

ANALISIS DEL ESTUDIO DE APROVECHAMIENTO MULTIPLE DE LOS
EMBALSES BULLILEO Y DIGUA REALIZADO POR
LA COMISION NACIONAL DE RIEGO.

I N D I C E

	Página
I. INTRODUCCION	1
II. DESCRIPCION DEL PROYECTO	2
III. COMENTARIOS RELACIONADOS CON LA DISPOSICION GENERAL DE LAS OBRAS	3
III.1 Captación río Longaví	3
III.2 Túnel de aducción al embalse Bullileo	4
III.3 Central de paso Bullileo	4
III.4 Obras de infraestructura	5
III.5 Sistema de transmisión asociado	6
IV. COSTOS DE LAS OBRAS DE DESARROLLO HIDROELECTRICO	8
IV.1 Túneles	8
IV.2 Centrales	8
IV.3 Costo Directo Total	9
V. INGRESOS DE GENERACION	15
V.1 Precios unitarios	15
V.2 Energía media anual generada	16
V.2.1 Central Bullileo	16
V.2.2 Central Digua	17
V.3 Potencia firme	17
V.4 Total de Ingresos Actualizados	19
V.4.1 Central Bullileo	19
V.4.2 Central Digua	19

INDICE (Continuación)

	Página
VI. EVALUACION PRIVADA DE LOS PROYECTOS	20
VI.1 Tasa de interés	20
VI.2 Año de actualización del costo	20
VI.3 Plazo de construcción de las cen <u>trales</u>	20
VI.4 Costos de mantención y operación	21
VII. VALOR ACTUALIZADO NETO DEL PROYECTO	23
VII.1 Proyecto N° 1	23
VII.2 Proyecto N° 2	24
VII.3 Tasa interna de retorno	25
VIII. RESUMEN Y CONCLUSIONES	27
VIII.1 Modificaciones al informe de la CNR	27
VIII.2 Comparación con los VAN del infor <u>me</u> de la CNR	28

I. INTRODUCCION

El presente informe contiene los comentarios y correcciones que se ha considerado necesario introducir al "Proyecto de Aprovechamiento Múltiple de los embalses Bullileo y Digua", elaborado por la Comisión Nacional de Riego como borrador preliminar en septiembre de 1980.

Debe consignarse que la presente revisión concierne únicamente al aprovechamiento hidroeléctrico que se presenta en dicho trabajo, y mantiene la característica de preliminar del estudio original. Para lograr resultados de mayor precisión es indispensable reunir una considerable cantidad de antecedentes, especialmente en lo referente a los proyectos hidroeléctricos.

La evaluación del sector riego no se analiza en el presente informe, y sus costos y beneficios se han considerado sin modificaciones en la evaluación económica final.

II. DESCRIPCION DEL PROYECTO

El aprovechamiento múltiple propuesto de los embalses Bullileo y Digua, ubicados en la hoya hidrográfica del río Longaví, en la VII Región, consiste en captar de pa so los caudales de los ríos Longaví y su afluente Blanco pa ra conducirlos mediante un túnel de 3 km de longitud hasta el embalse Bullileo. Desde este embalse se construiría un segundo túnel de aducción de 4,75 km de longitud que alimen taría a una central hidroeléctrica de 136,9 MW instalados, denominada Central Bullileo. Esta descargaría directamente al embalse Digua, el cual contaría así con mayores afluen tes, que posibilitarían la instalación de una segunda cen tral hidroeléctrica, denominada Central Digua, con 38,3 MW instalados y ubicada al pie de la presa Digua. Los cauda les utilizados provenientes de los ríos Longaví, Blanco y Bullileo se restituirían al río Longaví mediante la cons trucción de un túnel de 8,5 km que se continuaría en un canal de riego. Este último permitiría regar sectores ubi cados al sur del estero Parral y al oriente del estero Re mulcao (Villa Rosa y Los Carros).

APROVECHAMIENTO MULTIPLE DE LOS EMBALSES BULLILEO Y DIGUA

ESQUEMATIZACION GENERAL DE LAS OBRAS

ESCALA 1:250.000

36° 0' - S

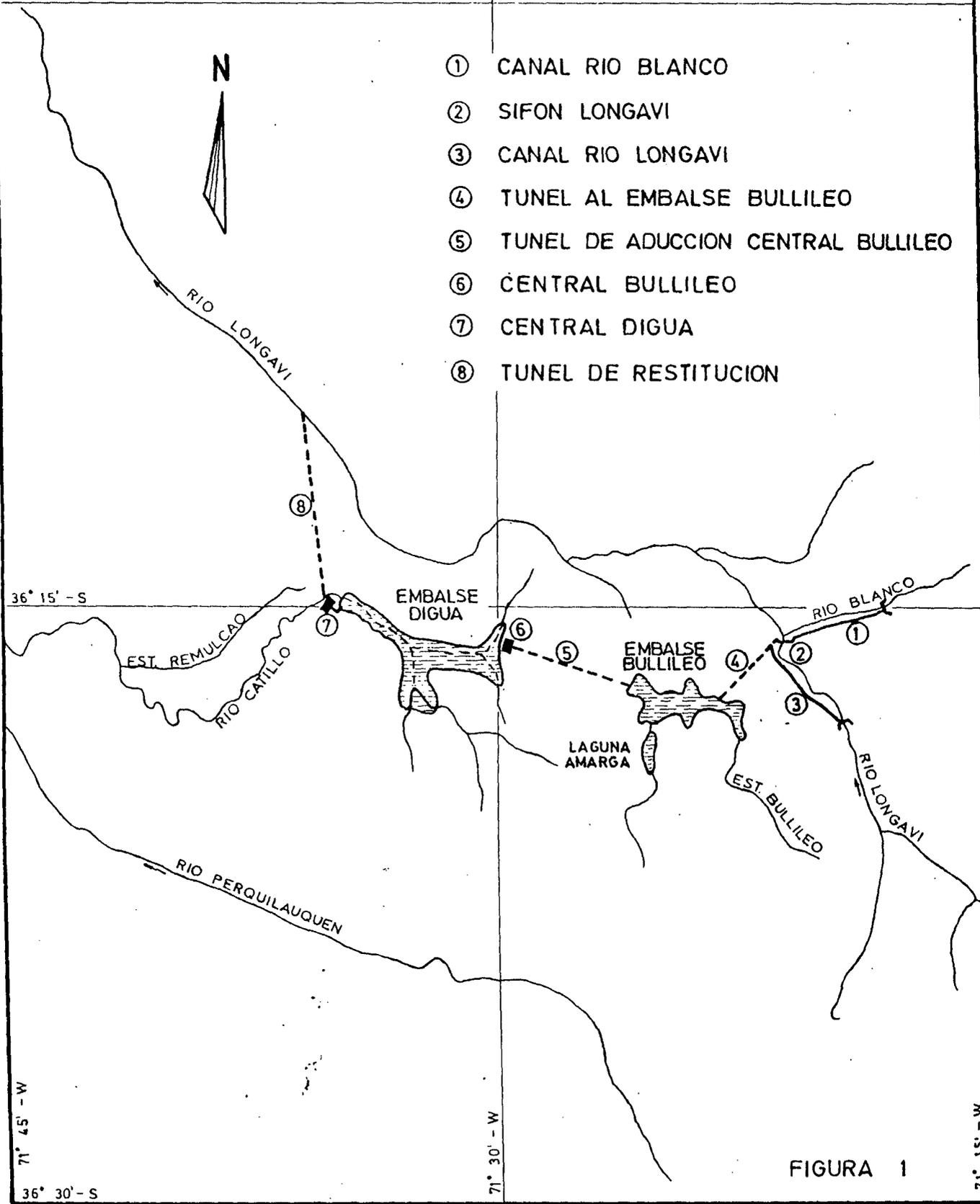


FIGURA 1

III. COMENTARIOS RELACIONADOS CON LA DISPOSICION GENERAL DE LAS OBRAS

En el borrador preliminar del estudio no se exhiben los trazados de las distintas obras consideradas, aún cuando se señala que ellos fueron analizados en las planchetas escala 1:50 000 del Instituto Geográfico Militar, lo cual se considera adecuado al nivel general del trabajo.

III.1 Captación del río Longaví

Como una variante del trazado propuesto se propone considerar un muro de presa ubicado inmediatamente aguas abajo de la confluencia de los ríos Longaví y Blanco, proyecto que se encuentra analizado en el informe sobre el estudio de la cuenca del río Maule, realizado por CEDEC para la Comisión Nacional de Riego (C.N.R.).

Esta presa reemplazaría los canales y el si fón considerados en el informe que se comenta, y tendría la ventaja de permitir la regulación diaria de los caudales por captar, lográndose así un mejor aprovechamiento de los recu rsos. Debe señalarse que para el caso de las captaciones su perficiales, como las propuestas por la CNR, el hecho de no considerar la variación diaria de los caudales del río al calcular los caudales captados a partir de valores medios mensuales, introduce una cierta sobreestimación del caudal utilizable. Este factor debería tomarse en cuenta en estudios futuros relacionados con la producción de energía de las cen trales Bullileo y Digua.

III.2 Túnel de aducción al embalse Bullileo

Con respecto al túnel de aducción al embalse Bullileo, se indica que la cota de captación es la 680 m y la de entrega la 675 m, lo que significa una pérdida de carga total de 5 m. Aceptando la expresión dada en la página 18, para $Q = 45 \text{ m}^3/\text{s}$ y $L = 3\ 000 \text{ m}$ se tiene :

$$J \times L = 0.0491 \times 3\ 000 / 45^{0.667} = 11.64 \text{ m}$$

Lo que significa descargar a la cota 668.35 m en el embalse Bullileo. Si por otra parte se considera que el túnel de aducción de la central Bullileo capta a la cota 670 m, podría producirse una disminución de la capacidad del túnel proveniente del Longaví por un ahogamiento desde aguas abajo. Para evitar este efecto tendría que disminuirse la pérdida por fricción en dicho túnel, aumentando su diámetro, y por lo tanto su costo, o bien debería ubicarse las captaciones de los ríos Longaví y Blanco a mayor cota. Sin embargo, de acuerdo a la distribución temporal de los caudales de probabilidad 50% entregados por el túnel en los meses en que el embalse está lleno, este efecto no sería de gran consideración. En todo caso, este punto deberá revisarse con mayor cuidado con mayores antecedentes en una etapa posterior.

III.3 Central de paso Bullileo

En atención a la gran longitud de la tubería en presión (2 000 m en total) y al costo que ella representa, se recomienda la construcción de una tubería única con

una bifurcación para dos máquinas al término. Si bien el diseño doble presenta mayor seguridad y flexibilidad de operación, debe considerarse el menor costo de una tubería simple y la menor pérdida de carga que ella origina. Dado que la central abastecería a un Sistema Interconectado de gran envergadura, su seguridad de operación no es crítica y su flexibilidad de operación se verá disminuída de todas maneras por la gran longitud de las tuberías. Del mismo modo, tanto en el edificio de casa de máquinas como en la adquisición de dos unidades en vez de cuatro se obtendrán menores costos.

En el proyecto debería incluirse además una estructura especial de bocatoma profunda en la captación del túnel que nace en el embalse Bullileo.

III.4 Obras de Infraestructura

Deben considerarse nuevos caminos, mejoramiento de los existentes, puentes y accesos a todos los frentes de obra. También deberá considerarse el establecimiento de una población en la zona del proyecto, la cual será necesaria para la mantención y operación del equipo y de las obras de las centrales. En esta oportunidad se asignó una población a la Central Bullileo.

En el Cuadro 1 se detallan las obras de infraestructura estimadas necesarias tanto para la construcción de las obras como para su posterior explotación.

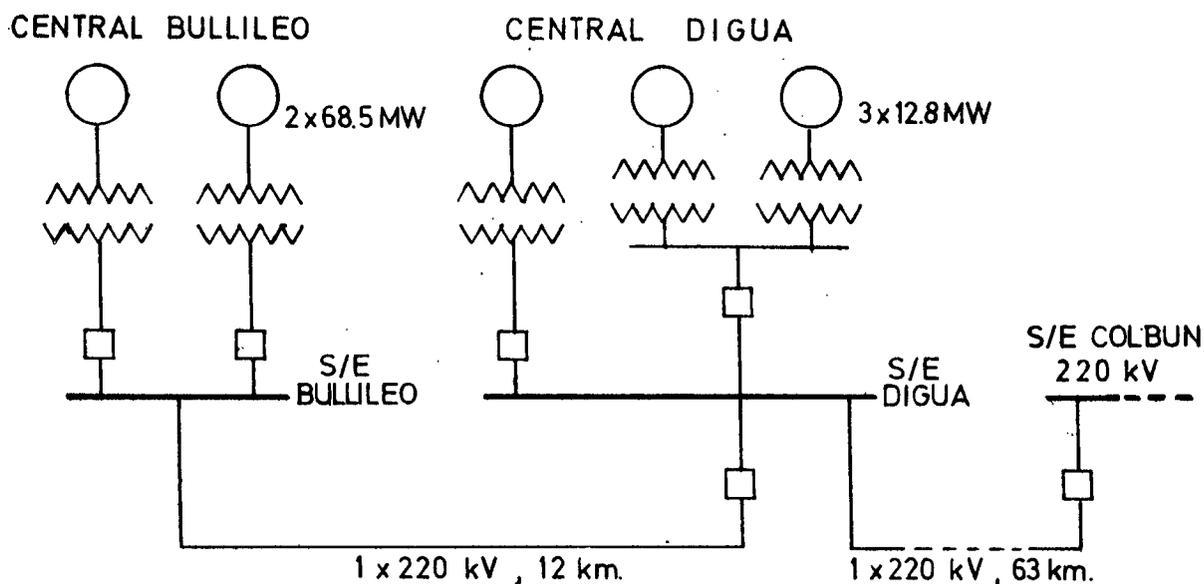
III.5 Sistema de transmisión asociado

En el informe de la Comisión Nacional de Riego no se ha tomado en cuenta el sistema de transmisión de la energía desde las centrales propuestas hasta alguna subestación receptora del Sistema Interconectado. Esto es un costo que no puede excluirse del proyecto.

En el año presupuestado de puesta en servicio de estas centrales (1988) estarán en funcionamiento las centrales Colbún y Machicura, con un sistema principal de transmisión hacia Santiago en 500 kV, que en el futuro será extendido hacia el sur.

Dada la magnitud de las centrales analizadas se estima que su sistema de transmisión deberá conducir la energía hasta la S/E Colbún en 220 kV, lugar a partir del cual se utilizarían las instalaciones existentes para su posterior distribución al resto del sistema.

El esquema eléctrico sería el siguiente :



La central Bullileo contaría con un patio de 220 kV, desde el cual nacería una línea de simple circuito en 220 kV que se prolongaría hasta la S/E Digua, donde se agregaría la producción de la central Digua. De esta S/E nacería una línea de simple circuito de 220 kV y 63 km de longitud que se extendería hasta la S/E Colbún. Para recibir la energía de esta línea en la S/E Colbún deberá considerarse una ampliación de 1 paño de 220 kV.

El presupuesto del sistema de transmisión asociado a las centrales Bullileo y Digua se muestra en el Cuadro 2.

IV. COSTOS DE LAS OBRAS DE DESARROLLO HIDROELECTRICO

IV.1 Túneles

La expresión dada en el informe de la CNR para los túneles es :

$$\text{Costo total} = 449 Q^{0.5} \quad (\text{miles US\$})$$

en la que se incluirían un 10% de imprevistos, 5% de gastos de estudios, 3% de inspección durante la construcción y 3% de gastos generales.

Por comparación con presupuestos de obras similares de la ENDESA puede afirmarse que esta expresión general corresponde más bien al costo directo de construcción en roca alterada, por lo que se agregará un 25% de imprevistos, un 10% de estudios, un 5% de inspección y un 3.5% de gastos generales. De esta manera se llega a la siguiente expresión para el costo total :

$$\text{Costo Total} = 665 \sqrt{Q} \quad (\text{miles US\$})$$

IV.2 Centrales

Para calcular el costo de las centrales se utilizó el informe ENDESA ICP N° 10/77, el cual muestra costos a nivel de diciembre de 1977, en miles de dólares. Se ha visto que la comparación directa de estos costos con aquellos vigentes en 1980 no presentan diferencias de gran consideración.

Se ha detectado sin embargo, algunas diferencias en la evaluación de las fórmulas de costo, por lo

cual se han recalculado los presupuestos de ambas centrales en forma íntegra. Los valores resultantes aparecen en los Cuadros 3 y 4.

IV-3 Costo Directo Total.

En el Cuadro 5 se muestra el presupuesto total de las obras, agrupadas en 5 ítem principales de acuerdo a la disposición general que siguen en el esquema de aprovechamiento. Se han mantenido los costos de las obras típicas de riego y se han modificado los costos de las obras hidroeléctricas de acuerdo a lo señalado anteriormente.

CUADRO 1

PRESUPUESTO ESTIMADO DE LAS OBRAS DE
INFRAESTRUCTURA

	Miles US\$
1. Camino Presa Bullileo-descarga Túnel de aducción al embalse Bullileo (5 km)	1 400
2. Camino estero Mellico - Sifón Longaví (6 km)	1 680
3. Camino Sifón Longaví - Bocatoma Río Blanco (4 km)	1 120
4. Camino Sifón Longaví - Bocatoma Lon- gaví (5 km)	1 400
5. Mejoramiento camino hasta estero Me- llico (6 km)	1 080
6. Puente sobre río Blanco (50 m)	238
7. Puente sobre río Longaví (70 m)	333
<hr/>	
8. Subtotal	7 251
9. Obras misceláneas e imprevistos (30%)	2 175
<hr/>	
10. Costo Directo Total	9 426
<hr/>	

CUADRO 2

PRESUPUESTO ESTIMADO DEL SISTEMA DE
TRANSMISION

	Miles US\$
1. S/E Bullileo : 2 paños 220 kV	1 476
2. Línea 220 kV, 12 km	2 400
3. S/E Digua : 3 paños 220 kV	2 214
4. Línea hasta Colbún : 63 km	12 600
5. Ampliación S/E Colbún : 1 paño 220 kV	738
6. Imprevistos (10%)	1 943
7. Estudios e Ingeniería (10%)	1 943
8. Gastos generales (3.5%)	680
<hr/>	
9. Costo Directo Total	23 994

CUADRO 3

CENTRAL BULLILEO

COSTO DIRECTO DE LAS OBRAS DE TOMA Y DE LA ZONA DE CAIDA

OBRA	EXPRESION	miles US\$
1	Bocatoma $268 \times (55 \times \sqrt{20})^{0.31}$	1 477
2	Chimenea de equilibrio $167 \times (136,9)^{0.586}$	2 983
3	Tubería de presión $6.93 \times (55 \times 1 975 \times 293/1 000)^{0.727}$	13 010
	$6.93 \times (27.5 \times 25 \times 293/1 000)^{0.727} \times 2$	328
4	Casa de máquinas $1 450 \times (2)^{0.719} (136.9/293)^{0.3}$	1 900
5	Grupo Turbina-generador $218 \times (68.45)^{0.835} \times 2$	14 860
6	Equipo control $213 \times (136.9)^{0.557}$	3 299
7	Instalac.auxiliares $156 \times (136.9)^{0.465}$	1 537
8	Población $26.6 \times (136.9)^{0.899}$	2 216
9	Subtotal	41 610
10	Otras obras 15% de (9)	6 242
11	Subtotal	47 852
12	Imprevistos 20% de (11)	9 570
13	Inspección const. 5% de (11)	2 393
14	Subtotal	59 814
15	Estudios e Ingeniería 10% de (14)	5 981
16	Gastos generales 3.5% de (14)	2 094
17	COSTO TOTAL	67 889

CUADRO 4
CENTRAL DIGUA

COSTO DIRECTO DE LAS OBRAS

OBRA	EXPRESION	miles US\$
1	Tuberías de presión 6.93 x (20 x 270 x 75/1 000) ^{0.727} x 3	1 635
2	Casa de máquinas 1 450 x (3) ^{0.719} x (38.3/75) ^{0.3}	2 611
3.	Turbinas y Generad. 218 x (38.3/3) ^{0.835} x 3	5 485
4	Control, protección 213 x (38.2) ^{0.557}	1 623
5	Equipo auxiliar 156 x (38.3) ^{0.465}	850
6	Subtotal	12 204
7	Otras obras 15% de (6)	1 831
8	Subtotal	14 035
9	Imprevistos 20% de (8)	2 870
10	Inspección constr. 5% de (8)	702
11	Subtotal	17 543
12	Estudios e Ingeniería 10% de (11)	1 754
13	Gastos generales 3.5% de (11)	614
14	COSTO TOTAL	19 912

CUADRO 5
PRESUPUESTO TOTAL DE LAS OBRAS

COSTO DIRECTO

miles US\$

1.	Captación río Longaví	<u>18 165</u>
1.1	Total bocatomas	1 295*
1.2	Canal río Blanco	1 224*
1.3	Canal río Longaví	2 051*
1.4	Sifón en río Longaví	213*
1.5	Túnel al embalse Bullileo	13 382
2.	Central Bullileo	<u>91 315</u>
2.1	Túnel de aducción	23 426
2.2	Obras de toma y de la zona de caída	67 889
3.	Central Digua	<u>19 912</u>
4.	Obras de restitución al río Longaví	<u>40 587</u>
4.1	Túnel de restitución	39 969
4.2	Canal de restitución	618*
5.	Obras de infraestructura	<u>9 426</u>
6.	Sistema de transmisión asociado	<u>23 994</u>
	TOTAL COSTO DIRECTO	203 399

NOTA: los valores señalados por (*) son idénticos a los que aparecen en el informe de la CNR. Los demás han sido modificados por la presente revisión.

V. INGRESOS DE GENERACION

V.1 Precios unitarios

Los precios unitarios para la energía y la potencia a considerar en la futura S/E Colbún serían aproximadamente los siguientes, a nivel de mediados de 1980 :

- Energía 0.030 US\$/kWh
- Potencia firme 38.0 US\$/kW/año

Según lo indicado en el informe de la CNR, el precio de la energía estaría sometido a un escalamiento de un 2% anual desde 1985 hasta 1995, año a partir del cual se mantendría constante. De acuerdo a esta suposición, en el año 1988 (comienzo de la operación de las centrales) se tendrían los siguientes valores :

- Energía 0.0325 US\$/kWh
- Potencia 38.0 US\$/kW/año

Suponiendo una vida útil de 30 años y un interés de mercado de un 10%, los valores totales actualizados representativos de todo el período serían :

- Energía 0.354 US\$/kWh
- Potencia 358.2 US\$/kW/año

V.2 Energía media anual generada

V.2.1 Central Bullileo

El valor actualizado de la energía sería el siguiente :

$$VAE = 8.5 \times \bar{Q}_A \times \bar{H}_n \times 24 \times ND \times 0.354$$

en que :

- a) \bar{Q}_A : Caudal promedio anual generable = 32.2 m³/s
b) \bar{H}_n : Altura neta media = altura bruta - pérdida de carga media

La altura bruta es del orden de 320 m y las pérdidas de carga para caudal máximo son las siguientes :

$$\begin{aligned} \text{- Túnel de aducción } J_1 &= (0.0491/Q^{2/3}) \times L = \\ &= (0.0491/55^{2/3}) \times 4\,750 = 16.1 \text{ m} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{- Tubería de presión } J_L &= (0.064/Q^{2/3}) \times L = \\ &= (0.064/55^{2/3}) \times 2\,000 = 8.9 \text{ m} \end{aligned}$$

La pérdida máxima será de 25.0 m, y para condiciones promedio se puede esperar un 70% de este valor, es decir, 17.5 m.

La altura neta media será $\bar{H}_n = 302.5$ m

- c) ND : número de días de generación al año = 335

$$\begin{aligned} VAE &= 8,5 \times 32,2 \times 302,5 \times 24 \times 335 \times 0.354 = \\ &= 235.6 \times 10^6 \text{ US\$} \end{aligned}$$

V.2.2 Central Digua

En este caso se tienen los siguientes valores :

a) $\bar{Q}_A = 41.2 \text{ m}^3/\text{s}$

b) $\bar{H}_n = 65 \text{ m}$

c) $ND = 300$

$$VAE = 8.5 \times 41.2 \times 65 \times 24 \times 300 \times 0.354 = 58.1 \times 10^6 \text{ US\$}$$

V.3 Potencia firme

Como tal se entiende la potencia mínima que la central puede entregar durante 5 horas diarias de punta en el invierno de un año de hidrología 95% seco, el cual se considera período crítico. El período de invierno se extiende desde abril a agosto, ambos inclusive.

En el informe de la CNR se realizó un balance hidrológico correspondiente a un año 95% seco para el embalse Bullileo, en el cual se indican ciertos caudales utilizables en generación, los cuales son nulos en mayo, y en el caso del embalse Digua se determinó la imposibilidad de utilizar caudales para generación de energía durante el período crítico.

Esto indicaría que la potencia firme es nula, lo cual trae como consecuencia un considerable menor ingreso por este concepto.

Se estima que es más apropiado suponer una política de operación de los embalses que considere la entrega de caudales para generación en el año 95%, aún en detrimento del sector riego. Para este fin, se ha supuesto que durante el invierno crítico el embalse Bullileo está 20 m bajo su nivel máximo, y por lo tanto en condiciones de generar. Los aportes serían los indicados en el Cuadro 12 del informe de la CNR (total de afluentes), los que también conformarían los aportes de la central Digua. Para que esta última central esté en condiciones de generar, se deberá verificar que su altura de caída sea al menos un 60% de su valor normal, pues de otro modo las turbinas quedarían sometidas a un alto riesgo de daño por cavitación.

Por último, debe señalarse que la central Bullileo puede concentrar su generación en las 5 horas diarias de punta, ya que entrega sus caudales al embalse Digua, el cual puede absorber fácilmente variaciones horarias bruscas de sus caudales afluentes. En cambio, la central Digua entrega directamente a obras de riego, las cuales pueden dañarse seriamente al estar sometidas a "golpes de agua". Por lo tanto, mientras no se considere la posibilidad de instalar un contraestanco para la central Digua, se supondrá que ésta no podrá concentrar su generación en las horas de punta.

De acuerdo a lo anterior, en el siguiente cuadro se indican las potencias firmes calculadas para ambas centrales en los meses del período de invierno.

MES	POTENCIA FIRME (MW)	
	CENTRAL BULLILEO	CENTRAL DIGUA
Abril	53,3	1,8
Mayo	66,0	2,2
Junio	127,2	4,7
Julio	127,2	7,6
Agosto	127,2	8,0

Considerando que los meses de máxima demanda son mayo, junio y julio, se ha determinado finalmente que el valor más representativo del período crítico es el promedio de estos tres meses.

La potencia firme será entonces de 106,8 MW para la central Bullileo y de 4,8 MW para la central Digua.

Luego, los valores actualizados de los ingresos por potencia serán :

- Central Bullileo = $106,8 \times 358,2 = 38,2 \times 10^6$ US\$
- Central Digua = $4,8 \times 358,2 = 1,7 \times 10^6$ US\$

V.4 Total de ingresos actualizados

V.4.1	<u>Central Bullileo</u>	<u>$273,8 \times 10^6$ US\$</u>
	- Energía	$235,6 \times 10^6$ US\$
	- Potencia	$38,2 \times 10^6$ US\$
V.4.2	<u>Central Digua</u>	<u>$59,8 \times 10^6$ US\$</u>
	- Energía	$58,1 \times 10^6$ US\$
	- Potencia	$1,7 \times 10^6$ US\$
	<u>TOTAL</u>	<u>$333,6 \times 10^6$ US\$</u>

VI. EVALUACION PRIVADA DE LOS PROYECTOS

- VI.1 Tasa de interés : de acuerdo a las actuales normas de ODEPLAN (Abril 1980), la tasa de actualización para proyectos evaluados a costo de mercado es de un 10%; por lo tanto, se utilizará este valor y no el 12% utilizado en el informe de la CNR.
- VI.2 Año de actualización del costo : dado que los ingresos por generación y riego están actualizados a comienzos del año 1988, que es el instante en que éstos se empiezan a percibir, se ha estimado preferible actualizar también el costo de las obras y de los estudios, avaluados estos últimos como un 8% del costo directo de ellas, a esa misma fecha, para así facilitar el cálculo de los beneficios netos resultantes.
- VI.3 Plazo de construcción de las centrales : se estima que el plazo indicado de 2 años para la construcción de las obras denominadas "centrales" es insuficiente. Debe considerarse que la central Bullileo tiene una potencia máxima de 136.9 MW, lo que la sitúa dentro del marco de obras de ingeniería de tamaño importante. Se ha preferido considerar un plazo de construcción de 4 años para esta central, y hacerlo extensi-

vo a la central Digua, con lo cual se tendrá el siguiente cronograma único de implementación, aplicable tanto a las centrales como a las obras hidráulicas:

	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988- 2018
A Estudios previos	1%	2%	5%					
B Construc. de las obras				10%	26%	41%	15%	
C Flujo de Benefic.								
- Energía								
- Riego								

Los valores indicados se traducen en un factor de actualización de 1.2290, aplicable al costo directo de las obras, que sitúa la inversión a comienzos de 1988 con una tasa de descuento del 10%.

VI.4 Costo de mantención y operación: no se ha considerado en el informe de la CNR costo de mantención y operación de las centrales hidroeléctricas, el cual tiene un valor de cierta consideración en centrales de tamaño mediano y pequeño. Estos costos se pueden representar como un porcentaje de la inversión ini-

cial, y que se debe gastar anualmente. Para las centrales Bullileo y Digua se han estimado porcentajes del orden de 2%. Al actualizar este costo al año 1988, con 30 años de vida útil y 10% de tasa de actualización, la inversión directa actualizada debe afectarse de un coeficiente de 1.189.

Luego, los factores totales de actualización de los costos serán los siguientes :

- 1) Centrales y transmisión : $1.2290 \times 1.189 = 1.46$
- 2) Obras de riego e infraestructura : 1.2290

VII. VALOR ACTUALIZADO NETO (VAN) DEL PROYECTO

VII.1 Proyecto N° 1

Consistiría en utilizar aguas provenientes de los ríos Longaví y Blanco, más los caudales demandados por el sistema Longaví desde el embalse Bullileo, en la central Bullileo. Posteriormente se aprovecharían estos caudales, más los demandados por el sistema Digua, en la central Digua, restituyendo los primeros al sistema Longaví.

	COSTO DIRECTO	FACTOR DE AC- TUALIZ.	COSTO ACTUALIZ.
	M US\$		M US\$
1. Ingresos de generación	-	-	<u>333.6</u>
2. Costo Total			<u>280.8</u>
2.1 Centrales y trans- misión	135.2	1.46	197.4
2.2 Captación río Lon- gaví	18.2	1.2290	22.4
2.3 Obras de restitución (*)	40.2	1.2290	49.4
2.4 Infraestructura	9.4	1.2290	11.6
3. VAN (1-2)			<u>52.8</u>

(*) Costo del canal de restitución atribuible al proyecto de energía.

VII.2 Proyecto N° 2

Consistiría en el proyecto N° 1 más el aprovechamiento en riego del volumen excedente que se produce en el embalse Digua, estimado en 50 millones de m³ al año. Estos excedentes aumentarían la seguridad de riego en la zona, regándose una superficie de 2 820 hás.

	COSTO DIRECTO	FACTOR DE AC- TUALIZ.	COSTO ACTUALIZ.
	M US\$		M US\$
1. Ingreso total			<u>342.6</u>
1.2 Ingreso de riego (i = 10%)	-	-	9.0
1.2 Ingresos de gene- ración	-	-	333.6
2. Costo total			<u>281.3</u>
2.1 Centrales y trans- misión	135.2	1.46	197.4
2.2 Captación río Lon- gaví	18.2	1.2290	22.4
2.3 Obras de restitución (*)	40.6	1.2290	49.9
2.4 Infraestructura	9.4	1.229	11.6
3. VAN (1-2)			<u>61.3</u>

(*) Incluye costo del canal de restitución atribuible al proyecto de riego.

VII.3 TASA INTERNA DE RETORNO

Se estima de interés calcular la tasa interna de retorno (TIR) de los proyectos denominados N° 1 y N° 2 en el punto anterior.

Con este objeto se ha elaborado el Cuadro 6, que refleja la variación del Valor Actualizado Neto (VAN) de cada proyecto para las tasas de descuento de 8%, 10%, 12% y 15%. Esta variación se ha llevado al gráfico de la Figura 2, que permite visualizar la tasa de descuento para la cual el VAN se hace nulo, valor que por definición es la TIR del proyecto.

En este caso se tienen los siguientes valores :

TIR Proyecto 1 = 12.1%

TIR Proyecto 2 = 12,4%

CUADRO 6

CALCULO DE LA TASA INTERNA DE RETORNO

	Millones de US\$			
	i=8%	i=10%	i=12%	i=15%
PROYECTO 1				
1. Ingreso generación	396.1	333.6	288.5	239.2
2. Costo total	275.4	280.8	287.7	300.2
3. VAN	120.7	52.8	0.8	-61.0
PROYECTO 2				
1. Ingreso total	407.5	342.6	295.7	244.6
2. Costo total	275.9	281.3	288.2	300.7
3. VAN	131.6	61.3	7.5	-56.1

TASA INTERNA DE RETORNO

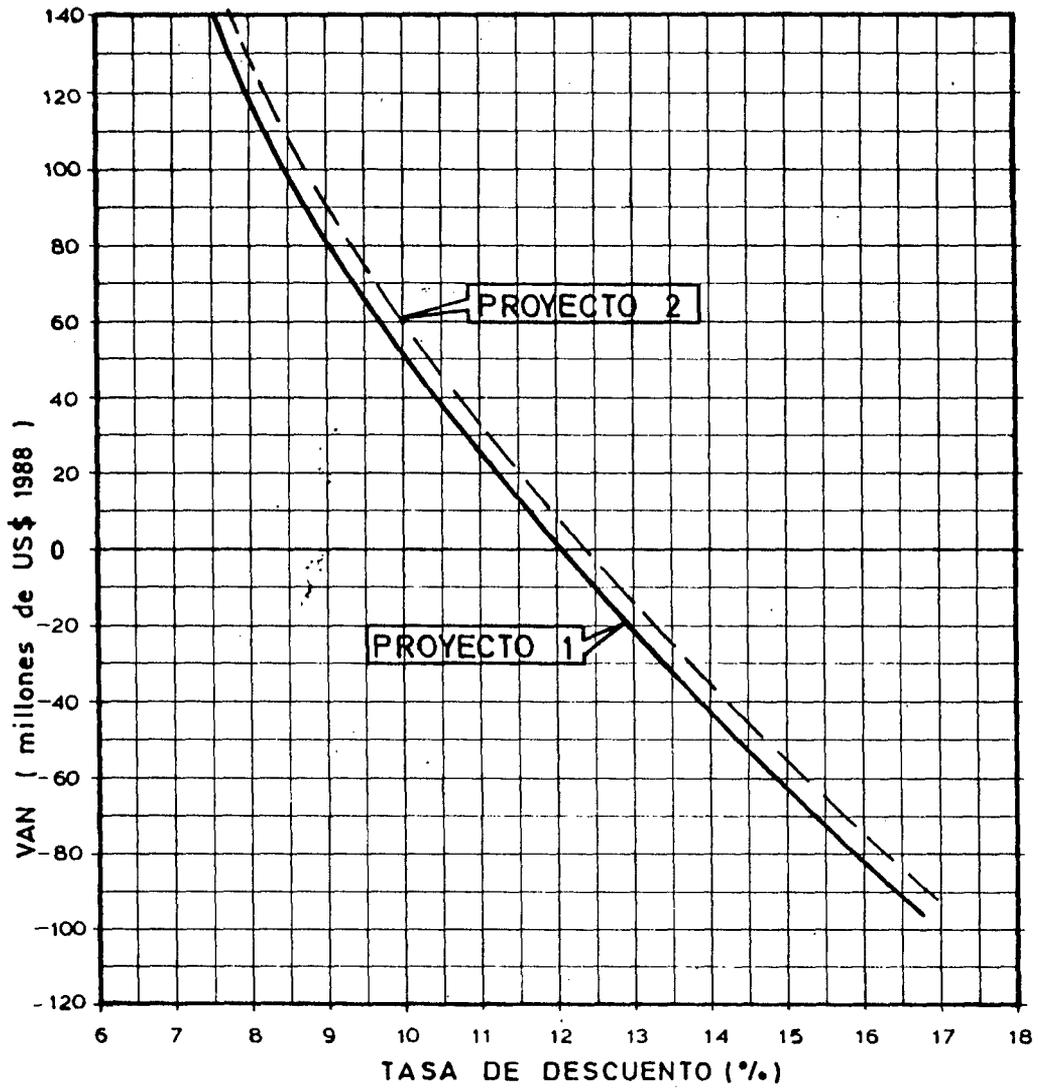


FIGURA 2

VIII. RESUMEN Y CONCLUSIONES

VIII.1 Modificaciones al informe de la CNR

La siguiente es una lista de las modificaciones, tanto de proyecto como de evaluación, que se han introducido al informe de la CNR relacionado con el Aprovechamiento Múltiple de los embalses Bullileo y Digua:

1. Se agregó una obra especial de bocatoma al túnel de aducción de la central Bullileo.
2. Se reemplazó el sistema de doble tubería de la central Bullileo por una tubería simple.
3. Se modificó el número de grupos generadores de la central Bullileo, considerándose finalmente 2 de 68.45 MW.
4. Se incluyó una población para el personal de mantenimiento de las centrales.
5. Se incluyeron obras de infraestructura, como caminos y puentes, para la construcción de las obras.
6. Se incluyó el sistema de transmisión de la energía generada por las centrales.
7. Se modificó la expresión para el cálculo del costo de túneles, de acuerdo a los últimos costos disponibles en la ENDESA.
8. Se modificaron los porcentajes correspondientes a Imprevistos, Otras Obras, Estudios e Ingeniería y Administración e Inspección durante la Construcción, de acuerdo a los valores actualmente considerados en los proyectos de la ENDESA.

9. Se consideraron nuevos precios unitarios para la energía y la potencia.
10. Se corrigió el cálculo de la energía media anual de la central Bullileo, de acuerdo a las modificaciones que introduce la tubería única considerada.
11. Se modificó el sistema de cálculo de la potencia firme.
12. Para el costo de mercado se consideró una tasa de descuento del 10% de acuerdo a las actuales normas de ODEPLAN.
13. Se amplió el plazo de construcción de las centrales hidroeléctricas a 4 años, proponiéndose un nuevo cronograma de implementación.
14. Se incluyeron los costos de mantención y operación de las centrales hidroeléctricas.
15. Se calculó la tasa interna de retorno.

VIII.2 Comparación con los VAN del informe de CNR

Los VAN entregados en el punto VII. del presente informe no son directamente comparables con los del informe de la CNR, pues difieren en la tasa de descuento considerada y en el año de actualización. Para hacerlos comparables se han utilizado los VAN obtenidos en VII.3 para $i = 12\%$, pero actualizados al inicio del año 1983, que ha sido la fecha de actualización adoptada por la CNR.

VALORES ACTUALIZADOS NETOS (VAN)
(millones de dólares US)

AÑO	<u>VALORES DEDUCIDOS EN ESTE INFORME</u>		<u>VALORES DE CNR</u>
	1988	1983	1983
i%	12%	12%	12%
Proyecto 1	0.8	0.5	53.4
Proyecto 2	7.5	4.3	57.0

Como era de esperar, la evaluación realizada en el presente análisis de los proyectos ha entregado un VAN menor que el del informe de la CNR en atención a los numerosos ítem que se han debido agregar a los presupuestos de los proyectos, recargando así su costo.

No obstante, la tasa interna de retorno que reflejan estos proyectos, tratándose de su estudio preliminar, es superior al 12%, por lo que puede considerarse los como relativamente atractivos. Por esta razón se estima que en el futuro podría ser recomendable la ejecución de un estudio de factibilidad de este aprovechamiento, para lo cual es necesaria la recopilación de mayores antecedentes de topografía, hidrología y geología, con los que se podrá realizar un estudio de mayor precisión que el actual.

ANALISIS DE LOS BENEFICIOS DE ENERGIA OBTENIBLES
AL CONDUCIR LOS CAUDALES DEL CANAL MELADO HASTA
SU ZONA DE RIEGO A TRAVES DEL CANAL LINARES.

P R É S E N T A C I O N

La Comisión Nacional de Riego ha desarrollado diversos estudios preliminares con el fin de aprovechar agua de riego para la generación de hidroelectricidad. Estos antecedentes fueron sometidos a la consideración de la Comisión Nacional de Energía quien encomendó a los Ingenieros Rodolfo Bennewitz B. y Jorge Espinosa I. la realización de los análisis pertinentes, los cuales se presentan en este informe.

I N D I C E

	Página
I. INTRODUCCION	1
II. BREVE DESCRIPCION DEL PROYECTO	3
III. CALCULO DE LAS ENERGIAS MEDIAS MENSUALES	4
III.1 Caudales medios mensuales	4
III.2 Alturas netas	5
III.3 Factor de rendimiento de las centrales	6
III.4 Energías adicionales generables en las tres centrales	7
IV. CALCULO DE LOS INGRESOS ACTUALIZADOS DE ENERGIA	11
IV.1 Precios unitarios de la energía	11
IV.2 Tasa de descuento	11
IV.3 Año de entrada en operación de la central Pehuenche	11
IV.4 Total de ingresos de generación	12
V. BENEFICIOS NETOS ACTUALIZADOS DEL PROYECTO	14
VI. RESUMEN Y CONCLUSIONES	17
VI.1 Modificaciones introducidas al informe de CEDEC	17
VI.2 Comparación de los beneficios netos con los del informe de CEDEC	17

I. INTRODUCCION

El proyecto Canal Linares, cuya disposi
ción general se aprecia en la Figura 1, tiene por objeti
vo fundamental conducir las aguas de regadío reguladas
en el embalse de Colbún y descargadas a través de la cen
tral Machicura hacia determinadas zonas por regar en las
cuencas de los ríos Putagán, Achibueno, Longaví y Perqui
lauquén.

Además de los beneficios que produciría
este proyecto en el sector agrícola, generaría beneficios
por energía, al posibilitar que los caudales del río Me
lado, desviados originalmente hacia las zonas de riego por
el canal de igual nombre, fuesen utilizados en las cen
trales Pehuenche, Colbún y Machicura, para luego ser res
tituidos a su zona de riego a través del canal Linares.

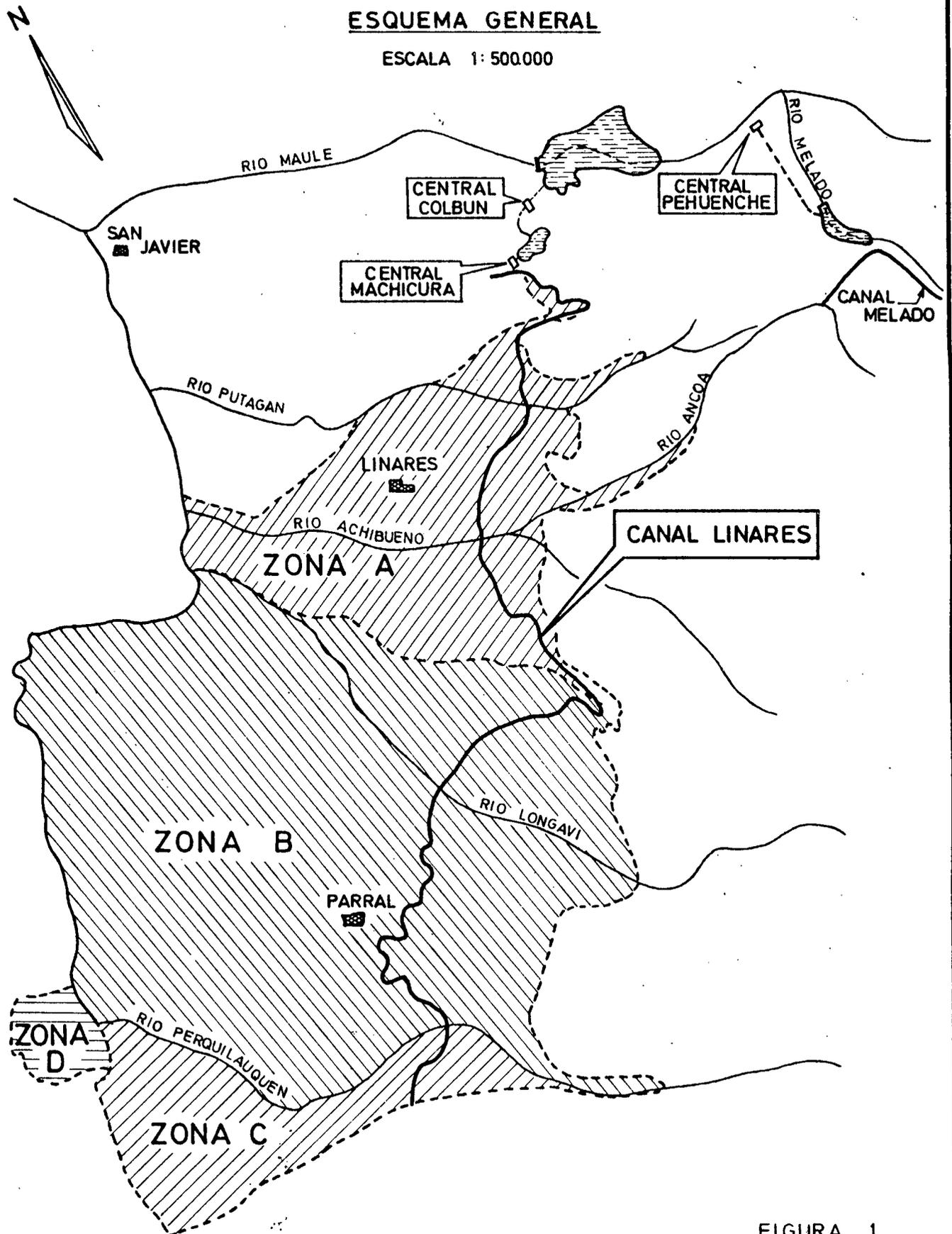
Los beneficios, tanto agrícolas como de
energía, que genera el proyecto Canal Linares se han de
terminado en el estudio denominado "Evaluación de la fac
tibilidad del canal Linares", realizado por CEDEC para
la Comisión Nacional de Riego, y publicado en mayo de
1980.

El estudio descrito en el presente in
forme ha tenido por finalidad analizar los criterios a
adoptados en el estudio de CEDEC para evaluar los benefi
cios de energía que genera el proyecto Canal Linares, al
posibilitar el uso de parte de las aguas destinadas al
canal Melado en las centrales Pehuenche, Colbún y Machi
cura. Este análisis se ha realizado usando la informa
ción de caudales utilizables publicados en el informe de

PROYECTO CANAL LINARES

ESQUEMA GENERAL

ESCALA 1:500.000



FUENTE: "EVALUACION DE LA FACTIBILIDAD DEL CANAL LINARES" CEDEC, 1980

FIGURA 1

CEDEC. Para los fines de evaluar los referidos beneficios por energía del Canal Linares se ha supuesto que las centrales Colbún y Machicura entrarán en operación en 1987, mientras que la central Pehuenche lo haría posteriormente, con desfases variables entre 2 y 7 años con respecto a las anteriores.

II. BREVE DESCRIPCION DEL PROYECTO

El canal Linares captaría sus aguas en el canal de restitución de la futura central Machicura y, como se ha dicho, su objetivo primordial será el mejoramiento y la extensión del regadío a una amplia zona agrícola ubicada entre los ríos Putagán y Perquillauquén, merced a la regulación de los caudales del río Maule que se lograría en el futuro embalse Colbún.

La superficie beneficiada se ha dividido en 4 zonas, denominadas A, B, C y D, que se pueden observar en la Figura 1. Parte de las zonas A y B, que serían servidas por el canal Linares, se encuentran en la actualidad abastecidas por el canal Melado, que capta los recursos del río de igual nombre afluente del Maule.

Una vez en servicio el canal Linares, los sectores de las zonas A y B mencionados quedarán servidos por este último, liberándose así parte de los recursos del canal Melado, los cuales podrían ser entonces utilizados en las centrales Pehuenche, Colbún y Machicura durante el período en que éstas dispongan de capaci - dad en sus respectivas aducciones para aceptar estos caudales adicionales.

III. CALCULO DE LAS ENERGIAS MEDIAS MENSUALES

III.1 Caudales medios mensuales

En el estudio de CEDEC se han calculado los caudales de generación en las centrales hidroeléctricas mediante dos métodos diferentes que se describen a continuación.

- a) Se determinó el porcentaje de los derechos de agua que corresponden a la superficie bajo el canal Linares de las zonas A y B, y se aplicó este porcentaje a los caudales captados por el canal Melado, obteniéndose de esta manera los recursos liberados por el canal Linares y que por lo tanto podrían utilizarse en las centrales. La estadística de valores así calculados se ha limitado a la capacidad disponible del canal Linares y se han eliminado los aportes de aquellos meses en que las centrales presentan rebases, lográndose finalmente una estadística de aportes netos a la generación de energía. El valor medio anual ha resultado ser de $4,45 \text{ m}^3/\text{s}$.
- b) Se ha utilizado la información del "modelo de simulación de la cuenca"(*) que tiene en sus archivos los caudales medios mensuales provenientes del Melado que han sido utilizados en la zona bajo el canal Linares, separados en los correspondientes a las zonas A y B.

El valor medio anual así calculado es de $5,16 \text{ m}^3/\text{s}$, y es el que finalmente se ha considerado en las siguientes etapas de la evaluación realizada por CEDEC.

(*) "Estudio de prefactibilidad del desarrollo integral de la Cuenca del río Maule" - CEDEC 1977.

En el presente informe se considerará igualmente este valor.

En el informe de CEDEC se hace una excepción con la central Pehuenche, en cuanto a que no se han eliminado los valores de los caudales aportados por el canal Melado en aquellos meses en que la central presenta rebases, dándose como razón el hecho de que la central es "de pasada". Debe considerarse, sin embargo, que aunque el embalse Melado de la central Pehuenche presente una pequeña proporción de rebases, ello es debido a que una parte importante de sus afluentes no son naturales, sino que provienen de la Aducción Maule, la que opera de modo que los rebases del embalse sean los mínimos, para lo cual debe en ocasiones dejar pasar recursos del río Maule sin captar. En forma preliminar se puede suponer que esta situación se registraría simultáneamente con los rebases del embalse Colbún, ya que ambas centrales se encuentran prácticamente en serie hidráulica.

De esta manera, en el presente informe se ha considerado que los caudales utilizables en ambas centrales deben excluir los valores coincidentes con los rebases de Colbún. Para este fin se han tomado los valores numéricos que aparecen en el Cuadro IV-2 del informe de CEDEC.

III.2 Alturas netas

En el informe de CEDEC se utilizan expresiones analíticas que calculan la altura neta a partir del caudal generado.

Debe entenderse que estas fórmulas se deben aplicar al total del caudal utilizado por la central, y no sólo al incremento de caudal proveniente del canal Melado, que es como aparentemente se habría procedido en el informe de CEDEC. Para visualizar la desproporción entre ambos caudales, basta recordar que estos incrementos consisten en promedio en $5 \text{ m}^3/\text{s}$, en tanto que el caudal medio de generación de Pehuenche es de $183 \text{ m}^3/\text{s}$ y el de Colbún-Machicura es de $191 \text{ m}^3/\text{s}$. El hecho de calcular las alturas netas con el incremento de caudal en vez del caudal total conduce a valores erróneos por exceso, debido a que las pérdidas de carga resultan ser muy inferiores a las verdaderas.

En el presente informe se han utilizado valores medios de las alturas netas de caída de las centrales, obtenidos de las simulaciones realizadas en los estudios de energía que aparecen en los informes publicados por la ENDESA referentes a estas centrales.

III.3 Factor de rendimiento de las centrales

En el informe de CEDEC se utiliza la expresión $E = 8,6 Q \times H \times T$ para calcular la energía de las centrales, en que

E = energía media mensual en (kWh)

Q = caudal medio mensual en (m^3/s)

H = altura neta en (m)

T = número de horas del mes

$8,6$ = factor de rendimiento de las centrales

Se estima que para las centrales Colbún-Machicura y Pehuenche el factor de rendimiento considerado es algo pesimista, ya que se trata de grandes centrales que funcionarán de acuerdo a normas de optimización de su operación, por lo que este factor podría considerarse en promedio como 8.80.

III.4 Energías adicionales generables en las tres centrales

Aplicando lo expresado en III.1, III.2 y III.3 se han calculado las energías medias mensuales generables en las centrales Pehuenche, Colbún y Machicura que aparecen en los Cuadros 1, 2 y 3. Por suma de éstas se han determinado además las energías medias anuales.

Para asignar las energías correspondientes a las zonas A y B de riego se utilizó la misma proporción que aparece en las cifras del informe de CEDEC.

Los resultados totales por zona son los siguientes :

- Energía media anual generada al servir la zona A	95,91	GWh
- Energía media anual adicional generada al servir la zona B	58,30	GWh
- Total de energía media anual en las 3 centrales	154,21	GWh

CUADRO 1

ENERGIA GENERADA EN LA CENTRAL PEHUENCHE

$$E = 8,8 \times \bar{H}_n \times Q_{mes} \times N^\circ \text{ horas} \times 10^{-6} \text{ (GWh)}$$

$$\bar{H}_n = 185,8 \text{ m}$$

MES	Q (m ³ /s)	N° HORAS	E (GWh)
O	1.098	744	1.33
N	6.651	720	7.82
D	8.227	744	10.00
E	10.617	744	12.89
F	15.477	672	16.98
M	16.31	744	19.81
A	3.55	720	4.17
		TOTAL	73.00

Energía asignada a la zona A : 45.4 GWh

Energía asignada a la zona B : 27.6 GWh

CUADRO 2

ENERGIA GENERADA EN LA CENTRAL COLBUN

$$E = 8.8 \times \bar{H}_n \times Q \times N^\circ \text{ horas} \times 10^{-6} \quad (\text{GWh})$$

MES	\bar{H}_n (m)	Q (m ³ /s)	N° HORAS	E (GWh)
O	168.3	1.098	744	1.21
N	169.0	6.651	720	7.12
D	171.3	8.227	744	9.23
E	171.9	10.617	744	11.95
F	172.5	15.477	672	15.79
M	172.4	16.31	744	18.41
A	170.8	3.55	720	3.84
			TOTAL	67.55

Energía asignada a la zona A : 42.01 GWh

Energía asignada a la zona B : 25.54 GWh

CUADRO 3

ENERGIA GENERADA EN LA CENTRAL MACHICURA

$$E = 8.8 \times \bar{H}_n \times Q \times N^\circ \text{horas} \times 10^{-6} \quad (\text{GWh})$$

$$H_n = 35.0 \quad \text{m}$$

MES	Q (m ³ /s)	N° HORAS	E (GWh)
O	1.098	744	0.25
N	6.651	720	1.47
D	8.227	744	1.88
E	10.617	744	2.33
F	15.477	672	3.20
M	16.31	744	3.74
A	3.55	720	0.79
		TOTAL	13.66

Energía asignada a la zona A : 8.50 GWh

Energía asignada a la zona B : 5.16 GWh

IV. CALCULO DE LOS INGRESOS ACTUALIZADOS DE ENERGIA

IV.1 Precios unitarios de la energía

Se estima que el precio de mercado de la energía aplicable al caso en estudio es de 0,030 US\$/kWh. Según la Comisión Nacional de Energía este valor sufrirá un incremento del 2% anual entre 1985 y 1995, permaneciendo constante después de este último año.

Para el costo social se considera un precio de 0.0266 US\$/kWh, de acuerdo a los actuales costos marginales de desarrollo del Sistema Interconectado, sujeto a un escalamiento similar al de mercado.

IV.2 Tasa de descuento

En el informe de CEDEC se utiliza la tasa de 12% tanto para la evaluación social como para la de mercado. De acuerdo a las normas actuales de ODEPLAN (*) debe utilizarse un 10% para la evaluación de mercado y un 12% para la evaluación social de proyectos posteriores a 1982.

IV.3 Año de entrada en operación de la central Pehuenche

De acuerdo al informe de CEDEC, las centrales Colbún y Machicura comienzan a operar a principios de 1987, y la central Pehuenche presentaría un desfase que se ha supuesto entre 3 y 7 años a contar de esa fecha.

(*) ORD. N° 12/1003 de Abril de 1980

Sin embargo, de acuerdo a recientes estudios del programa de instalaciones hidroeléctricas realizados en la ENDESA, la central Pehuenche entraría en servicio a principios de 1989, razón por la cual debería considerarse un desfase único de 2 años. Sin embargo, para los efectos de comparar con los resultados del estudio de CEDEC se calcularán además los valores correspondientes a desfases entre 3 y 7 años.

IV.4 Total de ingresos de generación

En virtud de lo anterior se han calculado en el Cuadro 4 los totales actualizados a fines del año 1980 de los ingresos de la generación de las centrales, tanto para la evaluación de mercado como la social.

CUADRO 4

TOTAL DE INGRESOS DE GENERACION

(millones de US\$ actual. al 31.12.80)

TIPO DE EVALUA- CION	ZONA DE RIEGO	DESFASE DE LA CENTRAL PEHUENCHE (años)					
		2	3	4	5	6	7
MERCADO (i=10%)	A	16.49	15.81	15.19	14.62	14.08	13.59
	B	10.02	9.61	9.24	8.88	8.56	8.26
	TOTAL	26.51	25.42	24.43	23.50	22.64	21.85
MERCADO (i=12%)	A	12.71	12.13	11.61	11.14	10.70	10.31
	B	7.72	7.38	7.06	6.77	6.51	6.27
	TOTAL	20.43	19.51	18.67	17.91	17.21	16.58
SOCIAL (i=12%)	A	11.26	10.76	10.29	9.88	9.49	9.14
	B	6.85	6.54	6.26	6.00	5.77	5.56
	TOTAL	18.11	17.30	16.55	15.88	15.26	14.70

V. BENEFICIOS NETOS ACTUALIZADOS DEL PROYECTO

Con el objeto de comparar directamente los valores calculados en el presente informe con los de ducidos en el estudio de CEDEC, se presentan en el Cuadro 5 los beneficios netos totales de mercado con un 12% de tasa de descuento, y en el Cuadro 6 los beneficios ne tos sociales. Los beneficios agrícolas corresponden a los que aparecen en el Cuadro del acápite II.4 del infor me de CEDEC.

CUADRO 5

BENEFICIOS NETOS ACTUALIZADOS (MERCADO, $i = 12\%$)

(millones de US\$ actualizados al 31.12.80)

	DESFASE DE LA CENTRAL PEHUENCHE (años)					
	2	3	4	5	6	7
ZONA A	8.04	7.46	6.94	6.47	6.03	5.64
ZONA B	27.44	27.10	26.78	26.49	26.23	25.99
ZONAS (A + B)	35.48	34.56	33.72	32.96	32.26	31.63
ZONA C	0.89	0.89	0.89	0.89	0.89	0.89
ZONAS (A + B + C)	36.37	35.45	34.61	33.85	33.15	32.52

CUADRO 6

BENEFICIOS NETOS ACTUALIZADOS (SOCIAL)
(millones de US\$ actualizados al 31.12.80)

	DESFASE DE LA CENTRAL PEHUENCHE (años)					
	2	3	4	5	6	7
ZONA A	7.26	6.76	6.29	5.88	5.49	5.14
ZONA B	32.94	32.63	32.36	32.09	31.86	31.65
ZONAS A + B	40.20	39.39	38.65	37.97	37.36	36.79
ZONA C	0.67	0.67	0.67	0.67	0.67	0.67
ZONAS A + B + C	40.87	40.06	39.32	38.64	38.02	37.46

VI. RESUMEN Y CONCLUSIONES

VI.1 Modificaciones introducidas al informe de CEDEC

1. Se incluyeron en el cálculo en forma aproximada los caudales de rebase de la central Pehuenche.
2. Se corrigió el cálculo de las alturas netas, considerándose finalmente los valores medios.
3. Se modificó el factor de rendimiento de las centrales.
4. Se recalcularon las energías medias anuales de cada central atribuibles a cada tramo del canal Linares.
5. Se consideraron nuevos precios unitarios de la energía.
6. Se agregó al cálculo de ingresos de generación el correspondiente a una tasa de descuento de mercado del 10%.
7. Se consideró un desfase con respecto a la puesta en servicio de Colbún y Machicura, de hasta 2 años para la central Pehuenche. Este último valor es el que, de acuerdo a los planes de la ENDESA, debería estimarse como más probable.

VI.2 Comparación de los beneficios netos con los del informe de CEDEC

Aunque en el informe de CEDEC no se incluye el valor actualizado de los beneficios para una tasa de descuento de 10%, que correspondería a la evalua -

ción de mercado, es posible comparar los valores obtenidos con la tasa de 12 %.

Considerando un desfase de Pehuenche de 3 años, el informe de CEDEC indica un beneficio neto anual (BNA) de mercado de 5,83 millones de US\$ para la zona A y 26,09 millones de US\$ para la zona B. Los valores correspondientes del presente informe se pueden obtener del Cuadro 5 y son de 7.46 millones de US\$ 27.10 millones de US\$ respectivamente.

Como puede apreciarse, estas cifras son semejantes, lo cual indica que las modificaciones introducidas en algunos aspectos tienden a aumentar los valores originales y en otros a disminuirlos, con lo que se obtienen finalmente resultados similares.