

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA  
FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA**



**“FACTIBILIDAD PARA LA CONSTRUCCION DE UN  
SEGUNDO RESERVORIO DE REGULACION HORARIA  
PARA CENTRALES HIDROELECTRICAS ARICOTA”**

**INFORME DE SUFICIENCIA**

**PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE  
INGENIERO MECANICO ELECTRICISTA**

**VICTOR SEGUNDO LEON TERRONES**

**PROMOCION 1999-I**

**LIMA-PERU**

**2005**

## INDICE

PROLOGO .....	1
1. INTRODUCCION .....	2
1.1. Antecedentes .....	2
1.2. Área de Influencia .....	2
1.3. Alcances .....	3
1.3.1. Descripción del Proyecto .....	3
1.3.2. Objetivos .....	3
1.3.3. Horizonte del Proyecto .....	3
1.3.4. <i>Beneficios del Proyecto</i> .....	4
2. EVALUACIÓN DEL PROYECTO .....	5
2.1. Mercado .....	5
2.2. Consideraciones Asumidas .....	5
2.3. <i>Evaluación Técnica - Económica</i> .....	6
2.3.1. Análisis de Sensibilidad .....	6
2.3.2. Operación de las Centrales .....	7
2.3.3. Evaluación Económica .....	7
3. IMPACTO AMBIENTAL .....	9
3.1. Enfoque Conceptual y Objetivos .....	9
3.1.1. Objetivos .....	10
3.2. Contexto y Ubicación Geográfica .....	10
3.3. Diagnostico del Entorno del Reservoirio N° 2 .....	11
3.3.1. Caracterización física .....	11
3.3.2. Caracterización Biológica .....	12
3.3.3. Caracterización Socio-económica .....	13
3.3.4. Infraestructura y Equipamiento Social .....	13
3.4. Sensibilidad y Evaluación de Impactos Ambientales .....	14
3.4.1. Fragilidad y Riesgos Ecológicos .....	14
3.4.2. Criterios para evaluar Impactos Ambientales .....	14
3.4.3. Evaluación Ambiental del Reservoirio de Regulación .....	15
3.5. <i>PROGRAMA AMBIENTAL</i> .....	16
3.5.1. Plan de Prevención, Mitigación y Compensación o Rehabilitación .....	16
3.5.2. Plan anual de Acción Ambiental .....	16
3.5.3. Plan de Contingencias .....	16
3.5.4. <i>Plan de Abandono</i> .....	16
CONCLUSIONES .....	18

RECOMENDACIONES .....	19
BIBLIOGRAFIA.....	20
ANEXO A	
ANEXO B	

## **PROLOGO**

El presente trabajo determinará la posibilidad de la construcción de un segundo reservorio de regulación horaria, que estará ubicado aguas debajo de la Central Hidroeléctrica Aricota 2, en los capítulos siguientes se tomará como base la operación del complejo Aricota y de los beneficios económicos que se podrán obtener.

Igualmente se analizará los posibles cambios ambientales que podrían ocasionar su construcción y la manera de reducir los impactos negativos para poder construir este reservorio.

# CAPITULO I

## INTRODUCCION

### **1.1. Antecedentes**

La Empresa de Generación Eléctrica del Sur S.A., EGESUR, es propietaria de las centrales hidroeléctricas Aricota 1 y Aricota 2, que son centrales en cascada y turbinan agua extraída de la laguna Aricota, fueron puestas en servicio el año 1967. Este proyecto no consideró un reservorio de regulación.

Con la entrada en vigencia en 1992 de la Ley de Concesiones Eléctricas, se establecen nuevas reglas y procedimientos que propician la inversión del sector eléctrico. En el caso de las *Centrales Hidroeléctricas Aricota se pudo materializar la construcción de un reservorio de regulación horaria* (a la salida de la C.H. Aricota 2) con una capacidad de 45,000 m<sup>3</sup> en 1994, con el cual se pudo operar a plena carga por periodos cortos (horas de punta) y aprovechar las ventajas económicas de ser consideradas como centrales de punta. El esquema hidráulico se muestra en el anexo A.

La construcción de un segundo reservorio aumentaría el periodo de operación en hora punta, incidiendo este crecimiento en los ingresos por venta de energía.

### **1.2. Área de Influencia**

Este proyecto beneficiará a EGESUR directamente así mismo permitirá, previa coordinación con los regantes, un flujo constante todo el día que permita una distribución equitativa del recurso hídrico para fines de agricultura, beneficiándose los pobladores del valle de los ríos Curibaya y Locumba, ubicados en la provincia de Candarave y Jorge Basadre Grhoman, en el departamento de Tacna. (Anexo A).

### **1.3. Alcances**

#### **1.3.1. Descripción del Proyecto**

El Presente Proyecto corresponde a determinar la construcción de un segundo reservorio que permita incrementar la capacidad de regulación horaria y como consecuencia mejorar el despacho de energía lo que significara mejorar los ingresos de EGESUR.

La construcción del segundo reservorio permitirá almacenar las aguas turbinadas por las centrales hidroeléctricas Aricota, al estar ubicado aguas abajo del actual reservorio.

Considerando que el caudal promedio autorizado por el Ministerio de Agricultura es de  $1,50\text{m}^3/\text{s}$  y el caudal nominal de las centrales hidroeléctricas es de  $4,60\text{ m}^3/\text{s}$  se puede deducir que las centrales no pueden operar a plena carga todo el día y tan solo lo pueden hacer por horas dependiendo de la capacidad del reservorio que se tenga aguas abajo. A la salida del reservorio se mantiene con un caudal promedio diario.

#### **1.3.2. Objetivos**

El Objetivo del proyecto es determinar la construcción de un segundo reservorio y así aumentar la capacidad de regulación de las Centrales Hidroeléctricas Aricota, con el consiguiente beneficio económico para EGESUR.

##### **Objetivo General:**

Optimizar el aprovechamiento de los recursos

##### **Objetivo específicos:**

- Incrementar la capacidad de regulación horaria
- Operación solo en punta (venta de energía a costos mayores)

#### **1.3.3. Horizonte del Proyecto**

Al ser esta una obra civil relacionada con generación, su vida útil esta íntimamente ligada a la vida útil de la C.H. Aricota, las cuales, por las buenas condiciones de conservación y su futura modernización tendrán una expectativa de operación para mas de 20 años, por lo que la vida útil esperada del segundo reservorio es superior los 20 años, sin embargo para fines de evaluación se esta considerando los 10 primeros años de operación.

### **1.3.4. Beneficios del Proyecto**

#### **1.3.4.1. Incrementar la capacidad de regulación horaria**

Se entiende como capacidad de regulación a la posibilidad que tiene una central hidroeléctrica de incrementar su generación por encima de un promedio que viene limitado a un caudal promedio (potencia base), por lo tanto incrementando la capacidad de regulación de las C.H. Aricotas se podrá generar la potencia máxima por mas tiempo aunque se baje a casi cero la generación en las 16 horas restantes, lo cual puede ser materializado con la construcción de un segundo reservorio.

#### **1.3.4.2. Operación solo en punta (venta de energía a costos mayores)**

Con una mayor capacidad de regulación se deberá modificar la operación de las CC.HH. Aricota, generando a plena carga durante las horas de regulación y en condición de espera el resto del día; esto significará que la energía que pudiese ser comercializada se hará a costo de la energía en horas de punta que es mayor al costo de la energía fuera de punta.

## EVALUACIÓN DEL PROYECTO

### 2.1. Mercado

La comercialización dentro de un COES se debe a la existencia de generadoras con excedentes de potencia y otras con déficit, estas últimas compran potencia a las primeras. La razón de la existencia de empresas con déficit de potencia radica en la diversidad del parque generador y las reglas, bajo las cuales se realiza la distribución de la potencia firme, que considera principalmente para el caso de grupos térmicos su eficiencia (costo variables) que les permita despachar o por lo menos estar dentro de la reserva y para el caso de las hidroeléctricas contar con un reservorio de regulación horaria o una excelente hidrología histórica.

Para el despacho de las unidades de generación, estas se ordenan de acuerdo a sus costos variables en forma ascendente de manera tal que solo despachan las que cubren la máxima demanda más un margen de reserva (50%).

Por lo mismo las centrales hidroeléctricas Aricota al tener un costo variable bajo (costo agua), siempre despachan con lo cual se tiene garantizado sus ingresos por venta de energía adicional.

### 2.2. Consideraciones Asumidas

Para la evaluación del proyecto se tiene en consideración los siguientes puntos:

- La demanda de potencia del sistema tiene un crecimiento constante.
- El costo variable de las centrales hidroeléctricas es muy bajo (costo agua) como es el caso de las centrales hidroeléctricas Aricota, por consiguiente, siempre estarán dentro de las centrales que despachan y con ello asegurado su ingreso.
- Actualmente el Perú esta en un periodo de sequía lo cual ha elevado altamente los costos marginales del sistema.



## 2.3. Evaluación Técnica - Económica

Para poder obtener los objetivos requeridos se ha realizado una evaluación en como afecta la construcción de un segundo reservorio se ha evaluado considerando dos puntos:

Despacho de Energía (Operación).

Limitación del agua a turbinar (promedio de  $1,50\text{m}^3/\text{s}$  diario)

### 2.3.1. Análisis de Sensibilidad

Para determinar el volumen del reservorio a construir vamos a tener las siguientes consideraciones:

#### Operación de la Central

- Las centrales Aricota van a operar a su potencia nominal en hora punta (desde las 15:00 horas a 22:00 horas) aprovechando toda el agua permitida a turbinar.
- Se tiene que el agua turbinada autorizada por Agricultura es de un promedio de  $1,50\text{m}^3/\text{s}$  diario.

#### El agua que ingresa para regular:

- Como las Centrales Aricota van a generar la potencia nominal de sus grupos, tenemos según sus datos de placa el caudal a turbinar es de  $4,60\text{m}^3/\text{s}$ .
- Las filtraciones captadas en el reservorio de la central Hidroeléctrica Aricota N°1, actualmente están en un promedio de  $0,80\text{m}^3/\text{s}$  diario.
- Existen filtraciones debajo del reservorio actual de Aricota 2, estas son captadas con tuberías y desviadas aguas abajo a la salida del Reservorio.
- Se considera un caudal de  $2,80\text{m}^3/\text{s}$  para la descarga, siendo el agua que ira al rio Curibaya para el valle de Locumba.

Horas Punta en Operación	Volumen Turbinado en A1 $\text{m}^3$	Caudal Promedio diario Extraído de la Laguna	Volumen de Filtraciones en A1 $\text{m}^3$	Volumen de Filtraciones en A2 $\text{m}^3$	Descarga Máxima $2,8\text{m}^3/\text{s}$	Volumen Almacenado en Hora Punta $\text{m}^3$	Volumen Descargado Fuera de Punta $\text{m}^3$
01	16 560,00	0,17	2 880,00	1 080,00	9 000,00	11 520,00	140 760,00
02	33 120,00	0,36	5 760,00	2 160,00	18 000,00	23 040,00	134 640,00
03	49 680,00	0,56	8 640,00	3 240,00	27 000,00	34 560,00	128 520,00
04	66 240,00	0,75	11 520,00	4 320,00	36 000,00	46 080,00	122 400,00
05	82 800,00	0,94	14 400,00	5 400,00	45 000,00	57 600,00	116 280,00
06	99 360,00	1,13	17 280,00	6 480,00	54 000,00	69 120,00	110 160,00
07	115 920,00	1,32	20 160,00	7 560,00	63 000,00	80 640,00	104 040,00
<b>08</b>	<b>132 480,00</b>	<b>1,51</b>	<b>23 040,00</b>	<b>8 640,00</b>	<b>72 000,00</b>	<b>92 160,00</b>	<b>97 920,00</b>
09	149 040,00	1,71	25 920,00	9 720,00	81 000,00	103 680,00	91 800,00

En el cuadro anterior se trata de encontrar el volumen adecuado y la cantidad de horas que se puede operar a Potencia Nominal, se observa que la opción mas acertada es la de una operación de ocho (08) horas de operación y un almacenaje de 92 160 m<sup>3</sup>., considerando un volumen muerto de 3% se tiene que aproximadamente el agua almacenada es 95 000m<sup>3</sup>.

Como ya existe un reservorio de 45 000 m<sup>3</sup>, se necesitara un segundo reservorio de aproximadamente 50 000 m<sup>3</sup>.

### **2.3.2. Operación de las Centrales**

Aprovechando la mayor regulación de las centrales y teniendo como limitancia el caudal turbinado de 1.50m<sup>3</sup>/s, el caudal es dispuesto por el Ministerio de Agricultura para los regantes del valle de Locumba.

Mediante el uso de tablas, obtenidas del estudio "Determinación de la potencia efectiva y curvas de rendimiento de las unidades de generación de las empresas integrantes del COES SUR" hecho por Hydro Québec Intemational, se obtendrá la generación de los grupos de acuerdo al agua turbinada en las centrales.

Para definir la operación diaria se considerará la mayor generacion en hora punta y, considerando que actualmente se ha iniciado un periodo de sequía en todo el país podemos considerar para la evaluación económica los costos marginales del año 2003, esta sequía hará que los costos marginales sean elevados en comparación a los últimos años, haciendo que los valores del año 2003 sean conservadores.

Con el despacho sugerido se obtiene una ganancia anual adicional de ÜS\$ 288 133,69 (dólares americanos).

Las tablas y Gráficos de los Costos Marginales, tablas de comparaciones de los despachos de energía e ingresos económicos están en el Anexo B.

### **2.3.3. Evaluación Económica**

De los cálculos hechos se tiene que los ingresos son:

	Ingresos
Por Operación	ÜS\$ 288 133,69

Para la construcción del segundo reservorio de regulación se tiene los siguientes presupuestos:

ITEM	DESCRIPCION	MONTO US \$
(I).	COSTO DIRECTO OBRAS CIVILES	517,266.74
(II)	COSTO DIRECTO EQUIPAMIENTO HIDROMECAÁNICO	50,805.00
(III a)	COSTO DIRECTO MATERIALES SISTEMA ILUMINACION	8,240.00
(III b)	COSTO DIRECTO MONTAJE SISTEMA ILUMINACIÓN	5,602.00
(IV)	COSTO DIRECTO CONTROL Y AUTOMATIZACION	51,455.90
	<b>TOTAL COSTO DIRECTO DEL PROYECTO (US \$)</b>	<b>633,369.64</b>
(V)	GASTOS GENERALES: 12.5% de Costo Directo	79,171.20
(VI)	UTILIDAD: 10% de Costo Directo	63,336.96
(VII)	SUBTOTAL: (I). + (II). + (III)	776,877.81
(VIII)	IMPUESTO GENERAL A LAS VENTAS: 19% DE (VII)	147,416.78
(IX)	<b>PRESUPUESTO TOTAL DEL PROYECTO (US \$)</b>	<b>923,294.59</b>

Teniendo en el siguiente cuadro la evaluación durante los 10 primeros años de operación:

#### CUADRO CON RESULTADOS DE LA EVALUACIÓN ECONÓMICA

Año	Egresos	Ingresos	VAN	TIR
2005	(US\$/. 923 294,59)			
2006		US\$/. 288 133.69	(US\$/. 666 032,37)	
2007		US\$/. 288 133.69	(US\$/. 436 333,95)	-26.39%
2008		US\$/. 288 133.69	(US\$/. 231 246,08)	-3.22%
2009		US\$/. 288 133.69	(US\$/. 48 131,91)	9.50%
2010		US\$/. 288 133.69	US\$/. 115 362,88	16.93%
2011		US\$/. 288 133.69	US\$/. 261 340.37	21.51%
2012		US\$/. 288 133.69	US\$/. 391 677,42	24.46%
2013		US\$/. 288 133.69	US\$/. 508 049.79	26.43%
2014		US\$/. 288 133.69	US\$/. 611 953,69	27.77%
2015		US\$/. 288 133.69	US\$/. 704 725,02	28.71%

Se observa claramente que es un proyecto rentable y esto es sin considerar los ingresos de las ventas realizadas con la otra central que EGESUR tiene en el sistema.

## CAPITULO III IMPACTO AMBIENTAL

### 3.1. Enfoque Conceptual y Objetivos

En los actuales tiempos de la Globalización de la economía, los organismos públicos y multilaterales con un enfoque de Desarrollo económico-social sustentable, plantean a Instituciones Públicas como Privadas que promuevan, desarrolle y evalúe en la dimensión Ambiental a fin de que cada Proyecto demuestre y evidencie además de la viabilidad técnica y económica la elegibilidad y compatibilidad Ambiental.

*Estos alcances se sustentan en la estrecha interacción: poblador↔recursos naturales↔clima↔ central hidroeléctrica (Reservorio de Regulación); donde básicamente se dan en los 4 escenarios siguientes:*

*Aprovechamiento y uso racional de los recursos naturales que debe comenzar con la óptima utilización del recurso hídrico para transformar, diversificar e incrementar la producción.*

Organización y acondicionamiento territorial: Ordenando el espacio de la infraestructura existente para procurar un "Habitat" armónico ordenado y protector en el entorno rural específico, donde se ubica El Reservorio de Regulación (obra integrante del Complejo hidroenergético Aricota)

Control y prevención de fenómenos naturales para evitar, prevenir y mitigar agentes climáticos-metereológicos o telúricos.

Ecología y medio ambiente: Conservar, proteger y mantener los Ecosistemas mediante la Gestión Ambiental se "Maneje" y se dé un mejor tratamiento del medio Ambiente.

### **3.1.1. Objetivos**

Los Objetivos del presente Informe Ambiental se orientan a:

- ☆ Justificar la ubicación del Reservoirio de Regulación N° 2 con argumentos derivados de los efectos en el entorno de su instalación.
- ☆ Demostrar la compatibilidad Ambiental como resultados de la complementación al manejo hídrico en el Complejo Aricota, en sus efectos físicos y biológicos.
- ☆ Identificar los riesgos ecológicos y criterios para su evaluación.
- ☆ Anticipar las ventajas de generación de electricidad en los pobladores, complementando un mejor manejo de recurso hídrico para fines de población y agrícolas.
- ☆ Programar las acciones ambientales durante el diseño, la construcción y la operación del reservorio.
- ☆ Este Informe Ambiental está concebido para facilitar el desarrollo y la instalación responsable en condicionales ambientales que satisfagan las expectativas futuras.

### **3.2. Contexto y Ubicación Geográfica**

El Reservoirio de Regulación N° 2, que es estructura complementaria del Complejo Energético Aricota, está ubicada en el departamento de Tacna, Provincia de Jorge Basadre, distrito de Ilabaya, con un área de 1.5 has.

En su contexto físico comprende la zona final de servidumbre (aguas abajo) de la C.H. Aricota II, colindante de cierta forma a los campamentos de dicha central. En un mayor aspecto comprende a los poblados de Chintari, Curibaya y Poquera, como área de influencia del futuro Reservoirio.

Geográficamente el Proyecto se emplazará entre las coordenadas siguientes:

17° 25' 10" y 17° 25' 17" de Latitud Sur

73° 23' 50" y 73° 24' 00" de Longitud Oeste

Su altitud entre los 1800 a 1700 m.s.n.m.

### **3.3. Diagnostico del Entorno del Reservorio N° 2**

#### **3.3.1. Caracterización física**

##### **3.3.1.1. Aspectos Geológicos y Geotécnicos**

Localmente, el área del Proyecto se ubica en la margen izquierda del río Curibaya, aguas abajo de la confluencia de la quebrada Chintari, entre las cotas 1712 a 1750 msnm. Es un típico valle aluvial en "V", de orientación Nor-Este y Sur-Oeste, ensanchado por los depósitos de la quebrada Chintari. Los flancos de este valle están conformados por las rocas de la Formación Toquepala, macizo rocoso de naturaleza lávica y piroclástica, de litología riolítica, dacítica y andesítica.

El área aprovechable para el reservorio es una superficie sub-horizontal, constituido por depósitos antrópicos, a los que subyacen depósitos fluvio-aluviales.

Desde el punto de vista geológico, el área del presente estudio está representado por unidades geológicas de roca y por depósitos inconsolidados. La unidad geológica rocosa está conformada por las rocas volcánicas de la formación Toquepala, y los depósitos inconsolidados son del tipo aluvial y antrópico.

Regionalmente, el área del Proyecto se ubica en la Unidad Geomorfológica Flanco Occidental de los Andes, la misma que está conformada por la Zona Disectada y la Zona de Planicie.

El área de interés se ubica en la Zona Disectada, la misma que se desarrolla entre los 1400 a 3600 m de altitud, y se caracteriza por la intensa acción erosiva desarrollada en este caso por el río Curibaya (que forma parte de la cuenca hidrográfica del río Locumba) y sus numerosos tributarios, que han labrado valles hasta de 1000 m de profundidad, cuyos flancos son mayormente rocosos, de topografía accidentada y que alcanzan de 35 a 40° de pendiente.

Primeramente se tiene que mencionar que el Reservorio N° 1 está ubicado justo en el cauce del río Curibaya, lo que impide la libre circulación de las aguas de precipitación pluvial y de los elementos sólidos que pueda transportar.

En el presente caso, para ubicar el Reservorio N° 2, se debe tener en cuenta en la medida de lo posible su lejanía del cauce del río, por lo que no estará expuesto directamente a ninguna quebrada que aporte sedimentos que lo puede colmatar.

### **3.3.1.2. Clima, Pisos Ecológicos y Usos del Suelo**

El piso ecológico en que esta enclavada Curibaya, lo conforman en sus flancos superiores por terrenos abruptos y empinados, laderas escarpadas y desfiladeros rocosos con cumbres afiladas, producto de la erosión glaciaria pasada, así como en su parte inferior por laderas de menor pendiente que son actualmente utilizadas por la agricultura en forma de andenes.

El suelo es apto sobre todo para pastos naturales y forrajes de cultivo, así como en la parte base cercana al cauce del río por suelos aptos sobre todo para el cultivo de forrajes, sobre todo la alfalfa, donde pastan ganado vacuno y ovino. Además se siembra principalmente maíz, papa.

### **3.3.1.3. Hidrología**

El recurso hídrico es proveniente de la Laguna Aricota, cuya cuenca hidrográfica es bastante grande y agrupa a un sin número de ríos entre los que tenemos al río Salado y Callazas, la quebradas Chuluncayane, quebrada Honda. Adicionalmente se tiene el aporte del Túnel Kovire y del río Cano.

## **3.3.2. Caracterización Biológica**

### **3.3.2.1. Flora, cultivos y vegetación existente**

La región Yunga, como es el caso de la zona de Chintari posee generalmente una flora pobre y con hojas caducas salvo aquellas plantas que crecen a lo largo de los cursos de agua y que mantienen follaje siempre verde. Predominan las cactáceas cubriendo los roquedales graníticos. Vegetación constituida por árboles, arbustos y plantas herbáceas que forman pastizales, abundan los molles algunos cactus en distintas variedades las cabuyas blancas y azules. Entre los árboles de este "núcleo ecológico" predomina el molle, se nota la presencia de eucaliptos y sauces.

La vegetación herbácea forma el pasto natural y el follaje cultivado sobre todo la alfalfa la cual sirve sobre todo como semilla para ser vendida a otras zonas, además que sirve de sustento a la ganadería tanto de vacunos como de ovinos.

En sus áreas se cultivan la papa, el ají, orégano, cebolla en menores cantidades,

### **3.3.2.2. Fauna terrestre y aérea**

En estos parajes andinos por su clima y ausencia masiva de pobladores incursionan las palomas, algunos roedores como la vizcacha (que por su carne parecida a la del conejo es muy apreciada), los pájaros carpintero, el cernícalo, etc. En los carnívoros existen: zorros.

En la zona existe una regular crianza de cuyes, los cuales son criados tanto con fines de cubrir sus necesidades alimenticias, así como para la venta en la ciudad de Tacna. Asimismo se tiene en la zona la crianza de truchas en piscigranjas las cuales son administradas por la Municipalidad Distrital de Curibaya, esta actividad esta siendo ampliada teniéndose actualmente en la laguna de Aricota un promedio de 4 javas.

### **3.3.3. Caracterización Socio-económica**

La caracterización socio-económica estará enmarcada básicamente al Distrito de Curibaya, distrito en el que se ubica el Reservorio de Regulación.

#### **3.3.3.1. Actividad socioeconómica**

La mayoría de la población esta dedicada a la agricultura como actividad predominante, teniéndose como cultivos más importantes la papa y el maíz, de igual por su clima y altitud que permite propiamente la siembra de muchos cultivos, sé esta sembrando en los últimos años el ají, cebolla, ajo.

La ganadería vacuna y ovina en el distrito de Curibaya es relativamente significativa, mientras que las actividades avícolas son inexistentes. Se tiene de igual manera con cierto índice de incidencia la crianza de cuyes, los cuales son comercializados en la ciudad de Tacna.

Actividades Transformativas.- La manufactura es muy insignificante y se encuentra en condiciones artesanales muy precarias tanto de productos textiles, maderas, alimenticios (primarias de consumo directo), prendas de vestir, (hechos a mano).

### **3.3.4. Infraestructura y Equipamiento Social**

#### **3.3.4.1. Carreteras y Accesos**

El acceso a Chintari – Curibaya – Aricota, se realiza a través de camino carrozable de unos 85 km, desde él desvío de la Carretera Panamericana Sur, haciendo un recorrido total aproximado desde la ciudad de Tacna de 135 Km con un tiempo de viaje promedio de unas 2.5 horas.

#### **3.3.4.2. Salud y Vivienda**

Esta zona posee índices de salubridad bajos como muchas zonas del país, se tiene en el distrito únicamente una Posta o Centro de Salud que esta a cargo de una Enfermera y Técnicos. Para casos de emergencia se recurre a los médicos de Candarave los que acuden en casos necesarios.



Sus viviendas en mayoría son constituidas de adobe, piedra y barro ascienden en el distrito de Curibaya se tienen censadas 88 viviendas particulares, 06 chozas o cabañas, la mayoría son de una sola planta con diseño a dos aguas.

### **3.4. Sensibilidad y Evaluación de Impactos Ambientales.**

#### **3.4.1. Fragilidad y Riesgos Ecológicos.**

El desarrollo del proyecto en el diseño e instalación de Obras Civiles: Bocatoma, conducto a presión y Reservorio de Regulación no debilitaran en manera alguna al medio ambiente ni a sus ecosistemas en sus aspectos físicos ni biológicos.

En consecuencia los riesgos ecológicos físicos por alteración alguna del entorno de Chintari son mínimos y de una intensidad muy leves. Esto debido a que el Reservorio no ocupa un área mayor a una hectárea, por su tamaño como por su ubicación no incide en ningún factor morfológico ni hidrogeológico ya que no cambian ni altera taludes ni cauces de ríos o quebradas.

Mientras tanto los riesgos biológicos son muy remotos ya que no se presenta la necesidad de tener que talar los árboles, ni actividades que afecten en lo mínimo a los cultivos.

Los riesgos ambientales antrópicos por resistencia o conflictos con pobladores no se presentan en la zona, ya que este reservorio se ubica dentro de los terrenos de Egesur y esta fuera de la zona rural y urbana de Chintari y Curibaya.

#### **3.4.2. Criterios para evaluar Impactos Ambientales**

##### **3.4.2.1. Impactos en el diseño.**

Respeto a los Ecosistemas circunvecinos al Reservorio de Regulación, a la subestación eléctrica y cada poste.

Cada ocupación territorial debe ser compensada con reforestación o revegetalización programadas.

Deben evitarse diseñar cimentaciones y fundaciones que induzcan o faciliten deslizamientos o afectos por los sismos.

Procurar la aceptación previa del poblador (caso que no se presenta) y procurar disipar sus dudas o temores antes del inicio de cualquier diseño definitivo.

Respetar la propiedad de los Pobladores y compensarlos debidamente si los terrenos o servidumbre los afectan.

### 3.4.2.2. Impactos durante la ejecución de obras

Sean civiles, mecánicas, eléctricas o electrónicas.

Evitar interferencias con actividades económicas del Poblador.

Procurar ocupar personal no calificado local en obras o labores simples.

Evacuar y eliminar desechos sólidos sin dañar ni deteriorar el entorno.

Mantener cordiales y permanentes coordinaciones con los Municipios y/o autoridades locales para evitar malos entendidos o Frenajes en el desarrollo de las obras.

### 3.4.2.3. Impactos durante la operación del Reservoirio N° 2

Considerando que el Reservoirio de Regulación forma parte del Complejo Hidroenergético Aricota, se considera el reservoirio dentro del marco global de operación las centrales hidroeléctricas Aricota. Se evaluara los impactos ambientales utilizando los siguientes criterios.

Predominancias deseables

Adversidad	Favorable y mantenerla positiva
Duración	Temporal
Reversibilidad	Procurar que sean reversibles.
Alcances	Local y zonal
Magnitud	Impactos leves
Importancia	Moderada

### 3.4.3. Evaluación Ambiental del Reservoirio de Regulación.

La evaluación ambiental del Reservoirio de Regulación por su tamaño en comparación con el Complejo hidroenergético Aricota, se realizara de forma integrada a la C.H. Aricota a fin de tener mejores parámetros de evaluación, en tal sentido emplearemos la siguiente matriz.

Factores Impactos Ambientales		Transformación en Energía	Polvo y residuos sólidos	Obras Civiles	Residuos Líquidos	Postes y Tendido eléctrico	Emisiones electromagnéticas
1	Nivel educativo	Calidad de vida	3	-2	1	-1	3
		Empleo	3		3		
		Salubridad	2	-2	2		
2	Calidad y uso de Suelos	Cultivos y partes		-2	-1		
		Deterioro suelos			-1		
		Espacios abiertos		2	2		
3	Calidad de aire	Emisiones y ruidos	-1	-3	-2		2
4	Flora	Cultivos		-1			-1
		Arboles y arbustos					
5	Fauna	Ganados					-1
		Especies en extinción					
6	Paisaje						
7	Calidad de agua		-1		-2		

Ponderación de impactos ambientales:

Alto impacto : 3

Moderado : 2

Leve impacto : 1

Al evaluar los 7 factores ambientales versus los 6 impactos más usuales en Centrales similares resulta que la el Reservoirio de Regulación N° 2 es AMBIENTALMENTE POSITIVA.

### **3.5. PROGRAMA AMBIENTAL**

#### **3.5.1. Plan de Prevención, Mitigación y Compensación o Rehabilitación**

Comprometer al poblador, compañía de comunicación, divulgación e información para:

- Evidenciar beneficios mayores que desventajas
- Disminuir expectativas ocupacionales.
- Consolidar autoridad Municipal y robustecer la organización poblacional
- Recursos y presupuestos necesarios
- Cronogramas de eventos y actividades.

#### **3.5.2. Plan anual de Acción Ambiental**

- Procedimientos operativos
- Acciones prioritarias ambientales
- Mitigación y adecuación ocupacional
- Compensar terrenos afectados (reforestación y revegetalización)
- Mitigar exigencias de Servicios Públicos
- Conservación y limpieza del Reservoirio de Regulación.
- Mitigar riesgos a la salud del personal
- Manejo de fauna, para recuperar animales silvestres.

#### **3.5.3. Plan de Contingencias**

- Criterios
- Infraestructura
- Entrenamiento y capacitación del personal operativo de la central hidroeléctrica
- Información y comunicaciones
- Plan de acciones y Manual de Procedimientos en Emergencias

#### **3.5.4. Plan de Abandono**

- Premisas y definiciones previas
- Estatus ambiental propuesto
- Requerimientos y presupuestos

- Secuencia de actividades
- Análisis de viabilidad ambiental (socioeconómica y sustentable)

Asimismo, considerando que actualmente en la zona de Curibaya, el Consejo distrital maneja un Programa de Piscigranjas en donde se crían truchas, se debe analizar la posibilidad de la crianza de truchas en el Reservorio N° 2.

## **CONCLUSIONES**

De los datos obtenidos se puede tener las siguientes conclusiones:

1. El proyecto es económicamente viable, por lo que es necesario realizar el estudio técnico con miras a construir un segundo reservorio de 50 000 m<sup>3</sup> de capacidad.
2. La construcción de un segundo reservorio mejora el despacho de los grupos de las centrales Aricota, y dará un mayor margen para modificar este despacho favoreciendo la mayor generación en las horas punta, o cuando el costo marginal tenga precios altos.

## **RECOMENDACIONES**

1. Se tiene que optimizar el nuevo despacho sugerido en tiempo real, es decir adecuarlo con los costos marginales que estén vigentes, para obtener los beneficios económicos esperados.
2. La construcción debe ser realizado en conjunto con personal de las centrales Aricota. Esto favorecerá a los trabajadores en su mantenimiento y a su vez estos trabajadores ayudarían en la construcción por su mayor conocimiento de la zona del proyecto.
3. Durante la construcción tratar de minimizar los efectos negativos que pueda causar s construcción, como el desvío del río y la modificación de caudal.
4. Coordinar con las autoridades correspondientes para no afectar la agricultura.
5. Definir y cumplir con un programa ambiental, en la construcción y durante la operación del reservorio.

## BIBLIOGRAFIA

- PAGINA WEB DEL COMITÉ DE OPERACIÓN ECONOMICA DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL (COES –SINAC)  
<http://www.coes.org.pe/coes/index.asp>
- PAGINA WEB DE LA EMPRESA DE GENERACION ELECTRICA DEL SUR (EGESUR)  
<http://www.egesur.com.pe>
- ESTUDIOS DEL DEPARTAMENTO DE PROYECTOS Y OBRAS DE EGESUR
- DETERMINACIÓN DE LA POTENCIA EFECTIVA Y CURVAS DE RENDIMIENTO DE LAS UNIDADES DE GENERACIÓN DE LAS EMPRESAS INTEGRANTES DEL COES SUR  
Hydro Québec Internacional 1998

# **ANEXO A**



**UBICACIÓN GEOGRAFICA DE EGESUR Y ESQUEMA  
HIDRAULICO DE LAS CCHH ARICOTA**

AREQUIPA

PUNO

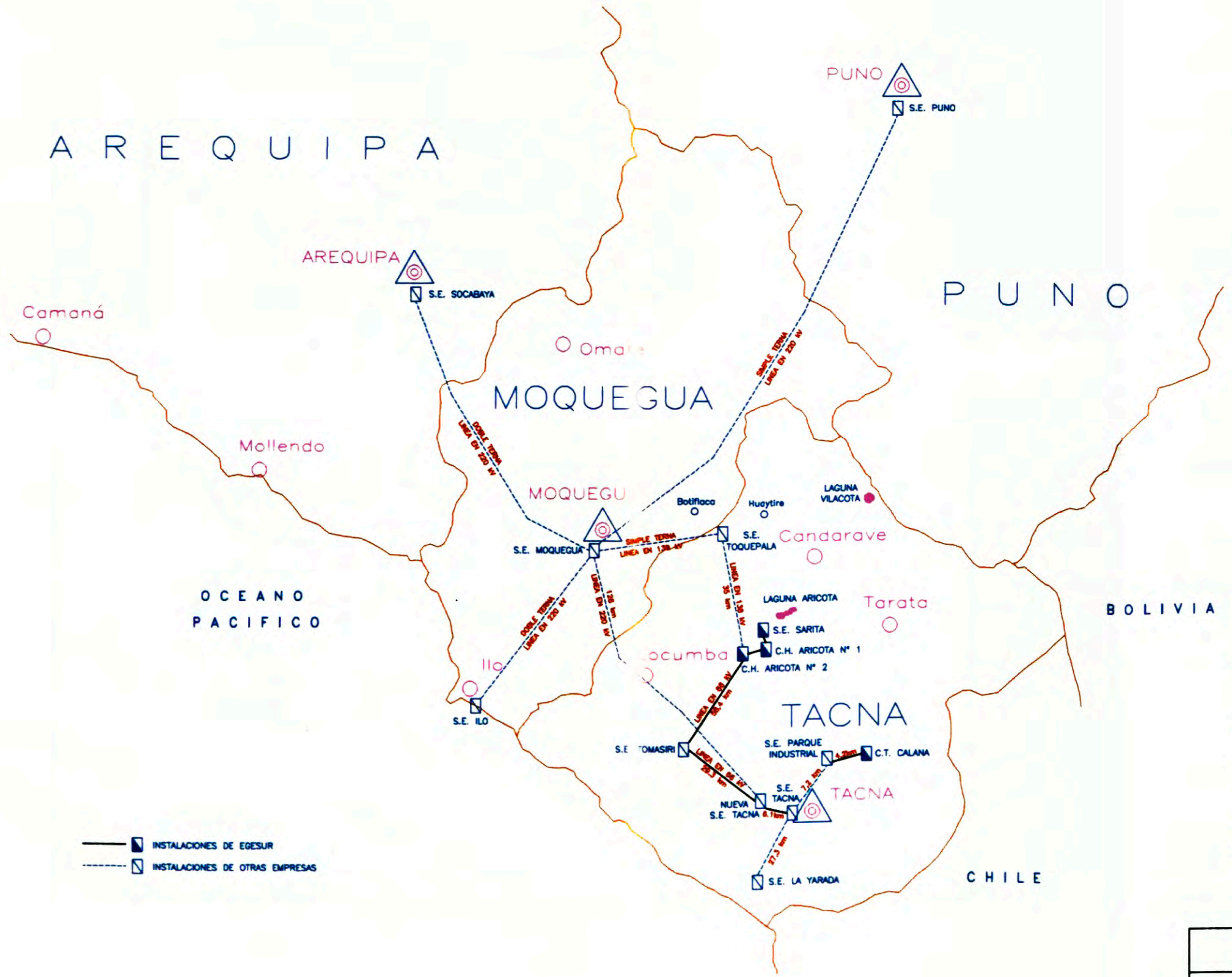
MOQUEGUA

TACNA

OCEANO PACIFICO

BOLIVIA

CHILE

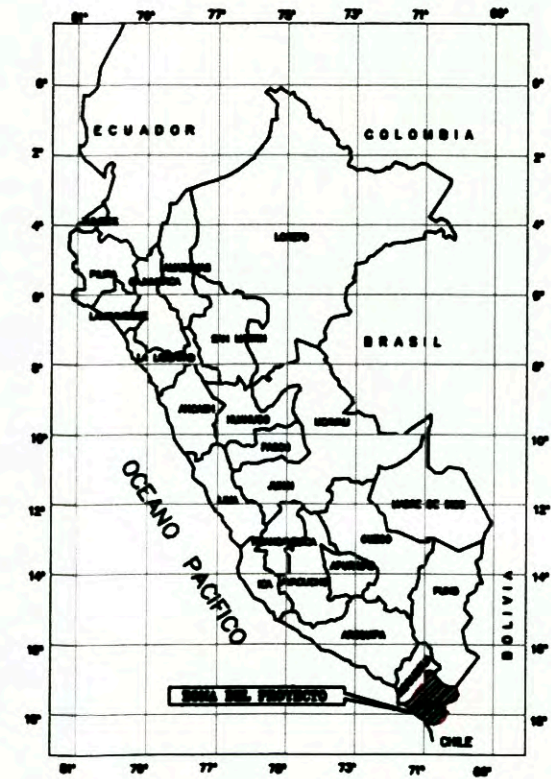
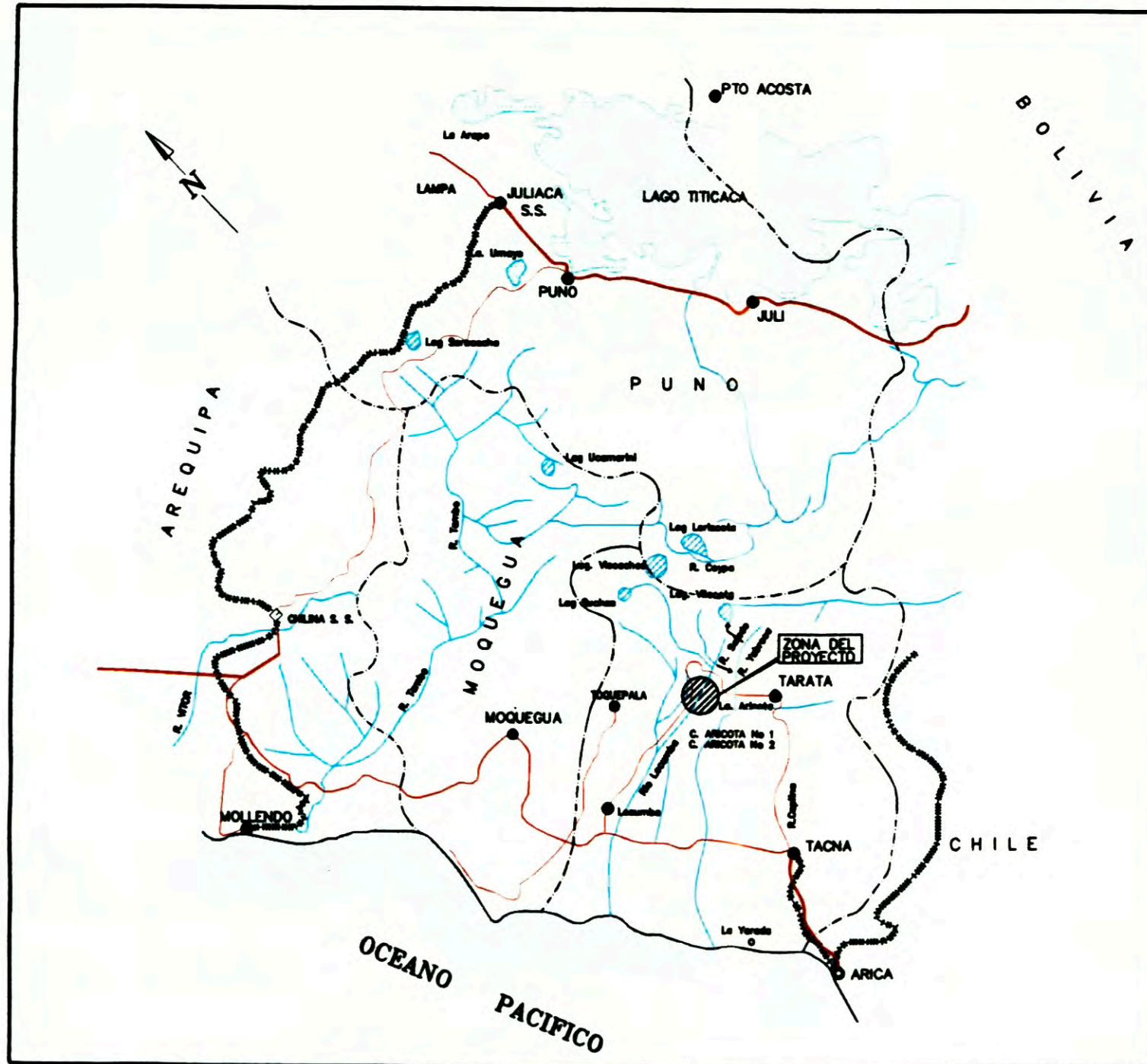


 INSTALACIONES DE EGESUR  
 INSTALACIONES DE OTRAS EMPRESAS

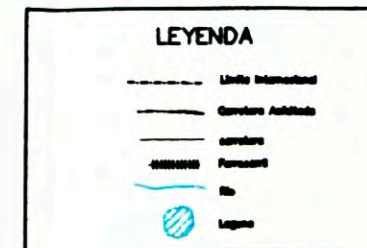
PUNTOS DE ENTREGA DE ENERGIA

- S.E. Tacna
- S.E. Tomasiri
- C.H. Aricota N° 1
- C.H. Aricota N° 2
- S.E. Sarita
- S.E. Ilo
- Botiflaca
- Huaytire
- S.E. Socabaya

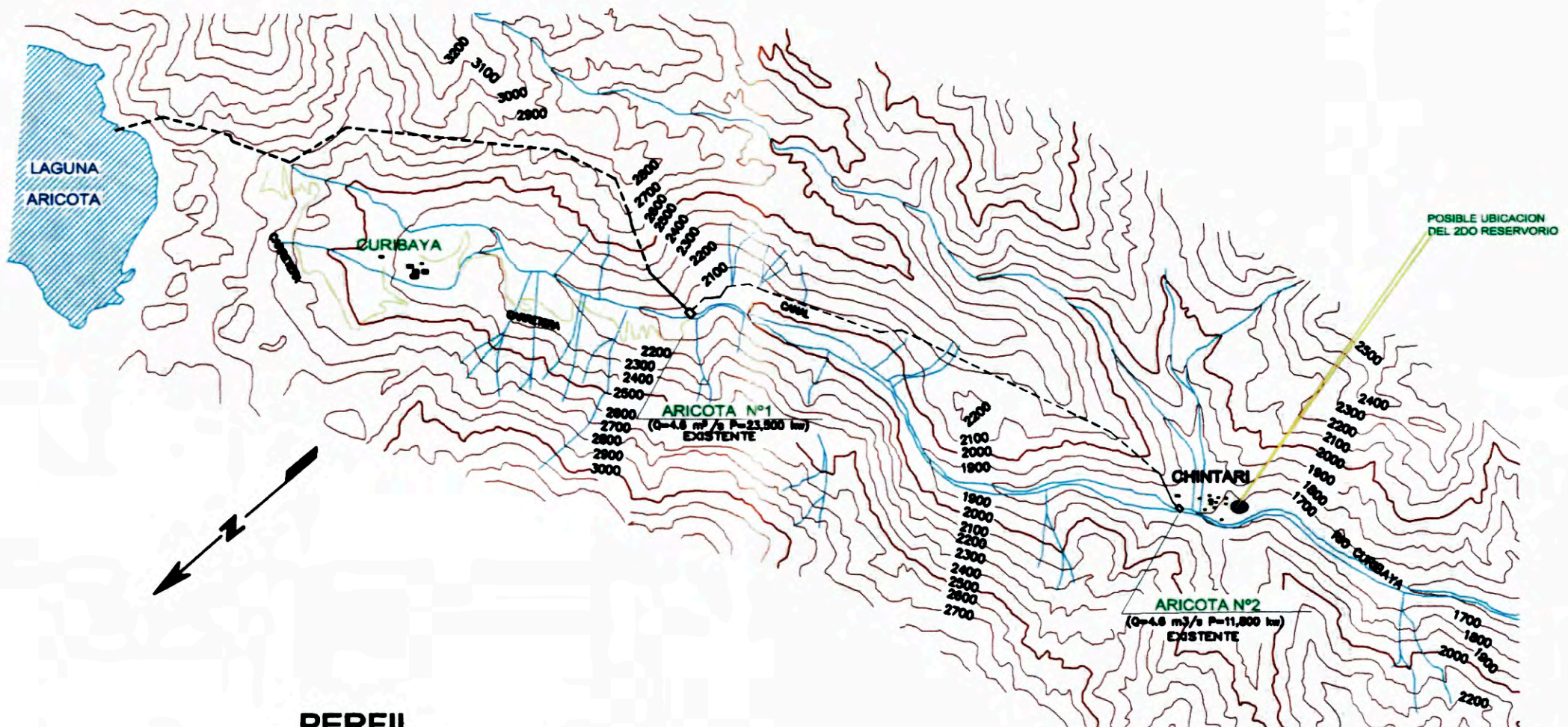
**EGESUR**  
 EMPRESA DE GENERACION ELECTRICA DEL SUR S.A.  
**INSTALACIONES DE EGESUR y**  
**PRINCIPALES INSTALACIONES EN 220 kV**



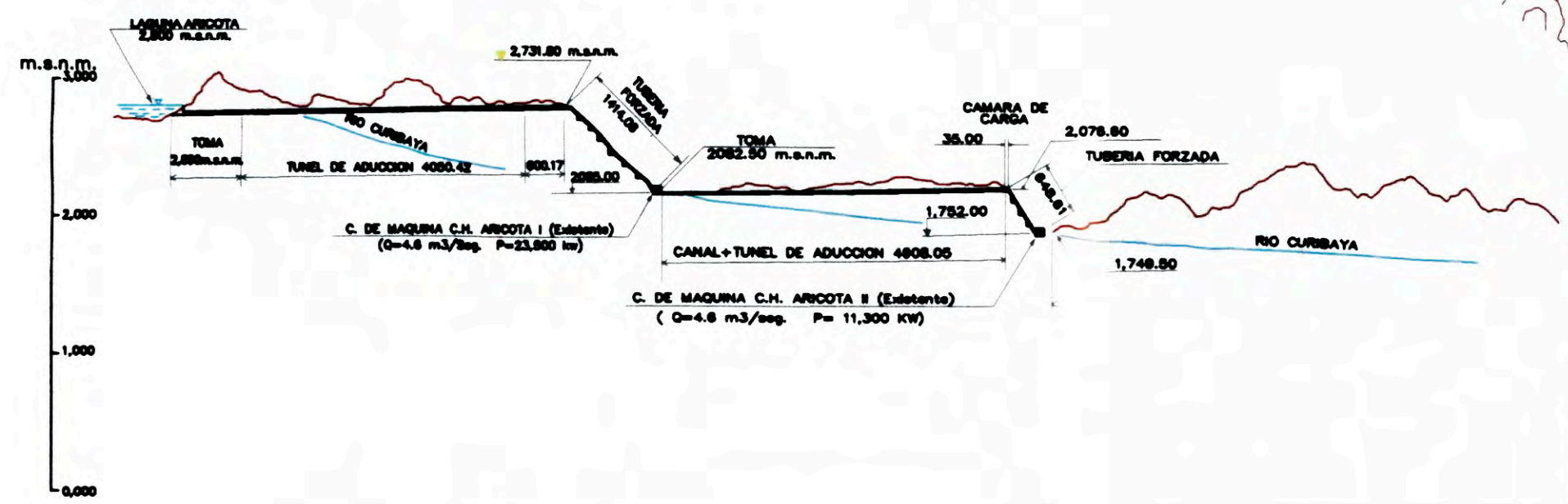
UBICACION GENERAL



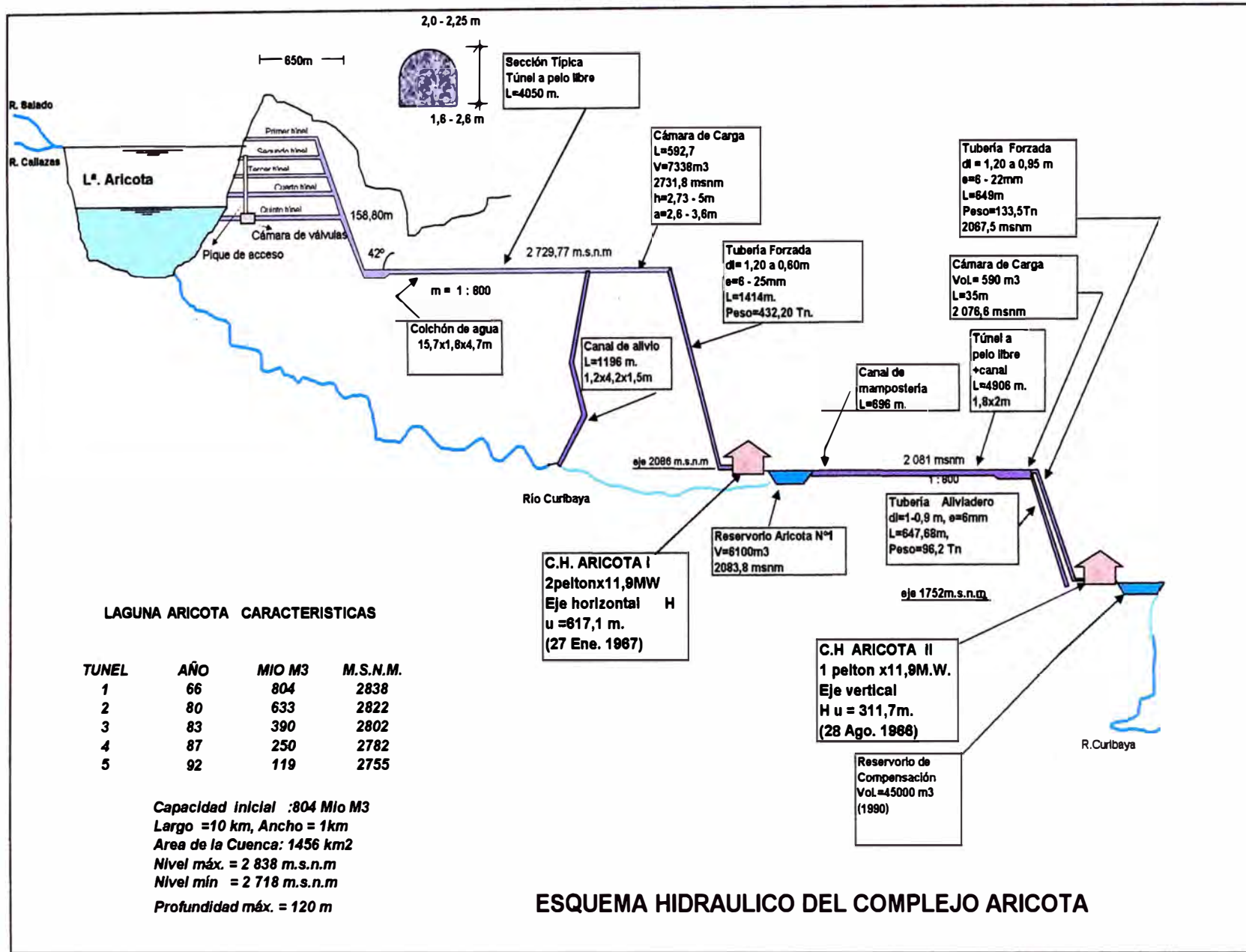
Edi. No.	Edición	Edi. No.	Edición
<b>EGESUR</b> EMPRESA DE GENERACION ELECTRICA DEL SUR S.A.			
SEGUNDO RESERVOIRIO DE REGULACION HORARIA DE LAS CENTRALES HIDROELECTRICAS ARICOTA			
UBICACION DEL PROYECTO			



**PERFIL**



CENTRAL ARICOTA I - II  
 ESQUEMA GENERAL  
 UBICACION GEOGRAFICA



**LAGUNA ARICOTA CARACTERISTICAS**

TUNEL	AÑO	MIO M3	M.S.N.M.
1	66	804	2838
2	80	633	2822
3	83	390	2802
4	87	250	2782
5	92	119	2755

Capacidad inicial :804 Mio M3  
 Largo =10 km, Ancho = 1km  
 Area de la Cuenca: 1456 km2  
 Nivel máx. = 2 838 m.s.n.m  
 Nivel mín = 2 718 m.s.n.m  
 Profundidad máx. = 120 m

**ESQUEMA HIDRAULICO DEL COMPLEJO ARICOTA**

# **INSTALACIONES DE LAS CENTRALES ARICOTA**

## LAGUNA ARICOTA

En la Laguna Aricota, **EGESUR**, tiene instalada una Planta de Bombeo, y otros equipos como tuberías de presión y compuertas. Las Bombas de la planta son de marca HITACHI, las que se encuentran instaladas sobre dos pontones o barcazas.



**"Pontones de la Planta de Bombeo"**

Adicionalmente existe un pontón donde se encuentra instalado un winche de 3 Tn. de capacidad para efectos de mantenimiento de las bombas.



**" Vista de la Laguna Aricota y los Túneles de Aducción "**



**" Vista Panorámica Laguna Aricota "**

## CENTRAL HIDROELÉCTRICA ARICOTA I

### Ubicación:

La Central Hidroeléctrica ARICOTA I se encuentra ubicada en el distrito de CURIBAYA, provincia de CANDARAVE, aguas abajo de la Laguna ARICOTA, cuenta con una potencia instalada de 23.8 MW.

### Principales Características Técnicas:

	ARICOTA I	
	Grupo 1	Grupo 2
Potencia Instalada (MW)	11.90	11.90
Altura Neta (m)	642.70	642.70
Caudal Nominal de Diseño (m <sup>3</sup> /seg)	2.30	2.30
Tipo de Turbina	Pelton	Pelton
Disposición de la turbina	Horizontal	Horizontal
Tensión nominal (kV)	11.00	11.00
Puesta en servicio	1967	1967

1. Tubería Forzada
2. Patio de Llaves
3. Casa de Maquinas
4. Reservorio de Regulación



" Vista Exterior de la C.H. Aricota I "



## CENTRAL HIDROELÉCTRICA ARICOTA II

### Ubicación:

La Central Hidroeléctrica ARICOTA II se encuentra ubicada en el distrito de CURIBAYA, provincia de CANDARAVE, aguas abajo de la Laguna ARICOTA, cuenta con una potencia instalada de 11.9 MW.

### Principales Características Técnicas:

	<b>ARICOTA II</b>
	<b>Grupo 3</b>
Potencia Instalada (MW)	11.90
Altura Neta (m)	324.00
Caudal Nominal de diseño (m <sup>3</sup> /seg)	4.60
Tipo de Turbina	Pelton
Disposición de la turbina	Vertical
Tensión nominal (kV)	11.00
Puesta en servicio	1966

1. Tubería Forzada
2. Patio de Llaves
3. Casa de Maquinas
4. Reservorio de Regulación



" Vista Exterior de la C.H. Aricota II "

**FOTOS**



**Muestra las instalaciones de C.H. Aricota II, campamento de Chintari y río Curibaya**



**Valle de Curibaya (Poquera aguas abajo del campamento)**

Vista panorámica del Campamento de Chintari. C.H. Aricota II y posible emplazamiento del Segundo Reservorio de Regulación Horaria.





Vista con Mayor detalle de la posible zona del Segundo Reservoirio



Vista del Reservoirio de Regulación No 1



Vista aguas arriba del vertedero de control, cauce del río Curibaya



Vista aguas abajo del Vertedero de Control, existente

## **ANEXO B**

## **COSTOS MARGINALES**



**INFORMACIÓN DE COSTOS MARGINALES DEL MES DE ENERO 2003**

**S/. / MWh**

DIA	PERIODO DE MINIMA DEMANDA			PERIODO DE MEDIA DEMANDA			PERIODO DE MÁXIMA DEMANDA		
	VALOR PROM	VALOR MIN	VALOR MAX	VALOR PROM	VALOR MIN	VALOR MAX	VALOR PROM	VALOR MIN	VALOR MAX
1	0.99	0.86	2.04	0.86	0.86	0.86	0.86	0.86	0.86
2	0.89	0.86	1.94	1.98	0.86	2.14	65.78	0.86	186.67
3	0.98	0.86	1.94	2.08	0.86	2.14	48.94	1.94	98.05
4	1.17	0.86	2.74	1.50	0.86	2.96	37.98	0.86	64.70
5	1.02	0.86	2.74	0.86	0.86	0.86	54.51	0.86	162.57
6	1.12	0.86	2.74	2.95	2.74	2.96	97.04	3.12	169.70
7	1.64	0.86	2.74	49.91	2.74	60.19	94.06	2.96	174.41
8	5.66	2.67	55.00	57.20	2.96	60.19	84.78	2.96	169.70
9	2.67	2.67	2.74	76.20	2.67	97.16	90.00	2.96	187.49
10	2.68	2.67	2.74	87.48	2.67	97.17	70.65	2.98	187.49
11	2.94	2.91	2.94	21.30	2.94	47.49	41.08	3.10	60.39
12	2.09	0.86	2.94	0.86	0.86	0.86	41.03	0.86	59.35
13	1.15	0.86	2.95	27.61	2.95	59.35	46.02	3.10	60.39
14	2.70	0.86	2.95	25.41	2.94	59.35	131.23	3.10	177.03
15	2.95	2.94	2.95	41.82	2.94	47.60	65.51	3.10	118.57
16	2.94	2.94	2.94	39.98	2.94	59.35	103.45	3.21	173.86
17	2.94	2.94	2.94	71.36	2.94	175.46	115.16	3.10	203.93
18	3.23	1.97	46.26	64.96	1.97	172.13	85.69	2.04	140.13
19	7.04	1.97	46.37	2.04	1.97	2.04	210.87	2.04	287.35
20	7.04	1.97	46.37	158.08	46.37	188.04	172.54	53.43	201.61
21	38.19	1.97	162.02	121.54	46.37	168.51	207.64	50.15	241.15
22	59.92	46.37	164.86	197.41	46.37	302.82	208.18	197.20	216.92
23	151.17	45.07	164.86	152.79	117.31	208.96	137.29	52.84	201.61
24	40.11	1.92	45.07	57.41	45.07	58.93	57.73	52.71	59.29
25	2.77	0.86	2.95	8.17	2.95	52.21	27.99	3.14	63.16
26	1.69	0.86	2.95	0.86	0.86	0.86	38.36	0.86	60.37
27	1.10	0.86	2.95	3.08	0.86	3.14	78.65	3.14	181.22
28	1.22	0.86	2.95	47.46	2.95	60.37	148.31	3.14	249.08
29	1.52	0.86	2.95	11.95	2.95	52.21	49.24	3.26	63.16
30	1.75	0.86	2.95	3.14	2.95	3.14	46.52	3.14	63.16
31	1.34	0.86	2.95	38.39	2.95	52.34	41.77	3.14	63.16

**INFORMACIÓN DE COSTOS MARGINALES DEL MES DE FEBRERO 2003**

**S/. / MWh**

DÍA	PERIODO DE MINIMA DEMANDA			PERIODO DE MEDIA DEMANDA			PERIODO DE MÁXIMA DEMANDA		
	VALOR PROM	VALOR MIN	VALOR MAX	VALOR PROM	VALOR MIN	VALOR MAX	VALOR PROM	VALOR MIN	VALOR MAX
1	2.74	0.86	4.73	13.40	4.73	59.16	36.14	5.09	60.31
2	1.19	0.86	4.73	1.83	0.86	5.09	48.66	0.86	59.16
3	1.41	0.86	4.73	51.25	4.73	59.16	46.70	5.09	60.31
4	2.52	0.86	4.73	49.52	4.73	54.60	49.31	5.09	60.31
5	3.69	0.86	50.51	50.47	0.86	54.60	75.11	0.86	186.66
6	50.51	50.51	50.56	58.24	50.56	59.16	95.17	0.86	186.66
7	29.23	0.86	50.51	59.70	0.86	207.65	69.84	0.86	175.27
8	0.86	0.86	0.86	58.50	0.86	175.18	137.46	0.86	216.49
9	4.07	0.86	6.78	4.77	0.86	7.22	192.67	7.22	333.68
10	0.86	0.86	0.86	54.50	0.86	59.28	91.89	0.86	184.36
11	7.09	0.86	50.77	57.67	50.77	59.28	153.05	7.54	218.37
12	5.77	0.86	6.78	56.01	6.78	59.28	117.46	7.22	216.49
13	2.28	0.86	50.77	57.72	50.77	59.28	99.47	0.86	152.78
14	0.86	0.86	0.86	58.38	50.77	59.28	102.99	0.86	216.49
15	6.85	0.86	50.07	25.28	1.63	59.14	52.39	0.86	62.32
16	5.14	0.86	50.07	1.63	0.86	1.72	40.74	1.72	60.70
17	6.50	0.86	50.06	54.45	1.63	60.70	163.84	1.72	337.94
18	21.00	1.63	50.06	66.14	50.06	172.98	238.64	59.25	337.94
19	51.21	50.06	56.48	165.87	51.38	203.18	268.81	62.32	344.86
20	48.26	0.86	165.25	187.68	51.38	214.13	274.08	62.32	337.94
21	47.50	0.86	56.48	138.10	56.48	172.98	130.36	59.14	249.23
22	8.48	0.86	51.50	33.21	1.51	58.06	187.01	58.46	223.97
23	1.08	0.86	1.51	1.37	0.86	1.57	89.69	1.57	169.55
24	0.93	0.86	1.51	70.47	0.86	169.55	113.19	1.57	223.97
25	19.39	0.86	233.72	79.40	1.51	169.55	117.56	1.57	193.32
26	0.91	0.86	1.51	53.37	1.51	59.05	118.41	0.86	193.32
27	0.86	0.86	0.86	26.57	0.86	56.57	97.03	0.86	212.54
28	0.86	0.86	0.86	41.39	0.86	59.05	47.03	0.86	62.50

**INFORMACIÓN DE COSTOS MARGINALES DEL MES DE MARZO 2003**

**S/. / MWh**

DÍA	PERIODO DE MINIMA DEMANDA			PERIODO DE MEDIA DEMANDA			PERIODO DE MÁXIMA DEMANDA		
	VALOR PROM	VALOR MIN	VALOR MAX	VALOR PROM	VALOR MIN	VALOR MAX	VALOR PROM	VALOR MIN	VALOR MAX
1	1.70	0.88	3.26	10.75	0.88	52.72	31.89	0.88	53.44
2	1.15	0.88	3.26	1.76	0.88	3.52	35.98	0.88	52.87
3	1.22	0.88	3.26	31.30	3.26	52.87	64.58	3.52	184.95
4	2.37	0.88	3.26	98.13	3.26	348.68	103.14	3.52	213.96
5	2.71	0.88	3.26	38.48	3.26	58.75	76.49	3.52	197.97
6	9.66	0.88	44.80	54.61	44.68	58.75	240.92	52.72	357.10
7	34.39	0.88	57.52	66.40	0.88	172.60	122.49	0.88	231.52
8	13.83	0.88	51.22	48.87	0.88	62.14	191.50	0.88	361.62
9	5.32	0.88	51.36	4.82	4.49	4.83	238.30	4.83	348.68
10	6.65	0.88	51.36	180.26	0.88	204.47	233.89	54.26	361.62
11	18.49	0.88	55.18	196.16	51.36	348.68	275.12	126.06	361.62
12	51.30	0.88	150.48	172.25	55.18	188.63	318.65	122.31	422.28
13	31.80	0.88	55.18	230.67	150.48	340.94	274.81	54.41	366.21
14	53.06	51.22	55.18	257.44	55.18	340.94	275.39	54.41	366.21
15	10.12	0.88	54.66	77.61	0.88	181.72	42.75	0.88	62.84
16	22.37	9.45	54.66	2.36	0.88	10.66	43.26	0.88	56.11
17	8.21	0.88	45.71	107.93	9.45	214.77	144.40	52.06	243.10
18	3.45	0.88	45.84	55.43	45.84	56.11	223.21	52.06	338.08
19	13.95	0.88	54.66	71.15	52.06	213.31	172.64	0.88	240.26
20	0.88	0.88	0.88	49.43	0.88	52.06	173.97	0.88	243.10
21	23.86	0.88	134.70	133.01	45.71	147.93	210.76	0.88	348.68
22	0.88	0.88	0.88	18.35	0.88	53.37	143.02	0.88	249.97
23	1.77	0.88	2.36	0.88	0.88	0.88	121.51	0.88	219.76
24	2.15	0.88	45.29	80.29	0.88	155.08	204.28	0.88	317.60
25	1.81	0.88	2.36	32.48	2.36	53.37	152.60	2.56	249.97
26	5.96	0.88	45.29	90.67	0.88	280.49	154.94	0.88	348.68
27	1.47	0.88	2.36	35.06	2.36	53.37	143.88	2.56	224.51
28	1.18	0.88	2.36	46.94	2.36	182.23	144.85	2.56	249.97
29	1.69	0.88	2.38	20.35	2.38	48.62	82.53	0.88	194.15
30	0.88	0.88	0.88	0.88	0.88	0.88	83.63	0.88	201.69
31	0.88	0.88	0.88	26.44	0.88	192.05	111.76	0.88	194.15

**INFORMACIÓN DE COSTOS MARGINALES DEL MES DE ABRIL 2003**

**S/. / MWh**

DIA	PERIODO DE MINIMA DEMANDA			PERIODO DE MEDIA DEMANDA			PERIODO DE MÁXIMA DEMANDA		
	VALOR PROM	VALOR MIN	VALOR MAX	VALOR PROM	VALOR MIN	VALOR MAX	VALOR PROM	VALOR MIN	VALOR MAX
1	1.62	0.88	2.40	2.69	2.40	2.70	93.41	2.70	169.12
2	2.40	2.40	2.40	9.77	2.40	48.73	108.88	2.70	190.68
3	1.71	0.88	2.40	16.85	2.40	48.73	89.24	2.70	194.05
4	1.45	0.88	2.40	31.02	2.40	48.73	107.98	2.70	194.05
5	1.30	0.88	1.69	20.45	1.69	47.18	119.49	1.87	215.09
6	1.07	0.88	1.69	0.88	0.88	0.88	53.57	0.88	122.74
7	1.69	1.69	1.69	10.00	1.69	47.18	150.25	1.87	274.07
8	1.54	0.88	1.69	7.67	1.69	47.18	123.21	1.57	241.06
9	1.25	0.88	1.69	7.67	1.69	47.18	128.57	1.87	246.49
10	1.57	1.57	1.69	33.07	1.69	47.18	157.27	1.92	241.06
11	1.67	1.58	1.69	14.64	1.69	47.18	134.28	1.96	229.65
12	3.09	0.88	3.46	3.65	3.46	3.65	48.24	3.65	101.38
13	3.46	3.46	3.46	41.02	3.46	188.90	58.34	3.65	192.24
14	1.92	0.88	3.46	20.79	3.46	97.18	107.84	3.65	215.11
15	3.45	3.38	3.46	20.49	3.46	47.44	101.29	3.38	215.11
16	3.31	0.88	3.46	3.65	3.46	3.65	93.90	3.65	215.11
17	3.17	0.88	3.46	16.00	0.88	501.89	167.75	0.88	358.75
18	4.53	0.88	5.01	5.35	4.99	5.36	29.96	0.88	47.17
19	0.88	0.88	0.88	0.88	0.88	0.88	108.80	0.88	244.68
20	0.88	0.88	0.88	1.75	0.88	17.69	31.90	0.88	93.06
21	1.49	1.49	1.49	21.47	1.49	47.25	74.68	1.55	203.50
22	6.05	0.88	44.45	43.73	1.49	47.25	126.83	47.25	214.67
23	21.54	1.54	45.94	55.38	45.94	58.79	156.95	1.66	246.99
24	9.15	1.54	45.94	47.72	1.56	51.73	112.45	1.66	170.83
25	1.54	1.54	1.54	32.43	1.54	51.73	51.13	1.66	108.40
26	1.07	1.07	1.07	25.10	1.07	50.49	96.05	1.09	214.92
27	1.07	1.07	1.07	1.07	1.07	1.07	140.26	1.07	226.07
28	6.32	1.07	47.06	56.33	47.06	57.77	151.45	53.03	214.92
29	47.06	47.06	47.06	50.33	47.06	57.77	184.57	53.03	246.91
30	47.06	47.06	47.06	50.52	47.06	57.77	78.96	53.03	214.92

**INFORMACIÓN DE COSTOS MARGINALES DEL MES DE MAYO 2003**

**S/. / MWh**

DIA	PERIODO DE MINIMA DEMANDA			PERIODO DE MEDIA DEMANDA			PERIODO DE MÁXIMA DEMANDA		
	VALOR PROM	VALOR MIN	VALOR MAX	VALOR PROM	VALOR MIN	VALOR MAX	VALOR PROM	VALOR MIN	VALOR MAX
1	262.48	1.05	398.09	0.96	0.87	1.05	43.07	1.05	50.24
2	6.11	0.87	46.73	34.04	0.87	58.06	123.29	52.65	174.64
3	50.13	50.09	50.47	53.62	50.47	62.74	145.58	52.90	195.49
4	23.98	0.87	57.34	0.90	0.87	0.99	127.33	52.64	155.19
5	43.06	1.43	57.34	86.30	57.34	155.19	149.11	53.30	195.49
6	46.08	1.43	50.47	54.99	50.47	62.74	163.14	53.30	220.83
7	51.09	50.09	57.34	56.47	50.47	93.35	156.57	65.64	195.49
8	54.20	50.47	57.34	62.60	57.34	62.74	118.49	53.30	195.49
9	44.63	1.43	50.47	56.91	50.47	62.74	51.69	1.50	65.64
10	10.18	1.04	46.74	50.03	46.74	50.12	52.69	50.50	52.88
11	1.04	1.04	1.04	0.95	0.87	1.06	1.05	0.87	1.06
12	15.41	0.87	47.09	56.58	46.74	57.81	70.33	52.88	91.52
13	47.05	46.74	47.09	51.54	47.09	57.81	90.73	52.88	189.72
14	46.81	46.74	47.09	50.41	47.09	50.50	60.03	50.50	61.85
15	49.55	47.09	57.82	57.81	57.81	57.82	57.39	52.88	61.85
16	49.55	47.09	57.82	71.51	57.81	146.84	112.88	61.85	160.51
17	52.93	51.81	57.42	58.74	52.21	60.77	59.88	52.94	62.76
18	48.89	0.87	57.42	0.91	0.87	0.99	125.79	52.53	193.30
19	53.90	51.81	57.42	115.96	57.42	160.11	163.73	62.76	175.63
20	57.42	57.42	57.42	102.56	57.42	151.50	104.61	62.76	175.63
21	55.78	52.21	57.42	93.26	57.42	151.50	122.63	62.76	182.27
22	94.48	56.94	172.52	173.43	151.68	174.47	105.11	64.02	160.93
23	67.03	56.94	145.19	164.25	145.19	174.47	167.90	160.93	174.47
24	58.39	51.61	137.27	53.74	51.61	60.56	57.10	53.00	64.21
25	47.96	0.93	58.76	21.88	0.87	52.13	52.53	52.53	52.53
26	53.64	51.22	58.76	69.47	58.76	147.87	107.84	64.21	168.29
27	58.76	58.76	58.76	116.48	58.76	147.87	105.69	60.56	161.71
28	58.76	58.76	58.76	118.72	58.76	147.87	117.76	64.21	168.29
29	58.76	58.76	58.76	60.51	58.76	60.56	64.04	60.56	64.21
30	54.88	51.61	58.76	60.51	58.76	60.56	58.16	53.00	64.21
31	58.66	51.24	59.71	57.68	52.37	61.35	56.03	53.06	63.34

**INFORMACIÓN DE COSTOS MARGINALES DEL MES DE JUNIO 2003**

**S/. / MWh**

DIA	PERIODO DE MINIMA DEMANDA			PERIODO DE MEDIA DEMANDA			PERIODO DE MÁXIMA DEMANDA		
	VALOR PROM	VALOR MIN	VALOR MAX	VALOR PROM	VALOR MIN	VALOR MAX	VALOR PROM	VALOR MIN	VALOR MAX
1	39.28	0.93	50.65	0.93	0.93	0.93	32.44	0.93	51.83
2	52.19	50.65	58.93	60.22	58.93	60.25	62.03	60.25	62.12
3	57.98	50.65	58.93	56.87	50.90	60.25	56.38	52.79	62.12
4	69.40	50.90	170.66	150.69	58.93	290.42	193.77	173.98	197.11
5	157.89	58.93	170.66	167.15	163.17	173.98	182.15	62.12	194.17
6	62.12	58.93	170.66	173.90	170.66	173.98	186.92	62.12	194.17
7	61.47	59.15	99.80	125.33	59.15	258.16	174.36	62.72	213.01
8	50.51	50.41	50.66	51.29	50.41	51.48	51.48	51.48	51.48
9	67.62	50.66	173.62	161.77	59.15	178.59	181.06	178.59	181.44
10	173.20	169.92	173.62	178.47	173.62	178.59	180.92	178.59	181.44
11	166.71	128.88	173.62	176.27	147.15	258.16	175.68	147.15	177.11
12	167.77	128.88	316.50	220.91	173.62	231.06	242.87	215.40	320.83
13	222.82	128.88	316.50	197.18	178.59	258.16	178.78	177.11	181.44
14	149.40	60.02	160.93	173.09	160.93	173.41	70.94	65.82	173.41
15	52.09	50.85	60.02	37.55	0.87	52.11	42.16	0.94	51.85
16	86.64	51.10	160.93	174.34	160.93	176.62	189.93	173.95	190.73
17	143.18	83.25	160.93	176.53	160.93	305.45	189.93	173.95	190.73
18	160.47	83.25	175.87	185.17	175.87	185.42	194.35	185.42	194.80
19	183.80	175.87	186.97	209.72	204.93	218.24	217.06	194.80	218.87
20	167.50	83.25	175.87	180.13	175.87	185.42	189.93	173.95	190.73
21	135.48	51.19	167.86	105.08	82.12	171.65	77.39	53.62	171.65
22	54.70	50.94	82.12	52.69	50.94	52.98	80.74	52.98	82.13
23	113.02	82.12	167.86	184.27	164.54	186.15	196.62	186.15	197.15
24	175.27	164.54	242.39	241.04	176.19	242.75	248.04	242.75	248.31
25	171.93	166.05	187.91	242.74	242.39	242.75	246.30	211.81	248.31
26	187.92	176.19	242.39	242.81	242.39	243.49	260.73	218.27	267.18
27	193.24	171.21	242.47	247.55	242.47	249.41	256.90	245.16	267.18
28	171.25	164.09	227.69	226.94	226.92	227.69	201.22	193.28	226.92
29	103.26	82.20	164.09	164.04	82.20	166.25	82.20	82.20	82.20
30	101.24	82.20	166.91	175.79	82.20	185.20	197.31	185.20	197.91

**INFORMACIÓN DE COSTOS MARGINALES DEL MES DE JULIO 2003**  
**S/. / MWh**

DIA	PERIODO DE MINIMA DEMANDA			PERIODO DE MEDIA DEMANDA			PERIODO DE MÁXIMA DEMANDA		
	VALOR PROM	VALOR MIN	VALOR MAX	VALOR PROM	VALOR MIN	VALOR MAX	VALOR PROM	VALOR MIN	VALOR MAX
1	135.47	82.19	165.50	144.31	82.20	170.83	82.20	82.20	82.20
2	114.85	82.19	124.53	88.96	82.19	126.17	145.71	126.17	146.68
3	114.85	82.19	124.53	90.14	82.19	170.83	82.20	82.20	82.20
4	103.97	82.19	124.53	102.49	82.19	126.17	145.71	126.17	146.68
5	126.71	73.71	173.38	175.34	73.71	186.39	188.43	186.39	198.71
6	122.11	73.71	165.85	79.94	73.71	139.88	171.86	139.88	173.46
7	150.94	130.59	208.60	210.28	173.38	239.16	231.11	225.21	240.93
8	193.60	163.71	207.51	217.13	207.51	217.39	228.50	217.39	229.06
9	172.22	163.71	175.82	186.02	175.82	186.28	190.06	186.28	191.63
10	177.95	173.38	207.51	217.13	207.51	217.39	202.63	187.99	229.06
11	180.22	173.38	223.88	234.26	223.88	234.54	217.01	208.39	247.13
12	159.96	158.04	171.43	182.00	158.04	183.99	192.17	183.99	192.93
13	171.37	171.37	171.43	196.92	171.37	199.25	199.25	199.25	199.25
14	179.06	162.44	220.65	239.79	191.27	244.84	246.78	244.84	246.87
15	232.63	220.65	270.64	283.89	240.60	351.98	330.91	324.42	351.98
16	232.84	223.42	267.88	249.03	243.06	259.86	234.24	225.21	246.87
17	228.91	228.49	243.06	269.71	243.06	291.93	282.72	255.65	312.07
18	225.60	223.42	228.49	243.46	225.21	253.54	229.26	225.21	229.46
19	234.49	232.73	234.72	252.01	233.02	258.50	259.28	233.02	263.42
20	223.79	154.57	232.73	212.17	170.48	233.02	170.48	170.48	170.48
21	233.35	232.73	234.72	265.96	233.02	285.17	263.18	258.50	263.42
22	235.02	232.73	253.18	254.14	234.96	258.50	261.84	235.16	263.42
23	235.77	234.72	253.18	275.60	253.18	285.17	265.22	258.50	269.53
24	235.02	232.73	253.18	258.37	253.18	258.50	248.38	235.16	263.42
25	234.96	232.73	253.18	273.38	253.18	281.93	266.18	235.16	300.63
26	215.23	138.95	223.93	186.61	159.20	223.93	231.81	159.20	235.44
27	93.73	72.24	138.95	113.26	77.37	131.96	173.25	131.96	193.92
28	79.61	72.18	124.20	76.11	72.18	179.92	152.75	131.96	182.32
29	80.89	71.76	156.68	98.90	72.18	131.96	167.53	131.96	179.92
30	154.67	124.68	230.21	265.57	224.43	275.78	275.27	266.54	292.28
31	237.66	230.21	253.94	269.68	253.94	270.09	288.77	266.54	292.28

**INFORMACIÓN DE COSTOS MARGINALES DEL MES DE AGOSTO 2003**

**S/. / MWh**

DÍA	PERIODO DE MINIMA DEMANDA			PERIODO DE MEDIA DEMANDA			PERIODO DE MÁXIMA DEMANDA		
	VALOR PROM	VALOR MIN	VALOR MAX	VALOR PROM	VALOR MIN	VALOR MAX	VALOR PROM	VALOR MIN	VALOR MAX
1	243.82	199.22	253.99	253.63	246.88	270.15	264.41	246.88	278.67
2	235.44	122.94	251.27	254.17	251.27	254.25	168.44	153.22	207.97
3	125.95	122.94	175.54	135.32	78.10	144.37	128.59	78.10	144.37
4	181.50	122.94	267.61	283.09	267.61	283.50	289.97	283.50	290.29
5	258.74	251.27	267.61	284.96	267.61	285.41	290.06	285.41	290.29
6	255.94	251.27	267.61	256.28	251.27	264.53	259.45	254.25	285.91
7	261.54	251.27	267.61	284.03	267.61	285.41	265.04	256.80	290.29
8	251.27	251.27	251.27	283.09	267.61	283.50	271.92	256.80	283.50
9	224.05	204.21	247.61	257.58	247.61	260.42	256.23	253.91	256.34
10	109.94	45.40	189.21	100.90	73.14	131.78	133.97	73.13	192.41
11	67.10	45.40	141.01	178.63	141.01	253.91	172.20	159.51	197.69
12	173.99	141.01	247.61	253.74	247.61	253.91	256.23	253.91	256.34
13	223.19	204.21	248.82	265.68	248.82	272.90	266.04	259.94	266.35
14	248.71	247.61	250.27	276.42	248.82	353.68	349.74	289.46	353.68
15	248.93	247.61	250.27	272.28	248.82	272.90	274.80	256.34	284.62
16	248.96	248.72	249.00	261.91	249.00	269.35	261.78	256.51	262.04
17	153.15	67.89	248.72	72.50	67.89	72.63	174.42	72.63	191.23
18	172.54	120.13	249.00	267.13	248.72	273.01	282.67	273.01	288.38
19	238.45	203.11	249.00	268.83	249.00	269.35	275.01	269.35	275.30
20	238.50	203.11	249.00	268.83	249.00	269.35	264.03	256.07	275.30
21	248.96	248.72	249.00	262.60	249.00	269.35	255.87	251.99	256.07
22	243.63	203.40	249.00	256.81	249.00	269.35	254.25	222.00	256.07
23	194.12	116.97	204.07	242.64	205.16	257.38	174.57	137.89	191.24
24	116.97	116.97	116.97	77.24	67.66	136.19	134.14	75.81	137.06
25	127.66	67.66	250.45	275.47	250.45	289.04	263.32	227.44	290.22
26	205.40	204.07	250.45	278.78	250.45	289.04	274.57	230.11	290.22
27	216.54	204.07	250.45	288.93	288.43	289.04	288.33	250.45	290.22
28	208.67	204.06	250.45	283.71	275.00	289.01	254.17	204.06	256.68
29	219.34	140.04	250.31	277.67	228.94	289.01	238.67	204.06	289.01
30	143.42	120.41	144.16	95.32	69.87	157.83	158.59	157.83	158.77
31	94.67	25.10	143.68	35.99	25.10	157.83	109.74	69.85	157.83



**INFORMACIÓN DE COSTOS MARGINALES DEL MES DE SETIEMBRE 2003**

**\$/ MWh**

DÍA	PERIODO DE MINIMA DEMANDA			PERIODO DE MEDIA DEMANDA			PERIODO DE MÁXIMA DEMANDA		
	VALOR PROM	VALOR MIN	VALOR MAX	VALOR PROM	VALOR MIN	VALOR MAX	VALOR PROM	VALOR MIN	VALOR MAX
1	95.65	49.74	207.72	217.54	207.72	219.46	152.93	146.08	224.51
2	111.43	65.92	188.96	167.71	157.84	192.63	172.26	160.14	172.87
3	192.95	143.70	199.65	235.18	199.65	249.67	175.04	170.73	211.55
4	217.13	176.13	229.91	243.41	229.91	243.76	243.76	224.51	267.28
5	230.67	229.91	243.22	252.88	229.91	263.20	284.67	263.20	285.74
6	221.83	198.60	238.58	240.19	211.17	263.68	256.59	225.00	269.41
7	159.94	125.17	198.60	143.35	135.98	159.07	135.98	135.98	135.98
8	171.09	67.15	238.58	233.35	211.17	233.94	231.44	225.00	240.80
9	212.81	204.76	238.58	264.20	238.58	265.14	259.37	240.80	287.42
10	204.94	204.76	211.17	233.35	211.17	233.94	231.44	225.00	240.80
11	205.45	154.25	238.58	169.37	167.51	197.48	178.89	167.51	179.46
12	124.37	67.15	154.25	167.17	154.25	167.51	178.89	167.51	179.46
13	65.24	49.51	124.21	163.32	124.21	166.00	184.52	144.16	199.83
14	81.79	66.93	124.21	58.91	32.25	134.72	134.72	134.72	134.72
15	147.17	124.21	237.70	207.73	189.24	237.28	263.84	263.63	268.09
16	232.64	212.40	237.70	251.98	222.68	268.09	231.57	218.47	263.63
17	225.75	179.36	237.70	267.31	237.70	268.09	263.84	263.63	268.09
18	244.88	229.00	363.78	275.78	245.75	284.61	317.99	268.52	363.78
19	268.61	245.75	290.49	343.10	290.49	363.78	363.78	363.78	363.78
20	247.46	245.61	261.85	283.49	245.61	290.17	344.66	290.17	363.78
21	213.42	197.70	261.85	211.77	197.70	218.59	242.52	218.59	253.35
22	226.48	197.70	245.61	295.92	245.61	351.57	294.66	268.80	313.13
23	198.89	151.63	219.21	231.60	202.04	253.35	230.10	220.92	268.80
24	229.01	202.04	245.61	236.24	208.21	253.35	240.33	214.08	268.80
25	205.41	202.60	227.22	208.55	202.60	208.71	225.30	206.77	250.59
26	196.35	178.19	203.32	208.46	203.32	208.60	223.49	208.60	224.23
27	205.77	205.77	205.77	213.85	213.85	213.85	224.30	205.77	225.22
28	173.57	154.67	205.77	97.94	67.49	169.19	175.15	160.14	178.01
29	141.51	65.52	205.77	212.77	171.71	213.85	224.68	213.85	225.22
30	205.75	183.23	216.71	217.60	213.85	222.28	224.68	213.85	225.22

**INFORMACIÓN DE COSTOS MARGINALES DEL MES DE OCTUBRE 2003**  
**S/. / MWh**

DIA	PERIODO DE MINIMA DEMANDA			PERIODO DE MEDIA DEMANDA			PERIODO DE MÁXIMA DEMANDA		
	VALOR PROM	VALOR MIN	VALOR MAX	VALOR PROM	VALOR MIN	VALOR MAX	VALOR PROM	VALOR MIN	VALOR MAX
1	211.14	156.67	246.44	244.60	214.05	249.17	195.28	177.97	225.43
2	195.54	183.16	205.96	193.82	184.01	214.05	224.88	214.05	225.43
3	240.66	205.96	246.44	249.10	246.44	249.17	249.89	225.43	256.06
4	175.39	64.57	196.14	130.24	66.34	168.86	106.69	66.34	146.64
5	66.38	64.57	127.66	55.33	53.76	66.34	135.41	66.34	138.86
6	94.79	64.57	155.47	153.19	127.66	168.86	149.28	138.86	178.50
7	160.89	155.28	162.83	182.40	162.83	201.88	181.00	178.15	201.88
8	78.95	64.57	190.36	148.84	64.57	196.07	197.47	196.07	198.03
9	190.36	190.36	190.36	196.48	190.36	198.03	226.08	209.63	227.68
10	204.22	203.67	208.52	249.92	203.67	270.48	251.40	227.68	256.20
11	162.81	53.05	212.37	172.93	171.26	173.08	137.55	55.19	186.51
12	58.86	46.89	65.80	54.33	53.05	68.07	68.07	68.07	68.07
13	83.03	53.05	131.07	143.00	65.80	172.84	122.50	73.52	153.52
14	68.33	52.95	176.51	61.91	52.95	68.07	176.45	68.07	211.71
15	170.61	65.80	196.06	198.64	196.06	198.71	269.28	198.71	391.62
16	194.32	182.32	217.99	226.25	217.99	226.46	260.35	211.71	298.81
17	223.29	185.16	229.04	273.53	229.04	277.94	297.82	277.94	298.81
18	208.61	187.34	212.15	199.54	170.91	201.01	217.74	201.01	241.40
19	173.27	170.91	212.15	193.90	170.91	201.01	190.54	187.26	201.01
20	175.63	170.91	212.15	196.01	170.91	201.01	221.08	201.01	241.40
21	237.38	212.15	249.06	276.30	233.70	295.06	251.85	242.41	310.86
22	225.44	197.39	249.06	235.40	225.95	249.06	242.10	235.82	242.41
23	259.58	249.06	260.93	300.12	260.93	303.63	285.34	281.03	303.63
24	254.75	170.91	264.81	253.71	235.82	296.65	240.84	216.06	242.41
25	242.13	237.38	278.90	263.81	237.38	275.23	279.17	274.22	284.52
26	234.51	214.89	278.90	224.17	214.89	224.42	224.42	224.42	224.42
27	237.64	206.84	288.61	267.69	248.06	289.15	300.37	288.61	300.96
28	293.60	237.38	332.06	327.81	327.70	332.06	295.19	243.05	327.70
29	256.81	152.29	278.90	275.61	224.42	327.70	217.50	191.61	224.42
30	138.62	66.44	187.78	202.03	182.93	224.42	174.24	155.72	195.41
31	156.34	152.29	187.78	209.19	182.15	224.42	205.34	191.61	224.42

**INFORMACIÓN DE COSTOS MARGINALES DEL MES DE NOVIEMBRE 2003**

**S/. / MWh**

DIA	PERIODO DE MINIMA DEMANDA			PERIODO DE MEDIA DEMANDA			PERIODO DE MÁXIMA DEMANDA		
	VALOR PROM	VALOR MIN	VALOR MAX	VALOR PROM	VALOR MIN	VALOR MAX	VALOR PROM	VALOR MIN	VALOR MAX
1	212.43	191.20	285.57	246.27	215.57	264.14	273.21	264.14	295.90
2	215.98	147.16	254.28	214.62	188.75	220.17	163.64	153.60	188.75
3	156.23	147.16	190.39	194.41	190.39	194.51	199.11	158.75	205.31
4	234.46	147.16	254.28	256.66	254.28	262.68	261.55	254.59	261.90
5	286.11	285.57	302.68	300.88	285.57	315.86	304.74	302.68	316.01
6	288.03	286.12	302.77	315.89	286.12	348.78	332.69	315.86	333.53
7	320.55	237.99	332.15	347.66	332.15	348.78	329.39	294.70	365.89
8	257.67	236.52	270.17	302.35	270.17	304.08	310.42	293.96	311.62
9	244.23	236.52	304.01	263.33	245.37	304.08	278.30	270.24	304.08
10	304.01	304.01	304.01	316.69	304.01	348.78	315.92	311.62	353.88
11	296.30	236.52	304.01	304.08	304.01	304.08	300.19	252.66	311.62
12	241.33	236.52	304.01	273.71	270.17	304.08	311.26	304.08	311.62
13	267.31	236.52	304.01	299.74	270.17	304.08	335.93	304.08	353.88
14	291.71	196.34	304.01	302.35	270.24	304.08	238.82	207.62	276.93
15	176.24	66.40	237.04	121.17	66.40	180.25	253.26	244.68	253.69
16	150.88	139.40	237.04	146.53	139.40	146.72	146.72	146.72	146.72
17	137.01	66.40	191.54	138.64	66.40	146.72	198.87	146.72	211.20
18	225.61	191.54	237.04	232.51	180.25	244.68	253.26	244.68	253.69
19	201.82	171.30	231.61	183.77	171.30	196.49	213.29	196.49	247.88
20	196.59	171.30	231.61	228.03	191.54	239.08	213.05	190.98	247.88
21	110.28	54.39	191.54	146.53	139.40	146.72	204.95	146.72	247.88
22	221.83	187.72	225.03	233.64	225.03	233.87	245.31	233.87	245.88
23	225.03	225.03	225.03	233.64	225.03	233.87	233.87	233.87	233.87
24	225.03	225.03	225.03	233.64	225.03	233.87	245.31	233.87	245.88
25	241.43	241.43	241.43	250.66	241.43	250.91	263.18	250.91	263.79
26	241.43	241.43	241.43	250.66	241.43	250.91	206.15	196.30	263.79
27	221.97	71.14	241.43	250.91	250.91	250.91	202.70	71.14	263.79
28	154.25	71.14	163.33	248.68	215.49	250.73	157.01	156.90	159.23
29	89.72	54.46	142.01	55.40	54.46	55.42	126.35	75.05	183.86
30	47.68	27.81	73.04	27.84	27.81	27.84	64.38	27.84	75.05

**INFORMACIÓN DE COSTOS MARGINALES DEL MES DE DICIEMBRE 2003**

**S/. / MWh**

DIA	PERIODO DE MINIMA DEMANDA			PERIODO DE MEDIA DEMANDA			PERIODO DE MÁXIMA DEMANDA		
	VALOR PROM	VALOR MIN	VALOR MAX	VALOR PROM	VALOR MIN	VALOR MAX	VALOR PROM	VALOR MIN	VALOR MAX
1	36.99	28.08	72.96	70.02	54.64	159.45	166.16	159.45	166.50
2	69.30	54.64	72.96	60.02	54.64	74.96	172.71	74.96	212.99
3	70.96	54.64	149.63	151.28	72.96	247.40	245.12	166.50	258.94
4	72.96	72.96	72.96	98.74	72.96	159.45	214.28	78.89	265.06
5	66.15	54.64	72.96	155.61	72.96	179.07	156.72	55.86	166.50
6	46.61	1.74	54.23	63.80	54.23	70.80	83.97	54.75	164.72
7	24.18	1.74	54.23	50.67	1.74	54.79	54.76	54.58	54.79
8	7.74	1.74	54.23	27.46	1.74	70.80	227.53	54.79	407.00
9	57.82	27.55	181.89	126.30	67.64	188.74	194.28	188.74	194.56
10	77.85	54.02	142.96	144.10	54.23	188.74	160.05	73.84	194.56
11	87.60	67.64	199.94	208.79	199.94	209.81	201.98	164.72	206.66
12	61.51	54.23	67.64	169.42	67.64	204.21	182.71	54.96	206.66
13	53.52	53.34	53.55	57.00	53.55	71.64	98.75	54.62	161.00
14	34.80	26.22	53.34	54.75	53.34	54.89	99.54	54.68	178.11
15	31.43	27.75	53.55	71.17	53.34	71.64	158.41	54.68	192.83
16	51.21	27.75	53.55	114.22	53.34	137.50	156.99	54.82	206.17
17	57.90	53.34	118.07	101.55	53.55	137.50	169.87	71.64	214.22
18	92.00	68.12	153.37	164.92	137.50	212.29	161.40	71.64	206.17
19	56.41	53.34	68.12	111.19	54.89	137.50	129.02	54.82	161.00
20	47.62	6.07	49.02	52.60	48.83	52.75	130.57	6.40	203.84
21	9.73	6.07	48.83	6.39	6.07	6.40	87.73	6.40	190.42
22	22.05	0.76	115.12	53.61	48.83	65.97	230.71	65.97	269.31
23	27.29	6.07	64.82	63.06	48.83	124.73	165.35	65.97	203.84
24	38.66	6.07	152.14	40.69	6.40	52.75	164.47	6.40	203.84
25	5.18	0.76	49.02	0.76	0.76	0.76	5.32	0.76	6.40
26	1.52	0.76	6.07	35.93	6.07	65.97	98.76	6.40	178.42
27	2.46	1.29	3.85	4.01	1.29	4.16	41.11	3.85	67.96
28	1.64	0.76	3.85	2.68	0.76	4.16	93.48	4.16	189.91
29	7.52	0.76	46.01	54.12	46.19	66.66	107.09	4.16	182.61
30	21.94	3.85	46.19	57.34	46.01	66.66	107.74	48.45	182.61
31	8.68	3.85	46.19	21.26	3.85	48.64	47.07	4.16	54.22

## **TABLA DE POTENCIA EFECTIVA DE LOS GRUPOS**

**RESULTADO DE LOS ENSAYOS DE DETERMINACION DE LA POTENCIA EFECTIVA Y CURVAS DE RENDIMIENTO DE LAS UNIDADES DE GENERACION**

Grupo N° 1	
m <sup>3</sup> /s	MW
0.66	3.33
0.78	3.96
0.79	4.02
0.97	4.98
1.01	5.25
1.08	5.61
1.30	6.75
1.31	6.76
1.51	7.82
1.51	7.82
1.52	7.86
1.73	8.65
1.73	8.75
1.71	8.80
1.76	8.97
2.00	10.14
2.05	10.41
2.19	11.03
2.38	11.83
2.51	12.46

Grupo N° 2	
m <sup>3</sup> /s	MW
0.58	2.85
0.58	2.88
0.58	2.89
0.58	2.89
0.58	2.90
0.58	2.90
1.18	6.20
1.18	6.21
1.18	6.21
1.56	8.12
1.57	8.14
1.80	9.20
1.80	9.20
1.81	9.23
1.81	9.23
1.81	9.23
1.81	9.23
1.81	9.26
20.50	10.27
2.06	10.31
2.05	10.31
2.24	11.22
2.27	11.34
2.28	11.36
2.28	11.40
2.28	11.43
2.29	11.44
2.30	11.48
2.47	12.21
2.48	12.32
2.59	12.54
2.59	12.56

Grupo N° 3	
m <sup>3</sup> /s	MW
0.54	1.18
0.66	1.54
0.83	2.01
1.01	2.49
1.19	2.98
1.35	3.39
1.54	3.90
1.69	4.29
1.89	4.78
2.09	5.25
2.32	5.80
2.48	6.15
0.70	1.54
0.70	1.55
0.70	1.55
0.70	1.55
0.86	1.96
0.86	1.98
0.87	1.99
1.48	3.72
1.50	3.76
1.86	4.76
2.22	5.73
2.56	6.65
2.92	7.59
3.32	8.62
3.53	9.13
4.05	10.43
4.65	11.84
4.89	12.40

\* Informe del método termodinámico realizado por Hydro Quebec International en noviembre de 1998

**OPERACIÓN DE CENTRALES, EVALUACION  
ECONOMICA**

### OPERACIÓN ACTUAL

HORA	G-1 MW	G-2 MW	G-3 MW	TOTAL HORA
00:00 - 01:00	2.00	-	8.50	10.50
01:00 - 02:00	2.00	-	2.50	4.50
02:00 - 03:00	2.00	-	2.50	4.50
03:00 - 04:00	2.00	-	2.50	4.50
04:00 - 05:00	2.00	-	2.50	4.50
05:00 - 06:00	2.00	-	2.50	4.50
06:00 - 07:00	2.00	-	2.50	4.50
07:00 - 08:00	4.75	-	2.50	7.25
08:00 - 09:00	6.00	-	3.60	9.60
09:00 - 10:00	6.00	-	4.30	10.30
10:00 - 11:00	6.00	-	4.30	10.30
11:00 - 12:00	6.00	-	4.30	10.30
12:00 - 13:00	6.00	-	4.30	10.30
13:00 - 14:00	6.00	-	4.30	10.30
14:00 - 15:00	6.00	-	4.30	10.30
15:00 - 16:00	6.00	-	4.30	10.30
16:00 - 17:00	6.00	-	4.30	10.30
17:00 - 18:00	6.00	-	4.30	10.30
18:00 - 19:00	8.25	8.25	4.30	20.80
19:00 - 20:00	10.00	10.00	8.20	28.20
20:00 - 21:00	10.00	10.00	12.00	32.00
21:00 - 22:00	10.00	10.00	12.00	32.00
22:00 - 23:00	10.00	10.00	12.00	32.00
23:00 - 24:00	4.00	1.70	12.00	17.70
<b>Total Generado</b>	<b>131.0</b>	<b>50.0</b>	<b>128.8</b>	<b>309.75</b>

### OPERACIÓN SUGERIDA

HORA	G-1 MW	G-2 MW	G-3 MW	TOTAL HORA
00:00 - 01:00	-	-	1.70	1.70
01:00 - 02:00	-	-	1.70	1.70
02:00 - 03:00	-	-	1.70	1.70
03:00 - 04:00	-	-	1.70	1.70
04:00 - 05:00	-	-	1.70	1.70
05:00 - 06:00	-	-	1.70	1.70
06:00 - 07:00	0.80	-	1.70	2.50
07:00 - 08:00	1.00	-	1.80	2.80
08:00 - 09:00	1.00	-	1.90	2.90
09:00 - 10:00	1.00	-	1.90	2.90
10:00 - 11:00	1.00	-	1.90	2.90
11:00 - 12:00	1.00	-	1.90	2.90
12:00 - 13:00	1.00	-	1.90	2.90
13:00 - 14:00	1.60	1.00	1.90	4.50
14:00 - 15:00	9.50	9.50	2.30	21.30
15:00 - 16:00	10.00	10.00	9.00	29.00
16:00 - 17:00	10.00	10.00	12.00	32.00
17:00 - 18:00	10.00	10.00	12.00	32.00
18:00 - 19:00	10.00	10.00	12.00	32.00
19:00 - 20:00	10.00	10.00	12.00	32.00
20:00 - 21:00	10.00	10.00	12.00	32.00
21:00 - 22:00	10.00	10.00	12.00	32.00
22:00 - 23:00	8.00	6.50	12.00	26.50
23:00 - 24:00	-	-	11.20	11.20
<b>Total Generado</b>	<b>95.9</b>	<b>87.0</b>	<b>131.6</b>	<b>314.50</b>



## COMPARACION ECONOMICA DE LAS OPERACIONES

HORA	OPERACIÓN ACTUAL	OPERACIÓN SUGERIDA	GANANCIA
Enero	US\$/ 162,264.14	US\$/ 186,358.00	US\$/ 24,093.86
Febrero	US\$/ 191,788.28	US\$/ 221,599.84	US\$/ 29,811.55
Marzo	US\$/ 279,521.97	US\$/ 325,173.01	US\$/ 45,651.04
Abril	US\$/ 161,869.99	US\$/ 190,135.38	US\$/ 28,265.39
Mayo	US\$/ 215,613.66	US\$/ 230,512.52	US\$/ 14,898.86
Junio	US\$/ 405,396.49	US\$/ 423,356.64	US\$/ 17,960.15
Julio	US\$/ 555,696.14	US\$/ 574,901.41	US\$/ 19,205.27
Agosto	US\$/ 622,749.29	US\$/ 643,797.72	US\$/ 21,048.43
Septiembre	US\$/ 579,900.57	US\$/ 601,133.48	US\$/ 21,232.92
Octubre	US\$/ 561,044.70	US\$/ 578,780.04	US\$/ 17,735.33
Noviembre	US\$/ 616,309.59	US\$/ 632,508.25	US\$/ 16,198.66
Diciembre	US\$/ 276,643.09	US\$/ 308,675.32	US\$/ 32,032.23
<b>GANANCIA TOTAL</b>			<b>US\$/ 288,133.69</b>

### Despacho Actual vs Despacho Sugerido

