COMISION ECONOMICA PARA AMERICA LATINA

CEPAL/MEX/69/21
15 de agosto de 1969

LA INTERCONEXION ELECTRICA EN EL ISTMO CENTROAMERICANO

(Características de las centrales hidroeléctricas)

INDICE

/Desviación

/Panamá

INTRODUCCION

Se presenta un resumen de las principales características de producción y costo de las centrales hidroeléctricas existentes y programadas hasta 1985 para los sistemas interconectados nacionales. Se incluye además una serie de proyectos alternativos a los programados, que se consideran de interés para los sistemas interconectados estudiados. La información básica se obtuvo de las empresas estatales y privadas que participan en los sistemas contemplados, por medio de formularios especiales o de proyectos específicos preparados por firmas consultoras.

En los cuadros 1 a 6 se resumen para cada uno de los países del Istmo Centroamericano las principales características de producción que comprenden: tamaño de unidades y potencia instalada; generación y factor de planta estacional y anual correspondientes a un año hidrológico medio y generación para el año seco, así como para el período crítico cuando éste es menor de un año. En las centrales que tienen capacidad de sobrerregulación, se incluyen las generaciones y factores de planta estacionales correspondientes a los años medio antes mendionados. Para estos casos la generación posible en la estación seca se basó en el aprovechamiento total de los volúmenes útiles de los embalses en adición a los caudales naturales. Finalmente se añaden los volúmenes útiles de embalse y las cargas medias y mínimas.

Los valores de potencia se refieren a la capacidad nominal de las unidades. Cuando ésta disminuye apreciablemente por variaciones de la carga se incluyen las potencias en carga mínima, estimadas conservadoramente con base en gráficas típicas. La distribución de la generación estacional varía según se trate de la región norte o sur del Istmo.

/Para Guatemala,

Para Guatemala, El Salvador y Honduras la estación seca corresponde a los seis meses del período diciembre-mayo y para Nicaragua, Costa Rica y Panamá, a cuatro meses (febrero-mayo). La estación húmeda cubre entonces seis meses en los primeros países y ocho en los segundos. Las cargas medias --salvo en los casos en que fueron proporcionadas específicamente-- se calcularon con base en la altura baricéntrica de los embalses en relación con el nivel de agua en el desfogue, con las correcciones del caso para las unidades tipo Pelton.

En los cuadros 7 a 12 se resumen las inversiones y costos de generación de las centrales hidroeléctricas de los seis países de la región. Se incluye la inversión total y por kW instalado, los costos de capital, los gastos de capital, los gastos de operación y mantenimiento y los costos unitarios por kWh. Los costos de capital se calcularon estimando que las obras tienen una vida útil de 40 años y una tasa de interés del 8 por ciento anual. Para los gastos anuales de operación y mantenimiento se utilizó la siguiente fórmula en miles de dólares: 110 + 0.8 MW, que se obtuvo con base en los costos conocidos de centrales hidroeléctricas existentes y programadas en la región.

Finalmente se presenta, para cada central, un desglose de las inversiones totales por partidas principales. En un anexo del informe final se proporcionarán mayores detalles sobre las estimaciones de costos.

/I. CARACTERISTICAS

I. CARACTERISTICAS DE PRODUCCION DE LOS PROYECTOS HIDROELECTRICOS, POR PAIS

Cuadro I

GUATEMALA. PROYECTOS HIDROELECTRICOS: CARACTERISTICAS DE PRODUCCION

Nombre	Potencia (MW)		Año medio						Año seco			Embalse útil (millones m³)	Carga bruta (m)	
			Generación (GWh)			Factor de planta				Generación (GWh)				
	Unidades	Total	Anual	Estación Seca	Estación Húmeda	Anual	Estación Seca	Estación Húmeda	Período crítico	Anual	Período crítico		Media	Mín.
A. Proyectos en operación a 1972														
Varios a/		9.8	44	18	26	51	42	60	dic-mayo	30	14			
Santa María		6	23	9	14	44	34	53	dic-mayo	20	7			
Los Esclavos	2 x 6.5	13	66	15	51	58	26	89	dic-mayo	48	12	0.3		
Jurún-Marinalá	3 x 20	60	196	90	106	37	34	40	anual	132	132	32.7	660	
B. Proyectos programados, 1972-85														
Chulsibel	2 x 34	68	284	96	188	48	32	63	dfa-marzo	252	0.280b/	0.12	669	
Atitlán I c/	2 x 53	106	76	38	38	8	8	8	anual	76	76	1 000+	494	
Atitlán I c/ d/	2 x 53	106	287	143	144	31	31	31	anual	287	287			
Atitlán I c/ d/ e/	2 x 53	106	358	179	179	39	39	39	anual	358	358			
	+1 x 53	159	358	179	179	26	26	26	anual	358	358			
Atitlán II c/	2 x 53	106	358	179	179	39	39	39	anual	358	358	0.20	493	
	+1 x 53	159	358	179	179	26	26	26	anual	358	358			
Ixcán I f/		56	387	140	247	79	57	100	anual	225	-	0.10		
Ixcán II g/		40	272	99	173	78	57	100	anual	158 h/	-	0.10		
Chixoy I y II		52	394	167	227	86	73	100	anual	207 h/	-	0.58	210	
C. Proyectos alternativos														
Atitlán IA c/	2 x 53	106	152	76	76	16	16	16	anual	152	152	1 000+	987	
Atitlán IA c/ e/	2 x 53	106	294	147	147	32	32	32	anual	294	294			
Atitlán IA c/ d/	2 x 53	106	574	287	287	61	61	61	anual	574	574			
Atitlán IA c/ d/ e/	2 x 53	106	716	358	358	77	77	77	anual	716	716			
	+1 x 53	159	716	358	358	51	51	51	anual	716	716			
	+1 x 53	212	716	358	358	39	39	39	anual	716	716			
	+1 x 53	265	716	358	358	31	31	31	anual	716	716			
	+1 x 53	318	716	358	358	26	26	26	anual	716	716			

Nota: Estación seca: diciembre 1o. a mayo 31; estación húmeda: junio 1o. a noviembre 30.

a/ Sistema Michatoya-Río Hondo.

b/ Con Q mínimo de 2.85 m³ por segundo.

c/ Generación basada en caudales naturales medios. Se puede generar toda la energía en la estación seca (sobrerregulación) excepto por limitaciones de potencia en algunos casos de Atitlán IA (caída única). Atitlán II está en cascada con Atitlán I.

d/ Incluye caudales ríos Samalá y Nahualate.

e/ Incluye caudales ríos Madre Vieja y Yatza.

f/ Incluye Ixcan y Amelia 1, 2 y 3, según acres.

g/ Incluye Ixcan y Amelia 4 y 5.

h/ Energía primaria anual, según acres.

Cuadro 2

EL SALVADOR. PROYECTOS HIDROELECTRICOS: CARACTERISTICAS DE PRODUCCION

Nombre	Potencia (MW)		Año medio						Año seco			Embalse útil (millones m³)	Carga neta (m)	
	Unidades	Total	Generación (GWh)			Factor de planta			Período crítico	Generación (GWh)				
			Anual	Estación Seca	Estación Húmeda	Anual	Estación Seca	Estación Húmeda		Anual	Período crítico		Media	Min.
A. Proyectos en operación a 1972														
Guajoyo b/	1 x 15	15	51	44	7	39	67	11	anual	45	45	448	48	
5 de noviembre b/		82.7	434	129	305	60	35	83	dic-mayo	397	116	143	53.5	43.4
B. Proyectos programados, 1972-85														
Poza del Silencio Elev. 235 b/	2 x 63	126	502	184	318	45	33	57	dic-mayo	363	159	850	48	39.0
	+1 x 63	189	532	184	348	32	22	42	dic-mayo	363	159			
Paso del Oso Elev 375 b/	2 x 70	140	299	134	165	24	22	27	jun-nov	184	53	200	70	55.0
5 de noviembre (con silencio 235)		82.7	520	215	305	72	59	84	dic-mayo	483	202	143		
5 de noviembre (con silencio 235 y Paso del Oso)		82.7	541	236	305	74	65	83	dic-mayo	483	223			
Poza del Silencio Elev. 235 (con Paso del Oso)		189	532	205	327	32	24	40	jun-nov	366	180			
C. Proyectos alternativos														
Poza del Silencio (elev. 235) b/	4 x 63	252	532	184	348	24	17	31	dic-mayo	363	159	850	48	39
Poza del Silencio (elev. 220) b/	2 x 72	144	405	89	316	32	14	50	dic-mayo	268	118	195	37.0a/	31.5a/
Poza del Silencio 220 con Paso del Oso)		144	405	104	301	32	16	48	dic-mayo	270	133			
5 de noviembre (con Silencio 220)		82.7	451	146	305	62	40	84	dic-mayo	414	153			
5 de noviembre (con Silencio 220 y Paso del Oso)		82.7	471	166	305	65	46	84	dic-mayo	414	173			
Tigre (sin Silencio, elev. 125)	2 x 80	160	933	313	620	67	45	88				500	77.0	60.0a/
	+1 x 80	240	1 213	313	900	58	30	86						
	+1 x 80	320	1 373	313	1 060	49	22	76						
	+1 x 80	400	1 463	313	1 150	42	18	66						
El Tigre (con Silencio elev. 235)	2 x 80	160	1 068	438	620	76	62	88	jun-nov	948	438			
	+1 x 80	240	1 253	438	815	60	42	77	dic-mayo	1 067	510			
	+1 x 80	320	1 368	438	930	49	31	66	dic-mayo	1 180	510			
	+1 x 80	400	1 500	438	1 062	43	25	61	dic-mayo	1 220	510			

Nota: Estación seca: diciembre 1o. a mayo 31; estación húmeda: junio 1o. a noviembre 30.

a/ Carga bruta.

b/ Potencia máxima con carga mínima, por unidad: Guajoyo 16 MW, 5 de Noviembre 66 MW (total), Poza del Silencio 40 MW para elev. 235 y 50 MW para elev. 220 (2 unidades), Paso del Oso 50 MW, El Tigre 52 MW.

Cuadro 3

HONDURAS. PROYECTOS HIDROELECTRICOS: CARACTERISTICAS DE PRODUCCION

Nombre	Potencia (MW)		Año medio						Año seco			Embalse útil (millones m³)	Carga bruta (m)	
	Unidades	Total	Generación (GWh)			Factor de planta			Período crítico	Generación (GWh)				
			Anual	Estación Seca	Estación Húmeda	Anual	Estación Seca	Estación Húmeda		Anual	Período crítico c/		Media	Mínima
A. Proyectos en operación a 1972														
Cañaveral	2 x 14	28.5	118	59	59	47	47	47	anual	111	111	465	145	144
Sobrerregulación		28.5	118	66	52	47	53	42						
Río Lindo b/	2 x 20	40	313	156	157	89	89	89	anual	294	294	0.50	401	392
Sobrerregulación		40	313	175	138	89	100	79						
B. Proyectos programados, 1972-85														
Cajón d/	1 x 30	30	255	127	128	97	97	97	anual	255	255	500	90	75
	+1 x 30	60	510	255	255	97	97	97	anual	430	430			
	+1 x 30	90	650	260	390	82	66	99	jun-nov	430	198			
	+1 x 30	120	705	262	443	67	50	84	jun-nov	430	198			
	+1 x 30	150	705	262	443	54	40	68	jun-nov	430	198			
Naranjito d/	2 x 45	90	450	185	265	57	47	67	jun-nov	314	130	540	91	60
C. Proyectos alternativos														
Río Lindo	+2 x 20	80	374	174	200	53	50	57	jun-nov	330	158	0.50	401	392
Sobrerregulación		80	374	331	43	53	94	12						
Cajón (grupos de 50) e/	1 x 50	50	430	215	215	98	98	98	dic-mayo	415	198	500	90	75
	+1 x 50	100	690	262	428	79	60	98	dic-mayo	430	198			
	+1 x 50	150	705	262	443	54	40	67	dic-mayo	430	198			
Cerro Malín	1 x 70	70	610	305	305	99	99	99	anual	610	610	1 500	105	90
	+1 x 70	140	1 220	610	610	99	99	99	anual	830	830			
	+1 x 70	210	1 350	625	720	73	68	78	anual	830	830			
	+1 x 70	280	1 350	625	720	55	51	59	anual	830	830			

Nota: Estación seca: diciembre 1o. a mayo 31; estación húmeda: junio 1o. a noviembre 30.

a/ Cañaveral puede generar 118 GWh (sobrerregulación) en la estación seca con 80 MW en Río Lindo y sólo 66 GWh con 40 MW en Río Lindo.

b/ Río Lindo trabaja en cascada con Cañaveral.

c/ Calculado con base en registros del lago Yojoa.

d/ Potencia máxima con carga mínima por unidad: El Cajón 35 MW, Naranjito 225 MW.

e/ Calculado con Q regulado = 85 m³ por segundo.

Cuadro 4

NICARAGUA. PROYECTOS HIDROELECTRICOS: CARACTERISTICAS DE PRODUCCION

Nombre	Potencia (MW)		Año medio						Año seco			Embalse útil (millones m³)	Carga bruta (m)	
	Unidades	Total	Generación (GWh)			Factor de planta			Período crítico	Generación (GWh)				
			Anual	Estación Seca	Estación Húmeda	Anual	Estación Seca	Estación Húmeda		Anual	Período crítico		Media	Mín.
A. Proyectos en operación a 1972														
Centroamérica a/	2 x 25.5	51	200	67	133	45	45	45	anual	160	160	265	271	267
Sobrerregulación		51	200	145	55	45	97	18						
Santa Bárbara a/	2 x 25	50	200	55	145	46	38	50	feb-mayo	130	45	15	200	197
Sobrerregulación		50	200	112	88	46	77	30						
B. Proyectos programados, 1972-85														
Nicaragua a/	2 x 17.5	35	67	22	45	22	22	22	anual	43	43	600	65	35
Sobrerregulación b/ d/		35	67	51	16	22	50	8						
Rafael Mora a/	1 x 30	30	87	29	58	33	33	33	anual	56	56	100	85	84.5
Sobrerregulación c/		30	87	83	4	33	95	2						
Santa Bárbara con Nicaragua		50	208	70	138	47	48	47	anual	130	130	15	200	197
Sobrerregulación		50	208	147	61	47	100	21						
C. Proyectos alternativos														
Paiwas con unidades de 50 MW	1 x 50	50	438	146	292	100	100	100		438	438	2 940	78	65
	+1 x 50	100	876	292	584	100	100	100	anual	800	800			
	+2 x 50	200	1 254	418	836	72	72	72	anual	800	800			
Paiwas con unidades de 75 MW	2 x 75	150	1 254	418	836	96	96	96	anual	800	800	2 940	78	65
	+2 x 75	300	1 254	418	836	48	48	48	anual	800	800			
		450	1 254	418	836	32	32	32	anual	800	800			

Nota: Estación seca: febrero 1o. a mayo 31; estación húmeda: junio 1o. a enero 31.

a/ Centrales en cascada en el siguiente orden de arriba hacia abajo, Centroamérica-Nicaragua-Santa Bárbara y Rafael Mora.

b/ Con base en el Q sobrerregulado en Centroamérica.

c/ Limitada por Q turbinable en Santa Bárbara.

d/ Potencia máxima con carga mínima, por unidad: Nicaragua 7 MW, Paiwas 37.5 MW para unidades de 50MW y 56 MW para unidades de 75 MW.

Cuadro 5

COSTA RICA. PROYECTOS HIDROELECTRICOS: CARACTERISTICAS DE PRODUCCION

Nombre	Potencia (MW)		Año medio						Año seco			Embalse útil (millones m³)	Carga bruta (m)	
	Unidades	Total	Generación (GWh)			Factor de planta			Período crítico	Generación (GWh)				
			Anual	Estación Seca	Estación Húmeda	Anual	Estación Seca	Estación Húmeda		Anual	Período crítico		Media	Mín.
A. Proyectos en operación a 1972														
Varios	43	43	280	70	210	73	55	83	día-abr.	260	0.54	0.50		
Garita	2 x 15	30a/	171	51	120	65	58	69	día-abr.	170	0.35	0.50	157	155
Río Macho	2 x 15	30a/	146	24	122	56	27	70	día-abr.	87	0.11	0.46	464	460
Cachí (elev. 990)	2 x 32	64a/	562	177	385	100	95	103	feb-mayo	464	127	51.4	244	220
B. Proyectos programados, 1972-85														
Río Macho (Tapantí)	+2 x 30	90a/	540	102	438	69	39	84	día-mar.	440	0.50	0.46	464	460
	+1 x 30	120a/	570	107	463	54	30	66	día-mar.	465	0.50			
Pacuare (elev. 550) b/	3 x 40	120	665	222	443	63	63	63	anual	524	524	335	202	135
Sobrerregulación		120	665	275	390	63	79	55						
Colón (elev. 690)	2 x 55	110	410	102	308	43	31	48	feb-mar.	311	90	47	262	235
C. Proyectos alternativos														
Cachí (elev. 990)	+2 x 40	144	674	177	497	53	42	59	feb-mayo	464	127	51.4	244	220
Pacuare (elev. 460) b/	2 x 30	60	407	90	317	78	51	90	ene-abr.	364	35	21	140	123
Colón sin presa	1 x 40	40	246	63	183	70	54	78	día-abr.	183	0.15	0.35	215	215
	+1 x 40	80	313	63	250	45	27	53	día-abr.	232	0.15			
Arenal (elev. 520)	2 x 50	100	695	175	520	79	60	89	feb-mayo	650	142	180	218	216
Arenal (elev. 538)	2 x 50	100	720	240	480	82	82	82	anual	650	650	1 400	231	216
Sobrerregulación	2 x 50	100	720	292	403	82	100	69						
Arenal (elev. 538)	+2 x 50	200	720	240	480	41	41	41	anual	650	650			
Sobrerregulación		200	720	584	136	41	100	12	anual					

Nota: Estación seca: febrero 1o. a mayo 31; estación húmeda: junio 1o. a enero 31.

a/ Potencia adicional con sobrecarga: Garita 7.5 MW, Cachí 8 MW, Río Macho 6.5 MW con 30 MW instalados y 18.5 MW con 90-120 MW instalados.

b/ Potencia máxima con carga mínima por unidad: 19 MW a elev. 550 y 25 MW a elev. 460.

Cuadro 6

PANAMA. PROYECTOS HIDROELECTRICOS: CARACTERISTICAS DE PRODUCCION

Nombre	Potencia (MW)		Año medio						Año seco			Embalse útil (millones m3)	Carga bruta (m)	
	Unidades	Total	Generación (GWh)			Factor de planta			Período crítico	Generación (GWh)				
			Anual	Estación Seca	Estación Húmeda	Anual	Estación Seca	Estación Húmeda		Anual	Período crítico		Media	Mín.
A. Proyectos en operación a 1972														
Madden	3x8	24	186	65	121	89	93	86	anual	154	154	575	45.6	34.8
Gatún	3x4.5+3x3.0	22.5	80	9	71	41	14	54	feb-mayo	52	9	708	24.6	23.2
La Yeguada	2 x 3	6	28	9	19	53	51	54	anual	20	20	13.4	288	281
B. Proyectos programados, 1972-85														
Bayano b/	3 x 50	150	565	188	377	43	43	43	anual	430	430	3 000	50.0a/	37.9
		150	565	438	127	43	100	14						
Fortuna (elev. 1 078)	1 x 70	70	612	204	408	100	100	100	anual	565	565	170	650	618
	+1 x 70	140	700	233	467	57	57	57	anual	565	565			
Changuinola (elev. 124) b/	2 x 75	150	606	212	394	46	48	45	anual	415	415c/	510	65.5	54
	+1 x 75	225	606	212	394	31	32	30	anual	415	415c/			
	+1 x 75	300	606	212	394	29	24	22	anual	415	415c/			
C. Proyectos alternativos														
Bayano b/	+1 x 50	200	565	188	377	32	32	32	anual	430	430	3 000	50.0a/	37.9
Fortuna (elev. 1 078)	+1 x 70	210	700	233	467	38	38	38	anual	565	565	170	650	618
	+1 x 70	280	700	233	467	29	29	29	anual	565	565			
Fortuna (sin presa)	1 x 70	70	580	172	408	95	84	100	día-marzo	500	0.60	0.70	627	
	+1 x 70	140	590	172	418	48	42	51	día-marzo	500	0.60			
Changuinola (elev. 144) b/	2 x 75	150	848	298	550	64	68	63	anual	580	580c/	510	91.5	86
	+1 x 75	225	848	298	550	43	45	42	anual	580	580c/			
	+1 x 75	300	848	298	550	32	34	31	anual	580	580c/			

Nota: Estación seca: febrero 1o. a mayo 31; estación húmeda: junio 1o. a enero 31.

a/ Caída neta de diseño.

b/ Potencia máxima con carga mínima por unidad: Bayano 32 MW, Changuinola 55 MW a elev. 124 y 65 MW a elev. 144.

c/ Con base en el período crítico del registro 1958-63.

II. CARACTERISTICAS DE INVERSION Y COSTOS DE PRODUCCION DE LOS PROYECTOS HIDROELECTRICOS, POR PAIS

Cuadro 7

GUATEMALA. PROYECTOS HIDROELECTRICOS: INVERSION Y COSTOS DE PRODUCCION

Nombre	Potencia total (MW)	Año medio		Inversión		Costo de producción (miles de dólares)			
		Generación (GWh)	Factor de planta	Total (millones de dólares)	Dólares por kW	Costo de capital a/	Operación y mantenimiento	Total	Mills por kWh
A. Proyectos en operación a 1972									
Varios b/	9.8	44	51						
Santa María	6	23	44						
Los Esclavos	13	66	58	6.4	493				
Jurún-Marinalá	60	196	37	15.6	260	1 310	158	1 468	7.48
B. Proyectos programados 1972-85									
Chuisibel	68	284	48	21.1	310	1 770	164	1 934	6.82
Atitlán I c/	106	76	8	20.9	197	1 755	195	1 950	25.60
Atitlán I c/d/	106	287	31	28.5	269	2 395	195	2 590	9.03
Atitlán I c/d/e/	106	358	39	32.5	306	2 730	195	2 925	8.17
	159	358	26	37.8	238	3 175	238	3 413	9.54
Atitlán II c/d/e/	106	358	39	25.3	238	2 120	195	2 315	6.46
	159	358	26	28.0	176	2 350	237	2 587	7.24
Ixcán I	56	387	79	17.2	307	1 440	155	1 595	4.12
Ixcán II	40	272	78	11.5	287	964	32	996	3.68
Chixoy I y II	52	394	86	26.9	517	2 255	152	2 407	6.12
C. Proyectos alternativos									
Atitlán IA c/	106	152	16	39.1	369	3 280	195	3 475	22.80
Atitlán IA c/e/	106	294	32	43.1	406	3 620	195	3 815	12.90
Atitlán IA c/d/	106	574	61	46.7	441	3 920	195	4 115	7.17
Atitlán IA c/d/e/	106	716	77	50.7	478	4 260	195	4 455	6.23
	159	716	51	52.1	328	4 370	238	4 608	6.44
	212	716	39	53.5	252	4 490	280	4 770	6.66
	265	716	31	54.9	207	4 600	323	4 923	6.88
	318	716	26	56.3	177	4 720	364	5 084	7.10

a/ Con base en 40 años y 8 por ciento; b/ Sistema Michatoya-Río Hondo; c/ Generación a base de caudales naturales medios. Atitlán I y II desarrollo en dos saltos; Atitlán IA desarrollo en un salto; d/ Adición de caudales de los ríos Somalá y Nahualate; e/ Adición de caudales de los ríos Madre Vieja y Yatza.

Cuadro 8

EL SALVADOR. PROYECTOS HIDROELECTRICOS: INVERSION Y COSTOS DE PRODUCCION

Nombre	Potencia total (MW)	Año medio		Inversión		Costo de producción (miles de dólares)			
		Generación (GWh)	Factor de planta	Total (millones de dólares)	Dólares por kW	Costo de capital a/	Operación y mantenimiento	Total	Mills por kWh
A. Proyectos en operación a 1972									
Guajoyo	15	51	39	5.2	347	436	102 c/	538	10.50
5 Noviembre	82.7	434	60	28.0	338	2 345	172 c/	2 517	5.79
B. Proyectos programados 1972-85									
Poza del Silencio	126	588 b/	45	50.2	398	4 210	212	4 422	7.52
Elev. 235	189	618 b/	32	58.9	312	4 940	261	5 201	8.43
Paso del Oso Elev. 375	140	320 b/	24	44.8	320	3 760	222	3 982	12.40
C. Proyectos alternativos									
Poza del Silencio Elev. 235	252	618 b/	24	67.8	269	5 690	312	6 002	9.73
Poza del Silencio Elev. 220	144	422 b/	32	45.8	318	3 840	225	4 065	9.63
El Tigre	160	933	67	57.4	358	4 810	238	5 048	5.41
(sin Silencio)	240	1 213	58	65.4	272	5 480	302	5 782	4.76
	320	1 373	49	73.4	229	6 150	364	6 514	4.74
	400	1 463	42	81.4	203	6 830	430	7 260	4.96
El Tigre	160	1 068	76	57.4	358	4 810	238	5 048	4.72
(con Silencio 235)	240	1 253	60	65.4	272	5 480	302	5 782	4.61
	320	1 368	49	73.4	229	6 150	364	6 514	4.76
	400	1 500	43	81.4	203	6 830	430	7 260	4.84

a/ Con base en 40 años y 8 por ciento.
b/ Incluye aumento de generación en 5 de Noviembre.
c/ Costo real reportado.

Cuadro 9

HONDURAS. PROYECTOS HIDROELECTRICOS: INVERSION Y COSTOS DE PRODUCCION

Nombre	Potencia total (MW)	Año medio		Inversión		Costo de producción (miles de dólares)			
		Generación (GWh)	Factor de planta	Total (millones de dólares)	Dólares por kW	Costo de capital a/	Operación y mantenimiento	Total	Mills por kWh
A. Proyectos en operación a 1972									
Cañaveral	28.5	118	47	12.0	421	1 010	195 b/	1 205	10.20
Río Lindo	40	313	89	15.3	382	1 280	142	1 422	4.54
B. Proyectos programados 1972-85									
Cajón	30	255	97	32.1	1 070	2 690	134	2 824	11.10
	60	510	97	35.5	591	2 980	158	3 138	6.15
	90	650	82	38.9	432	3 260	182	3 442	5.29
	120	705	67	42.4	353	3 550	206	3 756	5.32
	150	705	54	45.8	305	3 840	230	4 070	5.77
Naranjito	90	450	57	28.1	312	2 360	182	2 542	5.64
C. Proyectos alternativos									
Río Lindo	80.0	374	53	25.0	312	2 095	174	2 269	6.06
Cajón	50	430	98	36.0	720	3 020	150	3 170	7.37
	100	690	79	39.5	395	3 310	190	3 500	5.07
	150	705	54	43.0	286	3 605	230	3 835	5.43
Cerro Malín	70	610	99	67.7	967	5 670	166	5 836	9.56
	140	1 220	99	72.6	518	6 090	222	6 312	5.17
	210	1 350	73	77.6	369	6 510	278	6 788	5.02
	280	1 350	55	82.6	295	2 920	334	7 254	5.37

a/ Con base en 40 años y 8 por ciento.
b/ Costo real reportado.

Cuadro 10

NICARAGUA. PROYECTOS HIDROELECTRICOS: INVERSION Y COSTOS DE PRODUCCION

Nombre	Potencia total (MW)	Año medio		Inversión		Costo de producción (miles de dólares)			
		Generación (GWh)	Factor de planta	Total (millones de dólares)	Dólares por kW	Costo de capital a/	Operación y mantenimiento	Total	Mills por kWh
A. Proyectos en operación a 1972									
Centroamérica	51	200	45	16.5	323	1 390	152 c/	1 542	7.71
Sta. Bárbara	50	200	46	16.3	326	1 370	150	1 520	7.60
B. Proyectos programados 1972-85									
Nicaragua	35	75 b/	22	15.9	454	1 330	138	1 478	19.70
Rafael Mora	30	87	33	12.0	400	1 010	134	1 144	13.10
C. Proyectos alternativos									
Paiwas, con unidades de 50 MW	50	438	100	37.9	726	3 180	150	3 330	7.60
	100	876	100	42.7	404	3 580	190	3 770	4.30
	200	1 254	72	52.3	250	4 390	270	4 660	3.71
Paiwas, con unidades de 75 MW	150	1 254	96	47.3	302	3 970	230	4 200	3.34
	300	1 254	48	60.5	193	5 080	350	5 430	4.33
	450	1 254	32	73.7	157	6 180	470	6 650	5.30

a/ Con base en 40 años al 8 por ciento.
b/ Incluye aumento de generación en Santa Bárbara.
c/ Costo real reportado.

Cuadro 11

COSTA RICA. PROYECTOS HIDROELECTRICOS: INVERSION Y COSTOS DE PRODUCCION

Nombre	Potencia total (MW)	Año medio		Inversión		Costo de producción (miles de dólares)			
		Generación (GWh)	Factor de planta	Total (millones de dólares)	Dólares por kW	Costo de capital a/	Operación y mantenimiento	Total	Mills por kWh
A. Proyectos en operación a 1972									
Varios	43	280	73						
Garita	30	171	65	10.8	360	910	162 b/	1 072	6.26
Río Macho	30	146	56	12.6	420	1 060	146 b/	1 206	8.26
Cachí, Elev. 990	64	562	100	27.2	425	2 280	95 b/	2 375	4.22
B. Proyectos programados 1972-85									
Río Macho (Tapantí)	90	540	69	32.2	357	2 700	182	2 882	5.33
	120	570	54	34.8	290	2 920	206	3 126	5.48
Pacuare, Elev. 550	120	665	63	39.9	332	3 350	206	3 556	5.34
Colón, Elev. 690	110	410	43	37.2	338	3 120	198	3 318	8.09
C. Proyectos alternativos									
Cachí, Elev. 990	144	674	53	36.1	250	3 030	225	3 255	4.82
Pacuare, Elev. 460	60	407	78	28.0	466	2 350	158	2 508	6.16
Colón sin presa	40	246	70	21.3	532	1 790	142	1 932	7.85
	80	313	45	24.7	308	2 070	174	2 244	7.16
Arenal, Elev. 520	100	695	79	31.2	312	2 620	190	2 810	4.04
Arenal, Elev. 538	100	720	82	34.9	349	2 930	190	3 120	4.33
	200	720	41	53.1	265	4 460	270	4 730	6.56

a/ Con base en 40 años al 8 por ciento.
b/ Costo real reportado.

Cuadro 12

PANAMA. PROYECTOS HIDROELECTRICOS: INVERSION Y COSTOS DE PRODUCCION

Nombre	Potencia total (MW)	Año medio		Inversión		Costo de producción (miles de dólares)			
		Generación (GWh)	Factor de planta	Total (millones de dólares)	Dólares por kW	Costo de capital a/	Operación y mantenimiento	Total	Mills por kWh
A. Proyecto en operación a 1972									
Madden	24	186	89						
Gatún	22.5	80	41						
La Yeguada	6	28	53	4.7	783	390	115	505	18.00
B. Proyectos programados 1972-85									
Bayano	150	565	43	41.2	274	3 460	230	3 690	6.53
Fortuna,	70	612	100	32.4	462	2 720	166	2 886	4.71
Elev. 1 078	140	700	57	35.9	256	3 020	222	3 242	4.63
Changuinola,	150	606	46	39.0	260	2 780	230	3 010	4.96
Elev. 124	225	606	31	47.0	208	3 950	290	4 240	6.99
	300	606	23	55.0	183	4 620	350	4 970	8.20
C. Proyectos alternativos									
Bayano	200	565	32	45.4	227	3 810	270	4 080	7.22
Fortuna,	210	700	38	48.7	231	4 090	278	4 368	6.24
Elev. 1 078	280	700	29	52.2	186	4 380	334	4 714	6.73
Fortuna sin presa	70	580	95	24.3	347	2 040	166	2 206	3.80
	140	590	48	27.8	198	2 330	222	2 552	4.32
Changuinola,	150	848	64	50.4	336	4 230	230	4 460	5.25
Elev. 144	225	848	43	57.1	253	4 800	290	5 090	6.00
	300	848	32	63.8	212	5 360	350	5 710	6.73

a/ 8 por ciento en 40 años.

III. COSTOS DE LAS CENTRALES HIDROELECTRICAS, POR PAIS Y PROYECTO

Cuadro 13

GUATEMALA: COSTO DE LAS CENTRALES HIDROELECTRICAS PROGRAMADAS

Chuisibel — Potencia máxima a instalarse: 68 MW

Concepto	Miles de dólares
(2 x 34 = 68 MW)	
Terrenos y vías de acceso	2 600 a/
Presa y toma Río Samalá	350 a/ b/
Embalse regulador de Samalá	1 010 a/ b/
Túnel Samalá - Nahualate	3 200 a/ b/
Tubería en zanja	1 990 a/ b/
Tanque de oscilación	600 a/
Tubería forzada	1 000 a/ b/
Galería forzada	715 a/ b/
Casa de máquinas	1 220 a/ b/
Desfogue	48 a/
Equipo	1 903 b/
Casas de operadores	300
Subtotal	14 936
Imprevistos 15 por ciento	2 245
Ingeniería, supervisión y gastos administrativos 10 por ciento	1 718
Intereses durante la construcción 10 por ciento	1 890
Total	20 789

a/ Proyecto Atitlán, Estudio factibilidad, Verbund Plan, junio de 1967.
b/ Con base en gráficos del anexo sobre costos de interconexión.

Cuadro 14

GUATEMALA: COSTO DE LAS CENTRALES HIDROELECTRICAS PROGRAMADAS

Atitlán 1 (El Chorro) Potencia máxima a instalarse: 212 MW

Concepto	Miles de dólares
Primera etapa (2 x 53 = 106 MW)	
Terrenos y vías de acceso	1 600[a/]
Tomas de agua	830[b/]
Túnel	3 520[a/b/]
Tanque de oscilación	600[a/]
Tubería forzada (unidades 1 y 2)	2 300[a/b/]
Casa de máquinas	1 300[b/]
Embalse regulador "El Chorro"	2 000[b/]
Equipo (unidades 1 y 2)	2 682[b/]
Casas de operadores	300
Subtotal	15 132
Imprevistos 15 por ciento	2 269
Ingeniería, supervisión y gastos administrativos 10 por ciento	1 740
Intereses durante la construcción 10 por ciento	1 914
Total	21 055
Segunda etapa (+ 53 MW)	
Tubería forzada (para unidades 3 y 4)	2 070[a/b/]
Casa de máquinas	480[a/b/]
Equipo (unidad 3)	1 226[b/]
Subtotal	3 776
Imprevistos 15 por ciento	570
Ingeniería, supervisión y gastos administrativos 10 por ciento	434
Intereses durante la construcción 10 por ciento	478
Total	5 258

/(Continúa)

Cuadro 14 (conclusión)

Concepto	Miles de dólares
Tercera etapa (+ 53 MW)	
Casa de máquinas	780 a/b/
Equipo (unidad 4)	1 226 a/b/
Subtotal	2 006
Imprevistos 15 por ciento	301
Ingeniería, supervisión y gastos administrativos 10 por ciento	231
Intereses durante la construcción 10 por ciento	254
Total	2 792

a/ Proyecto Atitlán, Estudio factibilidad Verbund Plan, junio 1967.
b/ Con base en gráficos del anexo sobre costos de interconexión.

Cuadro 15

GUATEMALA: COSTO DE LAS CENTRALES HIDROELECTRICAS PROGRAMADAS

Atitlán II (La Esperanza) Potencia máxima a instalarse: 212 MW

Concepto	Miles de dólares
Primera etapa (2 x 53 = 106 MW)	
Terrenos y vías de acceso	700[a/]
Túnel	2 340[a/b/]
Tanque de oscilación	600[a/]
Galería forzada	3 920[a/b/]
Casa de máquinas subterránea	3 300[a/]
Desfogue	1 140[a/]
Embalse "La Esperanza"	2 600[a/]
Equipo (unidades 1 y 2)	3 312[a/b/]
Casas de operadores	300
Subtotal	18 212
Imprevistos 15 por ciento	2 732
Ingeniería, supervisión y gastos administrativos 10 por ciento	2 094
Intereses durante la construcción 10 por ciento	2 304
Total	25 342
Segunda etapa (+ 53 MW)	
Casa de máquinas subterránea	400[a/b/]
Equipo (unidad 3)	1 526[a/b/]
Subtotal	1 926
Imprevistos 15 por ciento	292
Ingeniería, supervisión y gastos administrativos 10 por ciento	221
Intereses durante la construcción 10 por ciento	244
Total	2 683

/(Continúa)

Cuadro 15 (conclusión)

Concepto	Miles de dólares
Tercera etapa (+53 MW)	
Casa de máquinas subterránea	400 a/ b/
Equipo	1 526 a/ b/
Subtotal	1 926
Imprevistos 15 por ciento	292
Ingeniería, supervisión y gastos administrativos 10 por ciento	221
Intereses durante la construcción 10 por ciento	244
Total	2 683

a/ Proyecto Atitlán, Estudio factibilidad Verbund Plan, junio de 1967,
b/ Con base en gráficos del anexo sobre costos de interconexión.

Cuadro 16

GUATEMALA: COSTO DE LAS CENTRALES HIDROELECTRICAS PROGRAMADAS

Atitlán Caída Unica — Potencia máxima a instalarse: 424 MW*

Concepto	Miles de dólares
Primera etapa (2 x 53 = 106)	
Terreno y vías de acceso	1 800 a/
Obra de toma (en una sola etapa)	840 b/
Túnel horizontal (en una sola etapa)	3 520 b/
Tubería forzada (en una sola etapa)	2 460 b/
Lumbrera inclinada (en una sola etapa)	4 760 a/
Pozo de oscilación (en una sola etapa)	4 200 a/
Desfogue (en una sola etapa)	7 600 b/
Casa de máquinas (en una sola etapa)	381 b/
Equipo (dos unidades de 53 MW)	2 235 b/
Casa de operadores	300 b/
Subtotal	28 096
Imprevistos	4 214
Ingeniería, supervisión y gastos administrativos	3 231
Intereses durante la construcción	3 554
Total	39 095
Segunda etapa (+ 1 x 53 = 53)	
Equipo	1 022 a/
Subtotal	1 022
Imprevistos	158
Ingeniería, supervisión y gastos administrativos	118
Intereses durante la construcción	130
Total	1 428

a/ Proyecto Atitlán, Estudio Factibilidad, Verbund-Plan, junio de 1967.
b/ Con base en gráficos del anexo sobre costos de interconexión.
* Con la potencia de 265 MW generada en otras centrales.

Cuadro 17

GUATEMALA: COSTO DE LAS CENTRALES HIDROELECTRICAS PROGRAMADAS

Ixcán y Amelia No. 1 Potencia máxima a instalar: 19.2 MW

Concepto	Miles de dólares
Terrenos y vías de acceso	288 a/
Dique de derivación	510 a/
Toma de agua	95 b/
Túnel	697 b/
Tanque de oscilación	85 a/
Tubería forzada	846 b/
Casa de máquinas	238 b/
Equipo	705 b/
Desfogue	80
Casas de operadores	300
Subtotal	3 844
Imprevistos 15 por ciento	576
Ingeniería, supervisión y gastos administrativos 10 por ciento	442
Intereses durante la construcción 10 por ciento	486
Total	5 348

a/ Estudio de electrificación y riego Acres, septiembre de 1962.
b/ Con base en gráficos del anexo sobre costos de interconexión.

Cuadro 18

GUATEMALA: COSTO DE LAS CENTRALES HIDROELECTRICAS PROGRAMADAS

Ixcán y Amelia No. 2 Potencia máxima a instalar: 18.8 MW

Concepto	Miles de dólares
Terrenos y vías de acceso	288 a/
Dique de derivación	420 a/
Toma de aguas	94 b/
Túnel	1 113 b/
Tanque de oscilación	96 a/
Tubería de presión	560 b/
Casa de máquinas	232 b/
Equipo	701 b/
Desfogue	80
Casas de operadores	300
Subtotal	3 884
Imprevistos 15 por ciento	582
Ingeniería, supervisión y gastos administrativos 10 por ciento	447
Intereses durante la construcción 10 por ciento	491
Total	5 404

a/ Estudio de electrificación y riego, Acres, septiembre de 1962.
b/ Con base en gráficos del anexo sobre costos de interconexión.

Cuadro 19

GUATEMALA: COSTO DE LAS CENTRALES HIDROELECTRICAS PROGRAMADAS

Ixcán y Amelia No. 3 Potencia máxima a instalar: 18.4 MW

Concepto	Miles de dólares
Terrenos y vías de acceso	288 a/
Dique de derivación	690 a/
Toma de aguas	75 b/
Túnel	1 894 b/
Tanque de oscilación	85 a/
Tubería de presión	315 b/
Casa de máquinas	232 b/
Equipo	691 b/
Desfogue	20
Casas de operadores	300
Subtotal	4 650
Imprevistos 15 por ciento	697
Ingeniería, supervisión y gastos administrativos 10 por ciento	535
Intereses durante la construcción 10 por ciento	588
Total	6 470

a/ Estudio de electrificación y riego Acres, septiembre de 1962.
b/ Con base en gráficos del anexo sobre costos de interconexión.

Cuadro 20

GUATEMALA: COSTO DE LAS CENTRALES HIDROELECTRICAS PROGRAMADAS

Ixcán y Amelia No. 4 Potencia máxima a instalarse: 29.6 MW

Concepto	Miles de dólares
Terrenos de acceso	366 a/
Dique de derivación	560 a/
Desarenador	478 a/
Toma de agua	89 b/
Túnel	475 b/
Tanque de oscilación	85 a/
Tubería de presión	1 050 b/
Casa de máquinas	318 b/
Equipo	943 b/
Desfogue	80
Casas de operadores	300
Subtotal	4 744
Imprevistos 15 por ciento	712
Ingeniería, supervisión y gastos administrativos 15 por ciento	545
Intereses durante la construcción 10 por ciento	600
Total	6 600

a/ Estudio de electrificación y riego Acres, septiembre de 1962.
b/ Con base en gráficos del anexo sobre costos de interconexión.

Cuadro 21

GUATEMALA: COSTO DE LAS CENTRALES HIDROELECTRICAS PROGRAMADAS

Ixcan y Amelia No. 5 Potencia máxima a instalarse: 10 MW

Concepto	Miles de dólares
Terrenos y vías de acceso	207 a/
Dique de desviación	213 a/
Toma	210 b/
Túnel	1 247 b/
Tubería a presión	104 b/
Pozo de oscilación	85 a/
Casa de máquinas	442 b/
Equipo	661 b/
Desfogue	80 a/
Casa de operadores	300
Subtotal	3 549
Imprevistos 15 por ciento	532
Ingeniería, supervisión y gastos administrativos 10 por ciento	408
Intereses durante la construcción 10 por ciento	449
Total	4 938

a/ Estudio de electrificación y riego Acres, septiembre de 1962.
b/ Con base en gráficos del anexo sobre costos de interconexión.

Cuadro 22

GUATEMALA: COSTO DE LAS CENTRALES HIDROELECTRICAS PROGRAMADAS

Chixoy I — Potencia máxima a instalarse: 32 MW

Concepto	Miles de dólares
Terrenos	140 a/
Acceso	100 a/
Dique de derivación	1 160 a/
Toma	320 b/
Túnel	4 524 b/
Tubería a presión	175 b/
Pozo de oscilación	85 b/
Casa de máquinas	610 b/
Equipo	1 415 b/
Desfogue	80 a/
Casas de operadores	300
Subtotal	8 909
Imprevistos 15 por ciento	1 340
Ingeniería, supervisión y gastos administrativos 10 por ciento	1 025
Intereses durante la construcción 10 por ciento	1 127
Total	12 401

a/ Proyecto Atitlán, Estudio Factibilidad Verbund Plan, junio de 1967.
b/ Con base en gráficos del anexo sobre costos de interconexión.

Cuadro 23

GUATEMALA: COSTO DE LAS CENTRALES HIDROELECTRICAS PROGRAMADAS

Chixoy II — Potencia máxima a instalarse: 20 MW

Concepto	Miles de dólares
Camino de acceso	70 a/
Compra de terreno y desmonte	80 a/
Dique y desvío	4 680 a/
Toma	330 b/
Túnel	3 256 b/
Tubería a presión	83 b/
Pozo de oscilación	90 a/
Casa de máquinas	490 b/
Equipo	990 b/
Desfogue	80 a/
Casas de operadores	300
Subtotal	10 449
Imprevistos 15 por ciento	1 567
Ingeniería, supervisión y gastos administrativos 10 por ciento	1 202
Intereses durante la construcción 10 por ciento	1 322
Total	14 540

a/ Proyecto Atitlán, Estudio Factibilidad Verbund Plan, junio de 1967.
b/ Con base en gráficos del anexo sobre costos de interconexión.

Cuadro 24

GUATEMALA: COSTO DE LAS CENTRALES HIDROELECTRICAS PROGRAMADAS

Desviación Nahualate-Atitlán

Concepto	Miles de dólares
Terrenos y vías de acceso	900 a/
Toma de agua en el río Nahualate	160 b/
Túnel Nahualate - Atitlán	4 240 c/
Rápida de entrada	200 c/
Subtotal	5 500
Imprevistos 15 por ciento	825
Ingeniería, supervisión y gastos administrativos 10 por ciento	632
Intereses durante la construcción 10 por ciento	696
Total	7 653

a/ Proyecto Atitlán, Estudio Factibilidad, Verbund-Plan, junio de 1967.
b/ Proyecto Hidroeléctrico Atitlán informe de factibilidad SOFRELEC, agosto de 1967.
c/ Con base en gráficos anexos de interconexión.

Cuadro 25

GUATEMALA: COSTOS DE LAS CENTRALES HIDROELECTRICAS PROGRAMADAS

Desviación Madre Vieja-Atitlán

Concepto	Miles de dólares
Terrenos y vías de acceso	400 a/
Toma de agua	106 b/
Túnel Madre Vieja - Atitlán	750 c/
Rápida de entrada	200 c/
Subtotal	1 456
Imprevistos 15 por ciento	219
Ingeniería, supervisión y gastos administrativos 10 por ciento	167
Intereses durante la construcción 10 por ciento	184
Total	2 026

a/ Proyecto Atitlán, Estudio Factibilidad, Verbund-Plan, junio de 1967.
b/ Proyecto Hidroeléctrico Atitlán informe de factibilidad SOFRELEC, agosto de 1967.
c/ Con base en gráficos anexos de interconexión.

Cuadro 26

GUATEMALA: COSTO DE LAS CENTRALES HIDROELECTRICAS PROGRAMADAS

Desviación Río Yatzá-Atitlán

Concepto	Miles de dólares
Terrenos y vías de acceso	300 a/
Toma de agua	106 b/
Túnel Yatzá - Atitlán	828 c/
Rápida de entrada	200 c/
Subtotal	1 434
Imprevistos 15 por ciento	215
Ingeniería, supervisión y gastos administrativos 10 por ciento	165
Intereses durante la construcción 10 por ciento	181
Total	1 995

a/ Proyecto Atitlán, Estudio Factibilidad, Verbund-Plan, junio de 1967.
b/ Proyecto Hidroeléctrico Atitlán informe de factibilidad SOFRELEC, agosto de 1967.
c/ Con base en gráficos anexos de interconexión.

Cuadro 27

EL SALVADOR: COSTOS DE LAS CENTRALES HIDROELECTRICAS PROGRAMADAS

Poza del Silencio, Elev. 235 Potencia máxima a instalarse: 252 MW

Concepto	Miles de dólares
Primera etapa (2 X 63 = 126 MW)	
Terrenos y derecho de paso	4 127[a/]
Caminos de acceso	227[a/]
Puentes	305[a/]
Obras de desvío	1 228[a/]
Vertedor	9 119[a/]
Presa	5 526[a/]
Casas de operadores	310[a/]
Toma de aguas	920[b/]
Túneles Nos. 1 y 2	2 092[b/]
Desfogue	740[a/]
Central	2 880[c/]
Equipos	8 625[c/]
Subtotal	36 099
Imprevistos (15 por ciento)	5 415
Ingeniería, supervisión y gastos administrativos (10 por ciento)	4 151
Intereses durante la construcción (10 por ciento)	4 567
Total	50 232

/(Continúa)

Cuadro 27 (conclusión)

Concepto	Miles de dólares
Segunda etapa (+ 63 MW)	
Tunel No. 3	1 378[a/]
Casa de máquinas	1 152[b/]
Equipo	3 750[b/]
Subtotal	6 280
Imprevistos, (15 por ciento)	942
Ingeniería, supervisión y gastos administrativos, (10 por ciento)	722
Intereses durante la construcción, (10 por ciento)	794
Total	8 738
Tercera etapa (+ 63 MW)	
Tunel No. 4	1 488[a/]
Casa de máquinas	1 152[b/]
Equipo	3 750[b/]
Subtotal	6 390
Imprevistos, (15 por ciento)	959
Ingeniería, supervisión y gastos administrativos (10 por ciento)	735
Intereses durante la construcción (10 por ciento)	808
Total	8 892

a/ Poza del Silencio (HARZA), Interim Feasibility Appendices, julio de 1967.

b/ Estimado con base en gráficos del anexo sobre costos del estudio de interconexión.

Cuadro 28

EL SALVADOR: COSTO DE LAS CENTRALES HIDROELECTRICAS PROGRAMADAS

Paso del Oso, Elev. 375. Potencia máxima a instalarse: 140 MW

Concepto	Miles de dólares
(2 X 70 = 140 MW)	
Terrenos	512 a/
Acceso	413 a/
Desvío	300 a/
Vertedor	4 141 a/
Cortina	13 238 a/
Toma y tubería a presión	2 683 a/
Casa de máquinas	784 b/
Equipo	9 850 b/
Campamento	300 b/
Subtotal	32 221
Imprevistos (15 por ciento)	4 833
Ingeniería, supervisión y gastos administrativos (10 por ciento)	3 705
Intereses durante la construcción (10 por ciento)	4 076
Total	44 835

a/ Poza del Silencio (HARZA), Interim Feasibility Report, Appendices, julio de 1967.
b/ Estimado con base en gráficos.

Cuadro 29

EL SALVADOR: COSTO DE LAS CENTRALES HIDROELECTRICAS PROGRAMADAS

Poza del Silencio, Elev. 220 Potencia máxima a instalarse: 144 MW

Concepto	Miles de dólares
(2 X 72 = 144)	
Terrenos y derecho de paso	885 a/
Caminos de acceso	196 a/
Puentes	196 a/
Obras de desvío	920 a/
Vertedor	7 950 a/
Cortina	7 120 a/
Colonia operadores	310 b/
Toma de agua y conducción	1 010 a/
Casa de máquinas	3 440 b/
Equipo	10 880 b/
Subtotal	32 907
Imprevistos (15 por ciento)	4 936
Ingeniería, supervisión y gastos administrativos (10 por ciento)	3 784
Intereses durante la construcción (10 por ciento)	7 163
Total	45 290

a/ Poza del Silencio (HARZA), Project Site Selection, julio de 1966.
b/ Estimación con base en gráficos del anexo sobre costos de interconexión.

Cuadro 30

EL SALVADOR: COSTO DE LAS CENTRALES HIDROELECTRICAS PROGRAMADAS

El Tigre, Elev. 125 — Potencia máxima a instalarse: 400 MW

Concepto	Miles de dólares
Primera etapa (2 X 80 = 160)	
Terreno y relocalización	1 040 a/
Acceso	750 a/
Desvío	1 120 a/
Vertedor	9 600 a/
Cortina	13 600 a/
Toma y conducción (dos unidades)	1 840 a/
Casa de máquinas (dos unidades)	3 200 b/
Equipo	9 820 b/
Casas de operadores	300
Subtotal	41 270
Imprevistos (15 por ciento)	6 190
Ingeniería, supervisión y gastos administrativos (10 por ciento)	4 746
Intereses durante la construcción (10 por ciento)	5 221
Total	57 427
Segunda, tercera y cuarta etapas (+ 3 X 80 = 240 MW)	
Conducción	210 a/
Casa de máquinas	1 280 b/
Equipo	4 270 b/
Subtotal	5 760
Imprevistos (15 por ciento)	864
Ingeniería, supervisión y gastos administrativos (10 por ciento)	662
Intereses durante la construcción (10 por ciento)	729
Total	8 015

a/ Poza del Silencio (HARZA), Interim Feasibility Report Appendix, julio de 1967; b/ Estimado con base en gráficos del anexo sobre costos de interconexión.

Cuadro 31

HONDURAS: COSTO DE LAS CENTRALES HIDROELECTRICAS PROGRAMADAS

Cajón — Potencia máxima a instalarse: 150 MW

Concepto	Miles de dólares
Primera etapa (30 MW)	
Camino de acceso	1 000 a/
Desvío	2 180 a/
Vaso	80 a/
Presa de arco y toma	10 390 a/
Vertedor	6 550 a/
Casa de máquinas	860 b/
Equipo	1 795 b/
Casas de operadores	200 b/
Subtotal	23 055
Imprevistos (15 por ciento)	3 458
Ingeniería, supervisión y gastos administrativos (10 por ciento)	2 651
Intereses durante la construcción (10 por ciento)	2 916
Total	32 080
Segunda, tercera, cuarta y quinta etapas (4 x 30 = 120 MW)	
Casa de máquinas	792 b/
Equipo	1 670 b/
Subtotal	2 462
Imprevistos (15 por ciento)	369
Ingeniería, supervisión y gastos administrativos (10 por ciento)	283
Intereses durante la construcción (10 por ciento)	311
Total	3 425

a/ Preliminary Selection Honduras Hydroelectric Sites HARZA, mayo 1967.
b/ Estimaciones con base en gráficos del anexo sobre costos del estudio de interconexión.

Cuadro 32

HONDURAS: COSTO DE LAS CENTRALES HIDROELECTRICAS PROGRAMADAS

Naranjito — Potencia máxima a instalarse: 90 MW

Concepto	Miles de dólares
(2 X 45 = 90)	
Caminos de acceso	375 a/
Desvío	2 881 a/
Vaso	54 a/
Cortina	3 096 a/
Vertedor	5 907 a/
Toma y conducción	675 a/
Casa de máquinas	1 760 b/
Desfogue	290 b/
Equipo	4 925 b/
Casa de operadores	200 b/
Subtotal	20 163
Imprevistos (15 por ciento)	3 024
Ingeniería, supervisión y gastos administrativos (10 por ciento)	2 319
Intereses durante la construcción (10 por ciento)	2 550
Total	28 056

a/ Preliminary Selection Honduras Hydroelectric Site, HARZA, mayo 1967.
b/ Estimaciones con base en gráficos del anexo sobre interconexión.

Cuadro 33

HONDURAS: COSTO DE LAS CENTRALES HIDROELECTRICAS PROGRAMADAS

Río Lindo — Potencia máxima a instalarse: 80 MW

Concepto	Miles de dólares
Primera etapa (2 X 20 = 40 MW)	
Terrenos y vías de acceso	185[a/]
Estructura de control	293[a/]
Tubería de aguas arriba	1 400[b/]
Túnel	1 220[b/]
Embalse de regulación	1 184[a/]
Toma de aguas (en embalse)	502[a/]
Tubería forzada	3 599[a/]
Casa de máquinas	743[a/]
Desfogue	132[a/]
Equipo (2 unidades de 20 MW)	1 557[b/]
Casa de operadores	200[a/]
Subtotal	11 015
Imprevistos (15 por ciento)	1 651
Ingeniería, supervisión y gastos administrativos (10 por ciento)	1 266
Intereses durante la construcción (10 por ciento)	1 393
Total	15 325

/(Continúa)

Cuadro 33 (Conclusión)

Concepto	Miles de dólares
Segunda etapa (+2 x 20 = 40 MW)	
Tubería de aguas arriba	1 300 b/
Toma en el embalse	100 a/
Tubería forzada	3 600 a/
Casa de máquinas	600 b/
Desfogue	132 a/
Equipo	1 050 b/
Derivación Río Lindo	160 a/
Subtotal	6 948
Imprevistos (15 por ciento)	1 042
Ingeniería, supervisión y gastos administrativos (10 por ciento)	799
Intereses durante la construcción (10 por ciento)	879
Total	9 668

a/ Río Lindo Hydroelectric Project HARZA, mayo 1967.
b/ Estimaciones con base en gráficos del anexo de costos del estudio de interconexión.

Cuadro 34

HONDURAS: COSTO DE LAS CENTRALES HIDROELECTRICAS PROGRAMADAS

Cajón — Potencia máxima a instalarse: 150 MW

Concepto	Miles de dólares
Primera etapa (50 MW)	
Acceso	1 000[a]
Desvío	2 180[a]
Vaso	80[a]
Presa y toma	10 390[a]
Vertedor	6 550[a]
Casa de máquinas	2 100[b]
Tubería forzada	80[b]
Equipo	2 885[b]
Desfogue	200[a]
Casa de operadores	300[b]
Subtotal	25 765
Imprevistos (15 por ciento)	3 865
Ingeniería, supervisión y gastos administrativos (10 por ciento)	2 963
Intereses durante la construcción (10 por ciento)	3 259
Total	35 852

/(Continúa)

Cuadro 34 (Conclusión)

Concepto	Miles de dólares
Segunda y tercera etapas (+ 2 X 50 = 100 MW)	
Casa de máquinas	500 b/
Tubería forzada	80 a/
Turbinas	725 b/
Generador	1 100 b/
Equipo	150 b/
Subtotal	2 555
Imprevistos (15 por ciento)	383
Ingeniería, supervisión y gastos administrativos (10 por ciento)	294
Intereses durante la construcción (10 por ciento)	323
Total	3 555

a/ Preliminary Selection Honduras Hydroelectric Sites HARZA, mayo 1967.
b/ Estimaciones con base en gráficos del anexo sobre costos de interconexión.

Cuadro 35

HONDURAS: COSTO DE LAS CENTRALES HIDROELECTRICAS PROGRAMADAS

Cerro Malín — Potencia máxima a instalarse: 280 MW

Concepto	Miles de dólares
Primera etapa (70 MW)	
Desvío	6 039[a/]
Vaso	270[a/]
Presa	16 365[a/]
Vertedor	17 431[a/]
Toma y conducción	3 331[a/]
Casa de máquinas	1 460[b/]
Equipo	3 760[b/]
Subtotal	48 656
Imprevistos (15 por ciento)	7 298
Ingeniería, supervisión y gastos administrativos (10 por ciento)	5 595
Intereses durante la construcción (10 por ciento)	6 155
Total	67 704
Segunda etapa (+70 MW)	
Tubería a presión	100[a/]
Casa de máquinas	740[b/]
Equipo	2 674[b/]
Subtotal	3 514
Imprevistos (15 por ciento)	527
Ingeniería, supervisión y gastos administrativos (10 por ciento)	404
Intereses durante la construcción (10 por ciento)	444
Total	4 889

/(Continúa)

Cuadro 35 (Conclusión)

Concepto	Miles de dólares
Tercera y cuarta etapas (+2 X 70 = 140 MW)	
Tubería a presión	100 a/
Casa de máquinas	900 b/
Equipo	2 627 b/
Subtotal	3 627
Imprevistos (15 por ciento)	544
Ingeniería, supervisión y gastos administrativos (10 por ciento)	417
Intereses durante la construcción (10 por ciento)	459
Total	5 047

a/ Preliminary Selections Honduras Hydroelectric Sites HARZA, mayo 1967.
b/ Estimado con base en gráficos del anexo sobre costos de interconexión.

Cuadro 36

NICARAGUA: COSTO DE LAS CENTRALES HIDROELECTRICAS PROGRAMADAS

Nicaragua — Potencia máxima a instalarse: 35 MW

Concepto	Miles de dólares
Terrenos y vías de acceso	195 a/
Presa Monte Grande	5 780 a/
Tunel de desvío y descarga	713 a/
Aliviadero	220 a/
Cámara descarga de fondo	279 a/
Toma de agua	327 a/
Tubería forzada	469 b/
Casa de máquinas	920 b/
Equipo electromecánico	2 247 b/
Casas de operadores	300
Subtotal	11 450
Imprevistos (15 por ciento)	1 717
Ingeniería, supervisión y gastos administrativos (10 por ciento)	1 317
Intereses durante la construcción (10 por ciento)	1 448
Total	15 932

a/ Sistema Interconectado Nacional Plan General de Desarrollo Electroconsult, marzo 1967.

b/ Con base en gráficos del anexo de costos de interconexión.

Cuadro 37

NICARAGUA: COSTO DE LAS CENTRALES HIDROELECTRICAS PROGRAMADAS

Rafael Mora — Potencia máxima a instalarse: 30 MW

Concepto	Miles de dólares
Terrenos y vías de acceso	180 a/
Obras de desvío	304 a/
Presa	3 160 a/
Dique lateral	1 130 a/
Aliviaderos	582 a/
Toma de agua	177 a/
Canal de aducción	304 b/
Tubería forzada	130 b/
Casa de máquinas	570 b/
Equipo	1 760 b/
Casas de operadores	300
Subtotal	8 597
Imprevistos (15 por ciento)	1 290
Ingeniería, supervisión y gastos administrativos (10 por ciento)	988
Intereses durante la construcción (10 por ciento)	1 087
Total	11 962

a/ Sistema Interconectado Nacional Plan General de Desarrollo Electroconsult, marzo 1967.

b/ Con base en gráficos del anexo de costos de interconexión.

Cuadro 38

NICARAGUA: COSTO DE LAS CENTRALES HIDROELECTRICAS PROGRAMADAS

Santa Bárbara — Potencia máxima a instalarse: 50 MW

Concepto	Miles de dólares
Primera etapa (25 MW)	
Terrenos y vías de acceso	390[a/]
Obras de desvío	100[a/]
Presa de El Salto	1 220[a/]
Canal Aductor	1 145[a/]
Obras de toma	195[a/]
Tunel	3 380[b/]
Cruce San Esteban	90[a/]
Tanque de oscilación	381[a/]
Tubería forzada	875[b/]
Casa de válvulas	180[b/]
Casa de máquinas	520[b/]
Equipo electromecánico	1 493[b/]
Casas de operadores	230[a/]
Misceláneos	72[b/]
Subtotal	10 271
Imprevistos (15 por ciento)	1 540
Ingeniería, supervisión y gastos administrativos (10 por ciento)	1 181
Intereses durante la construcción (10 por ciento)	1 299
Total	14 291

/(Continúa)

Cuadro 38 (Conclusión)

Concepto	Miles de dólares
Segunda etapa (+ 25 MW)	
Casa de máquinas	520[a/]
Equipo	905[a/]
Subtotal	1 425
Imprevistos (15 por ciento)	213
Ingeniería, supervisión y gastos administrativos (10 por ciento)	164
Intereses durante la construcción (10 por ciento)	180
Total	1 982

a/ National Interconnected System Sta. Barbara Planta Electroconsult, mayo 1967.

b/ Con base en gráficos del anexo de costos de interconexión.

Cuadro 39

NICARAGUA: COSTO DE LAS CENTRALES HIDROELECTRICAS PROGRAMADAS

Paiwas I — Potencia máxima a instalarse: 200 MW

Concepto	Miles de dólares
Primera etapa (50 MW)	
Caminos	642
Expropiación	2 640
Cortina y obras anexas	17 500
Casa de máquinas	1 250
Equipo	3 115
Casas de operadores	300
Desfogue	670
Subtotal	26 117
Imprevistos (20 por ciento)	5 223
Ingeniería, supervisión y gastos administrativos (10 por ciento)	3 134
Intereses durante la construcción (10 por ciento)	3 447
Total	37 921
Segunda, tercera y cuarta etapas (+ 3 X 50 = 150 MW)	
Casa de máquinas	1 040
Equipo	2 285
Subtotal	3 325
Imprevistos (20 por ciento)	665
Ingeniería, supervisión y gastos administrativos (10 por ciento)	399
Intereses durante la construcción (10 por ciento)	439
Total	4 828

Nota: Estimación a base de estudio de oficina de la información básica suministrada por ENALUF.

Cuadro 40

NICARAGUA: COSTO DE LAS CENTRALES HIDROELECTRICAS PROGRAMADAS

Paiwas II — Potencia máxima a instalarse: 450 MW

Concepto	Miles de dólares
Primera etapa (2 X 75 = 150 MW)	
Camino de acceso	642
Expropiaciones	2 640
Cortina y obras anexas	17 500
Desfogue	670
Casas de operadores	300
Casa de máquinas	2 544
Equipo	8 275
Subtotal	32 571
Imprevistos (20 por ciento)	6 514
Ingeniería, supervisión y gastos administrativos (10 por ciento)	3 909
Intereses durante la construcción (10 por ciento)	4 299
Total	47 293
Segunda y tercera etapas (+ 2 X 150 = 300 MW)	
Casa de máquinas	2 035
Equipo	7 065
Subtotal	9 100
Imprevistos (20 por ciento)	1 820
Ingeniería, supervisión y gastos administrativos (10 por ciento)	1 092
Intereses durante la construcción (10 por ciento)	1 201
Total	13 213

Nota: Estimación a base de estudio de oficina de la información básica suministrada por ENALUF.

Cuadro 41

COSTA RICA: COSTO DE LAS CENTRALES HIDROELECTRICAS PROGRAMADAS

Río Macho (Ampl.) Potencia máxima a instalarse: +90 MW

Concepto	Miles de dólares
Primera etapa (+ 2 X 30 = 60)	
Terrenos y vías de acceso	1 280[a/]
Obras de desvío	60[a/]
Presa y desarenador	1 290[a/]
Toma principal	226[a/]
Presas y tomas de ríos secundarios	210[a/]
Túneles	6 370[a/]
Tubería forzada (ampliación)	421[a/]
Casa de máquinas	1 200[b/]
Equipo electromecánico	2 457[b/]
Casas de operadores	60[a/]
Alcantarilla en embalse El Llano	480[a/]
Subtotal	14 054
Imprevistos (15 por ciento)	2 108
Ingeniería, supervisión y gastos administrativos (10 por ciento)	1 616
Intereses durante la construcción (10 por ciento)	1 778
Total	19 556

/(Continúa)

Cuadro 41 (Conclusión)

Concepto	Miles de dólares
Segunda etapa (+ 1 X 30 = 30)	
Casa de máquinas	600 c/
Tubería forzada	40 d/
Equipo electromecánico	1 253 c/
Subtotal	1 893
Imprevistos (15 por ciento)	284
Ingeniería, supervisión y gastos administrativos (10 por ciento)	218
Intereses durante la construcción (10 por ciento)	239
Total	2 634

a/ Presupuesto de obra. ICE.
b/ Estimaciones con base en información suministrada y gráficos del anexo de interconexión.
c/ Estimaciones con base en información suministrada. ICE.
d/ Estimaciones.

Cuadro 42

COSTA RICA: COSTO DE LAS CENTRALES HIDROELECTRICAS PROGRAMADAS

Pacuare, Elev. 550 Potencia máxima a instalarse: 120 MW

Concepto	Miles de dólares
Primera etapa (40 MW)	
Terrenos y vías de acceso	1 500[a/]
Obras de desvío	2 250[a/]
Presa	13 841[a/]
Toma	680[a/]
Tunel	4 040[b/]
Tubería forzada	790[b/]
Casa de máquinas	530[b/]
Equipo	1 723[b/]
Casas de operadores	300[c/]
Misceláneos	300[a/]
Subtotal	25 954
Imprevistos (15 por ciento)	3 893
Ingeniería, supervisión y gastos administrativos (10 por ciento)	2 985
Intereses durante la construcción (10 por ciento)	3 283
Total	36 115

/(Continúa)

Cuadro 42 (Conclusión)

Concepto	Miles de dólares
Segunda etapa (+2 x 40 = 80 MW)	
Casa de máquinas	615 a/
Equipo	2 073 a/
Subtotal	2 688
Imprevistos (15 por ciento)	403
Ingeniería, supervisión y gastos administrativos (10 por ciento)	309
Intereses durante la construcción (10 por ciento)	340
Total	3 740

a/ Informe de Pacuare, Oficina de Proyectos ICE.
b/ Estimaciones con base en el informe anterior.
c/ Estimaciones.

Cuadro 43

COSTA RICA: COSTO DE LAS CENTRALES HIDROELECTRICAS PROGRAMADAS

Colón, Elevación 690 — Potencia máxima a instalarse: 110 MW

Concepto	Miles de dólares
(2 x 55 = 110 MW)	
Terrenos y vías de acceso	496 a/
Obras de desvío	902 a/
Presas	11 610 a/
Excedencias y toma	1 203 a/
Tunel	3 810 b/
Pozo	207 b/
Acceso	420 b/
Tunel de restitución	1 998 b/
Casa de máquinas subterránea	1 730 b/
Equipo	3 535 b/
Casas de operadores	300 c/
Misceláneos	500 a/
Subtotal	26 711
Imprevistos (15 por ciento)	4 007
Ingeniería, supervisión y gastos administrativos (10 por ciento)	3 072
Intereses durante la construcción (10 por ciento)	3 379
Total	37 169

a/ Informe de Colón, Oficina de Proyectos ICE.
b/ Estimaciones con base en el informe anterior.
c/ Estimaciones.

Cuadro 44

COSTA RICA: COSTO DE LAS CENTRALES HIDROELECTRICAS PROGRAMADAS

Cachí (Elev. embalse 996) Potencia máxima a instalar: + 80 MW

Concepto	Miles de dólares
(+ 2 X 40 = 80 MW)	
Terrenos y vías de acceso	596 a/
Limpieza del embalse	30 a/
Pantalla de impermeabilización	595 a/
Tunel de drenaje en margen izquierda de presa	180 a/
Obra civil presa	662 a/
Compuertas	255 a/
Obras en ventana A	54 a/
Obras en tanque de oscilación	52 a/
Subtotal	2 424
Imprevistos (15 por ciento)	364
Ingeniería, supervisión y gastos administrativos (10 por ciento)	279
Intereses durante la construcción (10 por ciento)	307
Total	3 374

a/ Presupuesto de obra ICE.

Cuadro 45

COSTA RICA: COSTO DE LAS CENTRALES HIDROELECTRICAS PROGRAMADAS

Pacuare, Elev. 460 Potencia máxima a instalarse: 60 MW

Concepto	Miles de dólares
(2 x 30 = 60 MW)	
Terrenos, acceso, desvío, toma, casas de operadores	4 850 a/
Embalse	75 a/
Cortina	5 850 a/
Tunel (3 unidades)	4 242 b/
Tubería a presión (3 unidades)	700 b/
Tanque de oscilación	540 b/
Casa de máquinas	1 200 b/
Equipo	2 660 b/
Subtotal	20 117
Imprevistos (15 por ciento)	3 017
Ingeniería, supervisión y gastos administrativos (10 por ciento)	2 313
Intereses durante la construcción (10 por ciento)	2 545
Total	27 992

a/ Tomados del ICE.
b/ Con base en gráficos del anexo sobre costos de interconexión.

Cuadro 46

COSTA RICA: COSTO DE LAS CENTRALES HIDROELECTRICAS PROGRAMADAS

Colón sin presa* Potencia máxima a instalarse: 80 MW

Concepto	Miles de dólares
(Primera etapa 40 MW)	
Caminos de acceso	503[a/]
Expropiaciones	274[a/]
Casas de operadores	300[a/]
Puente conducción	170[a/]
Toma	425[b/]
Desvío y excedentes	520[a/]
Tunel revestido	3 440[b/]
Tubería a presión	5 846[a/]
Pozo de oscilación	400[a/]
Casa de máquinas	1 170[b/]
Equipo	2 256[b/]
Subtotal	15 304
Imprevistos (15 por ciento)	2 295
Ingeniería, supervisión y gastos administrativos (10 por ciento)	1 760
Intereses durante la construcción (10 por ciento)	1 936
Total	21 295

/(Continúa)

Cuadro 46 (Conclusión)

Concepto	Miles de dólares
Segunda etapa (+ 40 MW)	
Tubería a presión	246 a/
Casa de máquinas	630 b/
Equipo	1 589 b/
Subtotal	2 465
Imprevistos (15 por ciento)	370
Ingeniería, supervisión y gastos administrativos (10 por ciento)	284
Intereses durante la construcción (10 por ciento)	312
Total	3 431

a/ ICE.
b/ Estimado en gráficos.
* Tubería a presión y casa de máquinas exterior.

Cuadro 47

COSTA RICA: COSTO DE LAS CENTRALES HIDROELECTRICAS PROGRAMADAS

Arenal, Elev. 520 Potencia máxima a instalarse: 100 MW

Concepto	Miles de dólares
(2 x 50 = 100 MW)	
Terrenos	2 300[a]
Vías de acceso	450[a]
Cortina	4 660[a]
Toma	500[a]
Tunel	4 200[a]
Tanque de oscilación	450[a]
Tubería forzada	5 400[a]
Casa de máquinas	1 200[a]
Equipo	2 980[a]
Casas de operadores	300[a]
Subtotal	22 440
Imprevistos (15 por ciento)	3 366
Ingeniería, supervisión y gastos administrativos (10 por ciento)	2 580
Intereses durante la construcción (10 por ciento)	2 838
Total	31 224

a/ ICE.

Cuadro 48

COSTA RICA: COSTO DE LAS CENTRALES HIDROELECTRICAS PROGRAMADAS

Arenal, Elev. 538 Potencia máxima a instalarse: 200 MW

Concepto	Miles de dólares
Primera etapa (2 X 50 = 100 MW)	
Terrenos	3 550[a/]
Vías de acceso	450[a/]
Cortina	6 050[a/]
Toma	500[a/]
Tunel	4 200[a/]
Tanque de oscilación	450[a/]
Tubería forzada	5 400[a/]
Casa de máquinas	1 200[a/]
Equipo	2 980[a/]
Casas de operadores	300[a/]
Subtotal	25 080
Imprevistos (15 por ciento)	3 762
Ingeniería, supervisión y gastos administrativos (10 por ciento)	2 884
Intereses durante la construcción (10 por ciento)	3 173
Total	34 899

/(Continúa)

Cuadro 48 (Conclusión)

Concepto	Miles de dólares
Segunda etapa (+ 2 X 50 = 100 MW)	
Tunel	4 200[a/]
Tanque de oscilación	450[a/]
Tubería forzada	5 400[a/]
Casa de máquinas	960[a/]
Equipo	2 080[a/]
Subtotal	13 090
Imprevistos (15 por ciento)	1 964
Ingeniería, supervisión y gastos administrativos (10 por ciento)	1 504
Intereses durante la construcción (10 por ciento)	1 655
Total	18 203

a/ ICE.

Cuadro 49

PANAMA: COSTO DE LAS CENTRALES HIDROELECTRICAS PROGRAMADAS

El Bayano — Potencia máxima a instalarse: 200 MW

Concepto	Miles de dólares
Primera etapa (3 x 50 = 150 MW)	
Terrenos y caminos de acceso	3 282 a/
Presa principal y conducciones	15 354 a/
Casa de máquinas	2 520 b/
Equipo	6 285 b/
Poblado	750 a/
Presa Viejo Pedro	1 100 a/
Casas de operadores	300
Subtotal	29 591
Imprevistos 15 por ciento	4 438
Ingeniería, supervisión y gastos administrativos 10 por ciento	3 403
Intereses durante la construcción 10 por ciento	3 743
Total	41 175
Segunda etapa (+ 50 MW)	
Casa de máquinas	1 008 c/
Equipo	2 037 c/
Subtotal	3 045
Imprevistos 15 por ciento	456
Ingeniería, supervisión y gastos administrativos 10 por ciento	350
Intereses durante la construcción 10 por ciento	385
Total	4 236

a/ Datos de EPTISA suministrados por el IRHE, junio de 1968.
b/ Estimaciones con base en gráficos del anexo sobre costos de interconexión.
c/ Estimaciones.

Cuadro 50

PANAMA: COSTO DE LAS CENTRALES HIDROELECTRICAS PROGRAMADAS

Fortuna, Elev. 1 078 (Namo) Potencia máxima a instalarse: 280 MW

Concepto	Miles de dólares
Primera etapa (70 MW)	
Terreno y camino de acceso	700[a/]
Presa (alta)	6 000[b/]
Toma de agua para (280 MW)	652[c/]
Túnel (Q = 61.6 m^3/seg., 4 unidades de 70 MW)	4 690[c/]
Tubería forzada (2 unidades)	6 500[c/]
Casa de máquinas (1 unidad)	1 800[c/]
Equipo	2 000[c/]
Pozo de oscilación	680[a/]
Casa de operadores	300
Subtotal	23 322
Imprevistos 15 por ciento	3 490
Ingeniería, supervisión y gastos administrativos 10 por ciento	2 682
Intereses durante la construcción 10 por ciento	2 950
Total	32 454
Segunda etapa (+ 70 MW)	
Casa de máquinas	970[c/]
Equipo	1 510[c/]
Subtotal	2 480
Imprevistos 15 por ciento	372
Ingeniería, supervisión y gastos administrativos 10 por ciento	285
Intereses durante la construcción 10 por ciento	314
Total	3 451

/Continúa

Cuadro 50 (Conclusión)

Concepto	Miles de dólares
Tercera etapa (+ 70 MW)	
Tubería forzada (2 unidades más)	6 500 c/
Casa de máquinas	1 100 c/
Equipo	1 487 c/
Subtotal	9 087
Imprevistos 15 por ciento	1 468
Ingeniería, supervisión y gastos administrativos 10 por ciento	1 055
Intereses durante la construcción 10 por ciento	1 161
Total	12 771
Cuarta etapa (+ 70 MW)	
Casa de máquinas	1 100 c/
Equipo	1 463 c/
Subtotal	2 563
Imprevistos 15 por ciento	384
Ingeniería, supervisión y gastos administrativos 10 por ciento	295
Intereses durante la construcción 10 por ciento	324
Total	3 566

a/ La Fortuna Hydroelectric Project, HARZA, diciembre de 1967.
b/ Proyectos Chiriquí y Chico, Tomo 3, Motor Columbus, mayo de 1965.
c/ Con base en gráficos del anexo de costos sobre interconexión.

Cuadro 51

PANAMA: COSTO DE LAS CENTRALES HIDROELECTRICAS PROGRAMADAS

Changuinola, Corona, Elev. 124 Potencia máxima a instalarse: 300 MW

Concepto	Miles de dólares
Primera etapa (2 x 75 = 150 MW)	
Camino de acceso	2 010
Limpieza de embalse	70
Cortina	10 800
Casa de máquinas	4 740
Equipo	8 945
Casas de operadores	300
Subtotal	26 865
Imprevistos 20 por ciento	5 373
Ingeniería, supervisión y gastos administrativos 10 por ciento	3 223
Intereses durante la construcción 10 por ciento	3 545
Total	39 006
Segunda y tercera etapas (1 unidad de 75 MW en cada una)	
Casa de máquinas unidad adicional	1 890
Turbina	1 550
Generador	2 200
Equipo	115
Subtotal	5 755
Imprevistos 15 por ciento	863
Ingeniería, supervisión y gastos administrativos 10 por ciento	662
Intereses durante la construcción 10 por ciento	727
Total	8 007

Nota: Estimaciones a base de estudios de oficina de la información básica suministrada por el IRHE.

Cuadro 52

PANAMA: COSTO DE LAS CENTRALES HIDROELECTRICAS PROGRAMADAS

Fortuna (sin presa) Potencia máxima a instalar: 140 MW

Concepto	Miles de dólares
Primera etapa (70 MW)	
Terrenos y caminos de acceso	700 a/
Presa baja	200 b/
Toma de agua	625 c/
Túnel	4 690 c/
Tubería forzada (1 y 2 unidades)	6 500 c/
Casa de máquinas	1 800 c/
Equipo (una unidad)	2 000 c/
Tanque de oscilación	680 a/
Casa de operadores	300
Subtotal	17 495
Imprevistos 15 por ciento	2 624
Ingeniería, supervisión y gastos administrativos 10 por ciento	2 012
Intereses durante la construcción 10 por ciento	2 213
Total	24 344
Segunda etapa (+ 70 MW)	
Casa de máquinas	970 c/
Equipo	1 510 c/
Subtotal	2 480
Imprevistos 15 por ciento	372
Ingeniería, supervisión y gastos administrativos 10 por ciento	285
Intereses durante la construcción 10 por ciento	314
Total	3 451

a/ La Fortuna Hydroelectric Proyect HARZA, diciembre de 1967.
b/ Project Chiriquí y Chico Tomo 3 Motor Columbus, mayo de 1965.
c/ Con base en gráficos del anexo sobre costos de interconexión.

Cuadro 53

PANAMA: COSTO DE LAS CENTRALES HIDROELECTRICAS PROGRAMADAS

Changuinola, Corona elev. 144 Potencia máxima a instalarse: 300 MW

Concepto	Miles de dólares
Primera etapa (2 x 75 = 150 MW)	
Camino de acceso	2 010
Limpieza de embalse	106
Cortina	20 520
Casa de máquinas	4 100
Equipo	7 675
Casa de operadores	300
Subtotal	34 711
Imprevistos 20 por ciento	6 942
Ingeniería, supervisión y gastos administrativos 10 por ciento	4 165
Intereses durante la construcción 10 por ciento	4 582
Total	50 400
Segunda y tercera etapas (+ 2 x 75 = 150 MW)	
Casa de máquinas	1 640
Turbina	1 300
Generadores	1 820
Equipo	115
Subtotal	4 875
Imprevistos	731
Ingeniería, supervisión y gastos administrativos	561
Intereses durante la construcción	614
Total	6 781

Nota: Estimaciones a base de estudios de oficina de la información suministrada por IRHE.