

6694



PARTE VI

EVALUACION PRELIMINAR DE ALGUNOS PROYECTOS

Capítulo 11

APROVECHAMIENTO DEL RIO BERMEJO

Capítulo 11

APROVECHAMIENTO DEL RIO BERMEJO

En el tema Navegación Fluvial (Parte V, Capítulo 4) se presentan las características principales del plan concebido por la Comisión Nacional del Río Bermejo (C.N.R.B.) para el desarrollo de este curso de agua. Allí mismo se encuentran los comentarios del Grupo CEPAL-CPI al plan, y sus sugerencias para modificar la orientación del mismo.

En conformidad a este último punto, a continuación se examinan brevemente las relaciones beneficio/costo del embalse de Orán (Zanja del Tigre), aprovechado simultáneamente para la generación eléctrica en la central Elordi, el riego de unas 159 000 ha. mediante canales diseñados exclusivamente a ese fin (en Salta, Formosa, Chaco y Santiago del Estero) y el control de la erosión y el arrastre de materiales sólidos..

Con este objeto se fijó la atención en:

- a) La actualización a julio de 1962 de los principales presupuestos preparados por la C.N.R.B. en noviembre de 1957.
- b) Las posibilidades de contribuir desde la Central Elordi al abastecimiento de energía en los sistemas eléctricos del noroeste y central.
- c) El dimensionado aproximado y correspondiente presupuesto de un canal de riego para atender 159 000 ha. en primera etapa con capacidad suficiente para que prolongado pueda regar en total 360 000 ha.^{1/}
- d) La importancia económica de controlar los arrastres de materiales sólidos que lleva el Bermejo, en relación con el dragado de sedimentos a lo largo del Paraná y en el puerto de Buenos Aires.

Presupuesto actualizado del embalse y la central

Los costos actualizados (julio de 1962) de la presa en Orán y la Central Elordi incluyendo las obras complementarias y los intereses intercalares se elevan a un equivalente en dólares de 73 400 000 y 17 480 000, respectivamente.

^{1/} En el tema Riego (Parte V, Capítulo 2) se vé que la demanda total para el país (interna y externa) no exigirá más de 500 000 ha. adicionales, bajo riego (hasta 1980) en las zonas árida y semiárida.

Energía

De la capacidad de la Central Elordi (prevista por la C.N.R.B: 200 MW y 650 GWh en un año hidrológico medio) sólo como el 40 por ciento sería requerida por la demanda del sistema del noroeste en 1980.

Por ello se pensó en la posibilidad de construir una línea de transmisión hasta Córdoba (pasando por Salta y Tucumán) que tendría unos 940 kms. de largo con capacidad para 200 MVA a 380 kV.

Una primera estimación de su costo arrojaría un equivalente a 28.4 millones de dólares, incluyendo el patio de alta tensión en Elordi (pero excluidos los transformadores de subida que están computados en el presupuesto de la central), las subestaciones de 50 MVA - 380/132 kV - previstas para Salta y Tucumán y la de 150 MVA - 380/132 kV - en Córdoba.

El prorrateo de ese costo sería el indicado en el siguiente cuadro:

PRESUPUESTO LINEA DE TRANSMISION CENTRAL ELORDI - CORDOBA

Rubros	Inversión total
	(10 ⁶ US\$)
Línea Elordi-Salta (210 km)	5.25
Línea Salta-Tucumán (230 km)	5.75
Línea Tucumán-Córdoba (500 km)	12.50
Subestación Elordi (250 MVA)	1.50
Subestación Salta (50 MVA)	0.55
Subestación Tucumán (50 MVA)	0.55
<u>Cargado a Central Elordi</u>	<u>26.10</u>
<u>Cargado a Sistema Central</u> (Subestación Córdoba)	<u>2.25</u>
Inversión total	<u>28.35</u>

Riego

Se recuerda que el proyecto de la C.N.R.B. contempla el riego de 775 000 has. en las zonas de influencia de los canales, con la siguiente distribución aproximada, en has:

Troncal 42 000, Santiago del Estero 290 000, Lateral 318 000 y Teuquito 125 000.

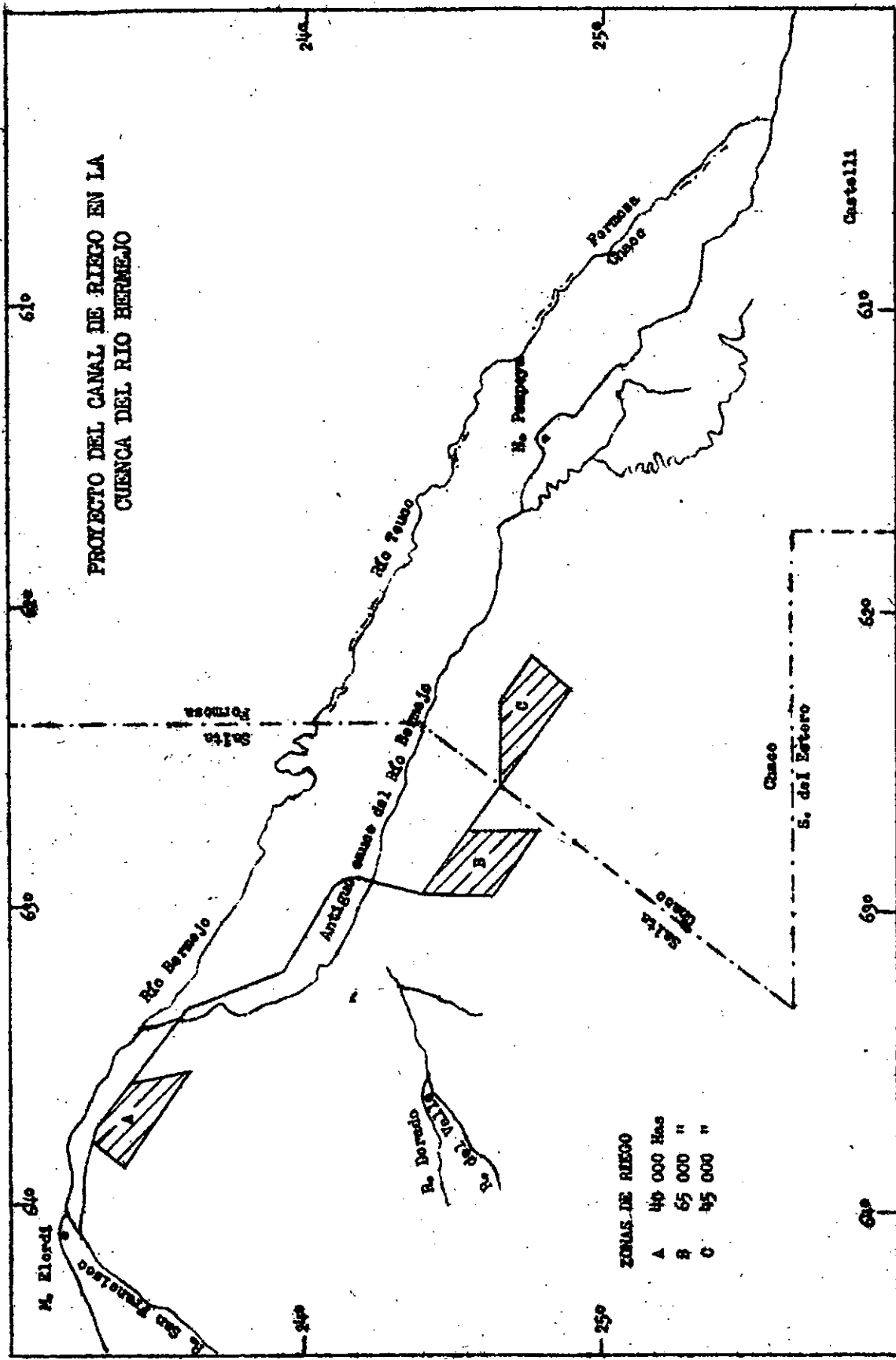
Las 159 000 has. que aquí se proponen regar en la primera etapa aparecen marcadas en el plano adjunto, corresponden a las zonas elegidas por la C.N.R.B. abarcando las 42 000 del Canal Troncal y las primeras 119 000 del Lateral; ello implica la construcción de unos 275 kms. del canal propuesto, que luego se extendería otros 155 kms. más, siguiendo el trazado del Canal Lateral primitivo.

Aunque se suponen tramos de distintas características, la sección trapecial tendría las siguientes dimensiones, en promedio, que permitieron estimar su costo: ancho del radier 15 m., ancho superior 23 m., y profundidad en excavación 4.00 m., con una pendiente media de 4.4 por diez mil. La revancha en excavación de 0.40 m., sería aumentada por el material extraído depositado a ambos lados en las bermas. También con el objeto de calcular aproximadamente el costo se consideró el revestimiento del perímetro mojado con hormigón ligeramente armado (0.10 m., de espesor). El costo así calculado, incluyendo intereses intercalares, se elevó a 60 millones de dólares, estimándose en 40 millones más el costo de los canales secundarios y terciarios correspondientes. Las dotaciones de riego para esa región se calcularon en 7 200 m³/has. al año.^{1/}

Examinadas mes a mes las descargas de agua turbinadas por la Central Elordi, se comprobó que en el mes más crítico de un año hidrológico medio se podrían regar aproximadamente 600 000 has. (septiembre: 590 000 has.).

Las inversiones "fundriarias" que involucran: la sistematización de la tierra, las construcciones y obras de riego internas, y el equipo (vivo o mecánico) se estimó para la caña de azúcar (40 por ciento de la

^{1/} Véase: Estudio agrológico con fines de riego de la zona de influencia del canal del Río Bermejo (C.N.R.B. N° A.C. 25).



superficie regada) en un equivalente a 470 dólares por ha. y para el algodón forrajeras y hortalizas (cada rubro un 20 por ciento de la superficie regada) en el equivalente a 570 dólares por ha.

Por otra parte se apreció el valor de la producción cosechada y puesta en chacra así: (equivalente a dólares/ton): algodón en bruto 158, tomate (invierno) 134, y caña de azúcar 6.70. Para tomar en cuenta el retraso de la producción agrícola en relación a las implantaciones el valor de la producción (beneficio) se ha multiplicado por 0.8.

Control de sedimentos

No parece disponerse de información fehaciente sobre el volumen de sólidos arrastrados por los ríos Bermejo y Paraná.

Como el dragado en el Río de La Plata corresponde a los arrastres del Paraná y Uruguay a efectos de fijar el orden de magnitud de la contribución de cada uno de ellos, podría admitirse, en primera aproximación, que los mismos sean proporcionales a los dragados correspondientes.

Según la Comisión del Río Bermejo^{1/} el arrastre de sólidos de este río en su desembocadura en el Paraguay es en promedio de 64 millones de metros cúbicos al año, y luego añade:

"Se ha estudiado la influencia que tendría en el río Paraná este sedimento, y se ha hecho el estudio comparativo entre los sedimentos que trae el río frente a Rosario y los sedimentos del Bermejo. Las curvas son prácticamente coincidentes; quiere decir que casi todo el volumen de material sólido que trae el Paraná proviene del Bermejo"

Sin negar la importante contribución del Bermejo a los arrastres sólidos del Paraná, la afirmación anterior parece un poco exagerada, considerando que el caudal del primero es sólo como un cincuentavo del segundo.

^{1/} Véase Publicación N° 83-S.G. de la Comisión Nacional del Río Bermejo (diciembre de 1962), página 88.

Mientras se hacen investigaciones más detenidas sobre la materia podría tomarse provisionalmente que un poco más de la mitad (55 por ciento) del volumen de dragados en el Paraná y Río de La Plata proviene del Bermejo; es decir podrían disminuirse esos trabajos tal vez en unos 13.5 millones de metros cúbicos al año, reduciendo apreciablemente los arrastres del Bermejo.

El embalse en Zanja del Tigre, de 4 000 hm³ de capacidad ubicado aguas arriba de la confluencia del San Francisco y Bermejo detendría la gran mayoría de los arrastres de la cuenca superior por mucho más de 100 años (vida útil) y además al controlar las crecientes evitaría los efectos erosivos y de arrastre en la planicie aluvial del Bermejo aguas abajo del embalse.

Para estimar el costo del dragado economizado (costo alternativo de la parte pertinente al embalse en Zanja del Tigre) se estimó el trabajo de dos dragas cortadoras grandes (15 000 m³/día-efectivos) y cuatro dragas a succión (6 100 m³/día-efectivos).

La inversión necesaria alcanzaría a 24 millones de dólares, incluyendo: talleres, material flotante, conducciones, etc.

Así el costo total de dragado (vida útil 25 años y tasa de interés del 10 por ciento) resultó de 0.40 US\$/m³ en promedio.

El cuadro tentativo 11-1, realizado con información muy provisional, muestra que así contemplado el aprovechamiento del río Bermejo, es económicamente atrayente ya que arroja una relación B/C total de 1.27. Se justifica por tanto proseguir los estudios e investigaciones del mismo, rectificando profundamente, como se ha indicado, la orientación del plan inicial concebido por la C.N.R.B.

La determinación del promedio anual de los arrastres sólidos que el Bermejo aporta al Paraná y su incidencia en los embanques que en este río, el de La Plata y Puerto de Buenos Aires son periódicamente dragados, deben ser objeto de detenida investigación. En este último aspecto podría recurrirse al empleo de isótopos radioactivos (trazadores) para marcar los materiales arrastrados por el Bermejo y determinar su localización después de un período de creces en el Paraná.

También al análisis minucioso de los sedimentos tomados en determinados puntos de dragado en el Paraná, La Plata y Puerto de Buenos Aires (naturaleza de los minerales constitutivos, tamaño, forma y color de los granos, etc.) facilitaría identificar porcentualmente su origen o procedencia.

PROYECTO ZANJA DEL TIGRE - ELORDI

Cuadro II-1

	INVERSION		COSTOS		BENEFICIOS		B / C
	Rubros	10 ⁶ us\$	Rubros	10 ⁶ us \$/año	Rubros	10 ⁶ us \$/año	
ENERGIA	Central :		Renovación e Intereses		Central Térmica Equiv.		
	Ing. Civil	2.18	Ing. Civil 0.100 x 20.6	2.06	4.50 MW ₁ 1 = 45 x 10 ⁶ us \$		
	Equipos	15.30	Equip y Lin. 0.106 x 37.3	3.95	Renovación e Intereses	4.76	
	Líneas - Subestac.	22.00	Operación y Mantenim.	0.27	Operación y Mantenim.	1.06	
	Aprop. Obras Com.		Central 1.33 x 200	0.66	Cargas fijas 5.3 us\$/Kwh x 200 Mw	3.90	
	0.28 x 73.4	18.40	Líneo 0.03 x 220	0.66	Id. variac. 3.00 us\$/Kwh x 650 Gen		
		57.88	Costo del Kwh (11)	6.94	Costo del Kwh (11)	9.72	1.4
			$\frac{6.94 \times 10^6 \text{ us$}}{450 \text{ Gen}} = 0.0107 \text{ us$}$		$\frac{9.72 \times 10^6 \text{ us$}}{650 \text{ Gen}} = 0.0149 \text{ us$}$	3.72	
RIEGO	Canales	96.90	Renovación e Intereses		Algodón 72,000 M ² x 15 1/4 M ²		
	Cap. Agrario y Fund.	79.00	Cap. Agr y Fund. - Canales	18.70	Tomates 14,500 M ² x 15.0 1/4 M ²		
			1 x 30 años x 0.106 x 175.9 x 10 ⁶		Caña 64,000 M ² x 60.0 1/4 M ²		
	Aprop. Obras Com.	37.40	Preso	3.74	Precios		
	0.31 x 73.4	213.30	(x=100 años) 0.1 x 374 x 10 ⁶	1.00	Algodón 10,000 \$/M ² x 158 us\$/M ²	13.65	
			Operación y Mantenim.	10.12	Tomate 16,000 \$/M ² x 134 us\$/M ²	22.51	
			Canales 0.01 x 94.9 x 10 ⁶	13.68	Caña 600 \$/M ² x 6.7 us\$/M ²	20.58	
			Circulante 0.40 x 150,000 x 13,500 / 120	0.40	Valor o Beneficio	56.74	1.2
			0.40 x 150,000 x 27,350 / 120	47.64	Algodón 108,000 x 158 x 0.8		
			Preso 0.01 x 374 x 10 ⁶		Tomate 210,000 x 134 x 0.8		
					Caña 3,940,000 x 6.7 x 0.8		
CONTROL DE SEDIMENTOS	Aprop. Obras Com.	17.62	Renovación e Intereses		Alternativa Dropoda		
			Preso Zanjo del Tigre	1.76	1 x 24 x 10 ⁶ us \$		
	0.34 x 73.4	17.62	0.10 x 17.6 x 10 ⁶ us \$	0.18	Renov e Intereses (x=25 años)	2.82	
			Operación y Mantenim.	0.18	0.1175 x 24 x 10 ⁶		
			Preso 0.01 x 17.6 x 10 ⁶ us \$	1.94	Operación y Mantenim.	2.70	
			Costo Control Sed. (per m ³)	5.48 / 13.5 = 0.4 us \$/m ³	5.52	2.8	
			$\frac{1.94 \times 10^6 \text{ us$}}{13.5 \times 10^6 \text{ m}^3} = 0.14$				
		288.80		56.52		71.98	1.27
RELACION B / C							

a) Se tomó el 85% del costo de la línea y sub-estaciones hacia Córdoba porque por lo menos un 15% debe considerarse imputable a la interconexión de Salta, Tucumán y Córdoba.

b) El coeficiente 0.8 pretende tomar en cuenta el atraso de la producción en relación a la implementación

g) Se tomó el 85% del costo de la línea y sub-estaciones hacia Córdoba porque por lo menos un 15% debe considerarse imputable a la interconexión de Salta, Tucumán y Córdoba.

h) El coeficiente 0.8 pretende tomar en cuenta el atraso de la producción en relación a la impregnación

PARTE VI

EVALUACION PRELIMINAR DE ALGUNOS PROYECTOS

Capítulo 12

APROVECHAMIENTO DEL RIO PASAJE O JURAMENTO - CABRA CORRAL

Capítulo 12

APROVECHAMIENTO DEL RIO PASAJE O JURAMENTO - CABRA CORRAL

Objetivos

Riego y producción de energía principalmente, aunque también se atenuarán daños debidos a crecidas y al arrastre de sedimentos que perjudican las tierras regadas.

Institución encargada de los estudios

Agua y Energía Eléctrica fue la promotora de las investigaciones.^{1/}

Ubicación

El proyecto comprende un embalse, una central hidroeléctrica y dos presas de derivación con los correspondientes sistemas de canales de riego.

El dique se localizaría en Cabra Corral, 6 kms. aguas abajo de la confluencia de los ríos Arias y Guachipas.^{2/}

En Miraflores se emplazaría una de las presas de derivación para proveer agua de riego en la zona de El Galpón y la otra en Coronel Ollerós para el riego de Coronel Ollerós-Joaquín V. Gonzáles-Renacimiento. El agua de riego para la provincia de Santiago del Estero pasaría a través de la última de estas presas.

Estado actual de los estudios

La firma de ingenieros consultores encargada de realizar los estudios pertinentes los interrumpió mucho antes de terminarlos (18 meses después de iniciados - octubre de 1949) por razones de carácter administrativo. Desde entonces están pendientes de realización los relevamientos aéreos de la cuenca superior del Juramento y de las zonas de riego de Salta para la elaboración detallada del proyecto. Del mismo modo quedan aún por realizar investigaciones geológicas y de mecánica de suelos, imprescindibles para una evaluación técnico-económica bien fundada.

Existen 25 estaciones fluviométricas, algunas de ellas con más de 20 años de registros continuos.

^{1/} Este organismo nacional encargó en 1948 a una firma de ingenieros consultores (Parson, Brinckerhoff, Hogan y Mac Donald) los estudios, proyectos y supervisión de las construcciones.

^{2/} De ahí que se denomine todo el proyecto como "Proyecto de Cabra Corral".

Reseña del proyecto

El dique previsto en Cabra Corral es de tierra con una altura máxima de 91 m. y de una longitud en el coronamiento de 490 m. La capacidad del embalse sería de 2 785 km^3 con una superficie máxima de 107 km^2 .

La bocatoma en túnel, seguida por las tuberías de presión, permitirá la alimentación de la central eléctrica y la descarga de un derivador para entregar aguas al riego cuando la central esté detenida o los requerimientos de aquél sean superiores a la descarga de ésta. La central contaría con tres grupos generadores de 12 MW cada uno, aunque la potencia firme alcanzaría sólo a 17 MW. El proyecto contempla una línea de transmisión a Jujuy, pasando por Salta, y otra a Tucumán, pasando por Metán.

La energía media disponible en los centros de consumo, en un año hidrológico medio, alcanzaría a 130 GWh.

De acuerdo al estudio original el objetivo principal del riego es habilitar a la producción 49 300 nuevas has. de tierras (40 500 has. en Salta y 8 800 has. en Santiago del Estero) y afirmar el riego en 23 200 has. que se encontraban ya en explotación con disponibilidad eventual de agua (12 000 has. en Salta y 11 200 has. en Santiago del Estero). En estas cifras no se incluye las superficies que ya actualmente tienen el riego asegurado.^{1/}

1/ Existe gran anarquía en las informaciones sobre la superficie regada actualmente en esa cuenca, principalmente en el ámbito de la provincia de Santiago del Estero. A modo de muestra, basta citar que:

- a) La Dirección General de Riegos de la provincia, tenía empadronadas con riego permanente 39 694 has. en agosto de 1960; en tanto que,
- b) El Ing. Carlos A. Volpi en su estudio "El aprovechamiento del río Pasaje y Salado" (1954) indica que tomando un promedio general de varios años: abundantes, normales y críticos, podría estimarse que la superficie realmente regada por la misma cuenca en Santiago del Estero, alcanza a 21 300 has. (C.F.I. Recursos Hidráulicos Superficiales, Volumen I, pág. 174).

El origen de las informaciones tan dispares radica en la falta de una definición unívoca para los términos "riego permanente", "riego eventual", etc. Se sugiere para la adopción de una nomenclatura uniforme, hacerlo a base de la frecuencia (número de años sobre cien) que un determinado riego se garantiza o asegura. Puede combinarse (este concepto con el de la "magnitud de la falla") para el resto de los años en que el riego "no se garantiza".

L Los cultivos más aptos, según los estudios, serían: legumbres, forrajeras, arroz, maíz, citrus, algodón, tabaco, papas, batatas, maní y girasol.

Inversiones necesarias

Las inversiones calculadas originalmente se actualizaron a julio de 1962, arrojando un total equivalente a 47.700 millones de dólares, excluidos los intereses intercalares y 55.13 millones de dólares incluidos éstos.

Cuadro 12.4

PRESUPUESTO DE CABRA-CORRAL, EXCLUIDOS LOS INTERESES INTERCALARES
(Expresado en millones de dólares)

Rubro	Riego	Energía	Total
Presa principal y obras complementarias (incluido vertedero de rebalses y túnel de desvío)	6.66	9.98	16.64
Obras civiles en la central y elementos complementarios	1.40	0.54	1.94
Tuberías, válvulas y compuertas	0.60	0.66	1.26
Equipos de generación	2.61	-	2.61
Líneas de transmisión y subestaciones	3.89	-	3.89
Terrenos (principalmente los que quedarán cubiertos por el embalse)	0.26	0.39	0.65
Presas de derivación y locomotoras	-	1.89	1.89
Red de canales (principales y de distribución)	-	2.50	2.50
Obras accesorias para riego	-	0.49	0.49
Desmonte, nivelación y acequias	-	13.30	13.30
Acceso a la presa principal	0.74	1.11	1.85
Accesos a las obras de riego	-	0.69	0.69
Totales	16.16	31.55	47.71

Nota: Se mantuvo el criterio de los ingenieros proyectistas, de prorratear los gastos de las obras comunes así: Energía, 40 por ciento, e irrigación, 60 por ciento.

Con el objeto de no introducir cambios sustanciales en la estimación realizada por la firma encargada del proyecto, para esta evaluación provisional se ha mantenido su criterio de prorratear el costo de las obras comunes en la siguiente proporción: riego 40 por ciento y energía 60 por ciento, despreciando, aunque se sabe que son significativos, los beneficios resultantes del control de inundaciones.

Por otra parte, debido a que para 1970 (año en el que podría terminarse la obra) el mercado de Salta y Jujuy sería capaz de absorber la potencia garantizada y la energía de Cabra-Corral, pareció pertinente imputarle sólo el 50 por ciento del costo total de las líneas ~~de transmisión~~ y subestaciones tomadas en cuenta originalmente, ya que la prevista a Metán y Tucumán sería considerada como una interconexión con otras centrales.

Costo de riego

También se actualizaron las inversiones requeridas en los predios y en la producción agrícola a base de los cálculos realizados originalmente por los ingenieros consultores, arrojando los siguientes valores en promedio: capital fundiario 275 US\$/ha., (para habilitar nuevas tierras), capital agrario 105 US\$/ha.; para las tierras que se encuentran ya en explotación se estima una inversión adicional, como promedio, de 150 US\$/ha. en calidad de capital fundiario. Para el cálculo de los intereses ~~intercalares de capital~~ ~~capital no considerado por el costo de construcción de cuatro años.~~

De esta manera, las inversiones correspondientes al riego, incluidos los intereses intercalares (tasa 10 por ciento), serían:

	<u>Millones de dólares</u>
Presa principal y obras complementarias	15.83 [*]
Presas de derivación y red de canales	5.45
Desmonte de nivelación y acequias	15.03
Capital fundiario	
- Habilitación de nuevas tierras	15.72
- Mejoramiento tierras en cultivo	3.69
Capital agrario	7.60
Total	<u>63.32</u>

Este valor para las 72 500 has. que se regarán en total, arroja un promedio general de 873 US\$/ha.

Por otra parte se estimó como costo de operación anual del sistema de riego 132 US\$/ha., de modo que el costo anual total por ha, está dado en el cuadro siguiente, en función del ~~interés al capital~~.

Rubro	Promedio de costos anuales por ha. regada		
	8 por ciento	10 por ciento	12 por ciento
Tasa de interés			
Intereses y depreciación	73.32	89.20	104.61
Operación	131.80	131.80	131.80
Totales	<u>205.12</u>	<u>221.00</u>	<u>236.41</u>

Beneficios del riego

Los valores de la producción puesta en las estaciones de embarque, a precios corrientes, se consideraron como los beneficios de la actividad agrícola.

La distribución del área por cultivo y el beneficio correspondiente a cada uno de ellos, aparece en los siguientes cuadros:

SANTIAGO DEL ESTERO (11 800 has.)

Cultivo	Porcentaje de superficie cultivada	Beneficio en 100 has. (en dólares)
Alfalfa	40	16 700
Algodón	35	10 400
Maíz	5	590
Papas	5	2 880
Batatas	10	4 080
Hortalizas	10	4 800
Citrus	5	6 300
Sin cultivo	5	-
Totales	<u>100</u>	<u>45 750</u>

SANTIAGO DEL ESTERO - ZONA NOROESTE (4 200 has.)

Cultivo	Por ciento de super- ficie cultivada	Beneficio en 100 has. (Dólares)
Alfalfa	40	10 600
Algodón	30	6 480
Maíz	10	750
Melones	10	3 500
Cereales y forrajes	10	480
Totales	<u>100</u>	<u>21 810</u>

SANTIAGO DEL ESTERO - ZONA SUR - (4 000 has.)

Cultivo	Por ciento de super- ficie cultivada	Beneficio en 100 has. (Dólares)
Alfalfa	40	10 600
Algodón	30	6 480
Maíz	5	375
Melones	5	1 720
Citrus	10	12 600
Cereales y forrajes	10	480
Totales	<u>100</u>	<u>32 255</u>

SALTA (12 000 has.)

Cultivo	Por ciento de super- ficie cultivada	Beneficio en 100 has. (962 pesos)
Alfalfa	22	5 500
Arroz	24	7 380
Garbanzos	21	4 410
Porotos	7	1 400
Maíz	13	970
Hortalizas	8	1 760
Sin cultivos	5	-
Totales	<u>100</u>	<u>21 420</u>

SALTA (33 100 has.)

Cultivo	Por ciento de super- ficie cultivada	Beneficio en 100 has. (962 pesos)
Alfalfa	15	4 800
Algodón	20	5 950
Arroz	3	925
Tabaco	7	4 910
Garbanzos	5	1 050
Arvejas	3	630
Papas	10	5 400
Batatas	6	2 230
Porotos	3	600
Maíz	6	630
Otros cereales	11	550
Cebollas	3	2 100
Pimientos	6	2 640
Sin cultivo	2	-
Totales	<u>100</u>	<u>32 415</u>

En resumen el beneficio anual por zonas imputable a esta obra da las siguientes cifras:

Salta	Superficie (has.) US\$/ha	Beneficio total (Millones US\$)
Nuevas explotaciones	33 100 x 324	10.75
id. id. tomas independientes a/	7 400 x 275	2.04
Explotaciones existentes	12 000 x 214	2.57
<u>Santiago del Estero</u>		
Nuevas explotaciones	8 800 x 458	4.04
Zona norte	4 200 x 218	0.92
Zona sur	4 000 x 323	1.29
Otros	3 000 x 458	1.38
Total		22.99

a/ Se supone que el beneficio por ha. será sólo el 85 por ciento del precedente.

El beneficio anual como promedio general por ha. resulta de 317 dólares.

Las relaciones beneficio/costo en un año de desarrollo completo (régimen permanente de explotación), serían las siguientes:

Tasa de interés (Porcentaje)	B/C
8	1.55
10	1.43
12	1.34

Si se considera aproximadamente el atraso de la producción multiplicando el beneficio por 0.8, las relaciones B/C se reducen a: 1.23, 1.14 y 1.07 respectivamente.

Costos de la energía

La actualización de las inversiones previstas por los proyectistas correspondientes a la producción de energía arroja los siguientes valores, para la tasa de 10 por ciento incluidos los intereses intercalares:

	<u>Millones de dólares</u>
Obras civiles	10.07
Equipos electromecánicos	3.60
Accesos y otros	1.24
Líneas y subestaciones	4.19
Total	<u>19.10</u>

Las cargas anuales en la producción eléctrica, calculadas con los criterios señalados al comienzo de esta Parte VI, aparecen en el siguiente cuadro:

CARGAS ANUALES
(Millones de dólares)

Tasa de interés	8	Porcientos	
	8	10	12
Intereses y depreciación	1.510	1.910	2.360
Operación y mantenimiento	0.189	0.189	0.189
Totales	<u>1.699</u>	2.099	2.549

Con estos valores el costo del kWh, expresado en milésimos de dólar resulta 12.9, 15.7 y 19.5 respectivamente, para las tasas de interés de 8, 10 y 12 por ciento al año.

La central térmica equivalente para garantizar 17 MW, debería contar con 2 unidades de esa capacidad cada una.

El precio del gas de Salta con las tarifas vigentes es: 1.8 US\$ por millón de kcal. Con la capacidad prevista de las unidades el consumo específico medio llegaría a 3 500 kcal/kwh.

La inversión inicial incluyendo los intereses intercalares, sería, en millones de dólares: 9.2, 9.4 y 9.6 respectivamente para las tasas de interés 8, 10 y 12 por ciento.

Los costos por kWh resultan, en milésimos de dólar:

Tasa de interés	Porcientos		
	8	10	12
Costos fijos	8.9	10.1	11.5
Costos variables	7.0	7.0	7.0
Totales	<u>15.9</u>	<u>17.1</u>	<u>18.5</u>

Luego las relaciones de beneficio/costo para la energía, siguiendo el mismo orden en las tasas de interés sería, respectivamente B/C=1.23, 1.08 y 0.95.

El siguiente cuadro resume las relaciones de beneficio/costo para todo el proyecto y los dos propósitos señalados.

	Beneficio			Costo			B/C		
	(10 ⁶ us\$)			(10 ⁶ us\$)					
Tasa de interés (por ciento)	8	10	12	8	10	12	8	10	12
Riego ^{a/}	18.30	18.30	18.30	14.85	16.00	17.15	1.23	1.14	1.07
Energía	2.08	2.24	2.42	1.70	2.10	2.55	1.22	1.08	0.95
Totales	20.38	20.54	20.72	16.55	18.10	19.70	1.23	1.13	1.05

a/ El beneficio total de 22.9 x 10⁶ dólares en año de producción completa se ha multiplicado por 0.8 para tomar en cuenta aproximadamente, el atraso en la producción agrícola.

Conclusiones y recomendaciones

Los resultados de este último cuadro, demuestran que las condiciones del proyecto Cabra-Corral son relativamente atrayentes. Sin embargo, estas cifras están basadas en un estudio de hace 15 años, de modo que no pueden tomarse más que con carácter indicativo y provisional, recomendándose firmemente la revisión y complementación técnica del estudio, incluyendo investigaciones: geológicas, de mecánica de suelos y agrológicas y un análisis más detenido de los presupuestos de inversiones y estimación de los beneficios. Esa revisión deberá ser especialmente acuciosa en la determinación de las áreas a regarse, de su distribución por cultivos (estructura agraria) y de los capitales agrario y fundiario requeridos. Asimismo, cabe reexaminar detenidamente la capacidad eléctrica a instalar en la central, y la cantidad anual de energía a generar.

PARTE VI

EVALUACION PRELIMINAR DE ALGUNOS PROYECTOS

Capítulo 13

APROVECHAMIENTO DE LOS RIOS: MOLINA, ANGOSTURA, SOLCO Y LULES

Capítulo 13

APROVECHAMIENTO DE LOS RIOS: MOLINA, ANGOSTURA, SOLCO Y LULES
(Afluentes del río Sali-Dulce)

Objetivo

Producción de energía eléctrica y subsidiariamente riego en dos aprovechamientos.

Ubicación

Estos cuatro ríos son tributarios, por la margen derecha, del Sali; el Lules directamente, el Angostura por intermedio del Los Sosas, el Solco por el Gastona y el Medina por intermedio del Hondo. El centro de gravedad de la zona en estudio tiene aproximadamente las siguientes coordenadas geográficas: longitud 67° oeste y latitud 27° sur.

Institución encargada de los estudios

Agua y Energía Eléctrica fue la promotora de las investigaciones.^{1/}

Estado actual de los estudios

De los cuatro ríos examinados dos de ellos fueron objeto de proyectos (Medina y Angostura) y los otros dos (Lules y Solco) de anteproyectos bastante elaborados.

En el Medina las dos estaciones hidrológicas principales abarcan 17 años de registros, mientras en el Angostura las mediciones disponibles abarcan sólo 5 años de registros.

En el Lules y Solco los correspondientes registros cubren 14 y 17 años de mediciones respectivamente.

Como se verá más adelante en la planilla que contiene las relaciones de beneficio/costo de los aprovechamientos examinados, se llega a la conclusión que solamente los del río Medina son económicamente convenientes, confirmándose así el punto de vista de la firma consultora encargada de los estudios.

^{1/} Encargó los estudios correspondientes a la firma consultora Sociedad Edison de Milán en 1960

Fecha prevista para la construcción

Las únicas obras recomendadas, las centrales hidroeléctricas Medina I y II, deberían tener el siguiente calendario de acuerdo al somero estudio realizado del Sistema del Noroeste:

Medina I, comenzar las obras hacia 1967 para entrar a operar en 1972.

Medina II, iniciar los trabajos en 1972 para ponerla en servicio hacia 1976.

Reseña general de los proyectos ^{1/}

Los cuatro ríos considerados nacen en la vertiente oriental del macizo del Aconquija, que supera los 5 000 m. de altura, y descienden en una extensión de unos 40 km. (noroeste y sudeste) hasta llegar a la llanura - pie de monte - que se encuentra aproximadamente a 500 metros sobre el nivel del mar.

El macizo montañoso de Aconquija está formado sobre todo por gneiss y esquistos cristalinos, con intrusiones de granito (batolitos). La actividad erosiva de los glaciares termina más o menos a 2 500 metros de altura. Los ríos corren principalmente por fallas geológicas donde el basamento rocoso está cubierto por materiales de relleno de espesores comprendidos frecuentemente entre 20 y 100 m., circunstancia poco favorable para la construcción de presas y diques.

El clima de la zona es cálido y húmedo, del tipo subtropical, pero la temperatura, humedad y precipitaciones varían mucho con la altura sobre el nivel del mar.

El régimen de los ríos, ligado estrechamente al de las precipitaciones, se caracteriza por un período de aguas altas de noviembre a mayo y un período de magras de junio a octubre.

El carácter tempestuoso de las lluvias más intensas, y lo abrupto de las laderas de los cerros, provocan crecientes torrentosas de corta duración; en compensación los gastos menores son regulares y bastante constantes debido al espeso manto boscoso que cubre extensas zonas y a la correspondiente capa de terreno vegetal.

^{1/} En lo que sigue, la información proviene principalmente del "Estudio General de las Cuencas" (Società Edison de Milán, 1960), Tomo I.

La actividad económica principal en la región es el cultivo de la caña y la producción de azúcar. Más del 65 por ciento de las tierras cultivadas se dedican a ella, comprometiendo a un tercio de la población laboral. Su contribución a la producción argentina de azúcar es aproximadamente un 70 por ciento.

En el capítulo 3, Electricidad e Hidroelectricidad (Parte V) se presentan la situación actual y las previsiones para los próximos años del consumo eléctrico en la región.

a) Centrales Medina I y II

Las condiciones físicas en el río Medina permiten construir un embalse para regularizar el derrame anual de 200 km^3 y aprovechar un desnivel de 600 metros. El lugar denominado Potrero del Clavillo, se considera conveniente para ubicarlo.

La firma consultora se inclina por un dique de doble curvatura, anotando que si bien la roca aparece atravesada por diversos planos de diaclasas, la calidad de la misma (esquistos compactos inyectados con granito y pegmatita, y la dirección de dichas diaclasas), permiten sin riesgo adoptar la solución elegida. Los módulos del caudal son: en Potrero del Clavillo $3.13 \text{ m}^3/\text{seg.}$ y en la sección de derivación al segundo salto $8 \text{ m}^3/\text{seg.}$

Las condiciones topográficas no permiten sobrepasar de 100 km^3 la capacidad del embalse que es ligeramente inferior a la óptima. La capacidad del vertedero de rebalse sería de $650 \text{ m}^3/\text{seg.}$ y la de la descarga de fondo $200 \text{ m}^3/\text{seg.}$ Los caudales regularizados disponibles (descontando las evaporaciones - estimadas en 1 200 mm. al año - y considerando la captación de otros ríos y arroyos) son:

Primer salto: $6.24 \text{ m}^3/\text{seg.}$

Segundo salto: 7.54 "

El primer salto estaría constituido por:

- Un túnel a presión, revestido, de 2.50 m. de diámetro y 7 km. de longitud.
- Una chimenea de equilibrio diferencial (125 m. de altura).
- Una tubería a presión de casi 1 km. de longitud.
- La central - intemperie - con dos grupos generadores de 44 MW cada uno, y dos transformadores elevadores 13.8/138 kV de 48.5 MVA cada uno.

El segundo salto comprendería:

- Una presa de derivación de 10 m. de altura (gravedad).
- Un túnel a presión de 2 km. de longitud y 2.50 m. de diámetro.
- Una chimenea de equilibrio de 25 m. de alto, seguida de la tubería forzada de 172 m. de longitud.
- La central - intemperie - con dos grupos generadores de 8,9 MW cada uno y un transformador elevador de 11,5 MVA.

Además de la línea de transmisión que conectaría las dos centrales se prevén dos líneas paralelas a Villa Quinteros (40 km.).

Se contempla, aguas abajo de las centrales, el riego de unas 5 000 has.

A diferencia del proyecto del río Medina, como se dijo antes, los proyectos en los otros tres ríos, que no resultan convenientes económicamente, se presentan aquí, mucho más suscintamente.

b) Centrales en el río Angostura

Han sido estudiadas las posibilidades de este río en diversas oportunidades.^{1/} Pese a las condiciones topográficas favorables, el reducido caudal del río incide desfavorablemente.

Las obras estarían constituidas por un embalse regulador y tres saltos sucesivos.

Los estudios indican que para obtener un caudal constante a lo largo de todo el año, es suficiente una capacidad reguladora de unos 50 hm³, que el ante-proyecto satisface fácilmente. Los módulos del caudal regulado en los tres saltos resultan: 1.12, 1.93 y 3.09 m³/seg. respectivamente.

El dique sería de tierra, de 30 m. de alto y de 317 m. de longitud en el coronamiento.

Aunque las tres alturas de caída son apreciables (514, 420 y 268 m.) respectivamente, requieren grandes longitudes en los túneles de aducción (7.2, 4.2 y 4.9 km.) y dos chimeneas de equilibrio para una generación media anual de sólo 119 millones de kWh.

^{1/} La firma consultora CAPRI en 1952, A. y E.E. en 1957 y la Società Edison de Milán en 1960.

c) Centrales en el río Solco

Se dispone de levantamientos a escala 1:20 000 y algunos parciales a 1:5 000.

De los reconocimientos realizados se concluye que las laderas de la zona interesada están profundamente meteorizadas y como son además muy escarpadas, su estabilidad - favorecida actualmente por abundante vegetación - se vería seriamente comprometida con su eliminación por las construcciones de las obras pertinentes. Desde el punto de vista hidrológico se dispone de datos en diversas estaciones de aforo con registros que van de 4 a 17 años de observaciones.

Los módulos estimados para los 4 saltos previstos son: 4.6, 4.6, 7.5 y 7.8 m³/seg. La suma de las potencias instaladas en las cuatro centrales alcanzaría a 55.5 MW con una capacidad de generación media anual de 170 millones de kWh. Los túneles de aducción totalizarían 13.4 km, exigiendo cuatro chimeneas de equilibrio.

Las cuatro centrales, en serie, serían de pasada, con sólo una cámara de carga de 21 000 m³ de capacidad en la primera central.

d) Centrales en el río Lules

En este río, el más próximo a la capital de la provincia, funciona desde 1913 una pequeña central de 1.3 MW.

Las condiciones hidrológicas en el hipotético emplazamiento de una nueva central, son bien conocidas, estimándose el caudal medio útil (descontada la evaporación) en 4.2 m³/seg.

Desde el punto de vista físico existe la posibilidad de construir un embalse hasta de 100 hm³ en el sitio denominado Potrero de Las Tablas.

Las secciones estudiadas para el dique, son petrográficamente esquistas y bastante heterogéneas.

Este aprovechamiento se concibió constituido por una presa de embalse, con túnel (1.3 km. de longitud y 1.90 m. de diámetro) y central equipada con dos grupos generadores de 4.7 MW cada uno, para una capacidad de generación anual de sólo 30 millones de kWh.

Parece desde luego desproporcionado para una central tan modesta, el dique de hormigón contemplado, en arco, de 90 m. de altura máxima, para la regulación del caudal y la materialización de la altura de caída (máx. 102 m.). Es evidente que en la zona considerada el río es de bajísima pendiente. Se estima la posibilidad complementaria de regar unas 3 000 has.

Inversiones necesarias

En el cuadro 13-1 se presentan las inversiones necesarias en cada uno de los proyectos citados. Para su determinación se han actualizado a julio de 1962 los presupuestos de los estudios originales de la firma consultora (1960) en la forma señalada al principio de esta Parte VI.

Costo de la energía y relaciones beneficio/costo

La simulación del manejo de los embalses se ha efectuado teniendo en cuenta la prioridad de la energía, y el riego se ha considerado sólo como una consecuencia subsidiaria, no habiéndose estudiado en detalle ni las dotaciones, ni la localización de las nuevas áreas. Por eso, en el prorrateo de las inversiones comunes de las presas de Potrero del Clavillo y Potrero de Las Tablas se han atribuido al riego sólo una mínima parte.

Obsérvese en el cuadro 13-2 el elevado costo del kWh para los aprovechamientos de los ríos Angostura, Solco y Lules, que pasan de 0.020 dólares para los dos primeros y llega a 0.047 dólares para el último.

Solamente para las centrales del Medina el costo parece razonable, inferior a 0.015 dólares/kWh.

Examinando la última columna del mismo cuadro se verifica que mientras para el aprovechamiento del Medina la relación beneficio/costo llega a 1.5, para los otros se encuentra decididamente por debajo de 1.0/

Conclusiones

Pueden abandonarse las tentativas de aprovechamientos eléctricos en los ríos Angostura, Solco y Lules y en los lugares examinados. Por el contrario, el proyecto de aprovechamiento del Medina debe continuarse a la etapa de construcción, precisando además la zona a regar, el diseño de los canales correspondientes, y el interés económico de este uso complementario del agua.

ARGENTINA: APROVECHAMIENTO DE LOS RIOS MEDINA, AUGUSTINA, SOLOR Y MILES (CUENTA SALI - DULCE)

Tipo	Nombre	Central			Potencia producida y energía coloc. central			Inversiones en 10 ⁶ US\$			Cargas anuales y costo energía hidroeléctrica		Cargas anuales y costo energía térmica		Relac. B/C	Observación
		P.I.	P.I. (MW)	P.I. (MW)	P.P. Gener. (MW)	P.P. (MW)	P.P. (MW)	Riesgo	Total	Riesgo	Operación y mant. a 1.0 US\$ Kwh	Intereses a 1.0 US\$ Kwh	Operación y mant. a 1.0 US\$ Kwh	Intereses a 1.0 US\$ Kwh		
Centrales de pasada	Medina I y II	1968	0.34	(1)	80	25	95	13.2	2.0	5000 Ha	0.17	2.76	2.76	2.76	1.06 US\$	(1) Aprovechamiento obras de minas (presa de embalse y de comp.) a un costo de 85 por ciento de la inversión.
	Embalse															
	Derivaciones															
	Salto 1															
Centrales de pasada	Salto 2	No recomend.	0.60	(1)	26.9	23.5	119	4.8	0.6	37.3	0.59	2.94	2.94	2.94	1.06 US\$	(2) Incluye sólo la Presa de Salto 2.
	Embalse															
	1º Salto															
	2º Salto															
Centrales de pasada	Salto 3	No recomend.	0.35	(1)	55.7	28.0	170	9.6	0.5	25.2	0.63	2.75	2.75	2.75	1.06 US\$	(3) Ver gráf. de costo de Salto (2).
	Embalse															
	1º Salto															
	2º Salto															
Centrales de pasada	Salto 4	No recomend.	0.36	(1)	9.4	7.6	30	7.3	0.5	9.5	0.80	1.06	1.06	1.06	1.06 US\$	(4) Incluye sólo la Presa de Salto 4.
	Embalse															
	1º Salto															
	2º Salto															

Costo Combust. 2.4 US\$ / 10⁶ Kcal (Similares al costo en Córdoba)

PARTE VI

EVALUACION PRELIMINAR DE ALGUNOS PROYECTOS

Capítulo 14

APROVECHAMIENTO EN EL RIO COLORADO

Capítulo 14

APROVECHAMIENTOS EN EL RIO COLORADO

Generalidades

La cuenca de este río se extiende unos 900 kms. desde la cordillera hasta el mar, abarcando parte de las provincias de Mendoza, Neuquén, La Pampa, Río Negro y Buenos Aires.

Sin embargo, la parte pluviológicamente activa se limita a prácticamente el área drenada por los ríos: Grande, Barrancas y Butaco.

Como otros ríos cordilleranos de latitud similar, éste presenta períodos de crecida en los meses de verano y períodos de estiaje en invierno.

El módulo en Buta-Ranquil (1938-60) es de $141 \text{ m}^3/\text{seg.}$, con caudales medios diarios que varían entre 38 y $854 \text{ m}^3/\text{seg.}$

Conviene destacar que la densidad de población en esta cuenca no llega a 0.35 hab/km^2 .

Objetivos

Son múltiples, principalmente el riego y la producción de energía.

Instituciones que han realizado los estudios de los aprovechamientos

Son varias, destacando: A. y EE., Ministerio de Economía, Obras Públicas y Riego de la Provincia de Mendoza, y Comisión Técnica Interprovincial del Río Colorado.

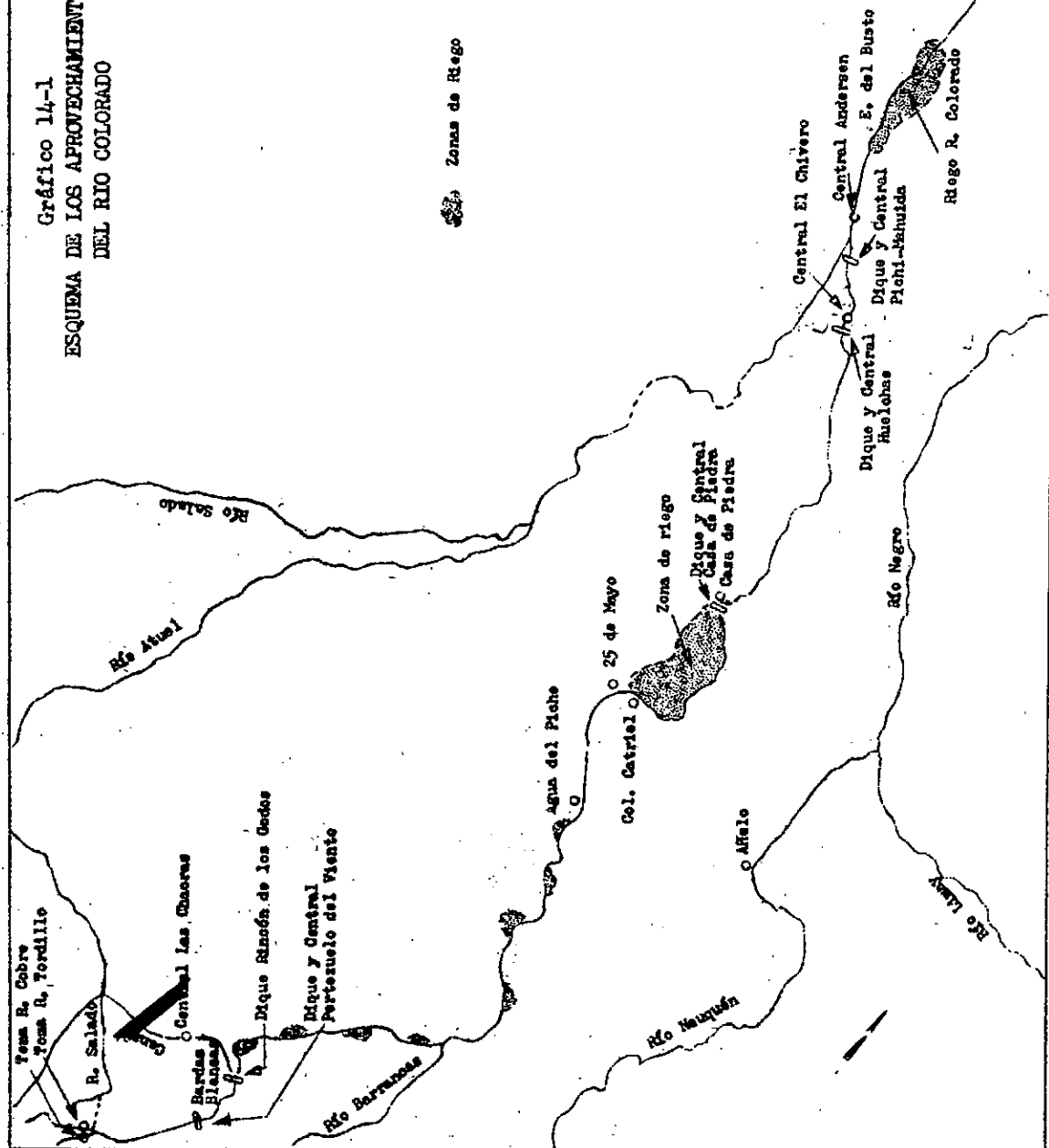
Estado actual de los estudios

Existen en la cuenca 30 estaciones pluviométricas, algunas con observaciones que cubren más de 50 años (hay una instalada en 1899), 13 nivométricas y 10 fluvio-métricas; entre estas últimas la de Pichi-Mahuida tiene mediciones que abarcan más de 40 años.

En ausencia de antecedentes sobre el grado de confiabilidad de los datos respectivos puede considerarse que este río cuenta con información hidrológica bastante aceptable.

Cuando el grupo visitaba el país, no existía ningún estudio de aprovechamiento integral del recurso; por el contrario todos los proyectos examinados eran eminentemente localistas para servir ambientes cerrados e independientes con prescindencia absoluta en la consideración de sus efectos y relaciones con la economía del resto de la cuenca y del país. Ideas de derivaciones de caudal a otras cuencas pretenden justificarse en sí mismas, sin considerar para nada los beneficios que reportarían los mismos caudales en otros aprovechamientos alternativos en la propia cuenca del Colorado.

Gráfico 14-1
ESQUEMA DE LOS APROVECHAMIENTOS
DEL RIO COLORADO



Proyectos tan parciales e independientes difícilmente obtendrían la aprobación de las otras provincias condóminas del Colorado. En general no sólo el enfoque de esos proyectos es objetable, por su limitada visión, sino además por la escasa disponibilidad de antecedentes básicos, la reducida profundidad de análisis, la falta de compatibilidad de unos con otros y la carencia o debilidad en el estudio de sus factibilidades económicas. Muchos se reducen a la presentación de simples ideas, con estimaciones de inversiones claramente subestimadas.

A continuación se mencionan sucintamente los que han merecido más atención en los círculos técnicos locales. (Véase el gráfico: 14-4)

1. Valle Hermoso - Desvío de los ríos Cobre y Tordillo

Este proyecto implica la derivación de los dos afluentes superiores del Río Grande, que en conjunto representan un caudal medio de 20 m³/seg., al Salado, tributario del Atuel.

Las obras previstas son las siguientes:

- a) Sendos diques derivadores en los ríos Cobre y Tordillo.
- b) Canales de aducción independientes (de 3.4 y 2.6 km de largo para el Cobre y Tordillo respectivamente).
- c) Canal de aducción conjunta con capacidad para 60 m³/seg., de 1.5 km de largo.
- d) Túnel de aducción, para 60 m³/seg de 13.5 km de extensión.
- e) Presa en Portezuelo del Viento de 140 m de altura y capacidad útil de embalse de 2 500 hm³.
- f) Túnel desde la presa hasta la central de Bardas Blancas para un caudal de 88.5 m³/seg y 21 km de longitud.
- g) Central de Bardas Blancas con capacidad instalada de 176 MW.

Como beneficios del proyecto se señalan los siguientes:

- a) Aumento del área regada en la cuenca del Atuel en 56 000 ha aproximadamente.
- b) Riego de 10 000 ha en el valle del Río Grande y 280 000 ha en las subregiones montañosas central y oriental del río Colorado.
- c) Producción de 970 GWh en la Central Bardas Blancas durante un año hidrológico medio.



- d) Aumento de 600 GWh anuales de generación, en promedio, en las centrales del río Atuel (Nihuil: 1, 2, 3 y 4) terminado el embalse de Valle Grande.

Observaciones

Conviene anotar que muchos aspectos del proyecto no han sido abordados por sus propios autores, como por ejemplo los frentes de ataque en el túnel, la remoción de escombros y filtraciones, entibaciones y revestimientos e inyecciones de cemento, ya que por los antecedentes geológicos cabe suponer que su construcción encargaría serias dificultades, etc. de modo que cualquier estimación del monto de las inversiones (incluyendo plazos de construcción), es altamente aleatoria y de valor muy relativo.

Con esas salvedades se hicieron algunas apreciaciones con carácter de beneficios y costos tentativos, para formar criterio sobre la factibilidad económica de la obra. Los resultados hacen pensar que se justificarían profundizar más las investigaciones y estudios necesarios para aclarar en definitiva la magnitud de los problemas técnicos (ligados principalmente a la construcción del túnel) y una estimación, con bases más sólidas, de la cuantía de las inversiones requeridas. Sólo entonces se podría evaluar mejor la factibilidad económica del proyecto, para incluirlo como una posible alternativa en la estructuración de esquemas integrales de desarrollo de toda la cuenca.

2. Aprovechamiento del Río Grande, con desvío de un caudal medio de 100 m³/seg. a las cuencas del Atuel y del Diamante

Este anteproyecto elaborado por la Comisión de Estudios del Río Grande, dependiente de la Gobernación de la Provincia de Mendoza, comprende las siguientes obras:

- a) Un embalse en Portezuelo del Viento con capacidad útil de 3 000 Hm³, con un dique de 150 m de altura aproximadamente.
- b) Una central eléctrica al pie del dique de 200 000 kW de capacidad instalada.
- c) Una presa de compensación y derivación en Rincón de los Godos, mediante un dique de 90 m de alto.

- d) Obras de derivación con capacidad para $150 \text{ m}^3/\text{seg}$ con un desarrollo total de 54.8 km destacando un tramo en túnel de 26.4 km de longitud, dos en canal de 11 y 15.5 km respectivamente y una tubería de acero de $1\,000 \text{ m}$ de largo.
- e) Una central en Las Chacras (76 MW instalados) con 60 m de altura de caída, y
- f) Un canal de conducción para $150 \text{ m}^3/\text{seg.}$, desde el pie de la central hasta el río Atuel, de 44.6 km de largo, y otro hasta el río Diamante.

Los beneficios señalados por los proyectistas son:

- a) Riego de $400\,000 \text{ há}$ en la zona árida del sur de la Provincia de Mendoza, y $10\,000 \text{ há}$ en el valle del Río Grande.
- b) Generación media anual de 670 y 480 GWh respectivamente en las centrales de Portezuelo del Viento y Las Chacras, y un adicional de $3\,000 \text{ GWh}$ en el Atuel tanto por mejor utilización de las cuatro centrales Nihuil, cuanto por el aprovechamiento de otros posibles saltos aún no estudiados.

Observaciones

Aunque este bosquejo de anteproyecto, requeriría de muchas investigaciones y estudios adicionales para que pudiera evaluarse su factibilidad técnica y económica los antecedentes disponibles permiten adelantar un juicio desfavorable a él. A modo de ejemplo cabe mencionar:

- La falta de antecedentes geológicos y topográficos para definir el túnel cuyas dimensiones, por sí solas, dan que pensar sobre las serias dificultades que encargaría su construcción.
- No se indica cómo se ampliarán las centrales Nihuil I y II, sin interferir la marcha normal del riego y la producción de energía.
- Tampoco se precisan las características y posibles costos de las otras centrales hidroeléctricas, al margen de las cuatro Nihuil, para aprovechar todo el caudal, ni cuál sería el mercado para toda la energía, etc. etc.

En resumen la idea de derivar al Atuel y Diamante un caudal medio de $100 \text{ m}^3/\text{seg}$ del Colorado, está muy poco elaborada y los antecedentes disponibles sugieren que desde el punto de vista técnico y económico no vale la pena ahondar más el tema.

Por otra parte parece bastante problemático que las otras provincias condóminas del Colorado acepten el transvase a otra cuenca, de semejante caudal.

3. Posibilidades de aprovechamientos entre Bardas Blancas y Zona Veinticinco de Mayo

Los antecedentes disponibles son muy precarios.

Según estimaciones generales parecerían posible dos aprovechamientos. El primero entre Bardas Blancas y la confluencia con el río Barrancas (capacidad de generación anual superior a 1 000 GWh) y el segundo entre la confluencia del río Barrancas y 25 de Mayo (unos 800 GWh anuales), además de poderse habilitar unas 10 000 há para la agricultura mediante el riego.

También se mencionan, sin presentación de antecedentes, la posible utilización de las lagunas Fea y Negra (para regular parcialmente el río Barrancas), y la posibilidad de un embalse regulador en Agua del Piche con capacidad superior a 600 hm³. Actualmente, en este último lugar, se están efectuando levantamientos topográficos y algunos reconocimientos geológicos (aparentemente con resultados favorables) que darán más luz sobre el mismo.

También se piensa que podría construirse en Punto Unido (47 km al oeste de la frontera occidental de la Pampa) una obra de derivación de la que ~~arrancaría~~ ^{se derivaría} un canal de aducción con capacidad para cubrir el riego de unas 200 000 há en la planicie de Colonia 25 de Mayo. El dique derivador se ~~diseñaría como obra múltiple para servir simultáneamente como puente~~ ^{se diseñaría como obra múltiple para servir simultáneamente como puente} carretero.

Quienes propugnan la idea señalan además la posibilidad de que el canal de aducción permita aprovechar un desnivel de unos 45 m para generación de energía eléctrica.

4. Estudios de aprovechamiento del río desde Casa de Piedra hasta su desembocadura en el Atlántico

Los estudios se refieren a tres conjuntos o grupos de obras:

- a) Casa de Piedra
- b) Huelches
- c) Desviación del Río Negro al Colorado

a) Casa de Piedra

La Comisión del Río Colorado, de la Provincia de La Pampa, está efectuando estudios (topográficos, geológicos, etc.) para confeccionar un anteproyecto de presa destinada al riego y eventualmente producción de energía y control de inundaciones. Entre las alternativas que se examinan, **la más promisoría parece ser la siguiente: un dique de aproximadamente 32 m de alto proporcionaría cerca de 2 000 hm³ de capacidad, únicamente para asegurar las exigencias del riego en las provincias de La Pampa, Río Negro y Buenos Aires de más de 250 000 há. No se incluirá generación de energía por estimarse provisionalmente que las condiciones locales no pueden competir económicamente con la producción de Chocón-Carros Colorados y eventualmente el tramo Bardas Blancas-Colonia 25 de Mayo. En esas condiciones la inversión requerida en el embalse sería equivalente a unos 10.5 millones de dólares.**

Alturas superiores de embalse exigen cierres laterales que crecen rápidamente en longitud, aumentando también muy ligero la superficie de evaporación.

No obstante los escasos antecedentes disponibles, se estima que Casa de Piedra es un buen emplazamiento para un embalse regulador en el curso medio del río, que conviene estudiar como solución alternativa a la del embalse Huelches (mencionado a continuación) o como obra complementaria, para operar Casa de Piedra según las necesidades de la generación eléctrica, y Huelches, según las de riego.

b) Plan Huelches

Objetivos. Son múltiples, principalmente: regulación para riego, control de crecidas y producción de energía eléctrica, en el curso medio del Río Colorado.

Institución encargada de los estudios. Agua y Energía Eléctrica.

Reseña de las principales características

El plan contempla las siguientes obras:

- 1) Dique de hormigón con altura de 45 m y 1 544 m en el coronamiento, el que formaría un embalse de 3 200 hm³ de capacidad útil normal más 1 000 hm³ de capacidad en reserva destinada a atenuar crecidas, de modo que aguas abajo no se supere el caudal de 450 m³/seg. Además para cerrar el embalse se consultan otros cinco cierres laterales también de hormigón.

- ii) Central a pie de presa con 114 MW de capacidad instalada y 215 GWh de generación media anual.
- iii) Presa y central (hidroeléctrica en el lugar denominado El Chivero) (100 GWh de generación media anual).
- iv) Embalse compensador estacional y central hidroeléctrica de Pichi-Mahuida (50 GWh de generación media al año).
- v) Central Saltos Andersen al pie del embalse homónimo ya construido, con una potencia instalada de 5 MW y una generación anual media de 35 GWh.
- vi) Canal de conducción para riego de 80 km de longitud, con capacidad para 25 m³/seg., destinado a beneficiar una zona de aproximadamente 20 000 há. en las provincias de Río Negro y La Pampa (Río Colorado y E. del Busto).
- vii) Obras de riego a toma libre en la provincia de Buenos Aires, para beneficiar unas 90 000 há.

Inversiones. Existen cálculos del costo de las obras solamente para la presa de Huelches y la central del mismo nombre, que ascienden al equivalente de 35 millones de dólares.

Se han hecho estimaciones de la separación de montos imputables a riego y energía e inclusive una relación de beneficio/costo para esta última, que resulta del orden de 1.4. Sin embargo, debe indicarse que tal cálculo no refleja estrictamente la realidad, (la relación debe ser bastante inferior), porque no se incluye el costo correspondiente a la cuota parte del embalse compensador estacional (Pichi-Mahuida) necesario para que la central de Huelches pueda operar con cierta independencia en relación al riego.

Observaciones. Sobre el riego en Río Colorado y E. del Busto, cabe anotar que no sólo el dique de Saltos Andersen está construido, sino también algunas obras ligadas a la bocatoma del canal de aducción como ser: el vertedero lateral de excedencias y parcialmente un desripador. Estas obras están destinadas a consolidar y ampliar el riego existente; están proyectadas para operar con los caudales naturales del río, o sea mientras no se altere la actual situación de extracciones de agua; con la construcción de un embalse regulador aguas arriba (Huelches; o Casa de Piedra) quedará asegurado su funcionamiento. Según A. y E.E. se ha invertido ya en las obras de riego el equivalente a 4 millones de dólares, faltando aún para

completaría como 2 millones más. Este proyecto parcial que en general parece bien concebido, tendrá varias dificultades por el aporte de material sólido en suspensión, sobre todo mientras no se construya el embalse Huelches.

Con relación a la central a pie de presa, se anotan las condiciones desfavorables de operación, por la enorme variación relativa de la altura de caída. Como la potencia firme será una reducida fracción de la instalada, no parece lógico proyectarla como central "de punta" y en consecuencia se sugiere reducir la capacidad instalada a sólo unos 70 MW o menos, con lo cual el factor de utilización, se elevaría de 0.21 a 0.35 o más.

Por otra parte los antecedentes disponibles indican que no existen condiciones naturales favorables en Pichi-Mahuida, u otro lugar aguas abajo del embalse Huelches, para compensar estacionalmente las descargas de la planta eléctrica y atender las necesidades del riego. En consecuencia, no parece que la idea de una central al pie de ese embalse tenga buenas perspectivas, a menos que se la diseñe de reducida capacidad para operar en los periodos y con los caudales impuestos por el riego.

c) Derivación del río Negro al Colorado

La Comisión del río Colorado de la provincia de La Pampa, preparó un esquema muy preliminar con la idea de traspasar un caudal medio de 50 m³/seg del río Neuquén al Colorado. La traza de la derivación parte de Añelo, sobre el río Neuquén, para llegar al Colorado aguas abajo de Colonia 25 de Mayo (90 Km de canales y 34 km de túneles). El objetivo es el riego de 150 000 há.

No se conocen estudios en que se justifique la idea. Por lo demás, al nivel en que se encuentran las decisiones para la construcción de Chocón-Carros Colorados, no corresponde considerarla, puesto que esa agua se restaría al plan del río Negro.

La idea que sí podría investigarse para cuando estén construidos los embalses de Chocón-Carros Colorados, es la posibilidad técnico-económica de una derivación que partiendo de río Negro, en la zona de Cervantes (cota 222 aproximadamente) llegue al Colorado cerca de Pichi-Mahuida (cota 250 más o menos).

Conclusiones y recomendaciones

Con los antecedentes disponibles en la actualidad, no parece posible definir con certeza un plan de aprovechamiento óptimo de la cuenca del Colorado, sobre todo si a las incertidumbres que presenta el conocimiento físico de los recursos naturales existentes, se agregan las de orden social y jurídico inter-provincial en el manejo del agua.

Del examen de ideas y proyectos primordialmente heterogéneos, se estima lícito recomendar el abandono de nuevas investigaciones sobre:

- a) La derivación de un caudal medio superior a unos 30 m³/seg del Colorado a las cuencas del Atuel y Diamante;
- b) La derivación de caudales del Neuquén al Colorado, y
- c) el aprovechamiento de una grancentral hidroeléctrica diseñada para trabajar en punta (con bajo factor de carga), al pie de la represa de Huelches, así como otro importante embalse compensador aguas abajo (Pichi-Mahuida) con otra central hidroeléctrica adicional.

Parece recomendable profundizar las investigaciones relativas a algunos proyectos, con el objeto de: examinar su factibilidad técnico-económica, desechar las soluciones menos convenientes en el caso de obras alternativas, comprobar la compatibilidad o complementariedad de ellas y prioridades de ejecución, en la búsqueda del esquema integral que implique el óptimo aprovechamiento de la cuenca dentro de la economía nacional.

La búsqueda de ese esquema no supone la detención de nuevos aprovechamientos mientras se procura la mejor solución. En efecto, algunas investigaciones complementarias en: Portezuelo del Viento, Bardas Blancas, Colonia 25 de Mayo, Casa de Piedra y Huelches, permitirán configurar a grandes rasgos y en un plazo relativamente breve, el esquema integral del más conveniente uso de la cuenca.^{1/}

Identificadas unas o dos obras claves del esquema, pueden diseñarse ellas en forma tal que permitan su fácil adaptación a las condiciones o circunstancias de otras obras, no bien definidas en primera instancia.

Al respecto, conviene subrayar que extendiéndose la cuenca longitudinalmente más de 900 km, la parte hidrológicamente activa es reducida y se localiza en el extremo superior de ella. En consecuencia conviene concentrar allí los primeros esfuerzos de investigación para definir y construir un buen embalse, ya que la regulación del río en ese tramo superior favorece a la mayor parte de la cuenca. Por otra parte, hay indicios de que pueden realizarse nuevos aprovechamientos de riego, con el caudal

^{1/} La simulación de operaciones mediante una computadora electrónica facilitarán y abreviarán grandemente el estudio.

natural del río, no sólo compatibles con las obras de regulación superiores, sino que además serían favorecidas por aquéllas con posibilidades de ampliación posterior. Son esos aprovechamientos, de fácil ejecución y financiamiento, los que deberían ocupar hasta su puesta en operaciones, la acción de los técnicos y gobernantes antes que proseguir con la concepción de obras que por su magnitud resultan incompatibles con la realidad económica actual del país, y a los que ni siquiera se les puede financiar un estudio acabado. Por lo demás muchos de esos proyectos provocan sentimientos regionalistas que en lugar de aunar esfuerzos provinciales, los disocian.

PARTE VI

EVALUACION PRELIMINAR DE ALGUNOS PROYECTOS

Capítulo 15

CENTRAL PIRAY-GUAZU

Capítulo 13

CENTRAL PIRAY-GUAZU

Objetivo

Producción de energía eléctrica exclusivamente para el abastecimiento de varias ciudades de la provincia de Misiones, incluidas Posadas y Oberá.

Institución interesada en el proyecto

Ministerio de Economía y Obras Públicas de la provincia de Misiones.

Ubicación

El dique y la central estarían ubicados sobre el río Piray-Guaçu a 16 km. de su desembocadura en el río Paraná, es decir a unos 158 km. en línea recta hacia el noreste de la ciudad de Posadas.

Estado actual de los estudios

Anteproyecto realizado por una oficina de ingenieros consultores en 1962.^{1/}

Reseña de las principales características

El dique de contrafuertes a pantalla plana, tipo Ambursen, tendría una altura máxima de 72 m. y una longitud en el coronamiento de 444 m. El terreno de fundación es roca basáltica. El vertedero de rebalse (perfil Creager) está previsto para una descarga máxima de 2 500 m³/seg.

La capacidad del embalse de 760 millones de m³, con una superficie inundada de 4 250 has. permitiría aprovechar un caudal medio de 30 m³/seg.

La central a pie de embalse tendría una capacidad instalada de 35 MVA, (28 MW), y generaría en un año hidrológico medio 98 millones de kWh netos, puestos en las barras de 13.2 KV. de la central, los que se reducirían a unos 91 millones de kWh en 13.2 KV. en los centros de consumo.

Estimación de inversiones

Un resumen de las inversiones estimadas, y expresadas en dólares de 1962 es el siguiente, incluidos los intereses intercalares:

Expropiaciones	US\$ 930 x 10 ³
Obras civiles (presa, usina, viviendas, caminos, etc.)	7 150 x 10 ³
Instalaciones electromecánicas	4 060 x 10 ³
Líneas de transmisión a Posadas y Oberá (240 km. a 132 KV.)	2 600 x 10 ³
5 estaciones de transformación (40 MVA)	600 x 10 ³
<u>Total</u>	<u>US\$ 15 340 x 10³</u>

^{1/} INCONAS.

Demanda futura

Los estudios pertinentes estiman que la central satisfará las siguientes demandas dentro del mercado que le correspondería servir^{1/}

Año	Demanda máxima (MW)	Generación anual (GWh)
1970	12	25
1972	16	43
1974	24	76
1976	24	83
1980	24	98

Costo estimado del kWh

Los gastos anuales serían aproximadamente los siguientes:

- Intereses sobre la inversión y amortización de las obras civiles	US\$ 810 x 10 ³
- Id. id. de los equipos mecánicos y eléctricos	770 x 10 ³
- Operación y mantenimiento	120 x 10 ³
<u>Total</u>	<u>US\$ 1 690 x 10³</u>

Luego el costo de la energía en barras de las estaciones distribuidoras en los centros de consumo sería:

Generación anual (GWh)	Costo de la energía US\$/kWh
25	70.5 x 10 ⁻³
43	39.3 x 10 ⁻³
76	23.5 x 10 ⁻³
83	21.7 x 10 ⁻³
98	18.6 x 10 ⁻³

^{1/} Los antecedentes disponibles sobre el sistema que integrará la central no han permitido examinar la bondad de tales estimaciones.

Costo de la energía térmica equivalente

La potencia garantida de la central hidráulica en alta tensión en los centros de consumo puede considerarse igual a 24 MW.

La capacidad instalada de la térmica equivalente puede tomarse igual a 1,25 veces la potencia garantida (20 por ciento de reserva y 5 por ciento de consumo propio), o sea: 30 MW.

$$F.U. = \frac{96 \times 10^6}{30 \times 8760} = 0,37 \text{ (3 200 horas)}$$

que corresponde a la central generando la misma cantidad de energía que la hidráulica en un año hidrológico medio.

Inversiones

	US\$
- Central 280 x 30 000 =	8 400 x 10 ³
- Apropiación líneas $\frac{1}{0,3} \times 2 600 \times 10^3 =$	780 x 10 ³
- Subestaciones	500 x 10 ³
Total	US\$ 9 680 x 10 ³

Gastos anuales

	US\$
i) Amortización e intereses $0,106 \times 9 680 \times 10^3 =$	1 030 x 10 ³
ii) Operación y mantenimiento	
- Cargas fijas anuales	270 x 10 ³
- Gasto en combustible $\frac{2}{3} \times 3 900 \times \frac{3,7}{10^6} \times 96 \times 10^6$	1 380 x 10 ³
- Líneas y subestaciones	26 x 10 ³
Total	US\$ 2 706 x 10 ³

Costo unitario

$$\frac{2,7 \times 10^6}{91 \times 10^6} = 29,6 \times 10^{-3} \text{ US$ kWh.}$$

para la central térmica, generando la misma cantidad de energía que la hidráulica en un año hidrológico medio.

- 1/ Se estima que el costo de las líneas para la central termoeléctrica es el 30 por ciento de la hidráulica, considerándola en la mejor ubicación respecto del centro de carga del sistema servido.
- 2/ El consumo específico está calculado para el factor de carga 0,37.
- 3/ Se calcula que el costo del combustible en Posadas es un 115 por ciento mayor que en Buenos Aires, o sea 3,7 US\$/10⁶ K cal.

Relación beneficio/costo

Se ha visto que la capacidad de la central Paray-Guazá resulta por el momento relativamente grande para el sistema eléctrico que debe integrar, de modo que su factor de utilización es muy bajo en los primeros años. Ya se sabe que en una central de este tipo, la mayor parte de las inversiones tienen que realizarse antes de que ella comience a operar, pudiendo tan sólo escalonarse las instalaciones de algunos items, cuyo costo es relativamente reducido frente a la inversión total (equipos electromecánicos de generación y elevación de tensión). Por el contrario, la central térmica ofrece una mayor elasticidad en este sentido, de modo que la capacidad instalada puede ajustarse mejor a la demanda, con la consiguiente economía anual, principalmente en los costos de capital y en los de combustible (consumo específico más bajo por factores de utilización más elevados).

En rigor, el análisis de la relación beneficio/costo debería abarcar un número suficiente de años (por ejemplo diez) calculándose el valor presente de las inversiones más los gastos requeridos año a año en todo ese período, así como de los ingresos netos correspondientes.

Como los antecedentes disponibles no justifican tal cálculo en detalle sólo se ha hecho una estimación aproximada, de ese valor para un período de 12 años (1970-82), arrojando l.l. Por otra parte, el siguiente cuadro da una idea del costo anual de la energía hidráulica y térmica equivalente a la relación B/C anual como cociente de la segunda por la primera.

Año	Generación (Gwh)	Costo del kWh ($\times 10^{-3}$ US\$)		Relación B/C
		Hidráulico	Térmico	
1970	25	70.5	42	0.59
1972	43	39.3	30	0.75
1974	76	23.5	27	1.13
1976	83	21.7	33	1.50
1980	98	18.6	29.6	1.60

✓ Las primeras cuatro cantidades son sólo gruesas estimaciones.

Conclusiones

1. Aparentemente la obra resultaría conveniente desde el punto de vista económico, a partir del año en que la central pueda acomodar anualmente unos 65-70 millones de kWh. De acuerdo a las proyecciones de la demanda eso sucedería hacia 1973.
2. Se justificaría, en consecuencia, profundizar los estudios e investigaciones con miras a confeccionar un ante-proyecto más elaborado y eventualmente el proyecto de construcción.
3. Debe proyectarse acuciosamente la demanda eléctrica de la región cubierta por el sistema que integrará la central Piray-Guazú hasta 1980, y las condiciones técnico-económicas en que operarán las otras centrales ya instaladas o en vías de instalación, para definir con más precisión, el momento en que económicamente se justificaría su puesta en servicio.
4. También convendría revisar con una mayor información hidrológica las características energéticas y de capacidad a instalar en el proyecto, el apoyo termoeléctrico más adecuado, así como el presupuesto de las obras con especial énfasis en los costos de materiales de construcción y equipos puestos in situ.

PARTE VI

EVALUACION PRELIMINAR DE ALGUNOS PROYECTOS

Capítulo 16

APROVECHAMIENTO MULTIPLE DE LA CUENCA DEL RIO DIAMANTE

Capítulo 16

APROVECHAMIENTO MULTIPLE DE LA CUENCA DEL RIO DIAMANTE

Objetivo: Aprovechamiento hidráulico integral del curso medio y bajo del Río Diamante, principalmente para riego y producción de energía.

1. Ubicación: El estudio de las obras proyectadas comprende el tramo inferior y medio del Río Diamante, en la provincia de Mendoza (fig. 1) ~~hacia~~ ^{desde} unos 4.5 Km aguas arriba del puente La Jaula de la ruta nacional N°40, donde se captarían las aguas que alimentan la hoyada de Pampa del Diamante, separada del Río por los cerros Diamante, Chico y Morado, hasta la zona de regadío de la localidad de 25 de Mayo, en el centro oeste de la provincia de Mendoza.

Estado actual del proyecto

A y EE. dispone de algunos estudios para el aprovechamiento total del río Diamante. Esta empresa contrató en 1959 la construcción del embalse de Agua del Toro a base de un proyecto de dique en arco, diseñado por una firma consultora extranjera. El monto del contrato ascendía entonces a 148×10^6 pesos m/n (equivalentes a casi 4 millones de dólares).

Poco tiempo después, habiéndose efectuado gastos que representaban sólo el 5 por ciento del monto del contrato se paralizaron las obras por falta de financiamiento. A y E.E. tenía prevista la entrada en operaciones de Agua del Toro para el año 1964.

Reseña de los posibles aprovechamientos

Los embalses posibles en el curso medio del Río Diamante son cinco: Pampa del Diamante, Agua del Toro, Chacaicito, la Buitrera y Los Reyunos. Este estudio comprende el análisis de 3 embalses: Pampa del Diamante, Agua del Toro y Los Reyunos de tal modo que se forman tres series de alternativas según se combinan los aprovechamientos (fig. 2).

La serie A considera el sistema formado por Agua del Toro y Los Reyunos con central hidroeléctrica en Agua del Toro. Las alternativas se determinaron en función de las alturas de embalse de las presas adoptándose para la de Agua del Toro 3 valores de cota máxima 1 332 m, 1 339 m y 1 345 m y dos de cota mínima 1 300 m y 1 270 m, según que la central se encuentre al pie de la presa o que haya una conducción en túnel forzado hasta la misma. Combinando las cotas máximas y mínimas se obtuvieron 6 alternativas. Para Los Reyunos las tres alternativas surgen de la combinación de 3 alturas máximas cotas 980-990 y 1 000 m con sólo una mínima: 930 m. Combinando las 6 posibles variantes del Agua del Toro con las 3 de Los Reyunos se obtuvieron 18 alternativas para su estudio.

La serie B considera al sistema formado por la hoyada de Pampa del Diamante y la presa Agua del Toro con central hidroeléctrica en Pampa del Diamante. La Hoya de Pampa del Diamante admite una sola alternativa de endicamiento de cotas 1 475 m y 1 465 m máxima y mínima con túnel de conducción hasta el espejo de Agua del Toro (6 7 metros menos, trabajando a contrapresión). La alimentación de la hoya debe hacerse por una canal derivador del río, cuya capacidad puede variar entre 50 y 100 m³/s.

La serie C considera al sistema formado por los 3 embalses con centrales hidroeléctricas en Pampa del Diamante y Agua del Toro.

Análisis de alternativas

El Grupo Conjunto CEPAL-CFI convino con el Instituto de Cálculo de la Facultad de Ciencias, el estudio del funcionamiento de los embalses por el método de computación numérica usualmente llamado simulación (ver Anexo 1). Por otra parte se hicieron estudios estimativos de los volúmenes de obras civiles e instalaciones y sus respectivos presupuestos a base de los antecedentes disponibles en A. y E.E. Asimismo y para las necesidades de este estudio se elaboraron tablas y gráficos de costos de centrales y de equipos electromecánicos. (Véase Parte VI "Evaluación preliminar de algunos proyectos".)

La zona de riego en 25 de Mayo, tiene actualmente unas 53 000 Has. con derechos de riego definitivo, de las cuales aproximadamente 4 500 Ha. son tierras vírgenes. Con las obras proyectadas se ampliarían las superficies regadas con derechos definitivos a 82 000 Ha. asegurando además el servicio. Las tierras con derecho de riego eventual de un total de 38 000 Has. en la actualidad (de las cuales 19 000 Ha. son tierras vírgenes), se reducirían a 8 300 Ha. regadas eventualmente y restarían 7 000 Ha. sin ninguna posibilidad de riego.^{1/}

En cuanto a la energía se podría producir, según la alternativa que se elija entre 260 y 770 GWh cantidad que rebasa los límites de la demanda del mercado andino y justifica la interconexión con el sistema central donde los recursos hidráulicos son escasos por estar en el máximo de sus posibilidades de explotación y permiten, dada la gran producción de origen térmico, una complementación eficaz con el sistema Andino.

^{1/} Estos resultados son los de la alternativa que se recomienda.

Las alternativas para el río Diamante se estudiaron en primer término para la colocación de toda la producción de energía en el sistema Andino cerrado, habiéndose concluido que: a) antes del año 1980 no es posible colocar la energía de ninguna de las alternativas si se da cumplimiento a los planes de obras ya previstos (Nihuiles, Ullún, etc.); b) para dicho año 1980 la alternativa que da la mejor relación B/C es la de menor inversión y por ende la solución más aconsejable resultaría la alternativa denominada I A. Pero esta solución es la de mínima producción, lo que significa una seria limitación del aprovechamiento del recurso hídrico. Por otra parte, en el Sistema Central existe una gran avidez potencial de energía.

De estas consideraciones se llegó a la conclusión que es altamente conveniente estudiar el mercado que resulta de interconectar los sistemas Andino y Central y colocar la potencia y energía de las alternativas del río Diamante en dicho mercado.

El Grupo CEPAL-CFI hizo un estudio de la proyección de la demanda con el cual se trazaron las curvas de carga anuales y estacionales de ambos sistemas y del sistema interconectado que hemos denominado sistema Combinado Andino Central. (Véase Parte V, Capítulo 3: "Electricidad e hidroelectricidad")

2. Inversiones

Ya se indicó que el análisis de costos e inversiones para las obras civiles y electromecánicas de las presas y centrales se efectuó en base a un estudio específico, llevando al nivel de precios al valor del dólar en julio de 1962 el cual era \$ m/n 120 por unidad. Los intereses intercalares, aunque no se mencionan explícitamente, están incluidos en los costos unitarios respectivos.

Los datos para las inversiones en obras de riego del sector público se obtuvieron a partir de un informe del 13/2/63 del Departamento General de Irrigación de Mendoza y de acuerdo a la Planimetría General de la Zona de Regadío del río Diamante. Asimismo se obtuvieron de A. y B.E. y de la provincia de Mendoza datos de las inversiones para las obras ya ejecutadas.

Con dichos elementos se estimaron y calcularon los costos de construcción y revestimiento de canales.

Las inversiones en el sector agrícola comprenden las del sector privado y las del sector público.

a) Sector Privado

Riego definitivo, a partir de tierras vírgenes

Las inversiones correspondientes al capital fundiario y al capital agrario o de explotación, se tomaron del informe sobre la región de Caucete (San Juan) que contempla los cultivos de tomate, vid y alfalfa.

Como en el caso de los frutales, no existe dicha información, se hizo un ajuste con los valores investigados directamente, por el Grupo CEPAL-CFI.

Los costos de explotación actuales ascienden en promedio a \$61 100/Ha.

Para las 3 500 Has. de uso público, existentes en la zona del río Diamante, se estimó el costo de producción en un 25 por ciento del valor de \$61 100/Ha.

Riego eventual, a partir de tierras vírgenes

Para el riego eventual, con una distribución de cultivos de 50 por ciento de hortalizas y 50 por ciento de forrajeras, se consideró que hay riego eventual 1 de cada 2 años.

Riego definitivo, a partir de tierras con riego eventual

Para llegar a los valores correspondientes a las inversiones y a los costos de explotación no se computaron por existir ya:

100 por ciento de sistematización

30 por ciento de construcciones e instalaciones

100 por ciento de obras de riego

50 por ciento del capital de explotación: fijo, vivo e inanimado.

Por otro lado se consideró que la diferencia de valores en las inversiones para el caso de riego definitivo y riego eventual a partir de tierras vírgenes, debía dar aproximadamente el valor de la inversión de la vid en el caso de riego definitivo a partir de tierras con riego eventual.

Esa diferencia con un pequeño ajuste dio para la vid y frutales la cifra de \$125 800/Ha.

En páginas posteriores van las planillas con las cuentas culturales (inversiones y costo anual de producción) para riego definitivo y eventual de: tomate, alfalfa, vid y frutales, y los valores que se utilizaron para los cálculos según

el proceso que se detalla en el Anexo 1.

b) Sector público

En el sector público las inversiones que se computaron y que fueron las mismas para todas las alternativas son:

- i) Descargador para riego;
- ii) Canales;
- i) Descargador para riego

Considerando intereses intercalares del 25 por ciento (duración de las obras 5 años y tasa del interés 10 por ciento) se tomó:
 $31.5 \times 10^6 \text{ m\$n} \times (1 + 0.25) \times 0.885 = 35 \times 10^6 \text{ m\$n}.$

ii) Canales

De acuerdo a Planimetría General de la Zona de Regadío del río Diamante, (Escala 1:50 000 y del informe del 13/2/63 del Departamento General de Irrigación de Mendoza) se obtuvieron los siguientes datos:

Obras ya ejecutadas: Presa de ~~Derivación~~, Canal ~~Matriz~~ revestido, de 5.6 Km de longitud (80 m³/s), ~~Desarenador~~, partidior, sifón, obras de arte, etc.

Canales terciarios (~~Margen~~ izquierda) 128.5 Km

" " (~~Margen~~ derecha) 179.5 Km 308 Km con riego defin.

" " (~~Margen~~ izquierda) 10 Km con riego event.

Según información de A. y E.E. el costo total de las ^{Total} 318 Km

Según información de A. y E.E. el costo total de las obras ejecutadas es de m\\$n $2\,500 \times 10^6$ de los cuales 850×10^6 corresponden al canal matriz y $1\,650 \times 10^6$ a lo demás. (Véase anexo 2).

Las obras ejecutadas son:

Canales marginales - margen izquierda: 32.5 Km (50 m³/s)

" " - margen derecha: 28.5 Km (30 m³/s)

Cuya inversión total es de 460×10^6 m\\$n (revestidos) incluyendo las obras de arte correspondientes.

317 Km de canales en tierra a revestir con hormigón.

16 Km a construir completamente y con revestimiento de hormigón.

INVERSIONES POR HA. CULTIVADA

		\$/Ha.	Incidencia por Ha. de Chacra Tipo (\$/Ha.)
<u>Tierras inicialmente vírgenes</u>			
<u>Riego definitivo</u>	<u>Vid y frutales</u>		
	Cap. Fundiario	190 225	
	Cap. Agrario	<u>14 380</u>	
		204 605	$204\ 605 \times 70\% = 143\ 000$
	<u>Hortalizas (Tomate)</u>		
	Cap. fundiario	70 225	
	Cap. agrario	<u>14 380</u>	
		84 605	$84\ 605 \times 30\% = \frac{25\ 300}{168\ 300}$
	<u>Forrajeras (Alfalfa)</u>		
	idem.	84 605	
<u>Riego eventual</u>	<u>Hortalizas (Tomate)</u>		
	Cap. fundiario	33 172	
	Cap. agrario	<u>7 190</u>	
		40 362	40 362
		50%	
	<u>Forrajeras (Alfalfa)</u>	40 362	
	Idem.	50%	
<u>Tierras inicialmente con riego eventual</u>			
<u>Pasan a riego definitivo</u>	<u>Vid y frutales (70%)</u>	125 800	88 000
	<u>Hortalizas (15%)</u>	40 362	6 050
	<u>Forrajeras (15%)</u>	40 362	<u>6 050</u>
			100 100

a/ Las Ha. ya regadas con derechos definitivos requieren solamente un incremento de inversión del 10% (16 830 \$/Ha.) para aumentar su beneficio en un 22%.

Para el sector de Ha. de uso público se tomó también el 10% (16 830 \$/Ha.).

BENEFICIO ANUAL POR HECTAREAS

Beneficios por Ha.				
Riegos actuales				
<hr/>				
<u>Con derechos definitivos</u>	Vid	85 000 \$/Ha.	(56%)	70%
	Frutales	70 000 "	(14%)	
	Hortalizas	50 000 "	(15%)	
	Forrajeras	24 000 "	(15%)	
	Valor ponderado	68 600 "		
<u>Con derechos eventuales</u>	Hortalizas	50 000 \$/Ha.	(50%)	
	Forrajeras	24 000 "	(50%)	
	Considerando una pérdida del		50%	
	Valor ponderado	18 500 "		
<u>Riegos futuros</u>				
<u>Con derechos definitivos</u>	Vid	100 000 \$/Ha.	(56%)	70%
	Frutales	85 000 "	(14%)	
	Hortalizas	75 000 "	(15%)	
	Forrajeras	30 000 "	(15%)	
	Valor ponderado	83 200 "		
<u>Con derechos eventuales</u>	Hortalizas	75 000 \$/Ha.	(50%)	
	Forrajeras	30 000 "	(50%)	
	Valor ponderado	26 250 "		
	(Considerando una pérdida del 50%)			

COSTO ANUAL DE LOS CULTIVOS POR HECTÁREA EN AGRICOLA)

Cultivo	Porcentaje de inciden cia por Ha.	Costo	
		Sin corregir por el por- centaje	Corregido \$/Ha.
<hr/>			
<u>Costos por Ha. a partir de tierras vírgenes</u>			
<u>Riego definitivo a partir de tierras vírgenes</u>			
Vid	56	71 000	40 000
Frutales	14	70 000	9 800
Hortalizas	15	51 360	7 700
Forrajeras	15	24 100	3 600
	<u>100</u>		<u>61 100</u>
<u>Riego eventual (futuro)</u>			
Hortalizas	50	46 400	23 200
Forrajeras	50	19 100	9 500
	<u>100</u>		<u>32 700</u>
Con riego 1 de cada 2 años			14 850
<u>A partir de tierras con derechos even- tuales</u>			
<u>Riego definitivo</u>			
Vid	56	71 000	40 000
Frutales	14	70 000	9 800
Hortalizas	15	46 400	6 900
Forrajeras	15	19 100	2 850
	<u>100</u>		<u>59 550</u>
<u>Tierras uso público</u>			
(Parques, viveros, etc.): 25% del costo de la tierra con riego definitivo: 15 400 \$/Ha.			

Canales terciarios - Costo de canales nuevos

Para una estimación y a falta de datos, se tomó el caudal del canal de Margen Izquierda a repartir en 14 canales terciarios lo que da para la cabecera de cada uno, 3.6 m³/s.

El caudal medio representativo, suponiendo en el extremo un Q. residual de 0.5 m³/s.

$$\text{será de } \frac{3.6 + 0.5}{2} = 2 \text{ m}^3/\text{seg.}$$

Se verifican con el Canal Salas (M.I.) estas condiciones medias.

Cota superior	670 m.
Cota inferior	635 m.
Dif. de cotas	35 m.
Pendiente j =	$\frac{35 \text{ m.}}{1000000 \text{ m.}} = 3.5 \text{ o/oo}$

Con j = 3.5 o/oo; Q = 2 m³/s y Revestimiento de hormigón "in situ", y fijando ancho de la base b = 1.00 m. y p (taludes) 1:1.5.

Resulta aproximadamente 1.7 m/s de velocidad.

Valor que se considera aceptable.

Costos

Costo total (desmonte, excavación y revestimiento de hormigón - 8 cm -) por metro lineal m\$ 1 700.

$$16 \text{ Km} \times 1 700 \text{ s/m} = 27 \times 10^6 \text{ m\$}$$

Costo de revestimiento posterior en canales ya excavados en tierra, \$1 760/m

Esto se debe a la mayor sección que tienen los canales de tierra existentes en relación a los que resultarían de haberse proyectado con revestimiento de hormigón.

$$317 \text{ Km de canales a revestir a } 1 760 \text{ s/m} = 550 \times 10^6 \text{ m\$}$$

$$\text{Luego costo canales terciarios} = 577 \times 10^6 \text{ m\$}$$

$$\text{Costo canales marginales} = 460 \times 10^6 \text{ m\$}$$

$$\text{Costo total de canales} = \underline{1 037 \times 10^6 \text{ m\$}}$$



iii) Apropiación de las obras civiles comunes

Inversiones para la energía

Las inversiones para la energía variaron para cada alternativa en función de la serie de items en que se dividió este sector. Las obras específicas de la energía son: a) civiles; b) equipos. Estos a su vez comprenden líneas, subestación de salida y equipos electromecánicos. También se incluyó en este sector la parte apropiada de las obras comunes.

3. Cargas y beneficios anuales.

Vida útil

Se ha estimado que la vida útil de las obras civiles es en promedio de 100 años, inclusive las correspondientes a centrales eléctricas (exceptuando canales).

La vida útil de los equipos (líneas, subestaciones y equipos electromecánicos) se estimó en 30 años, lo mismo que para los descargadores de riego y canales.

Cargas anuales

Las cargas anuales comprenden por un lado la amortización e intereses al capital invertido y por otro los costos de operación y mantenimiento. La amortización se calculó por el método del "sinking-fund".

La carga anual de amortización e intereses se calculó sobre las inversiones, incluyendo los intereses intercalares correspondientes.

Los gastos de operación y mantenimiento para la obra civil prorrateada se consideró un 2 o/oo de las inversiones, tanto para el sector de la energía como para el del riego. En los canales y descargador para riego se tomó el 10/o de las inversiones y en los equipos electromecánicos el 2 o/o sobre las inversiones. Para la obra civil específica de la energía (Central) se consideró el 2 o/oo de las inversiones.

El cuadro siguiente resume las cargas anuales en función del monto invertido en las obras.

CARGAS ANUALES ^{a/}
(En función de las inversiones)

Sector	Subsector	Item	Vida útil (años)	Fondo de renovación	Renovación más intereses	Operación y mantenimiento
<u>Energía</u>	<u>Equipos</u>	Líneas	30	0.006	0.106	0.02.
		Subestación	30	0.006	0.106	0.02
		Equipos electromecánicos	30	0.006	0.106	0.02
		Obras civiles específicas	100	-	0.100	0.002
		Obras civiles apropiadas	100	-	0.100	0.002
<u>Riego</u>	Obras civiles específicas	Descargador para riego	30	0.006	0.106	0.01
		Canales	30	0.006	0.106	0.01
		Obras civiles apropiadas	100	-	0.100	0.002

a/ Con tasa de interés al capital del 10 por ciento.

Beneficios anuales para el sector Agrícola

En el sector riego se tuvieron en cuenta los informes de los ingenieros agrónomos, que trabajaron con el Grupo CEPAL-CFI, manifiestan que hay dos procesos en todo cultivo: a) colonización; b) evolución de la estructura agrícola, cuyo período es diferente si se parte de tierras vírgenes o de tierras que ya tienen riego, aunque sea eventual. Para la zona en estudio el lapso de colonización se estimó en 7 años y el período de evolución, en 20 años. En los primeros 7 años existen simultáneamente ambos procesos.

Es así que se tienen en los años 1 y 20 las siguientes estructuras de cultivos:

	<u>Año 1</u>	<u>Año 20</u>
Vid	12%	56%
Frutales	3%	14%
Hortalizas	15%	15%
Forrajes	<u>70%</u>	<u>15%</u>
Totales	<u>100%</u>	<u>100%</u>

Concordantemente varían las dotaciones anuales de riego del año 1 al 20, disminuyendo, en chacra de 12 500 m³/Ha. a 9 200 m³/Ha. Los beneficios varían por lo tanto en la misma proporción pero con cierto atraso.

Por ejemplo la vid requiere una implantación de tal modo que a los 3 años recién da un beneficio igual a la cuarta parte del año de régimen, al que se alcanza a los 7 años de efectuada la inversión. No sucede lo mismo con la alfalfa que ya al final del primer año comienza a dar los beneficios que serán los mismos que en año de régimen.

De acuerdo a todas estas circunstancias se elaboró el cuadro que se adjunta donde se tomaron los precios en primera comercialización (tranquera de chacra) representativos de los principales productos agrícolas de la zona.

Las Has. regadas actualmente con derechos definitivos requieren solamente un incremento de inversión del 10 por ciento para aumentar el beneficio en un 22 por ciento. El beneficio, en zonas con riego eventual, se disminuye un 50 por ciento por la no regularidad de aquél. No se tomaron en cuenta los beneficios correspondientes al control de crecientes, primero porque la gente de la región las considera poco importantes y segundo, por lo difícil que resulta la estimación de los perjuicios económicos que provocan las inundaciones.

Beneficios anuales del sector energía

Como es sabido para las centrales de punta, con embalse importante, la P_g evoluciona con el tiempo en la medida en que la demanda hace que la punta de la curva de carga se haga más aguda.

A efectos de colocar a todas las alternativas en igualdad de condiciones independientemente del año de su entrada en servicio, se ha estimado conveniente admitir que en cada caso la P_g ha alcanzado su valor máximo o sea la P_i . Este método ha permitido determinar en primera aproximación la alternativa más interesante que ha resultado ser la 9 A.

En un segundo paso, se estudió la colocación de la energía hidráulica del río Diamante en las curvas de carga del sistema combinado (Anexo 3) para determinar la fecha más conveniente de entrada de la solución 9 A.

En todos los casos, para hacer la relación B/C de la energía se tomó como término del beneficio el costo anual de la energía térmica equivalente.

Central térmica equivalente de una central hidroeléctrica

Generalizando, se denomina, central térmica equivalente a aquella que provee los mismos servicios en potencia garantida P_g y en producción W_n que la central hidroeléctrica considera:

Potencia garantida

a) Para una central hidráulica con embalse

Dado un cierto nivel disponible de potencia de base, se define como potencia garantida P_g al suplemento de potencia que es capaz de garantizar la central hidro-eléctrica para el día más cargado del año y en el ciclo hidrológico más desfavorable, en las barras de alta tensión de la distribución.

Este es, evidentemente, un concepto dinámico pues como la demanda evoluciona en función del tiempo, también deberá variar la P_g aún suponiendo que el nivel térmico se mantenga constante.

b) Para la central térmica equivalente

Es la potencia instalada P_i menos la reserva y las pérdidas que corresponden hasta el punto de comparación, es decir pérdidas por consumo propio y transformación. Es éste también un concepto dinámico pues el nivel de la reserva térmica evoluciona con el tipo y grado de equipamiento de los servicios eléctricos (interconexión de redes, factor de carga, etc.) factores que siendo interdependientes evolucionan con el desarrollo de la demanda y el desarrollo económico del país, incidiendo por lo tanto en el cálculo de la P_g .

Producción

a) Para una central hidráulica con embalse

Es la energía que puede colocar la central hidroeléctrica, en el año de hidraulicidad media, medida en las barras de alta tensión de la línea de distribución, es decir, en igualdad de condiciones con la central térmica, o sea, descontando de la generación las pérdidas hasta el punto de comparación y toda otra energía que no pueda ser colocada en el diagrama por cualquier causa.

b) Para la central térmica equivalente

Es la energía térmica colocada en las mismas barras, o sea descontando de la generación, las pérdidas por consumo propio y transformación.

A los efectos de hacer posible las comparaciones entre la central térmica e hidráulica se ha adoptado el criterio de componer la central térmica equivalente con grupos de 20, 25 y 30 MW., si bien en el futuro estos valores, dada la lógica evolución técnica, resultarán bajos.

Se ha tenido en cuenta, por otra parte, que los valores adoptados, serán realidad aún por un tiempo en el interior del país.

Precio del combustible

Se han trazado las curvas del costo del kWh. en centrales térmicas a vapor en función del factor de utilización y del tamaño de las centrales y para tasas de interés de: 8,100 y 12 por ciento.

El precio del combustible para el sistema combinado resulta de un promedio entre los vigentes para el sistema andino y sistema central.

Para Córdoba el precio es de 2 900 \$/ton; a razón de \$120 el dólar y de 10 400 Kcal/Kg. resulta: $2.4 \text{ US\$}/10^6 \text{ Kcal.}^{1/}$

Para Mendoza el precio corresponde a $1.8 \text{ US\$}/10^6 \text{ Kcal.}$ por lo tanto el precio para el sistema combinado es de $2.1 \text{ US\$}/10^6 \text{ Kcal.}$

1/ La información detallada que se obtuvo fue la siguiente:

Shell

Poder calorífico supuesto:		10 360 Kcal/Kg.
Denominación:	Shell Fuel Oil N°4	
Lugar de colocación:	Córdoba puesto en Usina	
Precio al 18/12/63:		3 293 \$/ton.

(Nota cont.)

4. Prorrateo de las inversiones comunes

El prorrateo de las inversiones de las obras comunes entre los sectores energía y riego se realizó por el método del costo alternativo justificable.^{1/}

El procedimiento consiste en prorratear las inversiones comunes de la obra de propósito múltiple en función de las inversiones que se requerirían para obtener separadamente los mismos beneficios de cada uno de los propósitos de aquélla, mediante proyectos independientes.

El método requiere como condición indispensable la determinación del costo alternativo más económico para cada uno de los propósitos.

1/ (Cont. de la nota de pág. anterior)

Precio reducido de relación de valor dólar: $\frac{120}{135} = 0.89$ \$ 2.930

Esso

Poder calorífico supuesto: 10 300 $\frac{\text{Kcal}}{\text{Kg.}}$

Denominación: Fuel Oil B

Lugar de colocación: F.O.B. Campana (sobre vagón, camión o lancha)

Precio: 2 500 \$/ton.

Costo transporte: Campana a Córdoba por F.C. 550 \$/ton.

Costo transbordo: F. C. a camión 50 \$/ton.

Subtotal 3 100 \$/ton.

Costo transporte camión: F.C. a Usina 30 \$/ton.

Total 3 130 \$/ton.

Con dólar a 120 en lugar de 135 2 785 \$/ton.

Esso

Precio F.O.B. San Lorenzo (c/camión, vagón o lancha) 2 814 \$/ton.

Costo flete San Lorenzo a Córdoba 520 \$/ton.

Costo transbordo 50 \$/ton.

Subtotal 3 384 \$/ton.

Costo transporte hasta Usina 30 \$/ton.

Total 4 414 \$/ton.

Con dólar a 120 en lugar de 135 3 038 \$/ton.

1/ Véase ~~Figura VII de Documentos de Base para el Estudio Económico de las~~
~~propiedades~~ Véase uso múltiple.

El resultado del prorrateo de las inversiones comunes por el método de las diferencias justificadas entre costos actualizados, para cada una de las 4 alternativas contempladas (1, 8, 9 y 18) de cada serie (A., B., C.) se presentan en el siguiente cuadro:

Alternativas		Porcentaje de la inversión común	
		Energía	Riego
<u>Serie "A"</u>	1	40	60
	8	39	61
	9	62	38
	18	60	40
<u>Serie "B"^{a/}</u>	1 = 8	53	47
	18	50	50
<u>Serie "C"</u>	1	56	44
	8	55	45
	9	68	32
	18	67	33

a/ No existe alternativa 9, y la 1 es igual a la 8.

A continuación, y a modo de ejemplo, se desarrolla el cálculo respectivo para la alternativa 9 A.

Desarrollo del cálculo para la alternativa 9A

En la planilla N°1 se resumen los principales valores físicos y de inversiones relacionados con esta alternativa. Así aparecen todas las inversiones que requerirían las presas de Agua del Toro y los Rayunos incluidos los intereses intercalares y el 8 por ciento en concepto de dirección e inspección. Se consideraron intereses intercalares del 25 por ciento para un lapso de obra de 5 años y una tasa del interés del 10 por ciento. En las obras para energía se agregaron intereses intercalares del 15 por ciento para los items equipos electromecánicos y subestación de salida. El lapso de construcción para estas obras se estimó en 3 años y la tasa del interés del 10 por ciento.

Las obras civiles para riego también incluyen los intereses intercalares del 25 por ciento siendo el período de construcción 5 años.

Planilla 0

PROYECTO RIO DIAMANTE: ALTERNATIVA 2A. TASA DE INTERES 10

Obras - Inversiones - Cargas		Energía		Riego		Comunes		Total
		Rubros	10 ⁶ m ³	Rubros	10 ⁶ m ³	Rubros	10 ⁶ m ³	10 ⁶ m ³
1	Inversiones	Equipos	1 884.9	Descargador	56.0	Agua del Tero	1 757.0	
		Obras civiles	1 706.1	Canales	1 037.0	Los Rayones	1 867.0	
				Capital agrario y Fund.	4 627.0			
2	Cargas anuales (x 1.15)	Renovación	3 591.0		5 720.0	Renovación	3 624.0	12 935
		f. 0.006 x 1 884.9	11.3	Descargador	0.3			
		Operación y mantenim.		Canales	6.2			
		Obras civiles		Cap. Agr. y Fund. 6%oo	27.8			
3	Actualización	Equipos	3.4	Operación y mantenim.	0.6	Operación y mantenim.		
			37.7	Descargador	10.4			
				Canales	1 201.0			
			52.4	Circulante	1 246.3			
3	Costo total actualizado (1)+(2)		524.0		12 463.0			
			4 115.0		18 189.0			

Proyectos beneficiados múltiples

Inversiones		Cargas anuales		Actualización		Costo total actualizado (1)+(2)	
1'		Central térmica equivalente 20409 Mw/PI (t) 137 MW 240 MW 24x35 MW x 120 hrs	Presas A. del T. y L.R. Descargador Canales Cap. Agr. y Fund.	3 624.0 56.0 1 037.0 4 627.0			
2'		Renovación n = 30 años 0.006 x 4 032 Operación y mantenim. Pijos = 6 U\$S x 137 x 120 Variables = 0.9 \$ x 514 GWh 585.4	Renovación Presas Descargador Canales Cap. Agr. y Fund. 6%oo Operación y mantenim. Presas Descargador Canales Circulante	9 344.0 0.0 0.3 6.2 27.8 0.9 0.6 10.4 1 201.0 1 246.3			
3'		Actualización Costo total actualizado (1)+(2)		12 463.0 21 807.0			

Proyectos alternativos múltiples costo

Diferencia justificada (3')-(3)	5 771.0	3 624.0	9 395.0
Porcentaje e/total dif. justif. %	62.0	38.0	100.0
$\text{Ratio: } Cr = Ca \times Co \times 1.10; \quad Cr = 3\,200 \frac{\text{Kcal}}{\text{MWh}} \times 2.1 \frac{\text{U$S}}{10^6 \text{ Kcal}} \times 1.10; \quad Cr = 7\,392 \frac{\text{U$S}}{10^6 \text{ KWh}} \times 120 \frac{\text{U$S}}{\text{KWh}} = 0.9 \frac{\text{KWh}}{\text{Kcal}}$ $Cu = \frac{Cr}{PI} \times \frac{PI}{PI} = 0.79 \times 0.45$			
$Ca = 2.1 \frac{\text{U$S}}{10^6 \text{ Kcal}} \times 120 \frac{\text{U$S}}{\text{KWh}} = 0.252 \frac{\text{U$S}}{\text{KWh}}$			
$Co = 3\,200 \frac{\text{Kcal}}{\text{MWh}} \times 120 \frac{\text{U$S}}{\text{KWh}} = 0.384 \frac{\text{U$S}}{\text{KWh}}$			
$PI = 2.1 \frac{\text{U$S}}{10^6 \text{ Kcal}} \times 120 \frac{\text{U$S}}{\text{KWh}} = 0.252 \frac{\text{U$S}}{\text{KWh}}$			

Co = 2.1 U\$S/10⁶ Kcal.
Apropiación de inversiones
de las obras comunes

INVERSIONES TOTALES				Obras y características-inversiones					
Comunes-Energía-Riego				Abrev.	Unid.	A. del Toro	Los Rayones	P. del Diamante	Subtotal
Energía anual media				W _b (H)	GMH	555			
Costo equipado: mH: 24				Q	M3/s	72			
Potencia instalada				P _L (H)	MW	119			
Riego total				948	RM3	H _{max.} : 1 339 m	H _{max.} : 980 m	H _{max.} : m	
Riego asegurado (porcentual)				80	%	H _{min.} : 1 270 m	H _{min.} : 930 m	H _{min.} : m	
Riego asegurado				831	RM3	H _{r.} : 69 m		H _{r.} : m	
Riego eventual				117	RM3	75% H: 52 m		75% H: m	
						H _{r.} : 1 322 m		H _{r.} : m	
						H _{r.} : 1 100 m		H _{r.} : m	
						h-H _r -H _r : 222 m		h-H _r -H _r : m	
						ΔH: 10 m		ΔH: m	
						H _r -h-ΔH: 212 m		H _r -h-ΔH: m	
Apropiación									
Energía				62	%				
Riego				38	%				
						Costo 106 \$mm	Costo 106 \$mm	Costo 106 \$mm	Costo 106 \$mm
a) Accesos y campeonatos						44.2	44.2		
b) Obras desvío						46.6	46.6		
c) Dique principal						1 450.0	1 551.4		
d) Aliviadero de superficie						77.4	77.4		
e) Varios						8.8	8.8		
Parcial incluidos 25% de intereses intero.						1 627.0	1 728.4		
Incluyendo 8% dirección e inspección						1 757.0	1 867.0		
Total obras comunes									3 624
Sin líneas									
a) Toma para la central						41.3			
b) Tunnel - T. Forzado - chimenea eq.						1 188.1			
c) Edificio de la central						377.0			
d) Equipos electromecánicos						571.2			
e) Sub-estación de salida						95.0			
Parcial incluidos 15% i.i. a/a), b) y c)						2 272.6			
Parcial incluidos 15% i.i.						2 372.5			
Líneas Parcial incluidos 10% i.i.						1 218.5			
Total obras para energía									3 591
Sector público									
Descargador para riego						28	28		56
incluidos 25% i.i.									1 097
Canales incluidos 25% i.i.									
Sector privado									
Capital fundiario									4 627
Capital agrario									
Total obras para riego									5 720
						100% obras especificas	62% obras comunes	38% obras comunes	
Total inversión energía + aprop.						3 591	2 247	-	5 838
Total inversión riego + aprop.						5 720	-	1 377	7 097
TOTAL OBRAS									12 935

Planilla 2.2

INVERSIONES, COSTOS Y BENEFICIOS DEL RIEGO

Sección	Rubricas	Volumenes	Superficie	Inversiones	Costos			Beneficios		
					Costo anual por hectáreas	Costo presente	Beneficios por hectáreas	Beneficios presente	Beneficios futuro	Total
		m ² /a	Ha.	\$/Ha.	\$/a	\$/a	\$/a	\$/a	\$/a	\$/a
Privado	Desembolsos									
	Desembolsos									
	Desembolsos									
	Desembolsos									
	Desembolsos									
	Desembolsos									
	Desembolsos									
	Desembolsos									
	Desembolsos									
	Desembolsos									
	Desembolsos									
Público	Desembolsos									
	Desembolsos									
	Desembolsos									
	Desembolsos									
	Desembolsos									
	Desembolsos									
	Desembolsos									
	Desembolsos									
	Desembolsos									
	Desembolsos									
	Desembolsos									
Parcial sector privado					65% obras comunes	35% obras comunes	65% obras comunes	35% obras comunes	65% obras comunes	35% obras comunes
Parcial sector público					65% obras comunes	35% obras comunes	65% obras comunes	35% obras comunes	65% obras comunes	35% obras comunes
Total					65% obras comunes	35% obras comunes	65% obras comunes	35% obras comunes	65% obras comunes	35% obras comunes

Planilla 2.2

Planilla 2.2

Planilla 2.2

Planilla 2.2

Planilla 2.2

Planilla 2.2

Planilla 2.2

Planilla 2.2

Planilla 2.2

Planilla 2.2

Planilla 2.2

Planilla 2.2

Planilla 2.2

Planilla 2.2

Planilla 2.2

Planilla 2.2

Planilla 2.2

Planilla 2.2

Planilla 2.2

Planilla 2.2

Planilla 2.2

Planilla 2.2

Planilla 2.2

Planilla 2.2

Planilla 2.2

Planilla 2.2

Planilla 2.2

Planilla 2.2

Planilla 2.2

Planilla 2.2

Planilla 2.2

Planilla 2.2

Planilla 2.2

Planilla 2.2

Planilla 2.2

Planilla 2.2

Planilla 2.2

INVERSIONES, COSTOS Y BENEFICIOS DE LA ENERGIA				SISTEMA: COMBINADO PLANILLA Nº 3			
				ALTERNATIVA 9A r = 10%			
Rubros	Items	Inversiones		Cargas anuales			
		Parcial \$ 10 ⁶	Subtotal \$ 10 ⁶	Amortizaciones e intereses		Operación y mantenimiento	
				F.r.o. \$ 10 ⁶		% \$ 10 ⁶	
Obras especif.	Equipos	Líneas	1 218.7	n = 30			
		Subestación	95.0	F.r.o.			
		Equ.electrom.	571.2	0 106			
	Civiles			n: 100	199.8	2%	37.7
				0.10	170.6	20/00	3.4
Apropiación				n: 100		20/00	
Obras comunes			2 247.0	0.10	224.7		4.5
Total	Inversiones		5 838	Parcial	595.1	Parcial	45.6
							641
Detalle				Abre- viat.	Expresión	Canti- dad	Unidades
Energía anual media generada en barras de la Central Hidroeléctrica				Wb(H)	Dato del Inst. de cálculo	555	GWh/año
Energía colocada en Alta Tensión (subestación de rebaje)				Wn	Wb(H)x0.92	514	GWh/año
Consideramos 8% pérdidas 1% consumo propio + 7% en las líneas							
Energía anual media en barras de la Central Térmica 6% pérdida por consumo propio				Wb(T)	Wn/0.94		GWh/año
Costo unitario de la energía hidroeléctrica				Cu(H)	$\frac{C}{Wn \times 120}$	10.70	$\times 10^{-3}$ US\$ kWh
Energía de Base. (Energía mínima garantida)				Wg	Dato del Inst. de cálculo		GWh/mes
Potencia instalada hidráulica				P1(H)	800W	119	MW
Potencia garantida				Pg	Ver gráfico	109	MW
Potencia instalada térmica (20% reserva, 6% cons. propio)				P1(T)	Pg x 1.26	137	MW
Composición de la central					1 grupo de 20MW 20 1 grupo de 25MW 25 3 grupos de 30MW 90	135	MW
Factor de utilización				Fu	$\frac{Wb(T)}{P1(T) \times 8760}$	0.45	
Costo unitario de la energía térmica				Cu(T)	Ver gráfico 0.5	16.24	$\times 10^{-3}$ US\$ kWh
Beneficio total de la energía				B	Cu(T)xWn x 120	1002	$\times 10^6$ \$m/a
Uso	Inversiones 10 ⁶ \$ m/a		Beneficios 10 ⁶ \$ m/a		Costos 10 ⁶ \$ m/a		B/C
Riego	7 097		2 961		2 080		1.42
Energía	5 838		1 002		641		1.52
Totales	12 935		3 963		2 721		1.46

En la misma Planilla 3 se determinó la relación beneficio costo total que resultó B/C = 1.46 para esta alternativa.

5. Beneficios de la regulación del Río Diamante

De acuerdo a los datos provistos por la Provincia de Mendoza, los gastos anuales para mantener las bocatomas, limpiar canales, etc.: (año 1962) son 6×10^6 m\$ⁿ^{1/} con perjuicios adicionales a la agricultura derivados de que 10 a 15 000 Ha. puedan quedar sin riego durante 7 a 8 días debido a las mismas razones.

Dado que no hay otros efectos destructores importantes (en puntos, caminos, cultivos, etc.), se ve que la importancia de la regulación es reducida.

Siendo por otra parte de difícil estimación, el perjuicio económico que se evitaría con las obras para la regulación de crecidas, etc., no se ha creído necesario tener en cuenta cuantitativamente dicho beneficio en este cálculo.

6. Análisis de los resultados

Eliminación de variantes y alternativas

Se adoptó como capacidad instalada de las centrales, la correspondiente al caudal doble del módulo.

En un primer paso y con el objeto de simplificar la tarea, se hicieron tanteos y se llegó a la conclusión preliminar de que era posible reducir el número de alternativas a estudiar.

Es por ello que, de la serie A, se analizaron solamente:

- a) las alternativas 1 A y 8AA, con valores mínimo y máximo para el riego asegurado (73 y 80 por ciento) entre las soluciones que tenían la central al pie de la presa;
- b) las alternativas 9 A y 18 A de mínimo y máximo riego asegurado (80 y 86 por ciento) entre las que tenían la central aguas abajo en Chacaicito con túnel forzado.

Las soluciones restantes serían intermedias pero nunca de máxima rentabilidad o relación B/C por lo que se las eliminó.

Con el mismo criterio se procedió en las series B y C.

1/ Ello se debe a que "la zona de riego se halla aguas abajo de la Tierra Pintada que no tiene vegetación. Como consecuencia las precipitaciones pluviales de carácter torrencial, producen crecientes de consideración prácticamente instantáneas que destruyen reiteradamente las tomas libre".

Para la serie B, también se eliminaron las alternativas intermedias, quedando como principales la 1 B = 8 B y la 18.

Para el caso de la serie C, se estudiaron las alternativas 1 y 8 con central al pié de presa. De las soluciones con central aguas abajo, en Chacaicito, se eliminaron las denominadas sin contrapresión debido a que no teniendo diferencia en el riego asegurado respecto a las alternativas denominadas con contrapresión, su energía anual media es menor.

Tanto en la serie B como en la serie C se previó en un primer paso la instalación de dos centrales: una en Pampa del Diamante y otra en Agua del Toro.

El análisis de los resultados de la simulación del funcionamiento del sistema en la computadora dió al respecto las siguientes conclusiones:

- No se justifica la central en Agua del Toro para la serie B.
- Se corroboró la conveniencia de la capacidad instalada igual dos a dos veces el módulo mediante la comparación económica de las mismas soluciones con la capacidad instalada para un gasto igual a tres veces el módulo.
- Finalmente, del citado estudio en detalle de todas las alternativas, para año de régimen, se eliminó toda la serie B dada la limitación que significa el túnel de alimentación a la hoyada de Pampa del Diamante en el doble sentido de que a gran capacidad 100 m³/s., su costo es elevadísimo y con una captación reducida, 50 m³/s se limitan las posibilidades de producción y potencia garantida de la central correspondiente.

Asimismo, se observó la influencia desfavorable de la gran superficie de la hoyada que significa una evaporación de gran magnitud y por lo tanto una reducción del riego asegurado.

Un resumen de los resultados es el siguiente:

Serie A

<u>Alternativa</u>	<u>Riego Asegurado</u> (Porcentaje del módulo)	<u>Riego Anual</u> (Hm ³)	<u>Prom. anual</u> (GWh/año)
	Agua del Toro	Agua del Toro	Los Reyunos
1	73	962	239.55
8	80	943	240.65
9	80	948	588.42
13	82	972	599.24
17	84	995	587.46
18	86	1 019	598.32

Serie B

	<u>Pampa del Diamante</u>	<u>Pampa del Toro</u>	<u>Agua del Toro</u>
3-7-14	80	989	739.23
13-15-18	81	1 046	741.73
6-10-16	80	1 033	458.72
1-4-8	79	976	449.51

Serie C

	<u>Pampa del Diamante</u>	<u>Agua del Toro</u>	<u>Los Reyunos</u>
1	79	1 021	453.84
8	81	1 046	455.15
9	81	1 046	741.43
18	83	1 026	750.40

APROVECHAMIENTO DEL RIO DIAMANTE (MENDOZA)

(18 alternativas)

	Alturas máximas		Alturas mínimas	
	Agua del Toro	Los Reyunos	Agua del Toro	Los Reyunos
	H ₁	H ₂	H ₁	H ₂
1	1 332	980	1 300	930
2	1 338.5	980	1 300	930
3	1 332	980	1 270	930
4	1 332	990	1 300	930
5	1 338.5	990	1 300	930
6	1 345	980	1 300	930
7	1 332	990	1 270	930
8	1 332	1 000	1 300	930
9	1 338.5	980	1 270	930
10	1 345	990	1 300	930
11	1 338.5	990	1 270	930
12	1 338.5	1 000	1 300	930
13	1 345	980	1 270	930
14	1 332	1 000	1 270	930
15	1 345	990	1 270	930
16	1 345	1 000	1 300	930
17	1 338.5	1 000	1 270	930
18	1 345	1 000	1 270	930

7. Fecha de puesta en marcha

Como surge del análisis de la colocación de la energía y potencia de la alternativa 9 A en las curvas de carga modificadas para el año 1975 (Anexo VII) la energía colocada es menor que la capacidad de producción media anual de la central Agua del Toro.

$$\text{Energía media anual (generación)} = W_{b(H)} = 555 \text{ GWh}$$

$$\text{Energía media anual (colocación)} = W_{col} = 524 \text{ GWh}$$

en central.

Para determinar el costo unitario de la energía hidroeléctrica se rehace la planilla 3 de la alternativa 9A

$$W_n = 482 \text{ GWh}$$

$$C_{u(H)} = \frac{C}{W_n \times 120} = \frac{641 \times 10^6 \$m/n}{482 \text{ GWh} \times 120 \$m/n/US\$} = 11.08 \times 10^{-3} \frac{US\$}{\text{GWh}}$$

en cuanto a la potencia ^pgarantida ^ehidráulica será en central 55 MW, y en el punto de comparación con la central térmica equivalente 51 MW.

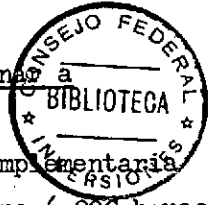
La potencia instalada térmica será por lo tanto:

$$P_{i(T)} = P_g \times 1.26 = 51 \times 1.26 = 64 \text{ MW}$$

el factor de utilización sería:

$$f.u. = \frac{W_b(T)}{P_{i(T)} \times 8760} = \frac{W_n \times 1.06}{P_{i(T)} \times 8760} = \frac{482 \times 1.06}{64 \times 8760} = 0.90$$

valor que resulta ficticio, porque implica para P_g más de 8 760 horas.



Cálculo de la potencia térmica complementaria, a adicionar a la potencia garantida hidráulica.

Es necesario agregar a la P_g hidráulica una potencia complementaria térmica de modo tal que la central térmica equivalente funcione 6 000 horas como máximo.

$$\frac{W_n}{P_{g(H)} P_{t_c}} = 6\,000 \text{ horas (o sea f.u.} = 0.68)$$

W_n = energía colocada anual.: 482 GWh

P_{t_c} = potencia térmica complementaria

$$P_{t_c} = \frac{W_n}{6\,000 \text{ h.}} - P_{g(H)} = 80 \text{ MW} - 55 \text{ MW} = 25 \text{ MW}$$

Esto implica agregar a la inversión, en la comparación, 6×10^6 US\$ (25 MW x 250 US\$/KW).

La inversión en la central hidráulica es de 5838×10^6 \$ o sea 48.6×10^6 US\$, más 6×10^6 US\$ son 54.6×10^6 US\$.

Costo de la energía hidráulica

Las cargas anuales, calculadas a razón del 12% sobre la inversión total (10% intereses y 2% operación y mantenimiento) hacen 6.55×10^6 US\$.

El costo unitario de la energía, es:

$W_{nc} = 482 \text{ GWh en año medio, (para 1975) de:}$

$$C_{u(H)} = \frac{6.55 \times 10^6 \text{ US\$}}{482 \times 10^6 \text{ KWh}} = 13.6 \times 10^{-3} \text{ US\$/KWh}$$

Costo de la energía térmica equivalente

f.u. = 0.7

$r = 10\%$ (grupos de 25 MW)

$$C_{u(T)} = 13.4 \times 10^{-3} \text{ US\$/KWh (de la tabla correspondiente)}$$

$$\text{Por lo tanto B/C} = \frac{13.4}{13.6} = 0.98$$

La relación B/C es próxima a 1 pero dada la imprecisión del método y puesto que en los años subsiguientes la $P_g(H)$ crece rápidamente es razonable admitir la entrada para 1975 del aprovechamiento del Río Diamante.

8. Conclusiones Generales:

El desarrollo del trabajo se efectuó en tres niveles:

- 1) - Estudio, con la computadora del Instituto de Cálculo, de la operación de los embalses.
- 2) - Estudios de costos de obra, de equipos etc.
- 3) - Proyección de la demanda eléctrica, colocación de la energía y estudio de la evolución del sector agrícola.
- 4) - Evaluación económica de las alternativas.

Los márgenes de error para cada uno de estos niveles han sido muy distintos ya que por ejemplo: el análisis ejecutado por el Instituto de Cálculo tiene un error del 10 por ciento mientras que los datos básicos del costo de obra pueden tener un error de hasta un 20 por ciento. Es evidente el interés en reducir este último error. Se hace indispensable por lo tanto, profundizar los estudios topográficos, geológicos e hidrológicos, de costos, etc., relativos al proyecto.

Se impone comenzar dichos estudios de inmediato puesto que demandarán varios años, así como seguir de cerca el crecimiento de la demanda eléctrica en las regiones andino y central.

El análisis del Instituto de Cálculo no incluye los aprovechamientos intermedios entre Agua del Toro y Los Reyunos: Chacaquito y la Buitrera. La alternativa 9A propuesta, descarta la posibilidad del primero pero se hace a continuación una estimación de La Buitrera a efectos de tener idea del aprovechamiento total del Río Diamante.

La Buitrera

Potencia: El salto bruto disponible

$$H_B = H_m - H_R$$

H_m = Cota máxima de embalse La Buitrera

H_R = Nivel medio del embalse Los Reyunos

H_B = 1 100 m - 960 = 140 m.

H_n = 126 (10% de pérdidas)

El gasto equipado $Q_e = 2 M = 72 m^3/s$.

La potencia = $7.8 \times Q \times H_n = 7.8 \times 72 m^3/s. \times 126 m = 70 MW$

- Energía

$$W = 70 \text{ MW} \times 4\,500 \text{ horas} = 325 \text{ GWh}$$

Se adopta 4 500 horas por similitud con Agua del Toro.

- Inversión

Central:

edificio	$2.1 \times 10^6 \text{ US\$}$
equipos	$4.5 \times 10^6 \text{ US\$}$
presa	$11.0 \times 10^6 \text{ US\$}$
total	$17.6 \times 10^6 \text{ US\$}$

y en pesos m/n a 120 por dólar

$$2\,150 \times 10^6 \text{ \$m/n.}$$

- Costo de la energía hidroeléctrica

$$\text{Carga anual} = 12\% I = C_a = 2.1 \times 10^6 \text{ US\$}$$

$$\text{Costo de generación KWh } C_{u(T)} = \frac{C_a}{W} = \frac{2.1 \times 10^6 \text{ US\$}}{325 \text{ GWh}} = 6.5 \times 10^{-3} \text{ US\$/KWh}$$

Considerando $3 \times 10^{-3} \text{ US\$/KWh}$ en concepto de líneas se obtiene el costo del KWh en demanda que será:

$$C_{u(D)} = 6.5 + 3 = 9.5 \times 10^{-3} \text{ US\$/KWh}$$

9 10. Criterios de evaluación

Se utilizaron los siguientes criterios de evaluación que aparecen en los cuadros adjuntos:

- Relación B/C para año de régimen
- Relación B/C total actualizado, que tiene en cuenta las desventajas de los primeros años para el riego aunque no hay diferencias importantes entre el primer año y el de régimen.
- La rentabilidad de la inversión adicional $\frac{\Delta B_n}{\Delta I}$, que dá, tomando como referencia la alternativa de menor inversión, el incremento de beneficio al aumentar la inversión.
- Con la misma alternativa como referencia la relación $\frac{\Delta B}{\Delta C}$ incremento del beneficio al incrementarse el costo anual.
- Monto de las inversiones requeridas por cada alternativa.

- Beneficio neto de cada alternativa para el año de régimen.
- Beneficio neto total actualizado.

Además, y como elemento de referencia se anota la clasificación de las alternativas de acuerdo al volumen físico de los sectores riego y energía.

Conclusiones finales

De la observación de los cuadros, que resumen para la comparación de alternativas del Río Diamante, los distintos valores de: inversiones, beneficios, costos para una tasa del interés del 10% y diferentes criterios de evaluación, se concluye que:

- 1) - Las diferencias entre las distintas relaciones B/C no son de una magnitud importante y entran dentro de lo que se estima el orden de error del método.
- 2) - En todos los casos y aún para aquellas alternativas (18 B y 8 C) que dan para la energía exclusivamente una relación B/C actualizada menor que la unidad, la ~~relación~~ **relación B/C (total)** es mayor que la unidad y por lo tanto aún para tasas de interés del 12% la ejecución de las obras resulta rentable, para todas las alternativas,
- 3) - No hay prácticamente diferencia entre los valores B/C de un año de régimen, para una tasa de interés de = 10 por ciento y las mismas relaciones actualizadas, para la misma tasa.
- 4) - Sin perjuicio de la objeción planteada en el punto 1), la alternativa más conveniente resulta la 9A y en segundo término la 18A, seguidas de inmediato por las alternativas ~~9 y 18C~~ **9 y 18C**.
- 5) - De acuerdo al estudio del mercado combinado estas obras deben estar previstas, para entrar en servicio el año 1974 por lo que se deberán comenzar a más tardar en 1970, y los estudios y proyectos en 1966. De ese modo la licitación de las obras se efectuarán entre los años 1968-69.

Planilla 4
CUATRO RESPUESTAS PARA LA COMPARACION DE ALTERNATIVAS DEL RIO DIAMANTE, AÑO DE RESPUESTA: 1988

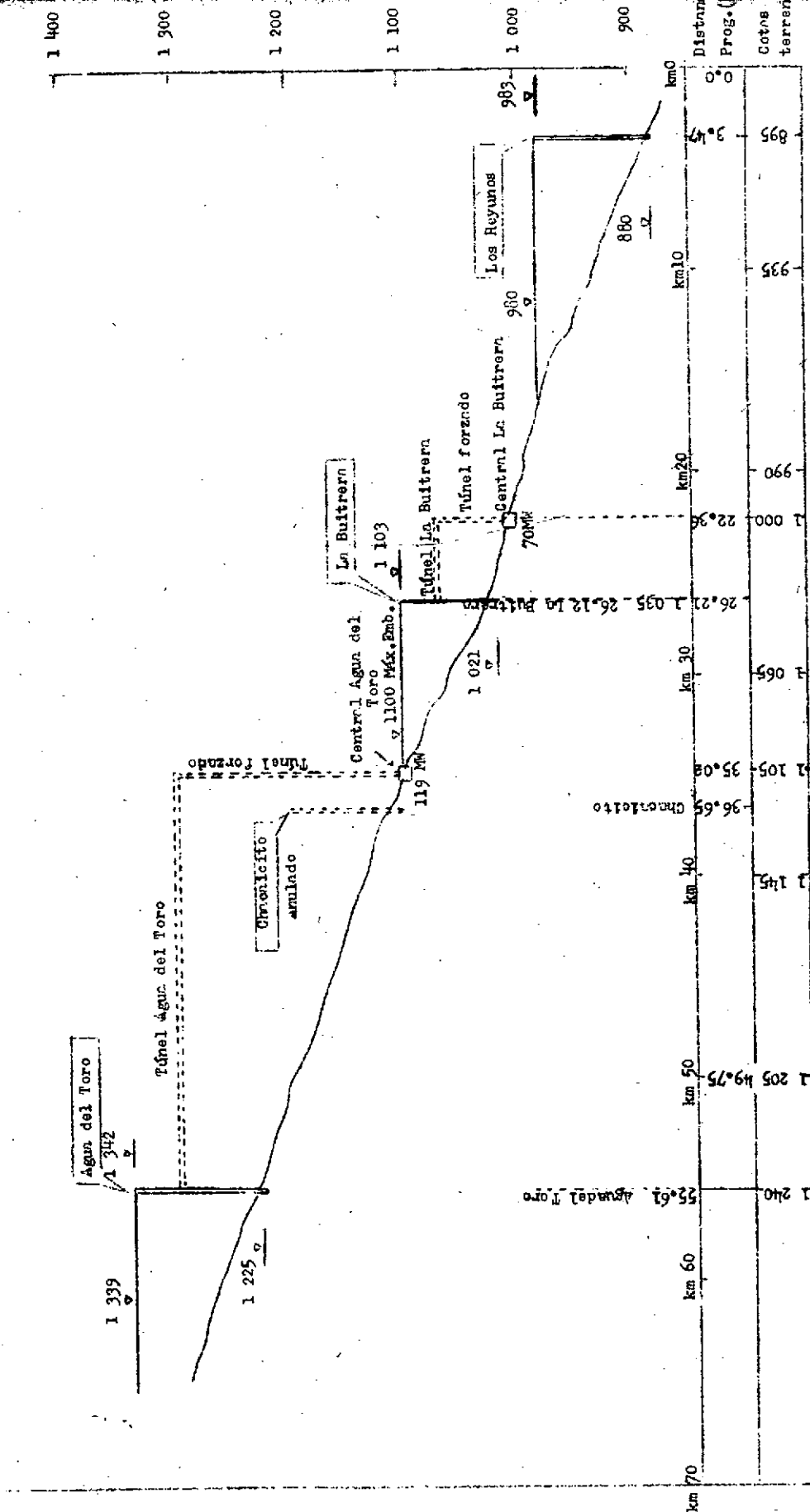
[illegible]

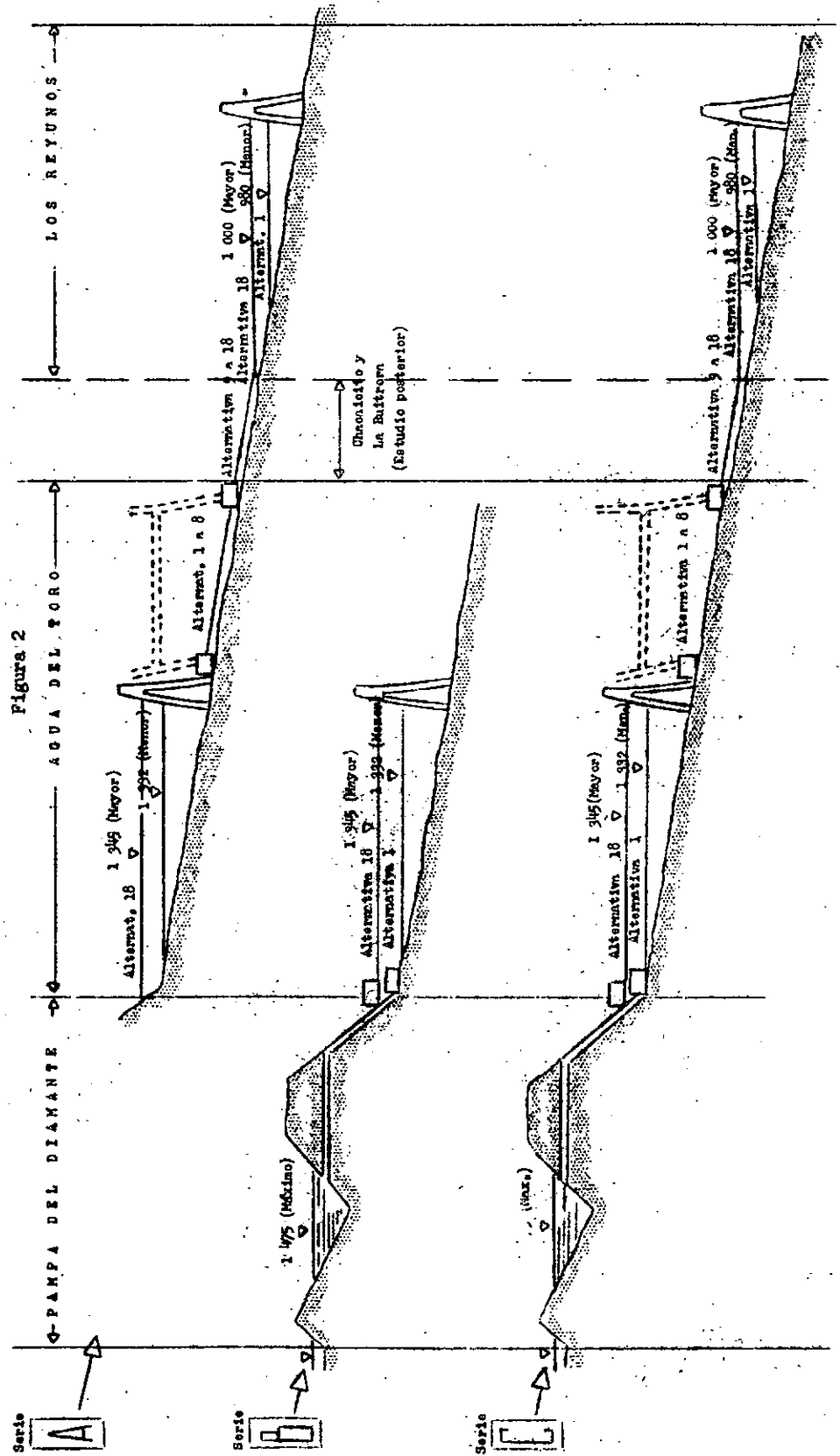
Planilla 5
PRIORIDADES DE LAS ALTERNATIVAS DEL RÍO DIAMANTE

Serie	Alternativa	Vasa de Interferia	Beneficio actualizado		Beneficio neto actualizado	B/C Riesgo actualizado	Beneficio actualizado		Costo actualizado	Beneficio actualizado		B/C Total actualizado	Beneficio neto actualizado + B.N.E.A. x 10 ⁶ \$/a	Según C.F.P.I. para r = 10%	Prioridad según	
			B.N.E.A.				B.N.E.A.			B.N.E.A.					B/C (T.A.)	B.N. (T.A.)
			x 10 ⁶ \$/a				x 10 ⁶ \$/a			x 10 ⁶ \$/a						
1	8	6%	20 495	13 689	6 812	1.50	4 269	1 466	2 803	1 466	1.52	1.50	8 278	1.37	V	X
		10	16 518	12 116	4 403	1.36	3 857	951	2 906	951	1.33	1.36	5 354			
		12	13 614	10 996	2 618	1.24	3 618	625	2 992	625	1.21	1.23	3 243			
8	10	8	22 138	15 061	7 077	1.47	4 409	1 563	2 891	1 563	1.55	1.48	8 640	1.36	VII	IX
		10	17 793	13 267	4 476	1.34	3 938	921	2 947	921	1.34	1.34	5 467			
		12	14 599	11 989	2 560	1.21	3 707	672	3 035	672	1.22	1.21	3 232			
9	10	8	22 220	14 348	7 871	1.55	10 381	4 578	5 803	4 578	1.79	1.62	12 449	1.46	I	IV
		10	17 809	12 482	5 327	1.43	9 380	3 368	6 013	3 368	1.66	1.47	8 695			
		12	14 603	11 146	3 457	1.31	8 711	2 536	6 176	2 536	1.41	1.25	5 993			
18	10	8	25 482	16 815	8 667	1.51	10 740	4 799	5 940	4 799	1.81	1.59	13 466	1.43	II	I
		10	20 937	14 527	5 810	1.40	9 646	3 488	6 159	3 488	1.57	1.45	9 298			
		12	16 607	12 909	3 698	1.29	8 987	2 658	6 329	2 658	1.42	1.33	6 356			
18	10	8	22 366	14 408	7 958	1.55	4 561	1 065	3 496	1 065	1.30	1.50	9 023	1.37	V	VI
		10	17 944	12 548	5 395	1.43	4 039	398	3 641	398	1.11	1.36	5 793			
		12	14 746	11 216	3 510	1.31	3 403	49	3 755	49	1.01	1.24	3 959			
18	10	8	24 156	15 793	8 423	1.53	4 420	918	3 501	918	1.26	1.49	9 341	1.36	VI	V
		10	19 349	13 680	5 669	1.41	3 833	183	3 650	183	1.05	1.34	5 852			
		12	15 855	12 214	3 641	1.30	3 704	-63	3 767	-63	0.98	1.22	3 578			
1	10	8	23 106	15 490	7 615	1.49	7 653	1 706	5 947	1 706	1.29	1.43	9 321	1.32	VII	VII
		10	18 538	13 613	4 926	1.36	6 870	691	6 178	691	1.11	1.28	5 617			
		12	15 214	12 263	2 941	1.24	6 402	38	6 304	38	1.03	1.16	2 979			
8	10	8	24 156	16 323	7 833	1.48	7 615	1 616	5 999	1 616	1.27	1.42	9 449	1.31	VIII	VIII
		10	19 349	14 318	5 032	1.35	6 793	558	6 235	558	1.09	1.27	5 590			
		12	15 855	12 891	2 964	1.23	6 337	-87	6 434	-87	0.99	1.15	2 877			
9	10	8	24 156	15 719	8 437	1.54	13 953	5 095	8 858	5 095	1.57	1.55	13 532	1.40	III	II
		10	19 349	13 662	5 687	1.42	12 647	3 465	9 183	3 465	1.38	1.40	9 152			
		12	15 855	12 194	3 667	1.30	11 896	2 460	9 436	2 460	1.26	1.28	6 121			
18	10	8	24 522	16 213	8 309	1.51	13 963	4 905	9 058	4 905	1.54	1.52	13 214	1.38	IV	III
		10	19 612	14 095	5 517	1.39	12 661	3 267	9 394	3 267	1.35	1.37	8 784			
		12	16 047	12 589	3 458	1.27	11 898	2 241	9 657	2 241	1.23	1.26	5 699			

CEPAL - C.F.P.I. Prioridades de las alternativas del Río Diamante según los datos del I.O.

Figura 1
 APROVECHAMIENTO RIO DIAMANTE
 Alternativa 9A





Impreso en Argentina - Printed in Argentine

Hecho el depósito que marca la ley 11.723

© CONSEJO FEDERAL DE INVERSIONES
Alsina 1401 - Buenos Aires República Argentina

El presente trabajo se terminó de imprimir
en los talleres del C. F. I.
en la primera quincena de noviembre de 1966.