

## CAPTITULO 5: PLAN DE REHABILITACION PARA LA CENTRAL TERMOPAIPA

Un resumen del resultado de la investigación para el "Plan de Recuperación" que fue realizado de acuerdo con los datos e informaciones obtenidos durante el período de los estudios de pre-factibilidad, de factibilidad y los datos confirmados en las investigaciones del sitio, está descrito como sigue:

### 5.1 Plan de aumento de la potencia de salida para la Unidad N° 2 (66MW a 74MW)

La potencia de salida será aumentada de 66MW a 74MW por medio del reemplazo de partes existentes de la turbina (rotor de turbina, paletas, boquillas, diagramas), calentador y alimentador del agua (N° 1 LP, N° 2 LP y N° 4 HP) con los respectivos componentes nuevos.

Para tal efecto antes de la ejecución de la rehabilitación, el fabricante de la turbina existente y la empresa EBSA deberán tener varias reuniones de consulta para concluir el detalle de este asunto, de acuerdo al registro de operación de la turbina existente y los últimos datos sobre mantenimiento del cuerpo de turbina y otros.

El volumen de vapor generado de la caldera N° 2 existente es de 300t/h en el momento del pico y su valor máximo continuo es de 284t/h.

El volumen necesario para aumentar la potencia de salida de la turbina en 8MW será de 285.85t/h. Por lo tanto, la capacidad en pico podrá cubrir el volumen de vapor necesario. Sin embargo, en cuanto a la capacidad máxima continua faltará un valor de 1.85t/h.

Por consiguiente, antes de la ejecución de la rehabilitación, el fabricante de la caldera existente y la empresa EBSA deberán examinar previamente las características de la caldera teniendo en cuenta el registro de operación del cuerpo y los accesorios de caldera y los últimos datos de ellos.

El costo estimado de la rehabilitación será de US\$  $6.3 \times 10^6$  (al tipo de cambio de 140 Yen/US\$). El costo de modificación por kW será estimado US\$ 790 y el costo de la generación eléctrica será de 20 mills./kWh.

## 5.2 Plan de cambio del método de medición para la Unidad N° 2

El propósito del plan de modificación será el de convertir una parte de las unidades de medición de tipo neumático a tipo electrónico utilizando un computador para incrementar la seguridad de funcionamiento y permitir trabajos fáciles de operación y mantenimiento.

Para la selección del fabricante, será necesario examinar previamente la compatibilidad de las partes, la seguridad del funcionamiento y los métodos de operación y mantenimiento. Y luego, se escogerá un fabricante que puede ser el mismo fabricante del sistema de medición de la Unidad N° 3 existente u otro fabricante nuevo.

Además será necesario complementar los planos actuales aclarando los puntos de medición de la Unidad N° 2 existente.

El costo estimado de dicha modificación será de US\$  $5.8 \times 10^6$ . Bajo en condición de que el costo de operación se pueda mantener al valor actual, se requerirá un costo adicional de la generación 1.9 mills/kWh.

## 5.3 Plan de cambio del sistema de enfriamiento

Se planea incrementar la eficiencia del enfriamiento por medio de la construcción de una torre de enfriamiento y el cambio de sistema con circulación forzada de agua enfriada.

Las condiciones de diseño para el sistema de enfriamiento por circulación forzada de agua serán como siguen:

– Capacidad de torre de enfriamiento:

Unidad N° 1: 7,000m<sup>3</sup>/h

Unidad N° 2: 13,000m<sup>3</sup>/h

Unidad N° 3: 13,000m<sup>3</sup>/h

– Temperatura de agua enfriada:

Entrada a la torre: 35°C

Salida de la torre: 27°C

- Temperatura atmosférica (temperatura ambiente): 13°C
- Características generada de la bomba reforzadora de agua enfriada

	<u>Capacidad x elevación</u>
Unidad N° 1:	7,000m <sup>3</sup> /H x 20m
Unidad N° 2:	13,000m <sup>3</sup> /H x 20m
Unidad N° 3:	13,000m <sup>3</sup> /H x 20m

- Será instalado un equipo de inyección química para mejorar la calidad de agua enfriada en la circulación.

Para la realización de dicho plan, será necesario hacer y confirmar los siguientes exámenes:

- 1) El lugar planeado para la construcción de la torre de enfriamiento está situado cerca del Río Chicamocha. Por consiguiente, deberá ser confirmada la capacidad portante para la construcción de dicha torre, por medio de la investigación preliminar de suelo.
- 2) La existencia de tendido eléctrico y de tubería subterránea deberá ser investigada. Si se encuentran éstos, deberán ser replanteados o es su defecto deberá ser examinado la selección del diseño en dicho lugar.

Los costos estimados para el cambio del sistema de enfriamiento son como sigue: El costo total de modificación será de US\$ 14.8 × 10<sup>6</sup> para lo cual se requiere un costo adicional de generación de 4.9 mills/kWh.

#### 5.4 Problemas ambientales y medidas para su solución

Como efectos nocivos para el ambiente producidos por las centrales correspondientes, se mencionan la producción de hollín ya que éste no tiene receptor en la Unidad N° 1 y la afluencia de ceniza carbónica al Río Chicamocha. Este segundo problema está influyendo mucho en las ciudades localizadas aguas abajo de dicho río. Será recomendable plantear medidas integradas lo más pronto posible, por medio de la ejecución de un muro de contención y la construcción de un patio disponible para cenizas, buscando un lugar adecuado.

Para instalar un nuevo filtro eléctrico para evitar hollín de la Unidad N° 1, será necesario la ejecución de obras grandes tales como; la demolición de la chimenea existente y la construcción de una nueva chimenea. Por consiguiente, se considera que este plan no permitirá su realización ya que se presenta un problema del espacio alrededor de la turbina existente.

Para evitar la dispersión de cenizas del patio existente, se podrán considerar las siguientes medidas que son métodos de uso extensivo:

- 1) Se construirá un muro de contención en ambas orillas del Río Chicamocha para evitar la afluencia de cenizas.
- 2) El agua pluvial recogida en el patio de cenizas que se está tratando a través de los tanques de filtración y de sedimentación, deberá ser drenada al Río Chicamocha.
- 3) En el espacio entre el patio de cenizas N° 2 y la montaña adyacente, deberá ser construido un canal de drenaje adecuado para orientar y regular el agua pruvial desde dicha montaña.
- 4) Como una medida preventiva de la dispersión de cenizas ocasionada por la acción del viento sobre el patio, se cubrirán las cenizas con tierra o arena y luego, se plantarán césped o árboles.

## CAPITULO 6: PLAN DE RECUPERACION PARA LAS CENTRALES HIDROELECTRICAS

La mayoría de las centrales eléctricas incluidas en el presente estudio, se han operado por más de 40 años después de su puesta en funcionamiento. Por lo tanto, los equipos de generación son viejos y algunos equipos en operación presentan una caída de potencia. En cuanto a los equipos de generación que se dejaron de operar por defecto y a los equipos que bajaron su eficiencia de operación por largo tiempo de uso, se reemplazarán con unidades nuevas. Las centrales eléctricas que están equipados simultáneamente con dos tipos de turbinas, Pelton y Francis, se tratarán de ajustar a un único tipo adecuado para ellas.

Las centrales hidroeléctricas a filo de agua tienen una utilización baja de caudal del río debido al tiempo antiguo de construcción y en la mayoría de ellas se podrá esperar un incremento de energía primaria por medio del aumento de utilización del caudal del río. Por consiguiente, se está tomando en cuenta el examen sobre la magnitud más adecuada de la generación eléctrica junto con los planes alternativos del Proyecto de Recuperación.

### 6.1 Examen comparativo sobre los planes alternativos de rehabilitación por central

En cuanto al contenido de los planes de rehabilitación y el detalle del curso del examen para las centrales incluidas en el estudio de factibilidad, ellos están mencionados en el Anexo 1, como volumen separado respectivamente del informe. En el presente volumen, se resumen principalmente los resultados del examen comparativo de dichos planes.

Al desarrollar los trabajos de examen comparativo, se tomaron los siguientes aspectos básicos aplicando los comúnmente a cada alternativa.

#### (1) Cálculo de potencia de salida y energía

- La energía generada media anual se calculará con la siguiente fórmula utilizando la curva representativa de duración de flujo en la bocatoma de la central.

$$\text{Potencia generada de salida } P = 9.8 \cdot Q \cdot H \cdot \eta \text{ (kW)}$$

$$\text{Energía generada media anual } E = P \cdot 8,760 \cdot \epsilon \text{ (kWh)}$$

En donde,

$\eta$ : Eficiencia resultante entre turbina y generador

$\varepsilon$ : Tasa de operación anual de los equipos de generación, expresada en el volumen de flujo

$$= \frac{\text{Volumen de flujo anual pesando por la turbina}}{\text{Caudal máximo usado} \times 8760} \times 100\%$$

(2) Reparación y reconstrucción de las estructuras existentes de obras civiles.

- La reaparación y la reconstrucción se ejecutarán limitando se a las estructuras que se encuentran con algunas imperfecciones o inestabilidades sobre su función y estructura. La duración de las estructuras después de efectuar la reparación o reconstrucción será de 50 años, pero el tiempo de amortización de los costos de obra de reparación o reconstrucción será de 25 años.
- Las estructuras a las que no se las ejection reparaciones ni reconstrucciones serán aquellas que garantices una duración de 25 años adicionales bajo condiciones de ordinaria operación y mantenimiento. En cuanto al conducto de carga y tubería de presión existentes, por principio, se tratará de mantener el estado actual.

(3) Equipos de generación

- Después de la rehabilitación, se utilizará un equipo de generación con sistema de dos unidades.
- El año de duración del nuevo equipo de generación será de 25 años y durante dicho período se terminará de amortizar el costo.
- En cuanto al precio FOB del nuevo equipo de generación, se presentará el monto equivalente al 90% del precios más baratos de las que han cotizados por 2 fabricantes japoneses para referencia.

- El precio del equipo de generación se estimará como sigue basándose en el costo FOB:

	Rubro	Moneda extranjera	Moneda local	Total
1	Costo FOB	1,00	—	1,00
2	CIF+impuestos	0,343	—	0,343
3	I.V.A.	0,134	—	0,134
4	1 + 2	1,343	—	1,343
5	Transporte terrestre y seguro	—	0,06	0,06
6	Costo de montaje	—	0,10	0,10
7	Prueba y operación de ensayo	—	0,06	0,06
8	5 + 6 + 7			0,02
9	4 + 8			1,563

#### (4) Costos de reserva y de administración técnica

- Como el costo de reserva estimado en la etapa de factibilidad, se asignará el 15% para el costo de obras civiles y el 10% para equipos de generación.
- Para el costo de administración técnica, se asignará el 10% del costo de obras civiles y el 8% del equipos de generación contra el monto total del costo directo y el costo de reserva.

#### (5) Tasa de interés

- El interés para la porción de la moneda extranjera, será calculado con base a la tasa de 10% al año, 4 años del período gracia y el capital a reembolsar en 25 años, en montos parciales e iguales.
- El interés para la porción de moneda local, será calculado con el de amortización equilibrada del capital en 8 años, 21% de interés anual y 1 año del período gracia.

(6) Cálculo de beneficio

- El precio unitario de beneficio por kW y kWh, será establecido como sigue , aplicando le los costos unitarios de la venta de energía de ICCEL de diciembre de 1988.

Costo de beneficio por MW ... 1.086.909, 69 Pesos/MW

Costo de beneficio por MWh ... 4.936, 18 Pesos/MWh

- La inversión inicial a realizar del costo de obra de rehabilitación durante el periods de constucción sera establecida como sigue.

Períod	Costo de obra civil (%)	Costo de equipo (%)
Inicial	40	10
1er año	60	45
2do año	—	45 (Inicio de operación de la Unidad N° 1)
3er año	—	—

(7) Tipo de cambio

1US\$ = 140 Yenes

1US\$ = 369.4 Pesos

1Peso = 0.379 Yenes



### 6.1.1 Central hidroeléctrica Caracolí

La central está localizada en la cuenca del Río Nus en Antioquia y es una central hidroeléctrica de tipo a filo de agua con potencia nominal de salida de 3,200 kW, la cual es operada por EADE.

En febrero de 1989, tiene una potencia máxima de salida de 2300 kW y muestra una bajada a 900 kW aproximadamente (28%). Está registrado el valor de 18,285.9 MWh de la energía generada anual en 1989.

#### (1). Estado actual y puntos problemáticos de las instalaciones.

Esta central está situada en una curva del río Nus y la diferencia de caída del caudal entre el río arriba el río abajo se conecta directamente con una tubería de presión. Dentro de las instalaciones existentes, presa, bocatoma, y desarenador están combinados con el tanque de carga, son viejos y están deteriorados. Pero, los conductos de carga que consisten en el túnel de presión con longitud de 80 m y la tubería a presión con diámetro 1,300 mm y 1,350 m de longitud, están en condición firme.

En cuanto a los equipos de generación, están equipados dos diferentes tipos de unidades: Una Pelton (Potencia nominal de 1,600 kW) y una Francis con el eje horizontal (Potencia nominal de 1,600 kW), los cuales fueron producidos en 1935 y en 1963 respectivamente. Los años de duración de las unidades son de 55 y 27 años. La potencia máxima actual de ellas es de 1,150 kW manteniendo el 72% aproximadamente de la potencia nominal.

Los puntos problemáticos para trazar un plan de rehabilitación consisten en que esta central no tiene una instalación de medición para flujo del río y no se encuentra ninguna estación de aforos en las partes aguas arriba y aguas abajo, que quedan cerca de la central. En el presente estudio, están utilizados los datos sobre volumen de caudal del río que se registra en la Estación Caramanta (No. 2308-716) de HIMAT. Dicha estación está localizada 5km aproximadamente aguas arriba de la bocatoma de la central. Por lo tanto, la razón del área de cuenca convertida al área de flujo en el punto de la bocatoma es de 1.01: o sea, el área de ambos lugares más o menos tiene mismo valor.

(2) Planes alternativos para el Proyecto de Recuperación

Como se indica en la curva de duración de caudales (Véase el diagrama 6.1.) del punto de bocatoma calculada con base en los datos registrados en la Estación Caramanta de HIMAT, el caudal máximo de uso de la central existente  $Q=5,0\text{m}^3/\text{seg}$  es un valor muy bajo desde el punto de vista de disponibilidad de agua en el río.

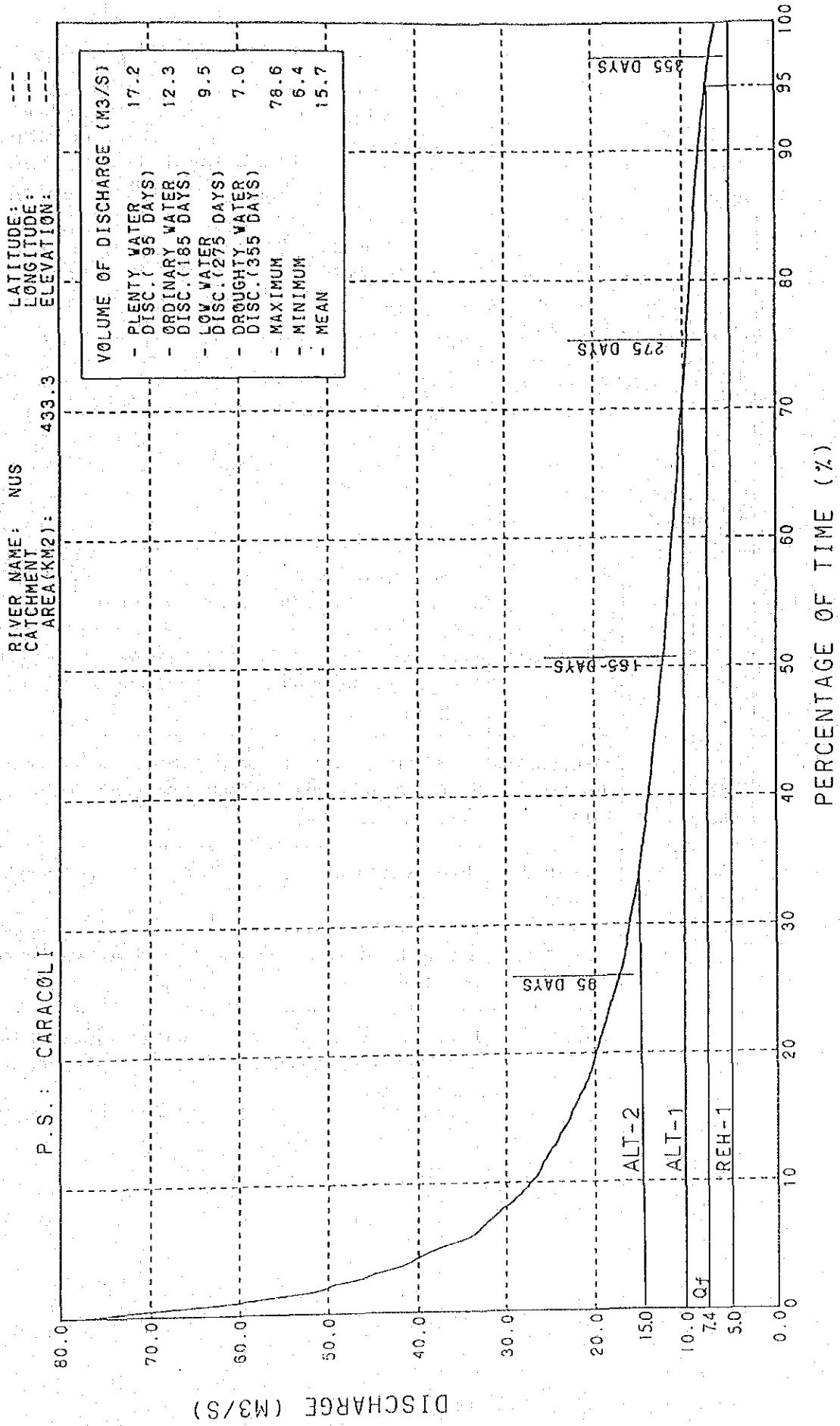
Por consiguiente, están planteados en dicha curva, no solo el plan de rehabilitación del estado actual, sino también los planes alternativos incluyendo el plan de optimización de la capacidad instalada de la central. O sea, se trazó un plan de generación estableciendo los tres (3) casos del caudal máximo de uso:  $5,0\text{m}^3/\text{seg}$ . (valor actual),  $10,0\text{m}^3/\text{seg}$  y  $15,0\text{m}^3/\text{seg}$ .

Como se indica en el cuadro 6.1 estas alternativas consisten en 3 planes: uno de rehabilitación del estado actual (REH-1) y dos del aumento de potencia de salida (ALT-1 y ALT -2).

En el caso del plan REH-1, con relación a la rehabilitación de los equipos de generación, se reemplazarán solamente la turbina de tipo Pelton (fabricada en 1935) y el generador asociado (Unidad No. 1), para dejar esta unidad igual a la unidad No. 2 que consiste en una turbina francis de eje horizontal fabricada en 1963.

En caso de los planes ALT-1 y ALT-2, la capacidad instalada de la generación se aumentará 2 veces más que el valor obtenido para REH-1. Por lo tanto, el sistema consistirá en dos unidades de la misma potencia de salida, de tipo Francis con eje horizontal.

Diagrama -6.1 TYPICAL FLOW DURATION CURVE AT INTAKE SITE



Cuadro 6.1 planes alternativos para Caracolí

Item	Plan alternativo	Rehabilitación de estado actual			Optimización de instalación de generación	
		REH-1			ALT-1	ALT-2
		Unidad No.1	Unidad No.2	Total		
	Caudal de diseño Q (m <sup>3</sup> /seg)	2,5	2,5	5,0	10,0	15,0
	Potencia máxima P (kW)	1.650	1.150 (Potencia actual)	2.800	6.700	10.200
	Utilización de equipo por flujo (%)	100			96	80
Plan de reparación y reconstrucción	Presa	Se hará reparación del defectos y se colocará una compuerta para desarenación. (Instalación común)				
	Bocatoma	Junto con la reconstrucción de la presa, se modificará a tipo se captación horizontal. Se reemplazarán la rejillas y la compuerta.				
	Desarenador Tanque de carga	En la instalación actual, se genera una corriente de remolino. Se modificará según disposición del equipo de bocatoma. (Instalación común)				
	Tubería de presión	Uso de existente			Reemplazo por nueva	
	Equipo de generación	Reemplazo de equipo Pelton de la Unidad No. 1.			Reemplazo total por equipos nuevos	
	Edificio	Por reparación parcial, se utilizarán el edificio existente y el puente grua. Pero, la base de los equipos de generación será reconstruída.				

### (3) Selección del plan óptimo

Como se puede apreciar en los resultados de análisis de las alternativas comparativas indicados en el Cuadro 6.2, es difícil de determinar a cuál de las ALT-1 y ALT-2 debe ser concedida la prioridad.

Al realizar la rehabilitación, es deseable efectuar los estudios minuciosos entre los caudales de diseño  $10 \text{ m}^3/\text{s} \sim 15 \text{ m}^3/\text{s}$ ; sin embargo, en este informe se ha seleccionado la ALT-1 ( $10 \text{ m}^3/\text{s}$ ) como el plan óptimo.

De esta ALT-1, se ha realizado el diseño básico cuyo detalle está compilado en el volumen separado.

Cuadro -6.2 Comparison of Rehabilitation Plan for the Caracoli Power Plant

Alternative Plan	① Specifications for Existing Generating Facilities					② Rehabilitation Plan							③ Recovered or Increased Energy		
	⑩ Max. available discharge Q <sub>0</sub> (m <sup>3</sup> /s)	⑪ Net head H <sub>0</sub> (m)	⑫ Rated output P <sub>0</sub> (kW)	⑬ Present facility capacity		⑳ Max. available discharge Q <sub>1</sub> (m <sup>3</sup> /s)	㉑ Standard net head H <sub>1</sub> (m)	㉒ Theoretical output = 9.8 x ㉒ x ㉓ (kW)	㉔ Resultant efficiency η	㉕ Output = ㉒ x ㉔ P <sub>1</sub> (kW)	㉖ Annual probable generated energy E <sub>1</sub> (GWh)	㉗ Facility utilization factor ε (%)	㉘ Output = ㉒ - ㉓ ΔP (kW)	㉙ Annual probable generated energy ΔE (GWh)	
				⑭ Output P <sub>e</sub> (kW)	⑮ Generated energy E <sub>s</sub> (GWh)										
REF-1	Pelton	2.5	86.0	1,600	1,200	9.17	2.5	82.9	2,031	0.835	1,700	14.9	100	500	5.7
	Francis	2.5	86.0	1,600	1,100	9.64	2.5	82.9	2,031	0.542	1,100	9.6	100	0	0
	Total	5.0	86.0	3,200	2,300	18.81	5.0	82.9	4,062	-----	2,800	24.5	100	500	5.7
ALT-1							10.0	82.9	8,124	0.835	6,700	57.0	96	4,400	38.1
ALT-2							15.0	82.9	12,186	0.845	10,200	72.3	80	7,900	53.5

Alternative Plan	④ Rehabilitation Work Cost (US\$1000)					⑤ Construction Cost per kW (US\$/kW)		⑥ Total of Annual Cost at Generating Terminal (US\$1000)				⑦ Average Generating Cost per kWh (mills/kWh)		⑧ Cost/Benefit	⑨		
	⑩ Generating Equipment Cost			⑭ Civil work cost C <sub>2</sub>	⑮ C <sub>1</sub> + ⑭ C	⑯ Cost per ΔP = ⑮ / ⑩ C/ΔP	⑰ Cost per P <sub>1</sub> = ⑮ / ⑱ C/P <sub>1</sub>	⑲ Operation and maintenance costs AOM	⑲ Principal repayment amount for construction cost (25-year average)			⑳ ⑲ + ㉑ per E <sub>1</sub> = ㉒ / ㉓ ÷ 0.95	㉔ ㉒ / ㉓ per ΔE = ㉒ / ㉓ ÷ 0.95	C/B	Priority order		
	㉑ Foreign currency portion C <sub>1f</sub>	㉒ Local currency portion C <sub>1l</sub>	㉓ ㉑ + ㉒ C <sub>1</sub>						㉔ Foreign currency portion 2.610 x ㉑ ÷ 25	㉕ Local currency portion 2.016 x [㉒ + ㉓] ÷ 25	㉖ ㉔ + ㉕						
REF-1	Pelton	1,000	400	1,400	900	2,300	4,700	1,400	6.8	107	106	213	220	16	41	1.51	3
	Francis																
	Total																
ALT-1	2,900	1,200	4,100	2,900	7,000	1,600	1,050	26.8	305	329	634	661	12	18	0.99	1	
ALT-2	3,600	1,450	5,050	3,750	8,800	1,100	860	40.8	376	420	796	837	12	16	0.96	1	

(Notes) ① : For the existing generating equipment specifications, refer to the facility register record attached to the pre-FS report.

⑦ : Generating cost =  $\frac{\text{Total of annual average cost at generating terminal}}{\text{Annual average supplied electric power}}$

③ : C/B is the value of cost and benefit ratio calculated according to the financial analysis.

⑮ : E<sub>s</sub> is computed according to the average annual operation record for 5 years from 1984 to 1988.

⑲ : η is the resultant efficiency of turbine and generator.

㉒ :  $\epsilon = \frac{\text{Annual water amount for turbine (m}^3/\text{s} \cdot \text{hr)} \times 100(\%)}{Q_1 \times 365 \times 24}$

⑲ : The annual AOM is the amount which is equivalent to US\$4 per kW.

⑲ : Interest is calculated by a repayment of principal in equal annual amounts under the following conditions.

Foreign currency portion: Annual interest rate of 10%, unredeemable for 4 years, repayment over 25 years  
Local currency portion : Annual interest rate of 21%, unredeemable for 1 year, repayment over 8 years

### 6.1.2 Central hidroeléctrica Puente Guillermo

La central está localizada en la cuenca del Río Suarez en Boyacá y es una central hidroeléctrica de tipo a filo de agua con potencia nominal de salida de 1,280 kW, operada por la empresa EBSA. Desde 1985, la operación está suspendida por un defecto en la tubería de presión. Dicho defecto se causó por un fenómeno de hundimiento en la base del bloque de anclaje de la tubería de presión. Por eso, el tema principal del Proyecto de Recuperación para la presente central es la obra de reparación sobre la tubería de presión.

Las estructuras de obras civiles tales como; presa, bocatoma, vertedero canal de conducción con longitud de 372 m y tanque de carga mantienen una condición sólida. Pero, con relación a las estructuras anexas tales como; compuertas, válvulas y rejillas, especialmente la instalación anexa al tanque de carga son viejas y tienen destacados daños.

Las 2 unidades (con potencia nominal de 640 kW respectivamente) de tipo Francis con eje horizontal, fueron fabricada en 1950 y 1960 respectivamente. El tiempo de uso de ellas sobre pasa los 30 años y por causa del daño en la tubería de presión, la operación de la actual está parada hace más de 5 años. Para reabrir la operación, es necesario hacer un chequeo e inspección estrictos para cada una de ellas.

#### (1) Consideración sobre la causa del daño de la tubería de presión

La formación geológica del área entre el tanque de carga, la tubería de presión y la casa de máquinas combina una capa de pizarra arcillosa y una capa de arena. A continuación, se resume un criterio desde el punto de vista geológico para el daño ocurrido en la parte de la tubería de presión:

Se considera que un derrumbe pequeño ocurrió cuando el nivel de agua subterránea que se forma la base de la tubería de presión se elevó y la carga de agua para la tubería de hierro afectó la parte superior de la capa débil de cimentación.

(2) Plan de rehabilitación del tanque de carga y tubería de presión

Al diseñar la rehabilitación del tanque de carga y la tubería de presión, se han establecido los criterios de diseño como sigue:

- Determinar el caudal de diseño en  $Q=2.60 \text{ m}^3/\text{s}$  igual al de sistema existente
- Reconstruir el tanque de carga conforme al replanteo de la tubería de presión y fijar la capacidad del tanque después de la reconstrucción para ser igual a dos minutos del caudal de diseño.
- Instalar dos tuberías de presión de 800 mm de diámetro cada una igual a la tubería existente.
- Colocar la fundación del anclaje en el suelo a 4 metros más abajo del nivel existente.



### 6.1.3 Centrales hidroeléctricas San Cancio, Intermedia y Municipal

Es una serie de centrales hidroeléctricas de tipo a filo de agua que están localizadas en la cuenca del Río Chinchina en Caldas. Según el orden de distribución desde aguas arriba, sus localizaciones son San Cancio (con potencia nominal de 2,320 kW), Intermedia (con potencia nominal de 1,120 kW) y Municipal (con potencia nominal de 2,112 kW). El propietario de estas plantas es la empresa CHEC.

Los valores de la potencia máxima de salida en febrero de 1989 y la energía generada anual de 1988 son como sigue:

Central	Año de Fabricación de equipo	Potencia máxima (kW)	Caída de potencia (%)	Energía generada (MWh)
San Cancio	No. 1 1929	750	▲23	6175
Intermedia	No. 2 1947	1000	▲26	3279
Municipal	1945	1400	▲34	5448

#### (1) Estado actual de la instalación de la central sus problemas.

El canal de descarga de la Central San Cancio y el canal de conducción de la Central Intermedia están conectados directamente y el caudal máximo de uso de ambas centrales tiene el mismo valor de  $Q = 5,6 \text{ m}^3/\text{seg}$ .

En la central Municipal, existe una estructura de captación de agua para el incremento del caudal de descarga de Intermedia ( $5,6 \text{ m}^3/\text{seg}$ ) con el caudal residual de aguas abajo de la bocatoma de San Cancio. Sin embargo, el registro oficial del caudal máximo de uso de dicha central indica un valor de  $5,6 \text{ m}^3/\text{seg}$ , igual a los de San Cancio e Intermedia.

La longitud del canal de conducción de las 3 centrales en orden desde San Cancio son de unos 2400, 3100 y 2400 m respectivamente. Dichos canales son de tipo abierto y presentan en algunas partes irregularidad sobre forma, dimensiones y alineación. Pero, se puede decir en general que la condición de operación y mantenimiento está aceptable.

Se presentan derrumbes pequeños en tiempo de lluvias y existiendo algunas partes donde penetran la tierra y la arena hacia el interior de dicho canal en el área de la capa de conglomerado deformado. El canal de Intermedia que excavado en tierra por lo cual será mejor cambiarlo a canal revestido en de concreto.

En cuanto a los equipos de generación, el tiempo de utilización va de 43 años a 61 años. En San Cancio, los equipos son tipo Pelton fabricado en 1929 (con 970 kW de potencia nominal de salida) y tipo Francis fabricado en 1947 (con 1350 kW de potencia nominal de salida) están montados en el mismo edificio de la casa de maquinas. En Intermedia, se encuentra una unidad tipo Pelton fabricado en 1947 (con 1,120 kW de potencia nominal de salida). En Municipal, están montados dos (2) unidades del mismo equipo de generación, tipo Pelton fabricado en 1945 (con 1,056 kW de potencia nominal de salida).

En cuanto a las centrales Intermedia y Municipal, se encuentra una diferencia grande entre la potencia de salida realmente generada y la capacidad instalada de las unidades existentes, la cual se calcula teóricamente.

## (2) Planes alternativos del Proyecto de Recuperación

En la curva de duración de caudales en el lugar de bocatoma de la Central San Cancio (Véase el diagrama 6.2), se muestra el caudal de uso originalmente diseñado de  $Q = 5,6 \text{ m}^3/\text{seg}$ . Este valor es bastante grande para una central hidroeléctrica de tipo a filo de agua. La proporción de días firmes por año es del 55% aproximadamente y el factor de planta corresponde al 89%. Por consiguiente, no se realizó el examen comparativo sobre el caudal máximo de uso y se examinaron sobre los siguientes dos puntos:

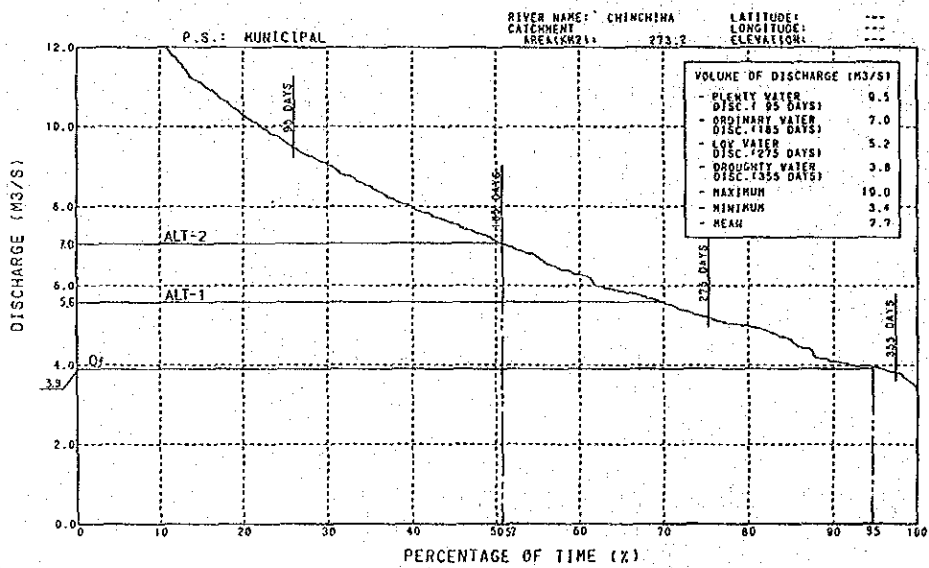
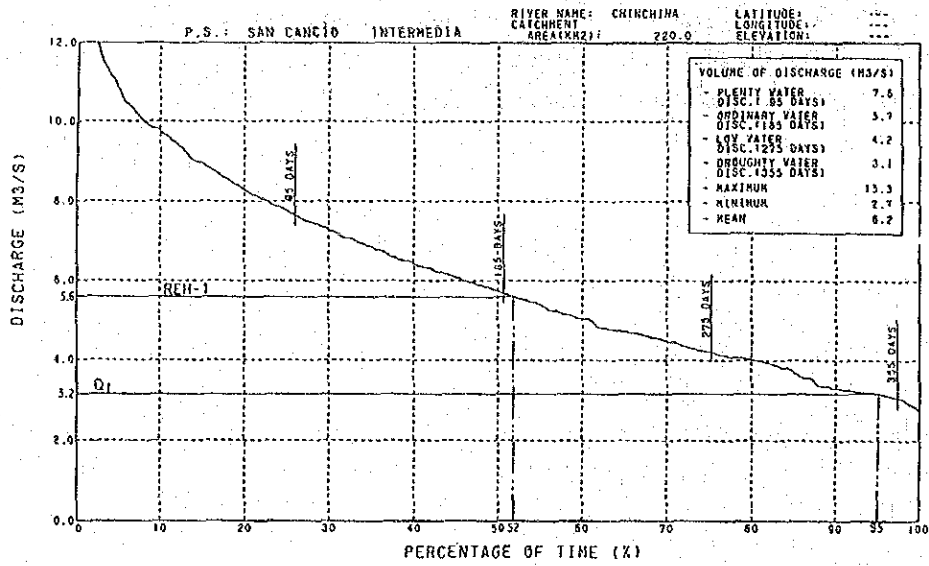
- ① Solucionar la diferencia entre la potencia generada de salida y la capacidad instalada de las instalaciones existentes, que por cálculo teórico arroja los siguientes resultados.

Central	Q (m <sup>3</sup> /seg.)	H (m)	Potencia P (kW)	Capacidad instalada Po (kW)	P-Po (kW)
San Cancio	5,6	53,8	2400	2320	80
Intermedia	5,6	56,8	2500	1120	1380
Municipal	5,6	79,6	3600	2112	1488
Total			8500	5552	2948

- ② Colocar equipos de generación de un mismo tipo y una misma potencia de salida, teniendo en cuenta la normalización de los trabajos de operación, inspección, mantenimiento y administración, y la ventaja correlativa de los repuestos.

En el cuadro 6.3 están relacionados los planes alternativos para el Proyecto de Recuperación; el artículo objetivo de comparación concreta es la posibilidad o no de captación de agua de la cuenca residual para la Central Municipal que está localizada en la parte más baja del río.

Diagrama 6-2 Curva de duración de flujo en bocatoma de las centrales hidroeléctricas San Cancio, Intermedia y Municipal



Cuadro 6.3 Planes de rehabilitación para San Cancio, Intermedia y Municipal

Item	Central	San Cancio	Intermedia	Municipal	
				ALT-1	ALT-2
Caudal de diseño Q (m <sup>3</sup> /s)		5,6	5,5	5,6	7,0
Potencia máxima P (kW)		2.400	2.500	3.600	4.500
Utilización de equipo por flujo (%)		88	88	94,5	88
Plan de reparación y reconstrucción	Presa	Se hará una modificación y se colocará la compuerta o el equipo de desarenación.	No hay.	Mantenimiento de estado actual.	Se cambiará a una estructura nueva.
	Bocatoma	Se cambiará el diseño de la instalación con capacidad de toma 5,6 m <sup>3</sup> /seg. constantemente.	Mantenimiento de estado actual	Mantenimiento de estado actual	Modif. parcial
	Desarenador	Modif. parcial	Modif. parcial (Combinado con tanque de carga)	Modif. parcial	Modif. parcial
	Canal de conducción	Mantenimiento de estado actual excepto obra de colocación de tapas.	Cambio por canal de concreto	Mantenimiento de estado actual excepto obra de colocación de tapas.	Para asegurar la capacidad de paso de agua, se harán las obras de aumento de altura de muro de canal y de colocación de tapas.
	Tanque de carga	Se aumentará la capacidad ajustando la por la obra de rehabilitación.	Modif. parcial	Se cambiará a magnitud adecuada.	Se cambiará a magnitud adecuada.
	Tubería de presión	Mantenimiento de estado actual	Mantenimiento de estado actual	Mantenimiento de estado actual	
	Equipo de gen.	Reemplazo por nuevo	Reemplazo por nuevo	Reemplazo por nuevo	
	Casa de Maq.	Por rehabilitación parcial, se utilizarán el edificio y el puente grúa existentes. Pero, se cambiará la base del equipo de generación.			

### (3) Selección del óptimo plan

En el cuadro 6.4, se muestran los resultados del análisis para los planes de rehabilitación de las centrales San Cancio, Intermedia y Municipal. Para dichas centrales hidroeléctricas de tipo a filo de agua, se deberá considerar un plan de rehabilitación en paquete.

Como se deduce del análisis del cuadro 6.4, se considera que el plan más beneficioso será el ALT-2 en donde se hará una captación adicional de 1,4 m<sup>3</sup>/seg de caudal residual para la Central Municipal. Se realizó una serie de diseños básicos en el grado de factibilidad para dicho plan ALT-2 y su contenido está mencionado en el Anexo 1 volumen separado del presente informe.

Cuadro -6.4 Comparison of Rehabilitation Plan for the San Cancio the Intermedia the Municipal Power Plant

Alternative Plan	① Specifications for Existing Generating Facilities					② Rehabilitation Plan							③ Recovered or Increased Energy	
	⑩ Max. available discharge $Q_0$ ( $m^3/s$ )	⑪ Net head $H_0$ (m)	⑫ Rated output $P_0$ (kW)	⑬ Present facility capacity		⑳ Max. available discharge $Q_1$ ( $m^3/s$ )	㉑ Standard net head $H_1$ (m)	㉒ Theoretical output $=9.8 \times ㉒ \times ㉑$ (kW)	㉓ Resultant efficiency $\eta$	㉔ Output $=㉒ \times ㉓$ $P_1$ (kW)	㉕ Annual probable generated energy $E_1$ (GWh)	㉖ Facility utilization factor $\epsilon$ (%)	㉗ Output $=㉓ - ㉑$ $\Delta P$ (kW)	㉘ Annual probable generated energy $\Delta E$ (GWh)
				㉑ Output $P_e$ (kW)	㉒ Generated energy $E_e$ (GWh)									
San Cancio	5.6	53.8	2,320	1,750	8.44	5.6	53.8	2,952	0.830	2,400	18.5	88	650	10.1
Intermedia	5.6	56.8	1,120	900	3.33	5.6	56.8	3,117	0.830	2,500	19.7	88	1,600	16.4
Municipal (ALT-1)	5.6	79.6	2,112	1,400	5.94	5.6	79.6	4,368	0.830	3,600	29.9	94	2,200	24.0
Municipal (ALT-2)	---	---	---	---	---	7.0	79.6	5,460	0.835	4,500	34.8	88	3,100	28.9
Total	---	---	5,552	4,050	17.71	---	---	10,437 11,529	---	8,500 9,400	68.1 73.0	---	4,450 5,350	50.4 55.3

Alternative Plan	④ Rehabilitation Work Cost (US\$1000)					⑤ Construction Cost per kW (US\$/kW)		⑥ Total of Annual Cost at Generating Terminal (US\$1000)					⑦ Average Generating Cost per kWh (mills/kWh)		⑧ Cost/Benefit	⑨
	⑩ Generating Equipment Cost			⑫ Civil work cost $C_2$	⑬ $C_1 + C_2$ $C$	⑭ Cost per $\Delta P$ $= ⑫ / ⑩$ $C/\Delta P$	⑮ Cost per $P_1$ $= ⑫ / ⑮$ $C/P_1$	⑯ Operation and maintenance costs AOM	⑰ Principal repayment amount for construction cost (25-year average)			⑱ $⑰ + ⑱$	⑲ per $E_1$ $= ⑲ / ⑲$ $\div 0.95$	⑳ per $\Delta E$ $= ⑲ / ⑲$ $\div 0.95$	C/B	Priority order
	㉑ Foreign currency portion $C_{1f}$	㉒ Local currency portion $C_{1l}$	㉓ $㉑ + ㉒$ $C_1$						㉔ Foreign currency portion $2.610 \times ㉑$ $\div 25$	㉕ Local currency portion $2.016 \times [㉑ + ㉒]$ $\div 25$	㉖ $㉔ + ㉕$					
San Cancio	1,900	750	2,650	600	3,250	5,035	1,350	9.6	197	111	308	318	18	33	1.40	4
Intermedia	1,900	750	2,650	1,050	3,700	2,310	1,500	10.0	197	145	342	352	19	23	1.37	3
Municipal (ALT-1)	2,300	900	3,200	500	3,700	1,700	1,050	14.4	240	115	355	369	13	16	0.89	2
Municipal (ALT-2)	2,450	1,000	3,450	750	4,200	1,350	950	18.0	255	140	395	413	13	15	0.86	1
Total ALT-1	6,100	2,400	8,500	2,150	10,650	2,406	1,250	34.0	634	373	1,007	1,041	16	22		
Total ALT-2	6,250	2,500	8,750	2,400	11,150	2,100	1,200	37.6	649	397	1,046	1,084	16	21		

(Notes) ① : For the existing generating equipment specifications, refer to the facility register record attached to the pre-FS report.

⑦ : Generating cost =  $\frac{\text{Total of annual average cost at generating terminal}}{\text{Annual average supplied electric power}}$

⑧ : C/B is the value of cost and benefit ratio calculated according to the financial analysis.

⑬ :  $E_e$  is computed according to the average annual operation record for 5 years from 1984 to 1988.

⑲ :  $\eta$  is the resultant efficiency of turbine and generator.

⑲ :  $\epsilon = \frac{\text{Annual water amount for turbine } (m^3/s \cdot hr) \times 100(\%) }{Q_1 \times 365 \times 24}$

⑯ : The annual AOM is the amount which is equivalent to US\$4 per kW.

⑰ : Interest is calculated by a repayment of principal in equal annual amounts under the following conditions.

Foreign currency portion: Annual interest rate of 10%, unredeemable for 4 years, repayment over 25 years  
Local currency portion : Annual interest rate of 21%, unredeemable for 1 year, repayment over 8 years

#### 6.1.4 Central hidroeléctrica Silvia

La central de Silvia está localizada en la cuenca del Río Piendamó en el departamento del Cauca y es una central hidroeléctrica de tipo a filo de agua con potencia nominal de 604kW. Esta central está operada por la empresa CEDELCA.

Las estructuras civiles tales como; presa, bocatoma, canal abierto de conducción (longitud de 609m), desarenador combinado con tanque de carga y tubería de presión están conservados en buena condición. En cuanto al equipo de generación existe un grupo de tipo Francis con eje horizontal (con potencia nominal de 500kW y fabricado en 1954), que se dañó en 1972 y suspendió su operación hace 18 años sin reparación. Actualmente, está funcionando solamente un equipo de generación, tipo Francis con eje horizontal que tiene una potencia nominal de salida de 104kW.

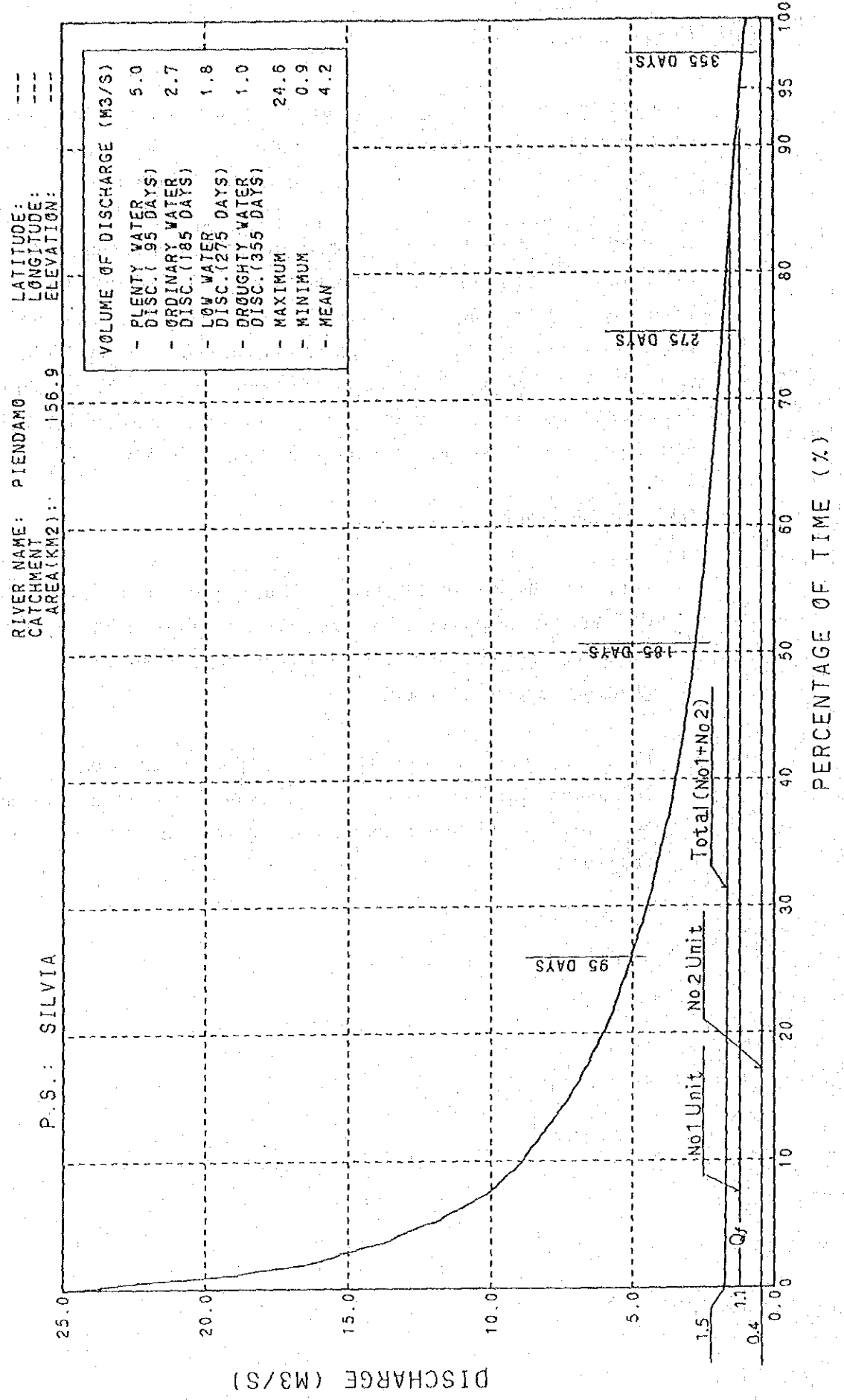
##### (1) Plan de rehabilitación

El plan de rehabilitación para la Central Silvia está limitado a la obra de reemplazo del equipo de generación N° 1 con potencia de salida de 500kW, el cual no está funcionando por el daño que se menciona. No se considera ningún otro plan alternativo para dicha central.

En el diagrama 6.3, está indicada la curva de duración de caudales en la parte de la bocatoma y según esto, se considera que el valor de caudal de diseño actualmente empleado  $Q = 1,5\text{m}^3/\text{seg}$  es adecuado para esta central hidroeléctrica de tipo a filo de agua.



Diagrama-6.3 TYPICAL FLOW DURATION CURVE AT INTAKE SITE



La central actualmente está equipada con un transformador (480V/13.2kV, 142.5kV) pero, será necesario reemplazarlo con uno que tenga una adecuada capacidad instalada ajustándolo con el reemplazo del equipo de generación.

La línea de distribución energética de 13.2kV está conectada entre la planta de generación las viviendas de los usuarios y la subestación Piendamó. En cuanto a dicha línea de distribución no será necesario la rehabilitación manteniendo el estado actual.

Aunque sea reemplazado el equipo de generación tipo Francis con eje horizontal (potencia nominal de 500kW) de la Unidad N° 1 que está dañado, la potencia máxima de salida no podrá superar los 240kW. O sea, la Unidad N° 1 tuvo un valor de 260kW de sobre-capacidad instalada.

En el cuadro 6.5 está indicado un plan de generación para la rehabilitación. El contenido de rehabilitación para esta central consiste en que la Unidad N° 1 dañada sea cambiada por una nueva de 240kW o en que utilice esa misma Unidad N° 1. Este tema podrá ser decidido naturalmente de acuerdo a las características de reparación o reemplazo de dicho equipo, junto con el aumento de demanda energética del área correspondiente.

Cuadro 6.5 Comparison of Rehabilitation Plan for the Silvia Power Plant

Alternative Plan	① Specifications for Existing Generating Facilities					② Rehabilitation Plan						③ Recovered or Increased Energy		
	⑩ Max. available discharge Qo (m³/s)	⑪ Net head Ho (m)	⑫ Rated output Po (kW)	⑬ Present facility capacity		⑳ Max. available discharge Q1 (m³/s)	㉑ Standard net head H1 (m)	㉒ Theoretical output = 9.8 x ㉒ x ㉓ (kW)	㉔ Resultant efficiency η	㉕ Output = ㉒ x ㉔ P1 (kW)	㉖ Annual probable generated energy E1 (GWh)	㉗ Facility utilization factor ε (%)	㉘ Output = ㉒ - ㉙ ΔP (kW)	㉚ Annual probable generated energy ΔE (GWh)
				㉙ Output Pe (kW)	㉚ Generated energy Ee (GWh)									
No1 Unit	1.1	31.0	500	0	0	1.1	31.0	334	0.740	240	2.1	100	240	2.1
No2 Unit	0.4	31.0	104	100	0.82	0.4	31.0	121	0.826	100	0.8	---	0	0
Total	1.5	31.0	604	100	0.82	1.5	31.0	455	-----	340	2.9	98	240	2.1

Alternative Plan	④ Rehabilitation Work Cost (US\$1000)					⑤ Construction Cost per kW (US\$/kW)		⑥ Total of Annual Cost at Generating Terminal (US\$1000)				⑦ Average Generating Cost per kWh (mills/kWh)		⑧ Cost/Benefit	⑨	
	⑩ Generating Equipment Cost			⑬ Civil work cost C2	⑭ C = ⑬ + ⑮	⑯ Cost per ΔP = ⑱ / ⑲	⑰ Cost per P1 = ⑳ / ㉑	⑳ Operation and maintenance costs AOM	㉒ Principal repayment amount for construction cost (25-year average)			㉓ ㉒ + ㉔	㉕ per E1 = ㉖ / ㉗ ÷ 0.95	㉘ per ΔE = ㉙ / ㉚ ÷ 0.95	C/B	Priority order
	㉙ Foreign currency portion C1f	㉚ Local currency portion C1l	㉛ C1 = ㉙ + ㉚						㉜ Foreign currency portion 2.610 x ㉙ ÷ 25	㉝ Local currency portion 2.016 x [㉚ + ㉛] ÷ 25	㉞ ㉜ + ㉝					
No1 Unit	458	184	642	34	676	2,800	2,800	1.0	48	18	66	67	33	33	2.02	---
No2 Unit	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Total	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---

(Notes) ① : For the existing generating equipment specifications, refer to the facility register record attached to the pre-FS report.

⑦ : Generating cost =  $\frac{\text{Total of annual average cost at generating terminal}}{\text{Annual average supplied electric power}}$

⑧ : C/B is the value of cost and benefit ratio calculated according to the financial analysis.

⑬ : Ee is computed according to the average annual operation record for 5 years from 1984 to 1988.

㉓ : η is the resultant efficiency of turbine and generator.

㉒ :  $E = \frac{\text{Annual water amount for turbine (m}^3/\text{s} \cdot \text{hr)} \times 100(\%)}{Q_1 \times 365 \times 24}$

⑳ : The annual AOM is the amount which is equivalent to US\$4 per kW.

㉓ : Interest is calculated by a repayment of principal in equal annual amounts under the following conditions.

Foreign currency portion: Annual interest rate of 10%, unredeemable for 4 years, repayment over 25 years  
Local currency portion : Annual interest rate of 21%, unredeemable for 1 year, repayment over 8 years

### 6.1.5 Central hidroeléctrica de Ovejas

Es una central hidroeléctrica de tipo a filo de agua con potencia nominal de 900kW y está localizada en la cuenca del río Ovejas en el departamento del Cauca. El propietario de esta central es la empresa CEDELCA. Está funcionando hace 51 años a partir de su construcción en 1939. La potencia máxima de salida con fecha julio de 1989 fue de 650kW y se han registrado 3,747MWh de energía generada en 1988.

#### (1) Estado actual de las instalaciones de la central y sus problemas

Se puede mencionar como característica de esta central que el canal de conducción con longitud de 1,490m está construido en tubería de acero con diámetro de 1,800mm. Dicha tubería de acero fue colocada en 1939 y ya se utilizó por un período de más de 50 años. Actualmente, se encuentra deslizamientos transversales y verticales en varios puntos y ocurre un fenómeno de escape de agua por deformación de la tubería. En el momento de la construcción, dicha tubería de acero tuvo un espesor de 8mm, pero ha disminuido actualmente a 4mm aproximadamente, por desgaste.

La presa existente que está construida en concreto, está obstruida por sedimentación de arena hasta el tope de presa. El volumen diseñado de toma de agua no está asegurado. El estante de madera llamado "Trincho" se perdió por inundación durante el mes de julio de 1989.

En cuanto al equipo de generación existe un equipo tipo Francis con eje horizontal fabricado en 1939 está funcionando todavía, pero la potencia de generación se redujo a 650kW, el 72% aproximadamente de la potencia nominal de salida. Al mismo tiempo, se encuentra una diferencia de 500kW aproximadamente entre la potencia generable y la capacidad instalada existente por cálculo teórico. Esto muestra un demasiado pequeño valor para la capacidad instalada.

#### (2) Alternativas para el plan de rehabilitación

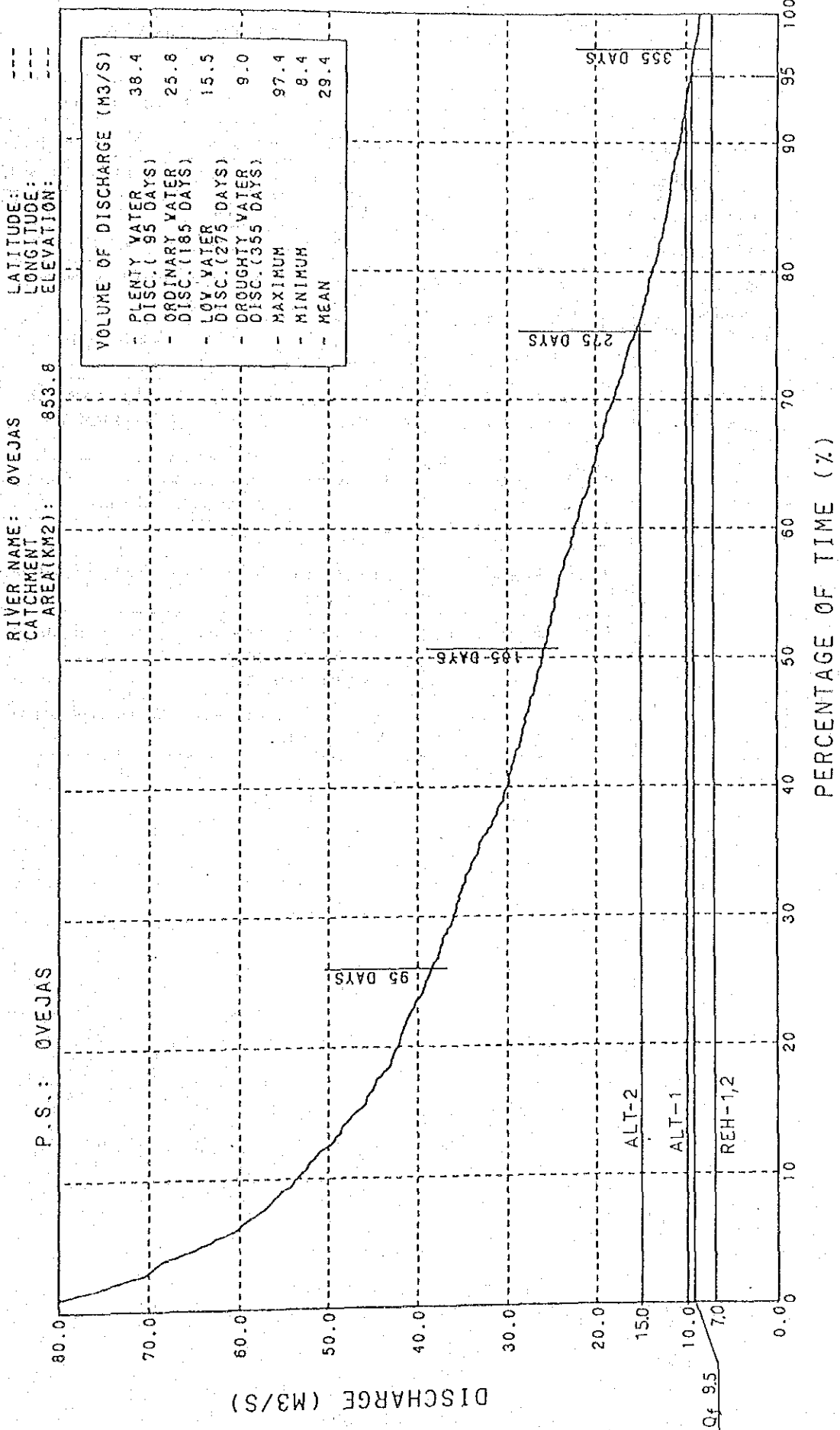
El punto más algado para plan de rehabilitación de la central Ovejas es la decisión sobre tiempo de duración de la tubería de acero (diámetro de 1,800mm) con longitud de 1490mm que ha estado funcionando durante 50 años después de su construcción.

En este estudio, se traza un plan de rehabilitación en el que dicha tubería con bastante deformación y desgaste sea removida completamente y en su reemplazo sea construido un nuevo canal, seguro y confiable. El reemplazo de dicha tubería en las partes más deformadas y desgastadas, no se considerará por las siguientes razones:

- ① Para el reemplazo parcial, será necesario una inspección profunda con el propósito de estudiar el coeficiente de seguridad y los grados de deformación y de desgaste de la tubería de acero. No se podía realizar dicha inspección dentro del tiempo y el personal asignados al presente estudio.
- ② Como resultado del reconocimiento visual del sitio, se confirmó una necesidad de reemplazo de la tubería en su mayor parte.

Por la curva de duración de caudal del río en el lugar de bocatoma, que está indicada en el diagrama 6.4, se considera que el caudal máximo de diseño de agua ( $Q = 7,0\text{m}^3/\text{seg}$ ) del programa actual es antieconómico desde punto de vista de coeficiente de uso de agua. También, será necesario solucionar el valor diferencial por cálculo teórico entre 1400kW de potencia generable y 900kW de capacidad instalada del equipo de generación existente. Por consiguiente, en el plan de rehabilitación que se adopte, con la permisa de la demolición completa de tubería existente, será necesario realizar un examen comparativo no sólo plan de rehabilitación actual sino también plan de optimización de la magnitud de generación eléctrica. El contenido de las alternativas seleccionadas para el presente Proyecto de Recuperación está resumido en el cuadro 6.6.

Diagrama-6.4 TYPICAL FLOW DURATION CURVE AT INTAKE SITE



Cuadro 6.6 Alternativas para el plan de rehailitación de Ovejas

Item	Alternativa	Tubería de acero	Canal en concreto		
		REH-1	REH-2	ALT-1	ALT-2
Caudal de diseño Q (m <sup>3</sup> /s)		7,0	7,0	10,0	15,0
Potencia máx (kW)		1.000	1.000	2.100	3.100
Utilización de equipo de flujo (%)		100	100	99,5	94
Plan de reparación y reconstrucción	Presa	Se reconstruirá por daño grave y se colocará equipo de desarenación. (equipo común)			
	Bocatoma	Se construirá junto con rehabilitación de presa y según caudal de utilizado.			
	Desarenador	Se construirá nuevamente de un tamaño apto de acuerdo al caudal a utilizar. (Sin desarenador existente.)			
	Canal de conducción	Se construirá nuevamente, determinando forma adecuada de sección para paso del agua.			
	Tanque de carga	Expansión de existente.			
	Tubería de presión	Mantenimiento del estado actual	Colocación de una nueva		
	Equipo de generación	Cambio de sistema a con 2 unidades (con equipo existente y uno nuevo).	Nuevo sistema con 2 unidades		
	Casa de máquinas	Se construirá una planta nueva en la parte de abajo de la existente.			

### (3) Selección del plan óptima

Como el plan de rehabilitación, se selecta ALT-2 que será reconstruyendo un canal en concreto, pero su realización será un poco difícil desde el punto de vista económico. (Véase el cuadro 6.7.)

En el presente estudio, se trazó un diseño básico en la etapa de factibilidad en caso de ALT-2, o sea, un aumento de caudal de diseño de  $7,0\text{m}^3/\text{seg}$  a  $15,0\text{m}^3/\text{seg}$  y a  $3100\text{kW}$  de la salida para la referencia. Las generalidades de dicho diseño básico están resumidas en el Anexo 1, volumen separado de presente informe. Sin embargo, para la actualización de dicho plan, serán necesarios realizar los estudios geológico, de agrimensura topográfica a lo largo de la alineación de la alcantarilla nueva y sobre los artículos de compensación. También, un recálculo de costo de construcción sobre las obras civiles.



Cuadro -6.7 Comparison of Rehabilitation Plan for the Ovejas Power Plant

Alternative Plan	① Specifications for Existing Generating Facilities					② Rehabilitation Plan						③ Recovered or Increased Energy			
	⑩	⑪	⑫	⑬ Present facility capacity		⑲	⑳	㉑	㉒	㉓	㉔	㉕	㉖	㉗	㉘
	Max. available discharge $Q_0$ ( $m^3/s$ )	Net head $H_0$ (m)	Rated output $P_0$ (kW)	Output $P_e$ (kW)	Generated energy $E_e$ (GWh)	Max. available discharge $Q_1$ ( $m^3/s$ )	Standard net head $H_1$ (m)	Theoretical output $=9.3 \times ㉑$ $\times ㉒$ (kW)	Resultant efficiency $\eta$	Output $=㉓ \times ㉔$ $P_1$ (kW)	Annual probable generated energy $E_1$ (GWh)	Facility utilization factor $\epsilon$ (%)	Output $=㉗ - ㉘$ $\Delta P$ (kW)	Annual probable generated energy $\Delta E$ (GWh)	
REH-1&2	New	0	0	0	0	3.5	26.0	891	0.830	700	6.5	100	700	6.5	
	Old	7.0	24.5	900	650	3.5	26.0	892	0.340	300	2.6	100	-350	-0.4	
	Total	7.0	24.5	900	650	7.0	26.0	1,783		1,000	9.1	100	350	6.1	
ALT-1						10.0	26.0	2,548	0.830	2,100	18.4	99.5	1,450	15.4	
ALT-2						15.0	26.0	3,822	0.830	3,100	26.2	94	2,450	23.2	

Alternative Plan	④ Rehabilitation Work Cost (US\$1000)					⑤ Construction Cost per kW (US\$/kW)		⑥ Total of Annual Cost at Generating Terminal (US\$1000)				⑦ Average Generating Cost per kWh (mills/kWh)		⑧ Cost/Benefit	⑨	
	⑩ Generating Equipment Cost			⑭	⑮	⑲	㉑	⑳	① Principal repayment amount for construction cost (25-year average)		㉒	㉓	C/B	Priority order		
	① Foreign currency portion $C_{1f}$	② Local currency portion $C_{1l}$	③ $① + ②$ $C_1$	Civil work cost $C_2$	④ $③ + ④$ $C$	Cost per $\Delta P$ $= ⑤ / ⑲$ $C/\Delta P$	Cost per $P_1$ $= ⑤ / ㉑$ $C/P_1$	Operation and maintenance costs AOM	⑥ Foreign currency portion $2.610 \times ①$ $\div 25$	⑦ Local currency portion $2.016 \times$ $[② + ④] \div 25$	⑧ $⑥ + ⑦$	⑨ $per E_1 = ⑩ / ㉒$ $\div 0.95$			⑩ $per \Delta E = ⑩ / ㉓$ $\div 0.95$	
REH-1	1,000	400	1,400	5,150	6,550	18,800	6,500	4.0	106	447	553	557	65	96	6.19	4
REH-2	1,000	400	1,400	2,900	4,300	12,400	4,300	4.0	106	266	372	376	44	65	3.98	3
ALT-1	2,200	900	3,100	3,650	2,650	4,700	3,200	8.4	231	366	597	605	35	41	2.84	2
ALT-2	2,650	1,050	3,700	4,300	8,000	3,300	2,600	12.4	277	433	710	722	29	33	2.63	1

(Notes) ① : For the existing generating equipment specifications, refer to the facility register record attached to the pre-FS report.

⑦ : Generating cost =  $\frac{\text{Total of annual average cost at generating terminal}}{\text{Annual average supplied electric power}}$

⑧ : C/B is the value of cost and benefit ratio calculated according to the financial analysis.

⑨ :  $E_e$  is computed according to the average annual operation record for 5 years from 1984 to 1988.

⑩ :  $\eta$  is the resultant efficiency of turbine and generator.

⑪ :  $\epsilon = \frac{\text{Annual water amount for turbine } (m^3/s \cdot hr) \times 100(\%)}{Q_1 \times 365 \times 24}$

⑫ : The annual AOM is the amount which is equivalent to US\$4 per kW.

⑬ : Interest is calculated by a repayment of principal in equal annual amounts under the following conditions.

Foreign currency portion: Annual interest rate of 10%, unredeemable for 4 years, repayment over 25 years  
Local currency portion : Annual interest rate of 21%, unredeemable for 1 year, repayment over 8 years

### 6.1.6 Central hidroeléctrica La Vuelta

Esta central está situada en el Río Andaguada en el departamento del Chocó y es una central hidroeléctrica de tipo a filo de agua, que dirige la empresa Mineros Preciosos del Chocó. La central fue construida en 1916 y está funcionando todavía después de 74 años de operación, pero la potencia máxima de salida disminuyó de 2.000kW a 500kW. Tiene un registro de 2,364MWh de energía generada en 1986.

#### (1) Estado actual de las instalaciones de la central y puntos problemáticos

Se puede mencionar como característica de esta central hidroeléctrica una carga baja de agua que se obtiene al cortar un meandro del río Andaguada generando la electricidad por la caída de agua abundante del río.

La presa construida en 1916 ya se perdió por la inundación y la estructura de control de la bocatoma también está destruida. La presa actual está formada por una estructura de madera llamada "trincho" agarrada por cables que está localizada en un punto 130m aproximadamente aguas abajo de bocatoma. Dicho trincho está hecho por una madera especial con alta gravedad específica.

La captación de agua se ejecuta por un canal abierto de excavado en tierra sin revestimiento, el cual está colocado en dirección perpendicular al río. Dicho canal tiene como dimensiones, ancho de 35 a 15m, longitud de 78m y profundidad de 4,00m. Al término de esta canal, están colocados una rejilla y un regulador de agua. Como el nivel máximo en el momento de inundación, está registrado el valor de EL 75 pies en la mira limnimétrica que se localiza al frente de la bocatoma.

La casa de máquinas ocupa un espacio grande debido al viejo plan de disposición o al modelo antiguo de los equipos de generación, pero las estructuras se mantienen en una condición favorable.

En la parte adyacente de la casa de máquinas, se encuentra una esclusa de navegación para canoas y ésta se funciona actualmente.

La diferencia de los niveles de la esclusa de navegación indica una diferencia total de caída de esta central. El valor de caída total promedia registrada en el datum de observación con fecha enero a septiembre de 1921, fue 14 pies (4,31m).

Con relación a los equipos de generación, dos unidades de turbina tipo Francis con eje vertical están instaladas. Ellas fueron fabricadas en 1915 y en 1930 respectivamente y cada una tiene la potencia nominal de 1000kW. Ellas están funcionando hace más de 60 años, son viejos y la potencia actual de salida se redujo al 25% (500kW) de la potencia nominal de salida.

(2) Alternativas del plan de rehabilitación

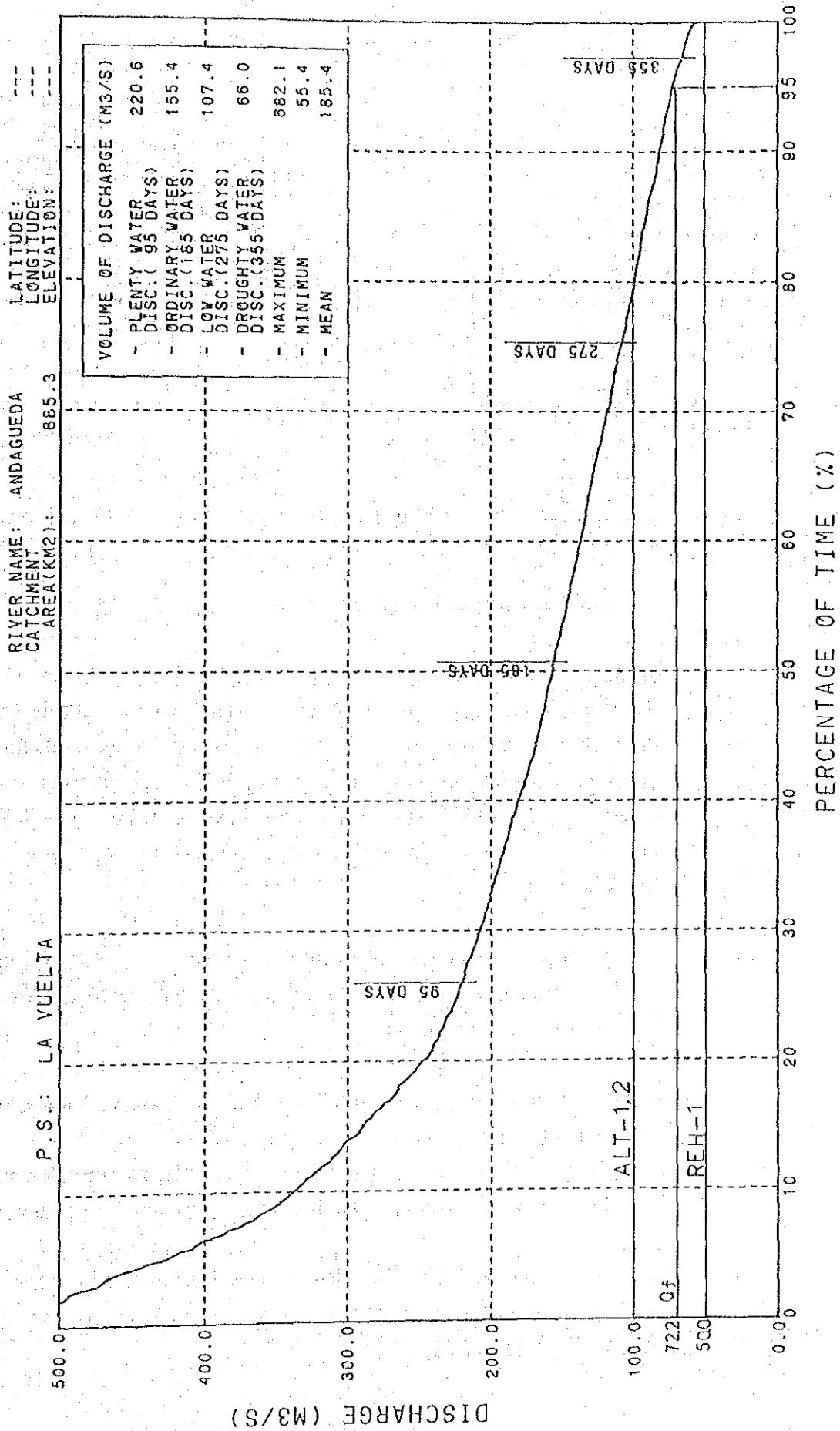
El diagrama 6.5 figura la curva de duración de canales del río en el punto de la bocatoma. Como se deduce de dicha curva, el caudal de diseño actual de  $Q = 50\text{m}^3/\text{seg}$  se podrá aumentar a  $100\text{m}^3/\text{seg}$ , el doble del valor original para el plan de generación de la central hidroeléctrica de tipo a filo de agua. Por lo tanto, se planearon dos alternativas con  $50\text{m}^3/\text{seg}$  y  $100\text{m}^3/\text{seg}$  de caudal máximo de diseño.

En cuanto al equipo de generación, la turbina existente es tipo Francis antiguo. Actualmente, este tipo de turbina ya no se fabrica y será reemplazado por un nuevo tipo de equipo de generación. Sin embargo, debido a la diferencia del tipo del equipo, el cambio de disposición de planta existente será imposible. Aun suponiendo dicha posibilidad, será difícil de estimar su costo de montaje. Por lo tanto, la disposición del plan de rehabilitación se planeó en el lugar adyacente, a la casa de máquinas actual.

En el plan de rehabilitación, la proporción de costo de la reconstrucción de la presa destruida es grande. Si se reconstruye una nueva presa en estructura de concreto, se deberá considerar naturalmente un método para el aumento de la cabeza neta.

Como se indican en el cuadro 6.8, las alternativas del Proyecto de Recuperación para esta central se dividen en dos grupos; uno es el plan (A) de reparación del trincho existente y otro es el plan (B) de construcción de la presa de concreto:

Diagrama-6.5 TYPICAL FLOW DURATION CURVE AT INTAKE SITE



Cuadro 6.8 Alternativas del plan de rehabilitación para La Vuelta

Alternativa		(A) Reparación de trincho		(B) Construcción de Presa en concreto
		REH-1	ALT-1	ALT-2
Caudal de diseño Q (m <sup>3</sup> /seg)		50	100	100
Potencia máxima P (kW)		1700	3500	7700
Utilización de equipo de flujo (%)		100	96	96
Plan de reparación y reconstrucción	Presa	Se reparará el trincho existente.		Se construirá nueva presa de concreto.
	Patio de toma de agua	Se construirá en el lugar adyacente.		
	Bocatoma	Se construirá en el lugar adyacente.		
	Equipo de generación	Se reemplazará por modelo nuevo.		
	Casa de máquinas	Se construirá nueva planta en el lugar adyacente.		

(3) Selección de la mejor alternativa

En el cuadro 6.9, figuran los resultados de examen comparativo entre las alternativas. Se considera que el plan ALT-2 que trata aumentar la caída de agua (caudal de diseño de 50m<sup>3</sup>/seg a 100m<sup>3</sup>/seg) por medio la construcción de una presa en concreto en vez de la presa existente, será beneficioso relativamente. Sin embargo, en caso del plan ALT-2, se encuentran los siguientes factores indefinidos y para confirmar la actualización de dicho plan será necesario realizarlas un estudio adicional y detallado:

- ① No se ha realizado el estudio geotécnico sobre la base de la presa de concreto para la toma de agua, especialmente sobre el estado geológico de la terraza de la orilla izquierda del río.
- ② No están claros el área de influencia del embalse y el impacto del agua estancada por la construcción de la nueva represa.
- ③ No se ha ejecutado el estudio sobre los objetos motivos de indemnización por inundación tales como; viviendas, campos agrícolas y forestales, etc.

Por consiguiente, el diseño básico para la etapa de factibilidad se ejecutó para plan ALT-1 y su contenido está mencionado en Anexo 1, volumen separado del presente informe.

Cuadro -6.9 Comparison of Rehabilitation Plan for the La Vuelta Power Plant

Alternative Plan	① Specifications for Existing Generating Facilities					② Rehabilitation Plan							③ Recovered or Increased Energy			
	⑩	⑪	⑫	⑬ Present facility capacity		⑳	㉑	㉒	㉓	㉔	㉕	㉖	㉗	㉘		
	Max. available discharge $Q_0$ ( $m^3/s$ )	Net head $H_0$ (m)	Rated output $P_0$ (kW)	⑭ Output $P_e$ (kW)	⑮ Generated energy $E_s$ (GWh)	Max. available discharge $Q_1$ ( $m^3/s$ )	Standard net head $H_1$ (m)	Theoretical output $=9.8 \times ㉒ \times ㉓$ (kW)	Resultant efficiency $\eta$	Output $=㉔ \times ㉕$ $P_1$ (kW)	Annual probable generated energy $E_i$ (GWh)	Facility utilization factor $\epsilon$ (%)	Output $=㉗ - ㉘$ $\Delta P$ (kW)	Annual probable generated energy $\Delta E$ (GWh)		
REH-1	54.0	4.8	2,000	500	6.25	50.0	4.4	2,156	0.815	1,700	15.4	100	1,200	9.1		
ALT-1						100.0	4.4	4,312	0.823	3,500	29.9	96	3,000	23.6		
ALT-2						100.0	9.65	9,457	0.823	7,700	65.7	96	7,200	59.4		
Alternative Plan	④ Rehabilitation Work Cost (US\$1000)					⑤ Construction Cost per kW (US\$/kW)		⑥ Total of Annual Cost at Generating Terminal (US\$1000)					⑦ Average Generating Cost per kWh (mills/kWh)		⑧ Cost/Benefit	⑨
	⑩ Generating Equipment Cost			⑭	⑮	⑳	㉑	⑲	⑳ Principal repayment amount for construction cost (25-year average)			㉒	㉓	C/B	Priority order	
	㉔	㉕	㉖	Civil work cost $C_2$	⑳+㉑ $C$	㉒ Cost per $\Delta P$ $= ㉓ / ㉔$ $C/\Delta P$	㉓ Cost per $P_1$ $= ㉔ / ㉕$ $C/P_1$	㉔ Operation and maintenance costs AOM	㉕ Foreign currency portion $2.610 \times ㉖ \div 25$	㉖ Local currency portion $2.016 \times (㉗ + ㉘) \div 25$	㉗	㉘ $㉙ + ㉚$	㉙ per $E_i$ $= ㉚ / ㉓ \div 0.95$			㉚ per $\Delta E$ $= ㉔ / ㉕ \div 0.95$
REH-1	3,950	1,600	5,550			2,410	7,960	6,600	4,700	6.8	414	323	737	744	51	86
ALT-1	5,400	2,150	7,550	3,320	10,870	3,600	3,100	14.0	561	441	1,002	1,016	36	45	2.71	2
ALT-2	7,400	2,950	10,350	9,700	20,120	2,800	2,600	30.8	772	1,026	1,798	1,829	29	32	2.29	1

(Notes) ① : For the existing generating equipment specifications, refer to the facility register record attached to the pre-FS report.

⑦ : Generating cost =  $\frac{\text{Total of annual average cost at generating terminal}}{\text{Annual average supplied electric power}}$

⑧ : C/B is the value of cost and benefit ratio calculated according to the financial analysis.

⑮ :  $E_s$  is computed according to the average annual operation record for 5 years from 1984 to 1988.

㉓ :  $\eta$  is the resultant efficiency of turbine and generator.

㉖ :  $\epsilon = \frac{\text{Annual water amount for turbine } (m^3/s \cdot hr) \times 100(\%)}{Q_1 \times 365 \times 24}$

㉙ : The annual AOM is the amount which is equivalent to US\$4 per kW.

㉚ : Interest is calculated by a repayment of principal in equal annual amounts under the following conditions.

Foreign currency portion: Annual interest rate of 10%, unredeemable for 4 years, repayment over 25 years  
Local currency portion : Annual interest rate of 21%, unredeemable for 1 year, repayment over 8 years

Además, se considera que en caso de la central La Vuelta, el examen de las bondades del Proyecto de Recuperación solamente desde punto de vista de beneficio, se va afectado por las siguientes desfavorables.

- ① Será una central hidroeléctrica de tipo a filo de agua con caída baja y en consecuencia el equipo de generación, utilizará una turbina tubular de costo bastante alto.
- ② La mayoría de las instalaciones serán reemplazadas, aunque se llame "Proyecto de Recuperación".
- ③ Por la localización remota, la proporción de los costos de transporte de materiales y de equipos de construcción será muy alta.

### 6.1.7 Central hidroeléctrica Julio Bravo

Esta central está situada en el Río Pasto en el departamento de Nariño y es una central hidroeléctrica de tipo a filo a de agua (potencia nominal de 1,500kW) que dirige la empresa CEDENAR. Debido a los daños en la tubería de presión y equipo de generación, la operación ha sido suspendida totalmente desde 1984.

#### (1) Estado actual de las instalaciones de la central y sus puntos problemáticos

Como equipo de generación, las tres (3) unidades N° 1, N° 2 y N° 3 de tipo Pelton (500kW de cada una) fueron montadas en 1942, pero la unidad N° 3 fue removida a causa de daños. La tubería de presión destruida en 1948 fue reemplazada, la unidad N° 2 se mudó colocándose como unidad N° 4 y se instaló una nueva unidad N° 5 en vez de N° 3. Por lo tanto, actualmente están instaladas las unidades N° 1, N° 4 y N° 5.

La segunda tubería de presión fue desgastada, y la generación eléctrica no se está ejecutado desde 1984 hasta hoy día. La vida útil de las unidades N°1, N°4 y N°5 del equipo de generación ha sido de 42 a 48 años, los daños de ellas están destacados y ellas se dejaron sin inspección ni mantenimiento. También, el transformador que fue colocado al aire libre, se mudó a otra central.

El canal de conducción (2500m aproximadamente) que está construido en mampostera, es un canal de tipo abierto. En general, la condición de mantenimiento está bastante buena, pero se encuentran algunos defectos parciales en presa y bocatoma. El desarenador existente conserva una forma favorable, pero su funcionamiento es insuficiente debido al viejo diseño.

En cuanto al agua afluida a bocatoma, tiene una contaminación muy desarrollada debido a que se trata de aguas negras de la ciudad Pasto que está situada en la parte aguas arriba del río. (Véase el cuadro 6.10.)



Cuadro 6.10 Resultado de análisis sobre calidad de agua del Río Pasto

Año	pH	Resistencia específica (-cm)
1985	6,3 a 4,0	345 a 166
1986	6,8 a 4,4	346 a 162
1987	6,8 a 4,2	302 a 182
1988	5,2 a 4,6	460 a 315

(2) Alternativas del plan de rehabilitación

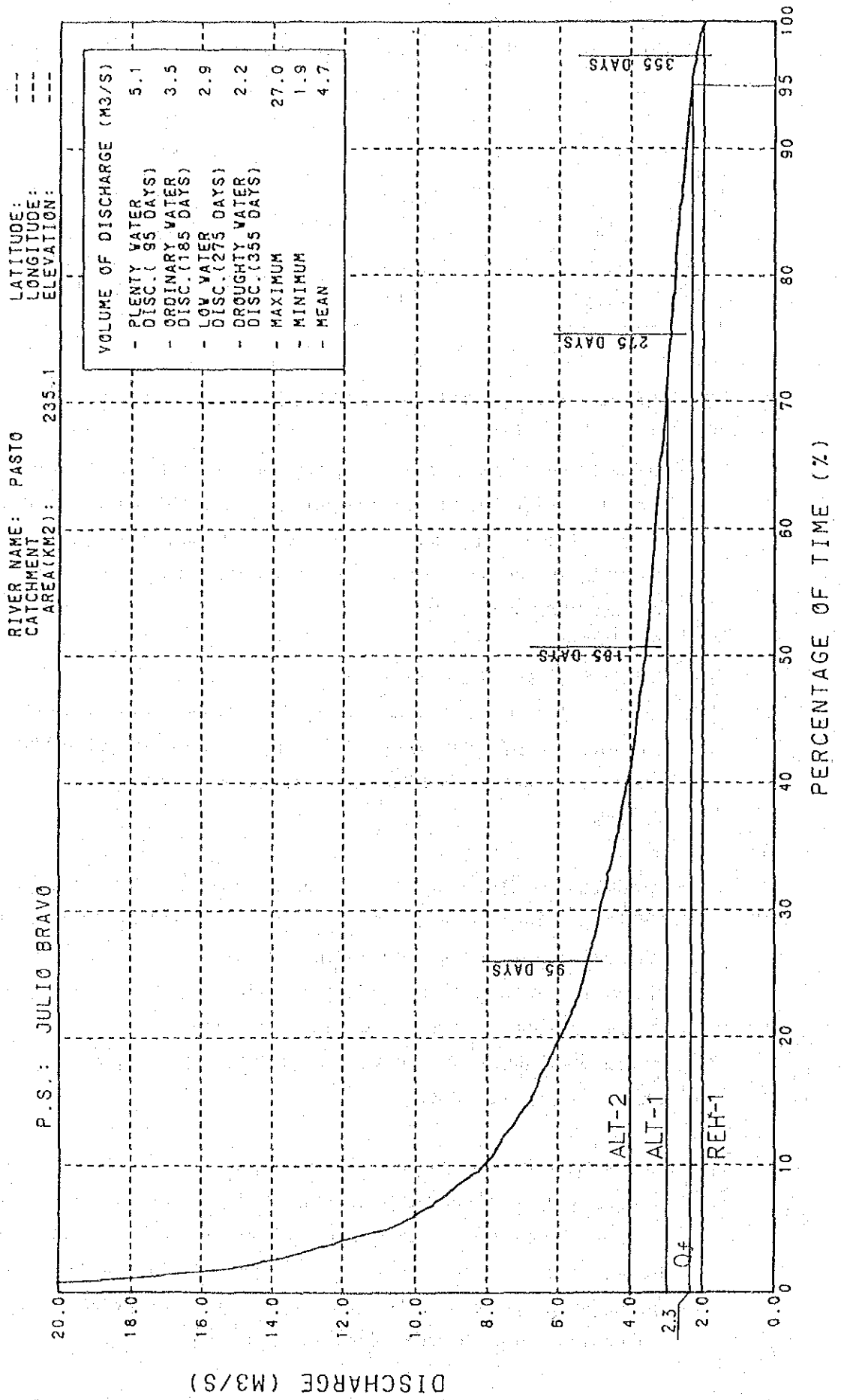
En cuanto a las estructuras civiles de los canales de esta central, excepto el canal de conducción de 2500m aproximadamente, será necesario reparar o reconstruirlos por defectos o imperfección estructural. Por las razones que se mencionan anteriormente, será necesario suministrar elementos nuevos con relación al equipo de generación y el generador.

Como resultado del análisis hidrológico, el canal abierto existente tiene una capacidad de flujo seguro de agua hasta de 4,0m<sup>3</sup>/seg. Por lo tanto, para el plan de rehabilitación están planteadas las alternativas no sólo para la rehabilitación de estado actual sino también para la optimización de la magnitud de generación eléctrica.

En cuanto la caudal máximo de diseño, la proporción de utilización no excederá del 50% de su rango como se indica en la curva de duración de caudales en bocatoma (Véase el diagrama 6.6.) y se plantearon las 3 casos, 2,0m<sup>3</sup>/seg (caudal máximo de diseño de la central existente), 3,0m<sup>3</sup>/seg y 4,0m<sup>3</sup>/seg para el caudal de diseño. Se realizó un examen comparativo sobre el plan de generación de dichos 3 casos. Las generalidades de alternativas trazadas para el Proyecto de Recuperación están estipuladas en el cuadro 6.11.

En caso del valor 2,0m<sup>3</sup>/seg de caudal de diseño (rehabilitación del estado actual), se encuentra una modificación al agregarse 23m aproximadamente más para la caída neta nominal según la agrimensura por topografía en campo y al mismo tiempo se aparece una diferencia entre la potencia de generable y la capacidad instalada, por el cálculo teórico. Por consiguiente, será inevitable un aumento de capacidad instalada de generación actual (1,500kW).

Diagrama -6.6 TYPICAL FLOW DURATION CURVE AT INTAKE SITE



Cuadro 6.11 Alternativas de plan de rehabilitación para Julio Bravo

Alternativas		Plan de rehabilitación	Plan de aumento de potencia de generación	
Item		REH	ALT-1	ALT-2
Caudal de diseño Q (m <sup>3</sup> /s)		2,0	3,0	4,0
Potencia máx P (kW)		2.300	3.500	4.600
Utilización del equipo de flujo (%)		100	97	85
Plan de reparación y reconstrucción	Presa	El defecto está amplificado y se reconstruirá. (Instalación común para todos los planes)		
	Bocatoma	Se modificará por una estructura que permita tomar constantemente un caudal determinado de uso.		
	Desarenador	Se cambiará por un diseño de tamaño adecuado y se construirá nuevamente. (Instalación común para todos los planes)		
	Canal de conducción	Se mantendrá el estado actual excepto la obra de colocación de tapas.		
	Tanque de carga	Se hará una expansión para aumentar la capacidad de regulación. Se modificará el vertedero.		
	Tubería de presión	Se colocará nuevamente.		
	Equipo de generación	Se reemplazará por uno nuevo.		
	Casa de máquinas	Se hará una ampliación del edificio existente.		

### (3) Selección del plan óptima

En el cuadro 6.12, están resumidos los resultados del análisis sobre las alternativas. Se seleccionará el plan ALT-1 como la mejor alternativa ya que ésta es muy económica y su efecto beneficioso es grande. El contenido de un diseño básico para la etapa de factibilidad para dicha alternativa, está contenido en el Anexo 1, volumen separado del presente informe.

Cuadro -6.12 Comparison of Rehabilitation Plan for the Julio Bravo Power Plant

Alternative Plan	① Specifications for Existing Generating Facilities					② Rehabilitation Plan							③ Recovered or Increased Energy	
	⑩	⑪	⑫	⑬ Present facility capacity		⑳	㉑	㉒	㉓	㉔	㉕	㉖	㉗	㉘
	Max. available discharge $Q_0$ (m <sup>3</sup> /s)	Net head $H_0$ (m)	Rated output $P_0$ (kW)	⑭ Output $P_e$ (kW)	⑮ Generated energy $E_e$ (GWh)	Max. available discharge $Q_1$ (m <sup>3</sup> /s)	Standard net head $H_1$ (m)	Theoretical output $=9.8 \times ㉒ \times ㉓$ (kW)	Resultant efficiency $\eta$	Output $=㉒ \times ㉓$ $P_1$ (kW)	Annual probable generated energy $E_1$ (GWh)	Facility utilization factor $\epsilon$ (%)	⑩ Output $=㉒ - ⑭$ $\Delta P$ (kW)	⑪ Annual probable generated energy $=㉓ - ⑮$ $\Delta E$ (GWh)
REH-1	2.0	120.0	1,500	0	0	2.0	143.0	2,802	0.830	2,300	20.4	100	2,300	20.4
ALT-1						3.0	143.0	4,204	0.835	3,500	29.4	97	3,500	29.4
ALT-2						4.0	143.0	5,605	0.835	4,600	34.6	85	4,600	34.6

Alternative Plan	④ Rehabilitation Work Cost (US\$1000)					⑤ Construction Cost per kW (US\$/kW)		⑥ Total of Annual Cost at Generating Terminal (US\$1000)					⑦ Average Generating Cost per kWh (mills/kWh)		⑧ Cost/Benefit	⑨
	⑩ Generating Equipment Cost			⑭	⑮	⑯	⑰	⑱	⑲ Principal repayment amount for construction cost (25-year average)			⑳	㉑	C/B	Priority order	
	⑳ Foreign currency portion $C_{if}$	㉑ Local currency portion $C_{il}$	㉒ $(㉑) + (㉒)$ $C_1$	Civil work cost $C_2$	㉓ $(㉑) + (㉒)$ $C$	Cost per $\Delta P$ $= ㉔ / ㉕$ $C/\Delta P$	Cost per $P_1$ $= ㉖ / ㉗$ $C/P_1$	⑳ Operation and maintenance costs AOM	㉘ Foreign currency portion $2.610 \times ㉙ + 25$	㉚ Local currency portion $2.016 \times [(㉛) + (㉜)] + 25$	㉜ $(㉘) + (㉚)$	㉝ $(㉘) + (㉚)$	per $E_1$ $= ㉞ / (㉟)$ $\div 0.95$			per $\Delta E$ $= ㊱ / (㊲)$ $\div 0.95$
REH-1	1,900	750	2,650	950	3,600	1,570	1,570	9.2	200	136	336	345	18	18	1.16	3
ALT-1	2,300	950	3,250	1,050	4,300	1,220	1,220	14.0	242	158	400	414	15	15	0.96	1
ALT-2	2,650	1,050	3,700	1,200	4,900	1,070	1,070	18.4	275	183	458	476	15	15	0.94	1

(Notes) ① : For the existing generating equipment specifications, refer to the facility register record attached to the pre-FS report.

⑦ : Generating cost =  $\frac{\text{Total of annual average cost at generating terminal}}{\text{Annual average supplied electric power}}$

⑧ : C/B is the value of cost and benefit ratio calculated according to the financial analysis.

⑮ :  $E_e$  is computed according to the average annual operation record for 5 years from 1984 to 1988.

㉓ :  $\eta$  is the resultant efficiency of turbine and generator.

㉖ :  $\epsilon = \frac{\text{Annual water amount for turbine (m}^3/\text{s-hr)} \times 100(\%)}{Q_1 \times 365 \times 24}$

⑳ : The annual AOM is the amount which is equivalent to US\$4 per kW.

㉞ : Interest is calculated by a repayment of principal in equal annual amounts under the following conditions.

Foreign currency portion: Annual interest rate of 10%, unredemable for 4 years, repayment over 25 years  
Local currency portion : Annual interest rate of 21%, unredemable for 1 year, repayment over 8 years

### 6.1.8 Central hidroeléctrica Zaragoza

Esta central hidroeléctrica de tipo a filo de agua (potencia nominal de 1,560kW) está localizada en el Río Surata en el departamento de Santander y su propietario es la empresa ESSA.

Como equipo de generación, se encuentran 3 unidades de tipo Francis con eje horizontal y con 520kW cada una que fueron fabricadas en 1932, 1937 y 1950 respectivamente. La potencia real de salida en septiembre de 1989 fue el 77% (1,200kW) de la potencia nominal de salida. Como energía generada en 1988 se registró un valor de 4870.3MWh.

#### (1) Estado actual de las instalaciones y sus puntos problemáticos

En el lugar de la bocatoma, en vez de la presa está colocado un terraplén que atraviesa al río en dirección diagonal para dirigir el agua hasta la bocatoma.

Con relación a la instalación de toma de agua, ésta se repara siempre que ocurra un defecto y todavía se mantiene su funcionamiento. Pero no se puede decir que sea una estructura con diseño favorable. El canal de conducción de 1,700m de longitud (tipo abierto) se encuentra a lo largo de una ladera aguda de la montaña adyacente y no se dispone de suficiente ancho para ampliarlo. El volumen del tanque de carga es pequeño.

Las 3 unidades N°1, N°2 y N°3 del equipo de generación están funcionando y hay casos de suspensión temporal de la operación por reparación de ellas. Sin embargo, el registro de energía generada anual, indica un valor bajo del 36 a 37% para el factor de utilización de la instalación.

Año	Energía generada anual (MWh)	Factor de utilización de equipo (%)
1984	6.882,4	50
1985	7.757, 5	57
1986	6.883, 7	50
1987	5.067,9	37
1988	4.870,3	36

En la parte inmediatamente aguas abajo de la descarga de esta central, se encuentran una presa y una planta de tratamiento de agua potable para la Ciudad de Bucaramanga. Hemos adquirido los datos de caudales del Río Suratá que fueron registrados durante un período de 7 años entre 1982 y 1988 en el lugar de la bocatoma de dicha planta de tratamiento de agua potable. Pero, sólo el registro de dos años 1987 y 1988 resultó completo en el registro de los primeros 5 años existieron días sin medición. Además, se confirmó la existencia de una falla activa con dirección N30°, 300m aproximadamente aguas abajo de la casa de máquinas de esta central, pero esto no tiene relación directa con el presente Proyecto de Recuperación.

## (2) Alternativas del plan de rehabilitación

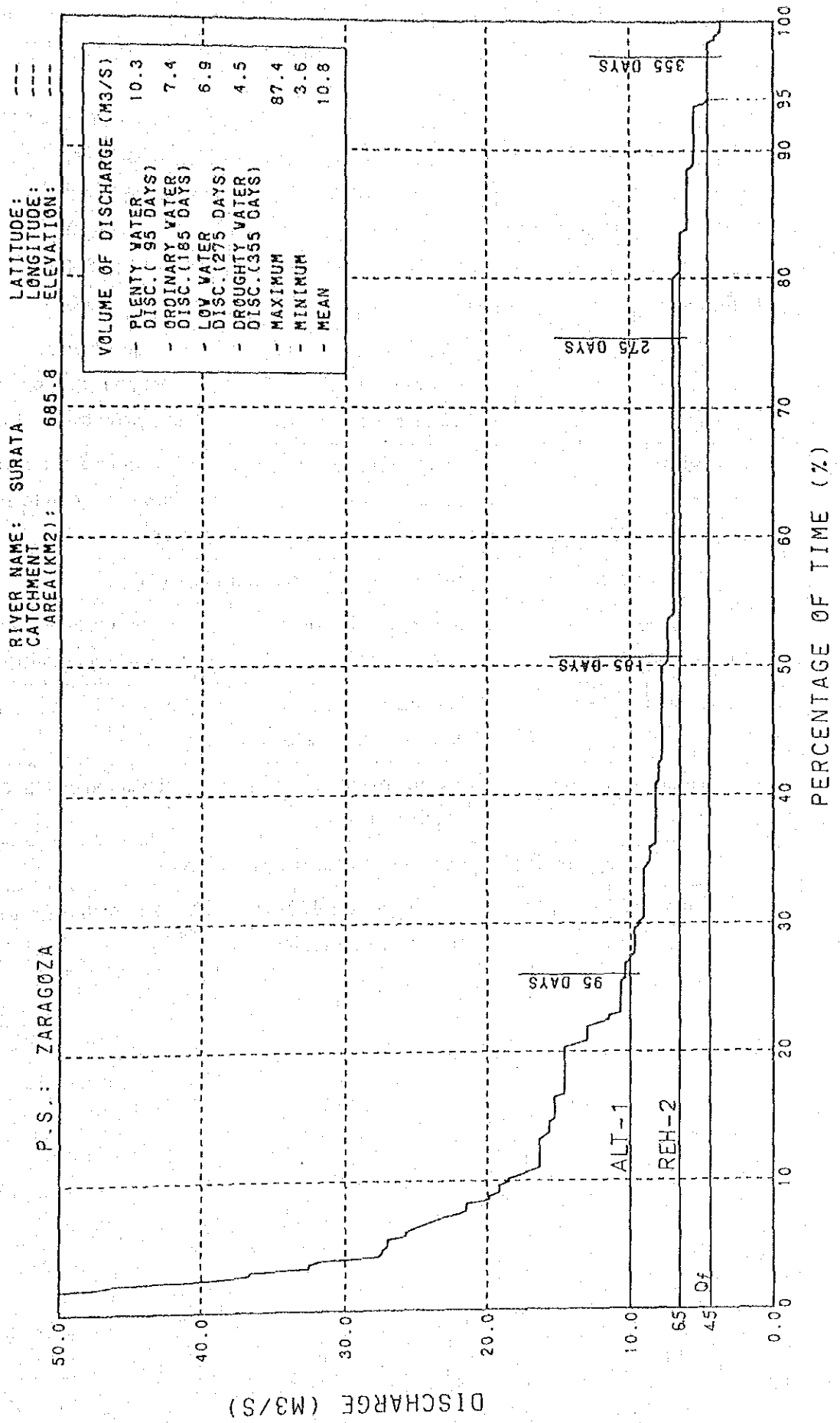
Como se deduce de la curva de duración de caudales del río (Véase el diagrama 6.7.) en la bocatoma de la Central Zaragoza, el caudal máximo utilizado  $Q = 6,5\text{m}^3/\text{seg}$  de la central hidroeléctrica de tipo a filo de agua existente muestra un valor adecuado del caudal diseñado para dicho tipo de central hidroeléctrica.

Sin embargo, para referencia, está analizado un plan de aumento de caudal máximo hasta  $Q = 10,0\text{m}^3/\text{seg}$ . Las generalidades de alternativas están indicadas en el cuadro 6.13.

## (3) Selección del plan óptimo

El resumen de análisis de las alternativas está indicado en el Cuadro 6.14. Como consecuencia, se opta por la ALT-1 como el plan óptimo, ya que resulta más ventajosa en el aspecto económico y trae el mayor efecto en beneficio.

Diagrama-6.7 TYPICAL FLOW DURATION CURVE AT INTAKE SITE



Cuadro 6.13 Alternativas del plan de Rehabilitación para Zaragoza

Alternativa Item	Rehabilitación de estado actual REH-1	Aumento de potencia de generación ALT-1
Caudal de diseño Q (m <sup>3</sup> /s)	6,5	10,0
Potencia max. P (kW)	1.700	2.600
Utilización del equipo de flujo (%)	96,5	78,0
Presa	Mantenimiento de la estructura de terraplén para conducir el agua	Se modificará a presa con compuerta de desarenación.
Bocatoma	Mantenimiento de estado actual	Se cambiará el diseño ajustándola con la presa.
Desarenador	Se reconstruirá al tamaño adecuado.	
Canal de conducción	Mantenimiento de estado actual	Se harán las obras de ensanche y reconstrucción.
Tanque de carga	Se reconstruirá para aumentar la capacidad.	Idem
Tubería a presión	Mantenimiento de estado actual	Colocación de una nueva
Equipo de generación	Se montarán dos nuevas unidades.	
Planta de generación	Aprovechando el edificio existente, se reconstruirá la base de equipo de generación.	



### (3) Selección del plan óptimo

Los resultados del análisis sobre las alternativas están indicados en el cuadro 6.14. Como se dijo anteriormente, el plan de rehabilitación del estado actual aparece relativamente más beneficioso que el plan de reconstrucción (ALT-1). Sin embargo, la potencia recuperada de dicho plan será sólo 500kW (32% de potencia nominal) y se considera que el efecto del beneficio será bajo.

Cuadro -6.14 Comparison of Rehabilitation Plan for the Zaragoza Power Plant

Alternative Plan	① Specifications for Existing Generating Facilities					② Rehabilitation Plan							③ Recovered or Increased Energy	
	⑩	⑪	⑫	⑬ Present facility capacity		⑳	㉑	㉒	㉓	㉔	㉕	㉖	㉗	㉘
	Max. available discharge $Q_0$ ( $m^3/s$ )	Net head $H_0$ (m)	Rated output $P_0$ (kW)	⑭ Output $P_e$ (kW)	⑮ Generated energy $E_s$ (GWh)	Max. available discharge $Q_1$ ( $m^3/s$ )	Standard net head $H_1$ (m)	Theoretical output $=9.8 \times ⑳$ $\times ㉑$ (kW)	Resultant efficiency $\eta$	Output $=㉒ \times ㉓$ $P_1$ (kW)	Annual probable generated energy $E_t$ (GWh)	Facility utilization factor $\epsilon$ (%)	⑩ Output $=㉔ - ⑬$ $\Delta P$ (kW)	⑪ Annual probable generated energy $\Delta E$ (GWh)
REH-1	6.5	30.0	1,560	1,200	6.29	6.5	32.8	2,089	0.830	1,700	14.7	96.5	500	8.4
ALT-1						10.0	32.8	3,214	0.830	2,600	18.4	78	1,400	12.1

Alternative Plan	④ Rehabilitation Work Cost (US\$1000)					⑤ Construction Cost per kW (US\$/kW)		⑥ Total of Annual Cost at Generating Terminal (US\$1000)					⑦ Average Generating Cost per kWh (mills/kWh)		⑧ Cost/Benefit	⑨
	④① Generating Equipment Cost			④②	④③	⑤①	⑤②	⑥①	⑥② Principal repayment amount for construction cost (25-year average)		⑥③	⑦①	⑦②	C/B	Priority order	
	④① Foreign currency portion C1f	④② Local currency portion C1l	④③ $④① + ④②$ C1	Civil work cost C2	④③ + ④② C	Cost per $\Delta P$ $= ⑤① / ⑤②$ C/ $\Delta P$	Cost per $P_1$ $= ⑤② / ⑤③$ C/ $P_1$	Operation and maintenance costs AOM	⑥② Foreign currency portion $2.610 \times ④① \div 25$	⑥③ Local currency portion $2.016 \times (④② + ④④) \div 25$	⑥④ $⑥② + ⑥③$	⑦① $⑥④ + ⑥⑤$	⑦② per $E_t = ⑦① / ⑤④ \div 0.95$			⑦③ per $\Delta E = ⑦② / ⑤⑤ \div 0.95$
REH-1	2,100	850	2,950	400	3,350	6,650	1,950	6.0	220	98	318	324	23	40	1.91	2
ALT-1	2,250	900	3,150	1,000	4,150	2,900	1,600	10.4	236	154	390	400	23	35	1.74	1

(Notes) ① : For the existing generating equipment specifications, refer to the facility register record attached to the pre-FS report.  
 ⑦ : Generating cost =  $\frac{\text{Total of annual average cost at generating terminal}}{\text{Annual average supplied electric power}}$   
 ③ : C/B is the value of cost and benefit ratio calculated according to the financial analysis.  
 ⑮ :  $E_s$  is computed according to the average annual operation record for 5 years from 1984 to 1988.  
 ㉓ :  $\eta$  is the resultant efficiency of turbine and generator.

⑮ :  $\epsilon = \frac{\text{Annual water amount for turbine } (m^3/s \cdot hr) \times 100(\%)}{Q_1 \times 365 \times 24}$   
 ⑥① : The annual AOM is the amount which is equivalent to US\$4 per kW.  
 ⑥② : Interest is calculated by a repayment of principal in equal annual amounts under the following conditions.  
 Foreign currency portion: Annual interest rate of 10%, unredeemable for 4 years, repayment over 25 years  
 Local currency portion : Annual interest rate of 21%, unredeemable for 1 year, repayment over 8 years

### 6.1.9 Central hidroeléctrica Lagunilla

Es una central hidroeléctrica de tipo a filo de agua (potencia nominal de 392kW) aprovechando una caída en cascada y está localizada en el Río Lagunilla en el departamento del Tolima. El propietario es la empresa ELECTROLIMA. Se empezó la operación en 1940, pero desde hace 15 años se ha suspendido su operación por causa de daño en el equipo de generación. La instalación de transmisión eléctrica se removió y está abandonada. Además, la instalación de toma de agua se perdió por la corriente de tierra y piedras (Avarancha) de la erupción del Volcán Nevado del Ruíz en 1985.

#### (1) Estado actual de las instalaciones y sus puntos problemáticos

La instalación de toma de agua se perdió y no existe ningún rastro de ella. Pero, en la parte superior de la cascada, estaba colocada una presa simple y se conduce el agua hasta el tanque de carga por un canal de conducción abierto de 56m de longitud. La cascada tiene una caída total de 300m aproximadamente y esta central sólo utiliza unos 120m, 1/3 de la longitud total de cascada como cabeza de generación debido a las limitaciones topográficas.

En 1984, se realizó un estudio de factibilidad para un Proyecto de Generación sobre el mismo río Lagunilla que estableció una serie de dos centrales hidroeléctricas bajo las siguientes condiciones:

- Presa: Se colocará en el punto EL 1960m de altitud, aguas arriba de la iniciación de la cascada.
- Caudal de diseño:  $Q = 9.0\text{m}^3/\text{seg}$ .
- Canal de conducción: Longitud  $L = 4960\text{m}$  a la orilla derecha.
- Caída total:  $H = 897\text{m}$
- Potencia máxima de salida:  $P = 66.5\text{MW}$

Dicho proyecto no está actualizado por el desastre ocasionado por la erupción del Volcán Nevado del Ruíz en 1985.

El punto más problemático con relación al plan de rehabilitación de esta central es lo que no existe ninguna estación hidrológica en la cuenca del Río Lagunilla. En este estudio, se trazó un plan de generación de acuerdo con los datos de observación de caudal que fueron registrados en el Observatorio El Bosque durante el período de 8 años entre 1957 y 1964, cuyo propietario fue ELECTRAGUAS, precedente del HIMAT. Para implementar el presente Proyecto, será necesario conocer la

curva de duración de caudal del Rfo Lagunilla, abriendo rápidamente una estación de aforos.

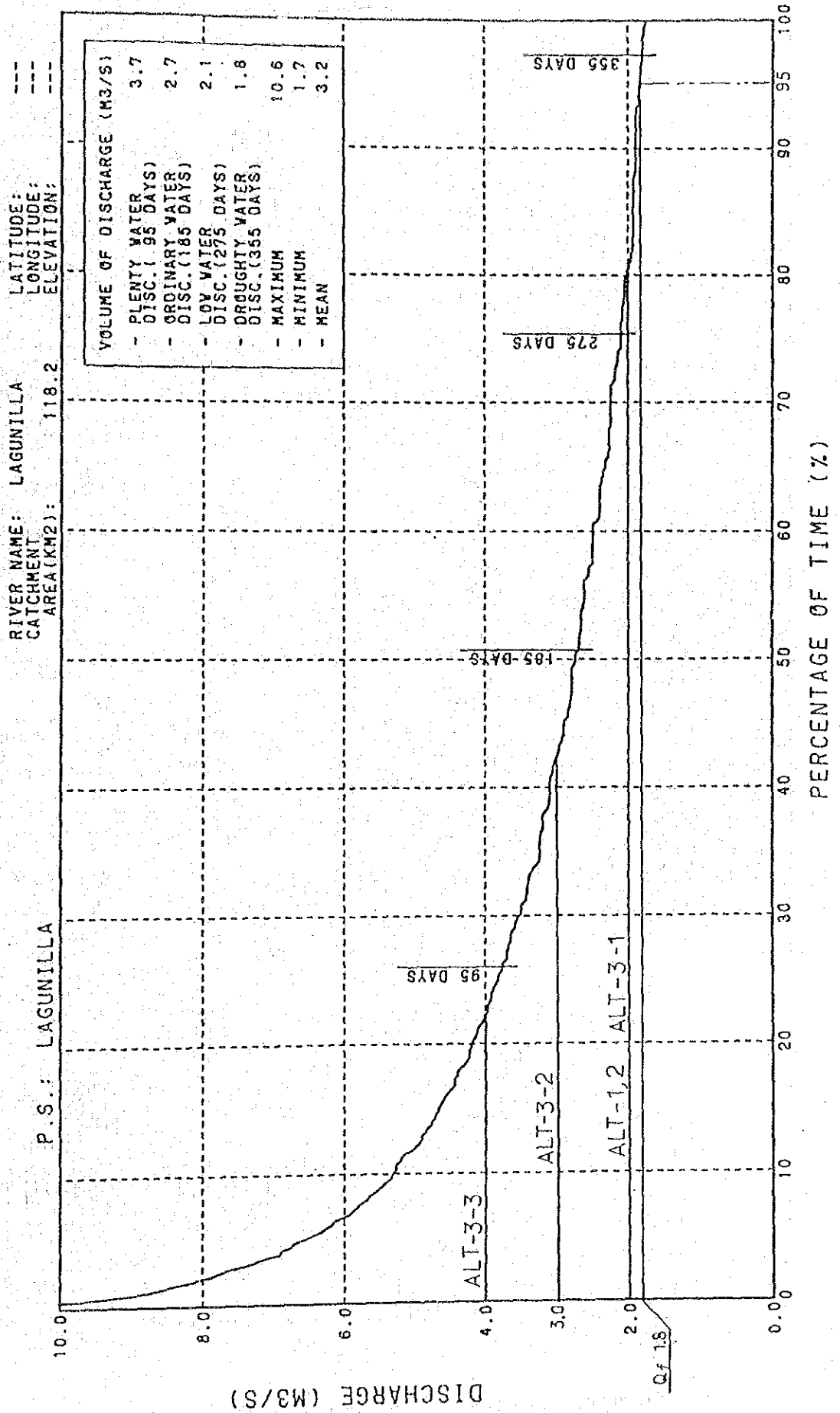
(2) Alternativas para el plan de rehabilitación

Para esta central no se considera un plan de rehabilitación del estado actual, más bien se considera un plan de optimización de escala de generación. Por consiguiente, se hizo un examen comparativo para las alternativas trazados teniendo en cuenta las siguientes premisas:

- ① Con relación al caudal máximo de diseño que, dicho valor no exceda del 50% de la tasa de utilización del equipo como se indica en la representativa curva de duración de caudal en bocatoma (Véase el diagrama 6.8.) y que se establezcan las 3 casos, 2,0m<sup>3</sup>/seg, 3,0m<sup>3</sup>/seg y 4,0m<sup>3</sup>/seg para el caudal de diseño.
- ② El plan de generación utiliza la máxima caída total de 300m aproximadamente de la cascada. Sin embargo, si se plantea una ruta de canal de conducción en la orilla derecha, en la parte aguas abajo de la planta de generación existente (EL 1650m) debido a la pendiente transversal aguda de la topografía, se deberá ser construir una estructura subterránea. O sea, en caso de la ruta de canal por la orilla derecha, la caída de utilización se limita hasta altitud de EL 1650m arriba mencionada.
- ③ Del resultado de la investigación, la frecuencia de desastre, (corriente de tierra y piedras), se registró una vez por cada 70 años. Por lo tanto, se empleó un diseño de disposición segura de las instalaciones y las estructuras excepto el equipo de toma de agua, contra la corriente de tierra y piedras.

Las generalidades de las alternativas y la disposición general de ellas están indicadas en el cuadro 6.15 y el plano 6.9.

Diagrama-6.8 TYPICAL FLOW DURATION CURVE AT INTAKE SITE



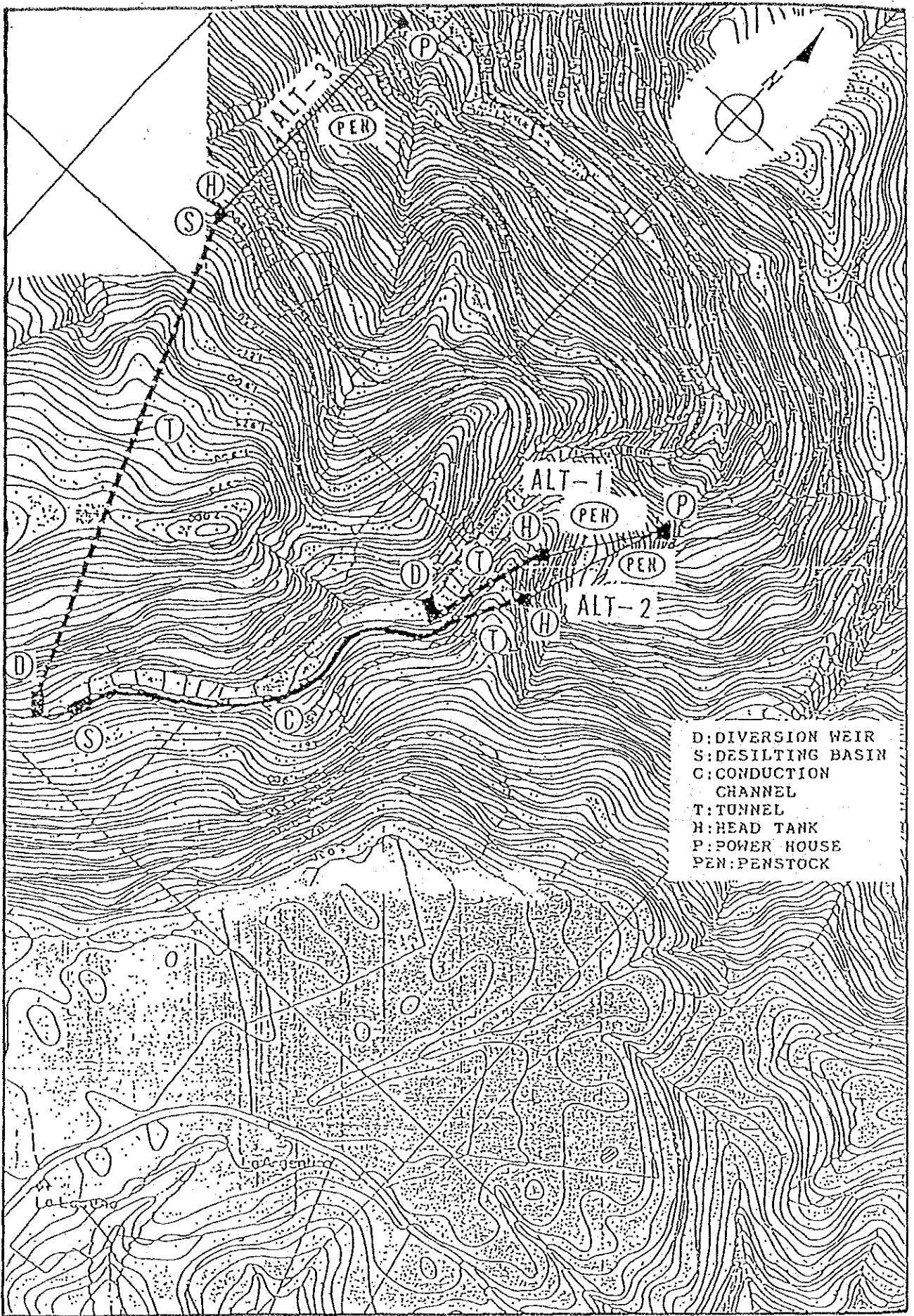


Diagrama 6.9 Layout for the Alternative Plans.

Cuadro 6.15 Alternativas del plan de rehabilitación para Lagunilla

Alternativa	ALT-1	ALT-2	ALT-3		
Item					
Altitud de toma de agua	EL 1,782.5m		EL 1,821m		
Ruta del canal de conducción	Por la orilla derecha		Por la orilla izquierda		
Posición de la casa de máquinas	Mismo lugar de la existente (EL 1,650m)		Orilla izquierda EL 1,500m		
Caída neta H (m)	125,7	161,5	309,0		
Caudal de diseño Q (m <sup>3</sup> /seg)	2,0	2,0	2,0	3,0	4,0
Potencia máx. P (kW)	2.000	2.600	5.000	7.700	10.200
Utilización del equipo (%)	99	99	99	85	71

(3) Selección del plan óptimo

En el cuadro 6.16, están mastrados los resultados del análisis comparativo de las alternativas. El plan ALT-3 con  $Q = 2,0\text{m}^3/\text{seg}$  y con ruta por la orilla izquierda está seleccionado como la mejor alternativa desde punto de vista económico y de efecto beneficio. Se trazó un diseño básico a nivel de factibilidad para plan ALT-3 y su contenido está detallado, en el Anexo 1, volumen separado del presente informe.

Cuadro -6.16 Comparison of Rehabilitation Plan for the Lagunilla Power Plant

Alternative Plan	① Specifications for Existing Generating Facilities					② Rehabilitation Plan							③ Recovered or Increased Energy	
	⑩	⑪	⑫	⑬ Present facility capacity		⑳	㉑	㉒	㉓	㉔	㉕	㉖	㉗	㉘
	Max. available discharge $Q_0$ ( $m^3/s$ )	Net head $H_0$ (m)	Rated output $P_0$ (kW)	⑭ Output $P_e$ (kW)	⑮ Generated energy $E_e$ (GWh)	Max. available discharge $Q_1$ ( $m^3/s$ )	Standard net head $H_1$ (m)	Theoretical output $=9.8 \times ⑳ \times ㉑$ (kW)	Resultant efficiency $\eta$	Output $=㉒ \times ㉓$ $P_1$ (kW)	Annual probable generated energy $E_1$ (GWh)	Facility utilization factor $\epsilon$ (%)	⑯ Output $=㉒ - ⑭$ $\Delta P$ (kW)	⑰ Annual probable generated energy $=㉓ - ⑮$ $\Delta E$ (GWh)
ALT-1	0.5	120.0	392	0	0	2.0	125.9	2,468	0.830	2,000	17.6	99	2,000	17.6
ALT-2						2.0	161.5	3,165	0.830	2,600	22.6	99	2,600	22.6
ALT-3-1						2.0	309.0	6,056	0.830	5,000	43.2	99	5,000	43.2
ALT-3-2						3.0	309.0	9,084	0.850	7,700	56.7	85	7,700	56.7
ALT-3-3						4.0	309.0	12,112	0.850	10,200	62.4	71	10,200	62.4

Alternative Plan	④ Rehabilitation Work Cost (US\$1000)					⑤ Construction Cost per kW (US\$/kW)		⑥ Total of Annual Cost at Generating Terminal (US\$1000)				⑦ Average Generating Cost per kWh (mills/kWh)		⑧ Cost/Benefit	⑨	
	④⑩ Generating Equipment Cost			④④	④③	⑤①	⑤②	⑥①	⑥② Principal repayment amount for construction cost (25-year average)		⑥③	⑦①	C/B	Priority order		
	④①	④②	④③	Civil work cost $C_2$	$④③ + ④④$ $C$	Cost per $\Delta P$ $= ④⑤ / ④⑩$ $C/\Delta P$	Cost per $P_1$ $= ④⑤ / ④⑨$ $C/P_1$	Operation and maintenance costs AOM	⑥②	⑥③	$⑥② + ⑥③$	per $E_1$ $= ⑥③ / ⑥⑤$ $\div 0.95$			per $\Delta E$ $= ⑥③ / ⑥⑦$ $\div 0.95$	
ALT-1	2,000	800	2,800						700	3,500			1,750	1,750		8.0
ALT-2	2,400	1,000	3,400	900	4,300	1,650	1,650	10.4	251	154	405	415	19	19	1.24	3
ALT-3-1	3,800	1,500	5,300	1,600	6,900	1,400	1,400	20.0	401	252	653	673	16	16	1.06	1
ALT-3-2	5,600	2,300	7,900	1,900	9,800	1,300	1,300	30.8	587	335	922	953	18	18	0.96	1
ALT-3-3	7,300	2,900	10,200	2,200	12,400	1,200	1,200	40.8	764	414	1,178	1,219	21	21	1.29	5

(Notes) ① : For the existing generating equipment specifications, refer to the facility register record attached to the pre-FS report.

⑦ : Generating cost =  $\frac{\text{Total of annual average cost at generating terminal}}{\text{Annual average supplied electric power}}$

⑧ : C/B is the value of cost and benefit ratio calculated according to the financial analysis.

⑮ :  $E_e$  is computed according to the average annual operation record for 5 years from 1984 to 1988.

㉓ :  $\eta$  is the resultant efficiency of turbine and generator.

㉖ :  $\epsilon = \frac{\text{Annual water amount for turbine } (m^3/s \cdot hr) \times 100(\%)}{Q_1 \times 365 \times 24}$

⑥① : The annual AOM is the amount which is equivalent to US\$4 per kW.

⑥② : Interest is calculated by a repayment of principal in equal annual amounts under the following conditions.

Foreign currency portion: Annual interest rate of 10%, unredeemable for 4 years, repayment over 25 years  
Local currency portion : Annual interest rate of 21%, unredeemable for 1 year, repayment over 8 years



## 6.2 Selección del mejor plan de rehabilitación según central

En cuanto a las 11 pequeñas centrales hidroeléctricas proyectadas para F/S del “Proyecto de Recuperación de Pequeñas Centrales Eléctricas”, se resumen las generalidades de las alternativas relativamente beneficiosas y seleccionadas, y en el cuadro 6.17 figuran ellas.

En caso de la central Pte. Guillermo en Boyacá del cuadro 6.17, está excluida del objeto de selección ya que el plan de rehabilitación será terminado por la ejecución de obra de reparación sobre el tanque de carga y la tubería a presión.

Con relación a la mejor alternativa del plan de rehabilitación según central para los 10 sitios, se encuentra una diferencia grande entre los valores de costo de construcción/kW y costo de generación eléctrica/kWh. Con el propósito de justificar la prioridad del plan de rehabilitación para dichas 10 centrales, se aplicarán los siguientes 3 valores de la norma igual a la de selección en la etapa de pre-F/S :

1ra.: La potencia de salida recuperada o aumentada es más de 1000kW.

2da.: El costo de construcción/kW de la potencia de salida recuperada o aumentada es menos de 2000 US\$/kW.

3ra.: El costo de generación/kWh es menos de 30 mills/kWh.

Cuadro -6.17 General Statement of the Optimum Rehabilitation Plan for Hydroelectric Power Plants

Group	Power Plant	① Specifications for Existing Generating Facilities					② Rehabilitation Plan							③ Recovered or Increased Energy	
		⑩ Max. available discharge Q <sub>0</sub> (m <sup>3</sup> /s)	⑪ Net head H <sub>0</sub> (m)	⑫ Rated output P <sub>0</sub> (kW)	⑬ Present facility capacity		⑳ Max. available discharge Q <sub>1</sub> (m <sup>3</sup> /s)	㉑ Standard net head H <sub>1</sub> (m)	㉒ Theoretical output =9.8x㉑ x㉒ (kW)	㉓ Resultant efficiency η	㉔ Output =㉒x㉓ P <sub>1</sub> (kW)	㉕ Annual probable generated energy E <sub>1</sub> (GWh)	㉖ Facility utilization factor ε (%)	㉗ Output =㉔ - ㉓ ΔP (kW)	㉘ Annual probable generated energy ΔE (GWh)
					⑭ Output P <sub>e</sub> (kW)	⑮ Generated energy E <sub>c</sub> (GWh)									
1	Caracoli (ALT-1)	5.0	86.0	3,200	2,300	18.81	10.0	82.9	8,124	0.835	6,700	57.0	96	4,400	38.1
	Municipal (ALT-2)	5.6	79.6	2,112	1,400	5.94	7.0	79.6	5,460	0.835	4,500	34.8	88	3,100	28.9
	Julio Bravo (ALT-1)	2.0	120.0	1,500	0	0	3.0	143.0	4,204	0.835	3,500	29.4	97	3,500	29.4
	Lagunilla (ALT-3-1)	0.5	120.0	392	0	0	2.0	309.0	6,056	0.830	5,000	43.2	99	5,000	43.2
2	Intermedia	5.6	56.8	1,120	900	3.33	5.6	56.8	3,117	0.830	2,500	19.7	88	1,600	16.4
	San Cancio	5.6	53.8	2,320	1,750	8.44	5.6	53.8	2,952	0.830	2,400	18.5	88	650	10.1
	La Vuelta (ALT-2)	54.0	4.8	2,000	500	6.25	100.0	9.65	9,457	0.823	7,700	65.7	96	7,200	59.4
3	Silvia <small>Total No./Unit</small>	1.5 1.1	31.0	604 500	100 0	0.82 0	1.1	31.0	334	0.740	240	2.1	98	240	2.1
	Ovejas (ALT-2)	7.0	24.5	900	650	2.97	15.0	26.0	3,822	0.830	3,100	26.2	94	2,450	23.2
	Zaragoza (ALT-1)	6.5	30.0	1,560	1,200	6.29	10.0	32.8	3,214	0.830	2,600	18.4	78	1,400	12.1
Group	Power Plant	④ Rehabilitation Work Cost (US\$1000)					⑤ Construction Cost per kW (US\$/kW)		⑥ Total of Annual Cost at Generating Terminal (US\$1000)				⑦ Average Generating Cost per kWh (mills/kWh)		
		④① Generating Equipment Cost			④② Civil work cost C <sub>2</sub>	④③ C <sub>1</sub> + C <sub>2</sub> C	⑤① Cost per ΔP = ④③/④① C/ΔP	⑤② Cost per P <sub>1</sub> = ④③/④② C/P <sub>1</sub>	⑥① Operation and maintenance costs AOM	⑥② Principal repayment amount for construction cost (25-year average)			⑥③ ⑥① + ⑥②	⑦① per E <sub>1</sub> = ⑥③/②⑤ ÷ 0.95	⑦② per ΔE = ⑥③/②⑦ ÷ 0.95
		④① Foreign currency portion C <sub>1f</sub>	④② Local currency portion C <sub>1l</sub>	④③ ④① + ④② C <sub>1</sub>						⑥② Foreign currency portion 2.610 x ④① ÷ 25	⑥③ Local currency portion 2.016 x [④② + ④③] ÷ 25	⑥④ ⑥② + ⑥③			
1	Caracoli (ALT-1)	2,900	1,200	4,100	2,900	7,000	1,600	1,050	26.8	305	329	634	661	12	18
	Municipal (ALT-2)	2,450	1,000	3,450	750	4,200	1,350	950	18.0	255	140	395	413	13	15
	Julio Bravo (ALT-1)	2,300	950	3,250	1,050	4,300	1,220	1,220	14.0	242	158	400	414	15	15
	Lagunilla (ALT-3-1)	3,800	1,500	5,300	1,600	6,900	1,400	1,400	20.0	401	252	653	673	16	16
2	Intermedia	1,900	750	2,650	1,050	3,700	2,310	1,500	10.0	197	145	342	352	19	23
	San Cancio	1,900	750	2,650	600	3,250	5,035	1,350	9.6	197	111	308	318	18	33
	La Vuelta (ALT-2)	7,400	2,950	10,350	9,770	20,120	2,800	2,600	30.8	772	1,026	1,798	1,829	29	32
3	Silvia <small>No./Unit</small>	458	184	642	34	676	2,800	2,800	1.0	48	18	66	67	33	33
	Ovejas (ALT-2)	2,650	1,050	3,700	4,300	8,000	3,300	2,600	12.4	277	433	710	722	29	33
	Zaragoza (ALT-1)	2,250	900	3,150	1,000	4,150	2,900	1,600	10.4	236	154	390	400	23	35

Cuadro 6.18 Evaluación del plan de generación según cada central

Central	Índice económico del plan de generación					
	Potencia aumentada $\Delta P$ (kW)		Costo de rehabilitación por $\Delta P$ (US\$/kW)		Costo de generación por $\Delta E$ energía aumentada (mills/kWh)	
Caracoli	4,400	O	1,600	O	18	O
San Cancio	650	X	5,035	X	33	X
Intermedia	1,600	O	2,310	X	23	O
Municipal	3,100	O	1,350	O	15	O
Silvia	240	X	2,800	X	33	X
Ovejas	2,450	O	3,300	X	33	X
La Vuelta	7,200	O	2,800	X	32	X
Julio Bravo	3,500	O	1,220	O	15	O
Zaragoza	1,400	O	2,900	X	35	X
Lagunilla	5,000	O	1,400	O	16	O

Nota: O significa "cumple."

X significa "no cumple."

#### 6.2.1 Centrales cuya rehabilitación es factible: Grupo 1

Son las siguientes 4 centrales hidroeléctricas de tipo a filo de agua las que satisfacen todos los criterios de selección.

- ① Central Hidroeléctrica Caracoli (Propietario EADE del Depto. de Antioquia:  
Potencia nominal 3,200 kW)  
Potencia actual 2,300 kW → Potencia rehabilitada 6,700 kW
- ② Central Hidroeléctrica Municipal (Propietario CHEC del Depto. de Caldas:  
Potencia nominal 2,112 kW)  
Potencia actual 1,400 kW → Potencia rehabilitada 4,500 kW
- ③ Central Hidroeléctrica Julio Bravo (Propietario CEDENAR del Depto. de Nariño: Potencia nominal 1,500 kW)  
Potencia actual 0 kW → Potencia rehabilitada 3,500 kW
- ④ Central Hidroeléctrica Lagunilla (Propietario ELECTROLIMA del Depto. de Tolima: Potencia nominal 392 kW)  
Potencia actual 0 kW → Potencia rehabilitada 5,000 kW

6.2.2 Centrales de que se debe considerar sus condiciones especiales como localización, característica regional, etc.: Grupo 2

Se eligieron las 3 centrales siguientes con de tipo a filo de agua de las cuales deben ser considerados no solo los índices del plan de generación usados como criterio de selección sino también las circunstancias particulares que las rodean, como las condiciones de ubicación o característica regionales que tienen.

- ① Central Hidroeléctrica Intermedia (Propietario CHEC del Depto. de Caldas:  
Potencia nominal 1,120 kW)  
Potencia actual 900 kW → Potencia rehabilitada 2,500 kW
- ② Central Hidroeléctrica San Cancio (Propietario CHEC del Depto. de Caldas:  
Potencia nominal 2,320 kW)  
Potencia actual 1,750 kW → Potencia rehabilitada 2,400 kW
- ③ Central Hidroeléctrica La Vuelta (Propietario Metales Preciosos de Choco, S.A. Depto. de Choco: Potencia nominal 2,000 kW)  
Potencia actual 500 kW → Potencia rehabilitada 7,700 kW

(Condiciones especiales de las Centrales Intermedia y San Cancio)

Por las siguientes razones, estas dos centrales han sido incluidas en el Grupo-2.

Las dos centrales, incluyendo Central Municipal, están localizadas en serie a lo largo del Río Chinchina, es decir, el canal de descarga de San Cancio se conecta directamente con el canal de conducción de Intermedia y asimismo su canal de descarga se conecta con el canal de conducción de Municipal. Por lo tanto, el caudal planeado a utilizar por cada central depende del caudal máximo diseño de la San Cancio  $Q = 5.6\text{m}^3/\text{s}$  la cual está localizada aguas más arriba.

Además, no hay diferencias notables entre la cabeza base útil de cada central, según por la cual al rehabilitar estas 3 centrales, se debe considerar la conversión de los equipos existentes en un solo tipo más racional con el fin de lograr la normalización de la tecnología en la operación, mantenimiento y control, y la compatibilidad de los repuestos.

(Condiciones especiales de La Central La Vuelta)

Esta central ha sido clasificada al Grupo-2 por siguiente razón.

En caso de esta central, existe un antecedente por el cual no se puede tomar la decisión, sea positiva o negativa, sobre el plan de rehabilitación o de recuperación, solo a través de los índices del plan de generación; es decir, se requiere un juicio basado en la vista socio-económica, tomando en cuenta el efecto extendido al desarrollo regional del Departamento de Choco considerado como el área atrasada.

Al estudiar el plan de rehabilitación de la Central La Vuelta, se ha adoptado opcionalmente el plan de eliminar la presa tipo Trincho y construir una nueva presa de hormigón. Sin embargo, faltan siguientes datos fundamentales para realizar el plan de rehabilitación.

- Datos de la perforación de tierra ejecutada en el subsuelo de la presa.
- Datos del levantamiento topográfico del área de filtración fluvial (incluyendo la elaboración gráfica por el levantamiento fotogramétrico).
- Datos sobre los objetos de indemnización por la sumersión.

### 6.2.3 Centrales hidroeléctricas con poca factibilidad: Grupo 3

Las 3 siguientes centrales hidroeléctricas del tipo a filo de agua no satisfacen los criterios mencionados.

- ① Central Hidroeléctrica de Silvia (Propietario CEDELCA del Depto. de Cauca:  
Potencia nominal 604 kW)  
Potencia actual 100 kW → Potencia rehabilitada 340 kW
- ② Central Hidroeléctrica de Ovejas (Propietario CEDELCA del Depto. de Cauca: Potencia nominal 900 kW)  
Potencia actual 650 kW → Potencia rehabilitada 3,100 kW
- ③ Central Hidroeléctrica de Zaragoza (Propietario ESSA del Depto. de Santander: Potencia nominal 1,560 kW)  
Potencia actual 1,200 kW → Potencia rehabilitada 2,600 kW

### 6.3 Análisis económico y financiero

Para evaluar la rentabilidad de los planes de rehabilitación, se adopta el análisis de costo/beneficio, método generalizado para calcular la rentabilidad de proyecto, es decir, la diferencia entre la renta después de que las facilidades existentes (con proyecto) hayan sido rehabilitadas y la renta cuando las facilidades existentes (sin proyecto) no estén rehabilitadas, se considera el costo y beneficio en aumento, o sea, la rentabilidad proveniente de la inversión. (Refiérase al Cuadro 6.10)

#### 6.3.1 Premisas para el análisis financiero

A continuación están resumidas las premisas establecidas para el análisis financiero.

##### (1) Vida restante de la central existente

En caso de que no se reemplazan las instalaciones existentes con las equipos nuevos, la vida restante de ellas se establece en 5 años aproximadamente.

##### (2) Estimación del costo de construcción

Se estima el costo de construcción tanto en divisa como en moneda local, conforme a los precios del mercado prevaleciente en septiembre, 1989. Se emplea la tasa cambiaria de US\$1=Col \$369,4 tal como estaba determinada por DNP.

El costo de construcción incluye la contingencia, gastos de la administración técnica.

No se ha tenido en cuenta el costo para adquirir el terreno, fueso que el plan es para rehabilitar la planta eléctrica existente.

El precio FOB de los equipos de generación está supuesto por el precio de mercado en Japón. El precio CIF está calculado por la relación FOB/CIF que usualmente ISA aplica al proyecto de la central hidroeléctrica. La relación FOB/CIF mencionada es de 1.00 : 1.12.

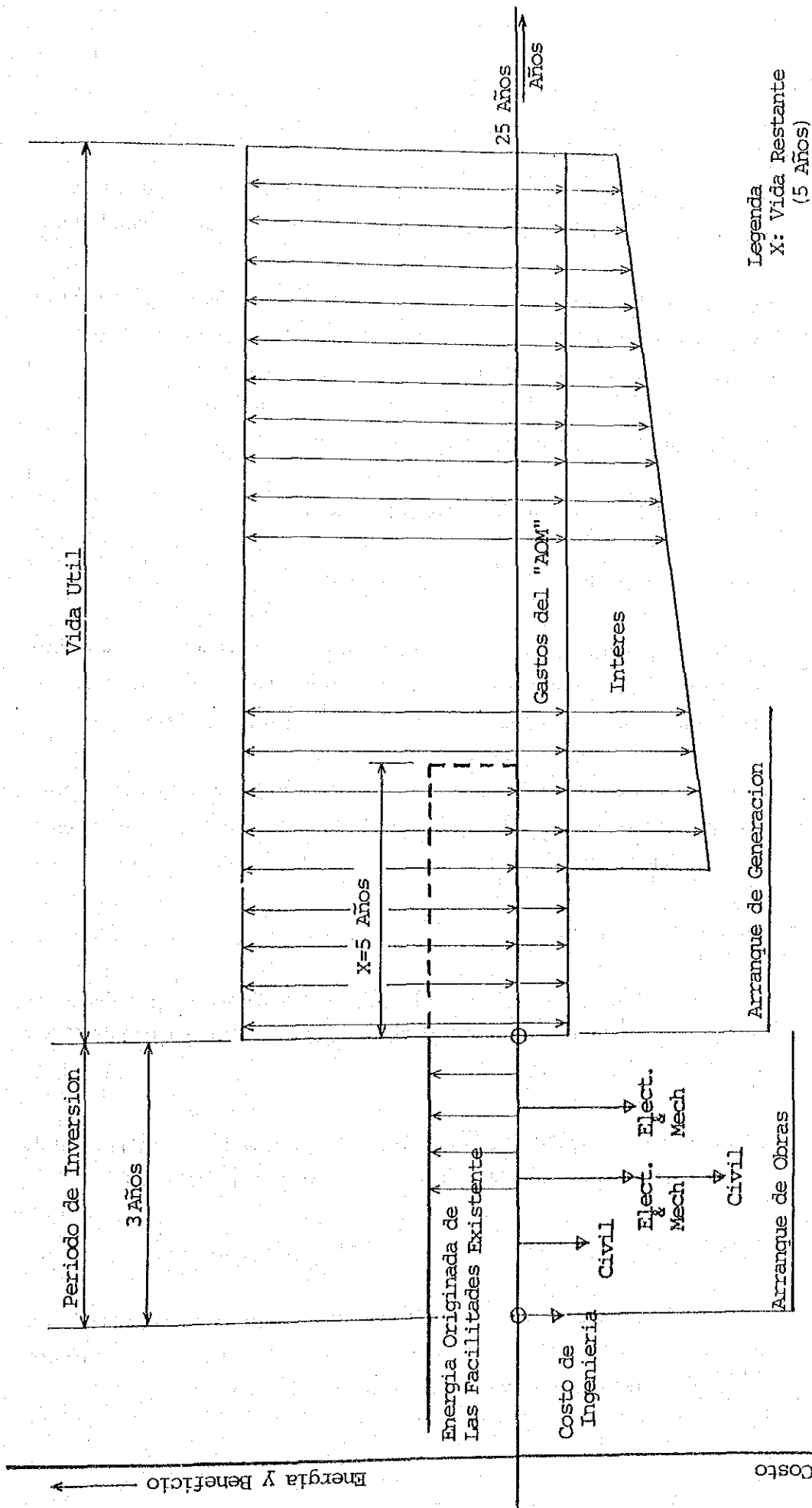


Diagrama-6.10 Costo y Beneficio de Rehabilitacion de la Central Hidroelectricas

(3) Vida útil

Para el propósito de evaluar la rentabilidad, la vida útil del proyecto está determinada en 25 años contados a partir de la fecha en que termine la rehabilitación.

La depreciación anual de las instalaciones será basada en el método de monto fijo adoptado por el ICEL. La vida útil mencionada abajo está determinada en algún tipo de las instalaciones.

1) Vida útil de las estructuras civiles: 50 años

2) Vida útil de los equipos de generación: 25 años

(4) Costos de operación y de mantenimiento

En término general, el costo de operación y de mantenimiento consiste en dos conceptos, o sea, uno fijo que depende de la envergadura de inversión y el otro variable que fluctúa en proporción a la energía eléctrica producida.

En este estudio, se adopta el costo promedio de US\$ 4 por capacidad instalada (kW) por año, el cual ISA aplica usualmente al estimar los costos de operación y mantenimiento de la palanta hidroeléctrica.

(5) Estimación de la renta

Como precio unitario financiero, se ha adoptado el precio unitario de la venta de energía que usa el ICEL: US\$ 13.36/MWh (Col \$ 4,936.18/MWh) y US\$ 2,942.36/MW (Col \$ 1,086,909.69/MW).

La estimación de la renta anual puede ser hecha por multiplicar la capacidad de régimen con la fuerza anual suministrada en el terminal del generador.

(6) Tasa de descuento

La tasa de descuento usada para calcular el valor neto presente (VNP) y la relación costo/beneficio (Relación C/B) ha sido establecida en 7.6% por año. Esta cifra está determinada por el interés real prevaleciente en Colombia.



(7) Condiciones bajo las cuales se pide prestado el capital para inversión

Las condiciones para pedir prestado el capital en divisa y moneda local son como sigue:

1) Condiciones de préstamo en divisa

- Interés anual: 10%
- Período de desembolso del capital: 25 años, incluyendo 4 años del período de gracia.
- Término de pago: Reembolso del capital en cuotas anuales de igual cantidad.

2) Condiciones de préstamo en moneda local

- Interés anual: 21%
- Período de desembolso del capital: 8 años, incluyendo 1 año del período de gracia.
- Término de pago: Reembolso del capital en cuotas anuales de igual cantidad.

(8) Precio constante

La tasa de inflación por año en Colombia fluctuó dentro del rango de 24~30%, pero el precio a indicar en el flujo de beneficio y costo debe ser constante y existente en el año 1989.

(9) Índice de evaluación

Para el propósito de evaluar la rentabilidad, se usarán los 3 siguientes índices que suelen ser adoptados para este tipo de proyecto.

- 1) Relación de costo/beneficio (Relación C/B)
- 2) Valor neto presente (VNP)
- 3) Rata interna de utilidad (RIU)

Estos índices están calculados por usar el flujo de caja con y sin proyecto.

### 6.3.2 Análisis de costo/beneficio para las centrales hidroeléctricas que pertenecen al Grupo 1

A continuación se indica el resultado de análisis costo/beneficio en el proyecto de rehabilitar las centrales hidroeléctricas que fueron seleccionadas como factibles.

Cuadro-6.19 Evaluación del proyecto de rehabilitación para las centrales hidroeléctricas del Grupo 1

Central	Indice económico			Análisis costo/beneficio		
	Potencia aumentada $\Delta P$ (kW)	Costo rehabilitación por $\Delta P$ (US\$/kW)	Costo generación por $\Delta E$ (mills/kWh)	Relación costo/beneficio	Valor neto Presente (US\$ x 10 <sup>3</sup> )	Relación renta interna (%)
Caracoli	4,400	1,600	18	0.99	53	7.7
Municipal	3,100	1,350	15	0.86	366	9.2
J. Bravo	3,500	1,220	15	0.96	100	8.1
Lagunilla	5,000	1,400	16	1.06	-202	7.0

Los cuadros 6.0 ~6.23 indican la declaración de pérdida y ganancia proyectada y el flujo de caja para los planes de rehabilitación de cada una de las plantas listadas en el Grupo-1.



Table - 6.21 : PROJECTED FINANCIAL STATEMENTS FOR MUNICIPAL HYDROPOWER PLANT

(1) PROJECTED REVENUE AND EXPENDITURE STATEMENT (at 1989 Price)  
 == Municipal : ALT-2 ==

(2) - PROJECTED FUNDS FLOW STATEMENT (Constant Price at 1989)  
 == Municipal : ALT-2 ==

Year	(A) (B) Operating Expenditure (US\$:1000)		(C)		Year in Order	Year in Order	Benefit before Interest	Depreciation	Balance Brought Forward	Long/Short Term Borrowing	Total	(B) Application (US\$:1000)		Total	Cash Balance (A)-(B)
	Total	O/M Cost	Interest on Investment	Net Benefit (A)-(B)								Construc- tion	Debt Service		
Year in Order	Total	O/M Cost	Interest on Investment	Net Benefit (A)-(B)	Year in Order	Year in Order	Benefit before Interest	Depreciation	Balance Brought Forward	Long/Short Term Borrowing	Total	Progress	Interest	Principal	
1989	-6	83.5	5.6	0.0	0.0	1989	-6	77.9	0.0	0.0	77.9	77.9	0.0	0.0	77.9
1990	-5	83.5	5.6	0.0	0.0	1990	-5	77.9	0.0	0.0	77.9	77.9	0.0	0.0	77.9
1991	-4	83.5	5.6	0.0	0.0	1991	-4	77.9	0.0	0.0	118.2	118.2	0.0	0.0	118.2
1992	-3	83.5	5.6	0.0	11.8	1992	-3	77.9	0.0	0.0	118.2	118.2	11.8	0.0	66.1
1993	-2	83.5	5.6	0.0	23.6	1993	-2	77.9	0.0	0.0	59.1	137.0	23.6	0.0	54.2
1994	-1	83.5	5.6	0.0	29.6	1994	-1	77.9	0.0	0.0	587.3	665.2	29.6	0.0	48.3
1995	0	56.7	5.6	0.0	133.8	1995	0	51.1	0.0	0.0	1778.7	1829.8	128.2	0.0	-77.1
1996	1	56.7	5.6	132.5	528.5	1996	1	-81.4	132.5	0.0	1418.0	1469.0	390.4	219.3	-558.6
1997	2	454.6	18.0	132.5	727.3	1997	2	304.1	132.5	0.0	436.6	436.6	576.8	219.3	-559.6
1998	3	454.6	18.0	132.5	681.3	1998	3	304.1	132.5	0.0	436.6	436.6	530.8	340.5	-434.7
1999	4	454.6	18.0	132.5	623.1	1999	4	304.1	132.5	0.0	436.6	436.6	472.6	340.5	-376.5
2000	5	454.6	18.0	132.5	564.9	2000	5	304.1	132.5	0.0	436.6	436.6	414.4	340.5	-318.3
2001	6	454.6	18.0	132.5	506.7	2001	6	304.1	132.5	0.0	436.6	436.6	356.3	340.5	-260.1
2002	7	454.6	18.0	132.5	448.5	2002	7	304.1	132.5	0.0	436.6	436.6	206.0	340.5	-109.9
2003	8	454.6	18.0	132.5	390.3	2003	8	304.1	132.5	0.0	436.6	436.6	193.9	121.2	121.6
2004	9	454.6	18.0	132.5	332.1	2004	9	304.1	132.5	121.6	558.2	558.2	181.7	121.2	302.9
2005	10	454.6	18.0	132.5	273.9	2005	10	304.1	132.5	255.3	691.9	691.9	169.6	121.2	290.8
2006	11	454.6	18.0	132.5	215.7	2006	11	304.1	132.5	401.1	837.7	837.7	157.5	121.2	278.7
2007	12	454.6	18.0	132.5	157.5	2007	12	304.1	132.5	559.0	995.6	995.6	145.4	121.2	266.6
2008	13	454.6	18.0	132.5	99.3	2008	13	304.1	132.5	729.0	1165.6	1165.6	133.3	121.2	254.4
2009	14	454.6	18.0	132.5	41.1	2009	14	304.1	132.5	911.2	1347.8	1347.8	121.2	121.2	242.3
2010	15	454.6	18.0	132.5	-17.1	2010	15	304.1	132.5	1105.5	1542.1	1542.1	109.0	121.2	230.2
2011	16	454.6	18.0	132.5	-75.3	2011	16	304.1	132.5	1311.9	1748.5	1748.5	96.9	121.2	218.1
2012	17	454.6	18.0	132.5	-123.5	2012	17	304.1	132.5	1550.4	1977.0	1977.0	84.8	121.2	206.0
2013	18	454.6	18.0	132.5	-171.7	2013	18	304.1	132.5	1761.0	2197.6	2197.6	72.7	121.2	193.9
2014	19	454.6	18.0	132.5	-220.0	2014	19	304.1	132.5	2003.7	2440.3	2440.3	60.6	121.2	181.7
2015	20	454.6	18.0	132.5	-268.3	2015	20	304.1	132.5	2258.6	2695.2	2695.2	48.5	121.2	169.6
2016	21	454.6	18.0	132.5	-316.6	2016	21	304.1	132.5	2525.6	2962.1	2962.1	36.3	121.2	157.5
2017	22	454.6	18.0	132.5	-364.9	2017	22	304.1	132.5	2804.6	3241.2	3241.2	24.2	121.2	145.4
2018	23	454.6	18.0	132.5	-413.2	2018	23	304.1	132.5	3095.8	3532.4	3532.4	12.1	121.2	133.3
2019	24	454.6	18.0	132.5	-461.5	2019	24	304.1	132.5	3399.2	3855.7	3855.7	0.0	0.0	0.0
2020	25	454.6	18.0	132.5	-509.8	2020	25	304.1	132.5	3635.7	4272.3	4272.3	0.0	0.0	0.0
TOTAL		11274.1		8560.2	2715.9										

C/S: 0.76

Table - 6.2.2 : PROJECTED FINANCIAL STATEMENTS FOR J. BRAVO HYDROPOWER PLANT

(1) PROJECTED REVENUE AND EXPENDITURE STATEMENT (at 1989 Price)

== Julio Bravo : ALT-1 ==

(A) (B) Operating Expenditure (US\$:1000)

(C)

(A) Source

== Julio Bravo : ALT-1 ==

(B) Application (US\$:1000)

(2) PROJECTED FUNDS FLOW STATEMENT (Constant Price at 1989)

== Julio Bravo : ALT-1 ==

(B) Application (US\$:1000)

Year	Year in Order	Total Operating Revenue	O/M Cost	Depreciation	Interest on Investment	Total	Net Benefit (A)-(B)	Year in Order	Benefit before Interest	Depreciation	Balance Brought Forward	Long/Short Term Borrowing	Total	Construction Progress	Interest	Debt Service	Total	Cash Balance (A)-(B)
1989	-6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1989	-6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
1990	-5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1990	-5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
1991	-4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1991	-4	0.0	0.0	126.5	126.5	126.5	0.0	0.0	126.5	0.0
1992	-3	0.0	0.0	12.7	12.7	12.7	-12.7	1992	-3	0.0	0.0	126.5	126.5	126.5	12.7	12.7	139.2	-12.7
1993	-2	0.0	0.0	0.0	25.3	25.3	-25.3	1993	-2	0.0	0.0	63.3	63.3	63.3	25.3	25.3	88.6	-25.3
1994	-1	0.0	0.0	0.0	31.6	31.6	-31.6	1994	-1	0.0	0.0	696.2	696.2	696.2	31.6	31.6	727.8	-31.6
1995	0	0.0	0.0	0.0	154.4	154.4	-154.4	1995	0	0.0	0.0	1871.4	1871.4	1871.4	154.4	154.4	2025.7	-154.4
1996	1	191.8	7.0	133.6	441.8	582.3	-390.5	1996	1	51.2	133.6	1344.6	1529.4	1344.6	441.8	254.2	2040.5	-511.1
1997	2	383.6	14.0	133.6	618.5	766.1	-382.5	1997	2	236.0	133.6	369.6	369.6	369.6	618.5	254.2	872.7	-503.1
1998	3	383.6	14.0	133.6	585.2	712.7	-329.1	1998	3	236.0	133.6	369.6	369.6	369.6	565.2	370.8	936.0	-566.4
1999	4	383.6	14.0	133.6	500.1	647.7	-264.1	1999	4	236.0	133.6	369.6	369.6	369.6	500.1	370.8	870.9	-501.3
2000	5	383.6	14.0	133.6	435.1	582.7	-199.1	2000	5	236.0	133.6	369.6	369.6	369.6	435.1	370.8	805.9	-436.3
2001	6	383.6	14.0	133.6	370.1	517.6	-134.0	2001	6	236.0	133.6	369.6	369.6	369.6	370.1	370.8	740.9	-371.3
2002	7	383.6	14.0	133.6	198.3	345.8	37.7	2002	7	236.0	133.6	369.6	369.6	369.6	198.3	370.8	569.1	-199.5
2003	8	383.6	14.0	133.6	186.6	334.2	49.4	2003	8	236.0	133.6	369.6	369.6	369.6	186.6	116.6	503.3	66.3
2004	9	383.6	14.0	133.6	175.0	322.5	61.1	2004	9	236.0	133.6	369.6	369.6	369.6	175.0	116.6	291.6	144.3
2005	10	383.6	14.0	133.6	163.3	310.9	72.7	2005	10	236.0	133.6	369.6	369.6	369.6	163.3	116.6	279.9	234.0
2006	11	383.6	14.0	133.6	151.6	299.2	84.4	2006	11	236.0	133.6	369.6	369.6	369.6	151.6	116.6	268.3	335.3
2007	12	383.6	14.0	133.6	140.0	287.5	96.1	2007	12	236.0	133.6	369.6	369.6	369.6	140.0	116.6	256.6	448.3
2008	13	383.6	14.0	133.6	128.3	275.9	107.7	2008	13	236.0	133.6	369.6	369.6	369.6	128.3	116.6	244.9	573.0
2009	14	383.6	14.0	133.6	116.6	264.2	119.4	2009	14	236.0	133.6	369.6	369.6	369.6	116.6	116.6	233.3	709.3
2010	15	383.6	14.0	133.6	105.0	252.5	131.1	2010	15	236.0	133.6	369.6	369.6	369.6	105.0	116.6	221.6	857.2
2011	16	383.6	14.0	133.6	93.3	240.9	142.7	2011	16	236.0	133.6	369.6	369.6	369.6	93.3	116.6	210.0	1016.9
2012	17	383.6	14.0	133.6	81.6	229.2	154.4	2012	17	236.0	133.6	369.6	369.6	369.6	81.6	116.6	198.3	1188.2
2013	18	383.6	14.0	133.6	70.0	217.5	166.1	2013	18	236.0	133.6	369.6	369.6	369.6	70.0	116.6	186.6	1371.2
2014	19	383.6	14.0	133.6	58.3	205.9	177.7	2014	19	236.0	133.6	369.6	369.6	369.6	58.3	116.6	175.0	1565.8
2015	20	383.6	14.0	133.6	46.7	194.2	189.4	2015	20	236.0	133.6	369.6	369.6	369.6	46.7	116.6	163.3	1772.1
2016	21	383.6	14.0	133.6	35.0	182.6	201.0	2016	21	236.0	133.6	369.6	369.6	369.6	35.0	116.6	151.6	1990.1
2017	22	383.6	14.0	133.6	23.3	170.9	212.7	2017	22	236.0	133.6	369.6	369.6	369.6	23.3	116.6	140.0	2219.7
2018	23	383.6	14.0	133.6	11.7	159.2	224.4	2018	23	236.0	133.6	369.6	369.6	369.6	11.7	116.6	128.3	2461.0
2019	24	383.6	14.0	133.6	0.0	147.6	236.0	2019	24	236.0	133.6	369.6	369.6	369.6	0.0	0.0	0.0	2830.6
2020	25	383.6	14.0	133.6	0.0	147.6	236.0	2020	25	236.0	133.6	369.6	369.6	369.6	0.0	0.0	0.0	3200.2
TOTAL		9598.1				8621.5	776.8											
						C/B:	0.92											

Table - 6.23 : PROJECTED FINANCIAL STATEMENTS FOR LAGUNILLA HYDROPOWER PLANT

(1) PROJECTED REVENUE AND EXPENDITURE STATEMENT (at 1989 Price)										(2) PROJECTED FUNDS FLOW STATEMENT (Constant Price at 1989)									
== Lagunilla : ALT-3-1 ==										== Lagunilla : ALT-3-1 ==									
(A) Operating Expenditure (US\$:1000)										(B) Application (US\$:1000)									
Year	Total Operating Revenue	O/M Cost	Depreciation	Interest on Investment	Total	Net Benefit (A)-(B)	Year in Order	Year before Interest	Benefit	Depreciation	Balance Brought Forward	Long/Short Term Borrowing	Total	Construction Progress	Debt Service Interest	Debt Service Principal	Total	Cash Balance (A)-(B)	
1989	-6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1989	-6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
1990	-5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1990	-5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
1991	-4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1991	-4	0.0	0.0	0.0	205.2	205.2	205.2	0.0	0.0	205.2	0.0	0.0
1992	-3	0.0	0.0	20.5	20.5	-20.5	1992	-3	0.0	0.0	0.0	205.2	205.2	205.2	20.5	0.0	225.7	-20.5	-20.5
1993	-2	0.0	0.0	41.0	41.0	-41.0	1993	-2	0.0	0.0	0.0	102.6	102.6	102.6	41.0	0.0	143.6	-41.0	-41.0
1994	-1	0.0	0.0	51.3	51.3	-51.3	1994	-1	0.0	0.0	0.0	1109.6	1109.6	1109.6	51.3	0.0	1160.9	-51.3	-51.3
1995	0	0.0	0.0	245.4	245.4	-245.4	1995	0	0.0	0.0	0.0	3043.8	3043.8	3043.8	245.4	0.0	3289.2	-245.4	-245.4
1996	1	281.7	10.0	218.9	709.5	938.4	1996	1	52.8	218.9	0.0	2229.7	2501.4	2229.7	709.5	406.6	3345.8	-844.4	-844.4
1997	2	563.4	20.0	218.9	1002.7	1241.6	1997	2	324.5	218.9	218.9	543.4	543.4	543.4	1092.7	406.6	1409.3	-865.9	-865.9
1998	3	563.4	20.0	218.9	917.3	1156.2	1998	3	324.5	218.9	218.9	543.4	543.4	543.4	917.3	599.5	1516.8	-973.3	-973.3
1999	4	563.4	20.0	218.9	812.6	1051.5	1999	4	324.5	218.9	218.9	543.4	543.4	543.4	812.6	599.5	1412.1	-868.6	-868.6
2000	5	563.4	20.0	218.9	708.0	946.9	2000	5	324.5	218.9	218.9	543.4	543.4	543.4	708.0	599.5	1307.4	-764.0	-764.0
2001	6	563.4	20.0	218.9	603.3	842.2	2001	6	324.5	218.9	218.9	543.4	543.4	543.4	603.3	599.5	1202.7	-659.3	-659.3
2002	7	563.4	20.0	218.9	327.8	566.7	2002	7	324.5	218.9	218.9	543.4	543.4	543.4	327.8	599.5	927.3	-383.8	-383.8
2003	8	563.4	20.0	218.9	308.5	547.5	2003	8	324.5	218.9	218.9	543.4	543.4	543.4	308.5	192.8	501.4	42.1	42.1
2004	9	563.4	20.0	218.9	289.3	528.2	2004	9	324.5	218.9	218.9	543.4	543.4	543.4	289.3	192.8	482.1	103.4	103.4
2005	10	563.4	20.0	218.9	270.0	508.9	2005	10	324.5	218.9	218.9	543.4	543.4	543.4	270.0	192.8	462.8	184.0	184.0
2006	11	563.4	20.0	218.9	250.7	489.6	2006	11	324.5	218.9	218.9	543.4	543.4	543.4	250.7	192.8	443.5	283.9	283.9
2007	12	563.4	20.0	218.9	231.4	470.3	2007	12	324.5	218.9	218.9	543.4	543.4	543.4	231.4	192.8	424.3	403.1	403.1
2008	13	563.4	20.0	218.9	212.1	451.0	2008	13	324.5	218.9	218.9	543.4	543.4	543.4	212.1	192.8	405.0	541.6	541.6
2009	14	563.4	20.0	218.9	192.8	431.8	2009	14	324.5	218.9	218.9	543.4	543.4	543.4	192.8	192.8	385.7	699.4	699.4
2010	15	563.4	20.0	218.9	173.6	412.5	2010	15	324.5	218.9	218.9	543.4	543.4	543.4	173.6	192.8	366.4	876.4	876.4
2011	16	563.4	20.0	218.9	154.3	393.2	2011	16	324.5	218.9	218.9	543.4	543.4	543.4	154.3	192.8	347.1	1072.7	1072.7
2012	17	563.4	20.0	218.9	135.0	373.9	2012	17	324.5	218.9	218.9	543.4	543.4	543.4	135.0	192.8	327.8	1288.3	1288.3
2013	18	563.4	20.0	218.9	115.7	354.6	2013	18	324.5	218.9	218.9	543.4	543.4	543.4	115.7	192.8	308.5	1523.2	1523.2
2014	19	563.4	20.0	218.9	96.4	335.3	2014	19	324.5	218.9	218.9	543.4	543.4	543.4	96.4	192.8	289.3	1777.4	1777.4
2015	20	563.4	20.0	218.9	77.1	316.1	2015	20	324.5	218.9	218.9	543.4	543.4	543.4	77.1	192.8	270.0	2050.9	2050.9
2016	21	563.4	20.0	218.9	57.9	296.8	2016	21	324.5	218.9	218.9	543.4	543.4	543.4	57.9	192.8	250.7	2343.6	2343.6
2017	22	563.4	20.0	218.9	38.6	277.5	2017	22	324.5	218.9	218.9	543.4	543.4	543.4	38.6	192.8	231.4	2655.7	2655.7
2018	23	563.4	20.0	218.9	19.3	258.2	2018	23	324.5	218.9	218.9	543.4	543.4	543.4	19.3	192.8	212.1	2987.0	2987.0
2019	24	563.4	20.0	218.9	0.0	238.9	2019	24	324.5	218.9	218.9	543.4	543.4	543.4	0.0	0.0	0.0	3530.4	3530.4
2020	25	563.4	20.0	218.9	0.0	238.9	2020	25	324.5	218.9	218.9	543.4	543.4	543.4	0.0	0.0	0.0	4073.9	4073.9
TOTAL		13804.5				14025.1													
						-220.6													
						1.02													

### 6.3.3 Análisis de costo/beneficio para las centrales hidroeléctricas del Grupo 2

Las tres centrales hidroeléctricas, San Cancio, Intermedia, Municipal, propiedad de CHEC del Depto. de Caldas son una serie de plantas localizadas a lo largo del Río Chinchina, por lo tanto sus rehabilitaciones se han considerado como Paquete. Bajo tal concepto, se realizó el análisis de costo/beneficio cuyo resultado se indica abajo.

Cuadro-6.24 Evaluación en Paquete de las centrales hidroeléctricas localizadas en serie a lo largo del Río Chinchina

Paquete*	Índice económico			Análisis costo/beneficio		
	Potencia aumentada $\Delta P$ (kW)	Costo rehabilitación por $\Delta P$ (US\$ x 10 <sup>3</sup> /kW)	Costo generación por $\Delta E$ (mills/kWh)	Relación costo/beneficio	Valor neto Presente (US\$ x 10 <sup>3</sup> )	Relación renta interna (%)
Paquete ①	4,700	1,680	18	1.01	-177	7.5
Paquete ②	5,350	2,100	21	1.07	-384	6.8

\*Paquete ① = Municipal + Intermedia

Paquete ② = Municipal + Intermedia + San Cancio

Cuadro 6.25 muestra las declaraciones financieras proyectadas en caso de que las plantas Municipal Intermedia y San Cancio sean rehabilitadas en forma consecutiva.





Abajo se indica el resultado de análisis costo/beneficio en el proyecto de rehabilitación de la central hidroeléctrica La Vuelta perteneciente a la Metales Preciosos de Choco, S.A. que se clasificó al Grupo 2.

Cuadro-6.26 Evaluación del proyecto de rehabilitación para la Central Hidroeléctrica La Vuelta

Central	Indice económico			Análisis costo/beneficio		
	Potencia aumentada $\Delta P$ (kW)	Costo rehabilitación por $\Delta P$ (US\$/kW)	Costo generación por $\Delta E$ (mills/kWh)	Relación costo/beneficio	Valor neto Presente (US\$ x 10 <sup>3</sup> )	Relación renta interna (%)
La Vuelta	7,200	2,800	32	2.29	-6398	0.5

#### 6.3.4 Análisis de costo/beneficio para las centrales pertenecientes al Grupo 3

Los resultados de análisis de costo/beneficio en el plan de rehabilitación para ambas plantas Silvia y Ovejas, propiedad de CEDELCA en el Depto. de Cauca y la planta Zaragoza propiedad de ESSA en el Depto. de Santander, señalan obviamente baja rentabilidad y poca factibilidad.

Los índices de evaluación en el plan de generación para cada planta, o sea, costo de construcción por kW y costo de generación por kWh, y resultados de análisis costo/beneficio, están indicados en combinación en el Cuadro 6.27.

Cuadro-6.27 Evaluación para el proyecto de generación según cada central

Grupo	Plan por cada central	Índice económico			Análisis costo/beneficio		
		Potencia aumentada $\Delta P$ (kW)	Costo construcción por $\Delta P$ (US\$/kW)	Costo generación por $\Delta E$ (mills/kWh)	Relación costo/beneficio	Valor neto Prcs. (US\$ x 10 <sup>3</sup> )	Relación renta interna (%)
1	Caracoli ALT-1	4,400	1,600	18	0.99	53	7.7
	Municipal ALT-2	3,100	1,350	15	0.86	366	9.2
	J. Bravo ALT-1	3,500	1,220	15	0.96	100	8.1
	Lagunilla ALT-3-1	5,000	1,400	16	1.06	-202	7.0
2	Intermedia	1,600	2,310	23	1.37	-538	4.6
	San Cancio	650	5,035	33	1.40	-491	4.6
	La Vuelta ALT-2	7,200	2,800	32	2.29	-6398	0.5
3	Silvia REH	240	2,800	33	2.02	-173	1.1
	Ovejas ALT-2	2,450	3,300	33	2.63	-3226	-0.4
	Zaragoza ALT-1	1,400	2,900	35	1.74	-936	2.7

### 6.3.5 Análisis de sensibilidad

Un análisis de sensibilidad fue realizado para el Grupo 1 con alta factibilidad.

Las premisas de análisis están mencionadas abajo y resultados de cálculo en el Cuadro 6.28.

#### (1) Caso 1 (Cambio en renta):

Es un caso donde el flujo de costo queda sin cambio mientras el flujo de renta aumenta o disminuye en un 10% de su valor planeado.

#### (2) Caso 2 (Cambio en el costo de inversión)

Es un caso donde el flujo de renta queda sin cambio mientras solo el costo de inversión del flujo de costo aumenta o disminuye en un 10%.

(3) Caso 3 (Cambio en costo de operación y mantenimiento):

Es un caso donde el flujo de renta queda sin cambio mientras solo el costo de operación y mantenimiento del flujo de costo aumenta o disminuye en un 10%.

(4) Caso 4 (Cambio en el costo de inversión y el costo de operación y mantenimiento):

Es un caso donde el flujo de renta queda sin cambio mientras el flujo de costo (ambos costos de inversión, y de operación/mantenimiento) aumenta y disminuye en un 10%.

Cuadro-6.28 Análisis de sensibilidad

(FIRR: %)

Central	Plan	Caso 1		Caso 2		Caso 3		Caso 4	
		(+) 10%	(-) 10%	(+) 10%	(-) 10%	(+) 10%	(-) 10%	(+) 10%	(-) 10%
Caracoli	7.7	8.8	*6.6	*6.9	8.7	7.7	7.8	*6.8	8.7
Municipal	9.2	10.4	*8.0	*8.2	10.4	9.2	9.3	*8.2	10.4
J. Bravo	8.1	9.2	*6.9	*7.0	9.3	*8.0	8.1	*7.0	9.3
Lagunilla	7.0	8.1	*5.9	*6.0	8.1	7.0	7.0	*6.0	8.2

\* significa que la rentabilidad en el plan propuesto de rehabilitación sería disminuida por encima de lo que se pretendía en el plan original.

Conforme a los resultados que dió el análisis de sensibilidad, el factor más influyente en el cambio de la rentabilidad es aumento o disminución de ingreso. El factor secundario es aumento o disminución del costo de inversión.

### 6.3.6 Premisas para Análisis Económico

Desde el punto de vista de la economía a nivel nacional, un análisis económico fue llevado a cabo para evaluar la conveniencia de inversión en el óptimo plan de cada sitio seleccionado por el análisis financiero. Las premisas para el análisis económico las cuales se explican abajo, son distintas de aquellas que fueron adoptadas para el análisis financiero.

#### (1) Costo Económico

Los costos financieros obtenidos de los precios de mercado serán convertidos en los costos económicos en cuyo caso, los siguientes elementos han sido tomados en consideración:

##### 1) Deducción de impuestos, etc.

Según leyes de Colombia, el derecho de importación e IVA se imponen sobre los objetos importados. No obstante, estos renglones se deducen de los costos financieros como partidas de transferencia.

##### 2) Precios marginales

Los costos del equipo a adquirir en Colombia están estimados por los precios marginales en cuyo caso, factores de conversión normalizados (FCN) se convierten en los costos financieros para obtener FCN, los siguientes factores están adoptados los cuales el Banco Mundial aplica a la evaluación económica en Colombia:

- Mantenimiento: 0.91
- FCN: 0.92

##### 3) Costo calculado de la mano de obra no calificada

Costos económicos están calculados por suponer las ratas salariales latentes. Las estadísticas indican también que la tasa de desempleo actual en Colombia es alrededor de 10% en cuya circunstancia, las ratas selariales deberán de ser como sigue:

Rata salarial latente = rata salarial del mercado  
 $\times (1.25 - \text{tasa de desempleo}/0.20)$

Por consiguiente, a los costos calculados de la mano de obra no calificada, se ha aplicado la rata salarial latente de 75% contra el costo de la mano de obra en el mercado.

## (2) Beneficio Económico

Los costos unitarios estimados por precios del mercado, se convierten en los costos calculados para obtener beneficios económicos que se calculan a través de análisis económico. En este caso, el factor de conversión de electricidad (FCE) de 0.92 adoptado por el Banco Mundial será aplicado como en el caso de FCN.

Los valores económicos de fuerza eléctrica se establecen dentro del rango calculable como (1) montos que los usuarios están dispuestos a pagar para el servicio eléctrico y (2) costos que pueden ser ahorrados contra las alternativas a la fuerza eléctrica.

El ítem (1) mencionado arriba es el cargo eléctrico por kWh el que los usuarios finales pagan a las empresas eléctricas. Los cargos eléctricos varían según región o usuario. Sin embargo, como en el caso de beneficios financieros, se establece aquí que el cargo promedio de US\$ 28.1/MWh es de Col \$ 10,380/MWh. La diferencia entre este monto que los usuarios están dispuestos a pagar y el precio unitario de venta (US\$ 13.36/MWh = Col. \$ 4,936.18/MWh) que ofrece el ICEL como promedio representa un beneficio económico.

El ítem (2) arriba mencionado es una diferencia con el costo de generación termoeléctrica. El costo promedio de operación y mantenimiento en las plantas termoeleéctricas que estima ISA es de US\$ 18/kW, por lo tanto, la diferencia de US\$ 14/kW con el costo promedio de operar y mantener las plantas hidroeléctricas (US\$ 4/kW) queda como beneficio económico. El monto sumado de (1) y (2) es el beneficio económico total.

### 6.3.7 Resultados de Análisis Económico

El Cuadro 6.29 señala los resultados de análisis económico que fueron obtenidos con base a las premisas para el plan óptimo de cada sitio. Las cuatro plantas listadas en el Grupo 1, Caracoli, Municipal, Julio Bravo y Lagunilla, sobrepasan el 7–10% estimados como costo de oportunidad de capital en Colombia.

Estos flujos de caja económicos de 4 planes de rehabilitación están indicados en los Cuadros 6.30 y 6.31.

Cuadro 6.29 Índice de Evaluación Económico para el Plan Optimo de Cada Sitio

Central	Alternativa	Valor analizado		Notas
		VNP. (US\$ 10 <sup>3</sup> )	EIRR (%)	
Caracoli	ALT-1	1,235	11.2	Cuadro 6.29
San Cancio	—	(-) 109	6.9	
Intermedia	—	(-) 334	5.8	
Municipal	ALT-2	850	11.5	Cuadro 6.29
Silvia	REH	(-) 101	3.4	
Ovejas	ALT-2	(-) 2,207	1.5	
La Vuelta	ALT-2	(-) 4,348	2.4	
Julio Bravo	ALT-1	588	10.5	Cuadro 6.30
Zaragoza	ALT-1	(-) 491	5.0	
Lagunilla	ALT-3-1	828	10.4	Cuadro 6.30

Table - 6.30 : ECONOMIC CASH FLOW FOR CARACOLI AND MUNICIPAL HYDROPOWER PLANTS

(1) PROJECTED CASH FLOW STATEMENT (Constant Price at 1989)  
 == Caracoli : ALT-1 ==

Economic IRR Stream (US\$:1000)

Year	Existing Plant			Increment			Net Benefit
	O/M Cost	Operating Revenue	Investment Cost	Operating Cost	Operating Revenue	Net Benefit	
1989	-6	8.4	255.0	8.4	255.0	0.0	0.0
1990	-5	8.4	255.0	8.4	255.0	0.0	0.0
1991	-4	8.4	255.0	189.1	255.0	-189.1	-189.1
1992	-3	8.4	255.0	189.1	255.0	-189.1	-189.1
1993	-2	8.4	255.0	94.5	255.0	-94.5	-94.5
1994	-1	8.4	255.0	1153.1	255.0	-1153.1	-1153.1
1995	0	8.4	255.0	2370.5	255.0	-2370.5	-2370.5
1996	1	8.4	255.0	1193.5	24.4	782.4	-682.1
1997	2	8.4	255.0		24.4	782.4	511.4
1998	3	8.4	255.0		24.4	782.4	511.4
1999	4	8.4	255.0		24.4	782.4	511.4
2000	5	8.4	255.0		24.4	782.4	511.4
2001	6				24.4	782.4	758.0
2002	7				24.4	782.4	758.0
2003	8				24.4	782.4	758.0
2004	9				24.4	782.4	758.0
2005	10				24.4	782.4	758.0
2006	11				24.4	782.4	758.0
2007	12				24.4	782.4	758.0
2008	13				24.4	782.4	758.0
2009	14				24.4	782.4	758.0
2010	15				24.4	782.4	758.0
2011	16				24.4	782.4	758.0
2012	17				24.4	782.4	758.0
2013	18				24.4	782.4	758.0
2014	19				24.4	782.4	758.0
2015	20				24.4	782.4	758.0
2016	21				24.4	782.4	758.0
2017	22				24.4	782.4	758.0
2018	23				24.4	782.4	758.0
2019	24				24.4	782.4	758.0
2020	25				24.4	782.4	758.0

EIRR: 11.2%  
 C/B Ratio: 0.73  
 NPV: 1255.0

(2) PROJECTED CASH FLOW STATEMENT (Constant Price at 1989)  
 == Municipal : ALT-2 ==

Economic IRR Stream (US\$:1000)

Year	Existing Plant			Increment			Net Benefit
	O/M Cost	Operating Revenue	Investment Cost	Operating Cost	Operating Revenue	Net Benefit	
1989	-6	5.1	98.6	5.1	98.6	0.0	0.0
1990	-5	5.1	98.6	5.1	98.6	0.0	0.0
1991	-4	5.1	98.6	109.0	98.6	-109.0	-109.0
1992	-3	5.1	98.6	109.0	98.6	-109.0	-109.0
1993	-2	5.1	98.6	54.5	98.6	-54.5	-54.5
1994	-1	5.1	98.6	482.1	98.6	-482.1	-482.1
1995	0	5.1	98.6	1362.1	98.6	-1395.0	-1395.0
1996	1	5.1	98.6	1025.0	5.1	65.7	-1057.9
1997	2	5.1	98.6		5.1	65.7	595.9
1998	3	5.1	98.6		5.1	65.7	595.9
1999	4	5.1	98.6		5.1	65.7	595.9
2000	5	5.1	98.6		5.1	65.7	595.9
2001	6				5.1	65.7	489.3
2002	7				5.1	65.7	489.3
2003	8				5.1	65.7	489.3
2004	9				5.1	65.7	489.3
2005	10				5.1	65.7	489.3
2006	11				5.1	65.7	489.3
2007	12				5.1	65.7	489.3
2008	13				5.1	65.7	489.3
2009	14				5.1	65.7	489.3
2010	15				5.1	65.7	489.3
2011	16				5.1	65.7	489.3
2012	17				5.1	65.7	489.3
2013	18				5.1	65.7	489.3
2014	19				5.1	65.7	489.3
2015	20				5.1	65.7	489.3
2016	21				5.1	65.7	489.3
2017	22				5.1	65.7	489.3
2018	23				5.1	65.7	489.3
2019	24				5.1	65.7	489.3
2020	25				5.1	65.7	489.3

EIRR: 11.5%  
 C/B Ratio: 0.56  
 NPV: 850.4

Table - 6.31 : ECONOMIC CASH FLOW FOR J.BRAVO AND LAGUNILLA HYDROPOWER PLANTS

(1) PROJECTED CASH FLOW STATEMENT (Constant Price at 1989) == Julio Bravo : ALT-1 == Economic IRR Stream (US\$:1000)											(2) PROJECTED CASH FLOW STATEMENT (Constant Price at 1989) == LAGUNILLA: ALT-3-1 == Economic IRR Stream (US\$:1000)												
Existing Plant						Increment					Existing Plant						Increment						
Year	O/M	Operating	Investment	Operating	Net	Year	O/M	Operating	Investment	Operating	Net	Year	O/M	Operating	Investment	Operating	Net	Year	O/M	Operating	Investment	Operating	Net
Order	Cost	Revenue	Cost	Revenue	Benefit	Order	Cost	Revenue	Cost	Revenue	Benefit	Order	Cost	Revenue	Cost	Revenue	Benefit	Order	Cost	Revenue	Cost	Revenue	Benefit
1989	-6	0.0	0.0	0.0	0.0	1989	-6	0.0	0.0	0.0	0.0	1989	-6	0.0	0.0	0.0	0.0	1989	-6	0.0	0.0	0.0	0.0
1990	-5	0.0	0.0	0.0	0.0	1990	-5	0.0	0.0	0.0	0.0	1990	-5	0.0	0.0	0.0	0.0	1990	-5	0.0	0.0	0.0	0.0
1991	-4	0.0	0.0	116.5	-116.5	1991	-4	0.0	0.0	116.5	-116.5	1991	-4	0.0	0.0	188.9	-188.9	1991	-4	0.0	0.0	188.9	-188.9
1992	-3	0.0	0.0	116.5	-116.5	1992	-3	0.0	0.0	116.5	-116.5	1992	-3	0.0	0.0	188.9	-188.9	1992	-3	0.0	0.0	188.9	-188.9
1993	-2	0.0	0.0	58.2	-58.2	1993	-2	0.0	0.0	58.2	-58.2	1993	-2	0.0	0.0	94.5	-94.5	1993	-2	0.0	0.0	94.5	-94.5
1994	-1	0.0	0.0	587.3	-587.3	1994	-1	0.0	0.0	587.3	-587.3	1994	-1	0.0	0.0	932.0	-932.0	1994	-1	0.0	0.0	932.0	-932.0
1995	0	0.0	0.0	1464.3	-1464.3	1995	0	0.0	0.0	1464.3	-1464.3	1995	0	0.0	0.0	2572.6	-2572.6	1995	0	0.0	0.0	2572.6	-2572.6
1996	1	6.4	211.9	972.1	-766.6	1996	1	6.4	211.9	972.1	-766.6	1996	1	12.7	605.7	1612.0	-1019.0	1996	1	12.7	605.7	1612.0	-1019.0
1997	2	12.7	423.8	411.0	411.0	1997	2	12.7	423.8	411.0	411.0	1997	2	12.7	605.7	605.7	593.0	1997	2	12.7	605.7	605.7	593.0
1998	3	12.7	423.8	411.0	411.0	1998	3	12.7	423.8	411.0	411.0	1998	3	12.7	605.7	605.7	593.0	1998	3	12.7	605.7	605.7	593.0
1999	4	12.7	423.8	411.0	411.0	1999	4	12.7	423.8	411.0	411.0	1999	4	12.7	605.7	605.7	593.0	1999	4	12.7	605.7	605.7	593.0
2000	5	12.7	423.8	411.0	411.0	2000	5	12.7	423.8	411.0	411.0	2000	5	12.7	605.7	605.7	593.0	2000	5	12.7	605.7	605.7	593.0
2001	6	12.7	423.8	411.0	411.0	2001	6	12.7	423.8	411.0	411.0	2001	6	12.7	605.7	605.7	593.0	2001	6	12.7	605.7	605.7	593.0
2002	7	12.7	423.8	411.0	411.0	2002	7	12.7	423.8	411.0	411.0	2002	7	12.7	605.7	605.7	593.0	2002	7	12.7	605.7	605.7	593.0
2003	8	12.7	423.8	411.0	411.0	2003	8	12.7	423.8	411.0	411.0	2003	8	12.7	605.7	605.7	593.0	2003	8	12.7	605.7	605.7	593.0
2004	9	12.7	423.8	411.0	411.0	2004	9	12.7	423.8	411.0	411.0	2004	9	12.7	605.7	605.7	593.0	2004	9	12.7	605.7	605.7	593.0
2005	10	12.7	423.8	411.0	411.0	2005	10	12.7	423.8	411.0	411.0	2005	10	12.7	605.7	605.7	593.0	2005	10	12.7	605.7	605.7	593.0
2006	11	12.7	423.8	411.0	411.0	2006	11	12.7	423.8	411.0	411.0	2006	11	12.7	605.7	605.7	593.0	2006	11	12.7	605.7	605.7	593.0
2007	12	12.7	423.8	411.0	411.0	2007	12	12.7	423.8	411.0	411.0	2007	12	12.7	605.7	605.7	593.0	2007	12	12.7	605.7	605.7	593.0
2008	13	12.7	423.8	411.0	411.0	2008	13	12.7	423.8	411.0	411.0	2008	13	12.7	605.7	605.7	593.0	2008	13	12.7	605.7	605.7	593.0
2009	14	12.7	423.8	411.0	411.0	2009	14	12.7	423.8	411.0	411.0	2009	14	12.7	605.7	605.7	593.0	2009	14	12.7	605.7	605.7	593.0
2010	15	12.7	423.8	411.0	411.0	2010	15	12.7	423.8	411.0	411.0	2010	15	12.7	605.7	605.7	593.0	2010	15	12.7	605.7	605.7	593.0
2011	16	12.7	423.8	411.0	411.0	2011	16	12.7	423.8	411.0	411.0	2011	16	12.7	605.7	605.7	593.0	2011	16	12.7	605.7	605.7	593.0
2012	17	12.7	423.8	411.0	411.0	2012	17	12.7	423.8	411.0	411.0	2012	17	12.7	605.7	605.7	593.0	2012	17	12.7	605.7	605.7	593.0
2013	18	12.7	423.8	411.0	411.0	2013	18	12.7	423.8	411.0	411.0	2013	18	12.7	605.7	605.7	593.0	2013	18	12.7	605.7	605.7	593.0
2014	19	12.7	423.8	411.0	411.0	2014	19	12.7	423.8	411.0	411.0	2014	19	12.7	605.7	605.7	593.0	2014	19	12.7	605.7	605.7	593.0
2015	20	12.7	423.8	411.0	411.0	2015	20	12.7	423.8	411.0	411.0	2015	20	12.7	605.7	605.7	593.0	2015	20	12.7	605.7	605.7	593.0
2016	21	12.7	423.8	411.0	411.0	2016	21	12.7	423.8	411.0	411.0	2016	21	12.7	605.7	605.7	593.0	2016	21	12.7	605.7	605.7	593.0
2017	22	12.7	423.8	411.0	411.0	2017	22	12.7	423.8	411.0	411.0	2017	22	12.7	605.7	605.7	593.0	2017	22	12.7	605.7	605.7	593.0
2018	23	12.7	423.8	411.0	411.0	2018	23	12.7	423.8	411.0	411.0	2018	23	12.7	605.7	605.7	593.0	2018	23	12.7	605.7	605.7	593.0
2019	24	12.7	423.8	411.0	411.0	2019	24	12.7	423.8	411.0	411.0	2019	24	12.7	605.7	605.7	593.0	2019	24	12.7	605.7	605.7	593.0
2020	25	12.7	423.8	411.0	411.0	2020	25	12.7	423.8	411.0	411.0	2020	25	12.7	605.7	605.7	593.0	2020	25	12.7	605.7	605.7	593.0

EIRR: 10.4%  
C/B Ratio: 0.80

EIRR: 10.5%  
C/B Ratio: 0.78

NPV: 828.4

NPV: 588.4



## CAPITULO 7: CONCLUSIONES

De las 12 Centrales (una térmica y 11 hidroeléctricas) que se escogieron como objeto del estudio de factibilidad para su rehabilitación, las 5 siguientes (una térmica y 4 hidroeléctricas) se recomiendan como las más factibles y merecedoras de ejecución inmediata.

Central Térmica de Termopaipa

Propietario EBSA del Depto. de Boyaca

Central Hidroeléctrica de Municipal

Propietario CHEC del Depto. de Caldas

Central Hidroeléctrica de Intermedia

Propietario CHEC del Depto. de Caldas

Central Hidroeléctrica de San Cancio

Propietario CHEC del Depto. de Caldas

Central Hidroeléctrica de Julio Bravo

Propietario CEDENAR del Depto. de Nariño

### 7.1 Plan de rehabilitación para la central térmica "termopaipa"

Los estudios a realizar en Termopaipa (potencia nominal de 173MW) consisten en los 3 ítems de los cuales los primeros dos no corresponden, como se indica a continuación, al estudio de rehabilitación en el sentido estricto sino más bien se inclinan al estudio para establecer el plan de renovar la Unidad N° 2, enfocándose en la eliminación de sus defectos y aumento de la confiabilidad en su operación y mantenimiento.

#### • Item 1

Plan de aumentar la potencia con el reemplazo de la turbina de la Unidad N° 2 (de 66MW a 74MW)

Respecto a las instalaciones electro-mecánicas montadas en 1975, existe una discrepancia de 8MW entre las potencias de salida nominales del generador (74kW) y de la turbina (66MW).

Se puede aumentar la potencia de salida de la turbina de 66MW a 74MW por el reemplazo de las partes de turbina (el rotor, paletas, boguillas, diafragmas, etc.) y los pre-calentadores de agua, todo que ha sido envejecidos en el lapso de 15 años transcurridos a partir de su instalación.

• Item 2

Plan de convertir el sistema neumático de los instrumentos en el electrónica de la Unidad N° 2

Este plan de rehabilitación tiene por objeto lograr la operación, mantenimiento y control apropiado, factibilidad de inspecciones y aumentar la confiabilidad en lo que respecta a la supervisión y control, por medio de reemplazamiento del sistema neumático de instrumentos existente en la Unidad N° 2 con el electrónica nuevo.

Principalmente los instrumentos de medición que ejercen la vigilancia y control en la pizarra central para las instalaciones pertenecientes a la caldera y turbina, serán cambiados con el sistema de instrumentos electrónica, dotado de los computadores electrónicos. Los renglones principales a reemplazar son como sigue:

El último ítem corresponde al estudios de factibilidad para reconstruir el sistema de enfriamiento del agua que cubre la totalidad de Termopaipa.

• Item 3

Plan de convertir el sistema de circuito abierto a través de piscina enfriadora en el sistema de circuito cerrado por la torre de enfriamiento

Con el sistema actual, el agua que ha enfriado el restaurador de agua y los rodamientos de los equipos auxiliares, se bota en el río Chicamocha aguas arriba del tomadero lo cual está causando los problemas citados a continuación.

Con el fin de solventar estos problemas y mejorar la eficiencia de enfriamiento, se ha planteado el cambio del sistema con la torre de enfriamiento por donde se circula el agua enfriadora.

- Los problemas existentes en el sistema actual

- 1) Como se trata de enfriamiento natural, se necesita la piscina inmensa.
- 2) Sin querer, se aumenta la temperatura del agua en la piscina al succionarse lo cual baja la eficiencia de enfriamiento.
- 3) Debido al enfriamiento natural basado en la piscina de enfriamiento, su eficiencia depende mucho del estado atmosférico.
- 4) El aumento de la temperatura en la piscina favorece al crecimiento de las hierbas acuáticas (buchon, elodea etc.) en ella y empeora la circulación de agua. Además, no se puede desestimar los gastos para quitar las hierbas crecidas.

De torres de enfriamiento hay varios tipos de los cuales se ha elegido como conclusión el tipo de circulación de aire forzada.

A continuación se indican las condiciones de diseño para el sistema de enfriamiento circulante con el uso de la torre a aire forzado.

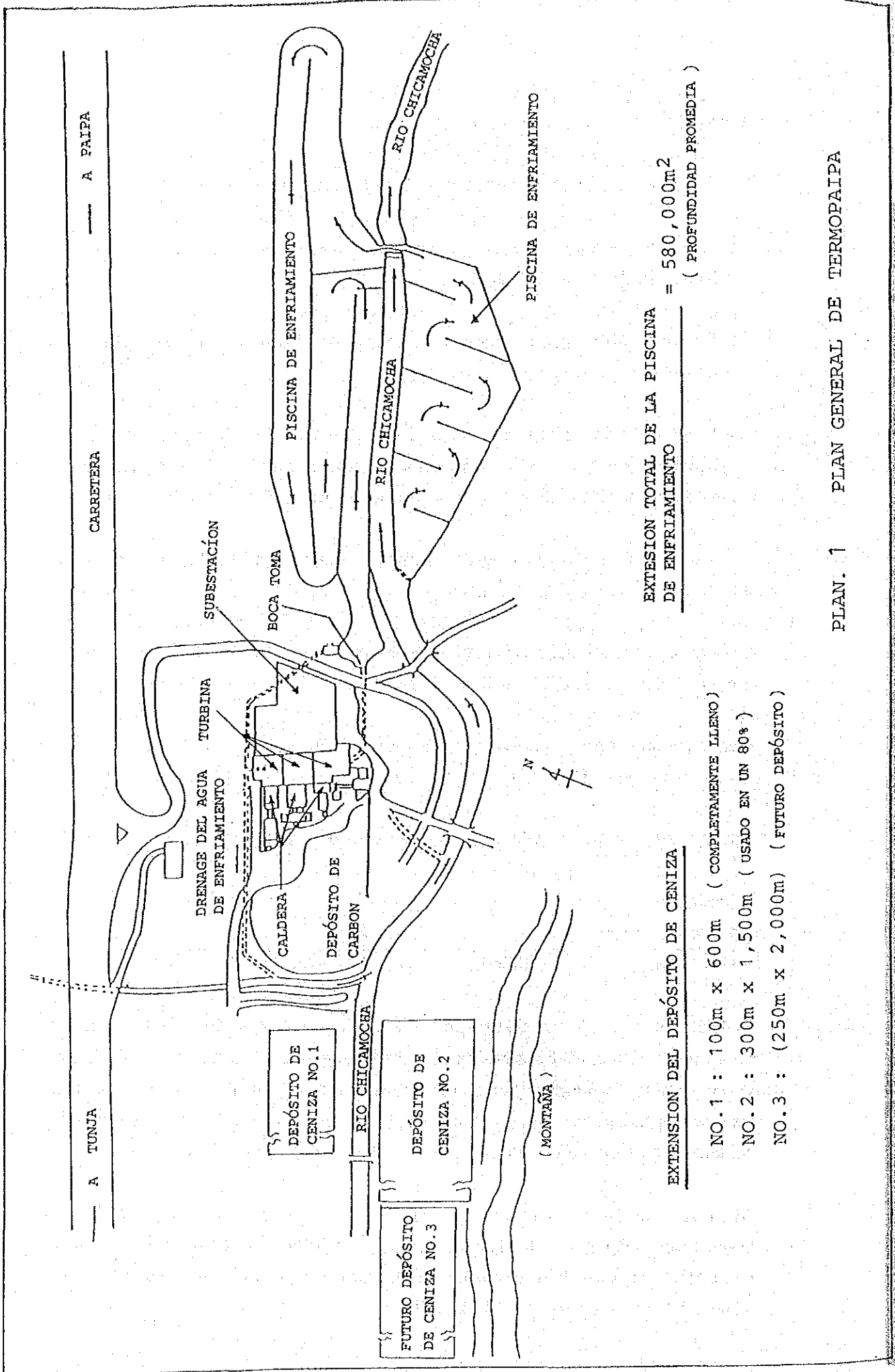
- Estimación del costo y período de construcción

Costo estimado (US\$ x 10<sup>3</sup>)

	Divisa	Moneda local	Total
Equipo	8,760	—	8,760
Montaje	—	4,940	4,940
Obras civiles	—	1,170	1,170
<b>Total</b>	<b>8,760</b>	<b>6,110</b>	<b>14,870</b>

Es decir, coincidiendo con el lapso en que vaya avanzando la obsoletización y deterioración de la Unidad N° 1 construida en 1958, se aumentará la demanda para energía y se obligará instalar unidades adicionales. En tal caso, se hará imprescindible establecer las medidas para conservar las circunstancias ambientales sanas, tales como obtención del terreno para el depósito de ceniza y la prevención de salida de ceniza al río.

Al convertir el sistema de enfriamiento actual en la torre, hay que prestar la atención a la ventaja de poder aprovechar la inmensa extensión de terreno (580,000 m<sup>2</sup> aproximadamente) que ocupa la piscina de enfriamiento, aparte de la meta original de mejorar la eficiencia del enfriamiento. (Ver el Plano-7.1.)



EXTENSION TOTAL DE LA PISCINA DE ENFRIAMIENTO = 580,000m<sup>2</sup>  
 ( PROFUNDIDAD PROMEDIA )

EXTENSION DEL DEPÓSITO DE CENIZA

- NO. 1 : 100m x 600m ( COMPLETAMENTE LLENO )
- NO. 2 : 300m x 1,500m ( USADO EN UN 80% )
- NO. 3 : (250m x 2,000m) ( FUTURO DEPÓSITO )

PLAN. 1 PLAN GENERAL DE TERMOPIAIPA

## 7.2 Plan de rehabilitación para la central hidroeléctrica

La Misión de JICA ha seleccionado las 4 siguientes centrales hidroeléctricas como las que merecen la rehabilitación con base al juicio globalizado que consta del resultado de la evaluación y de lo conversado en las reuniones sostenidas cada empresa involucrada.

- ① Central Hidroeléctrica a filo de agua Municipal  
(Propietario CHEC: Potencia nominal actual 2,112kW → Potencia nominal rehabilitada 4,500kW)
- ② Central Hidroeléctrica a filo de agua Intermedia  
(Propietario CHEC: Potencia nominal actual 1,120kW → Potencia nominal rehabilitada 2,500kW)
- ③ Central Hidroeléctrica a filo de agua San Cancio  
(Propietario CHEC: Potencia nominal actual 2,320kW → Potencia nominal rehabilitada 2,400kW)
- ④ Central Hidroeléctrica a filo de agua Julio Bravo  
(Propietario CEDENAR: Potencia nominal actual 1,500kW → Potencia nominal rehabilitada 3,500kW)

### 7.2.1 Centrales Municipal, Intermedia y San Cancio

Los 3 centrales hidroeléctricas Municipal, Intermedia y San Cancio, pertenecientes a la CHEC del Depto. de Caldas están localizadas en serie a lo largo del Río Chinchina. Al efectuar la evaluación individual, sobresale la Municipal mucho por encima de las otras en lo que respecta al efecto de beneficio y lleva gran ventaja en su factibilidad. Sin embargo, estas 3 centrales deben ser tratadas como un paquete cuando se plantea realizar un proyecto de generación eléctrica, debiéndose ejecutar su rehabilitación por orden serial de Municipal → Intermedia → San Cancio.

#### • Plan de la obra de rehabilitación

El costo de las obras para rehabilitación estimado en base a los precios del mercado prevalecientes en septiembre de 1989 resulta US\$ 11,150 x 10<sup>3</sup> en total. De dicho total, la porción en divisa corresponde a US\$ 6,250 x 10<sup>3</sup> y la porción en moneda local a US\$ 4,900 x 10<sup>3</sup>, siendo su relación 0.56:0.44.

Central	Divisa	Moneda local	Total
(Unidad: US\$ x 10 <sup>3</sup> )			
Municipal	2,450	1,750	4,200
Intermedia	1,900	1,800	3,700
San Cancio	1,900	1,350	3,250
<b>Total</b>	<b>6,250</b>	<b>4,900</b>	<b>11,150</b>

En caso se ejecuta la construcción por orden de Municipal, Intermedia y San Cancio, su período va a ser de 48 meses en total, contado a partir de su comienzo.

Año	1	2	3	4	5	6	7	8
① Período preparativo								
Estudio del proyecto	↔							
Diseño de construcción		↔						
Licitación/Contrato			↔					
② Municipal					#1	#2		
③ Intermedia						#1	#2	
④ San Cancio							#1	#2

• Indice económico en caso de agrupar las 3 centrales en un paquete

Potencia aumentada $\Delta P$ (kW)...	5,350
Aumento en la energía $\Delta E$ (MWh) producible durante un año...	55,400
Costo de construcción por $\Delta P$ kW (US\$/kW)...	2,100
Costo de generación por $\Delta E$ kW (mills/kWh)...	21
Relación de costo/beneficio...	1.07
Valor neto presente (US\$ x10 <sup>3</sup> )...	-384
Relación de renta interna (%)...	6.8

• Observaciones para su realización

Hacia realización del proyecto de rehabilitación de estas 3 centrales hidroeléctricas, el grupo ICEL debe efectuar la verificación de los siguientes ítems a la mayor brevedad posible.

- ① Capacidad de conducción de los canales de alimentación existentes
- ② Caudal disponible en el área residual localizada en la bocatoma de Municipal
- ③ Calidad del agua del Río Chinchina

### 7.2.2 Central Hidroeléctrica Julio Bravo

Respecto a esta central perteneciente a CEDENAR del Depto. de Nariño, su proyecto de rehabilitación es altamente factible, aunque quedan por verificar algunos ítems para iniciar su ejecución.

• Proyectos de la obra de rehabilitación

El costo de construcción para rehabilitación está estimado como US\$ 4,300 x 10<sup>3</sup> siendo la relación de divisa/moneda local 0.54:0.46.

Divisa...US\$ 2,300 x10<sup>3</sup>

Moneda local...US\$ 2,000 x 10<sup>3</sup>

Total...US\$ 4,300 x10<sup>3</sup>

El período de construcción se estima en 36 meses, excluyendo el plazo preparativo de 36 meses.

Año	1	2	3	4	5	6	7	8
① Período preparativo								
Estudio del proyecto	←→							
Diseño de construcción		←→						
Licitación/Contrato			←→					
② Obras civiles				←→	←→			
③ Fab. de equipos				←→	←→			
④ Montaje					#1	#2		

• Indice económico

Potencia aumentada  $\Delta P$  (kW)...3,500

Aumento en la energía producible durante un año  $\Delta E$  (MWh)...29,400

Costo de construcción por  $\Delta P$  kW (US\$/kW)...1,200

Costo de generación por  $\Delta E$  kW (mills/kWh)...15

Relación de costo/beneficio...0.96

Valor neto presente (US\$ x10<sup>3</sup>)...100

Relación de renta interna (%)...8.1

• Observaciones para su realización

Hacia la realización de este proyecto de rehabilitación, el grupo ICEL debe verificar los 2 siguientes ítems.

① Condiciones de caudal en la presa existente

② Variación de la calidad de agua anual en la bocatoma existente

7.2.3 Centrales cuya rehabilitación no se puede realizar de inmediato

Las Centrales Caracoli de EADE del Depto. de Antioquia y Lagunilla de ELECTROLIMA del Depto. de Tolima se han excluido del proyecto, por cuanto se considera que es difícil de iniciar la obra de rehabilitación de inmediato por las razones expuestas abajo.

• Razon por la cual se descarta la ejecución de obra inmediata

Se ha concluido que el proyecto de reconstruir la planta por duplicar el caudal a utilizar es más vetajoso que la rehabilitación en el sentido de que reconstrucción trae mayor efecto de beneficio en este caso a eliminar el canal de alimentación (en tubería  $\phi 1.350\text{mm}$ ,  $L = 1.300\text{m}$ ) existente y instalar el nuevo de mayor capacidad. Sin embargo, se le dió la prioridad al chequeo del estado de su deterioración y verificación



de su vida útil restante, puesto que la tubería existente está mantenida sólida en su operación.

• Razon por la cual dificulta la ejecución inmediata de la Central Hidroeléctrica Lagunilla

La central hidroeléctrica en la cuenca del Río Lagunilla fue llevada totalmente por las rocas y tierra que invadieron al río a causa de la erupción de Nevado del Ruiz producida en noviembre de 1985.

Aunque se puede aprovechar como referencia los datos recientes obtenibles en las cuencas cercanas, hace falta acumular los datos de medición para el caudal simultáneo en el Río Lagunilla por lo menos de dos años seguidos, puesto que el caudal en esta cuenca ha sufrido la variación considerable debido a la inundación de rocas y tierra.

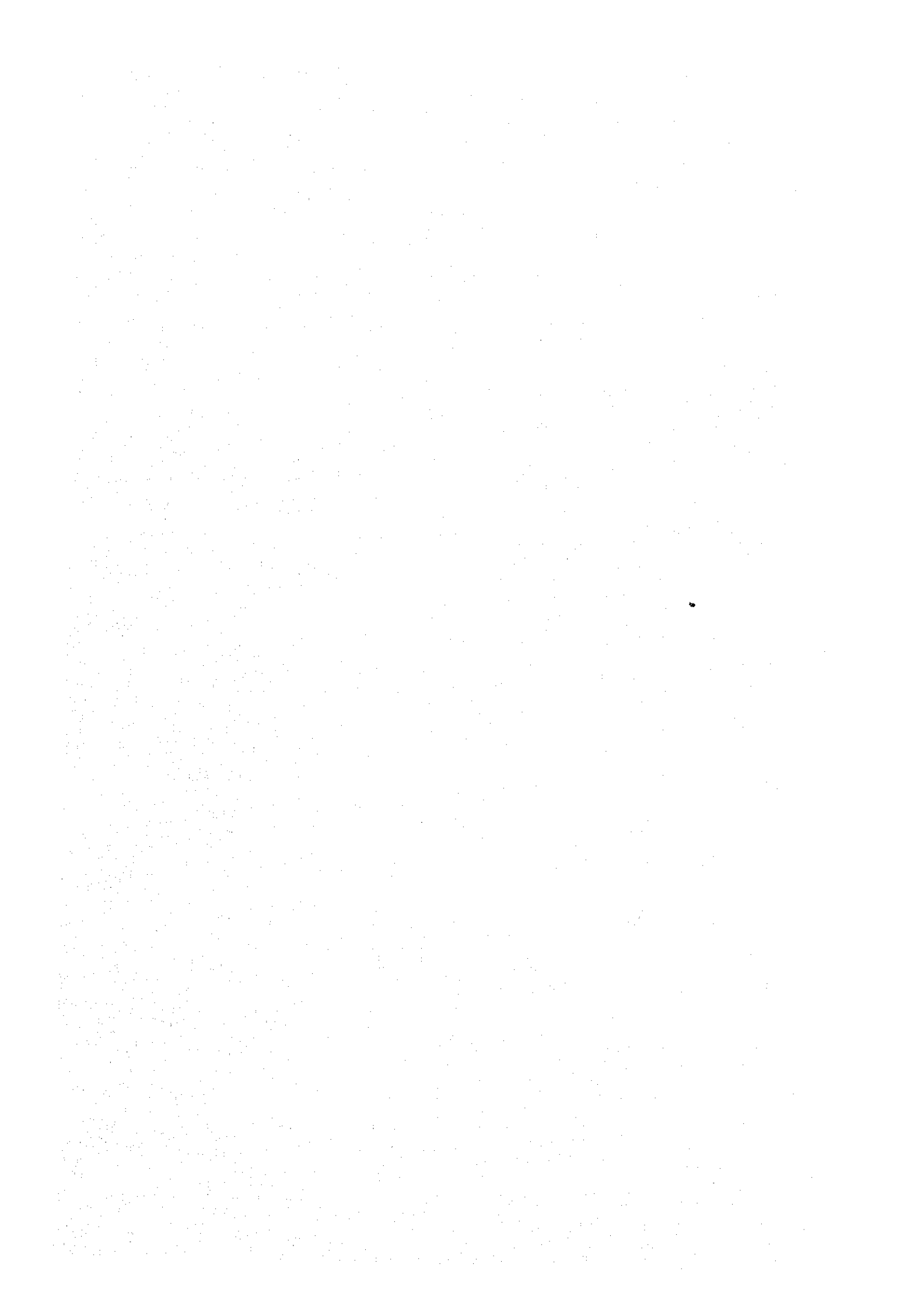
### 7.3 Recomendaciones para el mejoramiento de las pequeñas centrales hidroeléctricas

Eran 62 en total las pequeñas centrales hidroeléctricas que el ICEL escogió como objeto del estudio de pre-factibilidad en noviembre de 1987. Contra esta cifra, son solamente 4 los centrales que han sido recomendadas como factibles y la totalidad de la potencia rehabilitada es de 8,850 kW ( la potencia de salida nominal después de rehabilitación es de 12,900 kW), producto del estudio de factibilidad realizado últimamente.

Este resultado se debe a que el alcance de trabajo encargado queda limitado al estudio para rehabilitar las instalaciones existentes. Si nos basamos en otro punto de vista, o sea, desarrollar el potencial hidroeléctrico que contienen estas 62 centrales, la conclusión sería diferente. En este sentido, se puede señalar por ejemplo los siguientes sitios como candidatos a ser estudiados.

- ① Centrales cuyo factor de utilización de agua es sumamente bajo  
Central hidroeléctrica Inza (Depto. de Cauca)  
Central hidroeléctrica Río Recio (Depto. de Tolima)
- ② Centrales que no están desarrolladas globalmente pese a sus localizaciones seriales en la misma cuenca  
Cuenca del Río Quindío  
Grupo de las 3 centrales Bayona, Campestre y La Unión
- ③ Central en reemplazo de la planta de Diesel existente  
Nuevo local para instalar la central hidroeléctrica Río Napia (Depto. de Cauca)





JICA