen (10^6 m^3) Util	Energía embalsada (GWh)	Cota de descarga (m.s.n.m.)	Caída bruta máxima (m)
Brito	188	3	-	31.0	-	-	-	-	-	16 000	1 170	-	-
	250[b]	4	-										
	313	5	-										
Copalar 1	414[b]	4	340.0	146.0	4.0	220	210	21 828	16 422	5 406	1 868	70	150
	276	3	226.6										
	598	5	491.1										
Copalar 2	428[b]	4	377.1	136.0	4.0	210	200	16 422	12 097	4 325	1 389	70	140
	300	3	264.3										
	600	5	528.6										
Tumarín 4	440[b]	4	965.3	54.7	7.3	80	59	3 632	776	2 856	327	18	62
	294	3	645.0										
	636	5	1 395.3										
Tumarín 6	330[b]	4	857.8	46.1	5.9	70	54	1 800	439	1 361	130	18	52
	206	3	535.5										
	495	5	1 286.7										
Paiwas	257[b]	3	314.4	98.2	3.8	220	179	3 606	927	2 679	458	118	102
	180	2	220.2										
	334	4	408.6										
Piñuelas	625[b]	5	1 022.3	73.3	9.7	120	93	23 088	5 292	17 796	2 759	37	83
	375	4	613.6										
	812	6	1 328.1										
Valentín	77[b]	2	148.8	62.0	8.0	100	75[b]	1 854	241	1 613	213	30	70
	54	2	104.3										
	100	2	193.2										
Mojolka	118[b]	2	176.9	79.7	10.3	180	150[b]	781	340	441	74	90	90
	89	2	133.4										
	178	3	266.9										

a/ Potencia máxima.
b/ Potencia básica aproximada.

/Cuadro 23

Cuadro 23

COSTA RICA: CARACTERISTICAS TECNICAS DE LOS PROYECTOS HIDROELECTRICOS

Central	Capacidad (MW)	Número de unidades	Caudal nominal turbinable (m^3/seg.)	Caída neta[a/] (m)	Pérdida de carga nominal (m)	Cota (m.s.n.m.) Máxima	Cota (m.s.n.m.) Mínima	Volumen (10^6 m^3) Máximo	Volumen (10^6 m^3) Mínimo	Volumen (10^6 m^3) Util	Energía embalsada (GWh)	Cota de descarga (m.s.n.m.)	Caída bruta máxima (m)
Ventanas-Garita	80b/	2	45.0	216.0	2.0	530.0	520.0	12.0	4.5	7.5	4.0	302.2	227.8
	150	2	84.4										
Palomo	40b/	2	40.0	119.0	10.5	1 104.5	1 096.0	340.0	28.8	311.2	73.0	975.0	129.5
Guayabo	180b/	3	140.0	155.8	18.2	430.0	420.0	4.5	1.0	3.5	1.0	256.0	174.0
	240	4	187.0										
Siquirres	310b/	4	240.0	168.0	17.0	245.0	190.0	557.0	167.0	390.0	143.0	60.0	185.0
	450	6	348.0										
	620	8	480.0										
Boruca	810b/	4	445.0	216.0	4.0	260.0	232.0	14 678.0	9 844.0	4 834.0	2 294.0	40.0	220.0
	600	3	329.0										
	1 000	5	549.0										
	1 200	6	659.0										
Pirrís	130b/	2	20.0	790.0	50.0	1 160.0	1 150.0	24.0	19.6	4.4	0	320.0	840.0
	195	3	28.0										
El Brujo	300b/	3	40.0	850.0	100.0	1 500.0	1 500.0	-	-	-	-	550.0	950.0
	200	2	26.6										
	400	4	53.3										
Angostura Izarco	174b/	3	133.0	133.0	19.0	582.0	565.5	11.3	0.5	10.8	4	430.0	152.0
	146	3	111.6										
	232	4	177.0										

/(Continúa)

Cuadro 23 (Conclusión)

Central	Capacidad (MW)	Número de unidades	Caudal nominal turbinable (m^3/seg)	Caída neta a/ (m)	Pérdida de carga nominal (m)	Cota (m.s.n.m.) Máxima	Cota (m.s.n.m.) Mínima	Volumen (10^6 m^3) Máximo	Volumen (10^6 m^3) Mínimo	Volumen (10^6 m^3) Util	Energía embalsada (GWh)	Cota de descarga (m.s.n.m.)	Caída bruta (máxima (m
San Fernando	130b/	2	38.6	382.0	58.0	840.0	839.0	0.4	0	0	-	400.0	440.0
	90	2	26.9										
	195	3	57.9										
Palmar	120b/	2	606.0	23.0	2.0	45.0	41.0	70.0	35.0	35.0	1.0	20.0	25.0
	180	3	903.0										
Cedral	220b/	3	120.0	207.0	23.0	280.0	275.0	174.0	137.0	37.0	19.0	50.0	230.0
	150	2	82.0										
	300	4	163.0										
Saré	180b/	2	118.0	173.0	27.0	620.0	610.0	25.0	16.0	9.0	4.0	420.0	200.0
	120	2	78.7										
Tayutic-Pacuaré	164b/	2	52.6	318.0	12.0	590.0	570.0	65.0	5.5	59.5	45.0	260.0	330.0
	246	3	78.9										
Purires-Turrubarés	160b/	2	118.0	153.0	42.0	300.0	280.0	10.3	3.4	6.9	3.0	105.0	195.0
	120	2	88.5										
	240	3	177.0										
Turrubarés	120b/	2	167.0	81.0	6.0	100.0	90.0	239.0	149.0	90.0	17.0	13.0	87.0
	240	4	334.0										

a/ Potencia máxima.
b/ Capacidad básica.

/Cuadro 24

Cuadro 24

PANAMA: CARACTERISTICAS TECNICAS DE LOS PROYECTOS HIDROELECTRICOS

Central	Capacidad (MW)	Número de unidades	Caudal nominal turbinable (m^3/seg)	Caída neta[a] (m)	Pérdida de carga nominal (m)	Cota (m.s.n.m.) Máxima	Cota (m.s.n.m.) Mínima	Volumen (10^6 m^3) Máximo	Volumen (10^6 m^3) Mínimo	Volumen (10^6 m^3) Util	Energía embalsada (GWh)	Cota de descarga (m.s.n.m.)	Caída bruta máxima (m)
Teribe D2-2M	219[b]	3	97.0	232.0	28.0	310	270	462.00	235.00	227.0	144	10	300
	292	4	129.0										
Teribe C2-2	126[b]	2	46.0	383.0	20.0	730	690	90.00	40.00	50.0	46	310	420
	160	2	58.0										
Teribe C7-2	90[b]	2	14.7	608.0	32.0	1 264	1 290	5.25	2.25	3.0	1	640	650
	79	2	12.9										
Teribe C3-2	78[b]	2	24.0	355.3	18.7	700	665	78.60	36.50	42.1	37	310	390
	100	2	30.8										
Changuinola D2-2	332[b]	3	340.9	112.0	6.0	140	112	2 133.00	885.00	1 248.0	366	10	180
	200	3	205.4										
	272	4	279.3										
Changuinola H1-1	267[b]	3	226.1	137.0	15.0	310	270	1 490.00	675.00	815.0	275	140	170
	540	6	453.2										
Culubre F1-2	128[b]	2	14.4	1 020.0	77.0	1 770	1 762	0.60	0.30	0.3	-	670	1 100
	160	2	18.0										
Culubre G3-3M	140[b]	3	63.8	263.0	14.0	600	567	27.50	6.50	21.0	13	310	290
	195	4	85.2										
Changuinola G6-2	132[b]	2	58.4	230.0	16.0	600	560	48.75	11.25	37.50	23	310	290
	102	2	45.1										

a/ Potencia máxima.
b/ Capacidad básica.

/Debido a

Debido a estas razones se consideró necesario realizar un estudio hidrológico que, mediante la ampliación de las estadísticas directas permitiera obtener para todos los proyectos involucrados series de caudales de longitud adecuada para los estudios de operación.

El estudio hidrológico comprendió la revisión de los datos hidrológicos básicos; la extensión, cuando fue posible, de los registros históricos mediante un análisis de regresión lineal con otras estaciones con información disponible, y la generación de muestras sintéticas de caudales medios mensuales por un período de 30 años.

Los detalles del modelo de generación estocástica utilizado, así como las series obtenidas para la gran mayoría de los proyectos seleccionados se encuentran en el informe "Análisis, Extensión y Generación Sintética de las Series Hidrológicas para los Proyectos Considerados en el Estudio (CCE/SC.5/GRIE/V/3).

b) Estudios de operación simulada

Los estudios de operación simulada emprendidos en esta etapa tienen por objeto obtener las características de generación de todas las plantas que serán consideradas al definir el programa de desarrollo a largo plazo mediante el Modelo Global de Selección de Inversiones (MGI),[8/] y en parte en los procesos posteriores del modelo WASP. Para cada alternativa de capacidad instalada fue necesario definir la generación en año de hidrología media y en año de hidrología seca para cada período en que se dividió el año (4), y además el valor máximo que pueden tomar las variables de traspaso de energía entre períodos.

La generación en año seco se destina a suministrar al modelo la generación hidroeléctrica en condiciones críticas, con el objeto de que se cumplan las restricciones de seguridad de abastecimiento. Con los valores medios de generación el modelo calcula el costo anual de operación

8/ Véase el documento Modelo Global de Selección de Inversiones (MGI) para los sistemas eléctricos del Istmo Centroamericano, op. cit.

/del sistema

del sistema, el cual se incorpora en la función objetivo. Las variables de traspaso permiten llevar a cabo una optimización preliminar de la operación de las plantas con regulación, recomendando los niveles de transferencia de energía entre períodos del año.

Los estudios de operación simulada se realizaron mediante los modelos matemáticos OPEHID y OPECAS basados en un modelo de simulación de una central hidroeléctrica preparado por la Empresa Nacional de Electricidad (ENDESA) de Chile (Programa OEPHO3).[9/] El programa OEPHO3 simula la operación de una central de embalse mediante balance mensual entre el volumen afluente, la regulación del embalse y los caudales afluentes (turbinados y de rebase). Los volúmenes afluentes resultan del caudal que ingresa al embalse más la precipitación directa sobre su superficie libre menos la evaporación desde ella. Se establece una regla de operación para el movimiento del embalse y pueden representarse en el modelo restricciones de caudal mínimo evacuado y de energía firme. Las características del embalse se representan mediante la curva de volumen embalsado en función de la cota.

El programa OPEHID utiliza el programa OEPHO3 como una subrutina y calcula la energía generada para cada mes del período en estudio. La energía agrupada por años hidrológicos es sometida a un tratamiento estadístico con objeto de obtener los valores característicos. En este proceso se utilizaron diferentes leyes de distribución de probabilidades (normal, logarítmico-normal y empírica, según Hazen), y se calculan los valores de energía anual para probabilidades de ocurrencia 95% (año seco), 50% (año medio) y 10% (año húmedo). El programa realiza además una distribución mensual de las generaciones características anuales mediante análisis de la distribución anual en los años que más se asemejan en generación total anual a los característicos. Por último, el programa agrupa la energía de los meses de los años característicos en períodos dentro del año (en este caso trimestralmente para uso en el modelo MGI).

9/ Véase el documento Modelo de operación simulada de una central hidroeléctrica (OPERHID) (CCE/SC.5/GRIE/IV/DI.3), febrero de 1977.

/El programa

El programa OPECAS analiza la operación de varias centrales en cascada. Cada planta está caracterizada por sus datos técnicos y por los caudales naturales en sitio de presa. El programa realiza la operación de la planta de aguas arriba y el caudal afluente a la siguiente planta la cual resulta de sumar al caudal afluente de la primera el caudal de la cuenca intermedia existente entre ambas. El resto del análisis de probabilidad de energía en este modelo es similar al descrito para el Modelo OPEHID.

En los procesos destinados a definir las características de generación de las plantas para ser utilizadas en el modelo MGI se adoptaron políticas de operación relativamente simples, que consisten en general en mantener los embalses en niveles relativamente elevados pero que sin embargo no permitan grandes pérdidas de energía por rebases. Se emplearon varias políticas de operación seleccionándose, en general, la que produjera más energía firme. Los procesos con el modelo MGI permitirán, al optimizar las variables de traspaso, mejorar estas reglas de operación de acuerdo con las características de los sistemas.

Los resultados de los procesos de operación simulada para los proyectos de los seis países del Istmo se presentan en los cuadros 25 al 30. Se incluyen en ellos los proyectos existentes, ya que su generación interviene tanto en la preparación del modelo MGI como en los procesos posteriores mediante el modelo WASP.

En el informe correspondiente a la aplicación del modelo WASP se describen los procesos complementarios destinados a definir las características de operación definitiva de los proyectos.

5. Estimación de los costos de inversión y operación de los recursos hidroeléctricos

La estimación de los costos de las alternativas hidroeléctricas que se consideraron en los estudios de desarrollo a largo plazo forma parte de los servicios de consultoría de la compañía MONENCO. El objetivo de

/Cuadro 25

Cuadro 25

GUATEMALA: RESULTADOS DE LA OPERACION SIMULADA

Central	Capacidad (MW)	Generación (GWh) Año Seco	Medio	Húmedo
Xalalá	280	1 292	1 521	1 582
	350 a/	1 349	1 570	1 821
	500	1 349	1 582	1 794
El Carmen	80	200	296	363
	110 a/	200	308	440
Serchil	80 a/	252	306	374
	110	252	311	426
Chulac	300	1 263	1 661	1 786
	440 a/	1 263	1 729	1 975
Chicoc	206 a/	1 163	1 358	1 459
	300	1 285	1 646	1 758
Sauce	60	241	252	283
	90	241	252	283
	121 a/	241	252	283
Polochic	120	451	555	600
	171 a/	467	599	687
	220	467	645	710
Matanzas	12	57	65	72
Semuc	112 a/	552	678	741
	160	588	769	834
	200	600	795	870
El Arco	91 a/	487	560	661
	136	596	693	760
	182	597	752	847
Tzucanca	60 a/	320	368	435
	90	391	456	499
	120	391	492	557
San Juan	67	372	416	451
	100 a/	425	517	609
	167	425	568	648
Estrella Polar	116 a/	623	723	821
	156	726	856	947
	232	793	970	1 126

/(Continúa)

Cuadro 25 (Conclusión)

Central	Capacidad (MW)	Generación (GWh) Año		
		Seco	Medio	Húmedo
Somalito	36 a/	185	212	243
	44	203	240	275
	72	223	276	343
El Copón	61	264	313	363
	92	279	346	439
	123 a/	279	358	453
Altavista	55 a/	275	317	365
	75	321	385	425
	110	346	427	489
Montecristo	43 a/	189	227	263
	64	188	244	294
Jocotales	50	166	212	240
	85 a/	171	241	298
San Ramón	40 a/	189	234	268
	60	211	281	327
Camotán	100	311	429	539
	145 a/	299	459	610
Sisimite	72 a/	191	315	376
	100	191	349	458
Atitlán	42	319	346	363
	63 a/	312	347	390
	72	310	349	403
Pueblo Viejo b/	300	1 340	1 611	1 916
Los Esclavos b/	14	59	71	82
María Linda b/	90	220	336	441
Jurún Marinalá a/	58	115	168	244

a/ Capacidad básica.
b/ Planta existente.

/Cuadro 26

Cuadro 26

EL SALVADOR: RESULTADOS DE LA OPERACION SIMULADA

Central	Capacidad (MW)	Generación (GWh) Año Seco	Medio	Húmedo
Zapotillo a/	90.0	250	374	432
	120.0 b/	250	380	510
	150.0	250	375	512
Paso del Oso c/	40.0 b/	113	168	198
	60.0	113	179	238
El Tigre d/	405.0	1 158	1 714	2 135
	540.0 b/	1 158	1 786	2 392
	675.0	1 158	1 841	2 498
Ampliación 5 de Noviembre e/ f/	62.0	20	264	420
	124.0 b/	20	264	420
Ampliación Cerrón Grande g/ f/	67.5 b/	20	35	106
	135.0	20	35	106
Guajoyo f/	15.0	47	93	114
5 de Noviembre g/ f/	81.0	471	591	639
Cerrón Grande g/ f/	135.0	412	613	757
San Lorenzo g/ f/	180.0	561	750	886

a/ Operadas en cascada hidráulica (Zapotillo-5 de Noviembre-Cerrón Grande-San Lorenzo). Se descontó la generación de Guajoyo.
b/ Alternativa básica.
c/ Operadas en cascada hidráulica (Guajoyo-Paso del Oso-Cerrón Grande-5 de Noviembre).
d/ Operadas en cascada hidráulica (Guajoyo-Cerrón Grande-5 de Noviembre-El Tigre).
e/ Capacidad ampliada solamente.
f/ Operadas en cascada hidráulica (Guajoyo-Cerrón Grande-5 de Noviembre-San Lorenzo).
g/ Planta existente.

/Cuadro 27

Cuadro 27

HONDURAS: RESULTADO DE LA OPERACION SIMULADA

Central	Capacidad (MW)	Generación (GWh) Año Seco	Medio	Húmedo
Naranjito	84 a/	278	347	408
	126	278	377	474
	168	278	377	545
Wampú (P1)	200	564	925	1 228
	270 a/	564	975	1 499
	340	564	975	1 620
Cuyamel	525	1 906	2 876	3 718
	700 a/	1 906	3 384	4 441
	875	1 906	3 200	4 979
	1 050	1 906	3 430	5 382
Piedras Amarillas	140	603	806	1 001
	210 a/	603	830	1 212
	315	603	830	1 346
Wampú I (W)	50 a/	108	187	281
	100	108	187	349
Río Frío (W3)	40 a/	83	142	210
	80	83	142	265
Culuco (S1)	50	170	249	333
	75 a/	170	276	448
Los Chorros (S2)	95 a/	264	409	637
	140	272	413	738
El Cajón b/	292	1 206	1 394	1 803
Cañaveral b/ c/	30	117	171	203
Río Lindo b/ c/	80	342	476	556

a/ Alternativa básica.
b/ Planta existente.
c/ Operadas en cascada hidráulica (Cañaveral-Río Lindo).

/Cuadro 28

Cuadro 28

NICARAGUA: RESULTADOS DE LA OPERACION SIMULADA

Central	Capacidad (MW)	Generación (GWh) Año Seco	Medio	Húmedo
Brito	188 a/	1 068	1 100	1 100
	250	1 068	1 100	1 100
	313	1 068	1 100	1 100
Copalar 1	276	1 445	1 556	2 007
	414 a/	1 565	1 565	1 792
	598	1 565	1 565	1 926
Copalar 2	300	1 323	1 454	1 833
	428 a/	1 324	1 454	1 916
	600	1 383	1 454	1 958
Tumarín 4	294	1 260	1 433	1 634
	440 a/	1 455	1 610	1 840
	636	1 470	1 625	2 037
Tumarín 6	206	1 014	1 079	1 193
	330 a/	1 076	1 186	1 341
	495	1 292	1 388	1 638
Paiwas	180	499	780	988
	257 a/	523	784	1 020
	334	552	818	1 072
Piñuelas	375	2 170	2 291	2 451
	625 a/	2 170	2 302	2 869
	812	2 170	2 302	2 921
Valentín	54	197	243	332
	77 a/	206	274	345
	100	210	274	356
Mojolka	89	327	429	488
	118 a/	355	429	535
	178	442	514	584
Centroamérica b/ c/	50	163	212	263
General Somoza b/ c/	50	128	153	202

a/ Capacidad básica.
b/ Existente.
c/ Operadas en cascada hidráulica (Centroamérica - General Somoza).

/Cuadro 29

Cuadro 29

COSTA RICA: RESULTADOS DE LA OPERACION SIMULADA

Central	Capacidad (MW)	Generación (GWh) Año Seco	Medio	Húmedo
Ventanas-Garita	80 a/	419	511	567
	150	474	599	758
Palomo b/	40 a/	181	181	183
Guayabo c/	180 a/	1 156	1 263	1 415
	240	1 282	1 406	1 587
Siquirres d/	310 a/	615	753	939
	450	615	753	939
	620	615	753	939
Boruca	600	4 824	4 978	5 109
	810 a/	4 824	5 170	5 399
	1 000	4 824	5 246	5 787
	1 200	4 824	5 266	6 122
Pirrís	130 a/	598	691	791
	195	639	780	947
El Brujo	200	858	1 006	1 132
	300 a/	889	1 052	1 283
	400	889	1 052	1 322
Angostura-Izarco e/	146	922	1 003	1 125
	174 a/	981	1 082	1 205
	232	1 005	1 123	1 324
San Fernando	90	457	544	610
	130 a/	485	584	760
	195	485	594	785
Palmar	120 a/	489	551	627
	180	500	585	724
Cedral	150	738	861	919
	220 a/	777	942	1 092
	300	809	950	1 179
Saré	120	483	541	619
	180 a/	487	567	702
Tayutic-Pacuaré	164 a/	822	911	1 045
	246	822	916	1 136

/(Continúa)

Cuadro 29 (Conclusión)

Central	Capacidad (MW)	Generación (GWh) Año Seco	Medio	Húmedo
Purrires-Turrubarés f/	120	661	795	873
	160 a/	723	891	1 021
	240	773	964	1 217
Turrubarés	120 a/	468	574	686
	240	468	603	808
Menores g/	38	268	286	286
Garita g/	30	228	244	255
Arenal g/ h/	312	616	616	621
Río Macho g/ i/	120	196	196	196
Cachí g/ i/	100	717	775	844
Corobicí g/ h/	174	656	664	681

a/ Alternativa básica.
b/ Operadas en cascada hidráulica (Río Macho-Palomo-Cachí).
c/ Operadas en cascada hidráulica (Río Macho-Cachí-Guayabo).
d/ No considera el trasvase de caudal proveniente de Guajoyo.
e/ Operadas en cascada hidráulica (Río Macho-Cachí-Angostura-Izarco).
f/ Operadas en cascada hidráulica (Garita-Purrires-Turrubares).
g/ Planta existente.
h/ Operadas en cascada hidráulica (Arenal-Corobicí).
i/ Operadas en cascada hidráulica (Río Macho-Cachí).

/Cuadro 30

Cuadro 30

PANAMA: RESULTADOS DE LA OPERACION SIMULADA

Central	Capacidad (MW)	Generación (GWh) Año		
		Seco	Medio	Húmedo
Teribe B2-2	219 a/	1 242	1 454	1 614
	292	1 224	1 571	1 766
Teribe C2-2	126 a/	801	888	992
	160	842	1 002	1 146
Teribe C7-2	79 a/	395	473	531
	90	397	490	539
Teribe C3-2	78 a/	425	502	577
	100	425	534	593
Changuinola D2-2	200	1 386	1 586	1 671
	270 a/	1 386	1 758	2 017
	332	1 386	1 873	2 085
Changuinola H1-1	270 a/	1 504	1 751	1 938
	540	1 504	1 805	1 980
Culubre F1-2	128 a/	698	812	897
	160	702	836	913
Changuinola G3-2	146 a/	822	945	1 059
	195	831	991	1 081
Changuinola G6-2	102 a/	582	663	748
	132	586	700	762
Bayano b/	150	603	705	878
Fortuna b/	255	1 266	1 455	1 624
Estrella b/	38	172	216	252
Los Valles b/	42	207	251	284

a/ Capacidad básica.
b/ Existente.

/este

este trabajo es obtener el costo de los proyectos sobre bases uniformes, de forma que su selección en los programas de desarrollo pueda hacerse mediante comparación económica. Dado que la metodología utilizada (modelo MGI) permite determinar la potencia por instalarse en cada proyecto, se hicieron estimaciones de costo para distintas alternativas de potencia instalada, suponiendo que la variación de capacidad no afectará fundamentalmente las características básicas de la obra.

Las capacidades alternativas se seleccionaron teniendo en cuenta la capacidad instalada original (básica), la energía generable, el grado de regulación de la planta y las características del circuito hidráulico.

Los costos de inversión constan de tres elementos fundamentales: costos directos, gastos generales y gastos imprevistos, a los cuales se agregan los intereses durante la construcción.

Los costos directos incluyen el acceso, la compra de terreno; la construcción civil, y la compra e instalación de equipos mecánicos y eléctricos.

Los gastos indirectos cubren el alojamiento y otras facilidades para el personal de la construcción: ingeniería, dirección del proyecto y administración por parte de los propietarios.

Los gastos imprevistos pretenden cubrir las partidas que no se incluyen por falta de información completa.

Las estimaciones de los costos de inversión se basan en los siguientes criterios:

i) Se incluyen todos los costos de inversión del proyecto hasta la parte de bajo voltaje de los transformadores elevadores. No se incluyen las inversiones ya realizadas en estudio;

ii) Los niveles de precios corresponden al mes de diciembre de 1977;

iii) Se supone que los proyectos serán construidos por medio de contratistas extranjeros a través de llamados a licitación;

iv) Los equipos principales se obtendrían en el mercado mundial a través de ofertas competitivas;

v) Se excluyen los derechos de aduana e impuestos.

/Los costos

Los costos que dependen del suministro de la mano de obra extranjera difieren muy levemente entre los diferentes países. Otros costos, que dependen de la mano de obra y suministros locales, varían considerablemente de un país a otro, por lo cual fue necesario estimar las relaciones de costos entre países.

Debido a los tres niveles de datos disponibles para este estudio, se adoptó un procedimiento de estimación diferente para cada nivel de datos (factibilidad, prefactibilidad y evaluación). No obstante, se estimaron los tres niveles, dentro de lo posible, sobre una base de costos congruentes utilizando los datos de costos para los proyectos de factibilidad en los proyectos de prefactibilidad; en forma similar se utilizaron los datos de costos de prefactibilidad para calcular los de los proyectos en etapa de evaluación.

a) Costos directos

En el caso de proyectos a nivel de factibilidad se dispuso de estimaciones detalladas de cantidades y de costos. En general se aceptaron las cantidades de los informes y los precios unitarios fueron uniformados al nivel de fines de 1977.

Para los proyectos en etapa de prefactibilidad, además de reexaminar cada proyecto para verificar sus características principales de ingeniería y sus cubicaciones, se calcularon los costos mediante cantidades y precios unitarios para las partidas principales.

Las estimaciones de costos para los proyectos en etapa de evaluación fueron obtenidos en general de fórmulas y curvas empíricas, basadas en las informaciones de los proyectos de prefactibilidad, con el fin de lograr una conformidad entre la estimación del costo para los proyectos de prefactibilidad y los de evaluación.

/b) Gastos

b) Gastos generales

En los proyectos a nivel de factibilidad se adoptaron las cifras de los informes. Para el resto de los proyectos los gastos generales se calcularon como porcentajes de los costos directos según el siguiente detalle: campamento, 10%; estudios de factibilidad, 1%; ingeniería, 6%; dirección del proyecto, 6% y administración a cargo de los propietarios, 2%.

c) Gastos imprevistos

Para los proyectos a nivel de factibilidad se aceptaron los gastos imprevistos proporcionados en las estimaciones originales.

Para los proyectos a nivel de prefactibilidad los gastos imprevistos relacionados con las incertidumbres inherentes a los diversos aspectos de los proyectos se estimaron en la siguiente forma:

	Porcentaje
Trabajos subterráneos	25
Trabajos sobre la superficie	15
Equipos mecánicos y eléctricos	5

Para las estimaciones a nivel de evaluación se utilizaron gastos imprevistos totales de 30%.

d) Estimación de costos para las capacidades instaladas alternativas

En la preparación de las estimaciones de costos para las capacidades instaladas alternativas, no se modificó la disposición de los proyectos ni sus características de ingeniería principales. Los ajustes se realizaron solamente en los elementos relacionados con la potencia, tales como tomas, circuitos hidráulicos y estructuras y equipos de la casa de máquinas, aplicando los mismos costos unitarios que para los casos básicos.

El costo de las capacidades instaladas alternativamente para los proyectos de evaluación se estimó prorrateando el costo de las facilidades de potencia del caso básico entre la relación de las capacidades instaladas.

/e) Períodos

e) Períodos de desarrollo de los proyectos

En los casos en que estos datos no se especificaban en los informes originales se adoptaron las siguientes pautas:

Capacidad instalada	Período en meses		
	Menos de 100 MW	100 a 300 MW	Más de 300 MW
Estudios preliminares	Variable		
Estudios de factibilidad	12	24	30
Preparación de los documentos de licitación	6	9	12
Invitación de ofertas, evaluación y adjudicación	6	8	8
Construcción	36	48	60 a 72

El período indicado en la tabla anterior para estudios preliminares se refiere al tiempo necesario para mejorar la información básica (topografía, geología, hidrología, ecología) hasta un nivel tal que la planta pueda ser pasada a un nivel de diseño y es, por lo tanto, variable según el grado de definición de cada proyecto. Para los estudios a nivel de prefactibilidad se estima en un año, mientras que para los proyectos en etapa de evaluación debe ser al menos de tres años.

El detalle de la fecha más próxima en que podrían ser puestos en operación los proyectos figuran en el anexo 1.

f) Programas de desembolsos y proporción moneda local y moneda extranjera

Los costos de proyectos fueron distribuidos a través del período desde el comienzo de la preparación de los documentos de licitación hasta el término de la construcción. La fecha cero en él programa de desembolso corresponde al año de la entrada en operación de la primera unidad.

En proyectos a nivel de factibilidad se adoptó la proporción en moneda local y extranjera dada en los informes. Para proyectos de prefactibilidad y evaluación se utilizó una división única de aproximadamente 30% moneda local y 70% moneda extranjera.

/g) Intereses

g) Intereses durante la construcción

Se actualizaron los desembolsos de capital durante la construcción de los proyectos utilizando el ritmo de inversiones de cada proyecto con una tasa de 12% (igual a la tasa de actualización seleccionada para el estudio). Se supuso que las inversiones se efectúan en la mitad de cada año.

h) Costos de operación y mantenimiento

Se estimaron los costos de operación y mantenimiento aplicando los siguientes porcentajes a los costos de inversión:

	Porcentaje del costo de inversión correspondiente
Gastos de operación y mantenimiento derivados de las instalaciones de potencia	0.65 para mano de obra 0.35 para materiales
Gastos de operación y mantenimiento de obras independientes de la potencia	0.05 para mano de obra 0.02 para materiales

6. Costos de las líneas de transmisión

Al costo de las plantas hidroeléctricas se le agregó el costo de las líneas de transmisión necesarias para transportar la energía hasta el centro de consumo más cercano. En esta etapa la estimación fue aproximada, debido a que, en general, no se consideraron esquemas en los cuales una misma línea se aprovecha para transmitir la energía de dos o más centrales[10/] u otros casos en que la inclusión de la energía de un proyecto obliga a efectuar refuerzos en la línea troncal.

Los nodos a los cuales aportarían los proyectos y la longitud de la línea, así como las tensiones de transmisión y el número de circuitos fueron recomendados por la MONENCO,[11/] empresa que estimó también los elementos de líneas y subestaciones típicas.

10/ Con excepción del grupo de proyectos de los ríos Teribe y Changuinola, en Panamá, para los cuales se supuso un sistema troncal común y una línea particular para cada proyecto.

11/ Véase MONENCO, Costos preliminares para líneas de transmisión y subestaciones (borrador), julio de 1978.

/En los

En los cuadros 31 a 36 se incluyen los cálculos de los costos de transmisión para los proyectos hidroeléctricos considerados en el estudio, los que se calcularon bajo los criterios indicados en el anexo 2 y suponiendo además que el período de amortización de la línea es igual al de la central (50 años) y que los gastos de operación y mantenimiento alcanzan al 0.75% del costo de la línea más 1.5% del costo de las subestaciones.

7. Costos de la potencia instalada y costos de generación de los proyectos hidroeléctricos

Con base en las estimaciones de costo preparadas por la MONENCO y en los resultados de los estudios de operación simulada para diferentes capacidades instaladas se calcularon los costos unitarios de la potencia instalada y los costos de generación para las distintas alternativas de cada proyecto.

El cálculo se realizó con los siguientes criterios económicos:

i) El costo total comprende el costo directo más los gastos de ingeniería y administración e intereses durante la construcción, calculados a la tasa de 12% anual; los plazos de construcción de la central y de la transmisión son los sugeridos por la MONENCO.

ii) El costo anual de capital considera el interés de 12% anual sobre el capital invertido y el abastecimiento para la reposición de la obra (factor de recuperación del capital para un período de 50 años).

iii) El costo total anual de generación se calculó sumando al costo anual de capital los costos de operación y el mantenimiento.

iv) La generación media anual se obtuvo, generalmente, de los estudios de operación simulada como promedio de 30 años.

Los resultados de los cálculos para los seis países del Istmo se presentan en los cuadros 37 al 42.

/Cuadro 31

Cuadro 31

GUATEMALA: COSTOS DE TRANSMISION DE LOS PROYECTOS HIDROELECTRICOS

(Millones de dólares)

Central	Centro de carga	Distancia (km)	Capacidad de la central (MW)	Turbinas (número)	Líneas de transmisión (número)	Voltaje (kV)	Costo directo y subestación de la línea	Costo anual de operación y mantenimiento
Xalalá	Guatemala	150	280	4	2	230	19.77	0.22
			350	4	2	230	20.09	0.23
			500	6	2	230	21.40	0.25
El Carmen	Escuintla	65	80	2	1	138	3.60	0.04
			110	2	1	138	3.70	0.05
Serchil	Quezaltenango	55	80	2	1	138	3.19	0.04
			110	3	1	138	3.50	0.05
Chulac	Guatemala	140	300	6	2	230	19.38	0.23
			440	6	2	230	20.02	0.24
Chicoc	Guatemala	150	206	2	1	230	11.59	0.13
			300	4	2	230	19.87	0.22
Sauce	El Estor	10	60	2	1	138	1.27	0.02
			90	3	1	138	1.58	0.03
			121	3	1	138	1.68	0.03
Semuc	Sistema 230 kV	20	112	4	1	230	3.40	0.05
			160	3	1	230	3.30	0.05
			200	4	1	230	3.80	0.06
San Juan	San Cristóbal	80	67	2	1	138	4.17	0.05
			100	3	1	138	4.50	0.06
			167	4	1	138	4.93	0.06
El Arco	San Cristóbal	100	91	2	1	138	5.08	0.06
			136	3	2	138	8.62	0.10
			182	4	2	138	8.99	0.11
Tzucanca	San Cristóbal	100	60	2	1	138	4.98	0.06
			90	2	1	138	5.07	0.06
			120	2	1	138	5.17	0.06
Estrella Polar	San Cristóbal	60	116	3	1	138	3.73	0.05
			156	3	2	138	5.86	0.07
			232	4	2	138	6.32	0.08
Sumalito	San Cristóbal	70	36	2	1	138	3.66	0.04
			44	2	1	138	3.69	0.04
			72	3	1	138	3.99	0.05
El Copón	San Cristóbal	40	61	1	1	138	2.79	0.03
			92	2	1	138	2.61	0.03
			123	2	1	138	2.71	0.04
Alta Vista	San Cristóbal	60	55	2	1	138	3.31	0.04
			75	2	1	138	3.38	0.04
			110	2	1	138	3.49	0.04
Montecristo	San Cristóbal	90	43	2	1	138	4.51	0.05
			64	2	1	138	4.58	0.05
Jocotales	San Cristóbal	50	50	2	1	138	2.88	0.04
			85	2	1	138	3.00	0.04
San Ramón	San Cristóbal	100	40	2	1	138	4.91	0.06
			60	3	1	138	5.19	0.06
Camotán	Guatemala	170	100	2	2	138	13.39	0.14
			145	2	2	138	13.24	0.14
Sisimite	Guatemala	35	72	2	1	138	2.34	0.03
			100	2	1	138	2.43	0.03
Atitlán 2	Guatemala	42	36	3	1	138	2.72	0.04
			48	4	1	138	2.97	0.04
			72	6	1	138	3.48	0.05
Polochic	Sistema 230 kV	20	120	3	1	230	3.12	0.05
			171	3	1	230	3.35	0.05
			220	4	1	230	3.89	0.06
Matanzas	Sistema 230 kV	-	12	2	0 a/	230	1.03	0.02

a/ Incluida en Polochic.

/Cuadro 32

Cuadro 32

EL SALVADOR: COSTOS DE TRANSMISION DE LOS PRODUCTOS HIDROELECTRICOS

(Millones de dólares)

Central	Centro de carga	Distancia (km)	Capacidad de la central (MW)	Turbinas (número)	Líneas de transmisión (número)	Voltaje (kV)	Costo directo y subestación de la línea	Costo anual de operación y mantenimiento
Zapotillo	Santa Ana	30	90	2	1	138	2.19	0.03
			120	2	1	138	2.29	0.03
			150	2	1	138	2.39	0.03
Paso del Oso	Santa Ana	30	40	2	1	138	2.03	0.03
			60	2	1	138	2.09	0.03
El Tigre	San Salvador	75	405	3	2	230	11.76	0.15
			540	4	2	230	12.69	0.17
			675	5	2	230	13.62	0.18
Ampliación 5 Noviembre	5 Noviembre	-	62	1	- a/	138	0.65	0.01
			124	2	- a/	138	1.07	0.02
Ampliación Cerrón Grande	Cerrón Grande	-	67.5	1	- a/	138	0.67	0.01
			135	2	- a/	138	1.10	0.02

a/ Línea existente.

/Cuadro 33

Cuadro 33

HONDURAS: COSTOS DE TRANSMISION DE LOS PROYECTOS HIDROELECTRICOS

(Millones de dólares)

Central	Central de carga	Distancia (km)	Capacidad de la central (MW)	Turbinas (número)	Líneas de transmisión (número)	Voltaje (kV)	Costo directo de la línea y subestación	Costo anual de operación y mantenimiento
Naranjito	Tegucigalpa	210	84	2	1	138	9.58	0.10
			126	3	2	138	16.37	0.17
			168	4	2	138	16.72	0.18
Wampú	Tegucigalpa	360	200	3	2	230	42.90	0.43
			270	4	2	230	42.27	0.44
			340	5	2	230	43.53	0.46
Cuyamel	Tegucigalpa	310	525	3	2	345	64.86	0.67
			700	4	2	345	63.33	0.70
			875	5	3	345	100.70	1.06
			1 050	6	3	345	102.23	1.09
Piedras Amarillas	Tegucigalpa	280	140	2	1	230	20.61	0.21
			210	4	1	230	19.67	0.22
			315	6	2	230	34.90	0.38
Wampú I	Tegucigalpa	330	50	2	1	138	14.41	0.15
			100	4	2	138	24.98	0.26
Río Frío	Tegucigalpa	310	40	2	1	138	13.56	0.14
			80	2	2	138	23.08	0.23
Culuco	Tegucigalpa	360	50	2	1	138	15.65	0.16
			75	2	2	138	26.59	0.27
Los Chorros	Tegucigalpa	340	95	2	1	230	23.33	0.24
			140	3	1	230	23.85	0.25

/Cuadro 34

Cuadro 34

NICARAGUA: COSTOS DE TRANSMISION DE LOS PROYECTOS HIDROELECTRICOS

Central	Centro de carga	Distancia (km)	Capacidad de la central MW	Capacidad de la central Turbinas	Número de líneas de transmisión	Voltaje (kV)	Millones de dólares: Costo directo de la línea y subestación	Millones de dólares: Costo anual de operación y mantenimiento
Brito	Los Brasiles	170	188	2	2	230	20.93	0.22
			250	3	2	230	21.53	0.23
			313	4	2	230	22.13	0.25
Copalar 1	Managua	190	276	3	2	230	23.86	0.26
			414	4	2	230	24.80	0.28
			598	5	3	230	38.56	0.42
Copalar 1 Mod	Managua	190	300	3	2	230	23.97	0.26
			428	4	1	230	24.86	0.28
			600	5	3	230	38.57	0.42
Tumarín 4	Managua	270	294	3	2	230	23.94	0.26
			440	4	3	230	37.52	0.40
			636	5	4	230	47.79	0.52
Tumarín 6	Managua	270	206	3	2	230	32.36	0.34
			330	4	2	230	33.24	0.35
			495	5	3	230	52.07	0.55
Paiwas	Managua	190	180	2	2	230	23.11	0.24
			257	3	2	230	23.77	0.26
			334	4	2	230	24.43	0.27
Piñuelas	Managua	270	375	4	2	230	33.45	0.36
			625	5	3	230	52.67	0.56
			812	6	4	230	66.56	0.71
Mojolka	Sébaco	160	89	2	1	230	11.70	0.13
			118	2	1	230	11.83	0.13
			178	3	2	230	20.10	0.22
Valentín	Acoyapa	90	54	2	1	138	4.54	0.05
			77	2	2	138	7.51	0.08
			100	2	2	138	7.59	0.09

Cuadro 35

COSTA RICA: COSTOS DE TRANSMISION DE LOS PROYECTOS HIDROELECTRICOS

(Millones de dólares)

Central	Centro de carga	Distancia (km)	Capacidad de la central (MW)	Turbinas (número)	Líneas de transmisión (número)	Voltaje (kV)	Costo directo y subestación de la línea	Costo anual de operación y mantenimiento
Ventanas-Garita	Garita	5	80	2	1	138	1.13	0.02
			150	2	1	138	1.36	0.02
Palomo	Este	15	40	2	1	138	1.41	0.02
Guayabo	Cachí	20	180	3	2	138	3.11	0.05
			240	4	3	138	4.58	0.07
Siquirres	San Juan	70	310	4	1	230	7.53	0.10
			450	6	2	230	12.35	0.16
			620	8	2	230	13.75	0.19
Boruca	San José	150	600	3	1	345	21.94	0.27
			810	4	2	345	35.80	0.42
			1 000	5	2	345	37.42	0.45
			1 200	6	2	345	39.10	0.49
Pirrís	San José	40	130	2	1	138	2.73	0.04
			195	3	2	138	4.58	0.06
El Brujo	San José	70	200	2	1	230	6.40	0.08
			300	2	1	138	4.53	0.06
			400	4	1	230	7.94	0.11
Angostura-Izarco	San José	70	146	4	2	138	6.75	0.08
			174	3	1	138	4.33	0.06
			232	4	2	138	7.03	0.09
San Fernando	San José	80	90	2	1	138	4.25	0.05
			130	2	1	138	4.38	0.05
			195	3	2	138	7.40	0.09
Palmar	San José	150	120	2	2	138	11.89	0.13
			180	3	2	138	12.30	0.14
Cedral	San José	130	150	3	1	230	10.35	0.12
			220	2	2	138	10.81	0.12
			300	4	1	230	11.35	0.14
Sarí	San José	180	120	2	2	138	14.01	0.15
			180	2	2	138	14.21	0.15
Tayutic-Pacuarí	Cachí	25	164	2	2	138	3.20	0.04
			246	3	3	138	4.94	0.07
Purriles-Turrubarés	San José	40	120	2	1	138	2.70	0.04
			160	2	1	138	2.83	0.04
			240	3	2	138	4.72	0.06
Turrubarés	San José	50	120	2	1	138	3.11	0.04
			240	4	2	138	5.64	0.07

/Cuadro 36

Cuadro 36

PANAMA: COSTOS DE TRANSMISION DE LOS PROYECTOS HIDROELECTRICOS

(Millones de dólares)

Central	Centro de carga	Distancia (km)	Capacidad de la central (MW)	Turbinas (número)	Líneas de transmisión (número)	Voltaje (kV)	Costo directo y subestación de la línea (0.75%)	Costo anual de operación y mantenimiento
Teribe B2-2	David	125	219	3	2	138	26.85	0.28
			292	4	2	138	32.69	0.34
Teribe C2-2	David	100	126	2	1	138	14.50	0.15
			160	2	1	138	17.13	0.18
Teribe C7-2	David	100	79	2	1	138	10.88	0.11
			90	2	1	138	11.72	0.12
Teribe C3-2	David	100	78	2	1	138	10.80	0.11
			100	2	1	138	12.50	0.13
Changuinola D2-2	David	100	200	3	2	138	23.61	0.24
			270	3	2	138	29.01	0.30
			332	4	2	138	34.01	0.35
Changuinola H1-1	David	80	270	3	2	138	27.60	0.29
			540	6	2	138	49.08	0.51
Culubres F1-2	David	80	128	2	1	138	13.83	0.14
			160	2	1	138	16.30	0.17
Culubres G3-2	David	80	146	3	1	138	15.44	0.16
			195	4	1	138	19.43	0.20
Changuinola G6-2	David	80	102	2	1	138	11.83	0.12
			132	2	1	138	14.14	0.15

/Cuadro 37

Cuadro 37

GUATEMALA: CARACTERISTICAS DE COSTO DE LOS PROYECTOS HIDROELECTRICOS

(Millones de dólares)

Proyecto	Capacidad (MW)	Costo a/		Intereses b/		Costo total	Costo anual			Generación anual neta (GWh) d/	Costo unitario (dólares/kW)	Costo de generación (mills/kWh)	Factor de planta
		Planta	Líneas	Planta	Líneas		Capital c/	Operación y mantenimiento Planta	Operación y mantenimiento Líneas				
Xalalá	280	182.40	25.86	58.37	2.29	268.51	33.51	0.96	0.22	1 505	959	23	0.61
	350e/	201.21	25.45	65.59	2.33	294.99	36.89	1.14	0.23	1 587	843	24	0.52
	500	250.77	27.54	111.34	2.48	392.14	49.09	1.62	0.25	1 626	784	31	0.37
El Carmen	80	117.54	4.63	33.62	0.42	156.21	19.30	0.45	0.04	292	1 953	68	0.42
	110e/	126.86	4.76	36.16	0.43	168.20	20.84	0.54	0.05	318	1 529	67	0.33
Serchil	80	132.88	4.11	21.39	0.37	158.75	19.64	0.48	0.04	318	1 984	63	0.45
	110e/	146.28	4.51	34.81	0.41	186.00	22.98	0.54	0.05	328	1 691	72	0.34
Chulac	300	412.61	24.95	177.83	2.25	617.64	76.03	1.43	0.23	1 623	2 059	47	0.63
	440e/	454.68	25.77	195.97	2.32	678.74	83.78	1.81	0.24	1 697	1 523	51	0.44
Chicoc	206c/	121.16	14.91	18.17	1.34	155.59	19.95	1.09	0.13	1 352	755	16	0.75
	300	170.25	25.57	25.54	2.30	223.66	28.74	1.58	0.22	1 633	746	19	0.62
Sauce	60	113.66	1.63	18.98	0.15	134.42	16.56	0.35	0.02	256	2 240	66	0.49
	90	127.94	2.04	19.19	0.18	149.35	18.50	0.49	0.03	257	1 659	74	0.33
	121e/	142.72	2.17	21.55	0.19	166.63	20.73	0.64	0.03	257	1 377	83	0.24
Polochic	120	135.92	4.02	20.39	0.36	160.69	20.13	0.73	0.05	554	1 339	38	0.53
	171e/	165.00	4.32	24.75	0.39	194.46	24.49	1.02	0.05	592	1 137	43	0.40
	220	192.44	5.01	25.66	0.45	224.06	28.34	1.30	0.06	627	1 018	47	0.33
Matanzas	12	46.33	1.32	5.37	0.12	53.14	6.74	0.32	0.02	65	4 428	109	0.62
Semuc	112e/	63.01	4.37	9.45	0.39	77.22	9.93	0.58	0.05	673	689	16	0.69
	160	87.54	4.25	13.13	0.38	105.31	13.55	0.82	0.05	759	658	19	0.54
	200	107.99	4.89	16.20	0.44	129.52	16.69	1.03	0.06	776	648	23	0.44
El Arco	91e/	62.57	6.53	7.26	0.59	76.95	9.85	0.52	0.06	568	846	18	0.71
	136	87.97	11.57	10.20	1.00	110.27	14.16	0.78	0.10	695	801	22	0.58
	182	113.91	11.47	20.96	1.04	147.48	18.90	1.04	0.11	764	810	26	0.48
Tzucanca	60e/	37.29	6.40	4.33	0.58	48.60	6.21	0.31	0.06	374	810	18	0.71
	90	52.42	6.53	6.08	0.59	65.62	8.42	0.46	0.06	457	729	20	0.58
	120	67.55	6.66	7.84	0.60	82.64	10.62	0.61	0.06	501	689	23	0.47
San Juan	67	90.21	5.37	12.00	0.48	108.06	13.42	0.36	0.05	422	1 613	33	0.71
	100	105.74	5.79	11.53	0.52	123.57	15.45	0.51	0.06	511	1 236	31	0.58
	167	137.28	6.35	13.73	0.57	157.92	19.91	0.83	0.06	572	946	36	0.39
Estrella Polar	116	84.21	4.79	12.63	0.43	102.07	13.14	0.80	0.05	721	880	19	0.71
	156	111.58	7.54	16.74	0.68	136.54	17.58	1.07	0.07	862	875	22	0.63
	232	163.59	8.14	21.76	0.73	194.22	25.06	1.59	0.08	1 008	837	27	0.50

Cuadro 37 (Conclusión)

Proyecto	Capacidad (MW)	Costo a/		Intereses b/		Costo total	Costo anual			Generación anual neta (GWh) d/	Costo unitario (dólares/kW)	Costo de generación (mills/kWh)	Factor de planta
		Planta	Líneas	Planta	Líneas		Capital c/	Operación y mantenimiento Planta	Operación y mantenimiento Líneas				
Sumaillo	36 e/	25.59	4.71	2.97	0.42	33.69	4.32	0.22	0.04	215	936	21	0.68
	44	30.30	4.75	3.51	0.43	38.99	5.00	0.26	0.04	241	886	22	0.62
	72	46.71	5.14	5.42	0.46	57.63	7.43	0.43	0.05	285	880	28	0.45
El Copón	61	114.96	2.95	19.31	0.27	137.49	17.19	0.61	0.03	317	2 254	56	0.59
	92	143.68	3.36	21.55	0.30	168.89	21.26	0.89	0.03	359	1 836	62	0.45
	123	172.45	3.49	25.87	0.31	202.12	25.56	1.18	0.04	367	1 643	73	0.34
Altavista	55 e/	46.22	4.26	5.36	0.38	56.23	7.23	0.42	0.04	320	1 022	24	0.66
	75	61.44	4.35	7.13	0.39	73.30	9.44	0.57	0.04	385	977	26	0.58
	110	88.07	4.49	10.22	0.40	103.19	13.11	0.64	0.04	443	938	31	0.46
Montecristo	43 e/	70.82	5.80	8.22	0.52	85.36	10.58	0.25	0.05	226	1 985	48	0.60
	64	81.30	5.89	9.43	0.53	97.15	12.11	0.35	0.05	250	1 518	50	0.45
Jocotales	50	83.37	3.71	9.67	0.33	97.09	12.00	0.27	0.04	211	1 942	58	0.48
	85 e/	98.95	3.86	11.48	0.35	114.63	14.26	0.42	0.04	244	1 349	60	0.33
San Ramón	40 e/	63.38	6.32	7.35	0.57	77.62	9.69	0.29	0.06	231	1 941	43	0.65
	60	76.62	6.68	8.89	0.60	92.79	11.65	0.42	0.06	274	1 547	44	0.52
Camotán	100	203.58	17.04	30.54	1.53	252.69	31.78	1.21	0.14	435	2 527	76	0.50
	145 e/	255.25	17.23	38.29	1.55	312.32	39.48	1.73	0.14	472	2 154	88	0.37
Sisimite	72 e/	148.52	3.01	17.23	0.27	169.03	20.82	0.44	0.03	307	2 348	69	0.49
	100	162.33	3.13	18.83	0.28	184.57	22.83	0.57	0.03	349	1 846	67	0.40
Atitlán	42	52.97	3.53	6.07	0.32	62.29	7.55	0.29	0.04	344	1 483	23	0.93
	63	65.67	3.89	7.62	0.35	73.29	8.82	0.42	0.04	350	1 163	27	0.63

a/ Costo directo, imprevistos, gastos de ingeniería y administración.
b/ Calculados con tasa de 12% anual.
c/ Calculados con tasa de actualización de 12% anual y 50 años de vida útil.
d/ Salvo otra indicación, valor medio del estudio de operación simulada.
e/ Capacidad básica.

/Cuadro 38

Cuadro 38

EL SALVADOR: CARACTERISTICAS DE COSTO DE LOS PROYECTOS HIDROELECTRICOS

(Millones de dólares)

Proyecto	Capacidad (MW)	Costo a/		Intereses b/		Costo total	Costo anual			Generación anual neta (GWh) d/	Costo unitario (dólares/kW)	Costo de generación (mills/kWh)	Factor de planta
		Planta	Líneas	Planta	Líneas		Capital c/	Operación y mantenimiento Planta	Operación y mantenimiento Líneas				
Zapotillo	90	189.54	2.82	28.24	0.25	217.78	26.22	0.46	0.03	354	2 420	75	0.45
	120e/	196.72	2.95	30.29	0.27	230.23	27.72	0.53	0.03	372	1 919	76	0.35
	150	203.79	3.07	31.38	0.28	238.52	28.72	0.60	0.03	377	1 590	78	0.29
Paso del Oso	40e/	71.05	2.61	8.10	0.23	81.99	9.87	0.28	0.03	163	2 050	62	0.47
	60	80.27	2.69	9.31	0.24	92.52	11.14	0.37	0.03	174	1 542	66	0.33
El Tigre	405	239.79	15.14	76.01	1.36	332.82	40.07	0.89	0.15	1 683	822	24	0.47
	540e/	261.77	16.33	79.05	1.47	358.62	43.18	1.13	0.17	1 771	664	25	0.37
	675	283.97	17.53	79.80	1.58	382.87	46.10	1.36	0.18	1 802	567	26	0.30
Ampliación 5 de Noviembre	62	38.81	0.84	4.27	0.08	43.99	5.30	0.39	0.01	183	710		
	124e/	77.75	1.37	8.55	0.12	87.80	10.57	0.88	0.02	227	708		
Ampliación Cerrón Grande	68	18.33	0.86	12.83	0.08	32.10	3.86	0.18	0.01	15	476		
	135a/	37.60	1.42	26.32	0.13	65.47	7.88	0.19	0.02	15	485		

a/ Costo directo, imprevistos, gastos de ingeniería y administración.
b/ Calculados con tasa de 12% anual.
c/ Calculados con tasa de actualización de 12% anual y 50 años de vida útil.
d/ Salvo otra indicación, valor medio del estudio de operación simulada.
e/ Capacidad básica.

/Cuadro 39

Cuadro 39

HONDURAS: CARACTERISTICAS DE COSTO DE LOS PROYECTOS HIDROELECTRICOS

(Millones de dólares)

Proyecto	Capacidad (MW)	Costo a/		Intereses b/		Costo total	Costo anual			Generación anual neta (GWh) d/	Costo unitario (dólares/kW)	Costo de generación (mills/kWh)	Factor de planta
		Planta	Líneas	Planta	Líneas		Capital c/	Operación y mantenimiento Planta	Operación y mantenimiento Líneas				
Naranjito	84d/	85.63	12.33	22.01	1.11	121.08	14.58	0.28	0.10	351	1 441	43	0.47
	126	95.91	21.07	22.63	1.90	141.51	17.04	0.38	0.17	389	1 123	45	0.35
	168	107.93	21.52	23.64	1.94	155.02	18.66	0.49	0.18	417	923	46	0.28
Wampú (PI)	200	193.85	54.40	32.37	4.90	285.52	34.38	0.77	0.43	949	1 428	37	0.54
	270d/	214.76	55.21	31.57	4.97	306.51	36.90	0.99	0.44	1 056	1 135	36	0.45
	340	235.24	56.02	29.64	5.04	325.94	39.24	1.21	0.46	1 107	959	37	0.37
Cuyamel	525	368.21	81.51	66.65	7.34	523.70	63.05	1.20	0.67	2 997	998	22	0.65
	700	399.54	83.48	62.73	7.51	553.26	66.61	1.51	0.70	3 404	790	20	0.56
	875	431.30	129.60	62.11	11.66	634.67	76.41	1.83	1.06	3 589	725	22	0.47
	1 050	464.64	131.57	56.22	11.84	664.28	79.98	2.16	1.09	3 769	633	22	0.41
Piedras Amarillas	140	194.84	25.31	37.02	2.28	259.45	31.24	0.60	0.21	807	1 853	40	0.66
	210d/	217.16	26.53	41.26	2.39	287.33	34.59	0.82	0.22	878	1 368	41	0.48
	315	249.59	44.92	47.42	4.04	345.97	41.65	1.14	0.38	940	1 098	46	0.34
Wampú I (MI)	50d/	83.53	18.55	9.52	1.67	113.27	13.64	0.21	0.15	201	2 265	70	0.46
	100	98.94	32.15	8.01	2.89	142.00	17.10	0.24	0.26	223	1 420	79	0.25
Río Frío	40d/	58.34	17.45	3.68	1.57	81.03	9.76	0.26	0.14	151	2 026	67	0.43
	80	74.68	29.70	4.56	2.67	111.61	13.44	0.44	0.23	169	1 395	83	0.24
Culuco	50	73.85	20.14	4.50	1.81	100.31	12.08	0.33	0.16	249	2 006	50	0.57
	75d/	85.06	34.23	5.02	3.08	127.39	15.34	0.44	0.27	283	1 699	57	0.43
Los Chorros	95d/	171.94	30.03	19.95	2.70	224.62	27.04	0.38	0.24	413	2 364	67	0.50
	140	185.22	30.69	18.15	2.76	236.83	28.51	0.51	0.25	438	1 692	67	0.36

a/ Costo directo, imprevistos, gastos de ingeniería y administración.
b/ Calculados con tasa de 12% anual.
c/ Calculados con tasa de actualización de 12% anual y 50 años de vida útil.
d/ Salvo otra indicación, valor medio del estudio de operación simulada.
e/ Capacidad básica.

/Cuadro 40

Cuadro 40

NICARAGUA: CARACTERISTICAS DE COSTO DE LOS PROYECTOS HIDROELECTRICOS

(Millones de dólares)

Proyecto	Capacidad (MW)	Costo a/		Intereses b/		Costo total	Costo anual			Generación anual neta (GWh) c/	Costo unitario (dólares/kW)	Costo de generación (mills/KWh)	Factor de planta
		Planta	Líneas	Planta	Líneas		Capital	Operación y mantenimiento					
								Planta	Líneas				
Brito	187	265.31	26.94	42.98	2.42	337.66	40.65	1.33	0.22	1 100	1 806	38	0.67
	250	307.07	27.71	49.75	2.49	387.02	46.60	1.75	0.23	1 100	1 548	44	0.50
	312	341.11	28.48	55.26	2.56	427.41	51.46	2.09	0.25	1 100	1 370	49	0.40
Copalar	276	308.38 d/	30.71	49.90	2.76	391.36	47.12	1.84	0.26	1 650	1 418	30	0.68
	414	340.06 d/	31.92	55.08	2.87	429.87	51.76	2.76	0.28	1 650	1 038	33	0.45
	598	382.29 d/	49.62	57.95	4.47	497.97	59.96	4.00	0.42	1 681	833	38	0.32
Copalar Mod.	300	291.00 d/	30.85	47.14	2.78	371.76	44.76	2.00	0.26	1 517	1 239	31	0.58
	428	323.23 d/	32.00	52.33	2.88	410.21	49.39	2.86	0.28	1 532	958	34	0.41
	600	366.55 d/	49.63	59.29	4.47	479.39	57.72	4.06	0.42	1 555	799	40	0.30
Tumarín 4	294	269.58 d/	30.81	43.74	2.77	347.82	41.82	1.96	0.26	1 466	1 181	30	0.57
	440	330.00 d/	48.29	53.46	4.35	436.10	52.51	2.93	0.40	1 696	991	33	0.44
	636	411.13 d/	61.51	66.58	5.54	544.62	65.57	4.24	0.52	1 821	856	39	0.33
Tumarín 6	206	203.64 d/	41.65	32.98	3.75	281.99	33.95	1.38	0.34	1 097	1 369	33	0.61
	330	251.69 d/	42.78	40.78	3.85	339.11	40.83	2.20	0.35	1 288	1 028	34	0.45
	495	315.63 d/	67.01	51.13	6.03	439.77	52.95	3.31	0.55	1 452	888	39	0.33
Palwas 6	180	245.18 d/	29.74	39.69	2.68	317.11	38.18	1.20	0.24	773	1 762	51	0.49
	257	267.43 d/	30.59	43.25	2.75	343.60	41.37	1.72	0.26	817	1 337	53	0.36
	334	289.66 d/	31.45	46.98	2.83	371.26	44.70	2.23	0.27	855	1 112	55	0.29
Piñuelas	375	370.00 d/	43.05	59.94	3.87	476.86	57.41	2.50	0.36	2 302	1 272	26	0.70
	625	456.90 d/	67.78	74.03	6.10	604.91	72.83	4.17	0.56	2 384	968	33	0.43
	812	521.90 d/	85.66	84.56	7.71	699.94	84.27	5.42	0.71	2 436	862	37	0.34
Valentín	54	94.07 d/	5.85	15.23	0.53	115.60	13.92	0.36	0.05	264	2 141	54	0.56
	77	102.50 d/	9.67	16.69	0.87	130.22	15.68	0.51	0.08	277	1 691	59	0.41
	100	113.79 d/	9.76	18.31	0.88	141.95	17.09	0.67	0.09	285	1 419	63	0.33
Mojolka	89	144.61 d/	15.05	23.43	1.35	184.43	22.21	0.59	0.13	426	2 072	54	0.55
	118	154.61 d/	15.22	25.05	1.37	196.24	23.63	0.79	0.13	445	1 663	55	0.43
	178	174.28 d/	25.87	28.24	2.33	230.73	27.78	1.19	0.22	530	1 296	55	0.34

a/ Costo directo, imprevistos, gastos de ingeniería y administración.
b/ Calculados con tasa de 12% anual.
c/ Salvo otra indicación, valor medio del estudio de operación simulada.
d/ Estimación preliminar con base en una comparación de costos de Copalar según L.I y MONENCO, cifras definitivas en proceso.

/Cuadro 41

Cuadro 41

COSTA RICA: CARACTERISTICAS DE COSTO DE LOS PROYECTOS HIDROELECTRICOS

(Millones de dólares)

Proyecto	Capacidad (MW)	Costo a/		Intereses b/		Costo total	Costo anual			Generación anual neta (GWh) d/	Costo unitario (dólares/kW)	Costo de operación (mills/kWh)	Factor de planta
		Planta	Líneas	Planta	Líneas		Capital c/	Operación y mantenimiento Planta	Operación y mantenimiento Líneas				
Ventanas-Garita	80e/	63.83	1.45	7.40	0.13	72.82	8.77	0.58	0.02	503	910	19	0.72
	150	99.98	1.75	11.60	0.16	113.48	13.66	0.94	0.02	609	757	24	0.46
Palomo	40e/	28.96	1.81	3.36	0.16	34.30	4.13	0.29	0.02	181	858	25	0.51
Guayabo	180e/	209.18	4.01	49.58	0.36	263.12	31.68	1.51	0.05	1 280	1 462	26	0.81
	240	252.94	5.89	51.60	0.53	310.96	37.44	2.00	0.07	1 439	1 296	27	0.68
Cíquirres	310	557.27	9.69	110.34	0.87	678.17	81.65	1.06	0.10	764f/	2 188	108	0.28
	450	589.91	15.89	97.34	1.43	704.57	84.83	1.39	0.16	764f/	1 566	113	0.19
	620	629.56	17.69	82.47	1.59	731.32	88.05	1.78	0.19	764f/	1 180	118	0.14
Boruca	600	560.31	28.23	244.86	2.54	835.94	100.65	1.11	0.27	4 997	1 393	20	0.95
	810e/	583.23	46.07	243.21	4.15	876.65	105.55	1.34	0.42	5 237	1 082	20	0.74
	1 000	613.18	48.16	244.00	4.33	909.56	109.51	1.58	0.45	5 324	910	21	0.61
	1 200	643.47	50.32	245.81	4.53	944.12	113.67	1.82	0.49	5 385	787	22	0.51
Pirrís	130e/	55.12	3.52	9.92	0.32	68.88	8.29	0.40	0.04	691	530	13	0.61
	195	74.72	5.89	11.06	0.53	92.20	11.10	0.60	0.06	806	472	15	0.47
El Brujo	200	84.86	8.24	30.63	0.74	124.47	14.99	0.62	0.08	1 002	622	16	0.57
	300	115.09	5.83	39.34	0.52	160.72	19.35	0.92	0.06	1 071	536	19	0.41
	400	145.24	10.22	47.06	0.92	203.43	24.49	1.22	0.11	1 080	509	24	0.31
Angostura-Izarco	146	139.97	8.69	21.00	0.78	170.43	20.52	1.22	0.08	1 022	1 167	21	0.80
	174e/	163.15	5.57	24.47	0.50	193.69	23.32	1.45	0.06	1 103	1 113	23	0.72
	232	211.17	9.05	28.09	0.81	249.12	29.99	1.93	0.09	1 151	1 074	28	0.57
San Fernando	90	57.23	5.47	8.58	0.49	71.78	8.64	0.44	0.05	543	798	17	0.69
	130e/	76.43	5.64	11.46	0.51	94.04	11.32	0.63	0.05	601	723	20	0.53
	195	107.65	9.53	14.32	0.86	132.35	15.93	0.93	0.09	617	679	27	0.36
Palmar	120e/	79.93	15.31	12.23	1.38	108.84	13.10	0.70	0.13	552	907	25	0.53
	180	114.45	15.84	15.11	1.43	146.82	17.68	1.04	0.14	595	816	32	0.38
Cedral	150	151.54	13.32	6.36	1.20	172.43	20.76	0.76	0.12	848	1 150	26	0.65
	220e/	184.14	13.91	27.62	1.25	226.92	27.32	1.08	0.12	945	1 031	30	0.49
	300	221.40	14.61	29.45	1.31	266.78	32.12	1.45	0.14	972	889	35	0.37
Sarê	120	90.02	18.04	15.37	1.62	127.05	15.30	0.55	0.15	545	1 059	29	0.52
	180e/	118.17	18.29	17.73	1.65	155.83	18.76	0.81	0.15	576	866	34	0.37
Tayutic-Pacuaré	164	168.84	4.12	25.33	0.37	198.65	23.92	1.32	0.04	931	1 211	27	0.66
	246	233.31	6.36	30.80	0.57	271.04	32.63	1.96	0.07	945	1 102	37	0.44
Purrirés-Turrubarés	120	168.93	3.48	25.34	0.31	198.06	23.85	1.32	0.04	786	1 651	32	0.75
	160e/	212.10	3.65	31.82	0.33	247.89	29.85	1.75	0.04	884	1 549	36	0.63
	240	298.44	6.08	39.69	0.55	344.76	41.51	2.62	0.06	980	1 437	45	0.47
Turrubarés	120e/	112.95	4.01	16.94	0.36	134.26	16.16	0.53	0.04	575f/	1 119	29	0.55
	240	161.66	7.26	18.59	0.65	188.17	22.66	1.02	0.07	619f/	784	38	0.29

a/ Costo directo, imprevistos, gastos de ingeniería y administración; b/ Calculados con tasa de 12% anual; c/ Calculados con tasa de actualización de 12% anual y 50 años de vida útil; d/ Salvo otra indicación, valor medio del estudio de operación simulada; e/ Estimación preliminar; f/ No considera el trasvase de caudal proveniente de Guayabo.

Cuadro 42

PANAMA: CARACTERISTICAS DE COSTO DE LOS PROYECTOS HIDROELECTRICOS

(Millones de dólares)

Proyecto	Capacidad (MW)	Costo a/		Intereses b/		Costo Total	Costo anual			Generación anual neta (GWh) d/	Costo unitario (dólares/kW)	Costo de generación (mills/kWh)	Factor de planta
		Planta	Líneas	Planta	Líneas		Capital c/	Operación y mantenimiento Planta	Operación y mantenimiento Líneas				
Teribe B2-2	219e/	285.57	34.55	42.84	3.11	366.07	44.07	1.12	0.28	1 467	1 672	31	0.76
	292	318.70	42.08	47.81	3.79	412.37	49.65	1.46	0.34	1 554	1 412	33	0.61
Teribe C2-2	126e/	112.34	18.66	16.85	1.68	149.54	18.00	0.52	0.15	893	1 187	21	0.81
	160	122.67	22.04	18.40	1.98	165.10	19.88	0.54	0.18	1 001	1 032	21	0.71
Teribe C7-2	79e/	84.78	14.00	9.83	1.26	109.87	13.22	0.22	0.11	480	1 391	28	0.69
	90	88.04	15.09	10.21	1.36	114.70	13.81	0.25	0.12	489	1 274	29	0.62
Teribe C3-2	78e/	95.29	13.90	11.05	1.25	121.49	14.63	0.23	0.11	503	1 558	30	0.74
	100	100.35	16.08	11.64	1.45	129.52	15.59	0.28	0.13	523	1 295	31	0.60
Changuinola D2-2	200	316.42	30.39	47.46	2.74	397.01	47.80	1.38	0.24	1 628	1 985	30	0.93
	270	368.45	37.34	55.27	3.36	464.42	55.92	1.60	0.30	1 815	1 720	32	0.77
	332	424.60	43.77	63.69	3.94	536.00	64.53	2.02	0.35	1 876	1 614	36	0.65
Changuinola H1-1	270e/	428.44	35.52	64.27	3.20	531.42	63.98	0.91	0.29	1 757	1 968	37	0.74
	540	494.25	63.16	49.42	5.68	612.52	73.75	1 57	0.51	1 806	1 134	42	0.38
Culubre F1-2	128e/	122.91	17.80	18.44	1.60	160.75	19.35	0.31	0.14	804	1 256	25	0.72
	160	130.31	20.98	19.55	1.89	172.73	20.80	0.36	0.17	821	1 080	26	0.59
Culubre G3-2	146e/	142.91	19.87	21.33	1.79	185.17	22.29	0.56	0.16	945	1 268	24	0.74
	195	158.83	25.01	23.82	2.25	209.91	25.27	0.73	0.20	973	1 073	27	0.57
Changuinola G6-2	102e/	127.18	15.22	19.08	1.37	162.85	19.61	0.42	0.12	667	1 597	30	0.75
	132	137.56	18.20	20.63	1.64	178.03	21.43	0.53	0.15	685	1 349	32	0.59

a/ Costo directo, imprevistos, gastos de ingeniería y administración.
b/ Calculados con tasa de 12% anual.
c/ Calculados con tasa de actualización de 12% anual y 50 años de vida útil.
d/ Salvo otra indicación valor medio del estudio de operación simulada.
e/ Capacidad básica.

IV. ALTERNATIVAS TERMOELECTRICAS

1. Generalidades

En este capítulo se resumen las características técnicas y económicas de unidades termoeléctricas de distinto tipo y para distintas potencias. Los antecedentes fueron preparados por la Montreal Engineering Company (MONENCO) y presentados en el informe "Costos de Inversión, Operación y Mantenimiento y Características Técnicas de Alternativas Termoeléctricas", diciembre de 1979.

El tamaño de las unidades que se consideran como alternativas para el desarrollo de los sistemas eléctricos depende de la demanda del sistema, y por lo tanto aumenta con el tiempo. En general se limitará el tamaño de la unidad mayor a aproximadamente un 12% a 15% de la demanda máxima. Esto significa utilizar unidades de 50, 100, 150, 200 y 300 MW. Las características de unidades de 150 MW y 300 MW, que no se incluyen en el informe, se deducirán de la información disponible que cubre de los 50 a los 1 000 MW.

2. Plantas a vapor

Aunque las estimaciones de costos efectuadas por la MONENCO cubren unidades vapor-petróleo y vapor-carbón, las investigaciones tendientes a definir tanto las posibles fuentes de abastecimiento como el costo para Centroamérica de este último combustible dieron escasos resultados. La única fuente de suministro probable (CARBOCOL de Colombia) aún no define sus planes de exportación ni el precio probable del combustible. Por este motivo sólo se incluyeron en los planes de expansión plantas vapor-petróleo.

En el cuadro 43 se presentan las características de rendimientos, mantenimiento e indisponibilidad forzada de las unidades de vapor. Detalles más amplios sobre las características técnicas se encuentran en el informe de la MONENCO citado anteriormente.

Los costos de inversión y operación para centrales térmicas a vapor entregados por la MONENCO se presentan en el cuadro 44. Estos costos fueron calculados sobre las siguientes bases:

/Cuadro 43

Cuadro 43

CARACTERISTICAS TECNICAS UNIDADES TERMICAS VAPOR-PETROLEO

Potencia instalada	MW	50.0	100.0	200.0	500.0
Potencia neta	MW	47.7	95.3	190.4	476.0
Potencia mínima	MW	8.0	15.0	30.0	75.0
Mantenimiento programado	Días/año	23	24	30	37
Salida forzada	Porcentaje	3.0	4.5	5.6	9.6
Refrigeración un paso					
Consumo calor en vacío	10^6 kCal PC/hr	12.2	23.0	39.2	95.0
Consumo específico potencia mínima	kCal PC/kWh neto	4 109	3 979	3 377	3 276
Consumo específico incremental	kCal PC/kWh neto	2 588	2 444	2 073	2 009
Consumo específico plena carga	kCal PC/kWh neto	2 842	2 685	2 278	2 209
Torre de enfriamiento en seco					
Consumo calor en vacío	10^6 kCal PC/hr	13.2	25.0	42.6	103.4
Consumo específico potencia mínima	kCal PC/kWh neto	4 127	4 328	3 678	3 567
Consumo específico incremental	kCal PC/kWh neto	2 816	2 661	2 256	2 189
Consumo específico plena carga	kCal PC/kWh neto	3 093	2 924	2 480	2 406

/Cuadro 44

Cuadro 44

COSTOS DE PLANTAS TERMOELECTRICAS A VAPOR OPERADAS CON PETROLEO

(Millones de dólares)

	Unidades de 50 MW		Unidades de 100 MW		Unidades de 200 MW		Unidades de 500 MW	
	Primera	Segunda	Primera	Segunda	Primera	Segunda	Primera	Segunda
Refrigeración un paso								
Estudio de factibilidad	0.2	-	0.3	-	0.3	-	0.5	-
Costo directo	21.9	18.4	33.3	29.3	56.1	48.6	116.4	105.4
Costo indirecto	2.9	1.9	4.4	3.0	7.4	5.0	15.4	10.8
Imprevistos	2.5	2.0	3.8	3.2	6.4	5.4	13.2	11.6
Intereses durante construcción	7.5	6.0	13.6	11.7	24.4	20.6	67.1	59.3
Inversión total	35.0	28.3	55.4	47.2	94.6	79.6	212.6	187.1
Costo directo dólares/kW instalado	439	368	333	293	280	243	233	211
Costo total dólares/kW instalado	699	566	554	472	473	398	425	374
Costo total dólares/kW neto	733	593	582	495	497	418	447	393
Torre de refrigeración en seco								
Estudio de factibilidad	0.2	-	0.3	-	0.3	-	0.5	-
Costo directo	25.0	23.0	40.1	36.3	67.0	59.9	139.8	129.7
Costo indirecto	3.3	2.3	5.3	3.7	8.9	6.1	18.5	13.3
Imprevistos	2.8	2.5	4.5	4.0	7.6	6.6	15.8	14.3
Intereses durante construcción	8.6	7.5	15.8	14.3	28.9	25.0	79.5	71.7
Inversión total	39.9	35.3	66.0	58.3	112.7	97.6	254.1	229.0
Costo directo dólares/kW instalado	501	460	401	363	335	299	280	259
Costo total dólares/kW instalado	797	705	660	583	563	488	508	458
Costo total dólares/kW neto	835	739	693	611	592	513	534	481
Costo fijo operación y mantenimiento (miles de dólares/año)	540	160	660	200	900	300	1 480	420
Costo variable operación y mantenimiento no combustible (mills/kWh)	0.84	0.84	0.77	0.77	0.71	0.71	0.63	0.63

/- Centrales

- Centrales de tipo semiexterior con turbinas ubicadas en edificio y calderas exteriores con protección contra la intemperie.

- No se incluyó la subestación elevadora.

- No se consideraron viviendas para el personal de explotación.

- Se calculó el almacenamiento de petróleo para un mes de operación de carga base.

- Los costos indirectos incluyeron estructuras temporales, ingeniería y administración del propietario y costos de puesta en servicio.

- Se calculó un camino de acceso de 500 metros.

- Las características de la fundación no requerirán de movimiento de tierra o excavaciones extensivas.

- Las centrales con refrigeración de un paso se encuentran a 500 metros de las costas marítimas. No se necesitan estructuras o tuberías sumergidas.

- El costo de los estudios de factibilidad se desembolsaría durante el año anterior al que se efectúen las especificaciones, adjudicación y propuesta.

- Los intereses durante la construcción se calcularon con base en desembolsos anuales a la fecha de puesta en servicio (principios del último año de desembolsos). Se empleó una tasa de actualización de 12%.

- Se consideró una vida útil de 30 años para las unidades a vapor.

En el anexo 2 se detalla la forma en que se abordó el cálculo del costo de las líneas de transmisión y subestaciones suponiendo una instalación típica particular para cada país.

3. Turbinas a gas

Se considerarán en el estudio turbinas a gas de 25 MW del tipo marco pesado instaladas con protección contra la intemperie y operación telecomunicada.

Las características técnicas de este tipo de unidades para 25 MW y para potencias mayores (73 MW) se resumen en el cuadro 45, y se presentan para instalaciones a nivel del mar y a 1 000 metros sobre el nivel del mar (m.s.n.m.) así como para temperaturas medias durante el día de 15°C y 32°C.

Los datos de costos de las turbinas a gas se muestran en el cuadro 46.

El período de mantenimiento para estos equipos se estimó en 22 días por año y la tasa media de indisponibilidad o salida forzada en 7%. La vida útil se calculó en 20 años.

/Cuadro 45

Cuadro 45

DATOS TECNICOS DE TURBINAS A GAS

Potencia de referencia	25 MW		70 MW	
Temperatura media durante el día	15°C	32°C	15°C	32°C
Instalada a nivel del mar				
Capacidad a carga neta (MW)	23.5	20.5	68.1	59.6
Capacidad mínima neta (MW)	2.0	2.0	2.5	2.5
Consumo calor sin carga 10^6 (kCal PCI/hr)	22.18	20.01	54.75	49.57
Consumo específico incremental (kCal PCI/kWh neto)	2 203	2 278	2 018	2 086
Consumo específico plena carga (kCal PCI/kWh neto)	3 147	3 254	2 822	2 918
Instalada a 1 000 m.s.n.m.				
Capacidad de carga neta (MW)	20.8	18.2	60.4	52.9
Carga mínima neta (MW)	2.0	2.0	2.5	2.5
Consumo calor sin carga 10^6 (kCal PCI/hr)	19.64	17.77	48.58	43.99
Consumo específico incremental (kCal PCI/kWh neto)	2 203	2 278	2 018	2 086
Consumo específico plena carga (kCal PCI/kWh neto)	3 147	3 254	2 822	2 918

/Cuadro 46

Cuadro 46

TURBINA A GAS: INVERSION

(Millones de dólares)

	25 MW	70 MW
Estudio de factibilidad	60	90
Costo directo	3 820	9 270
Costo indirecto	330	690
Imprevistos	620	1 500
IDC	530	1 574
Costo total	5 360	13 124
Costo directo dólares/kW neto (15° C)	162	136
Costo total dólares/kW neto (15° C)	228	193
Costo variable, operación y mantenimiento (mills/GWh neto) a/	3.0	3.0
Costo directo (15°C y 1 000 m.s.n.m.)	184	153
Costo total (15 C y 1 000 m.s.n.m.) dólares/kW neto	258	217

a/ Sin considerar combustible.

V. RECURSOS GEOTERMICOS

1. Generalidades

La existencia de recursos geotérmicos, potenciales en algunos países del Istmo y en explotación en otros, demanda la inclusión de las plantas geotérmico-eléctricas dentro de las alternativas de instalaciones de potencia.

Las características de generación de este tipo de plantas son muy ventajosas, puesto que su costo de operación es muy económico y su factor de utilización elevado; por ello se complementan favorablemente con los desarrollos hidroeléctricos.

Aunque el costo de instalación de las centrales geotérmicas resulta difícil de estimar --en especial respecto del desarrollo del campo-- estudios preliminares indican que ellas compiten ventajosamente con las plantas termoeléctricas y, muchas veces, con los desarrollos hidráulicos. Por este motivo es necesario proponer, como alternativas de desarrollo, programas geotérmicos, por una parte, que sean coherentes con los recursos potenciales y, por otra, los países puedan realizarlos considerando las limitaciones técnicas que al respecto existen en el Istmo.

A continuación se describe el enfoque adoptado en el estudio de interconexión en relación con esta materia y los estudios efectuados para estimar el costo de los desarrollos geotérmicos.

2. Recursos potenciales

Estimaciones preliminares realizadas con anterioridad indican que la región posee un potencial de energía geotérmica relativamente elevado, el cual, debidamente desarrollado, permitiría complementar en forma muy eficiente la hidroelectricidad. Tales estudios son, sin embargo, incompletos; por un lado, sólo se dispone de investigaciones muy someras para algunas regiones de varios países y, por otro, únicamente dos países han avanzado apreciablemente en la instalación de centrales geotermoeléctricas.

/Con base

Con base en los antecedentes anteriores, la CEPAL, con el apoyo financiero del PNUD, solicitó la asistencia técnica del Centro de Recursos Naturales, Energía y Transporte (CRNET) de la Secretaría de las Naciones Unidas, para realizar un estudio orientado a obtener una primera evaluación del potencial de energía geotermoeléctrica de la región que podría servir de referencia para los programas de desarrollo eléctrico. Dicho Centro se encarga de proveer apoyo técnico a todos los proyectos de investigaciones geotérmicas que llevan a cabo las Naciones Unidas en diversas regiones del mundo.

Se procedió inicialmente a recoger toda la información sobre el terreno disponible, y de manera especial, la relacionada con temperaturas a nivel de suelo y los análisis geoquímicos de las aguas termales para obtener una idea completa de la información básica disponible en la región.[1/]

Simultáneamente con el inventario mencionado se definió la metodología a seguir para estimar el potencial geotermoeléctrico de los países del Istmo Centroamericano. La metodología se basó en un análisis estadístico en el que se utilizaron como parámetros la productividad potencial probable de los campos geotérmicos y el número de ellos existente en el Istmo.

Para los propósitos anteriores los campos se clasificaron según su geología y temperaturas esperadas en dos categorías; la primera correspondió a aquellos sitios donde se acepta un mayor grado de confiabilidad.

La estimación de la capacidad probable de los campos se dedujo mediante análisis de regresión con base en información estadística de unos 42 campos investigados con suficiente detalle en todo el mundo. El número de los existentes en el Istmo Centroamericano se infirió de los inventarios de cada país. La clasificación en las categorías indicadas anteriormente se basó tanto en las informaciones geológicas del lugar en que se encuentran ubicados los campos como en temperaturas observadas y calculadas por métodos químicos.

Los resultados cuantitativos obtenidos, considerando solamente los campos de mayor nivel de confianza, indicaron un potencial mínimo estimado

1/ Véase Geothermal Resources of Central America: Provisional Compilation of Available Data (CCE/SC.5/GREG/I/DI.3), febrero de 1978.

/del orden

del orden de los 1 600 megavatios y un valor promedio probable de unos 6 500 (valor estadístico esperado) para los seis países de la región. El detalle de las estimaciones, por países, se encuentra en un documento presentado a la primera reunión del Grupo Regional de Energía Geotérmica (GREG)[2/] y se resumen en el cuadro 47.

3. Recursos explotables a corto y mediano plazo

Para poder efectuar una primera estimación de los posibles programas de adiciones de generación con base en centrales geotérmicas, se evaluaron los recursos con que cuentan los países y los progresos que se podrían realizar si se dispusiera de una cantidad nominal de equipo para perforación. Este método dio resultados que podrían catalogarse, por una parte, de conservadores, ya que teóricamente se podrían realizar, con personal y equipo foráneo, programas paralelos. Pero por otra, podrían considerarse realistas, ya que por lo general no se puede avanzar más rápido de lo que permite la capacidad de manejo y control de las instituciones nacionales responsables de este tipo de proyectos, cuya definición requiere investigaciones cuidadosas y completas. En todo caso los programas deberían estar limitados por la potencialidad de desarrollo de cada uno de los sitios considerados.

Con base en consideraciones similares a las mencionadas, se presentó a la citada reunión del GREG un documento[3/] que contiene una propuesta preliminar sobre los posibles programas de adiciones geotérmicas hasta fines del presente siglo para cada uno de los seis países del Istmo Centroamericano.

Los resultados de esa evaluación, corregidos mediante la inclusión de diversos comentarios de los organismos nacionales de electrificación, se reproducen en el cuadro 48.

En dicho cuadro Honduras y Panamá no figuran instalando potencia en el período 1980-2000, el primero debido a que las actividades exploratorias se encuentran en fase muy incipiente y el segundo, a que las exploraciones efectuadas hasta la fecha no permiten asegurar la existencia de un potencial técnicamente utilizable en la generación de energía eléctrica.

2/ Véase The United Nations' Approach to Geothermal Resources Assessment (CCE/SC.5/GREG/I/DI.2), septiembre de 1977.

3/ Véase Geothermal Electric Power Development 1980-2000; Preliminary Proposal (CCE/SC.5/GREG/I/DI.5), febrero de 1978.

/Cuadro 47

Cuadro 47

ISTMO CENTROAMERICANO: POTENCIAL GEOTERMICO PROBABLE

	Número de campos en categoría A a/	Límites de probabilidad 68% b/ Inferior del potencial (MW)	Superior del potencial (MW)	Potencial medio (MW) c/
Total	18	1 620	28 840	6 480
Guatemala	5	450	6 900	1 800
El Salvador	2	180	2 760	720
Honduras d/	...	...	...	...
Nicaragua	8	720	11 040	2 880
Costa Rica	2	180	2 760	720
Panamá	1	90	1 380	360

Fuente: The United Nations' Approach to Geothermal Resources Assessment, op. cit.

a/ Corresponden a campos en mayor nivel de confianza, temperatura mayor que 180°C ubicados en el cinturón volcánico.

b/ Cubre el rango valor medio más menos una desviación típica.

c/ Valor esperado.

d/ No hay datos suficientes.

/Cuadro 48

Cuadro 48

ISTMO CENTROAMERICANO: PROGRAMA PRELIMINAR DE INSTALACIONES GEOTERMICAS a/

(MW)

	Guatemala	El Salvador	Nicaragua	Costa Rica
Total	245	340	350	240
1980		95		
1981			35	
1982			35	
1983			35	
1984				
1985	35	35	35	
1986				35
1987	35	35	35	
1988				35
1989	35	35	35	
1990				35
1991	35	35	35	
1992				
1993	35	35		35
1994			35	
1995	35			
1996		35	35	35
1997				
1998	35		35	
1999		35		35
2000				

a/ Incluye instalaciones actuales.

/4. Costos

4. Costos de plantas geotérmicas

Como es del conocimiento general, el costo de las instalaciones geotérmicas es muy variable, y depende de una serie de factores inciertos relacionados especialmente con la exploración del campo y la producción del vapor. Entre ellos destacan: la profundidad del depósito; la productividad de los pozos; la proporción de pozos productivos en relación con pozos perforados, y la productividad y vida útil de los pozos.

El costo de la planta de generación, aun cuando depende de las características del vapor y de las facilidades de acceso, puede estimarse con mayor certeza. En cambio el costo de la evacuación de los efluentes es sumamente variable según la calidad de éstos y la ubicación de la planta.

No se cuenta con antecedentes suficientes en el Istmo como para evaluar adecuadamente cada uno de los factores indicados, motivo por el cual fue necesario estimar los costos para condiciones típicas medias bajo los siguientes criterios:

i) Cada campo tendrá una potencia de alrededor de 105 MW que será explotada mediante tres plantas de 35 MW. Los costos de exploración del campo serán compartidos por las tres unidades,[4/] y

ii) Las condiciones de temperatura y presión del vapor serán los valores medios de los correspondientes a la mayoría de los campos existentes en el Istmo.

La estimación del costo de las plantas geotérmicas se encomendó a la firma MONENCO, cuyo personal efectuó los cálculos de costos de las obras superficiales (conducción de vapor, planta termoeléctrica); la estimación de los costos de exploración de los campos y de producción de vapor la realizaron mediante subcontrato con la empresa VIRKIR Consulting Group (Islandia).

Los resultados de tales estimaciones se indican en el cuadro 49, en tanto que en el cuadro 50 se muestran los costos de generación típicos que habrán de utilizarse en el estudio.

En el anexo 2 se detallan los criterios utilizados para estimar el costo de las líneas y las subestaciones para las instalaciones de cada país en particular.

4/ Con base en características medias sugeridas por J. McNitt en su artículo "Geothermal Energy in Transition", Natural Resources Forum 2 (1977), Naciones Unidas, 1977, pp. 5-17.

/Cuadro 49

Cuadro 49

COSTOS DE INVERSION Y OPERACION DE PLANTAS GEOTERMOELECTRICAS

(Precios a diciembre de 1977)

	Primera unidad	Cada unidad consecutiva	Total para tres unidades
Características generales			
Campo geotérmico			
Potencial (MW)			105
Razón pozos perforados/pozos productivos (%)			60
Espaciamiento de los pozos (m)			200-300
Pozos de reinyección de afluentes (número)			10
Pozos de reemplazo por año (número)			1
Vida de pozos productores (años)			10
Vida del sistema de recolección de vapor (años)			25
Planta generadora			
Potencia bruta (MW)	35.0	35.0	105.0
Potencia neta (MW)	34.1	34.1	102.3
Vida útil (años)	25	25	25
Inversiones totales	45.74	26.23	98.20
Inversiones en desarrollo del campo (millones de dólares)	20.93	11.06	43.05
Investigación	7.00	-	7.00
Perforación de pozos	5.84	5.84	17.52
Sistema de colección de vapor a/	5.75	2.88	11.51
Sistema de evacuación de efluentes	2.34	2.34	7.02
Inversiones de las plantas de generación	15.80	10.00	35.80
Gastos generales	4.84	2.78	10.40
Imprevistos	4.17	2.39	8.95
Costos de operación y mantenimiento (miles de dólares/año)			
Campo geotérmico			
En la superficie b/	80.90	52.20	185.30
En el subsuelo	278.00	278.00	834.00
Plantas de generación			
Costos fijos de operación (10^3 dólares/año)	288.00	96.00	480.00
Costos fijos de mantenimiento (10^3 dólares/año)	120.00	120.00	360.00
Costos incrementales de operación (mills/kWh)	0.12	0.12	0.12
Costos incrementales de mantenimiento (mills/kWh)	0.40	0.40	0.40
Ritmo de inversiones (miles de dólares)	45 740	26 230	98 200
Año 1	2 070	-	2 070
2	2 070	-	2 070
3	2 070	-	2 070
4	12 180	1 330	14 840
5	16 650	9 700	36 050
6	8 420 c/	12 700	33 820
7	2 280	40	2 360 c/
8	-	2 460	4 920

a/ Incluye equipo de control para la boca del pozo.
b/ Incluye perforación de pozos de reemplazo.
c/ Año de puesta en servicio.

/Cuadro 50

Cuadro 50

COSTO DE GENERACION DE PLANTAS GEOTERMOELECTRICAS

(Instalación 3 x 35 MW; potencia neta 102.3 MW)

Capital (millones de dólares)	121.69		
Costo total	98.20		
Intereses durante la construcción	23.49		
Operación y mantenimiento fijo (miles de dólares)	1 859.30		
Superficial	185.30		
Subsuelo	834.00		
Planta (operación)	480.00		
Planta (mantenimiento)	360.00		
Cargo anual (miles de dólares)	17 374.30		
Del capital a/	15 515.00		
De operación fijo	1 859.30		
Costo de generación	Factor de planta		
	0.70	0.80	0.90
Generación neta (GWh/año)	627	717	806
Costo de operación fijo total (mills/kWh)	27.70	24.20	21.60
Costo variable (mills/kWh)	0.50	0.50	0.50
Costo total de generación (mills/kWh)	28.20	24.70	22.10

a/ A una tasa de interés de 12% anual y una vida útil de 25 años.

/VI. SISTEMA

VI. SISTEMA DE TRANSMISION

1. Sistemas de transmisión existentes

Como primera etapa de los estudios de sistemas, la empresa MONENCO recopiló la información sobre las líneas de transmisión existentes, proyectadas hasta 1983, y las características de subestaciones y generadores. Con estos datos se elaboraron planos y diagramas unifilares para cada uno de los seis países de la región.

El sistema de transmisión habrá de comprender para 1982 líneas de 110, 132, 154 y 230 kV. Cabe señalar que las líneas de 69 kV se consideran en general como de subtransmisión o distribución.

2. Estudios de flujo para el año en que se inicie el estudio

Con los datos de los sistemas existentes a 1983 y con los correspondientes sobre capacidad instalada y demandas por nodo, la firma MONENCO realizó procesos de flujo de potencia destinados a comprobar las condiciones de operación para el año anterior al del inicio del estudio (1983). Por otro lado, la CEPAL adaptó un programa de flujos lineales (FLULIN)[1/] en su minicomputadora, con el fin de definir en forma preliminar, para determinados casos, el costo de eventuales refuerzos en los sistemas derivados de la inclusión de proyectos hidroeléctricos de cierta envergadura. Con dicho programa se realizaron corridas paralelas a las efectuadas por la MONENCO a fin de comprobar la congruencia de los sistemas iniciales.

3. Costos de líneas de transmisión

Luego de un estudio realizado por la MONENCO,[2/] sobre las tensiones de transmisión para ser desarrolladas en el área, en el que se consideraron los sistemas existentes y las normas imperantes en los diferentes países, se recomendó utilizar 138, 230 y 345 kV. Se efectuaron estimaciones

1/ Véase CEPAL, Modelo de flujos lineales (FLULIN) para estudios de flujos de potencia (CCE/SC.5/GRIE/VI/DI.1).

2/ Véase MONENCO, Costos preliminares de líneas de transmisión y de subestaciones (borrador), julio de 1978.

/preliminares

preliminares del costo de líneas de transmisión y subestaciones con el objeto de incluir en el modelo MGI los costos de transmisión tanto desde las plantas hacia los nodos principales, como los correspondientes a interconexiones internacionales.

Los costos por kilómetro de línea para las tensiones señaladas anteriormente se indican en el cuadro 51. Se supuso dos clases de trazado de diferente dificultad. Los costos de transformadores de elevación figuran en el cuadro 52 y los de las subestaciones asociadas, en el cuadro 53. En todos los costos se calcularon gastos de ingeniería (15%), administración (2%) e imprevistos, aproximadamente (25%).

/Cuadro 51

Cuadro 51

COSTOS TIPICOS DE LINEAS DE TRANSMISION

Voltaje (kV)	Construcción	Tipo de terreno	Miles de dólares/km
138	Circuito sencillo	Regular	53
		Difícil	64
	Circuito doble	Regular	91
		Difícil	109
230	Circuito sencillo	Regular	83
		Difícil	99
	Circuito doble	Regular	142
		Difícil	168
345	Circuito sencillo	Regular	140
		Difícil	166
	Circuito doble	Regular	239
		Difícil	284

Fuente: Montreal Engineering Co., Costos preliminares para líneas de transmisión y subestaciones, junio de 1978.

/Cuadro 52

Cuadro 52

COSTOS TIPICOS DE TRANSFORMADORES

Relación de voltaje (kV)	Dólares/kVa
13.8 - 138	3.8
13.8 - 230	5.3
13.8 - 345	6.8

/Cuadro 53

Cuadro 53

COSTOS TIPICOS DE SUBESTACIONES

	Miles de dólares
Esquema de barra principal y auxiliar	
138 kV terminación de línea	300
138 kV terminación de transformador	275
230 kV terminación de línea	450
230 kV terminación de transformador	400
345 kV terminación de línea	750
345 kV terminación de transformador	650
Esquema disyuntor y medio	
138 kV terminación de línea	400
138 kV terminación de transformador	400
230 kV terminación de línea	650
230 kV terminación de transformador	650
345 kV terminación de línea	1 100
345 kV terminación de transformador	1 100

Fuente: Costos preliminares para líneas de transmisión y subestaciones, op. cit.

/Anexo 1

Anexo 1

PROYECTO REGIONAL DE INTERCONEXION ELECTRICA DEL ISTMO CENTROAMERICANO: PERIODOS DE DESARROLLO PROBABLE PARA LOS PROYECTOS HIDROELECTRICOS

/Cuadro 1-1

Cuadro 1-1

GUATEMALA: PERIODOS DE DESARROLLO PROBABLE PARA LOS PROYECTOS HIDROELECTRICOS

(Meses)

Proyecto	Factibilidad	Financiamiento	Licitación	Evaluación de ofertas	Construcción	Total	Año más cercano de puesta en servicioa/
Xalalá	18	6	6	8	75	113	1989
El Carmen	18	6	6	8	72	110	1989
Serchil	18	6	6	8	54	94	1985b/
Chulac	6	6	6	6	84	108	1987b/
Chicoc	24	6	9	8	48	95	1988
Sauce	12	6	9	8	48	83	1988
Polochic	24	6	9	8	48	95	1988
Matanzas	6	6	4	4	24	44	1984
Semuc	24	6	9	8	48	95	1988
El Arco	12	6	6	6	36	66	1985
Tzucanca	12	6	6	6	36	66	1985
San Juan	12	6	6	6	36	66	1985
Estrella Polar	24	6	9	8	48	95	1988
Sumalito	12	6	6	6	36	66	1985
El Copón	24	6	9	8	48	95	1988
Altavista	12	6	6	6	36	66	1985
Montecristo	12	6	6	6	36	66	1985
Jocotales	12	6	6	6	36	66	1985
San Ramón	12	6	6	6	36	66	1985
Camotán	24	6	9	8	48	95	1988
Sisimite	12	6	6	6	36	66	1985
Atitlán 2	-	6	6	6	36	54	1984

a/ Supone comenzar estudios de factibilidad a principios de 1980.
b/ De acuerdo con estudios del Plan Maestro. Supone inicio de construcción en 1980.

/Cuadro 1-2

Cuadro 1-2

EL SALVADOR: PERIODOS DE DESARROLLO PROBABLE PARA LOS PROYECTOS HIDROELECTRICOS

(Meses)

Proyecto	Factibilidad	Financiamiento	Licitación	Evaluación de ofertas	Construcción	Total	Año más cercano de puesta en servicio
Zapotillo	12	6	9	8	48	83	1988
Paso del Oso	12	6	6	6	36	66	1985
El Tigre	24	6	10	6	66	112	1989
Ampliación Cerrón Grande	-	6	-	6	18	30	1984
Ampliación 5 de Noviembre	-	6	6	6	36	54	1984

/Cuadro 1-3

Cuadro 1-3

HONDURAS: PERIODOS DE DESARROLLO PROBABLE PARA LOS PROYECTOS HIDROELECTRICOS

(Meses)

Proyecto	Factibilidad	Financiamiento	Licitación	Evaluación de ofertas	Construcción	Total	Año más cercano de puesta en servicio
Naranjito	-	6	6	6	48	66	1985
Wampú	24	6	9	8	48	95	1988
Cuyamel	30	6	12	8	72	128	1991
Piedras Amarillas	24	6	9	8	60	107	1989
Wampú I	12	6	6	6	36	66	1985
Río Frío	12	6	6	6	36	66	1985
Culuco	12	6	6	6	36	66	1985
Los Chorros	12	6	6	6	36	66	1985

/Cuadro 1-4

Cuadro 1-4

NICARAGUA: PERIODOS DE DESARROLLO PROBABLE PARA LOS PROYECTOS HIDROELECTRICOS

(Meses)

Proyecto	Factibilidad	Financiamiento	Licitación	Evaluación de ofertas	Construcción	Total	Año más cercano de puesta en servicio a/
Brito	-	-	-	-	-	-	1984 b/
Copalar 1 c/	12 d/	12 d/	12 d/	8 d/	72		1990
Copalar 1 Mod.	12 d/	12 d/	12 d/	8 d/	72	...	1990
Tumarín 6	12 d/	12 d/	12 d/	8 d/	72	...	1990
Paiwas	12 d/	12 d/	12 d/	8 d/	72	...	1990
Mojolka	12 d/	12 d/	12 d/	8 d/	48	...	1987
Valentín	12 d/	12 d/	12 d/	8 d/	36	...	1996

a/ Supone comenzar estudios de factibilidad a principios de 1980.
b/ Informe de prefactibilidad PROMULBRITO.
c/ Nueva versión.
d/ Estimación.

/Cuadro 1-5

Cuadro 1-5

COSTA RICA: PERIODOS DE DESARROLLO PROBABLE PARA LOS PROYECTOS HIDROELECTRICOS

(Meses)

Proyecto	Factibilidad	Financiamiento	Licitación	Evaluación de ofertas	Construcción	Total	Año más cercano de puesta en servicio
Ventanas-Garita	12	6	6	6	36	66	1985
Palomo	12	6	6	6	36	66	1985
Guayabo	24	6	9	8	56	103	1988
Siquirres	30	6	12	8	60	116	1990
Boruca	30	6	12	8	96	152	1993
Pirris	24	6	9	8	48	95	1988
El Brujo	30	6	12	8	60	116	1990
Angostura-Izarco	24	6	9	8	48	95	1988
San Fernando	24	6	9	8	48	95	1988
Palmar	24	6	9	8	48	95	1988
Cedral	24	6	9	8	48	95	1988
Sare	24	6	9	8	48	95	1988
Tayutic-Pacuaré	24	6	9	8	48	95	1988
Purrires-Turrubares	26	6	9	8	48	95	1988
Turrubares	24	6	9	8	48	95	1988
						95	1988

/Cuadro 1-6

Cuadro 1-6

PANAMA: PERIODOS DE DESARROLLO PROBABLE PARA LOS PROYECTOS HIDROELECTRICOS

(Meses)

Proyecto	Factibilidad	Financiamiento	Licitación	Evaluación de ofertas	Construcción	Total	Año más cercano de puesta en servicio a/
Teribe B2-2							1987 b/
Teribe C2-2	24	6	9	8	48	95	1988
Teribe C7-2	12	6	6	6	36	66	1985
Teribe C3-2	12	6	6	6	36	66	1985
Changuinola D2-2							1987 b/
Changuinola H1-1	24	6	9	8	48	95	1988 b/
Culubre F1-2	24	6	9	8	48	95	1988
Culubre G3-2	24	6	9	8	48	95	1988
Changuinola G6-2	24	6	9	8	48	95	1988

a/ Supone comenzar estudios de factibilidad a principios de 1980.
b/ Según el informe del Instituto de Recursos Hidráulicos y Electrificación (IRHE), Complejo hidroeléctrico Teribe-Changuinola, agosto de 1978.

Anexo 2

CALCULO DE LOS COSTOS DE LAS LINEAS DE TRANSMISION Y DE SUBESTACIONES PARA LOS PROYECTOS

/1. Proyectos

1. Proyectos hidroeléctricos

En el costo total de cada proyecto propuesto se incluyó el costo de las líneas de transmisión y de las subestaciones necesarias para colocar la energía, ya sea en un nodo de importancia o en una línea troncal de capacidad suficiente.

El voltaje de transmisión y el número de circuitos se seleccionó de acuerdo a la capacidad de la central. Se utilizaron voltajes típicos de 138, 230 y 345 kV de acuerdo a las recomendaciones de MONENCO.

El costo de la línea de transmisión se estimó de acuerdo a los costos unitarios suponiendo trazado en terreno regular.

El costo de las subestaciones se estimó suponiendo un esquema de barra principal y auxiliar. El costo de terminales de transformador se calculó con base en el número de unidades de la planta. El costo de las terminales de línea se calculó de acuerdo al número de circuitos. El costo de transformadores se calculó con base en la capacidad de la planta suponiendo factor de potencia 0.9.

En el caso particular de las plantas de Panamá se supuso una línea troncal de 496 kilómetros, desde la Zona Teribe-Changuinola hasta la ciudad de Panamá, pasando por David-Divisa,[1/] con tres circuitos sencillos de 345 kV cuyo costo (69.44 millones de dólares) se prorrateó entre las plantas B2-2, D2-2 y H1-1, resultando un costo de transmisión de 95 dólares por kW, al que se sumó la línea particular de cada proyecto hasta la línea troncal.

Se acompañan las siguientes tablas basadas en datos proporcionados por la MONENCO:

1/ Teribe-David 100 kilómetros; David-Divisa 217 kilómetros; Divisa-Panamá 179 kilómetros.

/1. Costos

1. Costos unitarios típicos de líneas de transmisión
2. Costos de terminales de líneas y de transformadores
3. Costos de transformadores

2. Plantas termoeléctricas

Para cada país se supuso ubicaciones más probables y se estimaron las correspondientes longitudes de líneas, como se indica en el cuadro 2-4.

En el cuadro 2-5 se indican las suposiciones hechas en relación a la capacidad de la línea de transmisión en función de su longitud.[2/]

Los costos de las líneas y subestaciones se calcularon en la misma forma anteriormente descrita e incluyen transformadores, terminales de transformador y terminales de línea. El costo total de la transmisión se indica en el cuadro 2-6.

3. Turbinas a gas

Se supuso que en cada país estas unidades estarían ubicadas en el centro de consumo más importante (la capital) y conectadas a circuitos de subtransmisión, por lo cual no se incluyó costo de líneas.

4. Plantas geotérmicas

Las distancias de transmisión se estimaron considerando la ubicación de los campos geotérmicos en desarrollo. Las distancias, así como las características de las líneas para unidades típicas (3 x 35 MW) se indican en el cuadro 2-7.

Los correspondientes costos de las líneas y subestaciones se calcularon en la forma indicada anteriormente y se muestran en el cuadro 8.

2/ Debido a que todas las distancias son cortas se aceptan circuitos sencillos.

/Cuadro 2-1

Cuadro 2-1

COSTOS TIPICOS DE LAS LINEAS DE TRANSMISION

Voltaje (kV)	Construcción	Costo total (miles de dólares/km) a/
138	Circuito sencillo	53
	Circuito doble	91
230	Circuito sencillo	83
	Circuito doble	142
345	Circuito sencillo	140
	Circuito doble	239

a/ Incluye costo directo, ingeniería, administración e imprevistos.

/Cuadro 2-2

Cuadro 2-2

COSTOS TIPICOS DE SUBESTACIONES

Esquema de barra principal y auxiliar	Miles de dólares por unidad a/
138 kV Terminación de línea	300
138 kV Terminación de transformador	275
230 kV Terminación de línea	450
230 kV Terminación de transformador	400
345 kV Terminación de línea	750
345 kV Terminación de transformador	650

a/ Incluye costos directos, ingeniería, administración e imprevistos.

/Cuadro 2-3

Cuadro 2-3

COSTOS DE TRANSFORMADORES

Relación de transformación de voltaje (kV)	Dólares por kVA a/
13.8 - 138	3.8
13.8 - 230	5.3
13.8 - 345	6.8

a/ Incluye costo directo, ingeniería, administración e imprevistos.

/Cuadro 2-4

Cuadro 2-4

PLANTAS TERMOELECTRICAS: LONGITUD DE LINEAS

País	Tramo	Kilómetros
Guatemala	Escuintla-Guatemala	40
El Salvador	Acajutla-San Salvador	70
Honduras	Puerto Cortés-San Pedro Sula	40
Nicaragua	Puerto Somoza-Managua	50
Costa Rica	Punta Arenas-San José	80
Panamá		0

/Cuadro 2-5

Cuadro 2-5

CAPACIDAD DE LINEAS DE TRANSMISION

Capacidad	Distancia (kilómetros)	
	0 - 50	50 - 100
50 MW	1 x 138 kV	1 x 138 kV
100 MW	1 x 138 kV	2 x 138 kV
150 MW	2 x 138 kV	2 x 138 kV
200 MW	2 x 138 kV	2 x 230 kV
250 MW	2 x 230 kV	2 x 230 kV
300 MW	2 x 230 kV	2 x 230 kV
500 MW	2 x 230 kV	1 x 345 kV

/Cuadro 2-6

Cuadro 2-6

COSTOS DE TRANSMISION PARA UNIDADES TERMOELECTRICAS

(Millones de dólares)[a/]

	Capacidad (MW)					
	50	100	150	200	250	300
Guatemala	3.17	3.40	5.61	5.84	9.21	9.53
El Salvador	4.90	8.36	8.59	13.54	13.86	14.18
Honduras	3.17	3.40	5.61	5.84	9.21	9.53
Nicaragua	3.75	3.98	6.60	6.83	10.76	11.08
Costa Rica	5.48	9.35	9.58	15.08	15.40	15.73
Panamá	0.86	1.09	1.64	1.87	3.02	3.34

a/ Incluye ingeniería, administración, imprevistos e intereses durante la construcción.

/Cuadro 2-7

Cuadro 2-7

PLANTAS GEOTERMICAS: LONGITUD, NUMERO
Y VOLTAJE DE LAS LINEAS

	Tramo	Longitud (km)	Líneas
Guatemala	Zunil-Escuintla	88	2 x 138
El Salvador	Ahuachapán-San Salvador	90	2 x 138
Nicaragua	Momotombo-Managua	70	2 x 138
Costa Rica	Guanacaste-Barranca	130	2 x 138

/Cuadro 2-8

Cuadro 2-8

COSTOS DE LAS LINEAS Y SUBESTACIONES

	Costo para tres unidades geotérmicas a/b/
Guatemala	10.77
El Salvador	10.96
Nicaragua	8.98
Costa Rica	14.93

a/ Unidades geotérmicas de 35 MW cada una (millones de dólares).
b/ Incluye ingeniería, administración, imprevistos e intereses durante la construcción.