



UNIVERSIDAD NACIONAL DEL COMAHUE

Proyecto Integrador Profesional para acceder al título de:  
Ingeniero Civil

Río Neuquén, Estudio de reaprovechamiento del  
Complejo Hidroeléctrico Cerros Colorados

Juan Francisco Pons  
Natalia Valentina Rojas Reyes

Directora: Ing. Verónica Herrero Capitanich

Neuquén

2020

*A nuestras familias, amigos y profesores  
Su apoyo y acompañamiento constante nos ayudó a cumplir este sueño*

## **Agradecimientos:**

A los docentes y no docentes de la Universidad Nacional del Comahue por transmitirnos no solo enseñanzas referidas a la carrera, sino también a la vida en general.

A la empresa Orazul Energy S.A., por dedicar personal y apoyo a nuestro trabajo, y en particular a todo el personal que nos recibió con calidez y las mejores intenciones.

A nuestros compañeros de carrera, que hicieron estos años de los mejores de nuestras vidas.

A nuestra directora de Proyecto Integrador Profesional, Ing. Veronica Herrero Capitanich, y co-director Lic. Ricardo Vega.

## **Abstract.**

Durante las últimas dos décadas, la matriz energética de la Argentina se ha volcado hacia la construcción de centrales que hacen uso de los hidrocarburos como combustible principal. Este esquema de no renovables es muy contaminante y contribuye con el calentamiento global, por lo que es de interés general un cambio de rumbo hacia alternativas sustentables y menos contaminantes.

En el país existe una gran cantidad de potencial hídrico sin aprovechar, este es un recurso renovable y no contaminante, por lo que se presenta como una muy buena alternativa al esquema actual.

El presente estudio tiene como objetivo analizar 5 sitios de paso de agua en el complejo hidroeléctrico “Cerros Colorados”, y por medio de un análisis técnico-económico-ambiental determinar en cuales es posible instalar generación hidroeléctrica y ordenarlos en función de su rentabilidad. La pregunta es: ¿Cuáles de los 5 proyectos son factibles técnico y económicamente, y en qué orden debería encararlos la concesionaria Orazul Energy S.A. Este interrogante se resolvió mediante una serie de pasos encadenados, que comenzó analizando los datos históricos del complejo para conocer los volúmenes de agua y salto disponibles y su distribución temporal en el año. Conocido el potencial de cada sitio, se determinó el tipo de máquina más adecuada, para luego poder desarrollar cada proyecto a un nivel de Prefactibilidad. Con el presupuesto preliminar de cada proyecto y la generación anual esperada, se realizó un análisis técnico económico del cual surgen las conclusiones finales.

## **Abstract.**

During the last two decades, Argentina's energy matrix state policy has been geared toward the construction of power stations that make use of fossil fuels as their primary source of power. This scheme of non-renewable resources is highly pollutant and contributes to global warming, which is why it is of public interest to change toward more sustainable and less pollutant alternatives.

Argentina possesses a substantial untapped water potential. As a known source of clean energy, it outstands as an attractive alternative to the current scheme.

The object of this study is to analyse the waterflow through six different sites in the "Cerros Colorados" hydroelectric complex, and by means of a technical, economic and environmental analysis, determine in which ones it is possible to install hydroelectric generators, and then to order them in terms of their advantages. The question is: Which of the six projects are technical and economically feasible, and in which order they should be tackled by the present operator Orazul Energy S.A.

This was approached by a series of steps, starting with the analysis of the automatic data registration system installed in the complex, in order to find out the time distribution of the flow and gross head in all six sites. Once the energy potential of each site was determined and well understood, the most adequate hydraulic machine was selected in order to be able to develop each Pre-feasibility project. With the preliminar Budget and expected annual energy output of each project, a technical and economical analysis was performed and conclusions were extracted.

# INDICE GENERAL

<b>CAPITULO N° I. INTRODUCCIÓN</b>	<b>1</b>
I.1 INTRODUCCIÓN	1
I.2 OBJETIVOS	4
I.3 DESCRIPCIÓN GENERAL	4
<i>I.3.1 Descripción del Río Neuquén</i>	5
<i>I.3.2 Descripción del complejo</i>	9
I.3.2.1 Portezuelo Grande	12
I.3.2.2 Embalses Los Barreales – Mari Menuco	16
I.3.2.3 Loma de la Lata	17
I.3.2.4 Planicie Banderita	19
I.3.2.5 El Chañar	22
I.4 PROGRAMACIÓN Y DESPACHO DE CENTRALES ELECTRICAS	26
<i>I.4.1 Sector Eléctrico de Argentina.</i>	26
<b>CAPITULO N° II. ANÁLISIS DE DATOS</b>	<b>30</b>
II.1 ANÁLISIS DE DATOS HIDRÁULICOS	30
II.2 RESUMEN DE DATOS Y ANÁLISIS DE DISPONIBILIDAD	30
<i>II.2.1 Portezuelo Grande</i>	31
<i>II.2.1 Loma de la Lata</i>	36
<i>II.2.2 Planicie Banderita</i>	39
<i>II.2.3 Compensador El Chañar</i>	41
II.3 EQUIPAMIENTO	45
<b>CAPITULO N° III. PROYECTOS</b>	<b>47</b>
III.1 BYPASS DE PORTEZUELO GRANDE DIQUE	47
<i>III.1.1 Introducción</i>	47
<i>III.1.2 Salto y caudal de diseño</i>	48
<i>III.1.3 Criterios de diseño</i>	48
<i>III.1.4 Descripción de las obras propuestas</i>	49
III.1.4.1 Conducción externa sobre el muro de ala	49
<i>III.1.5 Selección de equipos</i>	50
<i>III.1.6 Cálculo de generación</i>	50
III.2 CANAL DE PORTEZUELO GRANDE DERIVADOR	51
<i>III.2.1 Introducción</i>	51

III.2.2	<i>Salto y caudal de diseño</i>	52
III.2.3	<i>Criterios de diseño</i>	52
III.2.4	<i>Descripción de las obras propuestas</i>	53
III.2.4.1	Re excavación del canal de by pass	53
III.2.4.2	Obra de toma	53
III.2.4.3	Casa de máquinas	54
III.2.5	<i>Selección de equipos</i>	56
III.2.6	<i>Cálculo de generación</i>	57
III.3	DIQUE LOMA DE LA LATA	59
III.3.1	<i>Introducción</i>	59
III.3.2	<i>Salto y caudal de diseño</i>	59
III.3.3	<i>Criterios de diseño</i>	60
III.3.4	<i>Descripción de las obras propuestas</i>	61
III.3.5	<i>Diseño obras civiles y mecánicas</i>	61
III.3.5.1	Dimensiones turbina Bulbo	61
III.3.5.2	Dimensiones conducto hormigón	64
III.3.5.3	Rejas hidráulicas	65
III.3.6	<i>Cálculo de generación</i>	65
III.4	COMPENSADOR EL CHAÑAR	67
III.4.1	<i>Introducción</i>	67
III.4.2	<i>Salto y caudal de diseño</i>	67
III.4.3	<i>Criterios de diseño</i>	68
III.4.4	<i>Descripción de las obras propuestas</i>	68
III.4.5	<i>Diseño obras civiles y mecánicas</i>	68
III.4.5.1	Dimensiones turbina Kaplan	68
III.4.5.2	Compuertas, ataguías y rejas	73
III.4.5.3	Canal de restitución	74
III.4.6	<i>Selección de equipos</i>	75
III.4.7	<i>Cálculo de generación</i>	75
III.5	BOCATOMA DEL CANAL DE RIEGO EL CHAÑAR	77
III.5.1	<i>Introducción</i>	77
III.5.2	<i>Salto y caudal de diseño</i>	78
III.5.3	<i>Criterios de diseño</i>	78
III.5.4	<i>Descripción de las obras propuestas</i>	78
I.1.1	<i>Diseño obras civiles y mecánicas</i>	79
III.5.4.1	Casa de máquinas	79

I.1.1	<i>Selección de equipos</i>	81
III.5.5	<i>Cálculo de generación</i>	81
III.6	PLANICIE BANDERITA	81
III.6.1	<i>Introducción</i>	81
III.6.2	<i>Salto y caudal de diseño</i>	82
III.6.3	<i>Criterios de diseño</i>	82
III.6.4	<i>Descripción de las obras propuestas</i>	83
III.7	RESUMEN PROYECTOS	83
<b>CAPITULO N° IV.    EVALUACIÓN DE ALTERNATIVAS</b>		<b>85</b>
IV.1	EVALUACIÓN DE ALTERNATIVAS	85
IV.2	COSTO DE CONSTRUCCIÓN Y PUESTA EN FUNCIONAMIENTO	85
IV.2.1	<i>Itemizado y cómputo</i>	85
IV.2.2	<i>Análisis de precios</i>	86
IV.2.2.1	Portezuelo Grande Derivador	86
IV.2.2.2	Portezuelo Grande Dique	87
IV.2.2.3	Loma de la Lata	87
IV.2.2.4	Dique Compensador El Chañar	87
IV.2.2.5	Bocatoma de riego El Chañar	87
IV.3	EVALUACIÓN TÉCNICA Y ECONÓMICA	87
IV.3.1	<i>Métodos utilizados</i>	87
IV.3.2	<i>Análisis por LCOE</i>	89
IV.3.3	<i>Análisis por VAN y TIR</i>	92
<b>CAPITULO N° V.    ANÁLISIS AMBIENTAL</b>		<b>93</b>
V.1.	MÉTODO DE ANÁLISIS	93
V.2.	ANÁLISIS PARTICULAR DE LOS SITIOS:	97
5.2.1.	<i>Portezuelo Grande:</i>	98
5.2.2.	<i>Loma de la Lata:</i>	99
5.2.3.	<i>El Chañar:</i>	100
V.3.	MATRICES DE IMPACTO	100
5.3.1.	<i>Matriz de Impacto Portezuelo Grande Dique</i>	101
5.3.2.	<i>Matriz de Impacto Portezuelo Grande derivador</i>	102
5.3.3.	<i>Matriz de Impacto Loma la Lata</i>	103
5.3.4.	<i>Matriz de Impacto El chañar</i>	104
5.3.5.	<i>Matriz de Impacto bocatoma canal de riego</i>	105

<b>CAPITULO N° VI.</b>	<b>CONCLUSIONES</b>	<b>106</b>
<b>CAPITULO N° VII.</b>	<b>RECOMENDACIONES</b>	<b>108</b>
<b>CAPITULO N° VIII.</b>	<b>PLANOS</b>	<b>109</b>
<b>CAPITULO N° IX.</b>	<b>ANEXOS</b>	<b>111</b>
IX.1	PERDIDA DE EVAPORACIÓN	111
IX.2	ANEXO PLANOS CATÁLOGOS	118
IX.3	ANEXO OPERACIÓN Y DESPACHO DE CENTRALES ELÉCTRICAS	128
IX.3.1	<i>Antecedentes y evolución</i>	128
	▪ <i>Sector Eléctrico de Argentina.</i>	131
	• <i>Generación</i>	136
	Conformación de la potencia instalada	137
	• <i>Demanda</i>	139
	▪ <i>Despacho de unidades generadoras</i>	140
	• <i>Programación</i>	145
	• <i>Transporte</i>	147
	• <i>Precio de Mercado, Local y de Nodo</i>	148
	• <i>Remuneración a Generadores</i>	148
IX.4	ANEXOS PORTEZUELO GRANDE DIQUE	150
IX.4.1	<i>Cálculo de pérdidas de carga en conducto existente</i>	150
IX.5	ANEXOS LOMA DE LA LATA	156
IX.5.1	<i>Salida completa de datos software TURBNPRO V3</i>	156
IX.6	ANEXOS CHAÑAR	158
IX.6.1	<i>Ecuaciones cálculo Cámara Espiral Hormigón</i>	158
IX.6.2	<i>Ecuaciones cálculo tubo de aspiración</i>	159
IX.7	ANEXO ITEMIZADO, CÓMPUTO Y ANÁLISIS DE PRECIOS	160
IX.7.1	<i>portezuelo grande derivador</i>	160
IX.7.2	<i>portezuelo grande dique</i>	162
IX.7.3	<i>loma de la lata</i>	163
IX.7.4	<i>dique compensador el chañar</i>	164
IX.7.5	<i>bocatoma de riego el chañar</i>	166
IX.8	ANEXO ANÁLISIS LCOE	167
IX.8.1	<i>portezuelo grande derivador</i>	167
IX.8.2	<i>portezuelo grande dique</i>	168

IX.8.3	<i>loma de la lata</i>	169
IX.8.4	<i>dique compensador el chañar</i>	170
IX.8.5	<i>bocatoma riego el chañar</i>	171
IX.9	ANEXO ANÁLISIS VAN Y TIR	172
IX.9.1	<i>portezuelo grande derivador</i>	172
IX.9.2	<i>portezuelo grande dique</i>	173
IX.9.3	<i>loma de la lata</i>	174
IX.9.4	<i>dique compensador el chañar</i>	175
IX.9.5	<i>bocatoma riego el chañar</i>	176
<b>CAPITULO N° X. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS</b>		<b>177</b>

## CAPITULO N° I. INTRODUCCIÓN

### I.1 INTRODUCCIÓN

El agua es considerada un recurso fundamental para la vida en el planeta, pues todos los organismos vivos dependen de ella de una manera u otra. Para el ser humano, el agua no solo es vital para su funcionamiento biológico, sino que presenta múltiples usos para el desarrollo de la humanidad. Algunos de ellos son el riego de cultivos, saneamiento de ciudades, fuerza motriz para producción industrial, producción de energía eléctrica, etc.

El aprovechamiento de agua como fuente de energía es muy antiguo. Desde antes de la Era Cristiana, se utilizaban los cursos de agua para mover ruedas de molinos o sistemas de riego y consumo. Sin embargo, recién a fines del siglo XIX comenzó a usarse la energía del agua para generar electricidad.

En la tierra, el agua existe en un espacio llamado hidrosfera, que se extiende desde unos quince kilómetros arriba en la atmósfera hasta un kilómetro por debajo de la litosfera o corteza terrestre. El agua circula en la hidrosfera constituyendo el ciclo hidrológico.

El ciclo no tiene principio ni fin, y sus diversos procesos ocurren en forma continua.

Ciclo del agua



Figura I-1 - Ciclo hidrológico.

En la Figura I-1 – Ciclo Hidrológico, se puede observar cómo el agua se evapora desde los océanos y desde la superficie terrestre para volverse parte de la atmósfera; el vapor de agua se transporta y se eleva en la atmósfera hasta que se condensa y precipita sobre la superficie terrestre o los océanos; el agua precipitada luego puede ser interceptada por la vegetación, convertirse en flujo superficial sobre el suelo, infiltrarse en él, correr a través del suelo como flujo superficial y/o descargar en los ríos como escorrentía superficial. La mayor



parte del agua interceptada y de escorrentía superficial regresa a la atmósfera mediante la evaporación. El agua infiltrada puede percolar profundamente para recargar el agua subterránea de donde emerge en manantiales o deslizarse hacia los ríos para formar una escorrentía superficial, finalmente descargando hacia el mar o evaporándose en la atmósfera a medida que el ciclo hidrológico continúa.

Aprovechando el ciclo natural del agua, la hidroeléctrica es la mayor fuente renovable de energía explotada por el hombre. Esta consiste en la conversión de la energía contenida en los cursos de agua en energía mecánica, y luego su transformación a energía eléctrica a través de generadores acoplados a las turbinas.

De acuerdo a las características del sitio de emplazamiento, la definición anterior se desdobra en dos. Esta división tiene su origen en las características y el tipo de energía predominante en el curso de agua a explotar, pudiendo tratarse del aprovechamiento de la energía potencial gravitatoria contenida en los saltos de agua (aprovechamientos de acumulación), o la conversión de la energía cinética en energía mecánica y luego eléctrica (aprovechamientos de paso).

El esquema clásico de los aprovechamientos hidroeléctricos de acumulación consiste en interrumpir un curso de agua con cierta pendiente, generando un embalse de inundación aguas arriba, y haciendo pasar el agua por hidrogeneradores de acuerdo a un régimen de generación que, entre otras cosas, debe considerar mantener un caudal ecológico mínimo durante todo el tiempo a fin de no impactar negativamente aguas abajo. Con los avances de la tecnología y el cambio de mentalidad actual hacia menores impactos ambientales y sociales y la reducción de emisión de gases invernadero, se está investigando y promoviendo la creación de emplazamientos que aprovechan la energía hidrocínética del agua, no necesitando embalse para su funcionamiento, también llamadas centrales de paso.



Figura I-2 - Rueda Hidráulica (L'Isle-sur-la-Sorgue, Francia).

Los aprovechamientos hidroeléctricos constituyen emprendimientos multipropósitos, en los que además de la generación eléctrica pueden brindar otros beneficios, tales como: proveer agua para consumo y para riego, permitir el control de inundaciones y ofrecer oportunidades de turismo y recreación.

Desde la óptica medioambiental, se acompaña a la generación hidroeléctrica por los siguientes motivos:

**Es una fuente renovable de energía:** La generación hidroeléctrica aprovecha la energía del agua de los ríos para producir electricidad sin reducir su cantidad ni degradarla químicamente. Por este motivo todos los emprendimientos hidroeléctricos se encuadran dentro del concepto de fuente de energía renovable.

**Viabiliza la utilización de otras fuentes renovables:** Las centrales hidroeléctricas con embalses ofrecen flexibilidad operacional incomparable ya que pueden responder inmediatamente ante las fluctuaciones de la demanda de electricidad, viabilizando la utilización de otras fuentes de renovables como las eólicas o las solares, en las que la regulación y atención a la demanda es más difícil.

**Contribuye al almacenamiento de agua potable:** Los embalses de los aprovechamientos hidroeléctricos colectan el agua precipitada en la cuenca de aporte, la que puede entonces



ser utilizada para consumo humano o para irrigación, evitan el agotamiento de los acuíferos y reducen la vulnerabilidad a las inundaciones y sequías.

**Aumenta la estabilidad y confiabilidad del sistema eléctrico:** La operación de los sistemas eléctricos depende de fuentes de generación, rápidas y flexibles para atender a las demandas de pico, mantener los niveles de tensión del sistema y restablecer prontamente el suministro después de una falla.

**Tiene una reducida incidencia sobre el cambio climático comparado con otras fuentes de energía:** La hidroelectricidad ayuda a retardar el calentamiento global en razón de que su ciclo de vida produce cantidades pequeñas de gases de efecto invernadero.

**No afecta la calidad del aire:** Las usinas hidroeléctricas no producen contaminantes del aire y no generan subproductos tóxicos.

## I.2 OBJETIVOS

El objetivo del presente Proyecto Integrador Profesional es evaluar el Complejo Hidroeléctrico Cerros Colorados a través de un estudio de los datos de la hidrología e hidráulica local, para realizar un inventario de los puntos donde se podría aprovechar salto y caudal para la generación de energía eléctrica.

Una vez finalizada la etapa anterior, sobre la base del inventario generado se realizará un análisis técnico-económico-ambiental en donde se evaluarán las diferentes alternativas, seleccionando la más conveniente, quedando para una etapa futura el desarrollo del proyecto elegido a nivel de Anteproyecto licitatorio.

## I.3 DESCRIPCIÓN GENERAL

El río Neuquén es un importante curso de agua de la Patagonia Argentina. Corre enteramente dentro de la provincia del mismo nombre.

La cuenca del río Neuquén, ubicada en el noroeste de la provincia homónima, tiene una extensión aproximada de 32.000 km<sup>2</sup>, y junto con las cuencas de los ríos Limay y Negro, constituyen el sistema hidrográfico más importante de todos los que están íntegramente comprendidos en el territorio argentino.

Se halla comprendida entre los paralelos de latitud sur 36°10' y 39°10', y los meridianos de longitud oeste 68°00' y 71°10'. Se caracteriza principalmente por poseer escasa cobertura



vegetal, un relieve de laderas empinadas y carencia de reguladores naturales, produciendo significativos torrentes en las zonas altas.

La cuenca de aporte, que no supera un tercio de la superficie total, se ubica en las estribaciones orientales de la cordillera de Los Andes. La parte restante, cuenca media y baja, se extiende en un área de características semiáridas, cuya red hidrográfica constituye virtualmente el drenaje natural de la cuenca superior.

El curso principal del río colecta desde su nacimiento hasta Paso de los Indios, los aportes de afluentes que, con dirección Oeste-Este, drenan la falda oriental de la cordillera.

### I.3.1 DESCRIPCIÓN DEL RÍO NEUQUÉN

El río Neuquén, es de drenaje natural de la falda oriental de la cordillera en el norte de la provincia de Neuquén. Tiene un régimen hidrológico natural, de rasgo pluvial, caracterizado por poseer doble onda de crecida anual. La primera de ellas se produce en época invernal, principalmente en el período de mayo-agosto, lapso en el que se producen en la cuenca el 80% al 90% del total de las precipitaciones.

Una parte importante de estas precipitaciones en forma de nieve se acumula en la parte alta de la cuenca. La porción que precipita en forma de lluvia en la parte media y baja es la que produce la onda invernal, caracterizada por poseer un pico de gran magnitud con relación al volumen que transporta. La segunda onda de crecida, habitual hacia fines de la primavera, noviembre-diciembre, tiene origen fundamental en la fusión de la nieve acumulada. Estas crecidas se caracterizan por resultar más moderadas que las invernales. Los estiajes (caudales mínimos) son habituales en el comienzo del otoño (marzo-abril). Los lagos son escasos y de pequeñas dimensiones, factor que contribuye al carácter impetuoso de sus crecidas.

El punto de inicio del río Neuquén se origina a 1.470 m.s.n.m. en el cajón de Los Chenques, donde se produce el encuentro de los arroyos Pehuenches y Los Chenques, y hacia el oeste del pequeño lago de Valvarco Tapia. Corre con el nombre de Cajón de los Chenques por el valle con rumbo al oeste recibiendo por ambas márgenes y desde los cordones que lo flanquean numerosos y cortos cauces.

Aguas debajo de esa confluencia el cauce colector ya es conocido como río Neuquén que en araucano significa rápido, correntoso, audaz que alude a la forma de escurrimiento de sus aguas.



Quince kilómetros aguas abajo, recibe desde el oeste, el aporte del río Pichi Neuquén, aproximadamente en cota 1.300 m.s.n.m. La superficie de la cuenca de este tributario es del orden de 370 km<sup>2</sup>.

Treinta y cuatro kilómetros más abajo, por margen derecha recibe el río Neuquén al arroyo Quebrada Honda, al arroyo Lanquileo y al río Varvarco que recibe los aportes de varios cauces en cota 1.140 m.s.n.m. En este sitio el caudal medio que escurre es aproximadamente 58 y 103 m<sup>3</sup>/s, antes y después de la confluencia respectivamente.

Con dirección Norte-Sur, el río se encajona entre la cordillera del Límite y la cordillera del Viento colectando el aporte de tributarios menores, hasta sobrepasar la localidad de Andacollo, donde le llega desde el oeste el cauce del río Nahuevú y río Lileo proveniente de cerros de la cordillera andina en un punto situado a 102 km desde su nacimiento y a 970 m.s.n.m., con estos aportes el caudal medio es del orden de los 172 m<sup>3</sup>/s.

Cinco kilómetros aguas abajo por margen derecha desagua en el colector el río Guañacos, del que recibe 3 m<sup>3</sup>/s en cota 950 m.s.n.m. y cinco kilómetros más abajo, aporta un caudal de 50 m<sup>3</sup>/s, por la misma margen y en cota 940 m.s.n.m., el río Reñileuvú, que antes de desaguar en el Neuquén recibe desde el sur al arroyo Ñirecó y al río Trocomán.

En las cercanías de Chos-Malal (corral amarillo en lengua mapuche) a 160 km desde su nacimiento y con cota a 680 m.s.n.m. confluye el río Curi Leuvú que tiene sus nacientes en los flancos australes del Volcán Domuyo y Tromen por el este. A partir de allí el caudal alcanza los 247 m<sup>3</sup>/s. Aguas abajo confluye por margen derecha el arroyo Taquimilán. Recibe por su margen izquierda el arroyo Salado y por la opuesta llega el Pichi Neuquén. Los aportes de estos tributarios son de escasa relevancia, tal es así, que en un trayecto de 180 km, el caudal aportado no compensa las pérdidas que se producen por infiltración.

A medida que se va ampliando el valle avanza hacia el sudeste y recibe por margen derecha los tributarios más importantes que son el río Agrio, que aporta un caudal medio de 60 m<sup>3</sup>/s y el arroyo Covunco, que contribuye con un caudal aproximado de 7 m<sup>3</sup>/s.

A partir de esta confluencia el río Neuquén toma rumbo al este pasando por el paraje Paso de los Indios, donde se registra un módulo de 280 m<sup>3</sup>/s, luego describe una curva de inflexión con vértice en Añelo y escurre hacia el sudeste hasta la confluencia de este cauce con el del río Limay, pero previamente pasa por Barda del Medio conectado con la depresión natural de los lagos Los Barreales y Mari Menuco que controlan las crecidas del río Neuquén y por último desagua en el lago Pellegrini creado para el mismo fin, y sigue hasta confluir con el Limay para convertirse en el Río Negro.



Figura I-3- Cuencas de la Provincia de Neuquén.



### I.3.2 DESCRIPCIÓN DEL COMPLEJO

El complejo hidroeléctrico Cerros Colorados, se encuentra ubicado en el valle inferior del río Neuquén aguas abajo del paraje Paso de los Indios y a 60 km aguas arriba de la confluencia con el río Limay al norte de la ciudad de Neuquén. Posee sobre el río diversas obras civiles para su aprovechamiento tanto hídrico como hidroeléctrico, y además aprovecha la topografía de la estepa neuquina para crear un reservorio capaz de contener los caudales de crecida.

La construcción del Complejo Cerros Colorados, finalizada en el año 1980, no solo aportó generación hidroeléctrica, sino que colaboró con el desarrollo de la zona atrayendo fuerza laboral, profesionales y empresas multinacionales, provocando una explosión demográfica que exigió el desarrollo de obras públicas con el fin de responder a la demanda de servicios y prioridades de la población tales como educación, salud y vivienda.

Los objetivos principales del complejo son el control de crecidas, la regulación de caudales, el aseguramiento de la provisión de agua para el consumo humano y riego en tierras que eran originalmente áridas, aguas abajo del río Neuquén y al estar equipado con una central, la generación hidroeléctrica.

El complejo permite como función principal, la atenuación de crecidas y la regulación de caudales aguas abajo del río Neuquén, lográndose debido a esto, el desarrollo del sistema de riego en tierras que eran originalmente áridas, además, al estar equipado con una central hidroeléctrica, el complejo aporta generación eléctrica al sistema interconectado nacional.

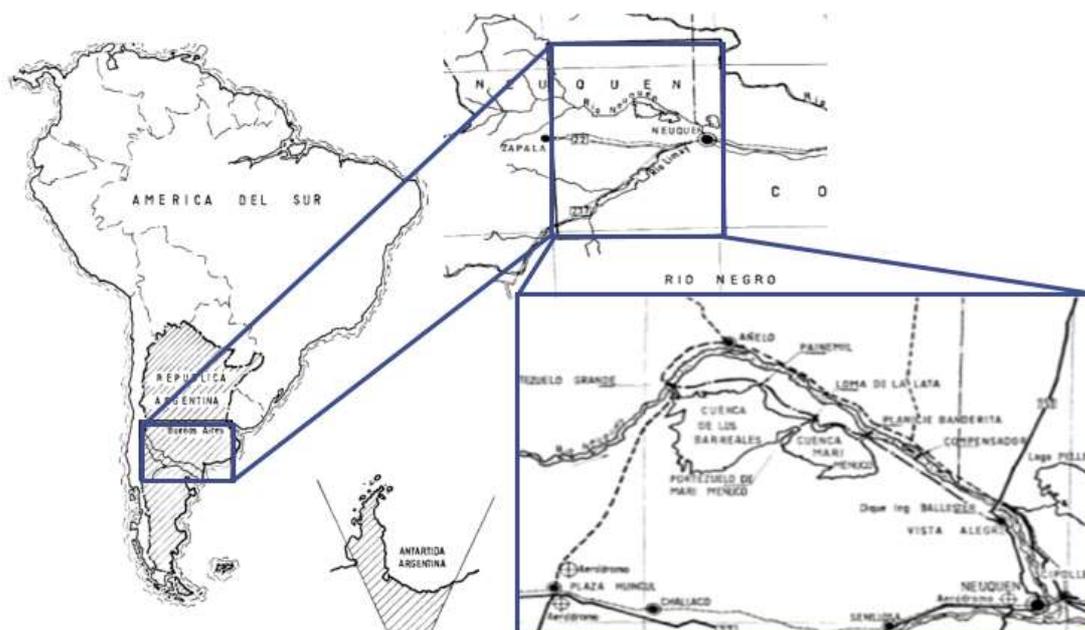


Figura I-5 - Ubicación del complejo.

El complejo Cerros Colorados comprende cinco obras netamente diferenciadas en el espacio: Portezuelo Grande, Loma de la Lata, Mari Menuco, Planicie Banderita y El Chañar, dos embalses mayores: Mari Menuco y Los Barreales, y dos embalses menores frente a los diques Portezuelo Grande y El Chañar.

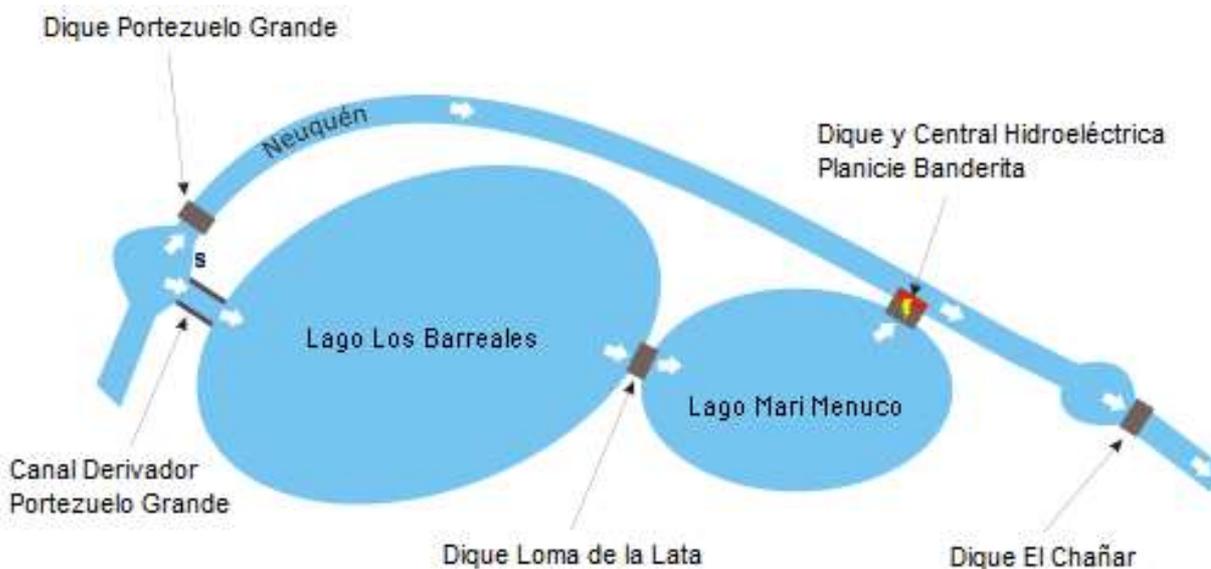


Figura I-6- Esquema del complejo Cerros Colorados.

La construcción de Cerros Colorados se dividió en dos etapas.

La primera etapa estuvo compuesta por la obra de Portezuelo Grande, comprendida por:

- Un dique de aproximadamente 3 km de longitud y 15 m de altura;
- Un vertedero central con una capacidad de regulación de  $3.600 \text{ m}^3/\text{s}$ ;
- Una estructura de derivación con capacidad para evacuar  $7.900 \text{ m}^3/\text{s}$  hacia la cuenca Los Barreales;
- Un canal para conducir el agua desde la estructura de derivación hasta la cuenca natural Los Barreales, con una longitud de 1.800 m.

La segunda etapa estuvo conformada por:

- La construcción de la obra de control de Loma de la Lata compuesta por cinco compuertas planas que vincula los embalses, Los Barreales y Mari Menuco.
- La edificación de la central hidroeléctrica Planicie Banderita. En la que se construyó un canal de 2,50 km de largo que conduce el agua hasta la central hidroeléctrica equipada con dos turbogeneradores que totalizan 450 MW de potencia instalada.
- La construcción de la presa compensadora El Chañar.



Tabla I-1 - Ficha técnica del complejo Cerros Colorados.

<b>FICHA TÉCNICA DEL COMPLEJO</b>					
<b>Presa</b>	Altura Presa [m]	Longitud Coronamiento [m]	Volumen [m <sup>3</sup> ]	Capacidad Vertedero [m <sup>3</sup> /s]	Capacidad Embalse [hm <sup>3</sup> ]
<b>Portezuelo Grande</b>	12	3.250	500.000	11.500	9
<b>Loma de la Lata</b>	16	1.500	1.500.000	800	28.164
<b>Planicie Banderita</b>	35,50	350	400.000	-	28.162
<b>El Chañar</b>	17,50	6.700	1.750.000	3.500	34

Se pueden observar los planos de catálogo de cada una de las presas que componen el complejo en el anexo IX.2.

### I.3.2.1 PORTEZUELO GRANDE



*Figura I-7 – Embalse Portezuelo Grande desde aguas abajo.*



*Figura I-8 - Dique derivador Portezuelo Grande a Lago Los Barreales, vista desde aguas abajo.*

Las obras de Portezuelo Grande constituyen un cierre al curso natural del Río Neuquén para derivar prácticamente la totalidad del agua hacia dos depresiones naturales, los embalses Los Barreales y Mari Menuco, permitiendo a su vez el paso de un caudal ecológico por el río hacia aguas abajo para el riego y el consumo de la zona de Añelo.

Aguas arriba de la presa se genera una capacidad de embalse de  $10 \text{ hm}^3$  entre cotas 425 y 427,75 m.s.n.m. (nivel máximo normal) abarcando un área de  $39 \text{ km}^2$ .

Según registros de la estación meteorológica ubicada en el lugar, se estima que en los últimos 10 años el embalse tiene una evaporación promedio anual de  $2,70 \text{ m}^3/\text{s}$ , ver anexo IX.1.



Figura I-9 – Portezuelo Grande Dique, Derivador y Canal Derivador.



*Figura I-10 - Canal derivador en funcionamiento.*

La presa es de tipo permeable con un perfil homogéneo de gravas arenosas de aproximadamente 3.250 m de longitud, con una altura máxima sobre la fundación de 12 m. La misma está fundada sobre el relleno aluvial del cauce del río y se compone de dos secciones, separadas por el vertedero. La primera sección conecta al vertedero con la margen derecha y constituye el cierre del canal principal del río. Tiene una longitud aproximada de 1.300 m y una altura máxima en la zona más baja de la fundación de 12 m. La segunda sección se desarrolla desde el vertedero hasta la margen izquierda del valle, con un desarrollo de 1.950 m y una altura máxima de 7 m por encima de la zona más baja de la fundación.

A lo largo de toda la longitud de ambas secciones existe un dren horizontal de pie de presa, de 1,60 m de espesor constituido por gravas limpias, ubicado a una cota variable que acompaña aproximadamente al nivel del terreno original y se extiende desde 8 m aguas abajo del eje de la presa hasta el talud aguas abajo. En este lugar se encuentra protegido por una capa de grava gruesa de 0,70 m de espesor.

El coronamiento de la presa se encuentra en cota 429,65 m.s.n.m. y posee un ancho total de 11,15 m.

El vertedero de la presa está construido sobre un cauce secundario y contiene 6 vanos de descarga de 14,00 m de ancho cada uno con cota de umbral 419 m.s.n.m. A su vez, cada



vano está controlado por compuertas radiales separadas por pilas intermedias de 3 m de ancho.

Los 6 vanos descargan dentro de un cuenco amortiguador que tiene un diente final aguas abajo. A la salida del dissipador el canal de descarga tiene su solera protegida por un manto de rip rap de 3 m de espesor y se extiende 15 m aguas abajo. La capacidad máxima de descarga de esta estructura es de 3.600 m<sup>3</sup>/s.

El vertedero tiene 2 conductos de agua en las pilas laterales con salida al cuenco dissipador, constituyendo un by-pass del sistema de compuertas permitiendo el paso del caudal ecológico aguas abajo por el cauce natural del río. Estos conductos tienen sus respectivas compuertas planas para cierre y control.

La estructura de derivación tiene 12 vanos de 14 m de ancho cada uno, con cota de umbral 419 m.s.n.m., que se encuentran provistos de compuertas radiales y separadas por pilas intermedias de 3 m de ancho.

El cuenco amortiguador donde descargan los 12 vanos se ha dividido en 4 compartimentos con muros tabiques paralelos al flujo. La capacidad máxima de descarga de la estructura es de 7.900 m<sup>3</sup>/s.

Aguas arriba del dique de Portezuelo Grande, el embalse recibe un aporte medio anual de sedimentos de 5.000.000 m<sup>3</sup>. Esta contribución de limos y arcillas es tal, que periódicamente se deben planificar tareas de dragado, dado que, los sedimentos impiden el correcto funcionamiento de los conductos bypass y las compuertas.

Portezuelo Grande tiene aguas arriba arrastra en suspensión una gran cantidad de sedimentos. Se calcula que se deposita un aporte medio anual de 5.000.000 m<sup>3</sup> por año de sedimentos compuestos por limos y arcillas en el embalse aguas arriba de Portezuelo Grande tiene problemas de sedimentación, se depositan limos y arcillas, por lo que es necesario realizar obras de mantenimiento para el dragado de los depósitos.

En el año 2010 debido a la erosión por los sedimentos que arrastra el río Neuquén, se realizó una reparación sobre el hormigón en el cuenco amortiguador, por los que, para llevar a cabo dicho procedimiento se construyó un canal perpendicular al coronamiento de la presa con el fin de realizar un desvío de la masa de agua. Se aisló de esta manera el cuenco mediante una ataguía de tierra para luego proceder al vaciado del mismo mediante bombas. El canal excavado tiene 420 m de longitud, una profundidad de 9 m y un ancho de 20 m, permite el paso de hasta 350 m<sup>3</sup>/s. Actualmente el canal derivador se encuentra fuera de funcionamiento.

### I.3.2.2 EMBALSES LOS BARREALES – MARI MENUCO

El lago Los Barreales es un embalse artificial sobre una depresión natural del terreno, creado junto con el lago Mari Menuco cuando se construyó el complejo. Recibe el aporte del río Neuquén a través del canal derivador de Portezuelo Grande.

El embalse tiene por debajo de la cota de operación un denominado volumen muerto de 22.600 hm<sup>3</sup>, esta capacidad permite que el embalse reciba los sedimentos que no fueron depositados en Portezuelo Grande sin compromiso de colmatar el embalse, evitándose tareas de dragado.

El volumen activo útil de operación es de 3.997 hm<sup>3</sup>, con un área del conjunto de los embalses a nivel máximo normal de 600 km<sup>2</sup>. Esta superficie se ve afectada por las pérdidas por evapotranspiración que, según los registros de la estación meteorológica ubicada en el emplazamiento, el caudal promedio anual que se evapora es de 32,64 m<sup>3</sup>/s, ver Anexo IX.1.

Durante el invierno, Los Barreales actúa como atenuador de crecidas y durante el verano como reservorio de agua necesaria para consumo humano, riego y mantener constante el nivel de agua en Mari Menuco buscando hacer eficiente el funcionamiento de las unidades generadoras. Sus niveles se encuentran regulados por las normas del manejo de agua entre el máximo extraordinario de 422,00 m.s.n.m. y el mínimo extraordinario de 411,50 m.s.n.m.

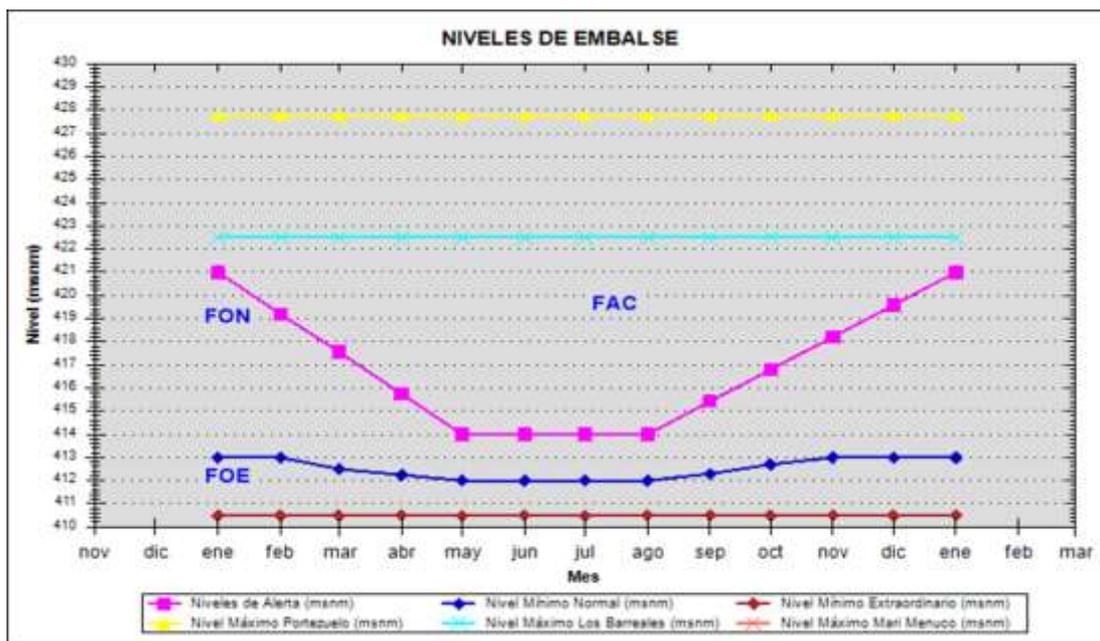


Figura I-11- Franja de operación lago Los Barreales.

El embalse Mari Menuco al igual que Los Barrales, es un reservorio de origen artificial que aprovecha una depresión natural del terreno de la meseta patagónica, recibe el aporte del lago Los Barrales y alimenta a la central Planicie Banderita para la generación hidroeléctrica.

Su principal función es mantener constante el nivel para que operen las turbinas instaladas en la central hidroeléctrica. Posee un nivel máximo extraordinario de 413,50 m.s.n.m. y un nivel mínimo normal de 412,50 m.s.n.m. El área con nivel máximo normal es de 174 km<sup>2</sup>, un volumen de operación de 346 hm<sup>3</sup> y un volumen total a cota máxima de 13.812 hm<sup>3</sup>.

### I.3.2.3 LOMA DE LA LATA



*Figura I-12 – Vista en planta del Dique Loma de La Lata.*

Este dique permite el pasaje programado de los caudales desde el lago Los Barrales hacia el lago Mari Menuco. La obra permite mantener constante el nivel del lago Mari Menuco, lo que mejora la eficiencia de la Central Planicie Banderita, mientras que el nivel de agua en Los Barrales fluctúa, absorbiendo las variaciones en el escurrimiento y proveyendo de un volumen útil de reserva para la atenuación de crecidas del río Neuquén.



*Figura I-13 – Embalses Los Barreales y Mari Menuco separados por la presa Loma de La Lata, desde Los Barreales.*

Esta presa consta de un terraplén principal, que incorpora la estructura de control y dos terraplenes bajos, completando el cierre necesario para proveer una revancha adecuada cuando el reservorio Los Barreales está en su nivel máximo.

La longitud total del terraplén principal es de 1,50 km y de los terraplenes bajos es aproximadamente de 2,30 km.

La presa principal tiene una altura máxima de 16 m y está constituida por un núcleo central de arenas arcillosas protegido mediante filtros granulares y espaldones de grava arenosa.

El talud aguas arriba y el talud aguas abajo, debajo del nivel de la berma, tienen una protección contra oleaje consistente en un enrocado de basalto, en tanto que el talud aguas abajo sobre el nivel de la berma está cubierto por una capa de grava gruesa.

Los espaldones de la presa están fundados sobre terreno natural, y el núcleo se sobre roca mediante una trinchera de profundidad mayor a 1,00 m.

Entre Loma de la Lata y Mari Menuco hay cierres intermedios de baja altura. Estos son dos cierres de 1,00 a 2,00 m de altura, denominados segundo terraplén, próximos a la presa de Loma de la Lata y un tercer terraplén próximo a la presa Mari Menuco.

Los terraplenes bajos no tienen núcleos de arcilla, siendo fundamentalmente barreras contra olas a efectos de impedir que éstas erosionen el terreno natural.

La descarga de agua desde el lago Los Barreales al lago Mari Menuco se realiza por medio de una obra de control o vertedero construido en la presa de Loma de la Lata.

Esta estructura de hormigón consiste en cinco vanos de descarga controlados por compuertas planas y un puente carretero que cruza por encima de los vanos en su extremo de aguas abajo.

La estructura permite la erogación de un caudal máximo de 800 m<sup>3</sup>/s.

Tiene dos galerías de drenajes ubicadas aguas arriba y aguas abajo, accesibles desde el extremo Este, mediante pozos de 2,50 m de diámetro.

A los lados de la obra de control hay estructuras celulares de transición formadas por muros de hormigón que contienen relleno granular, que permiten el encuentro con el terraplén de presa.

El agua llega a la obra de control por medio de un canal excavado en la roca con un ancho de solera de 54,00 m. El canal tiene dos muros laterales que se prolongan aguas arriba de la estructura unos 32,00 m y la solera tiene un revestimiento de hormigón de 50 cm de espesor en una longitud de 10,00 m.

A la salida de la obra de control se encuentra un canal de ancho variable, que presenta dos muros laterales de hormigón. La solera se encuentra revestida en sus primeros 20,00 m mediante una losa de hormigón de 50 cm de espesor y los siguientes 33,00 m mediante un rip rap de basalto que se extiende por los taludes de ambas márgenes del canal.

#### I.3.2.4 PLANICIE BANDERITA



*Figura I-14 - Central hidroeléctrica Planicie Banderita.*

#### **OBRAS PRINCIPALES:**

La central Planicie Banderita se encuentra ubicada al noreste del embalse Mari Menuco. Controla el nivel del embalse devolviendo agua turbinada a un canal de restitución que

desemboca en el embalse formado por el Dique Compensador El Chañar, previo a la descarga en el cauce natural del río.

Las obras de Planicie Banderita consisten en un canal de aducción que conduce el agua desde el embalse hasta la central hidroeléctrica. El canal está cerrado aguas abajo por una presa, que posee una cámara de carga con dos tomas y sendas tuberías que conducen el agua a la central. La central está equipada con dos turbinas Francis de 243 MW de potencia instalada cada una.



*Figura I-15 – Presa Planicie Banderita con canal de aducción y canal de restitución, desde aguas arriba.*

#### **PRESA:**

La presa de Planicie Banderita está constituida por un núcleo central impermeable de arcilla protegido por filtros de arena y espaldones de grava arenosa. Tiene una altura máxima sobre la fundación del orden de los 35,00 m, una longitud de 350,00 m y cota de coronamiento 417,50 m.s.n.m.

En el área de las tomas y tuberías, el núcleo está fundado sobre areniscas a cota 380 m.s.n.m., mientras que en el resto de la presa apoya sobre arcilitas que constituyen un blanquet natural y se extiende sub-horizontalmente, cubriendo a la arenisca ubicada por debajo. El contacto entre ambas formaciones se ubica en cota aproximada 385 m.s.n.m.

El espaldón está contenido aguas abajo por un talud excavado en el macizo natural compuesto por dos mantos. La parte superior es arcillosa con estratos aislados de arenisca



desde cota 384 m.s.n.m. hacia arriba, mientras que la parte inferior se compone mayormente de areniscas con capas de arcilitas y limolitas.

Los espaldones del terraplén son de grava arenosa con zonas de transición contra el núcleo y fundación. El espaldón aguas abajo contiene un drenaje vertical de filtro grueso, el cual se conecta en el nivel inferior con perforaciones de drenaje que vierten el caudal a la galería de drenaje.

En este manto de areniscas está excavada la ya citada galería de drenaje y una de inyección. Ambas están revestidas con hormigón en su totalidad, con la diferencia de que en la primera se han dejado ventanas en el revestimiento para asegurar un buen drenaje de la roca.

Para controlar las filtraciones se construyó una cortina de inyección desde la fundación del núcleo, que consistió en una línea de pozos.

Desde el pie de la presa hasta el pie del talud de la excavación en arenisca, aguas arriba de la central, existe un revestimiento de protección de gravas arenosas gruesas. Este revestimiento protege de la meteorización al manto superior de arcillas y capta y conduce el agua de filtrado.

El espaldón aguas arriba se encuentra protegido por un enrocado de basalto.

#### GALERÍAS DE DRENAJE:

Existen dos galerías de drenaje a cota 350 m.s.n.m., paralelas al eje de la tubería de presión, que están conectadas debajo del terraplén por dos galerías transversales, una de inyección y otra de drenaje.

#### CANAL DE ADUCCIÓN Y OBRA DE TOMA:

El canal de aducción presenta una sección trapezoidal variable, con taludes 1:4,5 en la sección inferior y 1:3 en la superior, separados por una berma en cota 415,20 m.s.n.m., con un ancho de fondo de 29,00 m.

Tiene una longitud de 1950,00 m y está excavado en arcilitas naturales, con un revestimiento de gravas gruesas que apoyan sobre una capa de material más fino que actúa como filtro. A efectos de restringir las solicitaciones del oleaje del lago, su embocadura está protegida por un espigón revestido con enrocado.

Para evitar arrastre del material de revestimiento del canal se limita la potencia máxima de los generadores en función del nivel del embalse Mari Menuco a los efectos que la velocidad máxima quede acotada.



La cámara de carga está confinada por el cuerpo de la presa y el extremo aguas abajo del canal. La estructura tiene dos tomas de agua, cada una conectada independientemente a las turbinas de la central hidroeléctrica mediante una tubería de presión.

#### CENTRAL Y CANAL DE RESTITUCIÓN:

El edificio de la Central está ubicado en la margen derecha del valle al pie del talud excavado en el macizo natural. Está fundada sobre la formación de areniscas.

La central está dividida en los siguientes niveles (msnm):

- Nivel 357,30: Cielorraso y cubierta.
- Nivel 349,20: Acceso y playa de montaje.
- Nivel 353,70: Oficinas, aire acondicionado.
- Nivel 343,50: Nivel de generadores, interruptores y gabinetes eléctricos y protecciones.
- Nivel 340,00: Galerías de cables.
- Nivel 334,00: Equipamiento mecánico y acceso a cámaras espirales.
- Nivel 330,00: Acceso pozo de bombas y conos de succión.

La Central está equipada con dos turbinas tipo Francis de eje vertical de 243 MW cada una y el salto útil es de 72 m.

El canal de fuga o restitución a la salida de la Central comienza con un cuenco amortiguador de ancho y taludes variables y se continúa luego de una curva pronunciada con una sección trapezoidal constante de taludes 1:3 y un ancho de solera de 130 m. Presenta un desarrollo total del orden de 3800 m incluyendo la restitución al río. En los primeros 560 m tiene un revestimiento de rip rap en su margen izquierda y de gravas en la derecha, y a partir de ese punto continúa sin revestir.

#### I.3.2.5 EL CHAÑAR

El embalse de la presa El Chañar es el compensador de Planicie Banderita ubicado a 10 km de la central. La presa se localiza sobre el Río Neuquén, con un desarrollo de 6285 m y una altura máxima sobre la fundación de 17 m.



*Figura I-16 – Presa El Chañar desde aguas abajo.*

Está constituida por un cierre frontal y un cierre lateral, entre los que se ubica una toma para riego en el sector de margen izquierda, en progresiva 3850. A su vez el cierre frontal se encuentra interrumpido en progresiva 1000 por la estructura del vertedero.

La función de esta presa es de regular semanalmente los caudales turbinados por la central Planicie Banderita, oscilando sus niveles entre 340 y 337 m.s.n.m. (metros sobre el nivel del mar). A pie de la presa lateral se encuentra construido un canal de drenaje que garantiza que el agua del embalse no eleve la napa freática de las tierras adyacentes destinadas al cultivo.

A continuación, se describen las estructuras principales.



*Figura I-17- Embalse compensador El Chañar.*

## PRESA

La presa está constituida por un cierre frontal y uno lateral.

- Cierre frontal

Se desarrolla entre progresivas 385 en margen derecha (MD) y 3844 en margen izquierda (MI). Presenta en casi toda su extensión un perfil compuesto, constituido por un núcleo impermeable de limos arcillosos protegido aguas arriba y aguas abajo por filtros de arena, con espaldones de gravas arenosas protegidos por capas de gravas y enrocado en el espaldón de aguas arriba.

En un corto tramo de margen derecha presenta un perfil homogéneo, permeable, de gravas arenosas. La transición entre ambas secciones es progresiva.

En el espaldón aguas abajo cuenta con un dren horizontal de gravas, que acompaña las variaciones de nivel del terreno natural.

A lo largo de su desarrollo presenta tres tipos de secciones diferentes, las que se describen a continuación:

- Entre progresivas 385 y 600:

Presa permeable, perfil homogéneo de gravas arenosas fundadas sobre limos arenosos.

Protección del talud aguas abajo con una capa de gravas. En esta sección el terraplén se continúa hacia aguas arriba con una amplia berma a cota 340,50, protegida con rip rap.



- Entre progresivas 600 y 950 de margen derecha y entre progresivas 1.050 y 1.100 de margen izquierda:

Presa con núcleo impermeable y filtros fundados sobre trinchera en limonitas - arcilitas.

Espaldones de gravas arenosas. Talud aguas arriba con enrocado y talud aguas abajo con capa de grava.

- Entre progresivas 1.100 y 3.844:

Presa con núcleo impermeable fundado sobre gravas arenosas y diafragma de hormigón que penetra 0,50 m en las limonitas - arcilitas y 1,80 m en el núcleo, completando el cierre de impermeabilización.

Espaldones y protección de taludes similares a la sección anterior.

- Cierre lateral

Se desarrolla en margen izquierda entre progresivas 3.856 y 6.670. Entre progresivas 3.856 y 6.000 presenta un perfil homogéneo constituido por gravas arenosas con una pantalla impermeabilizante de hormigón armado que recubre el talud aguas arriba y se vincula con un diafragma de hormigón de pie de talud que atraviesa el manto permeable y penetra en el sustrato rocoso. Por debajo de la pantalla cuenta con una capa de gravas arenosas de mayor permeabilidad, de 1,50 m de espesor.

Cuenta también con un dren horizontal de pie de presa de similares características al del cierre frontal.

El talud aguas abajo tiene una protección de grava.

En el extremo de margen izquierda, entre progresiva 6.000 y 6.670, presenta un perfil homogéneo permeable sin pantalla, constituido por gravas arenosas que se apoyan en las gravas arenosas del terreno natural.

Aguas abajo y aproximadamente paralelo al cierre lateral, se ubica un canal de drenaje que en parte fue excavado y en parte tiene el desarrollo sinuoso natural de un antiguo brazo del río.

#### VERTEDERO

Esta estructura de hormigón consta de 8 vanos de descarga de 9 m de ancho, separados por pilas intermedias de 3 m de ancho. El conjunto permite una evacuación máxima de 3.500 m<sup>3</sup>/s. Los 8 vanos descargan dentro de un mismo cuenco amortiguador, que tiene una solera de hormigón terminada en un diente dissipador. El caudal de agua en el vertedero está controlado mediante compuertas radiales en cada vano, de 9,65 m de altura.



## I.4 PROGRAMACIÓN Y DESPACHO DE CENTRALES ELECTRICAS

### I.4.1 SECTOR ELÉCTRICO DE ARGENTINA.

El Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) es el ámbito en el cual converge la oferta y la demanda. En este mercado se diferencian dos aspectos: la prestación y la recepción del servicio.

La prestación está integrada por los generadores, los transportistas y las distribuidoras, mientras que la recepción del servicio está compuesta por los grandes usuarios, que compran en forma directa al MEM, y los medianos y pequeños clientes que adquieren energía y potencia a través de las empresas distribuidoras.

Los agentes concurren al MEM, ubicado en un punto geográfico, en la localidad de Ezeiza (barra Ezeiza de 500 kV), que representa el "baricentro" de la demanda, y los tránsitos hacia y desde este punto se hacen en función de los Precios de Nodo PN.

En la regulación del MEM se constituyen tres mercados diferenciados con diferentes formas de comercializar la energía:

**Mercado SPOT:** En este mercado los precios son sancionados en forma horaria, de acuerdo a los requisitos y disponibilidad de equipos que haya en cada momento. En otras palabras, se define el precio real de la energía y la potencia, determinado por el consumo medio bruto de combustible, valor del agua (VA) y costo de llenado del dique, según el tipo de central que sea.

El precio por hora que se les paga a los generadores comprende entonces:

- (a) el costo marginal de generación del último, y por lo tanto más caro generador que es despachado para suministrar electricidad al MEM.
- (b) el pago por capacidad disponible puesta a disposición del sistema, incluyendo la capacidad stand-by.
- (c) el pago por capacidad adicional stand-by, en el caso de riesgo de falla del sistema, si existiera.

**Mercado ESTACIONAL:** Las distribuidoras compran la energía en el mercado spot, no al precio horario sino a un precio estabilizado estacionalmente. Este precio estacional se lo determina a través de la programación estacional. En este caso, la fijación de precios está directamente relacionada con los promedios semestrales proyectados del mercado spot. A medida que el precio spot se va determinando hora por hora, las diferencias con el precio

estacional se cargan para el período siguiente y se remunera a los distribuidores dicha diferencia con un fondo compensador que CAMMESA posee para este fin.

El precio para este mercado se calcula mediante modelos de simulación, tomando períodos estacionales de seis meses; uno correspondiente al período de mayo a octubre, presume una elevada contribución de generación hidroeléctrica en cuanto dicho período abarca la estación de mayores lluvias, nieve y deshielo; y el otro correspondiente al período noviembre a abril, presume una mayor contribución de generación térmica.

Mercado a TÉRMINO: Los participantes de este mercado son los generadores, los distribuidores y grandes usuarios. Son contratos particulares por cantidades, precios y condiciones libremente pactadas entre vendedor y comprador. Esta operación debe ser informada a CAMMESA.

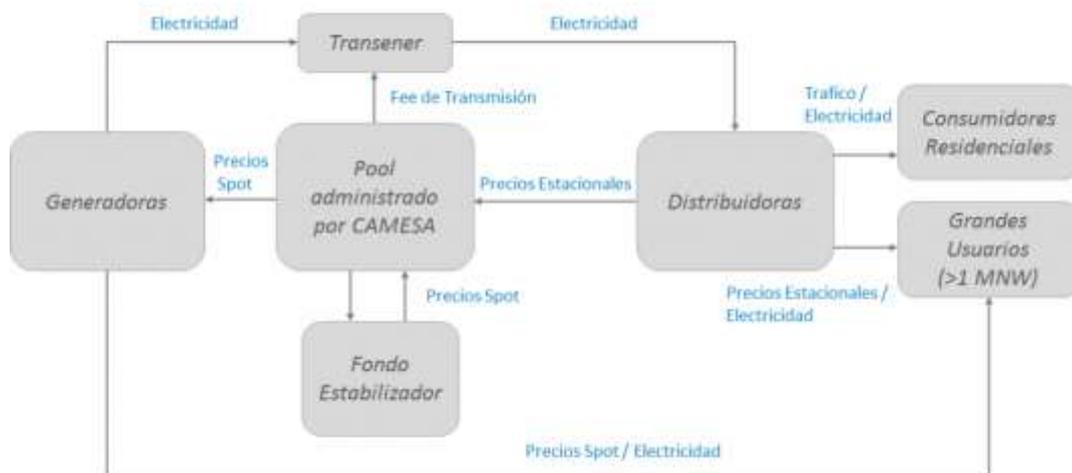


Figura I-18 - Actores del MEM.

### Despacho de unidades generadoras

El despacho semanal se efectúa sobre la base de las programaciones estacional y mensual (modelo de largo plazo), teniendo en cuenta el VA declarado por cada una de las centrales hidráulicas optimizables de capacidad estacional.

La programación diaria es realizada por el OED, con un modelo de despacho hidrotérmico, que tiene como función objetivo minimizar el costo operativo del sistema como un todo. Este costo es la suma del Costo Variable de Producción (CVP), el Costo Variable de Transporte (CVT) y la valorización de la Energía No Suministrada, llevados al centro de carga, y todo esto sujeto a las restricciones de transporte, disponibilidad de combustibles, de agua, etc. El CVP incluye los costos variables asociados al combustible, los costos variables de operación y mantenimiento, que tienen toques por rango y tipo de generación.



El despacho económico se realiza sobre la base de los CVP declarados por los generadores y aceptados por CAMMESA.

La sanción se efectúa con el mínimo valor entre el CVP declarado y el valor de referencia calculado por CAMMESA. Los generadores despachados cubren una demanda variable y la reserva existente por hora. Se puede observar en la Figura siguiente una curva tipo de generación y reserva y la clase de generación usada, donde no se incluyen los cogeneradores ni los autogeneradores porque su presencia en el mercado no es continua, depende de sus consumos internos y venden los saldos de energía eléctrica.

Semanalmente CAMMESA recibe por parte de las empresas generadoras, la disponibilidad prevista de energía, el tipo de combustible y su precio; el consumo específico (inversa del rendimiento), el consumo previsto tomando en consideración la carga operativa mínima necesaria para mantener las unidades de generación en funcionamiento y el costo de apagar y volver a encender las distintas unidades de generación.

Con estos datos se puede encontrar el despacho horario de las unidades generadoras basado en un orden de méritos (ranking de acuerdo al costo marginal de cada unidad), siendo despachados primero las unidades que ofrecen costos marginales más bajos, ajustados por la ubicación eléctrica de cada generador respecto del nodo Ezeiza. Este ajuste se realiza al nodo de mercado a través de lo que se denomina Factor de Nodo FN. El precio de oferta declarado por la última máquina es el costo marginal, y es el precio que se paga a todas las unidades que están por debajo de la misma.

Además, el despacho establece: precio de mercado, PM, previsto; máquina que margina; para los días hábiles las Turbo Vapor TV, definidas como de punta y el correspondiente precio mínimo de pico; TV definidas como TV forzadas; áreas desvinculadas (despacho óptimo afectado de restricciones de transporte); Precios Locales y las máquinas incluidas dentro del área desvinculada; despacho de combustible; despacho de reserva fría y rotante; despacho de intercambio con otros países; despacho de reactivo.

Como las unidades con menor costo marginal son las que se despachan primero, las unidades con mayores costos marginales sólo se utilizan en las horas de mayor demanda (punta), encareciendo el costo de la energía en tales horarios. Además, al incorporarse al sistema nuevos generadores más eficientes, se produce una depuración natural de las unidades obsoletas.

Las centrales hidráulicas se intercalan en el orden de mérito en función del VA declarado de su embalse. Las de capacidad estacional, mensual y semanal, declaran su VA en [ $\$/m^3/s$ ]



de caudal turbinado por semana y para cada nivel del embalse. A menor volumen de agua mayor será el precio de cada  $m^3$  a turbinar.

El VA representa la esperanza matemática de los ahorros futuros en la operación y en la falla, por cada metro cúbico de agua marginal almacenada. El VA se aplica a los embalses de regulación estacional, es decir a los que tienen capacidad de almacenar agua de un período a otro y cuyo monto energético resulta importante respecto de la demanda a satisfacer (Piedra del Aguila, El Chocón, Planicie Banderita).

Durante los períodos de condiciones hídricas de baja, las unidades hidroeléctricas de generación con embalse son de las últimas en ser despachadas, mientras que en épocas de condiciones hídricas de alta esas unidades son despachadas con antelación. El costo marginal asociado con unidades de generación hidroeléctrica de flujo libre (sin embalse) es cero, es decir, son las primeras unidades en ser despachadas. La mayoría de las unidades hidro se despachan en la base del diagrama de carga sin considerarlas en el despacho económico.

Los modelos usados para la programación hidrotérmica son:

OSCAR: Este modelo simula la operación del sistema con un horizonte de tres años. Se encuentra el VA de los embalses en este horizonte, a los efectos de realizar con un segundo modelo un uso óptimo semanal de los recursos energéticos con mínimo costo de operación y falla.

MARGO: Despacho óptimo de mínimo costo de operación y falla para cada período, teniendo en cuenta el VA, los costos de los grupos térmicos y la representación del sistema de transmisión.

CAMMESA determina el despacho óptimo en forma horaria sin tener en cuenta la existencia de arreglos de mediano y largo plazo entre generadores, distribuidores y grandes usuarios, con lo cual cualquiera de los generadores puede ser despachado para suministrar energía al MEM por encima o por debajo de su compromiso contractual.

Ver anexo IX.3.



## **CAPITULO N° II. ANÁLISIS DE DATOS**

### **II.1 ANÁLISIS DE DATOS HIDRÁULICOS**

A través del sistema de adquisición y procesamiento de datos que la empresa Orazul Energy posee para manejar los datos hidrológicos e hidráulicos y obtener reportes del Complejo Cerros Colorados, se obtuvieron las series históricas de caudales entre el año 2010 y 2019, y de niveles de agua desde 1977 hasta 2019. La serie histórica de caudales se analizó en un período más corto debido a que solo se encuentran digitalizados los datos desde el año 2010 en adelante, sumado a que justamente estos resultan años de sequía comparados con los anteriores, por lo que se obtendrán resultados más conservadores.

Los datos fueron procesados para obtener información resumida del funcionamiento del complejo, y para facilitar el desarrollo de los proyectos a nivel de pre factibilidad de acuerdo a las capacidades de caudal y salto a lo largo del año.

Creciendo en nivel de complejidad del análisis, se comenzó obteniendo valores promedio, mínimos y máximos para cada serie histórica. Luego se obtuvo un promedio mensual, que resulta de promediar los valores correspondientes a cada mes a lo largo de todos los años contenidos en la serie histórica. Finalmente, se realizó un análisis de disponibilidad, tanto de caudal como de cota para cada sitio.

### **II.2 RESUMEN DE DATOS Y ANÁLISIS DE DISPONIBILIDAD**

Para cada serie de datos, se obtuvo el valor mínimo, el valor máximo y el promedio de los valores contenidos en ella. Luego se separaron los datos por mes y se calculó el promedio mensual para cada mes, y finalmente se realizó un análisis de disponibilidad. Este análisis muestra cuál es el porcentaje del total de los datos que están por encima de un valor particular, y resulta útil para calcular la disponibilidad que se prevé a futuro de un determinado valor.

En el siguiente capítulo se utilizarán los resultados de esta herramienta para calcular las horas en las que se puede generar por encima de un valor de caudal determinado.

A continuación, se exponen, para cada sitio, los valores representativos de las series, los promedios mensuales y sus gráficos correspondientes, y los análisis de disponibilidad.

## II.2.1 PORTEZUELO GRANDE

Portezuelo Grande posee dos vertederos, tal lo descrito en el Capítulo I, por lo que se analizan los datos hidráulicos registrados en cada uno de los sitios.

- Portezuelo Grande Dique

Tabla II-1 - Resumen de datos Portezuelo Grande Dique - Período 2010 – 2019.

RESUMEN DE DATOS			
DETALLE		VALOR	UNIDAD
CAUDAL	PROMEDIO	11,56	[m <sup>3</sup> /s]
	MAXIMO	85,95	[m <sup>3</sup> /s]
	MINIMO	0,06	[m <sup>3</sup> /s]
COTA	PROMEDIO AGUAS ARRIBA	419,56	[m]
	MAXIMA AGUAS ARRIBA	427,50	[m]
	MINIMA AGUAS ARRIBA	419,01	[m]
	PROMEDIO AGUAS ABAJO	419,50	[m]
	MAXIMA AGUAS ABAJO	419,80	[m]
	MINIMA AGUAS ABAJO	419,50	[m]

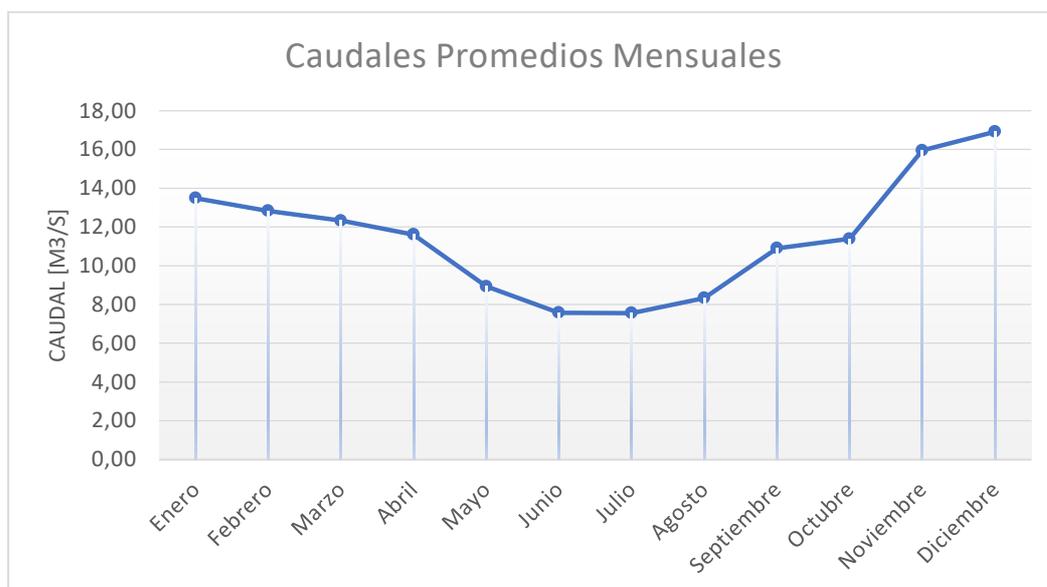


Gráfico II-1 - Caudales promedio mensuales Portezuelo Grande Dique.

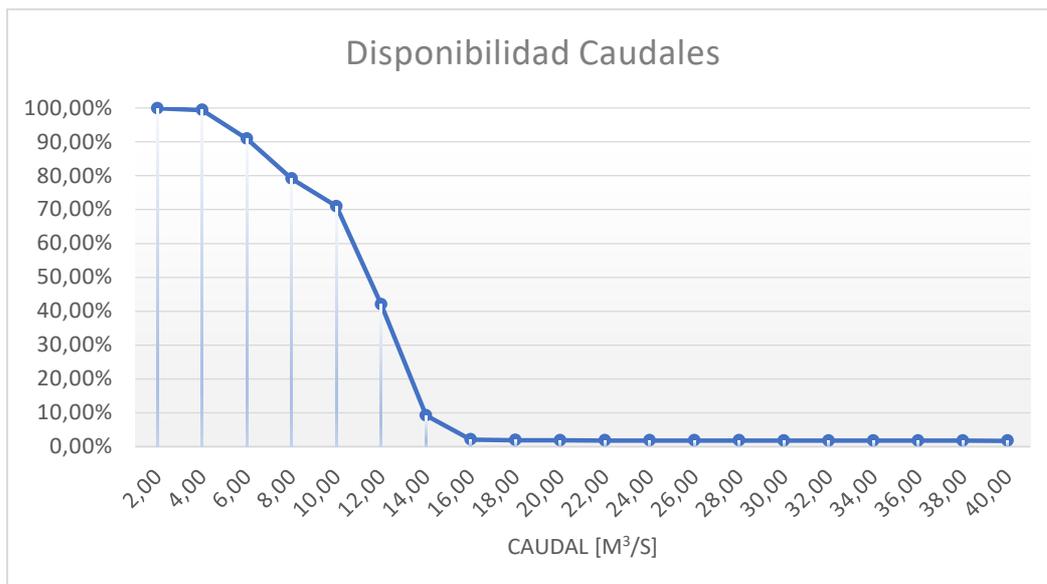


Gráfico II-2 - Disponibilidad de caudales Portezuelo Grande Dique.

En Portezuelo Grande Dique, la idea prevaleciente es la de generar con ambos conductos de descarga operando a su máxima capacidad (12 m<sup>3</sup>/s), es decir, 24 m<sup>3</sup>/s en total. La disponibilidad de caudales para ese valor, es prácticamente nula de acuerdo a las series históricas de datos, pero esto se debe a que sólo se está erogando el caudal ecológico, en caso de avanzar con este proyecto, se contemplará la generación total de este proyecto con un caudal constante de 24 m<sup>3</sup>/s.



Gráfico II-3 - Disponibilidad de niveles aguas arriba Portezuelo Grande Dique.

- Portezuelo Grande Derivador

Tabla II-2 - Resumen de datos Portezuelo Grande Derivador.

RESUMEN DE DATOS			
DETALLE		VALOR	UNIDAD
CAUDAL	PROMEDIO	180,40	[m <sup>3</sup> /s]
	MÁXIMO	11.500,00	[m <sup>3</sup> /s]
	MÍNIMO	0,00	[m <sup>3</sup> /s]
COTA	PROMEDIO AGUAS ARRIBA	422,41	[m]
	MÁXIMA AGUAS ARRIBA	427,40	[m]
	MÍNIMA AGUAS ARRIBA	419,07	[m]
	PROMEDIO AGUAS ABAJO	414,77	[m]
	MÁXIMA AGUAS ABAJO	421,61	[m]
	MÍNIMA AGUAS ABAJO	317,98	[m]

A partir de los datos de la Tabla II-2, puede verse que, en principio, podría instalarse generación hidroeléctrica con un caudal promedio de 180,40 m<sup>3</sup>/s y un salto bruto de 7,64 m. Estos valores no necesariamente representan los valores característicos de diseño de la obra para este sitio, por lo que se profundizó el análisis, obteniendo promedios mensuales y disponibilidad de valores.

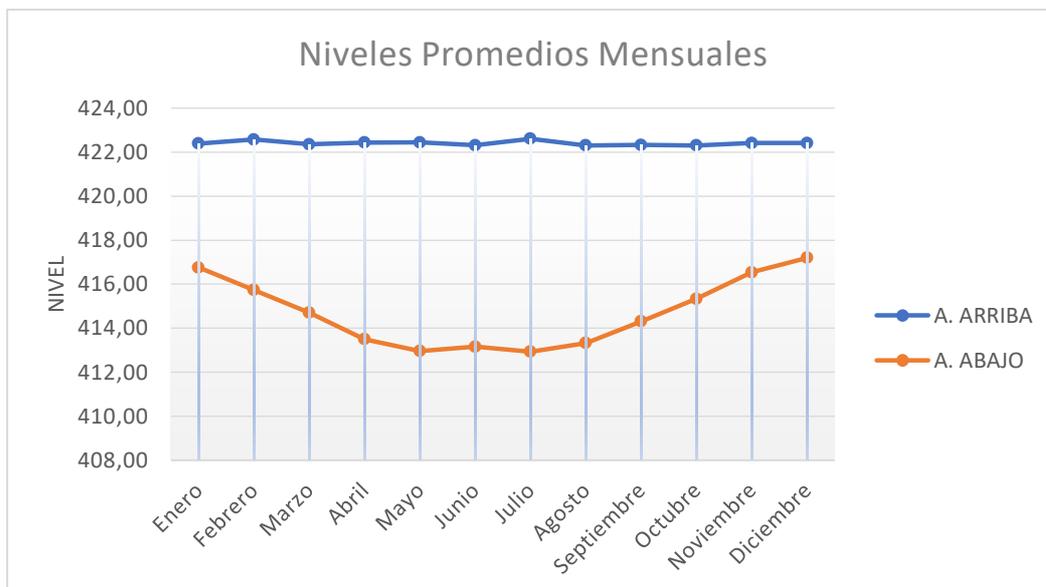


Gráfico II-4 - Niveles promedios mensuales Portezuelo Grande Derivador.

En el Gráfico II-4 puede verse que el salto máximo se da durante los meses invernales, rondando los 9,20 m, y el mínimo durante los meses de verano, alcanzando valores apenas

por encima de 5 m, por lo que el diseño de las máquinas debería contemplar un rango de funcionamiento de 5,00 a 9,00 metros de salto para aprovechar el potencial completo del sitio.

El gráfico anterior da información sobre la variabilidad de los niveles a lo largo del año, y es clave al momento de elegir el equipamiento correcto.

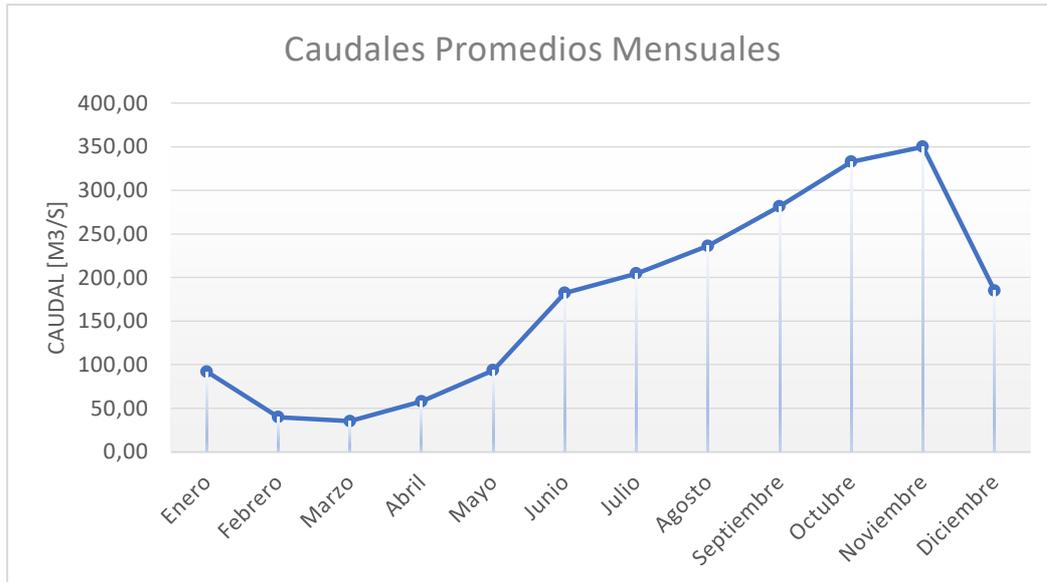


Gráfico II-5 - Caudales promedios mensuales Portezuelo Grande Derivador.

Al ser un río en gran parte alimentado por deshielo de la nieve, se espera que los caudales aumenten en la época posterior a la temporada de nevadas, hecho confirmado por el gráfico anterior, que muestra una marcada elevación de valores a partir del mes de mayo.

Con la información analizada hasta ahora, puede verse que la época de generación más fructífera será a partir del mes de mayo y hasta noviembre, quedando sujeta a las nevadas de cada año.



Gráfico II-6 - Disponibilidad de niveles aguas arriba Portezuelo Grande Derivador.



Gráfico II-7 - Disponibilidad de niveles aguas abajo Portezuelo Grande Derivador.

Los gráficos Gráfico II-6 y Gráfico II-7 muestran los valores de disponibilidad de niveles de acuerdo a las series históricas analizadas. Se ve que el nivel aguas arriba oscila la mayoría del tiempo entre cota 422,00 y 422,75 m.s.n.m., y que la variabilidad de los niveles del embalse Barreales es considerable.

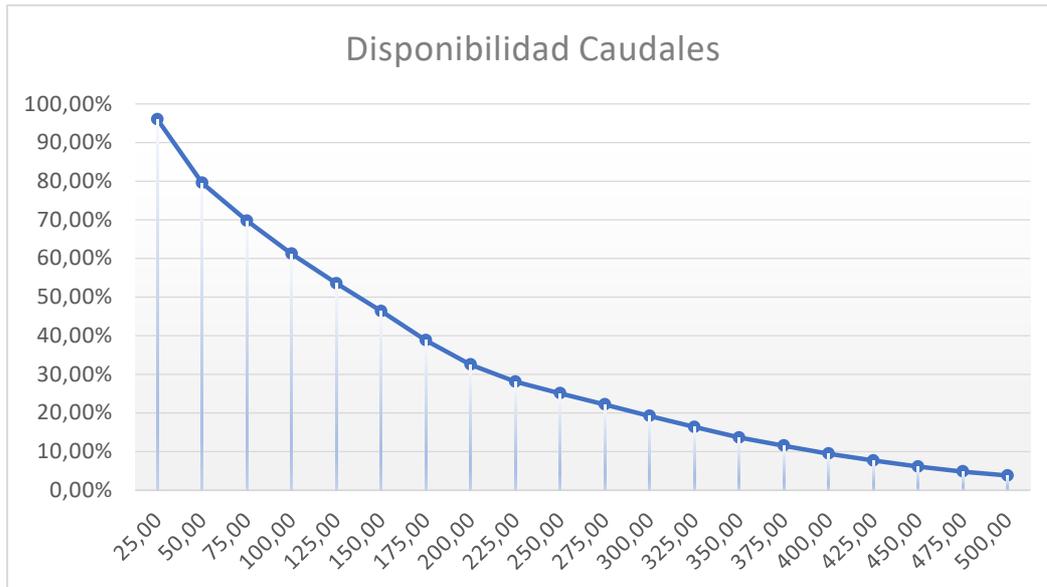


Gráfico II-8 - Disponibilidad de caudales Portezuelo Grande Derivador.

## II.2.1 LOMA DE LA LATA

Tabla II-3 - Resumen de datos Loma de la Lata.

RESUMEN DE DATOS			
	DETALLE	VALOR	UNIDAD
CAUDAL	PROMEDIO	114,20	[m <sup>3</sup> /s]
	MAXIMO	1108,10	[m <sup>3</sup> /s]
	MINIMO	0,00	[m <sup>3</sup> /s]
COTA	PROMEDIO AGUAS ARRIBA	414,77	[m]
	MAXIMA AGUAS ARRIBA	421,61	[m]
	MINIMA AGUAS ARRIBA	317,98	[m]
	PROMEDIO AGUAS ABAJO	413,12	[m]
	MAXIMA AGUAS ABAJO	413,71	[m]
	MINIMA AGUAS ABAJO	307,62	[m]

La tabla anterior muestra los valores representativos de las series de datos analizadas para Loma de la Lata. Como primera aproximación de diseño, podrían tomarse como valores característicos un caudal promedio de 114,20 m<sup>3</sup>/s y un salto bruto de 1,65 m (correspondiente a la diferencia entre cota promedio aguas arriba y cota promedio aguas abajo), pero por las características de operación del complejo y como se verá en los análisis posteriores también, los valores promedio son poco representativos de las condiciones de funcionamiento de este sitio.

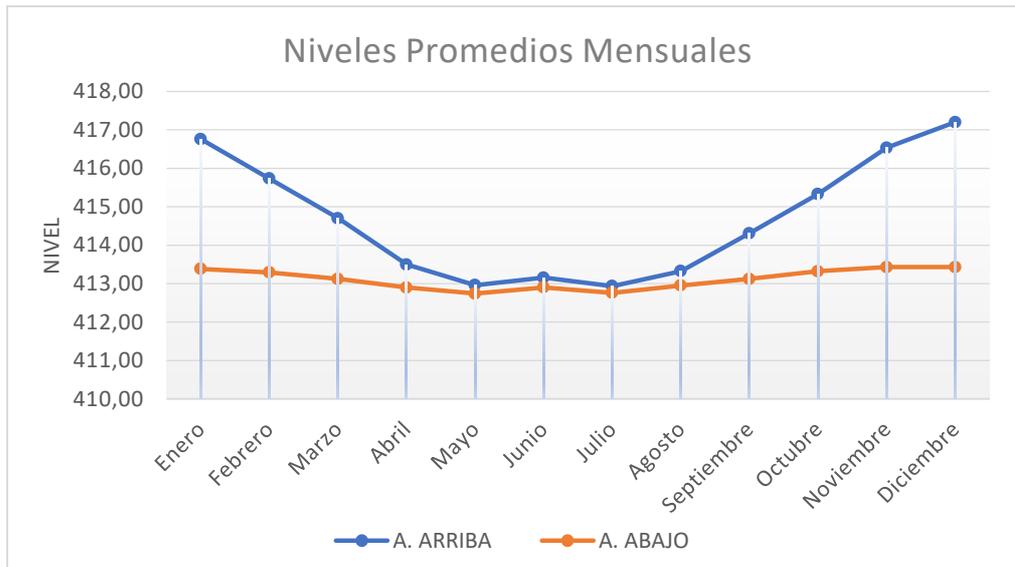


Gráfico II-9 - Niveles promedio mensuales Loma de la Lata.

El gráfico anterior muestra que el salto bruto disponible en los meses invernales disminuye sustancialmente, haciendo imposible la transformación de energía potencial del curso de agua en energía eléctrica. Es por esto que, para Loma de la Lata, una de las ideas surgidas en las primeras reuniones, es la de implementar generación hidrocínética a partir de la captura de la mayor cantidad de masa de agua posible, con velocidades y presiones bajas.

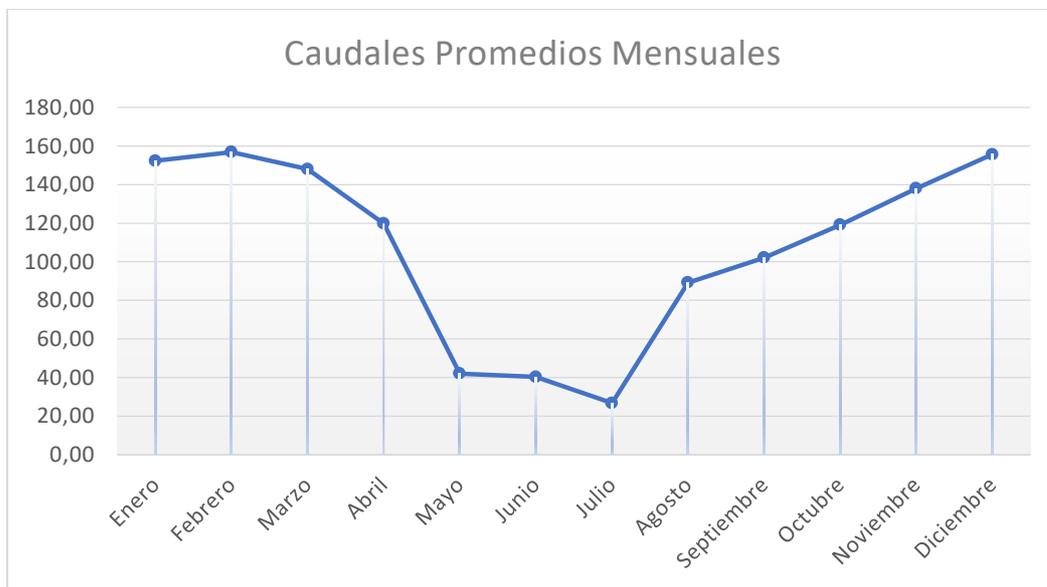


Gráfico II-10 - Caudales promedio mensuales Loma de la Lata.

Dado que el caudal también es bajo en los meses invernales, otra alternativa posible sería instalar equipamiento convencional de generación, y reservar los meses de mayo junio y julio para mantenimiento programado.



Gráfico II-11 - Disponibilidad de niveles aguas arriba Loma de la Lata.



Gráfico II-12 - Disponibilidad de niveles aguas abajo Loma de la Lata.

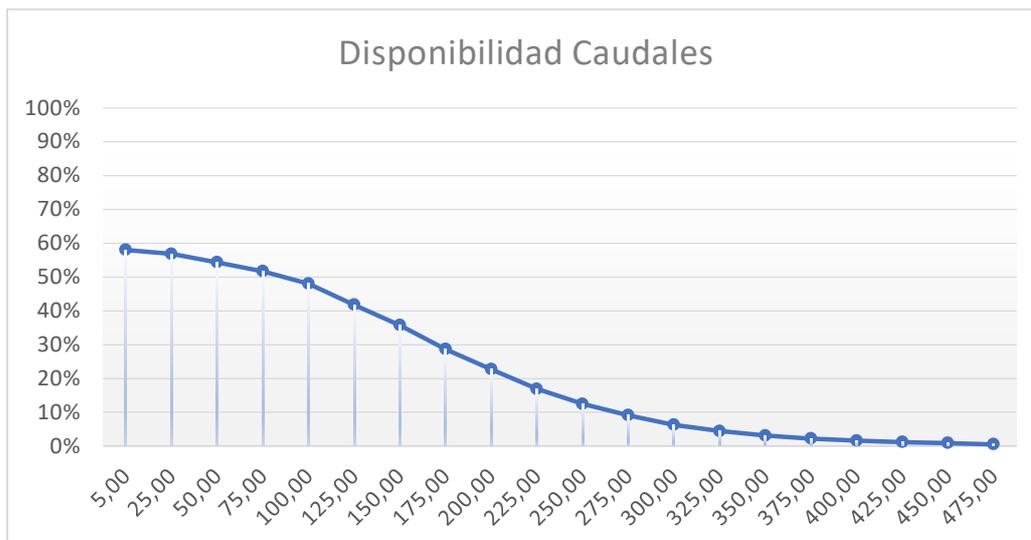


Gráfico II-13 - Disponibilidad de caudales Loma de la Lata.

El gráfico de disponibilidad de caudales para Loma de la Lata comienza con un máximo de 60% de disponibilidad para caudales bajos debido al tipo de operación que se realiza en el lugar: hay una proporción del día en que las compuertas permanecen cerradas, resultando en un caudal nulo en esas horas. En este caso, se puede operar con caudal constante las 24 horas en función de la generación de la central o se deberá hacer un estudio que tenga en cuenta las horas disponibles para generar, valor que está asociado directamente a la generación en Planicie Banderita.

## II.2.2 PLANICIE BANDERITA

Tabla II-4 - Resumen de datos Planicie Banderita.

RESUMEN DE DATOS			
DETALLE		VALOR	UNIDAD
CAUDAL	PROMEDIO	107,33	[m <sup>3</sup> /s]
	MAXIMO DE OPERACIÓN	728,00	[m <sup>3</sup> /s]
	MINIMO DE OPERACIÓN (*)	40,00	[m <sup>3</sup> /s]
COTA	PROMEDIO AGUAS ARRIBA	414,77	[m]
	MAXIMA AGUAS ARRIBA	421,61	[m]
	MINIMA AGUAS ARRIBA	317,98	[m]
	PROMEDIO AGUAS ABAJO	413,12	[m]
	MAXIMA AGUAS ABAJO	413,71	[m]
	MINIMA AGUAS ABAJO	307,62	[m]

(\*): Caudal mínimo de operación con las máquinas girando en vacío.

La tabla anterior muestra un resumen de los valores característicos de las series de datos analizadas para Planicie Banderita. Como se verá más adelante, y consecuencia de que el complejo se regula para mantener los valores de cota aguas arriba prácticamente constantes, puede tomarse el valor promedio de cota aguas arriba como representativo. Por el contrario, al ser una central de punta, el valor de caudal es variable en el tiempo.

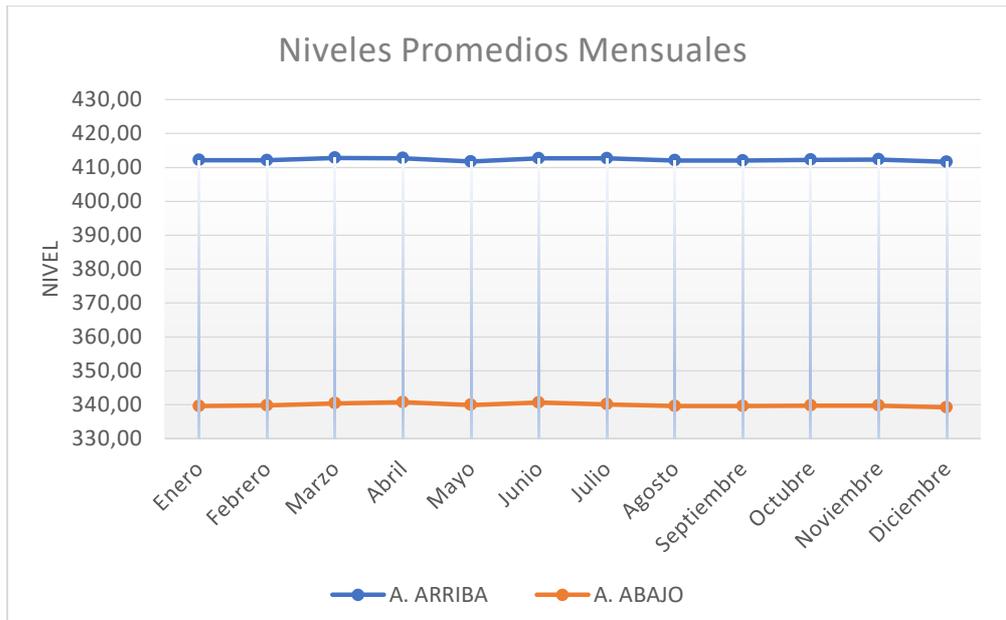


Gráfico II-14 - Niveles promedio mensuales Planicie Banderita.

Como puede verse, los valores de niveles promedio mensuales son prácticamente constantes a lo largo del año, garantizando siempre un salto de aproximadamente 72,50 m. Esto es consistente con la realidad del complejo, ya que fue diseñado y es operado para generar energía eléctrica en Planicie Banderita con la mayor eficiencia posible de las máquinas.

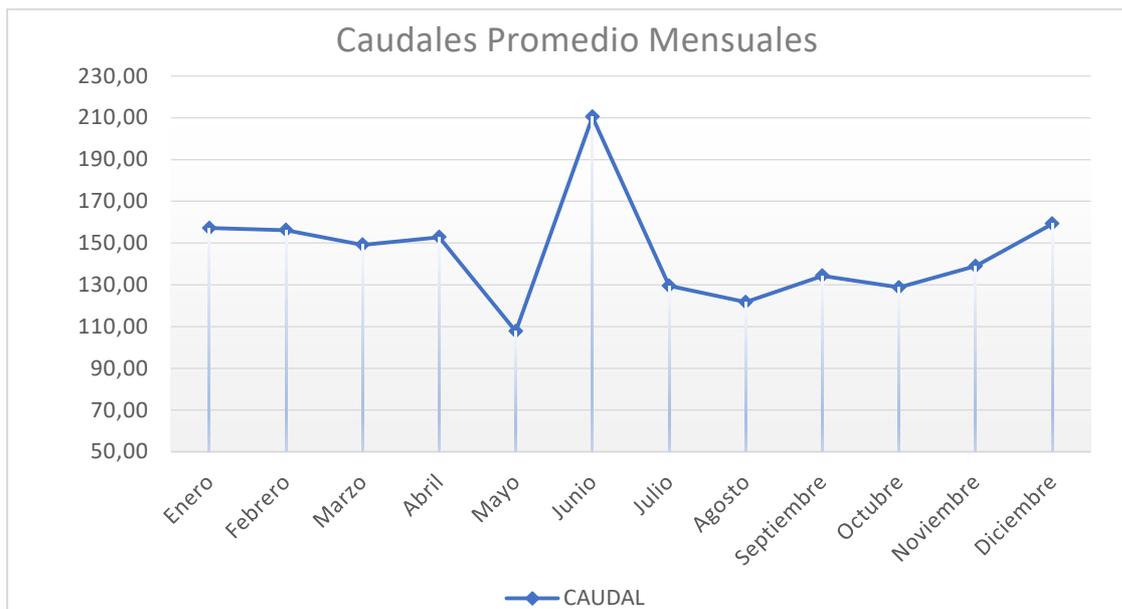


Gráfico II-15 – Caudales promedios mensuales Planicie Banderita.

### II.2.3 COMPENSADOR EL CHAÑAR

Tabla II-5 - Resumen de datos El Chañar.

RESUMEN DE DATOS			
DETALLE		VALOR	UNIDAD
CAUDAL	PROMEDIO	139,65	[m <sup>3</sup> /s]
	MAXIMO	607,51	[m <sup>3</sup> /s]
	MINIMO	0,00	[m <sup>3</sup> /s]
COTA	PROMEDIO AGUAS ARRIBA	339,28	[m]
	MAXIMA AGUAS ARRIBA	340,48	[m]
	MINIMA AGUAS ARRIBA	332,21	[m]
	PROMEDIO AGUAS ABAJO	330,24	[m]
	MAXIMA AGUAS ABAJO	332,09	[m]
	MINIMA AGUAS ABAJO	325,61	[m]

Un primer análisis de las series históricas arroja un caudal promedio de 139,65 m<sup>3</sup>/s con un salto bruto de 9,04 m, resultando valores prometedores a simple vista.

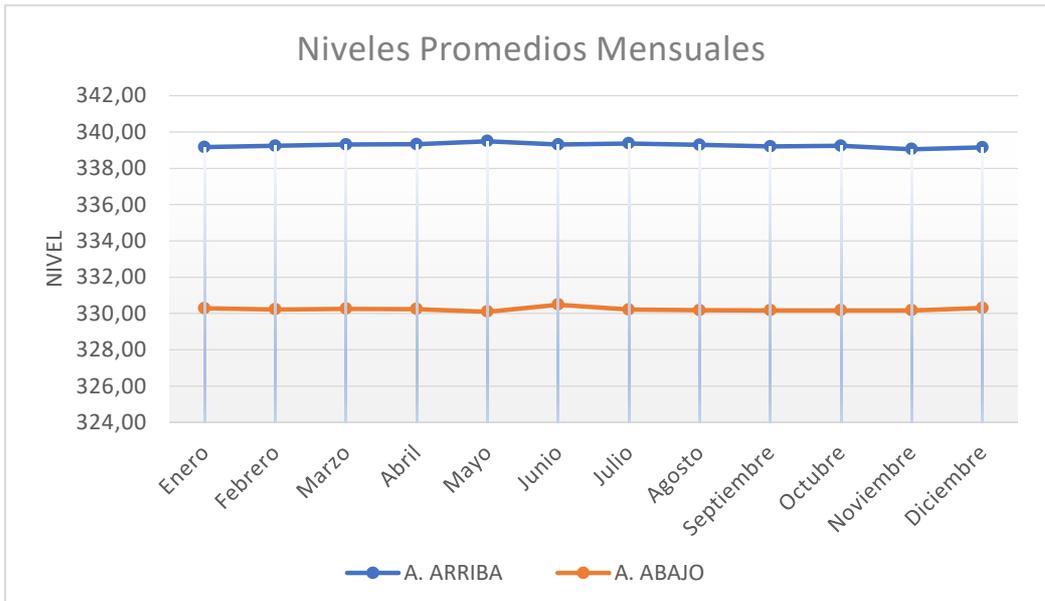


Gráfico II-16 - Niveles promedios mensuales Chañar.

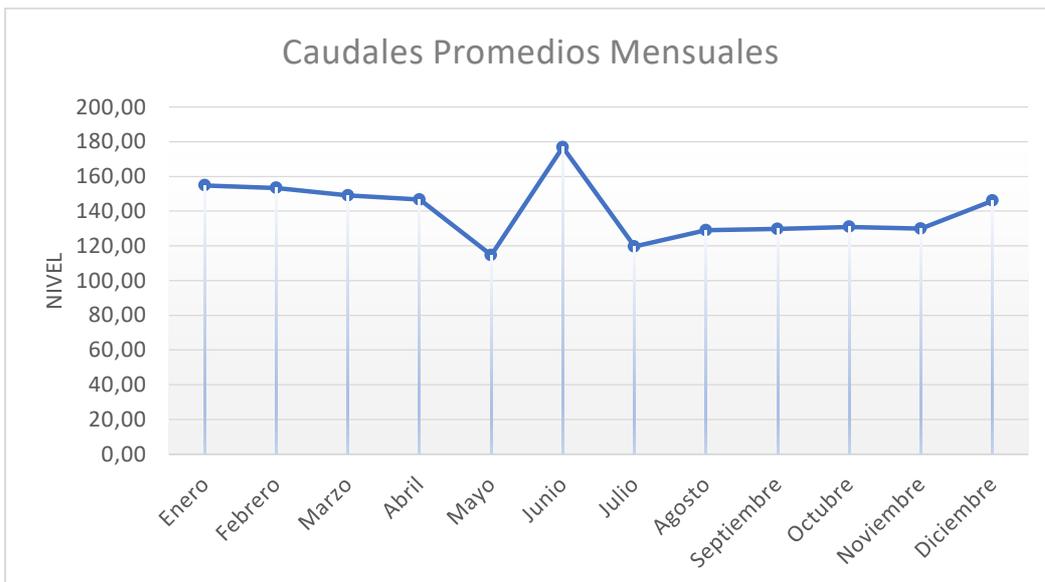


Gráfico II-17 - Caudales promedios mensuales Chañar.

Del análisis de los gráficos “Gráfico II-15” y “Gráfico II-16”, puede concluirse que el salto bruto es prácticamente constante a lo largo del año, y que los caudales promedio varían la mayoría del tiempo entre 120 y 160 m<sup>3</sup>/s.



Gráfico II-18 - Disponibilidad de niveles aguas arriba Chañar.



Gráfico II-19 - Disponibilidad de niveles aguas abajo Chañar.

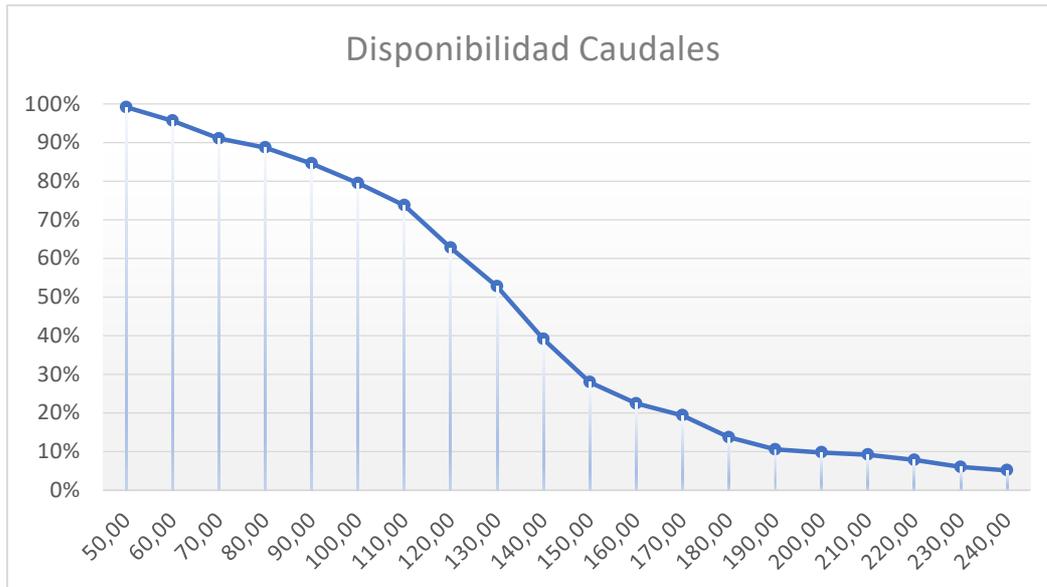


Gráfico II-20 - Disponibilidad de caudales Chañar.

En El Chañar, no solo deben verse los valores históricos, sino que también debe tenerse en cuenta que, de acuerdo a regulaciones sobre el manejo del agua de la AIC, para cada mes hay un caudal mínimo a asegurar durante todo el día, valor que puede variar extraordinariamente de acuerdo a los valores registrados por el río aguas arriba con el objetivo de cuidar el recurso en épocas donde el caudal no alcanza el valor mínimo establecido. Es por esto, que el diseño del aprovechamiento no debe estar solamente basado en los valores promedio y esperados, sino también respetando la normativa vigente sobre el manejo del agua en el Río Neuquén.

A modo ilustrativo, se adjunta a continuación una tabla con los valores promedio mensuales de salto y caudal en El Chañar bajo la modalidad actual de operación.

Tabla II-6 - Promedios mensuales de Salto y Caudal en El Chañar.

PROMEDIOS MENSUALES					
MES	CAUDAL [m³/s]	SALTO BRUTO [m]	MES	CAUDAL [m³/s]	SALTO BRUTO [m]
Enero	92,00	5,63	Julio	204,62	9,68
Febrero	39,93	6,84	Agosto	236,31	8,98
Marzo	35,32	7,66	Septiembre	281,65	8,02
Abril	58,02	8,94	Octubre	332,68	6,98
Mayo	93,72	9,49	Noviembre	350,05	5,88
Junio	182,36	9,16	Diciembre	185,04	5,21

Tabla II-7 – Caudales mínimos establecidos por la Autoridad Interjurisdiccional de Cuencas (AIC).

MÍNIMOS ESTABLECIDOS POR AIC	
MES	CAUDAL [m <sup>3</sup> /s]
Enero	150,00
Febrero	150,00
Marzo	150,00
Abril	150,00
Mayo	95,00
Junio	95,00
Julio	100,00
Agosto	105,00
Septiembre	150,00
Octubre	150,00
Noviembre	150,00
Diciembre	150,00

### II.3 EQUIPAMIENTO

Las centrales que se prevén están equipadas con turbinas clásicas tipo Kaplan y Bulbo, y con equipos “de estantería” tales como las Hidroturbinas Serie “EL” de Flygt y los Hidrotornillos Landy, de Landustries.

Los equipos de estantería se eligen de los catálogos elaborados por el fabricante, vienen con generador incluido y con una curva de funcionamiento con el rendimiento para cada par de valores H-Q. Esta información facilitó el diseño de los aprovechamientos y el cálculo de la generación, ya que, al no encontrarse dentro del alcance del trabajo integrador profesional, no se realizaron los diseños de la máquina ni de los generadores.

Para una turbina hidráulica clásica como las Kaplan o Bulbo, que se fabrican a medida para cada proyecto, no existen curvas de funcionamiento, por lo que la potencia se calculó de acuerdo a la siguiente expresión, obtenida del manual de Aprovechamientos Hidroeléctricos Tomo I de Luis Cuesta Diego y Eugenio Vallarino:

$$P = H \cdot Q \cdot g \cdot \eta_{turbina} \cdot \eta_{generador} \cdot 0,001$$

Donde:

$P$  es la potencia en kW

$H$  es el salto disponible, en m



$Q$  es el caudal, en  $m^3/s$

$\eta_{turbina}$  es el rendimiento de la turbina para un determinado salto y caudal

$\eta_{generador}$  es el rendimiento del generador

Por ser un desarrollo a nivel de prefactibilidad, se acepta que el valor promedio del producto entre el rendimiento de la turbina y el rendimiento del generador es 0,888, por lo que la potencia queda:

$$P = H \cdot Q \cdot 8,7 \cdot 0,001$$

Frente a la imposibilidad de contar con curvas de rendimiento de las máquinas, se aceptó también que cada máquina puede funcionar en un rango de caudal desde la mitad de su caudal de diseño hasta el caudal de diseño, con el rendimiento promedio mencionado anteriormente.



## CAPITULO N° III. PROYECTOS

En el presente capítulo se desarrolló, para cada sitio, el proyecto de generación a nivel de Prefactibilidad. “En la Etapa de Prefactibilidad, los estudios técnicos, el diagnóstico ambiental y las estimaciones de costos deben tener un grado de detalle y precisión suficientes para permitir la elaboración de planos y programas de obras económicamente eficientes, para la selección de obras prioritarias”.<sup>1</sup>

### III.1 BYPASS DE PORTEZUELO GRANDE DIQUE

#### III.1.1 INTRODUCCIÓN

El dique “Portezuelo Grande” se encuentra ubicado sobre el cauce natural del río Neuquén y conduce la mayor parte de sus aguas hacia el embalse Los Barreales. Envía hacia el curso original un caudal mínimo, denominado caudal ecológico, de 12 m<sup>3</sup>/s (Dos derivaciones laterales con capacidad máxima de 12 m<sup>3</sup>/s cada una, que pueden ser operadas separada e indistintamente) utilizado para riego y consumo en la zona de Añelo. El objetivo de este proyecto es el de utilizar este caudal de irrigación para generar energía eléctrica.

Actualmente, la empresa Orazul Energy S.A. opera los bypass de Portezuelo Grande sin embalse aguas arriba, evitando así la decantación de la gran carga sedimentaria del río Neuquén. El proyecto de generación de energía eléctrica en Portezuelo Grande contempla la creación de un embalse aguas arriba, con el fin de elevar la cota de agua y generar así un mayor salto bruto disponible en los bypass y en el canal derivador.

El dique Portezuelo Grande tiene una cota de coronamiento de 429,65 m IGN, el nivel máximo de operación normal es de 427,00 m IGN y el nivel de operación extraordinaria es de 427,75 m IGN. Para generar el mayor salto bruto posible, el proyecto de generación en Portezuelo Grande llevaría asociada la elevación del nivel de embalse aguas arriba a cota 426,50 m IGN. Sin embargo, se decidió en este caso no elevar la cota hasta el nivel mencionado, sino que se estableció en función de las máquinas de catálogo cuál sería la cota adecuada para generación. La siguiente imagen muestra una simulación de la extensión del embalse que se formaría al elevarse el nivel aguas arriba a cota 426,00. Dicho

---

<sup>1</sup> Cuesta Diego, L. y Vallarino, E. (2000). *Aprovechamientos Hidroeléctricos Tomo I*. España. Colegio de Ingenieros de Caminos, Canales y Puertos.

análisis se realizó en base a un Modelo Digital de Elevaciones (MDE) elaborado por el Instituto Geográfico Nacional (IGN), de resolución 5m x 5m.

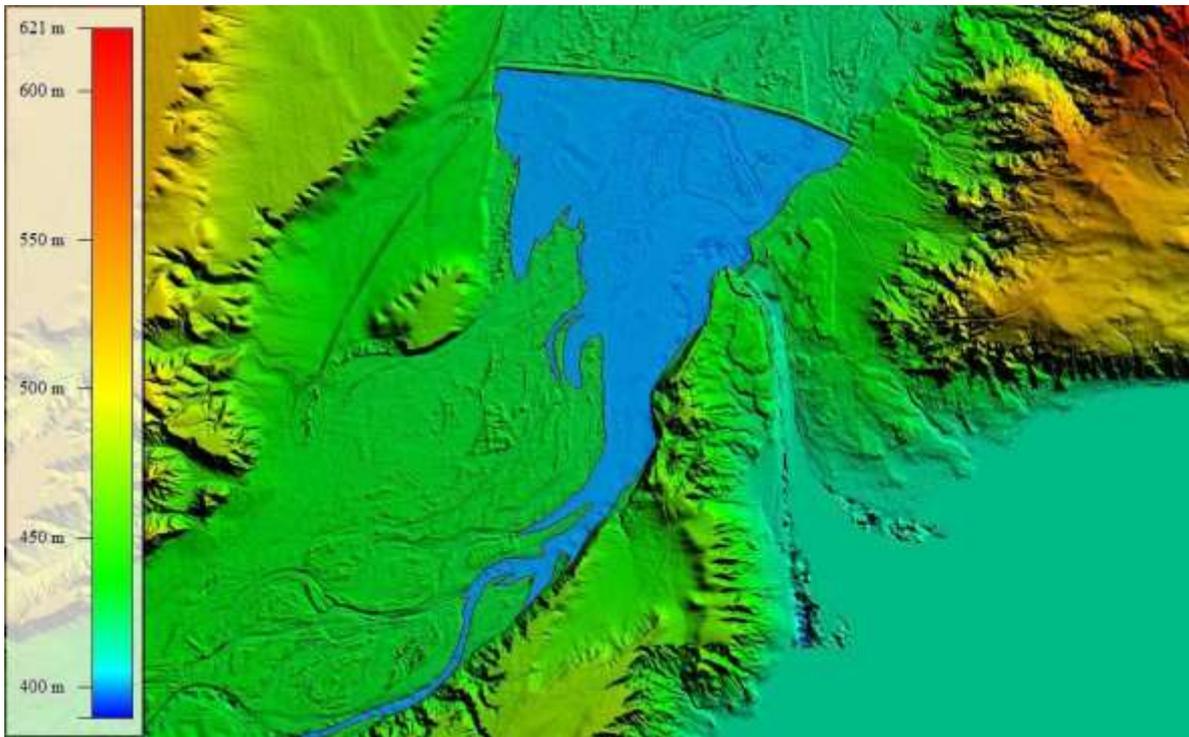


Gráfico III-1 - Simulación embalse Portezuelo Grande a cota 426 m IGN.

### III.1.2 SALTO Y CAUDAL DE DISEÑO

En este sitio, el caudal de diseño adoptado responde a la capacidad máxima de los conductos, de  $12 \text{ m}^3/\text{s}$ . El salto se calculó teniendo en cuenta un nivel de aguas arriba 426,00 m IGN, y un nivel aguas abajo de 419,70 m IGN, lo que resulta en un salto de 6,30 m, que se ve afectado por las pérdidas que se generan en el conducto de hormigón, que resultan en 1,40 m, por lo tanto el salto neto a considerar para el diseño de la máquina es de 4,90 m.

Las pérdidas fueron calculadas en detalle en un trabajo para la materia “Máquinas hidráulicas y aprovechamientos hidroeléctricos”.

Se adjunta el procedimiento de cálculo y los resultados en el anexo IX.4.

### III.1.3 CRITERIOS DE DISEÑO

- Caudal constante total =  $24 \text{ m}^3/\text{s}$
- Caudal constante por conducto =  $12 \text{ m}^3/\text{s}$
- Nivel aguas arriba = 426,00 m IGN
- Nivel aguas abajo = 419,70 m IGN



- Salto Bruto = 6,30 m

### III.1.4 DESCRIPCIÓN DE LAS OBRAS PROPUESTAS

#### III.1.4.1 CONDUCCIÓN EXTERNA SOBRE EL MURO DE ALA

De acuerdo al equipo elegido (Tornillo Landy diámetro 4.500 mm, longitud 15 m, empresa Landustrie), se decidió prolongar el conducto desde la salida para poder instalar el tornillo debido a la imposibilidad de instalarlo dentro del conducto existente.

El diseño de la obra nueva consiste en un conducto rectangular tipo bandeja de hormigón armado con paredes de espesor 30 cm, ancho 4,70 m, alto 5,20 m, con una inclinación de 22° y prolongado 20 m para alojar el tornillo, el rodamiento inferior y el rodamiento superior. En la misma dirección del eje, por encima del rodamiento superior y pasado el tabique superior, se instala el generador eléctrico.

La obra propuesta se conecta al conducto existente a través de una curva que permita direccionar el flujo de agua en la dirección de las paredes laterales y a su vez liberar el extremo superior para instalar el generador.

Se construirá una cámara de carga de hormigón de 5,00 x 4,60 x 7,00 m para lograr la cota necesaria para la generación proyectada, ya que el equipo trabaja a gravedad y no a presión.

Toda la estructura proyectada para contener al equipo en cada uno de los conductos apoyará sobre columnas de hormigón.

Se prevé que las superficies donde se realice un contacto directo entre el hormigón actual de las obras y el hormigón nuevo se coloque un puente adherente epóxico.

No es necesario para este proyecto el desarrollo de rejas y compuertas, dado que el dique ya posee esas obras incorporadas.

Se adjunta el corte principal de la central en el plano NQN-CC1-PL-G-301 y la planta de la central en el plano NQN-CC1-PL-G-300. Ver capítulo N° VIII.

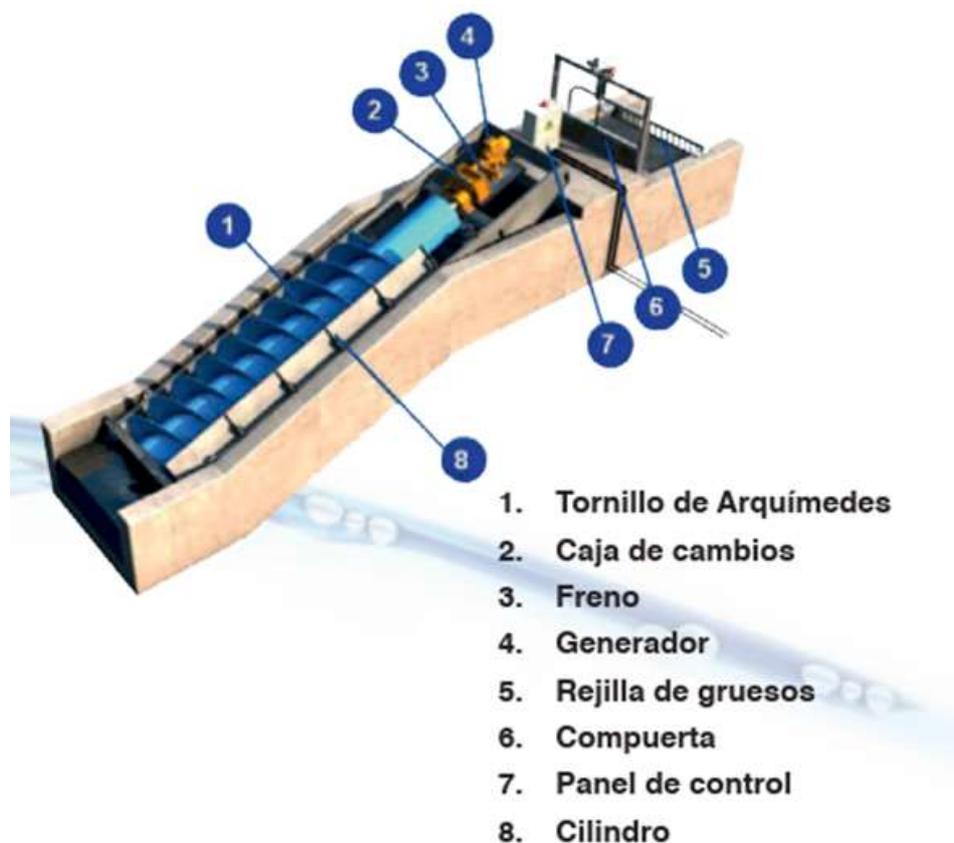


Figura III-2 - Esquema del equipo seleccionado.

### III.1.5 SELECCIÓN DE EQUIPOS

El nivel aguas abajo está dado por el caudal erogado por el río, que corresponde a un nivel de 419,50 m.s.n.m. para 12 m<sup>3</sup>/s y 419,70 m.s.n.m. para un caudal de 24 m<sup>3</sup>/s.

Con estas consideraciones previas y los criterios de diseño establecidos como datos básicos para este sitio, se eligieron como máquinas para la generación, los hidrotornillos Landy, de la empresa Landustrie. Estos permiten generar energía eléctrica aún con bajos caudales y su funcionamiento resulta económicamente viable aún en solitario, a diferencia de máquinas como la Hydromatrix de Andritz, que no resulta económicamente viable a menos de que se coloque en baterías de más de 10 máquinas para atender caudales mayores a los 100 m<sup>3</sup>/s.

### III.1.6 CÁLCULO DE GENERACIÓN

En el catálogo suministrado por la empresa IMPSA sobre los hidrotornillos Landy, se incluye una ecuación para estimar la cantidad de energía eléctrica producida, basada en una eficiencia del 85% del hidrotornillo.

$$H[m] \cdot Q \left[ \frac{m^3}{s} \right] \cdot 7,5 = P[kW]$$

Tomando el salto de 4,90 m (salto neto con pérdidas incluidas) y el caudal máximo se obtiene una potencia de 0,44 MW por conducto, y una generación anual de 3,9 GWh. Si se decide erogar 24 m<sup>3</sup>/s durante todo el año, es decir, el máximo por cada uno de los dos conductos, se obtiene una potencia de 0,88 MW en total y 7,7 GWh de energía anualmente. Con una erogación total de 24 m<sup>3</sup>/s se puede abastecer del suministro eléctrico a una población de 2.504 habitantes, considerando un consumo per cápita de 3,075 MWh.

## III.2 CANAL DE PORTEZUELO GRANDE DERIVADOR

### III.2.1 INTRODUCCIÓN

Completando el sistema de derivación en Portezuelo Grande, el vertedero y canal derivador actúan como obra de paso del agua del Río Neuquén hacia el lago Los Barreales. En el año 2010, a raíz de reparaciones efectuadas sobre el dique y el cuenco amortiguador, se realizó sobre la margen derecha un canal que actuó como bypass, transportando el agua provisoriamente hacia el lago Los Barreales. Al ser un canal existente y sin uso actual, por las amplias dimensiones y capacidad de conducción de agua, se presenta como una excelente oportunidad para plantear un proyecto de generación en el sitio.

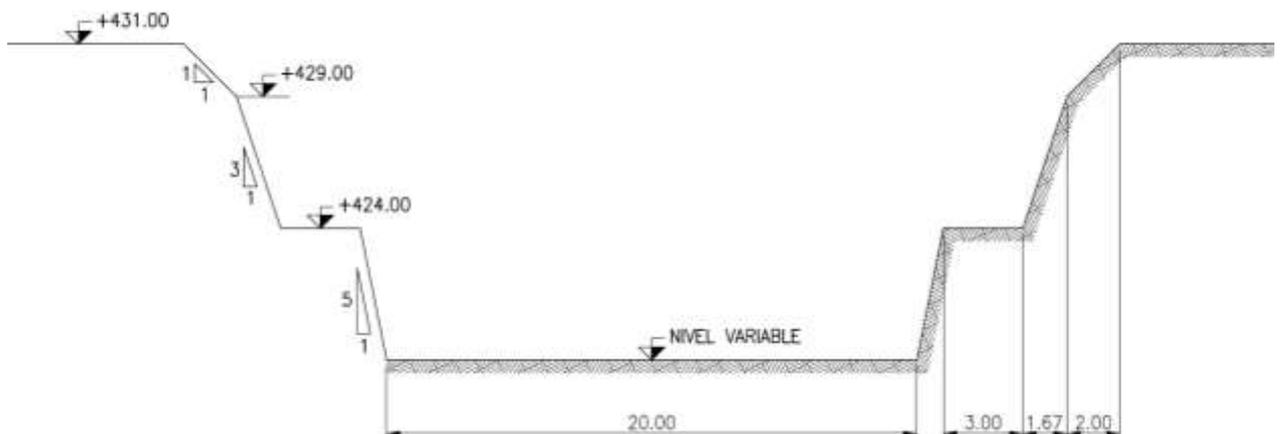


Figura III-1 - Sección tipo del canal de by pass existente

La capacidad de diseño del canal temporario establecido por DECC, fue de 350 m<sup>3</sup>/s, en condiciones normales con tirantes que no superaron las bermas laterales dejadas como protección de los taludes.



El canal de by pass está constituido por dos tramos rectos unidos por una curva con un radio de 122,5 m desde el eje del canal, y un desarrollo de 60 grados. Las longitudes de los tramos son 166,1 m para el tramo recto aguas arriba, 128,3 m para el desarrollo de la curva, y 119,8 m para el tramo recto aguas abajo, teniendo en toda su longitud una pendiente de fondo de aproximadamente 3,7 m/km.

En julio del 2017, las empresas F.R.B. Servicios S.R.L., PROA S.R.L. en conjunto con Xylem Flygt presentaron a la concesionaria del complejo un proyecto de generación en Portezuelo Grande Derivador en base a las máquinas hidráulicas desarrolladas por Flygt. Para este sitio se utilizará el mismo anteproyecto, actualizando los precios de referencia donde corresponda y recalculando los valores de potencia instalada y generación anual de acuerdo a la serie de datos histórica utilizada para el presente estudio (2010-2018).

### III.2.2 SALTO Y CAUDAL DE DISEÑO

Por el derivador de Portezuelo Grande pasa todo el caudal del Río Neuquén, restándole lo que se deje pasar en el momento como caudal ecológico hacia el cauce original. Este sitio presenta la complejidad de que el valor de cota aguas abajo fluctúa de acuerdo al caudal del río, la necesidad de generación en Planicie Banderita y las normas de manejo de embalse. Al establecer como condición de proyecto una cota fija de embalse aguas arriba de Portezuelo Grande, se acepta que por la central hidroeléctrica instalada en el canal derivador pasará el caudal instantáneo sin regulación, por lo que la instalación que se diseñe debe poder operar en un rango de caudales amplio, preferentemente ajustando automáticamente la generación de acuerdo al caudal entrante.

Debido a la variabilidad de caudales, el análisis se realizó para el promedio de salto y caudal de cada mes del año. El salto bruto considerado resulta de la diferencia de niveles entre el nivel propuesto de embalse aguas arriba (426,50 m IGN) y el nivel promedio aguas abajo para cada mes. El salto neto se obtuvo restando al salto bruto las pérdidas de carga en el canal, y las pérdidas localizadas al pasar por la central.

### III.2.3 CRITERIOS DE DISEÑO

- Caudal mínimo =  $10 \text{ m}^3/\text{s}$  (1 máquina)
- Caudal máximo =  $320 \text{ m}^3/\text{s}$  (32 máquinas)
- Nivel aguas arriba = 426,50 m IGN
- Nivel aguas abajo = variable



- Canal trapezoidal re excavado con ancho de solera de 26 m y taludes laterales 3V:1H.
- Telecomando desde la sala de comando de la central Planicie Banderita.

### III.2.4 DESCRIPCIÓN DE LAS OBRAS PROPUESTAS

#### III.2.4.1 RE EXCAVACIÓN DEL CANAL DE BY PASS

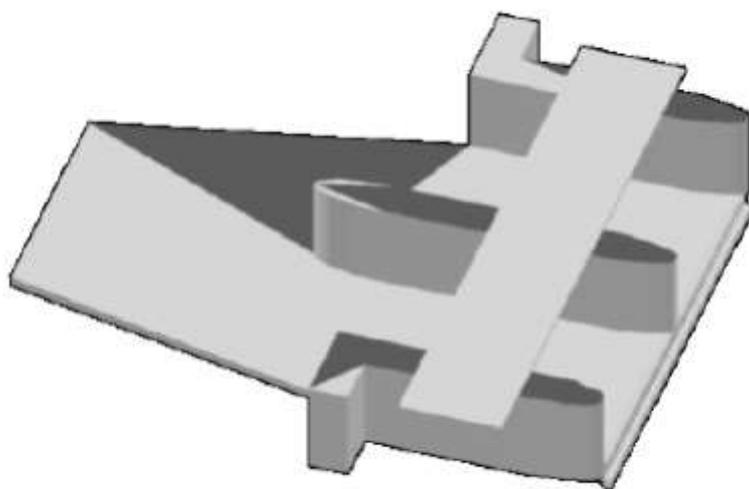
A fines de generar el espacio suficiente para la instalación de la obra de generación propuesta, se decidió re excavar el canal trapezoidal de by pass con un ancho de solera de 26 m manteniendo la misma pendiente. Eliminando las bermas laterales, los taludes laterales 3V:1H serán protegidos mediante hormigón proyectado o algún revestimiento de similares características. La ampliación del ancho de solera en conjunto con el revestimiento de hormigón proyectado disminuye la velocidad en el canal y las pérdidas de carga asociadas a la fricción.

#### III.2.4.2 OBRA DE TOMA

Se prevé una obra de control ubicada en la entrada del canal, de modo de poder controlar el caudal entrante para la generación, y eventualmente impedir el ingreso de agua a través de un sistema de ataguías en situaciones de mantenimiento.

Esta obra está formada por un conjunto de elementos planos (losas, tabiques y platea), dispuestos en dirección de tres planos ortogonales. De este modo queda conformado un volumen subdividido en dos vanos separados por un tabique longitudinal, con compuertas de descarga por gravedad. En dirección transversal se desarrollan otros tabiques que dan rigidez al conjunto y completan el cierre hidráulico en correspondencia con los planos de funcionamiento de compuertas y ataguías. Todo este conjunto de tabiques dispuestos en dirección longitudinal y transversal descansa sobre una platea de fundación que se extiende en toda la planta de la obra. A su vez esta platea se encuentra apoyada sobre un sistema de pilotes excavados.

La obra de toma incluye, además, un sistema de rejas gruesas para evitar el ingreso de material de arrastre de gran tamaño a la obra de generación.



*Figura III-2 - Obra de toma 3D.*

#### III.2.4.3 CASA DE MÁQUINAS

La casa de máquinas se implanta sobre el final del canal hacia aguas abajo, próximo a la desembocadura en el canal principal del vertedero derivador.

Previo a la casa de máquinas, se ubica un desnivel con un diente, formando entre este y la obra de toma un pre decantador de sedimentos gruesos, evitando su llegada a los equipos generadores.

Las máquinas se ubican sobre ambas márgenes en una obra tipo “garaje”, en la que el flujo de agua entra a cada máquina a  $90^\circ$  respecto del canal principal de aducción, pasa por la turbina generadora y sale por debajo a  $90^\circ$  en sentido inverso al que ingreso. A continuación, se adjunta un esquema extraído de la información recibida de Xylem, en el que se puede ver el esquema base de instalación y funcionamiento de los hidrogenadores.

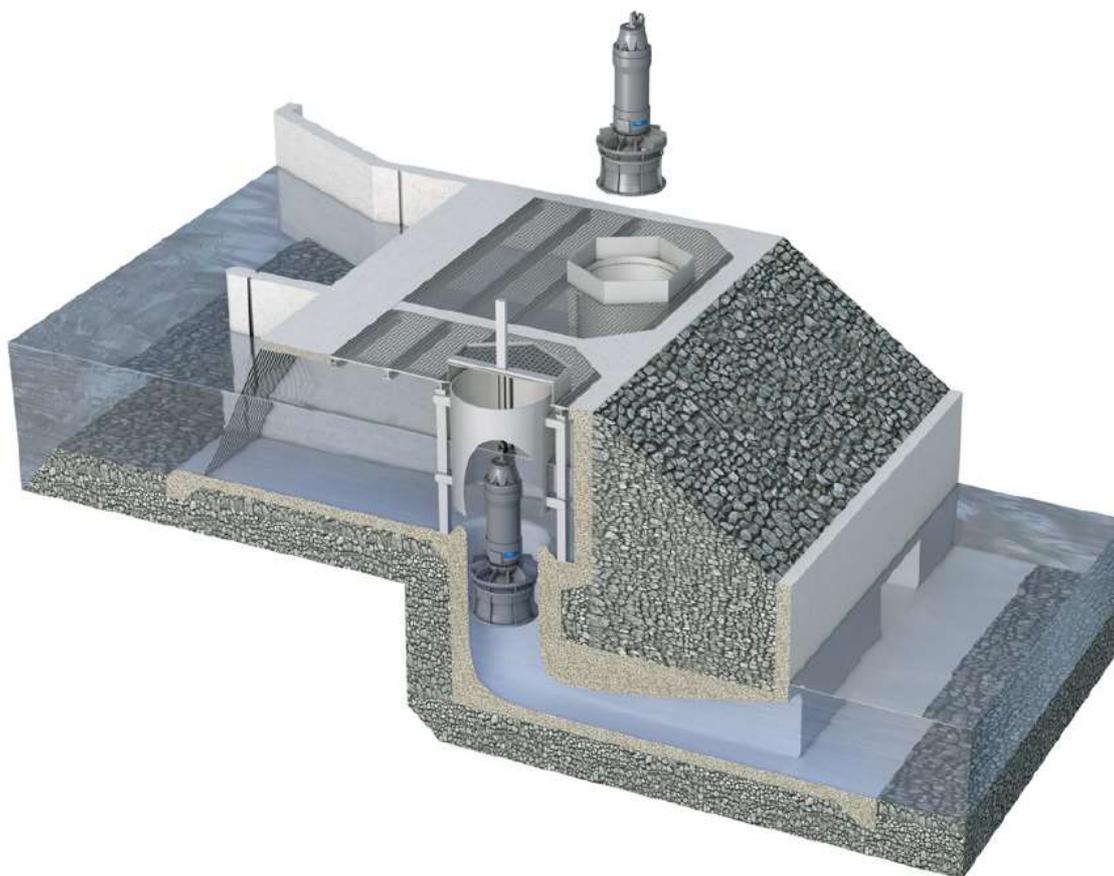


Figura III-2 - Esquema base de instalación y funcionamiento de las turbinas.

Luego de ingresar a las máquinas y ser turbinada, el agua sale por la zona inferior de la obra, por donde retorna al canal principal. Cada máquina cuenta con su acceso de agua propio, y con un sistema de compuerta cilíndrica que permite la entrada o salida de servicio, de acuerdo a las condiciones de generación requeridas y disponibles.

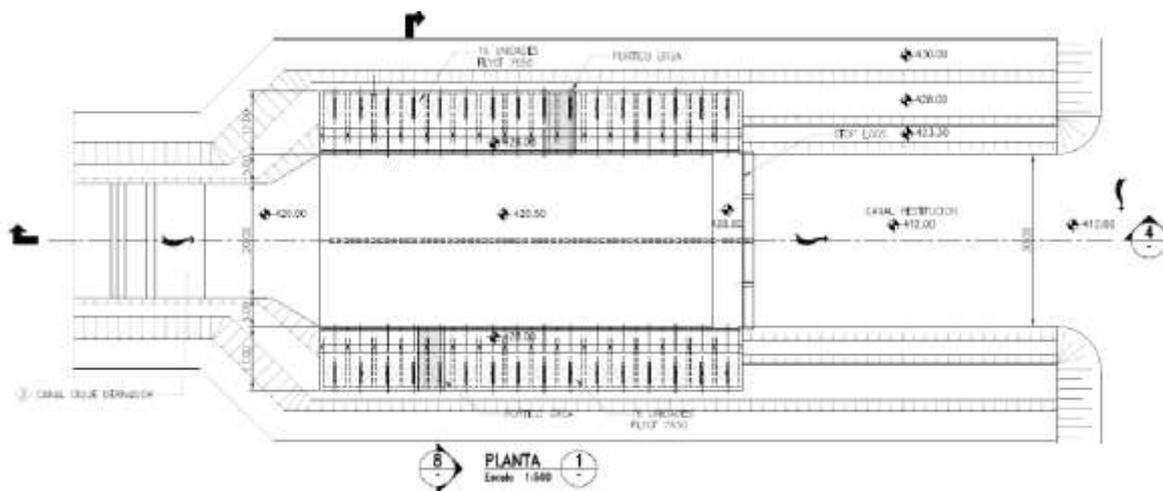


Figura III-3 - Esquema básico en planta.



Hidráulicamente, un esquema más conveniente desde el punto de vista de las pérdidas de carga y el encauzamiento del flujo dentro de la estructura de la central, sería el de ubicar los tabiques que delimitan cada vano a  $45^\circ$  respecto del flujo del agua en vez de a  $90^\circ$ . Existe la posibilidad de que, por la velocidad del agua, no alcance a ingresar el caudal previsto a cada vano y se formen remolinos que aumenten las pérdidas de carga con el esquema actual. La desventaja del diseño con vanos de entrada y salida a  $45^\circ$  es la no simetría o desequilibrio en la estructura, pues quedan los tabiques superiores cruzados a  $90^\circ$  con los inferiores, prácticamente eliminando la transmisión vertical de cargas a la fundación. En una etapa posterior, deberá verificarse hidráulicamente este funcionamiento a través de un modelo a escala, y de ser ventajoso el diseño con vanos a  $45^\circ$ , diseñar la losa intermedia con un espesor suficiente, que permita transmitir la carga de la zona superior a los tabiques de la zona inferior.

### III.2.5 SELECCIÓN DE EQUIPOS

Los equipos Flygt se presentan como una excelente opción para las condiciones de variabilidad del sitio en estudio, facilitando la entrada y salida de régimen de generación de acuerdo al caudal disponible a lo largo del año. En comparación con la alternativa de instalar unidades convencionales como Kaplan o Bulbo, la instalación de varias unidades Flygt más chicas, presenta la ventaja de que pueden arrancarse una a una conforme aumenta el caudal entrante por el Río Neuquén, y sacarse de servicio de la misma manera. Las principales ventajas de los hidrogeneradores Flygt son su bajo costo de inversión inicial y larga vida útil, con un retorno corto de la inversión en hidroeléctricas de pequeña escala, lo que conduce a una buena rentabilidad. Son de fácil instalación, bajo el concepto de instalación inteligente que permite removerlas en forma sencilla para realizar las tareas de mantenimiento.

Además, ofrecen alta eficiencia operativa y gran fiabilidad en su funcionamiento.

El modelo más grande que fabrica Xylem actualmente es el EL-7650, con un generador modelo 66-76-6AA / 38, de 6 polos, 50 HZ, 400 V, 750 kW, 224rpm. Este hidrogenerador sumergible puede generar hasta 700 KW de potencia en condiciones óptimas.

En el trabajo realizado por las consultoras FRB Servicios SRL, PROA SRL y Xylem Flygt, se aclara que Xylem Flygt está dispuesto a desarrollar para este proyecto equipos de mayor capacidad (1 MW), para reducir la cantidad de equipos necesarios.



### III.2.6 CÁLCULO DE GENERACIÓN

En base a un análisis de disponibilidad de caudales y generación anual, se obtuvieron los caudales y saltos medios para cada mes del año. Debido a que se optó por instalar 32 máquinas para flexibilizar el funcionamiento, es posible generar la mayoría del tiempo con un nivel de eficiencia cercano al máximo. Para esto, de la curva de valores H-Q con rendimiento óptimo (catálogo de los equipos serie “EL” de Xylem Flygt), se calculó para cada salto medio mensual el caudal que turbinaría cada máquina. Con el cociente entre el caudal medio mensual del río y el caudal turbinado por una máquina obtenido anteriormente, se calculó la cantidad aproximada de máquinas que deberían funcionar. Finalmente, en base a un balance de volúmenes anual (sin considerar las limitaciones de volumen del embalse, es decir, aceptando que el embalse puede amortiguar las diferencias de volumen resultantes entre el caudal entrante por el río y lo turbinado en la central), se ajustó la cantidad de máquinas adoptadas por mes para funcionar con el objetivo de que en un año el volumen entrante al embalse sea igual al saliente, es decir, que no haya acumulación ni déficit de agua en el embalse de un año a otro.

Se llegó a una generación anual de 114 GWh con una acumulación máxima en el embalse de  $83 \text{ hm}^3$  y un balance a fin de año de  $16 \text{ hm}^3$  a favor para el año siguiente, que cada dos años suma aproximadamente medio GWh más al cálculo de generación.

Con la generación anual proyectada se puede proveer del suministro a 37.073 personas, considerando el mismo consumo per cápita que para el caso anterior.

A continuación, se adjuntan las tablas con el caudal turbinado en función del salto (para rendimiento óptimo), y de generación anual ajustada por volumen mensual y anual.



Tabla III-1 - H y Q para funcionamiento óptimo de los equipos Flygt EL 7650.

H - Q para rend. óptimo	
H [m]	Q [m <sup>3</sup> /s]
7,50	13,00
7,60	12,80
7,70	12,60
7,80	12,40
7,90	12,20
8,00	12,00
8,10	11,80
8,20	11,60
8,30	11,40
8,40	11,20
8,50	11,00
8,60	10,80
8,70	10,60
8,80	10,40
8,90	10,20
9,00	10,00
9,10	9,80
9,20	9,60
9,30	9,40
9,40	9,20
9,50	9,00
9,60	8,80
9,70	8,60
9,80	8,40
9,90	8,20
10,00	8,00

Tabla III-2 - Cálculo de generación Portezuelo Grande Derivador.

MES	Q medio disponible	H neto aprox.	Cantidad Unidades aprox.	Cantidad unidades adoptada	Caudal turbinado o total	Generación mensual	Balance volumen
	[m <sup>3</sup> /s]	[m]	[unid.]	[unid.]		(GWh)	
Enero	92,00	8,10	7,70	8	96,00	4.032	-10
Febrero	39,90	9,00	3,90	4	40,80	2.016	-2
Marzo	35,30	9,90	4,20	4	33,60	2.016	4
Abril	58,00	10,00	7,30	8	64,00	4.032	-15
Mayo	93,70	10,00	11,70	12	96,00	6.048	-6
Junio	182,40	10,00	22,80	23	184,00	11.592	-4
Julio	204,60	10,00	25,60	26	208,00	13.104	-9
Agosto	236,30	10,00	29,50	32	256,00	16.128	-51
Septiembre	281,60	10,00	35,20	32	256,00	16.128	66
Octubre	332,70	9,30	35,40	32	300,80	16.128	83
Noviembre	350,10	8,30	30,20	32	371,20	16.128	-55
Diciembre	185,00	7,70	14,50	14	179,20	7.056	15
						<b>114</b>	<b>16</b>

### III.3 DIQUE LOMA DE LA LATA

#### III.3.1 INTRODUCCIÓN

El dique Loma de la Lata opera con los mismos volúmenes diarios de agua que la central Planicie Banderita, pues es regulado con la premisa mantener constante el nivel en el lago Mari Menuco.

En este sitio se presenta, en principio, una buena oportunidad de generación, ya que las máquinas instaladas podrían turbinar el mismo volumen de agua que la central Planicie Banderita.

Como se vio en el capítulo II, el salto disponible varía entre 0,50 m y 8,00 m, por lo que se planteó la posibilidad de instalar turbinas tipo Bulbo, que permiten aprovechar diferencias de nivel muy bajas.

#### III.3.2 SALTO Y CAUDAL DE DISEÑO

Diariamente, el dique Loma de la Lata evacua grandes volúmenes de agua en un período reducido de tiempo, ya que por una cuestión de operación se deja pasar el mismo caudal que Planicie Banderita está turbinando en el momento, mientras que en el resto del día las



compuertas permanecen cerradas. De esta manera, es posible mantener el nivel del lago Mari Menuco constante, y en consecuencia mantener constante también el salto de la central Planicie Banderita.

En una primera instancia, se evaluó instalar cuatro máquinas, una por vano, y dejar el quinto libre para tener mayor versatilidad a la hora de erogar caudales. El tamaño de las turbinas Bulbo está determinado por la capacidad de la máquina, en definitiva, por el salto y caudal de diseño. Considerando que los vanos tienen un ancho fijo existente, existe una limitación en cuanto a la capacidad de la máquina a instalar.

Por otro lado, Loma de la Lata tiene una capacidad límite de  $800 \text{ m}^3/\text{s}$  controlada por la apertura de compuertas de acuerdo a la diferencia de niveles entre ambos embalses, y se requiere que, durante una emergencia, permita pasar el caudal máximo que puede turbinar la central Planicie Banderita, que es de  $362 \text{ m}^3/\text{s}$  a potencia neta nominal por máquina, lo que representa  $724 \text{ m}^3/\text{s}$  en total para las dos máquinas.

Luego de analizado el sitio con más detalle, se descartó la alternativa de instalar generación en 4 vanos por obstaculizar la seguridad hidráulica del complejo.

Teniendo como principal premisa mantener la seguridad del complejo frente a crecidas, y luego de evaluadas varias alternativas de generación, se decidió modificar únicamente un vano.

La propuesta consiste en modificar el funcionamiento de Loma de la Lata, operando la turbina Bulbo instalada las 24 horas del día en condición de apertura al 100%, y verter el resto del volumen necesario a Mari Menuco para generar en Planicie Banderita sin variar el nivel del embalse considerablemente.

Un análisis rápido del volumen total turbinado por día en la central Planicie Banderita en conjunto con las curvas altura-volumen del lago Mari Menuco, indican que se podría modificar esta operación sin añadir demasiada variabilidad al sistema.

De esta manera, se eligió una turbina de eje axial tipo Bulbo (TB) diseñada para un caudal nominal de  $25 \text{ m}^3/\text{s}$ .

### III.3.3 CRITERIOS DE DISEÑO

- Caudal nominal =  $25 \text{ m}^3/\text{s}$
- Salto nominal = 2,50 m
- Instalación de la turbina Bulbo sobre la estructura existente, con las modificaciones necesarias.

### III.3.4 DESCRIPCIÓN DE LAS OBRAS PROPUESTAS

Se propone una modificación sobre la estructura actual, generando dentro de un vertedero, un conducto de hormigón armado por el que circule el agua, con una turbina Bulbo instalada en su interior. A continuación, se muestra en la Figura III-4 el esquema conceptual planteado.

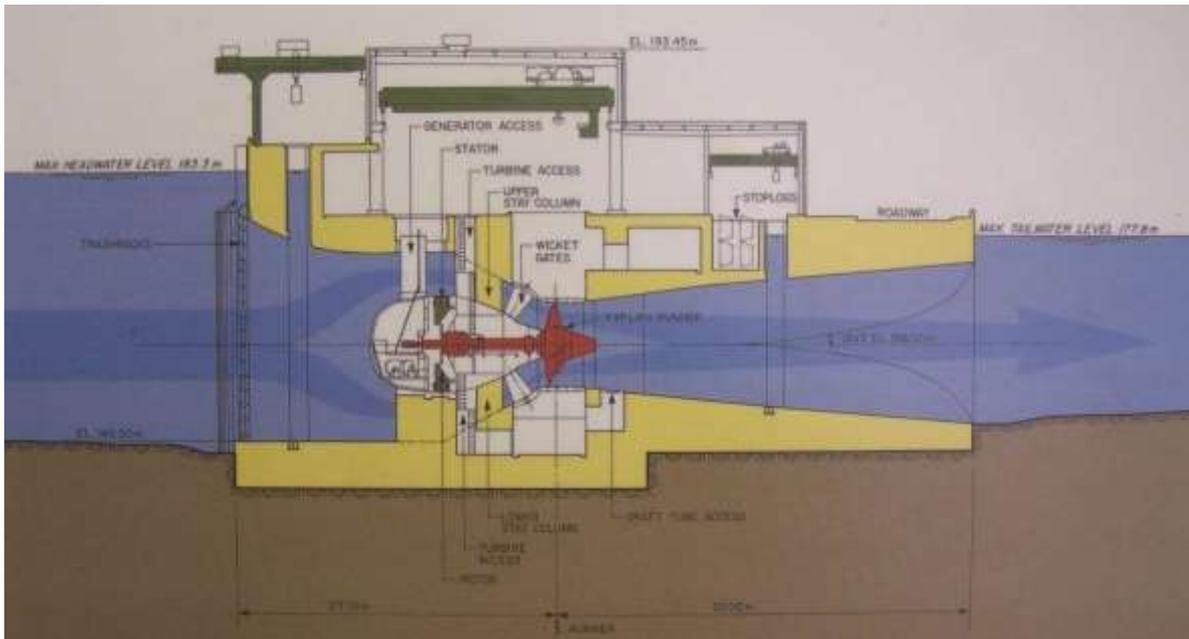


Figura III-4 - Esquema de turbina Bulbo (TB).

El conducto de ingreso y salida, por una cuestión de diseño existente, será de sección rectangular, haciéndose la transición gradual a circular hacia el centro, pasando por la hélice de la turbina y luego nuevamente transicionando a rectangular para la descarga.

### III.3.5 DISEÑO OBRAS CIVILES Y MECÁNICAS

#### III.3.5.1 DIMENSIONES TURBINA BULBO

El dimensionamiento de la turbina y conductos hidráulicos se realizó con el software “TURBNPRO V3”, con la ayuda del ingeniero Abel Grosso de la empresa TECNORED Ingeniería.

El diseño de la máquina y el conducto fue realizado teniendo en cuenta la limitación del ancho de los vanos existentes en la estructura de control. Se realizaron varias iteraciones modificando los datos de entrada al software, hasta encontrar una alternativa cuyo ancho de conducto fuera menor o igual al ancho de vano existente.



La potencia nominal para un caudal de  $25 \text{ m}^3/\text{s}$ , una altura neta de 2,50 m y un rendimiento nominal de la máquina para el 100% del caudal nominal de 0,915 resultó de 561 kW.

A continuación, se muestran algunos datos principales del diseño, y en el anexo IX.5 se adjunta la salida completa de datos.

Tabla III-3 - Características principales Turbina Bulbo Loma de la Lata.

Detalle	Valor	Unidad
Caudal nominal	25	$\text{m}^3/\text{s}$
Salto nominal	2,50	m
Regulación	Palas ajustables, distribuidor fijo	
Diámetro del rodete	2.375	mm
Numero de palas	3	
Velocidad de rotación	142,90	rpm
Velocidad especifica	1076,50	
Velocidad de embalamiento	478	rpm
Salto mínimo (cavitación)	1,60	m
Altura mínima en la entrada	1,50 – 6,00	m

La altura mínima en la entrada se mide entre la cota del dintel a la entrada y el nivel de agua en el embalse Los Barreales. Esta altura mínima es necesaria para evitar la formación de vórtices con la consecuente entrada de aire en la máquina. De acuerdo a distintos autores, este valor varía entre los 6,00 m y 1,50 m, por lo que, en una etapa posterior, es necesario verificar mediante un modelo físico esta situación, pudiendo instalarse una parrilla de disipación de vórtices en la toma.

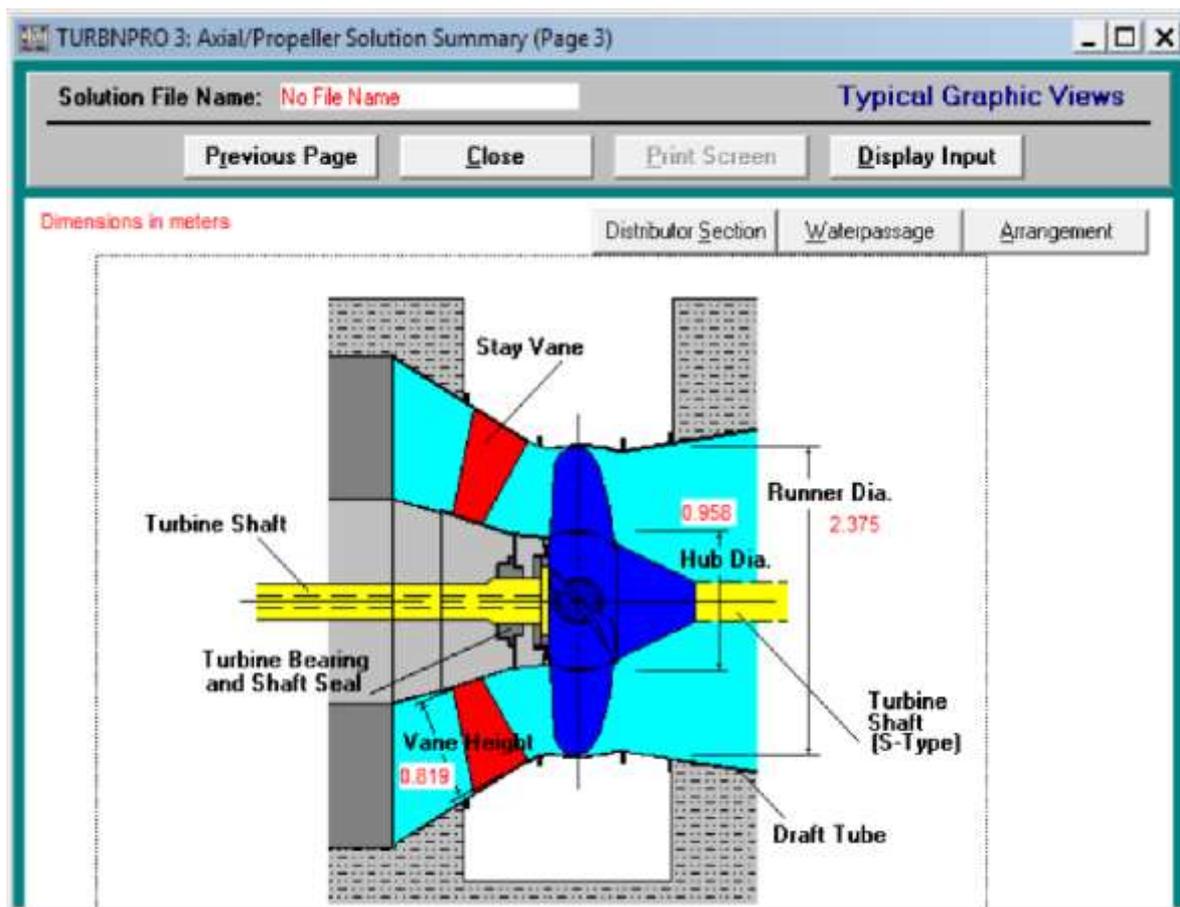


Figura III-5 - Dimensiones del rodete, en metros.

Con los valores obtenidos en el diseño, se verificó la condición de seguridad mencionada anteriormente. De acuerdo al Manual de Operación y Mantenimiento de Loma de la Lata, con 4 compuertas en operación el caudal máximo es de entre 660 y 690 m<sup>3</sup>/s (de acuerdo a la diferencia de nivel entre los embalses), y la turbina diseñada permite erogar hasta 52 m<sup>3</sup>/s a la velocidad de embalamiento sin generar, por lo que se podría evacuar un caudal de entre 712 m<sup>3</sup>/s y 742 m<sup>3</sup>/s en caso de emergencia. Estos valores satisfacen la condición de 724 m<sup>3</sup>/s sin mayores problemas, ya que, para saltos menores a 3,50 m, solo sería necesario abrir las compuertas apenas unos centímetros más que lo estipulado en el Manual de Operación y Mantenimiento (este cambio en el Manual deberá ser verificado y aprobado en una etapa posterior).

La evaporación promedio que sufre el conjunto de embalses Los Barreales – Mari Menuco calculada en el capítulo I, de 32,64 m<sup>3</sup>/s, no afecta las cotas de embalse ni el caudal requerido para el proyecto planteado.

### III.3.5.2 DIMENSIONES CONDUCTO HORMIGÓN

Para la instalación de la máquina se diseñó un conducto de hormigón armado siguiendo los lineamientos y dimensiones de la salida del software utilizado, adaptando la embocadura y la descarga a la estructura existente. De esta manera, resulta una estructura que comienza aguas arriba con una sección cuadrada de 6,00 m de lado, transicionando a un tronco de cono cuya parte más angosta desemboca en el cilindro que contiene al rodete de la máquina. El agua luego sale por un cilindro de diámetro constante hasta encontrarse con un tronco de cono inclinado que termina transicionando a una sección rectangular para amoldarse a la salida existente. De esta manera, queda definido el volumen del elemento que conducirá el agua hasta el rodete de la máquina, y luego la sacará hacia el embalse aguas abajo.

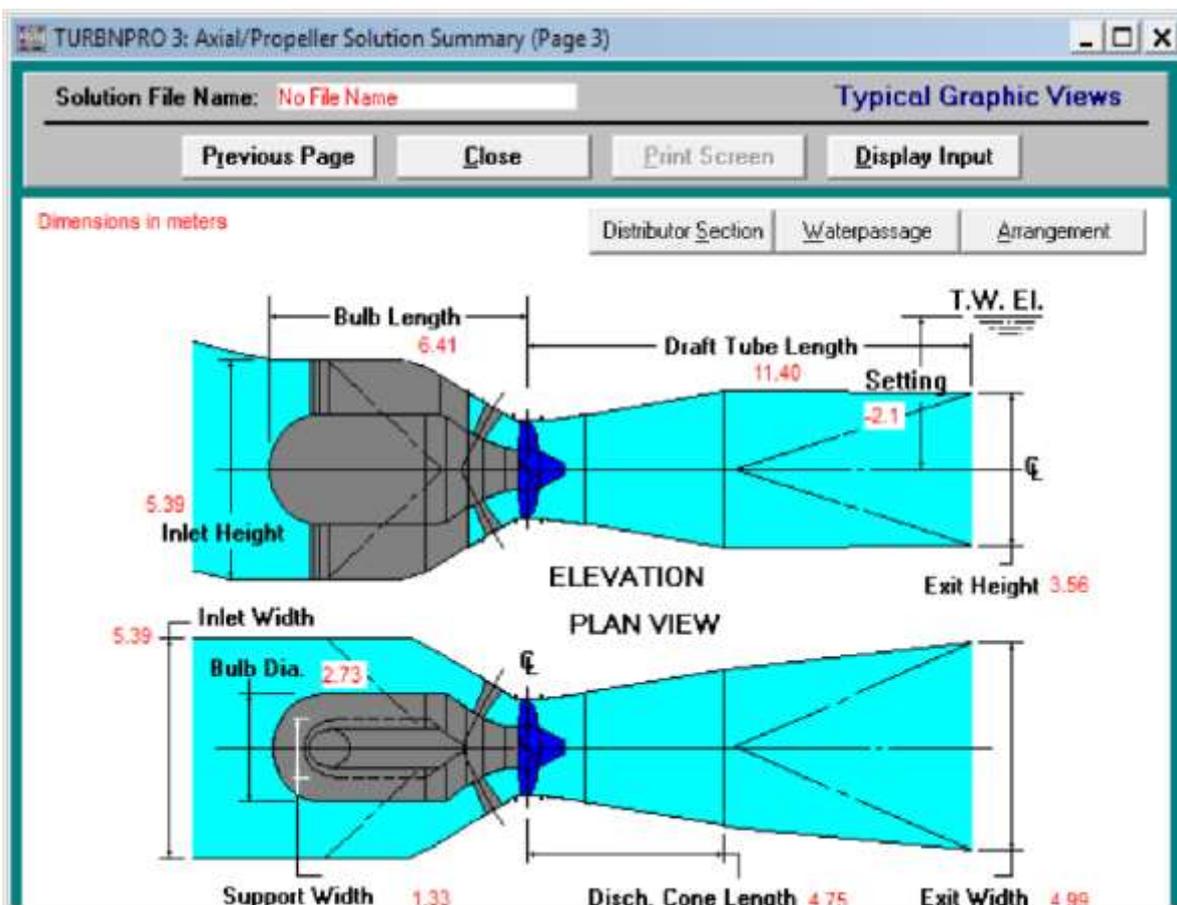


Figura III-6 - Medidas conducto hidráulico.

El corte longitudinal tipo de los canales puede verse en el plano NQN-CC3-PL-G-301 en el Capítulo VIII, en el que se han dispuesto el conducto troncocónico de diámetro variable y la máquina en corte.

### III.3.5.3 REJAS HIDRÁULICAS

Se dimensionaron las rejas con planchuelas de acero de 2” x 3/8” soldadas a un marco conformado por tubos estructurales rectangulares de 40mm x 60mm x 3,00mm.

El marco está compuesto por los perfiles laterales que delimitan la reja, y un perfil de 6,40 m para acortar la longitud de las barras de reja y aportar mayor resistencia al conjunto. Las barras de reja están dispuestas de manera tal que quede entre ellas una distancia libre de 5 mm, con el lado ancho paralelo al flujo de agua.

En el ancho de 6,40 m entran 106 barras, por lo que los pesos quedan: 3.424 kg de barras de reja, 162 kg de marco y un 15% más por accesorios y soldadura, resultando en un peso total por reja de 4124,10 kg, o 75,80 kg/m<sup>2</sup>.

### III.3.6 CÁLCULO DE GENERACIÓN

El cálculo de la generación anual, se realizó analizando la serie de niveles entre los años 2006 y 2018.

Como la idea del proyecto es generar las 24 horas del día, primero se verificó que el volumen máximo a turbinar sea menor que el volumen insumido por Planicie Banderita en un día. La turbina Bulbo diseñada podría consumir hasta 30,80 m<sup>3</sup>/s con una diferencia de niveles de 3,60 m, lo que equivale a un volumen diario de 2,7 millones de m<sup>3</sup>, valor superado la gran mayoría de los días del año en Planicie Banderita. De esta manera, se verificó que no habría problema de acumulación de agua en Mari Menuco, incluso la mayoría del tiempo tendría que utilizarse el vertedero existente para pasar el volumen restante necesario en Planicie Banderita.

Con la serie histórica de niveles, se calculó el salto asociado a cada registro horario, y luego con ese valor de “H” se calculó el caudal pasante por la turbina (100% de apertura), de acuerdo a los resultados de la Tabla III-4 - Turbina Bulbo , Salto, Caudal y Potencia.

Tabla III-4 - Turbina Bulbo , Salto, Caudal y Potencia.

H [m]	Q [m <sup>3</sup> /s]	P [kW]
1,60	25	316
2,50	25	561
3,60	30,80	945

Dado que el caudal para el 100% de apertura está asociado al salto disponible, se calculó la potencia instantánea de la máquina en función del salto, utilizando una línea de tendencia

cuadrática para ajustar la serie de datos de la Tabla III-4 - Turbina Bulbo , Salto, Caudal y Potencia.

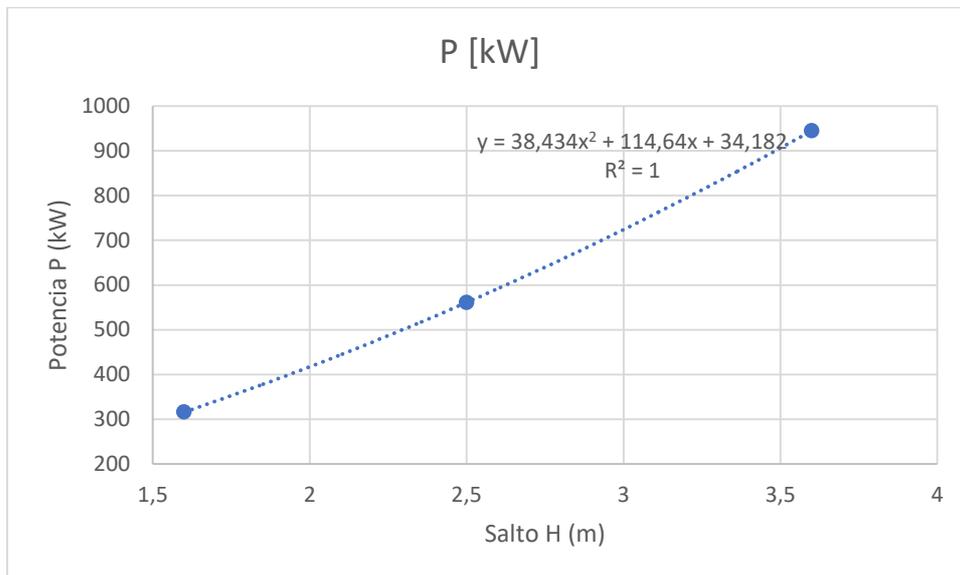


Gráfico III-2 - Potencia Bulbo en función del salto H.

Con la potencia instantánea y el tiempo entre registros, se calculó la energía generada para cada registro, y luego se los procesó para obtener la generación anual esperada en una base de 8.760 horas (equivalente a un año de 365 días).

A continuación, se muestran los resultados obtenidos para los años 2006 a 2018.

Tabla III-5 - Generación anual esperada en Loma de la Lata.

AÑO	GENERACIÓN ANUAL [GWh]
2006	1,49
2007	0,42
2008	1,25
2009	1,65
2010	1,43
2011	0,71
2012	0,63
2013	1,03
2014	1,46
2015	1,54
2016	0,67
2017	1,31
2018	1,33

De la Tabla III-5 - Generación anual esperada en Loma de la Lata, se puede estimar en promedio una generación anual de 1,4 GWh descartando los años extrasecos, con caudales



ingresantes muy por debajo de los medios históricos (gris), o de 1,2 GWh si se los incluye. Para este estudio, sin embargo, se han descartado los años extrasecos por ya ser conservadora la serie de datos utilizada.

Siendo el consumo anual per cápita en Argentina de 3,075 MWh/año (último registro 2014), con los 1.400 MWh esperados se podría alimentar una población de 455 personas.

### III.4 COMPENSADOR EL CHAÑAR

#### III.4.1 INTRODUCCIÓN

El Compensador El Chañar es un sistema de amortiguación de los caudales erogados por la central Planicie Banderita, compuesto por una presa de cierre de materiales sueltos y una obra de control de hormigón armado, con 8 vanos equipados con compuertas radiales.

Del análisis de los datos hidráulicos resultó un caudal medio de  $140 \text{ m}^3/\text{s}$  y un salto de 9 m, valores que sugieren a primera vista una central equipada con turbinas Kaplan. En los apartados siguientes, se describe el análisis realizado para obtener el tamaño de la máquina y la cantidad de máquinas a instalar.

#### III.4.2 SALTO Y CAUDAL DE DISEÑO

Se efectuó un análisis previo al cálculo definitivo de generación anual, para definir la cantidad de máquinas Kaplan a instalar y el valor de caudal de diseño estimado por máquina, habiendo fijado el salto en 9 m, que corresponde al salto promedio en los años analizados.

De la comparación de los valores de generación obtenidos para un salto de 9 m, se vio que para caudales entre 80 y  $160 \text{ m}^3/\text{s}$  la generación no aumentaba significativamente entre 2 y 3 máquinas, por lo que se decidió instalar dos máquinas Kaplan.

Debido a la variabilidad de los datos de salto y caudal, se utilizaron todos los registros existentes en la serie de datos histórica para el cálculo de generación anual en vez de valores promedio mensuales, proceso explicado en detalle en el punto III.4.7 del presente capítulo.

Fijada en 2 la cantidad de máquinas a instalar, se calculó la generación anual para los escenarios de dos máquinas con caudal nominal entre 80 y  $160 \text{ m}^3/\text{s}$  con paso de  $20 \text{ m}^3/\text{s}$ . Graficando caudal de diseño vs generación anual para los puntos analizados, puede verse que el valor de generación anual llega a un máximo de 90,4 GWh para  $120 \text{ m}^3/\text{s}$  y no



aumenta significativamente con valores subsiguientes, por lo que se decidió instalar máquinas de  $120 \text{ m}^3/\text{s}$  de caudal nominal.

### III.4.3 CRITERIOS DE DISEÑO

- Caudal mínimo =  $60 \text{ m}^3/\text{s}$  (Total central)
- Caudal máximo =  $240 \text{ m}^3/\text{s}$  (Total central)
- Caudal nominal de diseño de una maquina =  $120 \text{ m}^3/\text{s}$
- Cantidad: 2 máquinas Kaplan
- Nivel operación aguas arriba = entre 337,50 y 340,25 m IGN
- Nivel restitución aguas abajo = 329,60 m IGN
- Impacto mínimo en el funcionamiento y la seguridad del vertedero existente.

### III.4.4 DESCRIPCIÓN DE LAS OBRAS PROPUESTAS

Para este caso, debido a la existencia de un vertedero que actualmente es la única vía de descarga del agua proveniente de la central Planicie Banderita, se eligió como esquema una central desplazada del curso de agua existente.

La construcción de la central se previó de tal forma que no haya peligro de rotura de la estructura existente. Para este fin, se aseguró un despeje mínimo de 200 m entre ambas estructuras.

La obra se ubicó a la derecha de la estructura existente, al pie de la presa, y con un canal de restitución de 2,70 km con pendiente de 0,1 ‰ que confluye en el río aguas abajo.

La central en sí, cuenta con dos volúmenes de idénticas dimensiones, que albergan las dos máquinas Kaplan. El tercer volumen de la obra se compone por la playa de montaje y playa de maniobras, a la que se accede por una continuación del camino a la derecha.

Se adjunta la disposición general de las obras propuestas en el plano NQN-CC4-PL-G-302, el corte principal de la central en el plano NQN-CC4-PL-G-301 y la planta de la central en el plano NQN-CC4-PL-G-300. Ver capítulo N° VIII.

### III.4.5 DISEÑO OBRAS CIVILES Y MECÁNICAS

#### III.4.5.1 DIMENSIONES TURBINA KAPLAN

Para dimensionar la turbina se siguieron los pasos detallados en el libro “Aprovechamientos Hidroeléctricos” de Luis Cuesta Diego y Eugenio Vallarino, tomando como referencia las



relaciones estadísticas establecidas por De Siervo y De Leva sobre grupos instalados y resultados de ensayos de laboratorio. Se expone a continuación el proceso y los cálculos realizados:

Potencia nominal para un caudal de  $120 \text{ m}^3/\text{s}$ , una altura neta de 8,28 m (considerando un 8% de pérdidas sobre 9,00 m) y un rendimiento nominal de la máquina para una apertura del 100% de 0,89:

$$P = 9,8 \cdot \eta \cdot Q \cdot H = 8,64 \text{ MW}$$

Velocidad específica  $N_s$ :

$$N_s = \frac{2419}{H_{Neta}^{0.489}} = 860,40$$

Velocidad de giro aproximada  $N$ :

$$N(\text{rpm}) = \frac{N_s \cdot H_{Neta}^{5/4}}{\sqrt{P}} = 129,98$$

Ajustando la velocidad de giro con la frecuencia  $f=50 \text{ Hz}$  del país, se obtiene la velocidad de rotación síncrona, que debe ser un número entero y par para evitar vibraciones excesivas en el grupo generador:

$$N(\text{rpm}) = 130,00$$

Coefficiente de velocidad periférica:

$$k_u = 0,79 + \frac{N_s}{621} = 2,20$$

- Rodete

Diámetro exterior de las palas del rodete:

$$D_M = \frac{84,55 \cdot k_u \cdot \sqrt{H}}{N} = 4,10 \text{ m}$$

Que coincide aproximadamente con la función  $F(H)$  de F. de Siervo, que relaciona el caudal nominal con el diámetro del rodete mediante la siguiente expresión:

$$D_M = \frac{\sqrt{Q}}{2,7} = 4,06 \text{ m}$$

Restantes medidas del rodete:

$$D_m = \left(0,25 + \frac{94,64}{N_s}\right) \cdot D_M = 1,50 \text{ m}$$

$$H_m = \frac{6,94 \cdot D_M}{N_s^{0.403}} = 1,90 \text{ m}$$

$$H_1 = \left( 0.38 + \frac{N_s}{19.342} \right) \cdot D_M = 1,70 \text{ m}$$

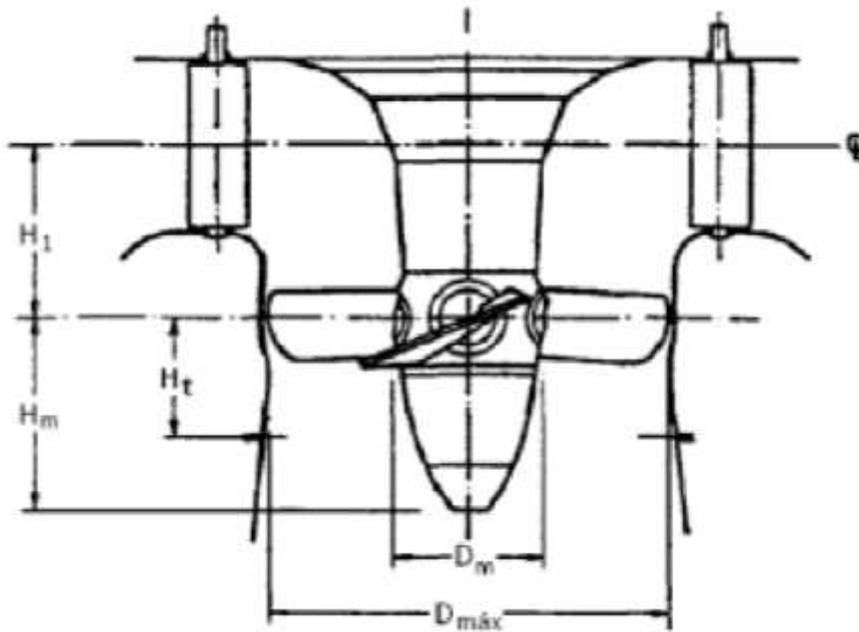


Figura III-7 - Medidas rodete.

- Cámara espiral

De acuerdo a la bibliografía especializada, se determinó que la cámara espiral sea de hormigón, ya que es una turbina que desarrolla un salto menor a 30 m, quedando la de acero para turbinas pequeñas o que desarrollan saltos mayores a 40 m.

A continuación, se muestran las medidas de la cámara espiral de hormigón armado. En el anexo IX.6.1 correspondiente se adjuntan las ecuaciones utilizadas.

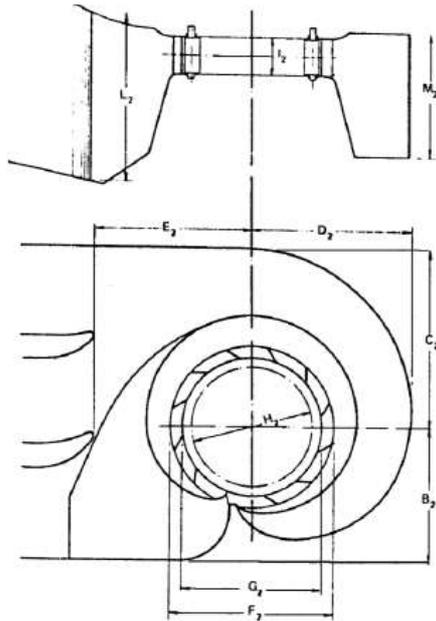


Figura III-8 – Medidas cámara espiral.

Tabla III-6 - Medidas cámara espiral de hormigón, Kaplan Chañar.

Carcaza de H°A°	
Nombre	Valor [m]
B2	4,90
C2	7,20
D2	6,10
E2	6,00
F2	6,50
G2	5,60
H2	4,90
I2	1,70
L2	6,40
M2	4,80

- Tubo de aspiración

A continuación, se muestran las medidas del tubo de aspiración y un esquema. En el anexo IX.6.2 correspondiente se adjuntan las ecuaciones utilizadas.

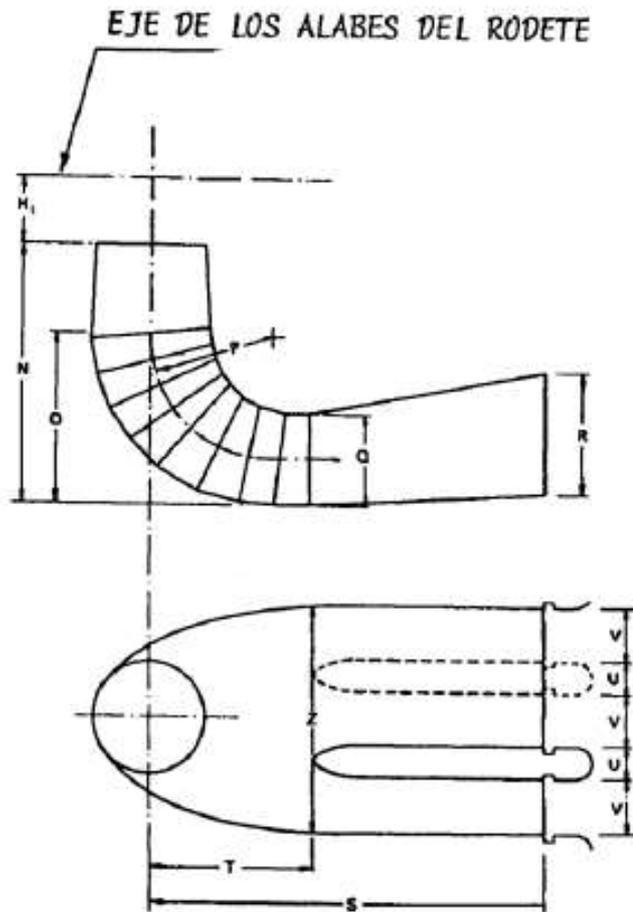


Figura III-9 – Medidas tubo de aspiración.

Tabla III-7 - Medidas del tubo de aspiración.

Tubo de aspiración	
Nombre	Valor [m]
Ht	1,30
N	8,10
O	5,60
P	5,10
Q	2,60
R	4,80
S	18,30
T	6,70
Z	11,00
U	0,60
V	11,80

- Altura de aspiración

Se calculó el coeficiente de cavitación y la altura de aspiración para obtener la elevación del rodete, zona crítica de cavitación:



$$\sigma = 7.54 \cdot 10^{-5} \cdot N_s^{1.41} = 1,04$$

De tabla, para una altura de 330 m.s.n.m. y una temperatura del agua de 10°, (Ha-Hv) resulta 9,80 m.

Luego se calculó la sumergencia (Hs) del rodete de la máquina para un salto de 9,30 m, asociado a un caudal de 90 m<sup>3</sup>/s (una máquina trabajando al 75% de su capacidad), que corresponde al caudal mínimo a erogar hacia el río Neuquén entre los meses de mayo y julio.

$$H_s = (H_a - H_v) - \sigma \cdot H_n$$

$$H_s = 0,20 \text{ m}$$

Teniendo en cuenta que el valor requerido por cálculo es 0,20 m, y tomando un factor de seguridad de 1,75 por el nivel de desarrollo de la presente etapa, se ubica el rodete 0,35 m por debajo del nivel de restitución asociado al menor caudal que sería posible erogar por la central.

De acuerdo a las series históricas disponibles, para caudales de 90 m<sup>3</sup>/s, el nivel aguas abajo en Chañar tiene una media de 329,95 m IGN, por lo que el rodete se ubicó a cota 329,60 m IGN.

#### III.4.5.2 COMPUERTAS, ATAGUIAS Y REJAS

Se dimensionó la compuerta de aguas arriba de la central, que resulta la más exigida por presiones hidrostáticas, y luego se utilizó el peso en kg por unidad de área resultante para calcular el peso de los restantes elementos (ataguías aguas abajo y aguas arriba).

La compuerta tiene una altura total de 8,30 m y un ancho de 3,80 m; Esta sometida en la zona más baja a una presión de 12,30 m.c.a., por lo que resulta la más solicitada de las estructuras de contención de agua.

El dimensionamiento se dividió en dos, el cálculo del escudo de chapa y el cálculo de los perfiles que resisten la flexión. Para el escudo de chapa, se consideró un momento debido a la presión hidrostática de:

$$M = \frac{q \cdot l^2}{16}$$

Siendo q la presión hidrostática y l la distancia adoptada entre perfiles.

El dimensionamiento de los elementos componentes se realizó analizando la zona superior e inferior de la compuerta (zona menos solicitada y zona más solicitada), y adoptando un



único parámetro (promedio) para todo el desarrollo vertical, aceptando una redistribución de tensiones en servicio.

Para distintos calibres de chapa y distintas separaciones entre perfiles, se comparó el momento resistente de la chapa ( $W \cdot f_y$ ) con el momento calculado para la presión hidrostática en la zona superior y en la zona inferior, y se determinó que la compuerta estará conformada por un escudo de chapa calibre ½” con perfiles cada 1,00 m. Para simplificar el análisis, se introdujo un único coeficiente de seguridad sobre el valor de la tensión de fluencia.

Para calcular la sección resistente de los perfiles necesarios, se realizó un análisis sobre el perfil más cargado y sobre el menos cargado, y luego se buscó uno intermedio entre ambos. El perfil más cargado debe resistir una carga distribuida de 118 kg/cm en los 3,80 m de desarrollo. Tomando un esquema simplemente apoyado en las guías laterales, se obtuvo un momento estático necesario de 1520 cm<sup>3</sup>. Para la zona superior, es necesario un perfil con un momento estático de al menos 580 cm<sup>3</sup>.

Promediando ambos, se adoptó un perfil IPN 450 ( $S_x=1200$  cm<sup>3</sup>), con perfil UPN 300 para cerrar el perímetro.

Computando los pesos y sumando un 15% por accesorios, se llegó a una compuerta de 7,70 tn, que representa un peso por unidad de área de 245 kg/m<sup>2</sup>.

Con el valor de 245 kg/m<sup>2</sup> y el área de las ataguías, se calculó el peso de cada uno de los restantes elementos para el cómputo.

Por otro lado, se dimensionaron las rejas con planchuelas de acero de 2” x 3/8” soldadas a un marco conformado por tubos estructurales rectangulares de 40 mm x 60 mm x 3,0 mm.

El marco posee los perfiles laterales que delimitan la reja, y un perfil de 6,40 m para acortar la longitud sin apoyo de las barras de reja y aportar mayor resistencia al conjunto. Las barras de reja están dispuestas de manera tal que entre ellas quede una distancia libre de 5 cm, con el lado ancho paralelo al flujo de agua.

En el ancho de 6,40 m entran 106 barras, por lo que los pesos quedan: 3.424 kg de barras de reja, 162 kg de marco y un 15% más por accesorios y soldadura, resultando en un peso total por reja de 4.124,10 kg, o 75,8 kg/m<sup>2</sup>.

### III.4.5.3 CANAL DE RESTITUCIÓN

Las características del canal fueron determinadas bajo la premisa de mantener la velocidad media del agua por debajo de la admisible de 1,40 m/s (correspondiente a: suelo arcilloso

duro, suelo de grava común, o arcila y grava), y la menor pendiente posible para ganar salto en la central, siempre teniendo como objetivo el minimizar los volúmenes de excavación.

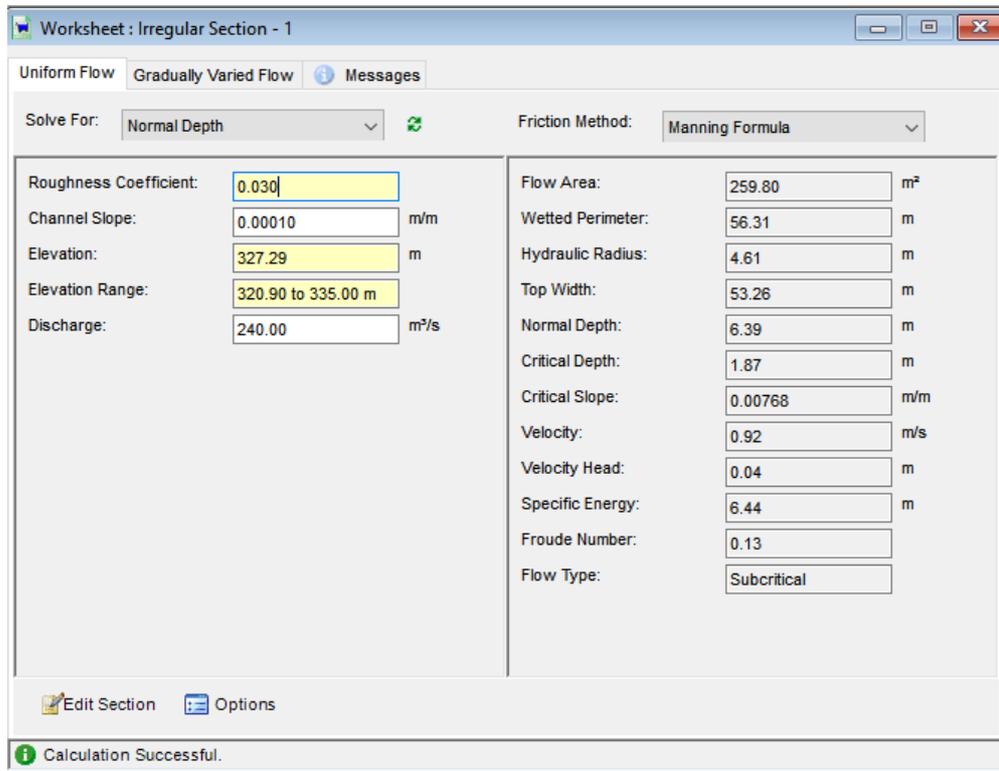


Figura III-8 - Calculo tirante normal y velocidad en canal de restitución Chañar.

Puede verse que para un canal de 28 m de ancho de solera, rugosidad adoptada para tierra con vegetación baja a media, pendiente de 0,1 ‰ (10 cm cada 1.000 m) y descarga máxima prevista de 240 m³/s, el tirante en el canal es de 6,40 m con una velocidad asociada de 0,92 m/s.

### III.4.6 SELECCIÓN DE EQUIPOS

Por todo lo visto anteriormente, se seleccionó como equipo hidráulico dos máquinas de tipo Kaplan, que deberán ser diseñadas para funcionar en un rango de saltos de entre 6 y 10 m, y para un caudal nominal de diseño de 120 m³/s con la posibilidad de operar cada máquina con un mínimo de 60 m³/s (valor de caudal definido en el punto 3.5.6).

### III.4.7 CÁLCULO DE GENERACIÓN

Por su naturaleza de compensador de caudales, no es representativo calcular la generación anual con valores promedio de caudal y salto mensuales. Es por esto que se efectuó un análisis detallado de la generación que se podría haber obtenido en los años en los que se



tiene registro, es decir, 2010 a 2018. Este análisis consistió en calcular la generación para cada registro que se tiene en las series disponibles.

Primero se elaboró una planilla en la que para cada valor de fecha y hora en que se tiene registro de niveles y caudales, se alineo el nivel aguas arriba, nivel aguas abajo y caudal asociado. Una vez hecho lo anterior, se determinó cada salto asociado a un caudal y a una duración en el tiempo, que para los años en que se tomaron datos cada hora fue de una hora, y en los años en que se tomaron datos cada media hora fue de media hora.

Por una cuestión de flexibilidad y robustez de la central, se decidió instalar dos turbinas iguales en vez de una sola de mayor tamaño, permitiendo también turbinar un mayor rango de caudales.

Para decidir el caudal de diseño de las máquinas, se calculó la generación de energía anual para distintos valores de caudal, permitiendo construir una curva de capacidad instalada vs generación anual.

El funcionamiento previsto, y en base al cual se calculó la generación anual, puede describirse en función del caudal turbinado o erogado por la central.

Tabla III-8 – Funcionamiento de la central según el caudal erogado.

Caudal total erogado por la central	Funcionamiento de la central
$0 \text{ m}^3/\text{s}$ hasta $Q_{\text{diseño}}/2$	Caudal erogado por el vertedero existente
$Q_{\text{diseño}}/2$ hasta $Q_{\text{diseño}}$	Caudal turbinado por una máquina
$Q_{\text{diseño}}$ hasta $2 * Q_{\text{diseño}}$	Caudal turbinado por las dos máquinas
$> 2 * Q_{\text{diseño}}$	2 máquinas a toda potencia y el caudal restante erogado por el vertedero existente

Con las potencias calculadas para cada par de valores Q-H y el tiempo entre cada par de valores Q-H, se calculó la generación total en los años registrados, y dividiendo por el tiempo total se obtiene una generación por hora (GWh/h), luego la generación en un año corresponde al producto entre el valor hallado y la cantidad de horas en un año.

De este análisis resulta la siguiente curva de potencia instalada vs generación anual, de la que se deduce que el valor óptimo de caudal de diseño para las máquinas es de  $120 \text{ m}^3/\text{s}$ .

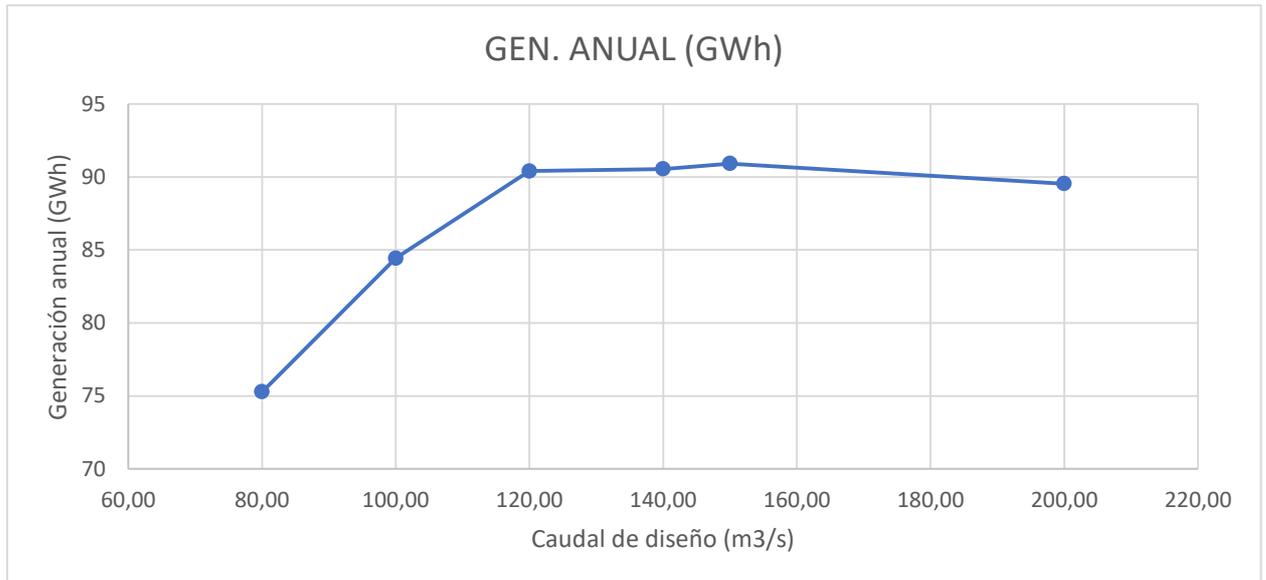


Figura III-9 – Generación anual en función del caudal de diseño.

Puede verse que para caudales de diseño mayores a  $120 \text{ m}^3/\text{s}$ , el valor de generación anual no aumenta considerablemente, llegando a disminuir para valores mayores, en gran medida por la imposibilidad de turbinar caudales menores a la mitad del caudal de diseño.

El punto de diseño adoptado arroja una generación  $90,4 \text{ GWh}$  al año, capaz de abastecer a una población de 29.400 personas si se considera el último registro informado por el Banco Mundial ( $3,075 \text{ kWh}$  anual per cápita).

### III.5 BOCATOMA DEL CANAL DE RIEGO EL CHAÑAR

#### III.5.1 INTRODUCCIÓN

Por la bocatoma del canal de riego ubicado sobre el compensador El Chañar se puede evacuar un caudal total de  $7,00 \text{ m}^3/\text{s}$ , donde parte del mismo pasa a través del conducto que atraviesa la presa, que se encuentra regulado por una compuerta del tipo AVIO, mientras que el caudal restante circula por dos conductos paralelos al canal de  $0,80 \text{ m}$  de diámetro cada uno instalados con el objetivo de aumentar la capacidad de erogación de caudales para riego.

Los caudales se encuentran regulados por el consorcio de riego aguas abajo, en cuanto a cantidad de volumen y períodos de tiempo.

La demanda de agua de riego en la toma El Chañar se mantiene constante durante el período Septiembre – Abril, época en la que el valle comienza su época de cultivos. A partir del mes de mayo y hasta agosto, el caudal aguas abajo es nulo. Debido a esto, en este



emplazamiento se propone instalar generación que funcionará en el período Septiembre-Abril y cesará durante cuatro meses, época en la cual se propone realizar tareas de mantenimiento en turbinas, compuerta y cuenco disipador.

### III.5.2 SALTO Y CAUDAL DE DISEÑO

Este emplazamiento posee tres sectores para la generación. La compuerta AVIO, en donde el caudal medio es de  $4,80 \text{ m}^3/\text{s}$  constante durante la época de riego, y los dos conductos laterales de 80 cm de diámetro, por los cuales circula un caudal de  $1,10 \text{ m}^3/\text{s}$  de forma constante durante el mismo periodo en el que opera la compuerta.

El salto promedio en el lugar es de 5,00 m, constante entre las cotas 340,00 y 335,00 m IGN.

### III.5.3 CRITERIOS DE DISEÑO

- Caudal máximo AVIO =  $4,80 \text{ m}^3/\text{s}$  durante 8 meses
- Caudal máximo conductos =  $2,2 \text{ m}^3/\text{s}$  durante 8 meses
- Nivel aguas arriba ambos casos = 340 m IGN
- Nivel aguas abajo ambos casos = 335 m IGN
- 4 meses sin producción, reservado para mantenimiento programado del canal, conductos, obras y equipamiento hidroelectromecánico.

### III.5.4 DESCRIPCIÓN DE LAS OBRAS PROPUESTAS

Se propone realizar dos modificaciones al esquema de funcionamiento actual: por un lado, sacar de operación la compuerta AVIO, readecuando el lugar para alojar dos turbinas Flygt EL 7570 y como segundo proyecto en el sitio se plantea la instalación de una turbina Flygt EL 7556 en cada uno de los conductos laterales metálicos paralelos al canal de salida.

De esta manera se garantiza la regulación del caudal en su totalidad por los mismos medios por los que circula actualmente.

Se pueden observar los esquemas de instalación en los planos que complementan al documento. Ver capítulo N° VIII.

### I.1.1 DISEÑO OBRAS CIVILES Y MECÁNICAS

#### III.5.4.1 CASA DE MÁQUINAS

Para este proyecto se plantean dos formas de alojar los equipos con el fin de aprovechar todos los pasos de agua presentes en este emplazamiento.

Las máquinas que reciben caudal aportado por la compuerta, se ubican frente al ingreso del agua siguiendo una misma línea, según las recomendaciones del fabricante, tal como se muestra en el siguiente esquema.

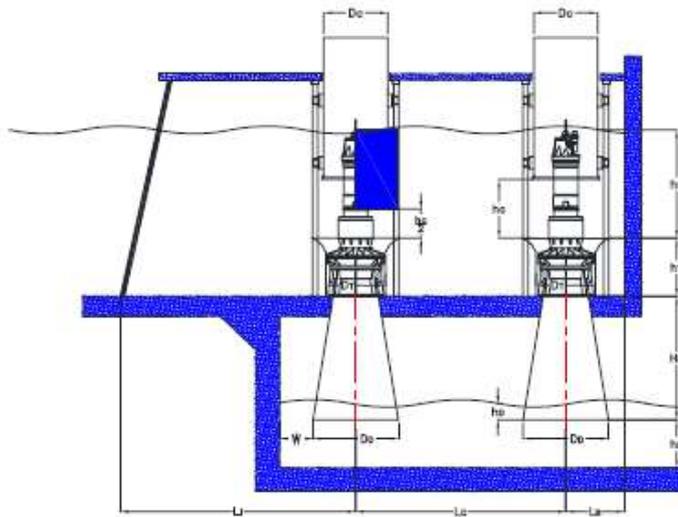


Figura III-6 – Esquema de posicionamiento de los equipos EL – 7570.

Como soporte de las turbinas, se decidió realizar una losa de hormigón apoyada sobre columnas con tabiques verticales para contener el agua antes de que realice la circulación por las turbinas seleccionadas.

La losa abarca el ancho que posee el canal aguas abajo de la compuerta y se desarrolla en un largo determinado para dar cumplimiento a las especificaciones en cuanto a la separación mínima entre ejes de turbinas establecidas por el fabricante.

Se proyectan además tabiques de hormigón apoyados sobre la losa mencionada del mismo ancho que posee el canal, con esta obra se garantiza que los equipos tengan la sumergencia necesaria para su funcionamiento.

Para las máquinas que reciben caudal a través de los conductos metálicos se planteó realizar una modificación que implica alojar las turbinas dentro de los mismos, por lo tanto, estos se deberán elevar desde su cota actual, 335,50 m IGN hasta el nivel 340,00 m IGN para aprovechar el mismo salto con el que operan las turbinas anteriormente mencionadas.

La obra propuesta implica, corte, elevación hasta la cota propuesta, prolongación siguiendo la traza actual que presentan ambos conductos y un cambio de dirección en los tramos finales para ubicar los equipos siguiendo el esquema mostrado en la figura III-7.

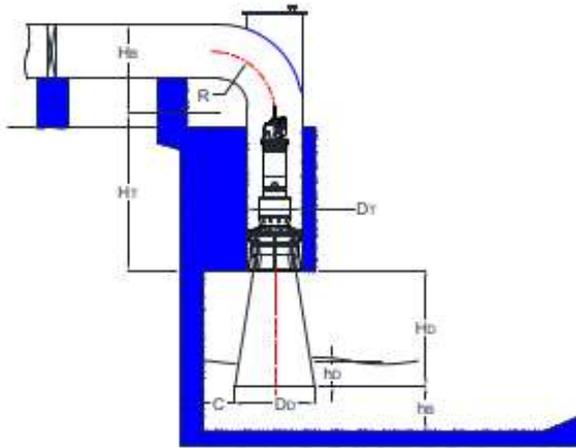


Figura III-7 – Esquema de posicionamiento de los equipos EL – 7556.

Las turbinas cumplen la condición de que el diámetro interno del conducto, es coincidente con los equipos seleccionados.

Las turbinas luego descargan el volumen de agua en el mismo sector que actualmente recibe el agua luego de su paso por la compuerta, por lo tanto, será un sector de revisión periódica para dar curso a los mantenimientos preventivos por presencia de erosión tal como ocurre en la actualidad.

Los niveles de la obra civil se establecen en función de los equipos, con el objetivo de que cumplan con los criterios de diseño establecidos por el fabricante en cuanto a sumergencia, verificando que el salto disponible sea útil para generación.

Los equipos que se encuentran apoyados sobre la losa de hormigón operan bajo la condición de canal abierto, por lo que se realizará una protección de los mismos con tapas de hormigón para poder transitar peatonalmente sobre las mismas en épocas de mantenimiento preventivo.

Para amortiguar la velocidad de ingreso a la zona de generación se realiza un cuenco amortiguador de hormigón que cumple los requisitos necesarios de terminación para evitar la erosión del mismo por el aporte de sedimentos que arrastra el flujo de agua.

Al igual que el proyecto de Portezuelo Grande Bypass, no es necesario proyectar y calcular elementos tales como, rejas, compuertas y ataguías. La compuerta AVIO posee actualmente los elementos mencionados y por lo tanto se utilizarán para el proyecto planteado.



### I.1.1 SELECCIÓN DE EQUIPOS

Las máquinas seleccionadas son del tipo Flygt, estos equipos se evaluaron como los más adecuados dado que operan con saltos bajos, menores a 20 m, y en un rango de caudales que va desde  $0,5 \text{ m}^3/\text{s}$  hasta  $50 \text{ m}^3/\text{s}$ . Además, a diferencia del tornillo Landy propuesto para el bypass en Portezuelo Grande, que también operan con las condiciones de salto – caudal mencionados, las turbinas comercializadas por Xylem son compactas, de tamaño reducido.

Para la masa de agua de la compuerta AVIO, se seleccionó como más adecuado el modelo Flygt EL – 7570, mientras para los conductos, se determinó como mejor alternativa el modelo Flygt EL – 7556.

### III.5.5 CÁLCULO DE GENERACIÓN

Para este sitio no fue necesario realizar un análisis de disponibilidad dado que, como se mencionó en la introducción, a lo largo del año los caudales se mantienen constantes durante ocho meses y luego el caudal decae a cero sin transición de disminución.

Del catálogo suministrado por la empresa Xylem sobre las turbinas Flygt, de la curva de valores  $H - Q$ , se calculó para el salto y caudal disponible para cada uno de los meses del año la generación aportada por cada uno de los equipos seleccionados. Se obtuvo una potencia de 0,18 MW para el caudal suministrado por la compuerta y una potencia de 0,08 MW para el caudal de los conductos, es decir una generación total anual de 1,51 GWh en el emplazamiento en análisis.

Con la generación proyectada se podría abastecer de energía a una población de 491 habitantes, considerando el consumo anual per cápita en Argentina de 3,075 MWh/año (último registro 2014).

## III.6 PLANICIE BANDERITA

### III.6.1 INTRODUCCIÓN

La central Planicie Banderita actualmente se encuentra totalmente optimizada en cuanto a su rendimiento global, es por esto que la única posibilidad de aumentar la generación es incrementar el caudal turbinado o el salto disponible, teniendo como consecuencia directa la modificación del punto de funcionamiento de las máquinas existentes. La primera



alternativa (incrementar el caudal instantáneo o en tiempo de generación) no es posible por una cuestión de disponibilidad de volumen de agua para turbinar en un día. La segunda alternativa se lograría con una elevación del nivel del lago Mari Menuco, modificación que causaría impacto ambiental negativo en las villas existentes y la necesidad de re verificar la estabilidad estructural del terraplén de cierre y de la central misma, sumado a la verificación del nuevo punto de funcionamiento de las máquinas existentes.

Descartada la posibilidad de aumentar la generación en este sitio, se pensó también en una modificación que no responda al aumento de generación sino a una mejora en la actual restricción en el manejo del agua en el complejo.

La central Planicie Banderita es el único sitio por el que se puede descargar agua de los lagos “Los Barreales” y “Mari Menuco” hacia el Río Neuquén. Esta central no cuenta con un descargador de fondo sobre el lago Mari Menuco, por lo que, en caso de que los grupos hidrogeneradores no funcionaran, no habría manera de verter agua de los lagos al Río Neuquén, obligando a dejar pasar toda el agua por el cauce original del Río Neuquén entre Portezuelo Grande y El Chañar. Más aún, si por el Río Neuquén aguas arriba de Portezuelo Grande no se erogara el caudal mínimo exigido por la AIC para el mes supuesto, el complejo no podría cumplir con su función de regulación de caudales, ya que no podría destinar agua almacenada en los lagos para paliar esta situación.

Es por esto que se propuso el estudio de la viabilidad de una nueva central que complemente a la existente, y dote al complejo de un descargador de fondo sobre los lagos.

### III.6.2 SALTO Y CAUDAL DE DISEÑO

Por considerarse una implantación cercana a la existente, el salto de diseño será el mismo que para Planicie Banderita, es decir, 72 m.

En cuanto al caudal, este se definió en base a un escenario poco favorable pero realista. En el punto siguiente se explica en detalle esta situación.

### III.6.3 CRITERIOS DE DISEÑO

El criterio de diseño de esta central se basa en el escenario en que por el Río Neuquén está llegando al complejo un caudal de  $50 \text{ m}^3/\text{s}$ , menor promedio mensual entre los años 2010-2018, para los meses de febrero y marzo, con la central Planicie Banderita fuera de servicio. En este escenario, actualmente el complejo no podría cumplir con el caudal mínimo exigido por la AIC.



Suponiendo que esta situación se desarrolla en un mes de sequía, la nueva central permitiría turbinar el agua restante requerida hasta un valor de  $100 \text{ m}^3/\text{s}$ .

### III.6.4 DESCRIPCIÓN DE LAS OBRAS PROPUESTAS

Se propone una central con tres módulos, dos para albergar las máquinas hidráulicas Francis de  $50 \text{ m}^3/\text{s}$  cada una, y el tercer módulo, de similar superficie a los otros dos, para funcionar como playa de maniobra y montaje.

La idea era ubicar la central propuesta cerca de la existente por una cuestión de simplicidad de funcionamiento hidráulico aguas abajo, sin comprometer la seguridad de la obra existente. Luego de estudiar la situación en detalle, se llegó a la conclusión de que cualquier solución de este tipo implicaría dejar fuera de servicio la central actual durante la etapa constructiva, además de poner en riesgo su integridad estructural.

La propuesta que a simple vista parecía la más factible de ejecutar era modificar la tubería forzada de alimentación de las turbinas actuales, para agregar un bypass a la central existente, pudiendo derivar caudal hacia un hidrogenerador de capacidad más reducida. La desventaja de esta alternativa es el elevado costo y complejidad comparado con el beneficio eventual que se tendrá, es por esto que se descartó este sitio como una posibilidad de generación adicional y no se desarrolló el proyecto.

### III.7 RESUMEN PROYECTOS

En la Tabla III-9 se muestran un resumen de los proyectos analizados con los datos más relevantes para cada sitio, la generación a obtener y el número de habitantes que se podría abastecer con el servicio eléctrico.

Tabla III-9 – Resumen de los proyectos de generación.

Sitio	Salto [m]	Caudal [m <sup>3</sup> /s]	Generación [GWh]	Tipo Turbina	Nº Equipos	Población Abastecida [Hab.]
<b>Portezuelo Grande Dique</b>	4,90	24	7,7	Hidrotornillos	2	2.504
<b>Portezuelo Grande Derivador</b>	7,7mín 10,0máx	10mín 320máx	114	Flygt	32	37.073
<b>Loma de La Lata</b>	2,5	25	1,4	Bulbo	1	455
<b>El Chañar</b>	7,90mín 10,65máx	60mín 120máx	90,4	Kaplan	2	29.400
<b>Compuerta AVIO</b>	5,0	7	1,5	Flygt	4	491



## **CAPITULO N° IV. EVALUACIÓN DE ALTERNATIVAS**

### **IV.1 EVALUACIÓN DE ALTERNATIVAS**

Una vez definidos los lineamientos de cada proyecto, los tipos de central y máquina que mejor se ajustan a cada situación y las obras a ejecutar para materializar cada proyecto, fue necesario realizar una evaluación de alternativas en base a costo de construcción y puesta en funcionamiento, costo de mantenimiento, beneficio esperado en el tiempo por la generación de energía eléctrica e impacto ambiental esperado, para poder calcular el retorno de la inversión y poder ordenar los proyectos de acuerdo a un criterio técnico-económico-ambiental.

### **IV.2 COSTO DE CONSTRUCCIÓN Y PUESTA EN FUNCIONAMIENTO**

#### **IV.2.1 ITEMIZADO Y CÓMPUTO**

Se computó cada proyecto con un plan de cuentas desplegado a un nivel de pre factibilidad, acotado para el nivel de desarrollo del presente trabajo, pero suficiente para determinar un valor representativo de las obras. Para esto, se desarrolló la ingeniería básica en cada obra para realizar el cómputo al nivel requerido.

Para cada obra se presentan al menos dos planos uno de la planta principal y otro de corte principal. Adicionalmente, en el proyecto de la central hidroeléctrica en El Chañar, se adjunta un plano de ubicación en relación a la obra de descarga actual. En el capítulo de Planos se adjunta una planilla de ordenamiento por código de cada plano.

Las cotas y niveles de terreno natural para esta etapa fueron obtenidos directamente del SIG del proyecto, que contiene en una de sus capas un Modelo Digital de Elevaciones del IGN con una resolución espacial de 5 m x 5 m en la zona de estudio.

Para el caso de terraplenes o canales, se obtuvieron del SIG las cotas a lo largo de una línea que representa el eje del elemento longitudinal. Luego en una planilla se calculó el área transversal a rellenar o excavar por cada progresiva y luego se obtuvo el volumen



utilizando el método de las secciones (promedio de las áreas multiplicado por la distancia entre puntos).

Los resultados se muestran en el punto IV.2.2.

#### IV.2.2 ANÁLISIS DE PRECIOS

Los precios utilizados para los componentes principales de los cálculos de obra civil y mecánica, son precios de referencia tomados de obras similares o valores calculados con el manual de costos argentino<sup>2</sup>, y actualizados a valores actuales en dólares cuando corresponda.

Los montos asociados a tareas previas al inicio de la obra y tareas generales, fueron calculados como ítems globales con un costo proporcional al monto total de la obra civil. Los coeficientes aplicados fueron tomados del manual de costos argentino, y se detallan a continuación.

Ingeniería y administración general: 6% del costo directo de obra civil, que a su vez se descompone en un 40% para la ingeniería de detalle, un 50% para la dirección de la obra, un 5% para las investigaciones complementarias, y un 5% para la administración general.

Campamento: 11% del total del costo directo de obra civil, que a su vez se descompone en un 70% para la construcción, un 5% para la operación y mantenimiento, y un 25% para la desmovilización.

Obrador: 2% del total del costo directo de la obra civil, que a su vez se divide en un 70% para la construcción, un 5% para el mantenimiento y un 25% para la desmovilización.

Los costos de obra civil, mecánica y costo total del aprovechamiento se detallan a continuación:

##### IV.2.2.1 PORTEZUELO GRANDE DERIVADOR

Costo obra Civil:	USD 8.243.214
Costo obra Mecánica:	USD 30.680.965
Costo total aprovechamiento:	USD 47.454.758

---

<sup>2</sup> Manual de Procedimientos para la Determinación de los Costos de Construcción de Aprovechamientos Hidroeléctricos.



#### IV.2.2.2 PORTEZUELO GRANDE DIQUE

Costo obra Civil:	USD 815.775
Costo obra Mecánica:	USD 1.890.000
Costo total aprovechamiento:	USD 2.862.322

#### IV.2.2.3 LOMA DE LA LATA

Costo obra Civil:	USD 2.525.773
Costo obra Mecánica:	USD 4.901.836
Costo total aprovechamiento:	USD 7.907.505

#### IV.2.2.4 DIQUE COMPENSADOR EL CHAÑAR

Costo obra Civil:	USD 39.713.660
Costo obra Mecánica:	USD 14.620.043
Costo total aprovechamiento:	USD 61.879.299

#### IV.2.2.5 BOCATOMA DE RIEGO EL CHAÑAR

Costo obra Civil:	USD 579.319
Costo obra Mecánica:	USD 711.385
Costo total aprovechamiento:	USD 1.401.876

El detalle de cada presupuesto se adjunta en los anexos IX.7.

### IV.3 EVALUACIÓN TÉCNICA Y ECONÓMICA

#### IV.3.1 MÉTODOS UTILIZADOS

Se realizó una evaluación técnico-económica utilizando los métodos “Levelized Cost of Energy (LCOE)” y “Valor Actual Neto y Tasa Interna de Retorno (VAN y TIR)”.

#### **LCOE**

El método de LCOE, en español Costo Nivelado de Energía, se utiliza para comparar distintas fuentes de energía bajo un mismo estándar. El LCOE representa el precio promedio al que debería venderse la unidad de energía para recuperar los costos de



generación y operación de una central hidroeléctrica en un período de tiempo determinado, con una tasa de descuento adoptada.

$$LCOE = \frac{\text{Suma de costos en la vida util}}{\text{Suma de energía generada en la vida util}} = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + M_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}}$$

Siendo  $t$  la vida útil de la central en años,  $I_t$  la inversión en el año  $t$ ,  $M_t$  los costos de mantenimiento en el año  $t$ , y  $E_t$  la energía generada en el año  $t$ .

En este caso, los análisis se realizaron para un período de 20 años desde el inicio de la construcción, en dólares, y utilizando una tasa de descuento del 15% (tasa usual para proyectos hidroeléctricos valorados en dólares).

Se calcularon las tarifas T1 y T2 de CMMESA para las centrales hidroeléctricas del país, la primera beneficiando a centrales con valores altos de capacidad instalada, y la segunda a centrales cuyo “factor de uso” está cerca de 1, es decir, centrales de base. La tarifa T1 remunera la disponibilidad del generador, se abona una tarifa fija aunque la central no se encuentre despachada. En cambio, la tarifa T2 sólo abona al generador por la generación entregada.

Las 5 centrales diseñadas perciben mayores ganancias anuales bajo la tarifa T2, por lo que se utilizó el mismo valor de ingresos anuales por unidad de energía generada para las 5 centrales.

$$T1 = 9000,00 \frac{U\$S}{MW \cdot mes} + 4,90 \frac{U\$S}{MWh}$$

$$T2 = 105,00 \frac{U\$S}{MWh}$$

### **VAN y TIR**

El VAN y TIR son dos fórmulas financieras empleadas para analizar qué tan oportuno puede ser un proyecto. Las siglas VAN corresponden al Valor Actual Neto, mientras que TIR es la Tasa Interna de Retorno. Ambas fórmulas se relacionan directamente con el flujo de caja del proyecto, y buscan determinar el tiempo en que un negocio tardará en recuperar su inversión inicial.

Para que un negocio sea rentable, el VAN debe ser mayor que cero. Esto indica que, en el plazo analizado, se recuperará la inversión con un beneficio mayor que si se la hubiera puesto a renta fija. En cuanto a la TIR, corresponde a la tasa de descuento que hace que el VAN sea cero, y su función es señalar la tasa a la que se recuperará la inversión en el período analizado.

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{V_t}{(1+r)^t} - I_o$$

$$0 = VAN = \sum_{t=1}^n \frac{V_t}{(1+TIR)^t} - I_o$$

Las herramientas mencionadas anteriormente no son las únicas que se pueden utilizar para evaluar económica y financieramente un proyecto, pero es de común acuerdo que son herramientas idóneas para las primeras fases de un proyecto.

#### IV.3.2 ANÁLISIS POR LCOE

A continuación, se adjuntan los datos de entrada para el cálculo del LCOE para cada proyecto.

Tabla IV-1- Valores considerados para el cálculo del LCOE.

Proyecto	Inversión [U\$S]	Plazo de ejecución [Meses]	Potencia instalada [MW]	Producción anual [GWh/año]	Costo O&M anual [U\$S/año]
PG Derivador	\$ 47.454.758,0	18	22,4	114,0	\$ 220.020,0
PG Dique	\$ 2.862.322,0	8	0,9	7,7	\$ 14.861,0
Loma La Lata	\$ 7.907.505,0	18	0,6	1,4	\$ 2.702,0
Chañar	\$ 61.879.299,0	36	17,3	90,4	\$ 174.472,0
Chañar AVIO	\$ 1.401.876,0	12	0,3	1,5	\$ 2895,0

Se calculó el LCOE de cada proyecto para los 20 primeros años desde el inicio de la construcción. Con estos valores, y comparando con el precio de venta de la energía a CAMMESA (tarifa T2), se determinó a partir de qué año cada proyecto comienza a ser rentable, y su rentabilidad a 20 años.

Las tablas completas de cálculo se adjuntan en la sección de anexos IX.8.



Tabla IV-2 – Valores de LCOE para cada proyecto.

Proyecto	Precio referencia	LCOE a 20 años
	U\$\$/GWh	U\$\$/GWh
<b>PG Derivador</b>	<b>\$ 105.000,0</b>	<b>\$ 71.016</b>
<b>PG Bypass</b>	<b>\$ 105.000,0</b>	<b>\$ 58.843</b>
Loma de la Lata	\$ 105.000,0	\$ 939.328
Chañar	\$ 105.000,0	\$ 132.953
Chañar AVIO	\$ 105.000,0	\$ 152.712

Como puede verse, los únicos dos proyectos que a 20 años resultan rentables con la tasa de descuento elegida son los de Portezuelo Grande Derivador y Portezuelo Grande Bypass. Es de destacar que el proyecto de Portezuelo Grande Bypass comienza a ser rentable en el año 5 y 6, mientras que Portezuelo Grande Bypass entre los años 8 y 9.

Otro aspecto a considerar es la magnitud del proyecto. Considerando un período de vida de 20 años, PG Bypass genera mayores ganancias por GWh, pero PG Derivador genera anualmente más de 14 veces la energía del Bypass, por lo que el volumen de ganancias será mayor para este segundo proyecto.

Otras modificaciones al modelo: Se realizaron también simulaciones con variaciones en ciertos parámetros de entrada de los modelos, para ver el comportamiento y la sensibilidad de los análisis.

Se crearon escenarios para un 10% de disminución de la generación anual de energía eléctrica, un 10% de aumento, y 6 meses de atraso en la construcción (sin aumento de los costos de construcción). Ver tabla IV-3.

Ninguna de las variaciones hizo que los proyectos inviables pasen a ser viables, ni viceversa, pero es interesante ver la variación en el rendimiento de las inversiones en situaciones de imprevistos.



Tabla IV-3- Resumen por proyecto.

PROYECTO	INVERSION US\$	PLAZO EJECUCION Meses	POTENCIA INSTALADA MW	GENERACION ANUAL GWh	PRECIO VENTA US\$/GWh	LCOE US\$/GWh	LCOE - 10% PROD. US\$/GWh	% VAR /LCOE	LCOE + 10% PROD. US\$/GWh	% VAR /LCOE	LCOE + 6 MESES ATRASO US\$/GWh	% VAR /LCOE
PG by pass	\$ 2.862.322,00	8	0,9	7,7	\$ 105.000,00	\$ 58.842,88	\$ 62.795,16	7%	\$ 51.728,77	-18%	\$ 61.036,61	4%
Loma La Lata	\$ 7.907.505,00	18	0,6	1,4	\$ 105.000,00	\$ 939.327,65	\$ 1.043.482,95	11%	\$ 854.109,68	-18%	\$ 1.015.812,87	8%
Chañar	\$ 61.879.299,00	36	17,3	90,4	\$ 105.000,00	\$ 132.952,67	\$ 147.510,74	11%	\$ 121.041,52	-18%	\$ 143.102,80	8%
Chañar AVIO	\$ 1.401.876,00	12	0,3	1,5	\$ 105.000,00	\$ 152.712,37	\$ 169.465,97	11%	\$ 139.004,88	-18%	\$ 164.087,08	7%



### IV.3.3 ANÁLISIS POR VAN Y TIR

En el análisis por el método de Valor Actual Neto y Tasa Interna de Retorno se usaron los mismos datos de entrada que en el análisis por LCOE, y se calculó el VAN para los 20 primeros años de cada proyecto desde el inicio de la construcción. Los resultados obtenidos son consistentes con el análisis por LCOE, mostrando que los únicos dos proyectos rentables a 20 años son PG Derivador y PG Bypass.

Tabla IV-4 – Valores de VAN para cada proyecto a 20 años.

Años	VAN			
	5	10	15	20
Portezuelo Grande Derivador	-\$ 8.100.524	\$ 11.465.485	\$ 21.193.250	\$ 26.029.668
Portezuelo Grande Dique	\$ 81.336	\$ 1.544.854	\$ 2.272.482	\$ 2.634.241
Loma de la Lata	-\$ 7.457.317	-\$ 7.233.494	-\$ 7.122.215	-\$ 7.066.889
Compensador Chañar	-\$ 51.930.203	-\$ 36.418.151	-\$ 28.819.346	-\$ 24.985.004
Canal de riego Chañar	-\$ 1.023.128	-\$ 834.658	-\$ 740.955	-\$ 694.368

La Tasa Interna de Retorno a 20 años resulta del 24,4% para PG Derivador y del 30,5% para PG Bypass. Esto nuevamente muestra que PG Bypass es más rentable por unidad de energía generada, pero al ser el proyecto PG Derivador de mayor magnitud, también lo será su rentabilidad anual.

Tabla IV-5 – Valores de TIR para cada proyecto a 20 años.

Años	TIR			
	5	10	15	20
Portezuelo Grande Derivador	12,6%	21,1%	23,7%	24,4%
Portezuelo Grande Dique	20,8%	28,1%	30,1%	30,5%
Loma de la Lata	-41,7%	-23,7%	-13,6%	-8,6%
Compensador Chañar	-23,3%	0,7%	6,6%	8,9%
Canal de riego Chañar	-17,5%	-3,7%	2,5%	5,1%

Ver anexo IX.9.



## CAPITULO N° V. ANÁLISIS AMBIENTAL

Cada uno de los proyectos planteados en el complejo Cerros Colorados, ocasiona una modificación en el entorno natural donde se encuentran ubicados.

Se estudia a continuación cómo influye cada uno de ellos y si alguno de los mismos incumple los conceptos ambientales establecidos.

### V.1. MÉTODO DE ANÁLISIS

El desarrollo de este punto se resolvió utilizando para el análisis el Método Conesa, que tiene como objetivo principal la realización de un estudio del impacto sobre el medio ambiente que ocasionará la puesta en marcha de un proyecto.

El método plantea la obtención de valores de impacto ambiental a partir de la valoración cualitativa y cuantitativa de los impactos identificados. Se construye una matriz de importancia que parte de la identificación de acciones impactantes y factores ambientales susceptibles de ser impactados, se tienen en cuenta las componentes ambientales para los medios físicos, bióticos y socio – económicos.

Criterios de evaluación:

- Signo: Hace alusión al carácter benéfico (+) o perjudicial (-) de las distintas acciones que van a actuar sobre los distintos factores considerados.

El impacto se considera positivo cuando el resultado de la acción sobre el factor ambiental considerado produce una mejora de la calidad ambiental de este último.

El impacto se considera negativo cuando el resultado de la acción produce una disminución de la calidad ambiental del factor ambiental considerado.

- Intensidad: Grado de incidencia de la acción sobre el factor en el ámbito específico en el que actúa. Varía entre 1 y 12, siendo 12 la expresión de la destrucción total del factor en el área en la que se produce el efecto y 1 una mínima afectación.
- Extensión: Área de influencia teórica del impacto en relación con el entorno de la actividad (% de área, respecto al entorno, en que se manifiesta el efecto). Si la acción produce un efecto muy localizado, se considera que el impacto tiene un carácter puntual uno (1). Si por el contrario, el impacto no admite una ubicación precisa del entorno de la actividad, teniendo una influencia generalizada en todo el



entorno, el impacto será Total ocho (8). Cuando el efecto se produce en un lugar crítico, se le atribuirá un valor de cuatro unidades por encima del que le correspondía en función del % de extensión que manifiesta.

- **Momento:** Alude al tiempo entre la aparición de la acción que produce el impacto y el comienzo de las afectaciones sobre el factor considerado. Si el tiempo transcurrido es nulo, el momento será inmediato, y si es inferior a un año, Corto Plazo, asignándole en ambos casos un valor de cuatro (4). Si es un período de tiempo mayor a cinco años, Largo Plazo uno (1).
- **Persistencia:** Tiempo que supuestamente permanecerá el efecto desde su aparición y, a partir del cual el factor afectado retornaría a las condiciones iniciales previas a la acción por los medios naturales o mediante la introducción de medidas correctivas.
- **Reversibilidad:** Se refiere a la posibilidad de reconstrucción del factor afectado como consecuencia de la acción acometida, es decir, la posibilidad de retornar a las condiciones iniciales previas a la acción, por medios naturales, una vez que aquella deje de actuar sobre el medio.
- **Sinergia:** Este atributo contempla el reforzamiento de dos o más efectos simples. La componente total de la manifestación de los efectos simples, provocados por acciones que actúan simultáneamente, es superior a la que cabría de esperar cuando las acciones que las provocan actúan de manera independiente, no simultánea.
- **Acumulación:** Este atributo da idea del incremento progresivo de la manifestación del efecto cuando persiste de forma continuada o reiterada la acción que lo genera. Cuando una acción no produce efectos acumulativos (acumulación simple), el efecto se valora como uno (1), si el efecto producido es acumulativo el valor se incrementa a cuatro (4).
- **Efecto:** Este atributo se refiere a la relación causa- efecto, o sea, a la forma de manifestación del efecto sobre un factor, como consecuencia de una acción. Puede ser directo o primario, siendo en este caso la repercusión de la acción consecuencia directa de ésta, o indirecto o secundario, cuando la manifestación no es consecuencia directa de la acción, sino que tiene lugar a partir de un efecto primario, actuando este como una acción de segundo orden.



- Periodicidad: Se refiere a la regularidad de manifestación del efecto, bien sea de manera cíclica o recurrente (efecto periódico), de forma impredecible en el tiempo (efecto irregular) o constante en el tiempo (efecto continuo).
- Recuperabilidad: Se refiere a la posibilidad de reconstrucción, total, o parcial, del factor afectado como consecuencia de la actividad acometida, es decir, la posibilidad de retornar a las condiciones iniciales previas a la acción, por medio de la intervención humana (medidas de manejo ambiental). Cuando el efecto es irrecuperable (alteración imposible de reparar, tanto por la acción natural, como por la humana) le asignamos el valor de (8). En caso de ser irrecuperable, pero existe la posibilidad de introducir medidas compensatorias, el valor adoptado será cuatro (4).

Tabla V-1 – Tipos de criterios y calificación de evaluación.

CRITERIO / RANGO		CALIFICACIÓN
NATURALEZA	Impacto Benéfico	+
	Impacto Perjudicial	-
INTENSIDAD (IN)	Baja	1
	Media	2
	Alta	4
	Muy Alta	8
	Total	12
EXTENSIÓN (EX)	Puntual	1
	Parcial	2
	Extensa	4
	Total	8
	Crítica	(+4)
MOMENTO (MO)	Largo Plazo	1
	Medio Plazo	2
	Inmediato	4
	Crítico	(+4)
PERSISTENCIA (PE)	Fugaz	1
	Temporal	2
	Permanente	4
REVERSIBILIDAD (RV)	Corto Plazo	1
	Medio Plazo	2
	Irreversible	4
SINERGIA (SI)	Sin Sinergismo (simple)	1
	Sinérgico	2
	Muy Sinérgico	4
ACUMULACIÓN (AC)	Simple	1
	Acumulativo	4
EFECTO (EF)	Indirecto (secundario)	1
	Directo	4
PERIODICIDAD (PR)	Irregular o aperiódico o discontinuo	1
	Periódico	2
	Continuo	4
RECUPERABILIDAD (MC)	Recuperable inmediato	1
	Recuperable a medio plazo	2
	Mitigable o compensable	4
	Irrecuperable	8

El método concluye que, de acuerdo con los rangos de evaluación se obtiene la importancia (I) de las consecuencias ambientales, calculado mediante la siguiente expresión:



$$I = (3IN + 2EX + MO + PE + RV + SI + AC + EF + P + R + MC)$$

Los resultados obtenidos se interpretan en impactos de la siguiente manera:

- $I < 25$ : Impactos irrelevantes o compatibles con el ambiente
- $25 \leq I \leq 50$ : Impactos moderados.
- $50 \leq I \leq 75$ : Impactos severos.
- $I > 75$ : Impactos críticos.

Tabla V-2 – Rangos de importancia y clasificación de impacto.

IMPORTANCIA	IMPACTO
$I < 25$	
$25 \leq I \leq 50$	
$50 \leq I \leq 75$	
$I > 75$	

Impacto Compatible o Irrelevante: Impacto ambiental cuya recuperación es inmediata tras el cese de la actividad y que no precisa medidas preventivas o correctoras.

Impacto Moderado: Impacto ambiental cuya recuperación no precisa medidas preventivas o correctoras intensivas y en el que la consecución de las condiciones ambientales iniciales requieren cierto tiempo.

Impacto Severo: Impacto ambiental en el que la recuperación de las condiciones del medio exige medidas preventivas o correctoras y en el que, aun con esas medidas, aquella recuperación precisa un período de tiempo dilatado.

Impacto Crítico: Impacto ambiental cuya magnitud es superior al umbral aceptable, ya que produce una pérdida permanente de la calidad de las condiciones ambientales, sin posible recuperación aun cuando se adopten medidas protectoras o correctoras.

## V.2. ANÁLISIS PARTICULAR DE LOS SITIOS:

Se describen a continuación consideraciones ambientales destacables a ser analizadas por sitio.

### 5.2.1. PORTEZUELO GRANDE:

Un factor clave ya estudiado por la empresa Orazul es el tema de la sedimentación que se produce en el embalse del dique Portezuelo Grande.

Tal como se mencionó anteriormente el embalse recibe las aguas directamente de la cordillera sin atenuación natural o antrópica, por lo cual la cantidad de sólidos aportados en suspensión y por arrastre se estiman en 5.000.000m<sup>3</sup>/año, estos se van decantando a medida que el agua pierde velocidad.

Un aumento de los niveles implica un mayor volumen de agua con sólidos del tipo limo en suspensión arrastrados por el río que, al llegar a un lugar de aguas calmas como lo es el embalse, se sedimentan y se depositan.

Actualmente el problema de sedimentación se encuentra controlado con el procedimiento propuesto por la empresa Orazul Energy, bajo el programa Innovazul realizado en 2017, en el que se concluye que, manteniendo el nivel en cota 422.00, junto con un cambio en la configuración de las compuertas se evita la sedimentación de limos en la embocadura del dique, permitiendo esto compuertas operativas y ductos habilitados, junto con una disminución de los costos de mantenimiento destinados anualmente a esta problemática.

Por lo tanto, considerando los proyectos propuestos en los que se contemplan un aumento en la cota se evalúa que tendría los siguientes impactos:

- No se afecta directamente la vegetación circundante al embalse, por el contrario, un aumento en el nivel implica mayor depósito de finos que favorecen el crecimiento de vegetación, tal como muestran los antecedentes recopilados por Orzul Energy durante los años 2015 - 2016.



*Figura V-1 - Vegetación sobre margen derecha del dique Portezuelo Grande.*



- Como ambos proyectos toman la obra del dique junto con el embalse, las especies animales no se verían afectadas por el cambio en el aumento de la cota.

En el proyecto By Pass el equipo seleccionado se considera por el fabricante como respetuoso con la vida acuática. El diámetro de los espirales que posee se incrementa gradualmente para evitar que los peces queden atrapados entre los espirales, además en la entrada del agua el borde de los espirales es más grueso para crear una ola que empuja a los peces hacia el centro.

El proyecto desarrollado sobre el canal de Portezuelo Grande derivador, contempla las casas de máquinas ubicadas sobre los laterales del mismo con una orientación a 45° respecto del eje del central del canal, por lo tanto el paso de las diferentes especies acuáticas presentes en el embalse no se ve afectado por la nueva obra propuesta en el sitio.

- Aguas abajo, para el caso del proyecto del canal derivador, el caudal que se está erogando pasa al embalse Los Barreales como se hace actualmente, por lo tanto la población no se verá afectada por el nuevo punto de generación, dado que, los niveles del embalse se encuentran regulados por las normas del manejo de agua, esto permite que no se generan impactos de ningún tipo.
- El proyecto de generación en los bypass implica un aumento de caudal ecológico, se elevaría de 12m<sup>3</sup>/seg a 24m<sup>3</sup>/seg, en este caso, se aumenta el nivel del Río Neuquén como consecuencia del aumento del caudal, modificando la línea de ribera, pero sin afectar propiedades lindantes, dado que no existen desarrollos urbanos lindantes a la margen del río.

#### 5.2.2. LOMA DE LA LATA:

Este sector del Complejo no presenta en la actualidad implementaciones ambientales a ser tratadas, su función es regular las cotas entre el embalse Los Barreales y Mari Menuco.

El proyecto planteado en el lugar, toma el sector con las condiciones en las que funciona en la actualidad y se adapta a la generación con los parámetros de cota y caudal que se presentan, no se propone modificación de ninguno de ellos. Sin embargo, se puede detectar que hay que realizar una consideración al momento de tomar uno de los vanos y afectarlo a la instalación de una máquina.

- Las especies acuáticas presentes en el lago Los Barreales circular hacia el lago Mari Menuco de forma libre, no encuentran impedimentos para ingresar a los vanos a



medida que circula el caudal de agua, se puede comprobar este punto cada vez que se realiza un mantenimiento en los cuencos amortiguadores, previo a la reparación se deben vaciar los vanos, se detectan peces en ellos que deben ser rescatados.

La ocupación de uno de los cinco vanos permite que esta actividad continúe por los cuatro restantes, por lo tanto no se deben tomar medidas sobre este punto detectado de posible tratamiento.

### 5.2.3. EL CHAÑAR:

La función principal de este embalse es recibir los caudales turbinados por la central Planicie Banderita, actuando como un compensador y regulador aguas abajo.

Se plantean dos proyectos en el lugar, la instalación de turbinas inmediatamente después de la compuerta AVIO que regula los caudales erogados para el manejo del consorcio de riego, y la instalación de una central hidroeléctrica con turbinas Kaplan.

Ambos proyectos utilizan el dique ya existente, la generación en la bocatoma del canal de riego no modifica desde ningún punto de vista la obra actual, como tampoco ningún factor aguas abajo del punto mencionado. Por lo tanto, la consideración a tener en cuenta desde el punto de vista ambiental, es la construcción de la central.

- Materializar el proyecto conlleva a realizar un nuevo terraplén para alojar las máquinas planteadas, la ubicación determinada, próxima a la actual, implica que no se generen alteraciones en el medio circundante desde ningún parámetro analizado.
- Las excavaciones que se realizarían para el desarrollo del canal de restitución hasta encontrar la cota del cauce natural del río trae aparejado una modificación del entorno natural, si bien, se retiraría parte del suelo con vegetación autóctona presente, se generaría la circulación de agua por un sector por el que actualmente no hay presencia de este recurso. Esto al no tener desarrollo de densidad poblacional en el sector no genera impacto en el ámbito de la sociedad.

## V.3. MATRICES DE IMPACTO

Con las consideraciones mencionadas se analiza cada proyecto a través del Método Conesa para determinar el grado de importancia y el tipo de impacto generado.

### 5.3.1. MATRIZ DE IMPACTO PORTEZUELO GRANDE DIQUE

Los impactos se encuentran categorizados como irrelevantes o compatibles con el medio ambiente en un 90% de los parámetros analizados, el 10% restante se encuentra categorizado como moderado.

Tabla V-3 - Matriz de impacto ambiental Portezuelo Grande Dique

IMPACTO	NAT	IN	EX	MO	PE	RV	SI	AC	EF	PR	MC	IMPOR- TANCIA	IMPACTO
Modificación de la cobertura vegetal	NEGATIVO (-)	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	13	
Modificación de las especies acuáticas	NEGATIVO (-)	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	13	
Alteración de la calidad de agua por aporte de sedimentos	NEGATIVO (-)	2	2	1	4	1	1	1	1	4	8	31	
Pérdida de calidad paisajística	NEGATIVO (-)	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	13	
Desestabilización de márgenes del río	NEGATIVO (-)	1	1	1	2	1	1	1	1	1	1	14	
Alteración curso natural del río	NEGATIVO (-)	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	13	
Cambios en la dinámica poblacional	NEGATIVO (-)	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	13	
Cambio en el ambiente social	POSITIVO (+)	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	13	

### 5.3.2. MATRIZ DE IMPACTO PORTEZUELO GRANDE DERIVADOR

Los impactos se encuentran categorizados como irrelevantes o compatibles con el medio ambiente en un 90% de los parámetros analizados, el 10% restante se encuentra categorizado como moderado.

Tabla V-4 - Matriz de Impacto Ambiental Portezuelo Grande Derivador.

IMPACTO	NAT	IN	EX	MO	PE	RV	SI	AC	EF	PR	MC	IMPORTANCIA	IMPACTO
Modificación de la cobertura vegetal	NEGATIVO (-)	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	13	
Modificación de las especies acuáticas	NEGATIVO (-)	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	13	
Alteración de la calidad de agua por aporte de sedimentos	NEGATIVO (-)	2	2	1	4	1	1	1	1	4	8	31	
Pérdida de calidad paisajística	NEGATIVO (-)	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	13	
Desestabilización de márgenes del río	NEGATIVO (-)	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	13	
Alteración curso natural del río	NEGATIVO (-)	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	13	
Cambios en la dinámica poblacional	NEGATIVO (-)	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	13	
Cambio en el ambiente social	POSITIVO (+)	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	13	

### 5.3.3. MATRIZ DE IMPACTO LOMA LA LATA

Los impactos se encuentran categorizados como irrelevantes o compatibles con el medio ambiente.

Tabla V-5 - Matriz Impacto Ambiental Loma de La Lata.

IMPACTO	NAT	IN	EX	MO	PE	RV	SI	AC	EF	PR	MC	IMPORTANCIA	IMPACTO
Modificación de la cobertura vegetal	NEGATIVO (-)	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	13	
Modificación de las especies acuáticas	NEGATIVO (-)	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	13	
Alteración de la calidad de agua por aporte de sedimentos	NEGATIVO (-)	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	13	
Pérdida de calidad paisajística	NEGATIVO (-)	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	13	
Desestabilización de márgenes del río	NEGATIVO (-)	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	13	
Alteración curso natural del río	NEGATIVO (-)	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	13	
Cambios en la dinámica poblacional	NEGATIVO (-)	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	13	
Cambio en el ambiente social	POSITIVO (+)	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	13	

### 5.3.4. MATRIZ DE IMPACTO EL CHAÑAR

Los impactos se encuentran categorizados como irrelevantes o compatibles con el medio ambiente.

Tabla V-6 - Matriz de Impacto Ambiental El Chañar.

IMPACTO	NAT	IN	EX	MO	PE	RV	SI	AC	EF	PR	MC	IMPORTANCIA	IMPACTO
Modificación de la cobertura vegetal	NEGATIVO (-)	2	1	4	4	2	1	1	1	1	2	24	
Modificación de las especies acuáticas	NEGATIVO (-)	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	13	
Alteración de la calidad de agua por aporte de sedimentos	NEGATIVO (-)	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	13	
Pérdida de calidad paisajística	NEGATIVO (-)	2	1	4	4	2	1	1	1	1	2	24	
Desestabilización de márgenes del río	NEGATIVO (-)	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	13	
Alteración curso natural del río	NEGATIVO (-)	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	13	
Cambios en la dinámica poblacional	NEGATIVO (-)	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	13	
Cambio en el ambiente social	POSITIVO (+)	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	13	

### 5.3.5. MATRIZ DE IMPACTO BOCATOMA CANAL DE RIEGO

Los impactos se encuentran categorizados como irrelevantes o compatibles con el medio ambiente.

Tabla V-7 - Matriz de Impacto Ambiental Bocatoma Canal de Riego

IMPACTO	NAT	IN	EX	MO	PE	RV	SI	AC	EF	PR	MC	IMPORTANCIA	IMPACTO
Modificación de la cobertura vegetal	NEGATIVO (-)	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	13	
Modificación de las especies acuáticas	NEGATIVO (-)	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	13	
Alteración de la calidad de agua por aporte de sedimentos	NEGATIVO (-)	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	13	
Pérdida de calidad paisajística	NEGATIVO (-)	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	13	
Desestabilización de márgenes del río	NEGATIVO (-)	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	13	
Alteración curso natural del río	NEGATIVO (-)	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	13	
Cambios en la dinámica poblacional	NEGATIVO (-)	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	13	
Cambio en el ambiente social	POSITIVO (+)	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	13	



## CAPITULO N° VI. CONCLUSIONES

De los trabajos realizados por los autores de este proyecto, se desprenden las siguientes conclusiones:

Al analizar sitios con diferentes características de funcionamiento, se pudo ver que no solo es necesario realizar un buen ajuste de la máquina hidráulica a utilizar, sino que hay casos extremos en los que, por falta de salto o caudal, el aprovechamiento es inviable con la tecnología actual. Así mismo, es posible encontrar sitios con valores promedio de salto o caudal que a primera vista resulten prometedores, pero que su distribución en el tiempo imposibilita una explotación económicamente viable.

Con respecto al análisis técnico-económico, se estudiaron los resultados del método “Levelized Cost of Energy (LCOE)” y del método “Valor Actual Neto y Tasa Interna de Retorno (VAN y TIR)”.

El análisis por LCOE arroja que el proyecto más rentable en dólares por unidad de energía generada es el de Portezuelo Grande Dique, siguiéndolo el de Portezuelo Grande Derivador, y que los aprovechamientos diseñados para Loma de la Lata, Chañar y Chañar AVIO no son viables económicamente para un período de 20 años.

Por otro lado, del análisis por VAN y TIR se concluye que el proyecto Portezuelo Grande Dique tiene un VAN positivo a partir de los 5 años, es decir, el flujo de fondos es positivo para períodos mayores a 5 años, para Portezuelo Grande Derivador a partir de los 10 años, y para los restantes proyectos es negativo incluso para períodos mayores a 20 años. Es de destacar la importancia que tienen el monto de inversión inicial y el período de construcción, en el que no se perciben utilidades, en el resultado de los análisis. Una pequeña variación en los costos o tiempos de construcción pueden hacer que un proyecto pase a ser inviable.

En base a esto, es seguro afirmar que, con los parámetros de análisis utilizados, los proyectos en Loma de la Lata, Chañar y Chañar AVIO son inviables por el momento, con la tecnología de maquinarias existentes en el mercado.

Más allá de lo expuesto anteriormente, hay muchos factores que influyen en el análisis que podrían cambiar los resultados, como son las posibilidades de financiación de la empresa con capitales propios, acceso a préstamos blandos, la magnitud de los proyectos a la que



apuntan la empresa concesionaria del complejo y los organismos de financiación externa, la cantidad de años que está dispuesto el inversor a esperar para comenzar a recibir una renta positiva, entre otros. Es por esto que el presente estudio no puede recomendar un proyecto como el más beneficioso, pues la elección o rechazo de los proyectos depende de las expectativas y posibilidades del inversor.

Desde el punto de vista ambiental, ninguno de los proyectos planteados genera un impacto negativo significativo sobre el complejo.



## **CAPITULO N° VII. RECOMENDACIONES**

Se recomienda investigar las posibilidades de generación en Portezuelo Grande Dique y Portezuelo Grande Derivador, de acuerdo a sus expectativas y posibilidades económicas y financieras.

Se recomienda no investigar el aumento de la generación en Planicie Banderita, pues ya se encuentra totalmente optimizada de acuerdo al equipamiento electromecánico disponible actualmente.

Se recomienda no profundizar el análisis en Loma de la Lata, pues la imposibilidad de instalar generación en los 5 vanos sin reducir significativamente la capacidad máxima de paso de agua, algo vital para la seguridad del complejo y la población y bienes muebles aguas abajo en un evento de avenida extraordinaria, hace que el proyecto en su conjunto sea inviable económicamente.

Se recomienda no profundizar el análisis en Chañar AVIO por la magnitud de los costos de obra frente a la generación anual de energía eléctrica.

Se recomienda no profundizar el análisis en Chañar, pues el costo de la obra supera ampliamente las posibilidades de generación bajo los criterios establecidos.



## CAPITULO N° VIII. PLANOS

### Código de ordenamiento

Rango	Categoría
001 - 099	Planos de estudio y generales
100 - 199	No corresponde
200 - 299	No corresponde
300 - 399	Planos de estructuras

Código	Título y descripción	Escala
NQN-CC1-PL-G-300	LOCALIDAD: NEUQUEN PORTEZUELO GRANDE DIQUE CENTRAL HIDROELECTRICA PLANTA CENTRAL	1:200
NQN-CC1-PL-G-301	LOCALIDAD: NEUQUEN PORTEZUELO GRANDE DIQUE CENTRAL HIDROELECTRICA CORTE CENTRAL	1:100
AHPG-001-RB	LOCALIDAD: NEUQUEN PORTEZUELO GRANDE DERIVADOR CENTRAL HIDROELECTRICA PLANTAS Y CORTES (PRELIMINAR)	1:500/200
NQN-CC3-PL-G-300	LOCALIDAD: NEUQUEN LOMA DE LA LATA CENTRAL HIDROELECTRICA PLANTA CENTRAL	1:100
NQN-CC3-PL-G-301	LOCALIDAD: NEUQUEN LOMA DE LA LATA CENTRAL HIDROELECTRICA CORTE CENTRAL	1:100
NQN-CC4-PL-G-302	LOCALIDAD: NEUQUEN EL CHAÑAR CENTRAL HIDROELECTRICA PLANTA UBICACION	1:2000
NQN-CC4-PL-G-300	LOCALIDAD: NEUQUEN EL CHAÑAR CENTRAL HIDROELECTRICA PLANTA CENTRAL	1:200
NQN-CC4-PL-G-301	LOCALIDAD: NEUQUEN EL CHAÑAR CENTRAL HIDROELECTRICA CORTE CENTRAL	1:100



NQN-CC5-PL-G-300	LOCALIDAD: NEUQUEN BOCATOMA DEL CANAL DE RIEGO EL CHAÑAR CENTRAL HIDROELECTRICA PLANTA CENTRAL	1:100
NQN-CC5-PL-G-301	LOCALIDAD: NEUQUEN BOCATOMA DEL CANAL DE RIEGO EL CHAÑAR CENTRAL HIDROELECTRICA CORTE CENTRAL	1:100



## CAPITULO N° IX. ANEXOS

### IX.1 PERDIDA DE EVAPORACIÓN

Para el cálculo de la evaporación en los embalses Portezuelo Grande y Los Barreales – Mari Menuco se utilizaron los datos registrados por las estaciones meteorológicas ubicadas en dichos lugares.

Las estaciones proporcionan los datos de evotranspiración en mm por mes, conociendo además el área de los embalses se calcula el caudal evaporado en m<sup>3</sup>/s por mes y luego un caudal promedio mensual.

$$Q_{mensual} = \frac{h \cdot \text{área}}{\text{tiempo}} \left[ \frac{m^3}{seg} \right]$$

Datos de cálculo:

- Área embalses [m<sup>2</sup>]
- Altura de Evaporación mensual [m]
- Tiempo mensual [seg.]

De los datos procesados en las tablas IX-1 a IX-6 mostradas a continuación, se observa que el caudal promedio evaporado por mes para cada embalse son:

$$Q_{Portezuelo\ Grande} = 2,70 \left[ \frac{m^3}{seg} \right]$$

$$Q_{Los\ Barreales-Mari\ Menuco} = 32,64 \left[ \frac{m^3}{seg} \right]$$



UNIVERSIDAD NACIONAL DEL COMAHUE – FACULTAD DE INGENIERIA  
INGENIERIA CIVIL – PROYECTO INTEGRADOR PROFESIONAL  
JUAN FRANCISCO PONS Y NATALIA VALENTINA ROJAS REYES

Tabla IX-1- Caudales Evaporados Portezuelo Grande I.

Estación	Año	Mes	Temperatura [°C]	Temp. MAX [°C]	Temp. MIN [°C]	Humedad [%]	Pto. Rocío [°C]	Viento - Veloc. [Km/h]	Viento - Veloc. Refrigera [Km/h]	Viento - Veloc. MAX [Km/h]	Presión [hPa]	Lluvia [mm]	Radiación Solar [W/m2]	Radiación Solar MAX [W/m2]	ET [mm]	ET [m]	Area Embalse [m2]	Volumen [m3]	Q Mensual [m3/s]
PG	2010	8	10,17	13,9	-7,9	34	-7,34	6,74	49,9	32	962,41	0	0	51,65	0,05165	39000000	2014350	0,78	
PG	2010	9	9,61	20,2	-1,2	45	-3,1	9,49	70,8	51,3	1017,65	65,8	0	53,42	0,05342	39000000	2083380	0,80	
PG	2010	10	13,29	30,3	0,7	44	-0,02	12,22	80,5	56,5	1015,63	6,9	0	76,45	0,07645	39000000	2981550	1,15	
PG	2010	11	16,89	30,2	3,4	36	-0,44	14,27	90,1	63	1012,97	0	0	98,01	0,09801	39000000	3822390	1,47	
PG	2010	12	21,03	33	6,1	30	-0,87	14,03	74	54,5	1008,36	18	0	112,63	0,11263	39000000	4392570	1,69	
PG	2011	1	21,03	38,3	6,9	37	2,99	13,44	93,3	62,5	1009,02	3,3	0	112,29	0,11229	39000000	4379310	1,69	
PG	2011	2	20,74	33,3	6,2	38	3,08	11,21	77,2	51,5	1012,01	13,2	0	88,16	0,08816	39000000	3438240	1,33	
PG	2011	3	17,13	33,8	2,6	40	1,38	9,98	77,2	52,9	1012,61	8,9	0	82,88	0,08288	39000000	3232320	1,25	
PG	2011	4	12,67	26,6	1,1	46	-0,2	9,41	98,2	70,1	1015	20,6	0	61,15	0,06115	39000000	2384850	0,92	
PG	2011	5	8,2	24,6	-3,3	57	-1,02	4,4	72,4	53,8	1017,56	3,3	0	22,16	0,02216	39000000	864240	0,33	
PG	2011	6	4,97	20,3	-8,2	58	-3,29	7,82	95	61,7	1016,73	0,2	0	37,04	0,03704	39000000	1444560	0,56	
PG	2011	7	5,79	18,2	-7,3	50	-4,62	10,18	85,3	54,7	1016,25	1,6	0	55,72	0,05572	39000000	2173080	0,84	
PG	2011	8	6,45	16,3	-4,7	52	-3,45	10,63	66	51,9	1017,06	11,6	0	43,77	0,04377	39000000	1707030	0,66	
PG	2011	9	10,57	24,3	-2	39	-3,64	12,21	99,8	71,5	1017,02	0	0	73,31	0,07331	39000000	2859090	1,10	
PG	2011	10	13,19	28,9	1,9	39	-1,46	10,49	70,8	51,3	1015,52	9,7	0	76,68	0,07668	39000000	2990520	1,15	
PG	2011	11	18,02	31	4,9	32	0,09	13,86	86,9	62,3	1011,3	0	0	105,93	0,10593	39000000	4131270	1,59	
PG	2011	12	21,61	35,8	7	29	1,84	13,48	72,4	51,1	1010,75	2,3	0	111,86	0,11186	39000000	4362540	1,68	
PG	2012	1	22,66	36,2	10,1	39	6,43	12,42	98,2	67,1	1009,11	37,8	0	106,52	0,10652	39000000	4154280	1,60	
PG	2012	2	20,3	34,4	8,3	38	4,67	12,9	69,2	49,9	1008,71	8,9	264	1139	280,15	28015	39000000	10925850	4,22
PG	2012	3	10,43	25,6	1,7	61	2,48	6,5	40,23	67,6	1017,09	3,79	99	675	22,11	0,02211	39000000	862290	0,33
PG	2012	4	12,74	26,3	0,9	45	0,24	7,03	65,98	96,6	1012,81	11,4	78	861	178,31	0,17831	39000000	6954090	2,68
PG	2012	5	9,81	21,6	-2,9	43	-3,24	9,6	49,89	75,6	1013,89	11,4	78	686	225,76	0,22576	39000000	8804640	3,40
PG	2012	6	8,14	20,4	-5,1	36	-6,96	8,75	51,5	88,5	1017,34	0	102	696	186,58	0,18658	39000000	7276620	2,81
PG	2012	7	6,03	13,1	0,5	51	-3,55	2,92	11,27	24,1	1013,91	0	99	772	3,72	0,00372	39000000	145080	0,06
PG	2012	8	14,39	25,8	4,1	32	-3,59	11,38	46,67	69,2	1014	0	212	1118	152,45	0,15245	39000000	5945550	2,29
PG	2012	9	16,34	27,3	5,1	37	-0,79	10,05	40,23	69,2	1009,52	50,78	237	1233	167,36	0,16736	39000000	6523140	2,52
PG	2012	10	16,34	35,6	7,9	33	0,49	10,08	40,23	66	1009,29	62,21	313	1195	199,98	0,19998	39000000	7799220	3,01
PG	2012	11	22,09	35,6	10,9	24	-1,7	12,45	45,06	78,9	1007,55	16,75	334	1329	186,64	0,18664	39000000	7278960	2,81
PG	2012	12	26,15	41,6	12,8	33	5,63	9,8	41,84	72,4	1008,68	12,18	268	1417	223,63	0,22363	39000000	8721570	3,36
PG	2013	1	23,91	37,9	10,2	31	4,76	11,7	48,28	78,9	1008,18	12,18	268	1390	286,1	0,2861	39000000	11157900	4,30
PG	2013	2	18,07	31,7	7,5	42	3,5	8,31	38,62	77,2	1013,54	62,48	195	1301	150,92	0,15092	39000000	5885880	2,27
PG	2013	3	16,65	28,8	5,3	50	5,04	5,34	65,98	103	1012,39	24,86	154	1041	116,67	0,11667	39000000	4550130	1,76
PG	2013	4	13,07	23,4	0,1	45	0,3	6,46	41,84	64,4	1012,04	1,25	104	826	92,59	0,09259	39000000	3611010	1,39
PG	2013	5	10,53	23,5	-2,7	43	-2,57	6,93	43,45	83,7	1014,37	6,32	82	670	107,07	0,10707	39000000	4175730	1,61
PG	2013	6	8,36	23,7	-4,9	51	-2,37	7,73	61,16	96,6	1017,03	8,88	90	773	207,71	0,20771	39000000	8100690	3,13
PG	2013	7	10,46	28,4	-2,1	35	-5,75	12,29	61,16	93,3	1013,05	0	130	886	266,95	0,26695	39000000	10395450	4,01
PG	2013	8	11,82	31,7	0,1	41	-2,65	10,36	51,5	80,5	1015,01	9,1	185	1164	94,12	0,09412	39000000	3670680	1,42
PG	2013	9	18,11	29,8	4,3	34	-0,15	9,93	57,94	83,7	1012,34	18,04	265	1248	222,77	0,22277	39000000	8688030	3,35
PG	2013	10	20,79	34,5	10,3	24	-3,09	12,54	75,64	117,5	1009,3	8,63	308	1266	286,15	0,28615	39000000	11159650	4,31
PG	2013	11	26,43	37,5	8,9	19	-1,75	12,49	48,28	78,9	1006,44	2,02	353	1352	347,32	0,34732	39000000	13545480	5,23
PG	2014	1	25,38	39	9,6	19	-1,81	14,07	56,33	98,2	1007,05	0,51	327	1317	417,43	0,41743	39000000	16279770	6,28
PG	2014	2	21,91	35,1	7	33	2,72	12,29	61,16	91,7	1010,11	11,42	270	1296	252,33	0,25233	39000000	9840870	3,80
PG	2014	3	19,82	31,9	8,2	31	0,5	11,39	51,5	85,3	1010,66	0	216	1130	180,4	0,1804	39000000	7035600	2,71
PG	2014	4	14,36	23,6	2	55	4,52	8,71	61,16	91,7	1015,05	116,49	127	1005	221,35	0,22135	39000000	8632650	3,33
PG	2014	5	11,44	21,5	0,7	61	3,48	4,67	46,67	77,2	1014,87	45,14	84	733	83,19	0,08319	39000000	3244410	1,25
PG	2014	6	9,01	21,2	-0,1	50	-1,76	6,55	49,89	75,6	1011,69	1,77	88	635	96,68	0,09668	39000000	3770520	1,45
PG	2014	7	7,31	17,2	-0,9	57	-1,29	4,91	24,14	49,9	1008,71	0	72	638	20,65	0,02065	39000000	805350	0,31
PG	2014	8	10,55	31,1	-0,7	48	-1,58	7,09	51,5	83,7	1015,86	16,24	186	1076	195,89	0,19589	39000000	6866340	2,65
PG	2014	9	13,91	24,5	4	42	-0,34	10,12	54,72	95	1012,71	21,81	186	1376	195,89	0,19589	39000000	7639710	2,95
PG	2014	10	17,02	32,1	2,7	38	0,78	11,48	59,55	96,6	1012,24	18,53	243	1227	284,25	0,28425	39000000	11085750	4,28
PG	2014	11	18,47	36,1	5,9	33	-1,1	11,31	45,06	77,2	1011,76	51,3	280	1364	289,61	0,28861	39000000	11255790	4,34

Tabla IX-2- Caudales Evaporados Portezuelo Grande II.

PG	2014	12	22,74	35,2	9,9	24	-1,19	12,06	57,94	90,1	1007,9	21,57	374	1350	317,86	0,31786	39000000	12296540	4,78
PG	2015	1	25,57	36,6	11,3	24	0,69	10,36	43,45	66	1008,57	10,41	343	1355	295,25	0,29525	39000000	11514750	4,44
PG	2015	2	25,06	36,4	11,1	26	2,53	10,03	35,41	62,8	1006,54	22,35	343	1199	69,46	0,06946	39000000	2708940	1,05
PG	2015	3	22,34	37,4	9	33	3,38	6,77	33,8	57,9	1010,95	0	226	976	179,41	0,17941	39000000	6996990	2,70
PG	2015	4	17,1	28,8	7	52	5,88	7,03	51,5	78,9	1011,69	32,49	135	891	107,9	0,1079	39000000	4208100	1,62
PG	2015	5	12,27	28	-0,1	51	1,27	6,42	41,84	70,8	1013,31	4,82	93	831	79,66	0,07966	39000000	3106740	1,20
PG	2015	6	10,76	26,3	-2,6	44	-2,29	10,84	53,11	90,1	1007,5	4,79	81	619	164,84	0,16484	39000000	6428760	2,48
PG	2015	7	9,56	22,3	-0,4	49	-1,33	7,45	45,06	82,1	1010,92	12,94	86	664	92,08	0,09208	39000000	3591120	1,39
PG	2015	8	10,32	22,2	-0,1	54	0,78	7,52	46,67	70,8	1008,99	29,96	108	828	68,73	0,06873	39000000	2808470	1,03
PG	2015	9	11,46	22,8	-1,8	42	-3,1	8,55	41,84	72,4	1012,43	29,93	165	1194	141,01	0,14101	39000000	5499390	2,12
PG	2015	10	13,58	26,1	3,6	42	-0,43	10,51	38,62	57,9	1016,1	35,55	219	1266	162,86	0,16286	39000000	6351540	2,45
PG	2015	11	20,14	33,6	8,5	29	-0,2	10,59	49,89	74	1010,17	1,02	306	1280	249,2	0,2492	39000000	9718800	3,75
PG	2015	12	22,98	38,1	11,4	25	-1,22	12,74	40,23	66	1007,63	3,06	314	1433	290,54	0,29054	39000000	11331060	4,37
PG	2016	1	25,07	39,4	12,5	36	6,62	10,94	41,84	82,1	1006,75	20,28	286	1292	200,94	0,20094	39000000	7836660	3,02
PG	2016	2	24,03	36,4	10,3	33	4,36	11,1	45,06	72,4	1007,57	32,5	274	1238	267,67	0,26767	39000000	10439130	4,03
PG	2016	3	21,54	35,1	8,8	39	5,04	8,83	48,28	74	1012,69	5,07	213	1174	202,73	0,20273	39000000	7906470	3,05
PG	2016	4	14,54	26,6	0,9	52	3,68	6,91	51,5	80,5	1009,79	27,94	128	979	147,72	0,14772	39000000	5761080	2,22
PG	2016	5	10,02	17,2	4	77	6,16	2,96	14,48	37	1020,37	51,34	47	738	28,32	0,02832	39000000	1104480	0,43
PG	2016	6	6,64	17,1	-1,1	66	0,43	2,56	37,01	59,5	1021,95	7,59	80	571	42,71	0,04271	39000000	1665690	0,64
PG	2016	7	7,55	19,9	-0,1	63	0,36	5,34	45,06	69,2	1017,54	28,13	68	663	49,72	0,04972	39000000	1939080	0,75
PG	2016	8	12,03	22,5	0,4	45	-0,52	9,54	57,94	90,1	1014,81	12,94	127	861	144,68	0,14468	39000000	5642520	2,18
PG	2016	9	12,77	26,4	0,2	39	-2,39	8	37,01	59,5	1020,33	0,5	171	942	104,7	0,1047	39000000	4083300	1,58
PG	2016	10	15,39	27,8	4,6	47	2,17	11,09	51,5	77,2	1014,75	125,45	191	1227	189,55	0,18955	39000000	7392450	2,85
PG	2016	11	20,93	34,4	7,4	28	0	13,44	49,89	83,7	1011,69	5,59	296	1259	230,06	0,23006	39000000	8972340	3,46
PG	2016	12	24,18	39	10,4	24	-0,23	14,11	61,16	107,8	1007,96	4,58	316	1359	311,78	0,31178	39000000	12159420	4,69
PG	2017	1	25,53	41,6	12,4	22	-0,12	11,71	46,67	74	1009,13	0	329	1306	329,51	0,32951	39000000	12850890	4,86
PG	2017	2	25,78	37,9	13,3	29	4,99	11,26	51,5	88,5	1008,59	5,07	259	1192	290,28	0,29028	39000000	11320920	4,37
PG	2017	3	20,7	32,4	7,9	35	3,34	9,55	48,28	78,9	1011,66	3,31	213	1074	137,81	0,13781	39000000	5374950	2,07
PG	2017	4	15,27	28,8	3,8	51	4,28	8,28	37,01	64,4	1015,29	9,64	119	991	105,6	0,1056	39000000	4118400	1,59
PG	2017	5	11,45	24,4	-0,2	49	0,08	5,88	37,01	61,2	1015,49	3,53	97	773	80,22	0,08022	39000000	3128580	1,21
PG	2017	6	8,86	18,2	-0,6	57	0,11	6,08	51,5	90,1	1014,32	6,34	66	577	87,65	0,08765	39000000	3418350	1,32
PG	2017	7	8,16	23,4	-4,2	49	-2,96	6,4	48,28	78,9	1018,52	5,57	89	657	145,23	0,14523	39000000	566970	2,19
PG	2017	8	10,67	22,8	-2,1	38	-4,51	9,96	62,76	103	1014,34	2,54	115	870	223,51	0,22351	39000000	8716890	3,36
PG	2017	9	13	28,3	0,6	36	-3,16	8,56	62,76	91,7	1016,82	15,22	166	1013	157,15	0,15715	39000000	6128850	2,36
PG	2017	10	16	30,6	5,6	29	-3,45	14,28	67,59	103	1012,03	0	227	1223	301,04	0,30104	39000000	11740560	4,53
PG	2017	11	19,83	32,6	8,5	29	-2,15	12,34	41,84	77,2	1010,7	8,85	291	1297	205,45	0,20545	39000000	8012550	3,09
PG	2017	12	23,42	35,1	10,1	29	1,7	13,05	57,94	98,2	1009,48	31,23	313	1408	369,48	0,36948	39000000	14409720	5,56
PG	2018	1	25,66	42,2	11,6	24	1,89	12,71	51,5	83,7	1008,43	9,14	308	1183	313,63	0,31363	39000000	12231570	4,72
PG	2018	2	25,08	39,3	13,2	33	5,18	9,17	49,89	77,2	1009,94	13,69	275	1130	229,51	0,22951	39000000	8950890	3,45
PG	2018	3	19,94	34,3	4,8	30	0,69	9,94	53,11	82,1	1010,69	9,9	225	972	217,14	0,21714	39000000	8468460	3,27
PG	2018	4	16,33	29,7	5,3	42	2,08	8,45	59,55	103	1013,6	0,75	147	868	190,02	0,19002	39000000	7410780	2,86
PG	2018	5	11,42	22,1	0,2	54	1,89	5,38	33,8	53,1	1016,97	15,18	87	700	69,01	0,06901	39000000	2691390	1,04
PG	2018	6	8,09	21,7	-4,1	54	-1,77	7,95	51,5	82,1	1017,91	36,06	74	599	111,69	0,11169	39000000	4359110	1,68
PG	2018	7	6,36	20,6	-1,7	64	-0,46	6,87	51,5	78,9	1021,1	52,8	75	638	76,94	0,07694	39000000	3000660	1,16
PG	2018	8	9,88	24,3	-0,4	42	-3,35	7,83	61,16	96,6	1018,23	0,76	120	858	130,99	0,13099	39000000	5108610	1,97
PG	2018	9	13,69	26,1	1,7	41	-0,86	10,1	48,28	78,9	1013,7	26,11	166	1144	172,43	0,17243	39000000	6724770	2,59
PG	2018	10	15,04	28,2	3,9	40	-0,29	2,42	38,62	53,1	1015,18	26,6	207	1315	131,45	0,13145	39000000	5126550	1,98
PG	2018	11	19,55	34,8	7,1	36	1,47	13,11	69,2	127,1	1011,17	24,14	281	1338	298,07	0,29807	39000000	11627330	4,48
PG	2018	12	22,51	36,2	8,7	27	0,47	16,42	56,33	107,8	1010,52	1,52	326	1385	366,06	0,36606	39000000	14276340	5,51
PG	2019	1	23,96	39	6,8	23	-1,18	21,54	74,03	107,8	1009,36	1,51	308	1232	593,09	0,59309	39000000	23130510	8,82
PG	2019	2	24,38	39	9,5	27	1,96	18,04	72,42	106,2	1010,66	8,13	277	1375	446,14	0,44614	39000000	17399460	6,71
PG	2019	3	19,6	32,8	5,8	34	2,01	18,04	72,42	115,9	1013,95	7,12	223	1139	406,54	0,40654	39000000	15855060	6,12
PG	2019	4	17,41	30,4	3,3	42	2,76	14,15	70,81	104,6	1013,44	10,41	154	911	297,34	0,29734	39000000	11596260	4,47



UNIVERSIDAD NACIONAL DEL COMAHUE – FACULTAD DE INGENIERIA  
 INGENIERIA CIVIL – PROYECTO INTEGRADOR PROFESIONAL  
 JUAN FRANCISCO PONS Y NATALIA VALENTINA ROJAS REYES

Tabla IX-3 - Caudales Evaporados Portezuelo Grande III.

PG	2019	5	12,14	24,8	1,3	56	2,82	13,19	82,08	127,1	1015,96	13,65	95	656	256,89	0,25689	39000000	10018710	3,67
PG	2019	6	10,65	19,4	2,4	55	1,18	18,76	90,12	148,1	1012,38	2,78	68	534	113,33	0,11333	39000000	4419870	1,71
PG	2019	7	8,11	21,1	-2,4	49	-2,91	13,68	82,08	128,7	1017,35	0,25	95	598	640,39	0,64039	39000000	24975210	9,64
PG	2019	8	9,45	28,2	-0,9	49	-2,04	3,45	64,37	112,7	1019,97	16,71	114	847	190,5	0,1905	39000000	7429500	2,87
PG	2019	9	12,23	29,3	-1,4	40	-2,68	0	0	0	1017,13	10,59	181	1134	85,73	0,08573	39000000	3343470	1,29
PG	2019	10	14,73	30,2	2,5	37	-1,99	0	0	0	1017,02	10,89	202	1276	74,17	0,07417	39000000	2892630	1,12
PG	2019	11	20,63	33,5	8,7	27	-1,52	3,14	49,89	80,5	1010,81	7,87	281	1331	160,43	0,16043	39000000	6256770	2,41
PG	2019	12	23,71	35,7	10,5	23	-1,18	12,37	56,33	88,5	1009,62	7,1	307	1255	320,31	0,32031	39000000	12492090	4,82
PG	2020	1	25,34	39,8	12,7	27	2,9	13,16	62,76	98,2	1008,64	22,6	308	1204	349,18	0,34918	39000000	13618020	5,25
PG	2020	2	23,21	36,4	12,5	32	3,58	11,62	46,67	72,4	1011,18	8,12	273	1310	240,09	0,24009	39000000	9363510	3,61
PG	2020	3	23,22	38,7	11,4	34	4,42	8,85	41,84	72,4	1010,73	4,82	215	1104	191,36	0,19136	39000000	7463040	2,88
PG	2020	4	16,77	32,6	5,2	41	2,39	6,7	41,84	70,8	1015,38	3,28	152	916	129,64	0,12964	39000000	5055960	1,95
PG	2020	5	12,8	19,9	6,8	49	1,67	4,45	17,7	38,6	1017,16	0	101	726	8,49	0,00849	39000000	331110	0,13
<b>Promedio Mensual</b>																			<b>2,70</b>

Tabla IX-4 - Caudales Evaporados Planicie Bandेरita I.

Estación	Año	Mes	Temperatura [°C]	Temp. MAX [°C]	Temp. MIN [°C]	Humedad [%]	Pto. Rocío [°C]	Viento - Veloc. [Km/h]	Viento - Veloc. ráfaga [Km/h]	Viento - Veloc. Máx [Km/h]	Presión [hPa]	Lluvia [mm]	Radiación Solar [W/m²]	Radiación Solar MAX [W/m²]	ET [mm]	ET [m]	Area Embalse [m²]	Volumen [m³]	Q [m³/s]
P8	2010	8	10,17	13,9	-7,9	34	-7,34	6,74	49,9	32	962,41	0	0	51,65	0,05165	600000000	30990000	11,96	
P8	2010	9	9,61	30,2	-1,2	45	-0,1	9,49	70,8	51,3	1017,65	65,8	0	53,42	0,05342	600000000	32052000	12,37	
P8	2010	10	13,29	30,3	-0,02	44	-0,02	12,22	80,5	56,5	1015,63	6,9	0	76,45	0,07645	600000000	45870000	17,70	
P8	2010	11	16,89	30,2	3,4	36	-0,44	14,27	90,1	63	1012,97	0	0	98,01	0,09801	600000000	58806000	22,69	
P8	2010	12	21,5	33	6,1	30	-0,87	14,03	74	54,5	1009,36	18	0	112,63	0,11263	600000000	67378000	26,07	
P8	2011	1	21,03	38,3	6,9	37	2,99	13,44	93,3	62,5	1008,02	3,3	0	112,29	0,11229	600000000	67374000	25,99	
P8	2011	2	20,74	33,3	6,2	38	3,08	11,21	77,2	51,5	1012,01	13,2	0	88,16	0,08816	600000000	52896000	20,41	
P8	2011	3	17,13	33,8	2,6	40	1,38	9,98	77,2	52,9	1012,61	8,9	0	82,88	0,08288	600000000	49728000	19,19	
P8	2011	4	12,67	26,6	1,1	46	-0,2	9,41	98,2	70,1	1015	20,6	0	61,45	0,06145	600000000	36900000	14,16	
P8	2011	5	8,2	24,6	-3,3	57	-1,02	4,4	72,4	53,8	1017,56	3,3	0	22,16	0,02216	600000000	13296000	5,13	
P8	2011	6	4,97	20,3	-6,2	58	-3,29	7,82	95	61,7	1016,73	0,2	0	37,04	0,03704	600000000	22224000	8,57	
P8	2011	7	5,8	18,2	-7,3	50	-4,62	10,18	85,3	54,7	1016,25	0,8	14,3	62,2	0,0622	600000000	83250000	32,12	
P8	2011	8	6,45	16,3	-4,7	52	-3,45	10,63	66	51,9	1017,06	9,3	15,5	89,8	0,0898	600000000	70464000	27,19	
P8	2011	9	10,57	24,3	-2	39	-3,64	12,21	99,8	71,5	1017,02	0	19,6	102,5	0,1025	600000000	114186000	44,05	
P8	2011	10	13,19	28,9	1,9	39	-1,46	10,49	70,8	51,3	1015,52	5,1	24,7	124,3	0,1243	600000000	142962000	55,16	
P8	2011	11	18,02	31	4,9	32	0,09	13,86	86,9	62,3	1011,3	0	30,5	125,5	0,1255	600000000	191448000	73,86	
P8	2011	12	24,14	40,7	9,3	27	2,51	15,27	72,4	51,1	970,47	1	35,1	120,4	0,1204	600000000	246060000	94,93	
P8	2012	1	25,68	40,6	12,8	36	7,49	14,91	93,3	50,4	961,44	17,3	31,4	132,1	0,1321	600000000	227304000	87,69	
P8	2012	2	20,92	37,7	12,9	39	5,6	15,45	67,6	40,2	961,93	22,6	35,6	138,9	0,1389	600000000	201942000	77,91	
P8	2012	3	21,6	37,4	11,2	43	7,36	11,2	54,7	46,7	963,06	0,5	22,5	112,6	0,1126	600000000	144144000	55,61	
P8	2012	4	15,31	29,3	2,6	47	3,13	9,38	17,7	61,2	965,52	4,8	15,1	95,9	0,0959	600000000	69102000	26,66	
P8	2012	5	12,92	25,7	-0,7	50	2,02	8,06	22,53	72,4	963,83	1,77	9,6	77,3	0,0773	600000000	55740000	21,50	
P8	2012	6	9,79	21,3	-1,1	48	-1,56	11,32	23,34	82,1	964,34	3,52	10,7	73,5	0,0735	600000000	48342000	18,65	
P8	2012	7	7,74	19,4	-4	38	-6,21	13,36	22,53	74	966,52	0,5	7,7	76,7	0,0767	600000000	46860000	18,08	
P8	2012	8	10,17	25,6	-0,3	51	-0,55	11,01	18,51	62,8	967,8	3,78	11,0	85,0	0,0850	600000000	54174000	20,90	
P8	2012	9	13,7	26,2	4,1	42	1,37	11,41	17,7	67,6	967,12	5,32	19,0	106,1	0,1061	600000000	83628000	32,26	
P8	2012	10	15,68	27,9	5,9	45	2,16	11,21	15,29	69,2	965,44	78,91	22,7	118,4	0,1184	600000000	96714000	37,31	
P8	2012	11	19,82	33,1	8,2	37	2,76	12,41	18,51	69,2	964,57	98,76	30,5	116,1	0,1161	600000000	123780000	47,75	
P8	2012	12	21,1	34,4	10,3	32	2,83	15,55	24,94	88,5	959,68	5,58	32,9	130,4	0,1304	600000000	174240000	67,22	
P8	2013	1	25,02	40,6	10,9	42	9,04	14,39	24,94	74	963,7	39,11	31,3	126,7	0,1267	600000000	96276000	37,14	
P8	2013	4	17,36	28,4	7	57	7,85	6,73	17,7	61,2	962,47	10,91	14,5	87,7	0,0877	600000000	44520000	17,18	
P8	2013	5	13,2	22,4	1,1	52	3,06	10,53	22,53	72,4	962,45	4,04	10,2	79,6	0,0796	600000000	66120000	25,51	
P8	2013	6	11,1	22,4	-1,8	49	0,27	9,71	20,92	74	963,37	4,31	8,3	64,0	0,0640	600000000	45756000	17,65	
P8	2013	7	8,54	24,3	-3,7	58	0,21	9,21	22,53	78,9	964,8	3,26	8,8	69,1	0,0691	600000000	53538000	20,66	
P8	2013	8	10,38	29,9	-3,4	43	-2,48	11,98	23,34	75,6	964,36	2,78	12,4	91,6	0,0916	600000000	74928000	28,91	
P8	2013	9	11,16	32,7	1,7	50	0,21	12,47	28,97	95	965,75	23,07	15,5	114,3	0,1143	600000000	97428000	37,59	
P8	2013	10	17,38	31,1	5,7	41	2,3	10,75	19,31	59,5	962,28	3,79	25,4	122,2	0,1222	600000000	107712000	41,56	
P8	2013	11	20,74	34,9	10,1	31	1,1	12,35	28,16	88,5	959,84	9,64	30,7	125,2	0,1252	600000000	138510000	53,44	
P8	2013	12	26,2	38,6	11,5	25	3,24	12,66	19,31	64,4	959,03	0	36,0	146,4	0,1464	600000000	159486000	61,53	
P8	2014	1	25,17	39,2	9,9	27	3,07	14,34	24,14	75,6	958,04	0,51	34,5	128,5	0,1285	600000000	177876000	68,63	
P8	2014	2	21,63	35,4	10,3	42	6,58	11,77	16,9	59,5	961,03	4,04	25,3	127,8	0,1278	600000000	105516000	40,71	
P8	2014	3	20,16	32,3	9,2	37	4,16	11,3	20,12	69,2	960,65	0	22,8	111,6	0,1116	600000000	109914000	42,41	
P8	2014	4	14,18	23,1	2,9	63	6,62	9,7	23,34	75,6	964,51	162,97	12,0	95,3	0,0953	600000000	68730000	26,52	
P8	2014	5	11,13	20	0,7	70	5,53	6,82	16,9	70,8	964,02	43,82	8,7	75,8	0,0758	600000000	33990000	13,11	
P8	2014	6	9,31	20,3	6,8	58	1,19	6,8	19,31	67,6	964,48	0,51	84	65,7	0,0657	600000000	6106168	3,18	
P8	2014	7	8,41	17,9	0,2	63	1,41	6,99	13,68	56,3	964,72	6,29	7,7	71,0	0,0710	600000000	33570000	12,95	
P8	2014	8	11,26	30,3	0,6	53	1,17	8,55	12,66	75,6	962,45	6,57	12,6	83,8	0,0838	600000000	58356000	22,51	
P8	2014	9	13,69	24,8	4,3	50	2,6	8,66	22,53	77,2	960,79	25,57	18,7	115,0	0,1150	600000000	75378000	29,08	
P8	2014	10	16,46	32,4	6,5	47	3,92	10,36	24,94	77,2	961,03	43,88	23,3	122,3	0,1223	600000000	95172000	36,72	
P8	2014	11	18,35	36,3	5,7	40	2,88	11,16	16,09	56,3	961,19	22,77	28,0	128,7	0,1287	600000000	112470000	43,39	
P8	2014	12	26,21	35,5	13,2	21	0,68	10,47	12,87	45,1	957	0	34,9	112,0	0,1120	600000000	20940000	8,08	



UNIVERSIDAD NACIONAL DEL COMAHUE – FACULTAD DE INGENIERIA  
INGENIERIA CIVIL – PROYECTO INTEGRADOR PROFESIONAL  
JUAN FRANCISCO PONS Y NATALIA VALENTINA ROJAS REYES

Tabla IX-5- Caudales Evaporados Planicie Banderita II.

PB	2015	3	22,44	37,2	10,9	39	6,78	8,27	13,68	46,7	959,72	0	231	1136	174,93	0,17493	600000000	104958000	40,49
PB	2015	4	16,94	28,8	7,8	56	7,35	7,56	21,73	75,6	960,46	15,42	132	946	80,23	0,08023	600000000	481380000	18,57
PB	2015	5	13,11	24,6	2,2	59	4,51	6,72	12,87	49,9	959,99	5,82	91	691	61,01	0,06101	600000000	366060000	14,12
PB	2015	6	10,26	26,2	-0,9	53	0,52	9,77	24,14	75,6	959,99	5,79	82	594	84,02	0,08402	600000000	50412000	19,45
PB	2015	7	9,69	22,2	-0,2	55	0,73	7,75	18,51	64,4	958,58	9,64	84	680	70,95	0,07095	600000000	425700000	16,42
PB	2015	8	10,74	22,6	0,4	58	2,34	9,25	18,51	67,6	955,16	22,05	107	849	75,47	0,07547	600000000	452820000	17,47
PB	2015	9	11,52	23,1	-0,1	48	-0,45	9,46	19,31	61,2	947,65	25,04	165	1042	109,83	0,10983	600000000	658980000	25,42
PB	2015	10	13,33	26,6	3,9	49	2,03	10,61	12,87	51,5	951,92	14,45	221	1345	143,22	0,14322	600000000	859320000	33,15
PB	2015	11	20,34	34,8	8,3	35	3,03	10,29	23,34	70,8	941,53	10,62	322	1354	216,83	0,21683	600000000	1300980000	50,19
PB	2015	12	22,86	37,5	10,7	32	3,39	12,23	16,09	56,3	939,85	3,04	322	1385	238,98	0,23898	600000000	1433880000	55,32
PB	2016	1	24,55	38,9	13,3	42	9,4	11,13	17,7	69,2	940,61	34,5	302	1325	203,37	0,20337	600000000	1220220000	47,08
PB	2016	2	24,08	37,2	11,7	37	7,22	11,54	15,29	53,1	939,18	5,84	277	1373	143,36	0,14336	600000000	860160000	33,19
PB	2016	3	21,23	32,7	9,6	46	8,2	9,65	18,51	67,6	943,39	3,81	207	1194	160,51	0,16051	600000000	963060000	37,16
PB	2016	4	14,3	28,9	2,8	59	5,64	9,38	22,53	67,6	942,55	23,11	127	1083	82,99	0,08299	600000000	497940000	19,21
PB	2016	5	9,4	17,2	2,7	87	9,4	12,07	12,07	38,6	942	70,35	48	758	24,06	0,02406	600000000	144360000	5,57
PB	2016	6	7,53	17,1	0,1	75	3,18	4,87	12,87	45,1	938,51	2,26	80	615	41,2	0,0412	600000000	247200000	9,54
PB	2016	7	7,28	18,8	0,4	75	2,77	7,04	16,09	56,3	931,07	33,95	65	729	42,18	0,04218	600000000	253080000	9,76
PB	2016	8	11,84	24,2	1,9	56	2,73	8,17	19,31	64,4	928,37	11,4	136	993	88,19	0,08819	600000000	529140000	20,41
PB	2016	9	12,78	26,8	0,6	45	0,27	8,01	12,87	51,5	933,37	1	190	1076	102,64	0,10264	600000000	615840000	23,76
PB	2016	10	14,75	26,4	5,2	56	4,79	8,92	20,12	72,4	927,78	112,14	200	1260	94,87	0,09487	600000000	569220000	21,96
PB	2016	11	20,62	35,2	8,4	36	4,17	11,3	23,34	74	925,77	5,08	321	1253	156,46	0,15646	600000000	938760000	36,22
PB	2016	12	23,54	38,7	11	32	4,91	11,51	17,7	64,4	923,22	5,85	343	1382	250,69	0,25069	600000000	1504140000	58,03
PB	2017	1	25,31	41,6	12,2	29	5,11	10,45	15,29	53,1	924,26	0	344	1278	254,47	0,25447	600000000	1326820000	58,91
PB	2017	2	25,49	39,1	13,1	37	8,62	10,11	21,73	70,8	923,99	12,18	282	1269	193,22	0,19322	600000000	1159320000	44,73
PB	2017	3	20,69	31,4	9,9	43	6,78	9,35	16,09	56,3	925,82	4,04	216	1063	122,43	0,12243	600000000	734580000	28,34
PB	2017	4	15,55	27,8	6,4	57	6,59	9,5	17,7	56,3	926,68	3,76	132	1014	94,9	0,0949	600000000	569400000	21,97
PB	2017	5	11,98	24,7	0	58	3,3	6,77	13,68	51,5	925,54	4,32	95	715	72,78	0,07278	600000000	436680000	16,41
PB	2017	6	17,8	17,8	1,3	60	1,12	7,47	19,31	61,2	923,24	5,31	73	654	49,27	0,04927	600000000	295620000	11,41
PB	2017	7	8,78	22,8	-0,4	47	-0,7	9,72	26,55	90,1	847,78	2,28	124	791	66,72	0,06672	600000000	400320000	15,44
PB	2017	8	13,14	30,1	2,4	46	0,83	8,06	18,51	69,2	857,08	20,51	181	1209	109,1	0,1091	600000000	645120000	24,89
PB	2017	9	16,06	32,4	6,3	37	0,59	11,22	28,97	91,7	958,03	1,52	252	1211	173,11	0,17311	600000000	1038660000	40,07
PB	2017	10	22,86	35,7	9,8	37	5,98	11,91	23,34	77,2	966,32	64,26	332	1478	251,42	0,25142	600000000	1506720000	58,13
PB	2018	1	25,44	41,3	14,4	31	6,14	11,96	18,51	62,8	989,79	0,5	326	1392	264,84	0,26484	600000000	1589040000	61,31
PB	2018	2	24,8	39	10,4	40	8,54	9,15	16,9	83,7	993,1	41,37	295	1188	199,41	0,19941	600000000	1196460000	46,16
PB	2018	3	20,35	34,3	7,7	36	3,78	9,55	20,92	67,6	992,69	6,85	237	1067	184,06	0,18406	600000000	1104360000	42,61
PB	2018	4	16,86	29,4	6	47	4,75	8,2	28,97	98,2	994,69	0,5	156	840	153,4	0,1534	600000000	920400000	35,51
PB	2018	5	11,89	21	2,6	64	4,95	6,02	12,87	45,1	995,59	20,49	92	636	63,27	0,06327	600000000	379620000	14,65
PB	2018	6	8,6	20,9	-2,2	62	1,35	9,07	16,09	62,8	994,53	17,99	76	666	63,62	0,06362	600000000	381720000	14,73
PB	2018	7	6,56	18,8	-1,6	71	1,27	7,25	15,29	56,3	996,27	47,17	77	686	49,21	0,04921	600000000	295260000	11,39
PB	2018	8	10,49	24,5	0,4	49	-0,3	7,33	17,7	66	994,54	0,5	123	842	84,27	0,08427	600000000	505620000	19,51
PB	2018	9	13,5	26	4,1	49	2,04	9,82	17,7	59,5	991,57	29,15	172	1143	117,87	0,11787	600000000	707220000	27,38
PB	2018	10	14,65	27,8	5,4	50	3,06	10,36	16,9	64,4	993,34	27,1	221	1311	148,24	0,14824	600000000	889440000	34,31
PB	2018	11	19,13	34	7,7	44	5	9,91	16,09	62,8	991,04	24,85	297	1364	194,95	0,19495	600000000	1168700000	45,13
PB	2018	12	22,6	36,6	10,3	34	4,43	11,05	24,94	80,5	991,59	1,27	343	1575	263,67	0,26367	600000000	1582020000	61,03
PB	2019	1	23,98	39,4	9,6	30	3,99	10,92	16,9	56,3	991,42	2,27	330	1378	257,56	0,25756	600000000	1545360000	59,62
PB	2019	2	24,1	39,3	8,6	33	5,5	9,73	18,51	62,8	1000,55	10,65	293	1255	206,35	0,20635	600000000	1238100000	47,77
PB	2019	3	19,56	31,8	8	41	5,23	10,02	18,51	59,5	1002,44	4,06	230	1123	176,4	0,1764	600000000	1058400000	40,83
PB	2019	4	16,31	30,6	5,7	46	5,29	7,9	20,12	67,6	1001,07	11,66	161	919	124,1	0,1241	600000000	744600000	28,73
PB	2019	5	12,43	24,1	3,8	65	5,36	7,51	17,7	62,8	1001,28	8,05	92	840	57,04	0,05704	600000000	342240000	13,20
PB	2019	6	9,97	20	2,2	62	2,47	9,12	20,92	69,2	998,9	13,08	71	647	63,49	0,06349	600000000	380940000	14,70
PB	2019	7	8,58	20,4	-0,6	58	0,11	7,5	22,53	74	1000,24	0,25	91	682	55,48	0,05548	600000000	332880000	12,84
PB	2019	8	9,67	27,8	-0,9	57	0,64	8,51	25,75	82,1	1003,02	22,01	115	893	83,39	0,08339	600000000	500340000	19,30



Tabla IX-6 - Caudales Evaporados Planicie Banderita III.

PB	2019	9	12,06	28,6	-0,8	48	0,14	10,19	18,51	62,8	1001,15	10,62	189	1100	127,97	0,12797	600000000	76782000	29,62
PB	2019	10	14,34	29,7	2,2	45	1,29	11,16	15,29	61,2	1001,94	16,48	210	1172	112,42	0,11242	600000000	67452000	26,02
PB	2019	11	20,1	35,1	7,7	35	2,65	11,99	21,73	74	998,06	5,08	308	1383	226,06	0,22606	600000000	135636000	52,33
PB	2019	12	23,4	36,5	10,8	30	3,45	11,1	18,51	67,6	997,53	1,52	330	1589	255,25	0,25525	600000000	153150000	59,09
PB	2020	1	25,32	40,4	12,9	34	6,98	12,55	20,92	72,4	996,82	1,02	326	1362	266,15	0,26615	600000000	159690000	61,61
PB	2020	2	22,69	36,6	10,4	40	7,07	11,47	18,51	62,8	998,2	49	290	1318	210,17	0,21017	600000000	126102000	48,65
PB	2020	3	23,19	39	11,6	40	7,42	7,76	14,48	53,1	997,68	2,52	222	1083	174,88	0,17488	600000000	104928000	40,48
PB	2020	4	17,37	32,8	7,3	46	4,78	7,2	13,66	49,9	999,76	2,03	156	940	115,93	0,11593	600000000	69558000	26,84
PB	2020	5	12,89	19,8	7,3	54	3,39	6,23	8,05	33,8	1000,5	0	99	696	8,21	0,00821	600000000	4926000	1,90
<b>Promedio Mensual</b>																			<b>32,64</b>

## IX.2 ANEXO PLANOS CATÁLOGOS

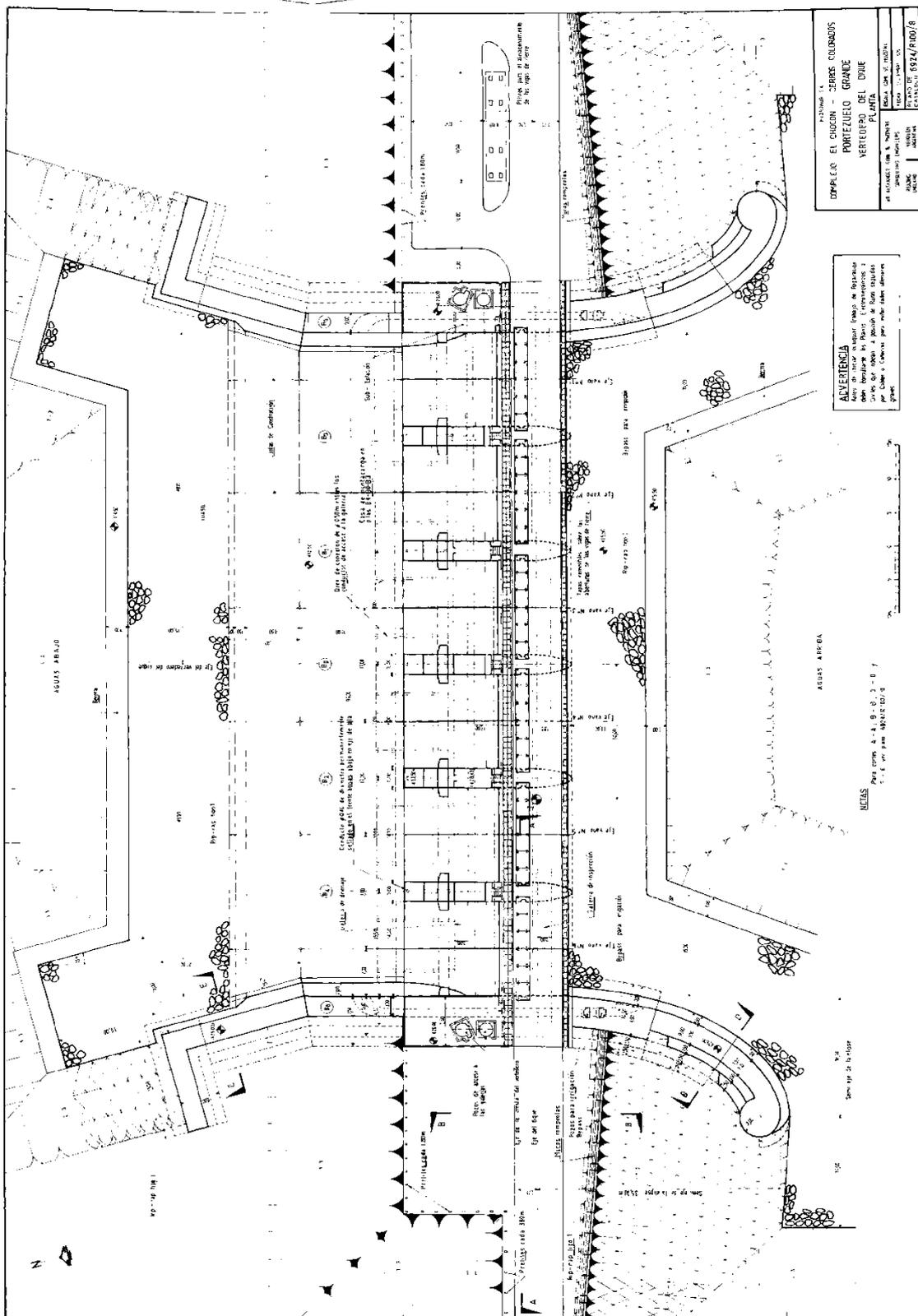


Figura IX-1- Portezuelo Grande vertedero planta.

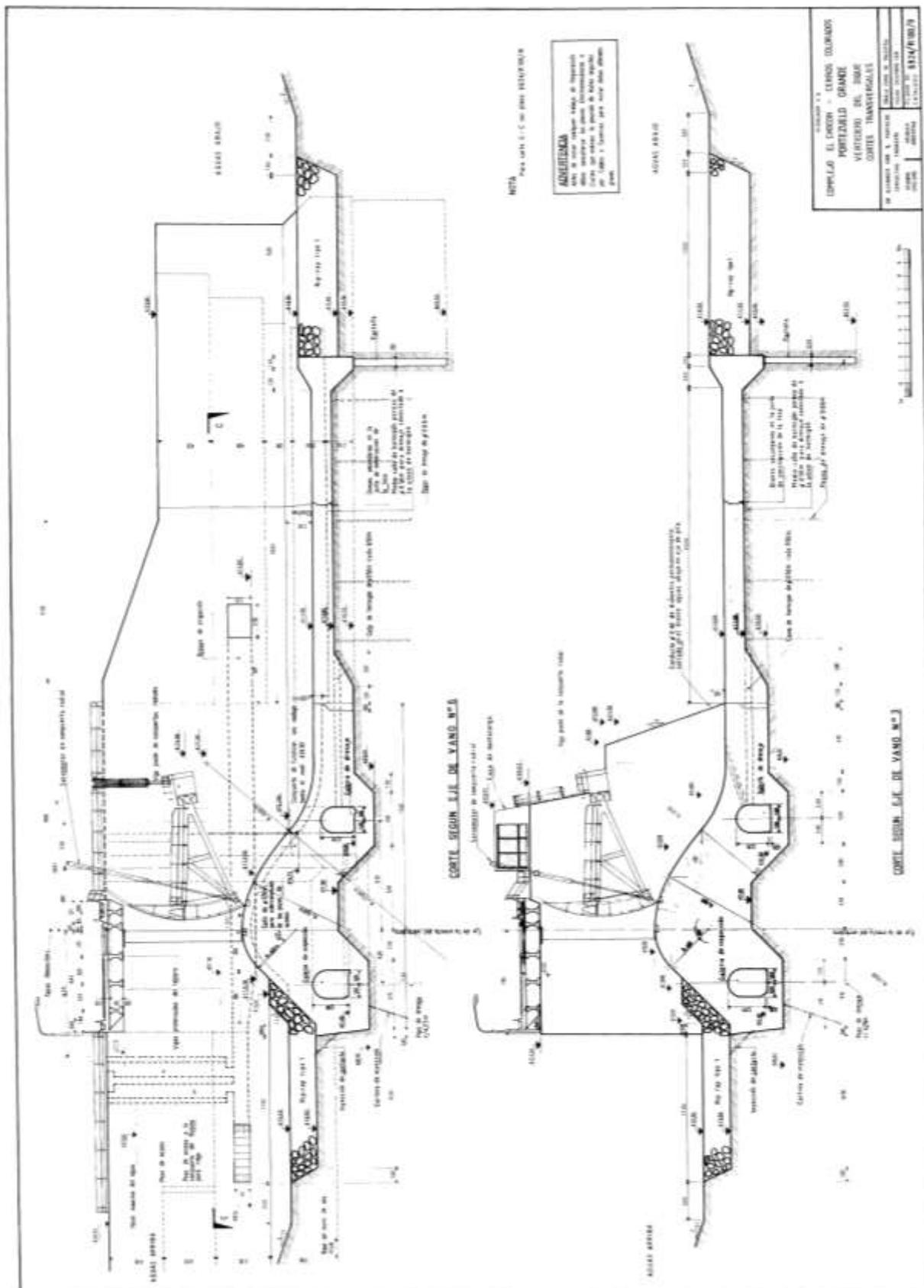


Figura IX-2 – Portezuelo Grande vertedero corte.

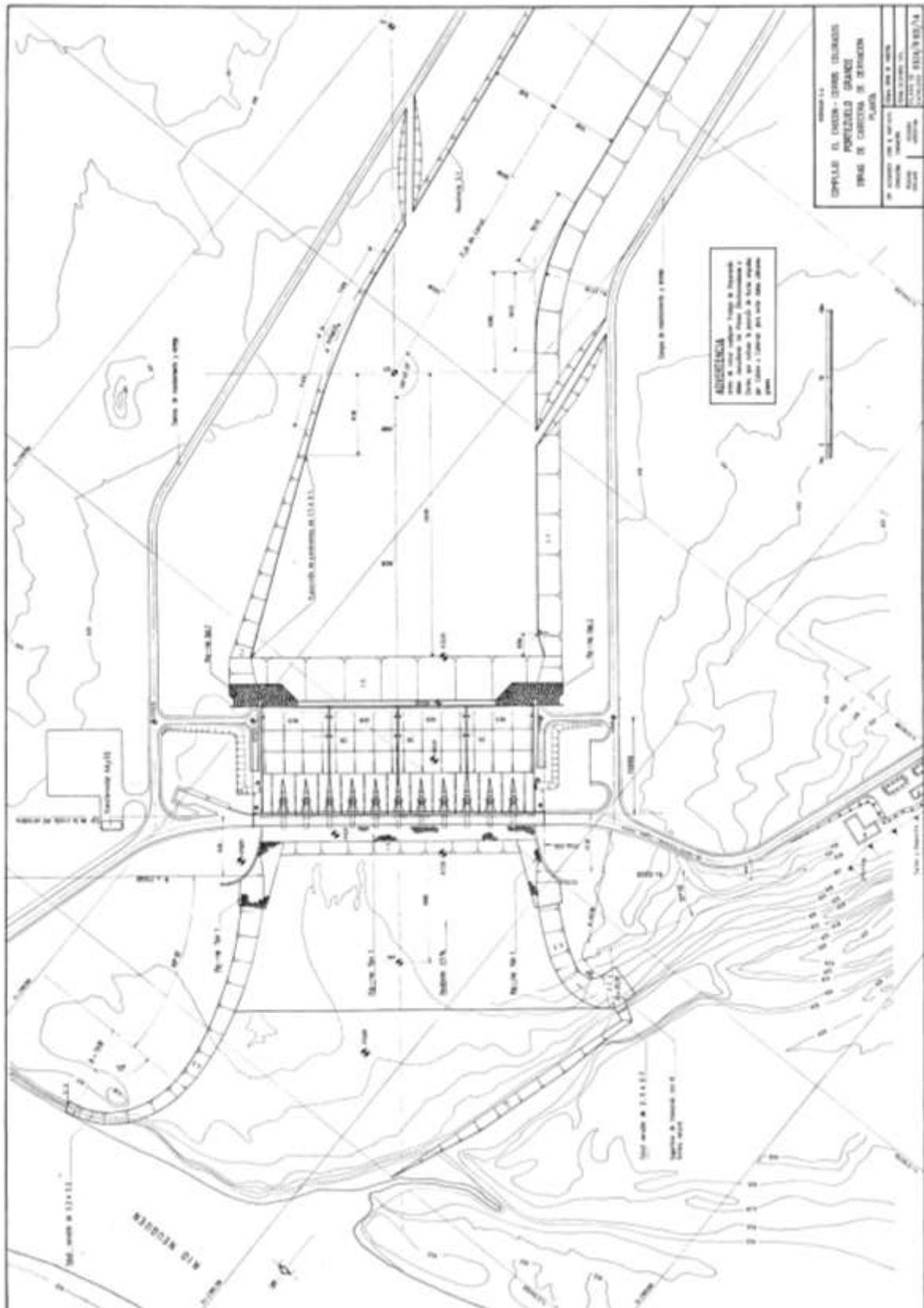


Figura IX-3 – Portezuelos Grande derivador planta.

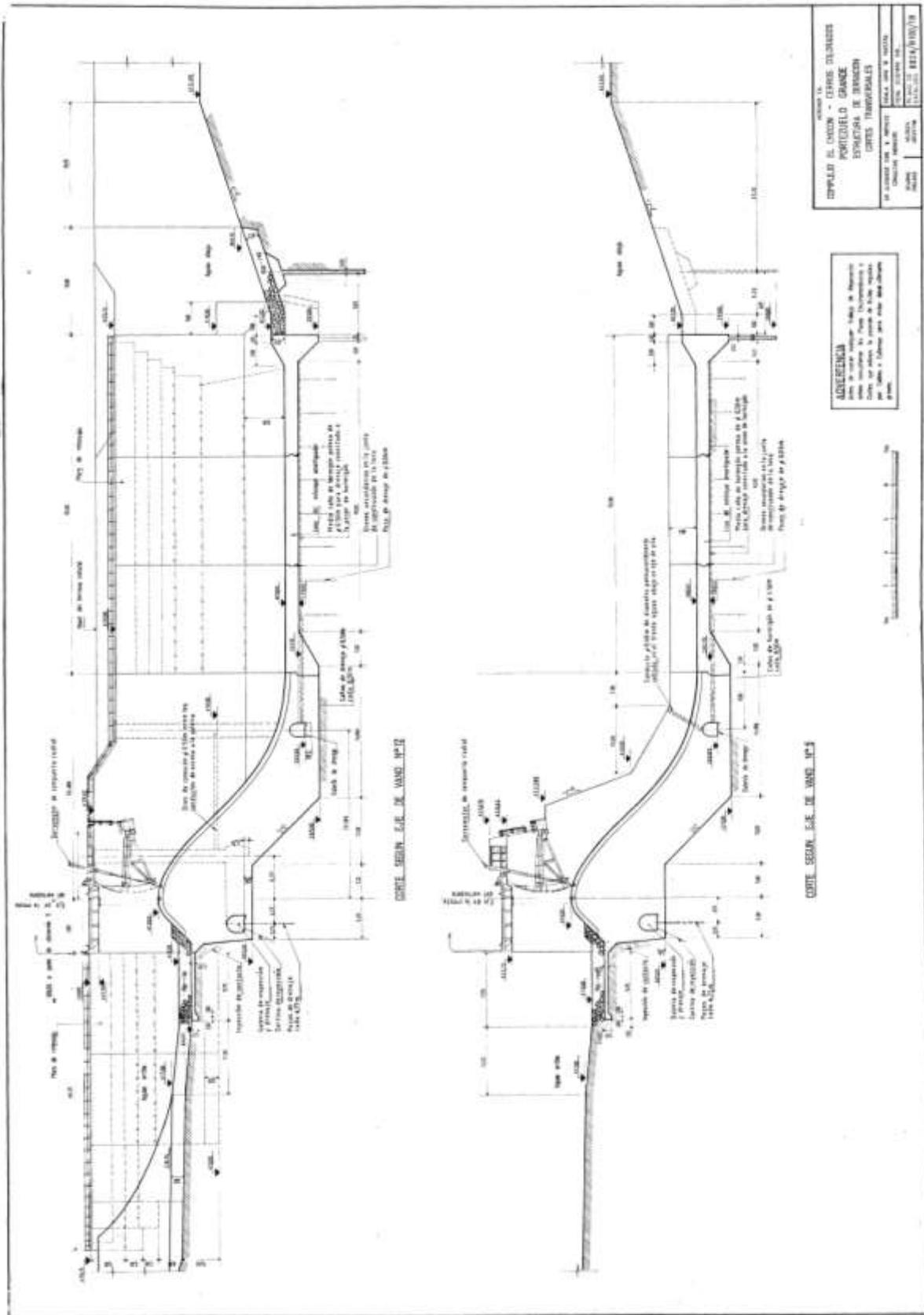


Figura IX-4 – Portezuelo Grande derivador corte.







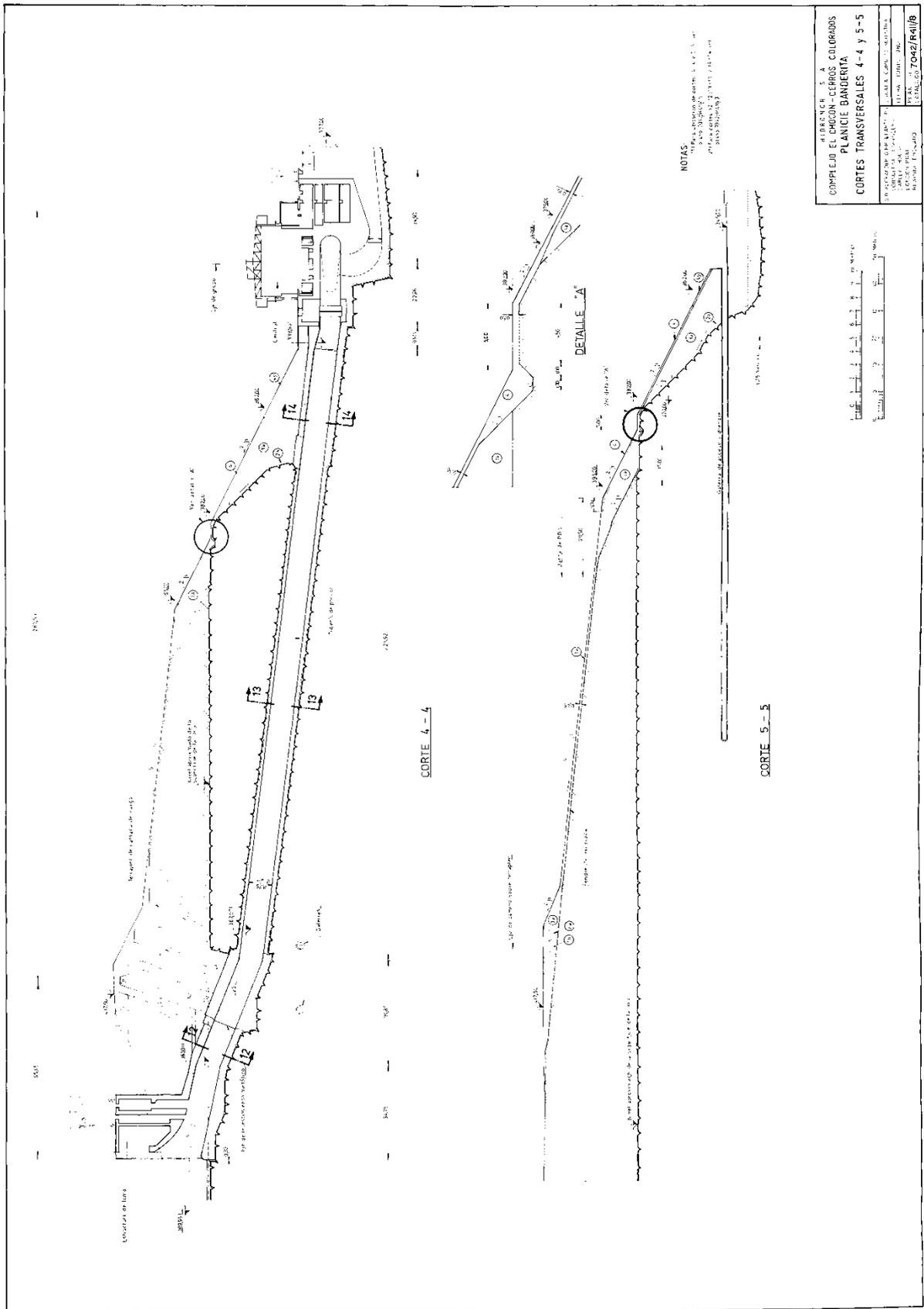


Figura IX-8 – Central Planicie Banderita corte.



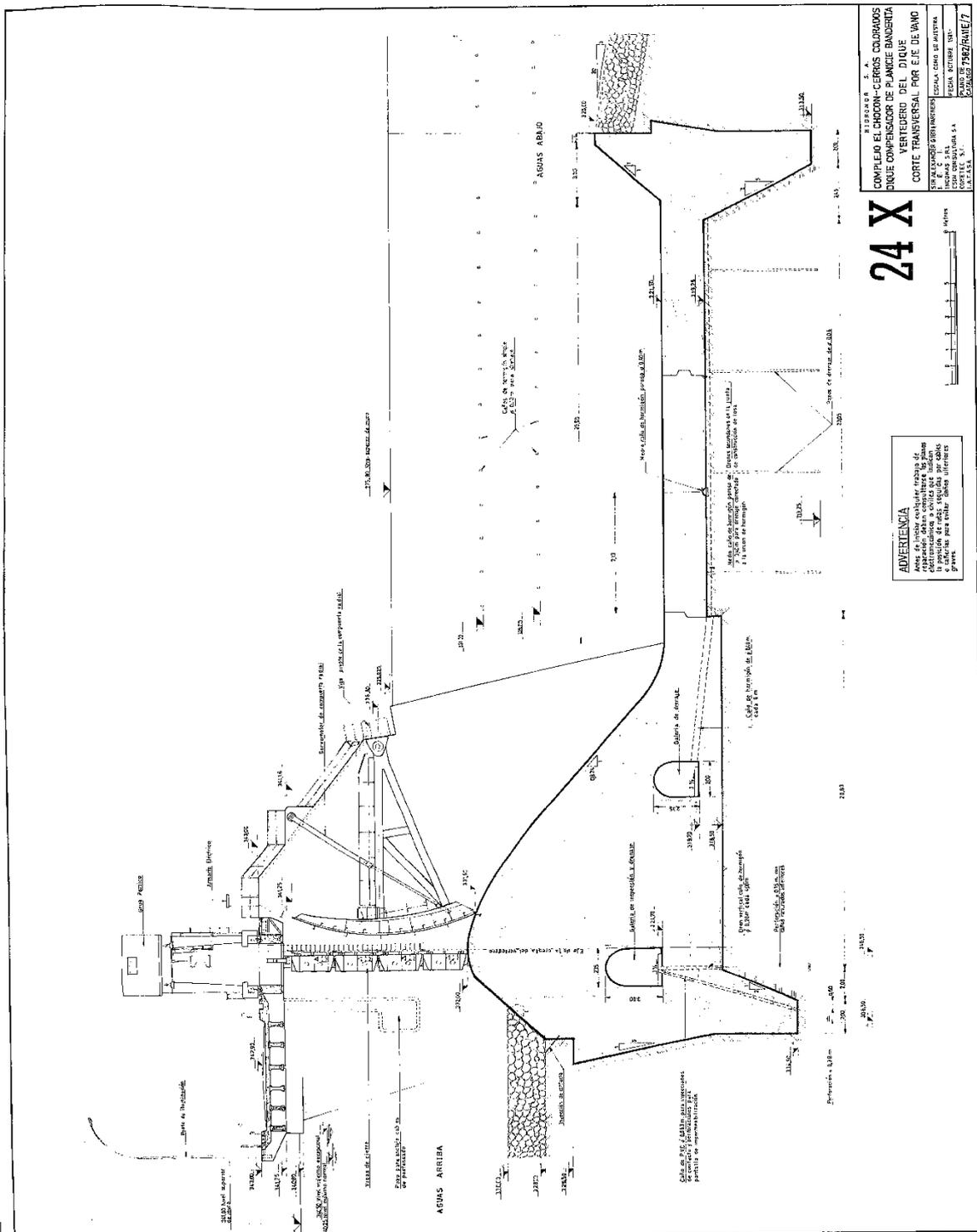


Figura IX-10 – El Chañar corte.



## IX.3 ANEXO OPERACIÓN Y DESPACHO DE CENTRALES ELÉCTRICAS

### IX.3.1 ANTECEDENTES Y EVOLUCIÓN

El Gobierno Nacional comenzó a participar en el sector eléctrico en 1946 con la creación de la Dirección General de Centrales Eléctricas del Estado, organismo establecido para construir y operar centrales generadoras de energía eléctrica. Un año después se creó Agua y Energía Eléctrica S.A., para desarrollar un sistema de generación, transporte y distribución de energía hidroeléctrica para la Argentina.

En los siguientes años el Gobierno Nacional otorgó diferentes concesiones para construcción, generación, distribución y operación.

Hacia 1990, previa transferencia de los activos al Gobierno Nacional, la industria del suministro eléctrico de la Argentina estaba controlada por el sector público en un 97%, pero en 1991, un plan económico encaró un amplio proceso de privatización de los sectores de generación, transporte y distribución de la electricidad.

En 1992 el Congreso de la Nación aprobó el Marco Regulatorio Eléctrico bajo la Ley N°24.065, donde se establecieron lineamientos para la reestructuración y reorganización del sector, se dispuso la privatización de prácticamente todos los servicios que realizaban las empresas estatales argentinas. Dicha ley estableció las bases para la creación del Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) y otras autoridades del sector, la administración del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), la fijación de precios en el mercado spot, determinación de tarifas en negocios regulados y la evaluación de activos a ser privatizados. Todas las provincias siguieron los lineamientos regulatorios e institucionales.

Actualmente la ley continúa brindando el marco para la regulación del sector eléctrico desde su privatización, diferenció la generación, el transporte y la distribución de electricidad como actividades comerciales distintas y determinó la normativa aplicable a cada una de dichas actividades.

Para esta ley, la operación de centrales hidroeléctricas requiere de una concesión por parte del Gobierno. Nuevos proyectos de generación no requieren de una concesión, pero deben ser registrados ante la ex Secretaría de Energía (SE).

A principios de 2002, con la Ley de Emergencia Económica, el Gobierno:



- Convirtió las tarifas de electricidad de su valor original en dólares estadounidenses a pesos a un tipo de cambio de AR\$ 1 por cada dólar estadounidense;
- Congeló todos los márgenes de distribución y transmisión regulados, revocó todas las disposiciones relativas a ajustes de precio y los mecanismos de indexación por inflación de las concesiones de las empresas de servicios públicos (incluyendo los servicios de distribución y transmisión de electricidad), y facultó al Poder Ejecutivo a realizar una renegociación de los contratos de las empresas de servicios públicos (incluyendo las concesiones relativas a la energía eléctrica) y de las tarifas correspondientes a tales servicios; y
- Determinó que la fijación del precio spot de la electricidad en el MEM sea calculado sobre la base del precio del gas natural (también regulado por el Gobierno Argentino), independientemente del combustible utilizado para la generación de dicha electricidad, aún en el escenario de falta de disponibilidad de gas natural.

Estas medidas generaron un importante déficit estructural en la operación del MEM que, combinadas con la devaluación del peso y los altos índices de inflación, tuvieron un efecto grave sobre el sector eléctrico argentino, en tanto las compañías experimentaron una caída de sus ingresos en términos reales y un deterioro de su desempeño operativo y situación patrimonial. Durante el régimen de Convertibilidad la mayoría de las empresas de servicios públicos también habían contraído importantes deudas en moneda extranjera. Debido a esto, la carga del servicio de deuda de estas empresas se incrementó significativamente, lo cual, junto con el congelamiento de los márgenes y la conversión de las tarifas de dólares estadounidenses a pesos, llevó a muchas empresas de servicios públicos a suspender los pagos de sus deudas en moneda extranjera en 2002. Esta situación ocasionó que numerosas empresas generadoras, de transporte y distribuidoras de electricidad de Argentina pospusieran nuevas inversiones en sus redes. Por tal motivo, los participantes del mercado eléctrico argentino, en particular los generadores, están operando prácticamente a capacidad plena, lo que podría dar por resultado un suministro insuficiente para satisfacer la creciente demanda de energía en el ámbito nacional. Adicionalmente, la crisis económica y las medidas de emergencia resultantes tuvieron un efecto adverso y significativo sobre otros sectores energéticos, incluyendo las empresas petroleras y gasíferas, lo que ha originado una reducción significativa del suministro de gas natural a las empresas generadoras que emplean este combustible en sus actividades de generación.



En 2004 con la construcción de unos generadores de ciclo combinado de 800 MW, se crea Energía Argentina S.A. (ENARSA), Ley N°25.943.

Desde 2013, la SE introdujo cambios en la estructura y el funcionamiento del MEM a través de la Resolución N° 95/2013 y sus modificatorias, estableciendo un esquema de remuneración diferente en pesos argentinos (pagaderos en efectivo y en créditos) para todo el sector de generación, con excepción de ciertas centrales y electricidad comprendida en contratos regulados por la SE bajo remuneración diferencial.

En enero de 2017 la SEE (“Secretaría de Energía Eléctrica”) publicó la Resolución N° 19E/2017, un nuevo régimen de remuneración para la capacidad vieja que contempla una remuneración por potencia y por energía no combustible en dólares estadounidenses aplicable a partir del 1 de febrero de 2017 y con incrementos graduales hasta el 1 de noviembre de 2017, como también la eliminación de remuneraciones en forma de crédito.

Por otro lado, en el marco de la emergencia del sector eléctrico nacional, en marzo de 2016 la SEE a través de la Resolución N° 21/16 convocó a interesados en ofertar nueva capacidad de generación térmica de energía eléctrica con compromiso de estar disponible en el MEM para el verano 2016/2017, el invierno 2017 y el verano 2017/2018. Asimismo, en línea con las medidas para incrementar la oferta de generación de energía eléctrica, con fecha 10 de mayo de 2017 la SEE dictó la Resolución N° 287/17, mediante la cual se abrió la licitación para proyectos de cogeneración y cierre de ciclos combinados sobre equipamiento ya existente.

Respecto de las energías renovables, en octubre de 2015 se promulgó la Ley 27.191 (reglamentada por el Decreto N° 531/16), que modifica la Ley N° 26.190 de fomento de uso de fuentes renovables de energía. Entre otras medidas, se estableció que para el 31 de diciembre de 2025 el 20% de la demanda total de energía en Argentina debe estar cubierta con fuentes renovables de energía.

- A través de la Resolución N° 71/16 del MEyM (“Ministerio de Energía y Minería”) se dispuso el inicio del proceso de convocatoria abierta RenovAr 1, continuando con RenovAr 1.5 (Resolución MEyM N° 252-E/16) y RenovAr 2.0 (Resolución MEyM N° 275-E17)
- En agosto de 2017, a través de la Resolución MEyM 281-E/2017, se reglamentó el régimen del MATER (“Mercado a Término de Energías Renovables), el cual tiene por objeto establecer las condiciones para que los grandes usuarios del MEM y los GUDI (“Grandes Usuarios Distribuidoras”) cumplan con su obligación de



abastecimiento de su demanda a través de fuentes renovables mediante de la contratación individual en el MATER o por autogeneración de fuentes renovables

- Finalmente, el 27 de diciembre de 2017 se publicó la Ley N° 27.424, en la cual declara de interés nacional la generación distribuida de energía eléctrica a partir de fuentes de energías renovables con destino al autoconsumo y a la inyección de eventuales excedentes de energía eléctrica a la red de distribución

- SECTOR ELÉCTRICO DE ARGENTINA.

El Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) es el ámbito en el cual converge la oferta y la demanda. En este mercado se diferencian dos aspectos: la prestación y la recepción del servicio.

La prestación está integrada por los generadores, los transportistas y las distribuidoras, mientras que la recepción del servicio está compuesta por los grandes usuarios, que compran en forma directa al MEM, y los medianos y pequeños clientes que adquieren energía y potencia a través de las empresas distribuidoras.

Los agentes concurren al MEM, ubicado en un punto geográfico, en la localidad de Ezeiza (barra Ezeiza de 500 kV), que representa el "baricentro" de la demanda, y los tránsitos hacia y desde este punto se hacen en función de los Precios de Nodo PN.

En la regulación del MEM se constituyen tres mercados diferenciados con diferentes formas de comercializar la energía:

- a) **Mercado SPOT:** En este mercado los precios son sancionados en forma horaria, de acuerdo a los requisitos y disponibilidad de equipos que haya en cada momento. En otras palabras, se define el precio real de la energía y la potencia, determinado por el consumo medio bruto de combustible, valor del agua (VA) y costo de llenado del dique, según el tipo de central que sea.

El precio por hora que se les paga a los generadores comprende entonces:

- (a) el costo marginal de generación del último, y por lo tanto más caro generador que es despachado para suministrar electricidad al MEM.
- (b) el pago por capacidad disponible puesta a disposición del sistema, incluyendo la capacidad stand-by.
- (c) el pago por capacidad adicional stand-by, en el caso de riesgo de falla del sistema, si existiera.



- b) **Mercado ESTACIONAL:** Las distribuidoras compran la energía en el mercado spot, no al precio horario sino a un precio estabilizado estacionalmente. Este precio estacional se lo determina a través de la programación estacional. En este caso, la fijación de precios está directamente relacionada con los promedios semestrales proyectados del mercado spot. A medida que el precio spot se va determinando hora por hora, las diferencias con el precio estacional se cargan para el período siguiente y se remunera a los distribuidores dicha diferencia con un fondo compensador que CAMMESA posee para este fin.

El precio para este mercado se calcula mediante modelos de simulación, tomando períodos estacionales de seis meses; uno correspondiente al período de mayo a octubre, presume una elevada contribución de generación hidroeléctrica en cuanto dicho período abarca la estación de mayores lluvias, nieve y deshielo; y el otro correspondiente al período noviembre a abril, presume una mayor contribución de generación térmica.

- c) **Mercado a TÉRMINO:** Los participantes de este mercado son los generadores, los distribuidores y grandes usuarios. Son contratos particulares por cantidades, precios y condiciones libremente pactadas entre vendedor y comprador. Esta operación debe ser informada a CAMMESA.

Agentes que integran el MEM:

- 1) **Generadores:** Los generadores son remunerados por la energía vendida, conforme a un procedimiento de despacho horario, el que es determinado en base a la oferta libre de precios que presente cada generador para las distintas bandas horarias, junto con sus límites operativos máximos y mínimos de potencia disponible, con independencia de los contratos de suministro comprometidos, a los efectos de fijar el precio spot horario por nodo. El ingreso al MEM es libre para generadores térmicos y con concesión para generadores hidráulicos.
- 2) **Transportistas:** El servicio público de transporte de energía eléctrica se puede definir como la actividad que vincula eléctricamente a los generadores en su punto de entrega con los distribuidores o grandes usuarios en su punto de recepción, quedándole prohibida la compra o venta de energía, poseen precios y calidad regulados. Deben permitir el libre acceso de terceros a sus redes y se encargan de la



operación y mantenimiento, no de la expansión de líneas bajo su concesión. Las ampliaciones están sujetas a reglas de mercado, y es necesario presentar certificado de conveniencia y necesidad pública para proceder con ellas.

- 3) **Distribuidoras:** Están obligadas a abastecer toda la demanda y los incrementos de la misma por parte de quienes no tengan la facultad de contratar su suministro en forma independiente. Tienen que permitir el libre acceso de tercero a sus redes. Será responsabilidad del distribuidor las ampliaciones de instalaciones derivadas de todo incremento de demanda en su zona de concesión.

La creación del Mercado Eléctrico Mayorista (“MEM”) hizo necesaria la creación de una entidad encargada de la gestión del MEM y el envío de la electricidad al Sistema Argentino de Interconexión (“SADI”). Estas funciones fueron confiadas a CAMMESA (“Compañía Administradora del Mercado Eléctrico Mayorista”), una empresa privada creada para este propósito.

Las funciones de CAMMESA son las siguientes:

- Envío de electricidad al SADI, maximizando la seguridad del SADI y la calidad de la electricidad suministrada y la minimización de los precios al por mayor en el mercado al contado.
- Planificar las necesidades de capacidad de energía y optimizar el uso de energía de acuerdo a las reglas establecidas por la Ex Secretaría de Energía (SE).
- El control de la operación del mercado a término y administrar el despacho técnico de energía eléctrica en los acuerdos celebrados en ese mercado.
- Actuar como agente de los distintos agentes del MEM y desempeñar las funciones que tiene asignadas en el sector eléctrico, incluyendo la facturación y cobro de los pagos para las transacciones entre agentes del MEM (previa aprobación de la Resolución SE N° 95/2013, esta se limitó a los contratos entonces en vigor y a partir de entonces, a los contratos celebrados bajo el Programa de Energía Plus).
- La compra y/o venta de energía eléctrica en el extranjero mediante la realización de las operaciones de importación / exportación pertinente.
- La compra y administración de combustibles para los generadores del MEM (de acuerdo con el art. 8 de la Resolución SE N° 95/2013 y el art. 4 de la Resolución SE N° 529/2014).
- Proporcionar consultoría y otros servicios relacionados.

Cinco grupos de entidades poseen cada una el 20% del capital de CAMMESA. Los cinco grupos son el Estado Nacional y las asociaciones que representan a las empresas de generación, transmisión, distribución y a los grandes usuarios.

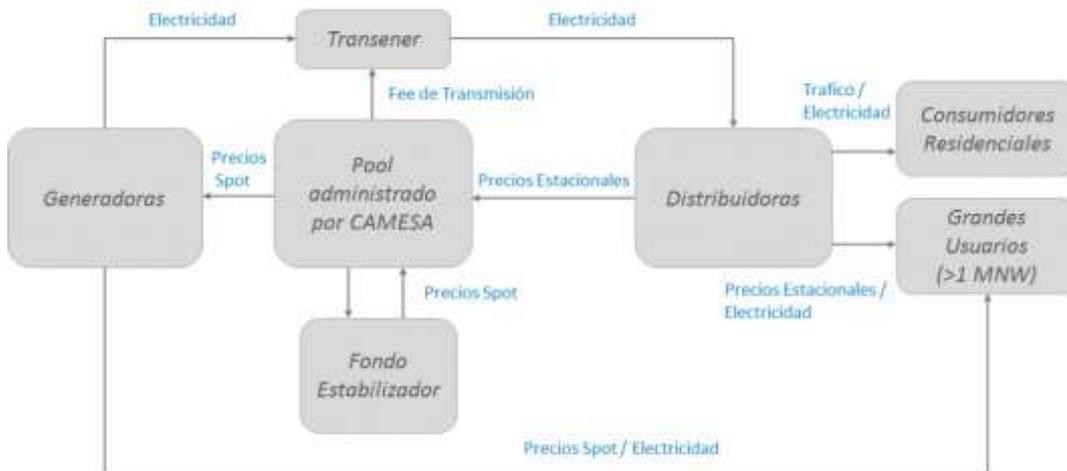


Figura IX-11 - Relaciones entre los actores del MEM.

La Gerencia de Operaciones (GOP) de CAMMESA es la responsable de coordinar y supervisar la operación del SADI, ordenando el despacho de generación en tiempo real, tanto en condiciones normales como en emergencias, como así también la coordinación de maniobras en tiempo real, ya sea para propósitos de mantenimientos o de adecuación de la configuración de las redes a las condiciones de carga.

La GOP está conformada por 2 sectores: el Centro de Operaciones de CAMMESA (COC) y el sector de Asistencia a la Operación (AOP) que lo apoya técnicamente.

El COC ejerce la máxima jerarquía operativa sobre los Centros de Control del SADI.

El COC controla la operación por medio de instrucciones a los Centros de Control de los Agentes, ya sean Centrales Generadoras (COG), Transportistas (COT en Alta Tensión y COTDT en redes regionales, donde los mismos actúan como Centros de Control de Áreas) o Distribuidoras (COD). El COC recibe normalmente la totalidad de la información del estado de los múltiples equipos de potencia componentes del Sistema para tener una visión global del mismo, actualizada periódicamente cada 10 segundos, ya que Centrales, Transportistas y Distribuidoras solo intercambian cantidad acotada de información.

El COC es el responsable de mantener el equilibrio entre Generación y Demanda del SADI instante a instante, realizando el despacho hidrotérmico de generación en tiempo real (a partir del predespacho de generación realizado por el sector de Programación Semanal y Diaria de la Gerencia de Coordinación Operativa de CAMMESA), además de asignar la



regulación de frecuencia tanto primaria como secundaria y las reservas operativas, supervisar la asignación de combustibles para cada máquina térmica y verificar el cumplimiento de los programas de energía de las Centrales Hidroeléctricas, respetando sus respectivas normas referidas a necesidades de manejo de aguas.

El despacho de generación debe tener en cuenta las capacidades de transmisión de las líneas y corredores del SADI, ya sea por limitaciones térmicas o por estabilidad de tensiones o por estabilidad angular, además de respetar los límites necesarios para la seguridad de regiones y áreas, es decir para evitar colapsos en casos de contingencias. Por ello, el COC debe realizar las modificaciones que se requieran del despacho para evitar superar algún límite de transporte. El cumplimiento de estos límites es monitoreado constantemente por los Operadores del COC mediante un Sistema de Operación en Tiempo Real (SOTR), que cuenta con un sistema de supervisión a partir de las mediciones de las variables eléctricas y de los estados de los aparatos de maniobra, actualizadas constantemente, sumado a múltiples herramientas de simulación y sistemas de alarmas diseñados específicamente para estos fines.

En caso de registrarse desviaciones con respecto a lo previsto, ya sea por cambios de la oferta de generación o de la demanda prevista o modificaciones en la red que restrinjan el despacho, el COC realizará un redespacho (reasignación de generación) para las siguientes horas del día, contemplando la incidencia de los cambios.

Además, el COC debe vigilar que las tensiones de los nodos de la red del SADI, cuyo control está a cargo de las Transportistas, se encuentren dentro de los rangos de valores permitidos y, en caso de desvíos, tomar medidas correctivas, que pueden incluir despacho localizado de Generación Forzada (fuera del despacho óptimo del Mercado), para garantizar la seguridad y calidad del suministro.

Por otro lado, el COC es responsable de coordinar y autorizar las maniobras necesarias para los mantenimientos de equipos, líneas y generadores del SADI, así como también de coordinar la realización de los intercambios con los sistemas de los países vecinos (ya sean programados o en casos de emergencias).

El Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) realiza la programación de la operación de embalses y el despacho de las centrales dependiendo de:

- a) Potencia Instalada (PINST)
- b) Energía Firme (EFIRM), la generación anual con una posibilidad del 95% de ser superada.

- c) Flexibilidad al despacho, limitaciones por restricciones en operación y compromisos aguas abajo.
- d) Capacidad del embalse, Volumen Útil (VUTIL) y capacidad de regulación.
- e) Relación con las demás centrales hidráulicas aguas abajo y aguas arriba.

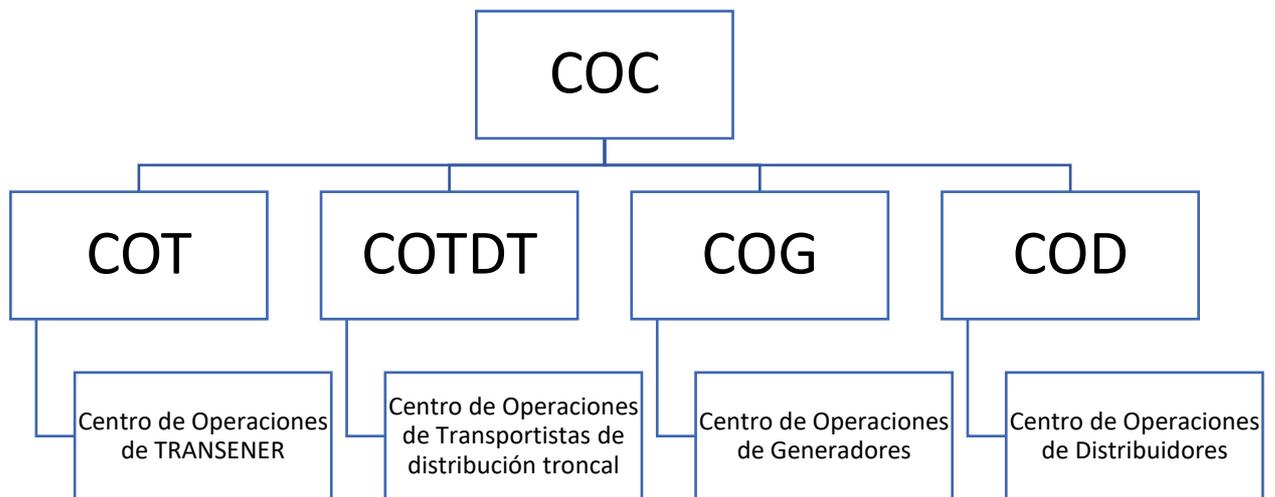


Figura IX-12 - Jerarquía operativa de los Centros de Control del SADI.

- GENERACIÓN

La generación es, por ley N° 24.065, una actividad de "interés público o general" en donde existe una libre competencia que está regulada, mediante la cual las empresas declaran sus costos de producción y son despachadas hasta cubrir la demanda, produciéndose así la libre entrada y salida de generadores.

Las generadoras tienen la obligación de acatar las normas de despacho, operación, seguridad y medioambiente establecidas por el mercado, así como también las disposiciones atinentes a las reglamentaciones nacionales en cada una de las materias que corresponda.

Los generadores independientes venden la energía que producen a otros generadores, empresas de distribución, comercializadores, grandes usuarios y al mercado spot.

Existen generadores con ciertas características:

- a) Los cogeneradores, que generan conjuntamente energía eléctrica y vapor para fines industriales, etc. El excedente de energía eléctrica puede venderse al MEM.

b) Los autogeneradores, que es un establecimiento que genera electricidad como producto secundario de su actividad principal. Puede comprar y vender al MEM.

c) Las estaciones de bombeo, que turbinan agua (generan electricidad) durante una semana y durante los picos de carga (electricidad más cara); y que bombean agua (demandan electricidad) durante una semana en los valles de carga (electricidad más barata).

Los generadores están sujetos a la programación y a las normas de despacho dadas por las resoluciones.

### CONFORMACIÓN DE LA POTENCIA INSTALADA

Según el informe mensual emitido por CAMMESA en abril de 2020, se tiene una potencia instalada en el país de 40.140 MW aportada por diferentes fuentes de generación que conforman la matriz energética. Las energías participantes son de origen, Térmico, Hidráulico, Nuclear y Renovable distribuidas en porcentaje de la siguiente manera:

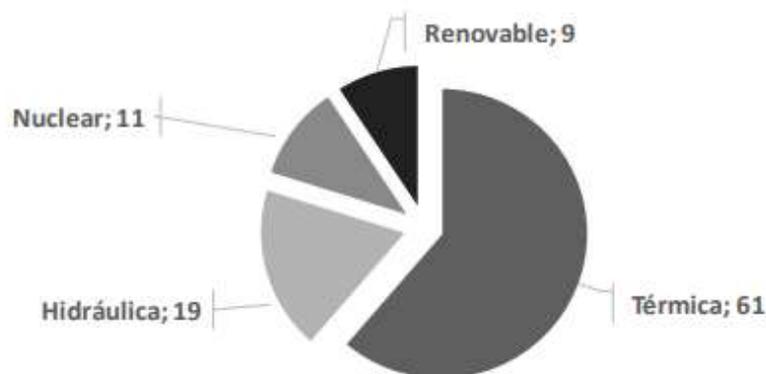


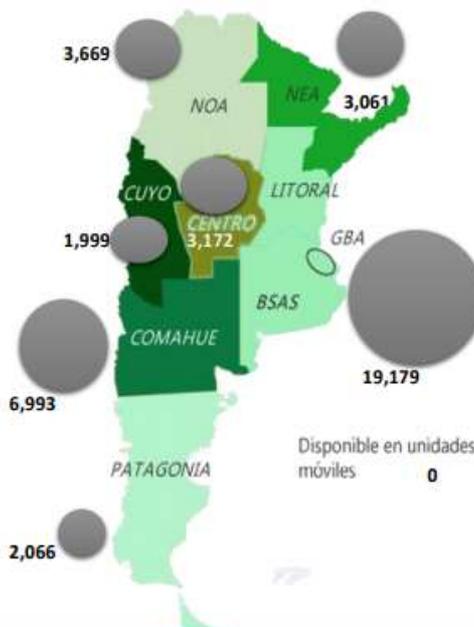
Figura IX-13 - Porcentaje de aporte de las diferentes fuentes de generación.

El total de la potencia instalada mencionada anteriormente se encuentra distribuida a lo largo del país en siete regiones:

- NOA
- NEA
- LITORAL – BSAS - GBA
- CUYO
- CENTRO
- COMAHUE
- PATAGONIA

**TOTAL: 40 140 [MW]**

Potencia Instalada Distribución por Región [MW]



**AUTOGENERACIÓN DECLARADA MEM: 791 [MW]**

La potencia para la central Yaciretá se corresponde con la potencia disponible para Argentina, 2745 MW. La potencia total instalada de la misma es de 3100 MW, alcanzable a cota máxima y con las máquinas a toda su capacidad.

Figura IX-14 - Potencia instalada en el país por regiones.

A su vez la totalidad de la potencia instalada proviene de diversas fuentes de energía clasificadas por tecnología en, fuentes térmicas, hidráulicas, nucleares y renovables. Las fuentes térmicas, que aportan un 61% de la potencia instalada, incluyen a la generación TV, TG, CC y DI, mientras que las fuentes renovables, que alcanzan un 8% en el aporte, consideran la generación solar, eólica, hidráulica menor a 50 MW, bio gas y bio masa.

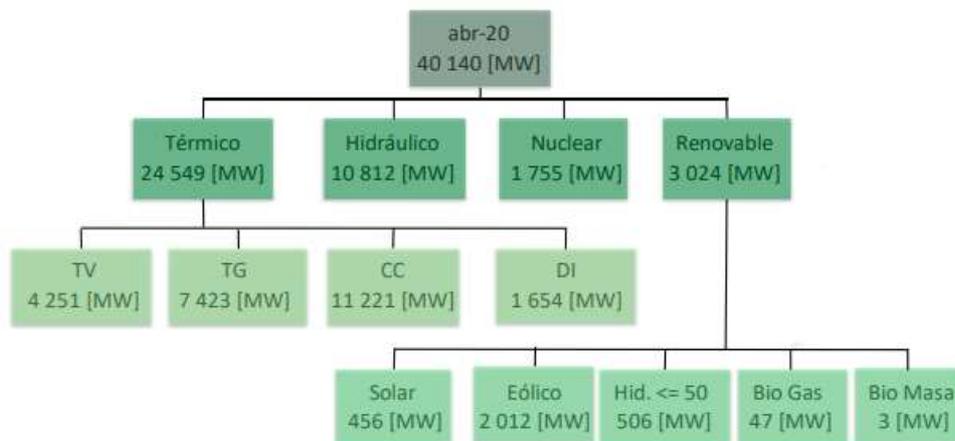


Figura IX-15 - Potencia Instalada, distribución por tecnología [MW] abril 2020.

La generación hidráulica y térmica son las principales fuentes utilizadas para satisfacer la demanda, destacándose además el crecimiento en la participación de las energías renovables en los últimos años.

El complejo Cerros Colorados se encuentra ubicado en la denominada Región Comahue, esta región contribuye con MEM en un 17% de la potencia total instalada, siendo la segunda región que más energía aporta luego de la región Litoral – BSAS – Gba cuya contribución es de un 48% de la potencia.

La potencia de la Región Comahue se encuentra conformada por un 68% de generación hidráulica, un 30% por combustible y un 2% de energía eólica.

- DEMANDA

En el Mercado Eléctrico Argentino, la demanda está representada por los distribuidores, los grandes usuarios (GUMAs, GUMEs, GUPAs) y las interconexiones.

Analizando los datos del informe mensual de CAMMESA del mes de abril de 2020, se puede observar una disminución de la demanda total del país con respecto al mismo periodo anterior en el orden de -11,5%.

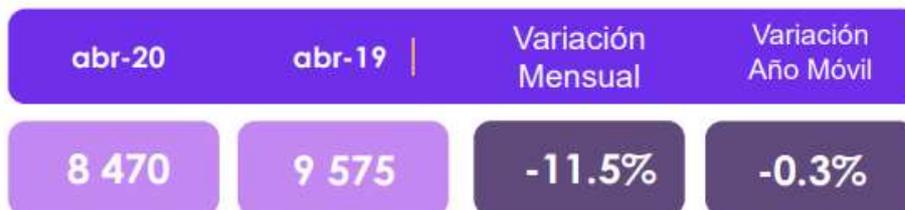


Figura IX-16 - Variación de la Demanda Neta [GWh].

Del total de la demanda la composición de la misma se distribuye de la siguiente manera entre consumidores residenciales, comerciales, industriales y comercial grande.

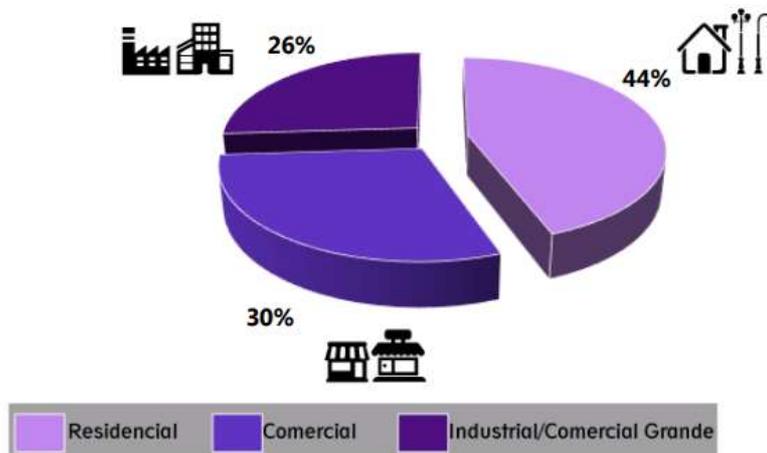


Figura IX-17 - Composición de la demanda acumulada 2020.

▪ **DESPACHO DE UNIDADES GENERADORAS**

El despacho semanal se efectúa sobre la base de las programaciones estacional y mensual (modelo de largo plazo), teniendo en cuenta el VA declarado por cada una de las centrales hidráulicas optimizables de capacidad estacional.

La programación diaria es realizada por el OED, con un modelo de despacho hidrotérmico, que tiene como función objetivo minimizar el costo operativo del sistema como un todo. Este costo es la suma del Costo Variable de Producción (CVP), el Costo Variable de Transporte (CVT) y la valorización de la Energía No Suministrada, llevados al centro de carga, y todo esto sujeto a las restricciones de transporte, disponibilidad de combustibles, de agua, etc. El CVP incluye los costos variables asociados al combustible, los costos variables de operación y mantenimiento, que tienen topes por rango y tipo de generación. El despacho económico se realiza sobre la base de los CVP declarados por los generadores y aceptados por CAMMESA.

La sanción se efectúa con el mínimo valor entre el CVP declarado y el valor de referencia calculado por CAMMESA. Los generadores despachados cubren una demanda variable y la reserva existente por hora. Se puede observar en la Figura siguiente una curva tipo de generación y reserva y la clase de generación usada, donde no se incluyen los cogeneradores ni los autogeneradores porque su presencia en el mercado no es continua, depende de sus consumos internos y venden los saldos de energía eléctrica.

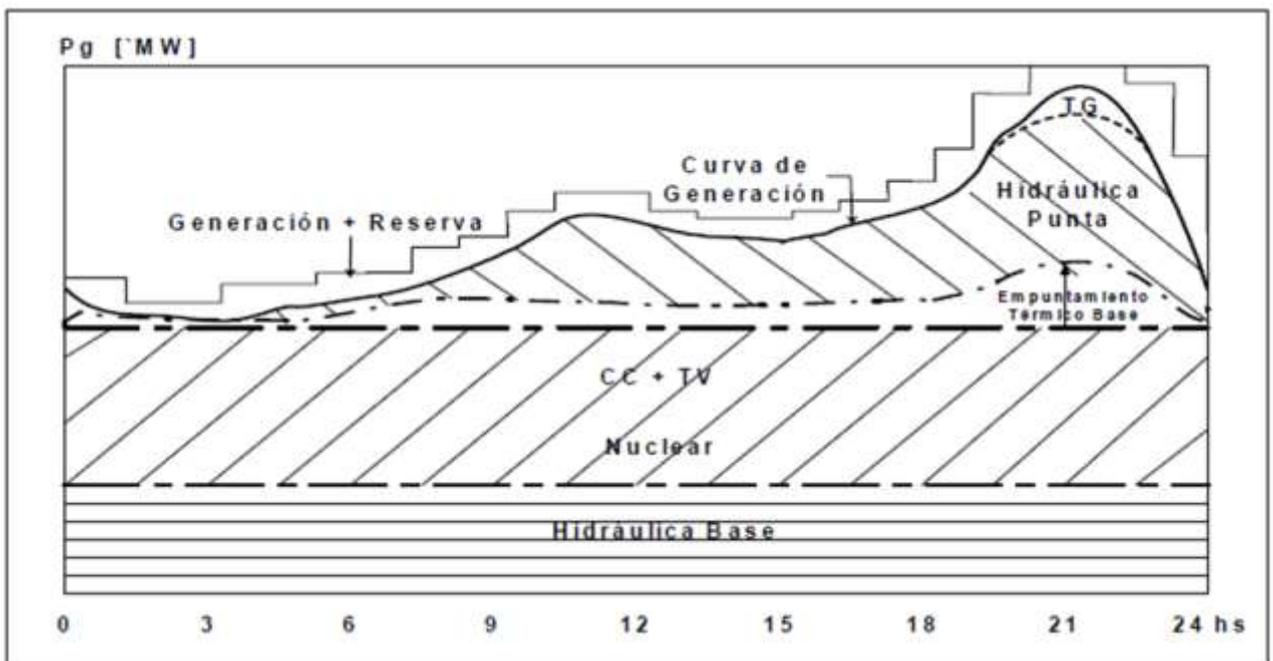


Figura IX-18 - Curva de generación y reserva.



Semanalmente CAMMESA recibe por parte de las empresas generadoras, la disponibilidad prevista de energía, el tipo de combustible y su precio; el consumo específico (inversa del rendimiento), el consumo previsto tomando en consideración la carga operativa mínima necesaria para mantener las unidades de generación en funcionamiento y el costo de apagar y volver a encender las distintas unidades de generación.

Con estos datos se puede encontrar el despacho horario de las unidades generadoras basado en un orden de méritos (ranking de acuerdo al costo marginal de cada unidad), siendo despachados primero las unidades que ofrecen costos marginales más bajos, ajustados por la ubicación eléctrica de cada generador respecto del nodo Ezeiza. Este ajuste se realiza al nodo de mercado a través de lo que se denomina Factor de Nodo FN. El precio de oferta declarado por la última máquina es el costo marginal, y es el precio que se paga a todas las unidades que están por debajo de la misma.

Además, el despacho establece: precio de mercado, PM, previsto; máquina que margina; para los días hábiles las Turbo Vapor TV, definidas como de punta y el correspondiente precio mínimo de pico; TV definidas como TV forzadas; áreas desvinculadas (despacho óptimo afectado de restricciones de transporte); Precios Locales y las máquinas incluidas dentro del área desvinculada; despacho de combustible; despacho de reserva fría y rotante; despacho de intercambio con otros países; despacho de reactivo.

En la Figura siguiente se pueden observar, por ejemplo, las unidades generadoras usadas y sus bloques de potencia para dos horas distintas, con el fin de cubrir la demanda y mantener un nivel de reserva. Estas unidades se cargan de acuerdo a un orden creciente de costos marginales.

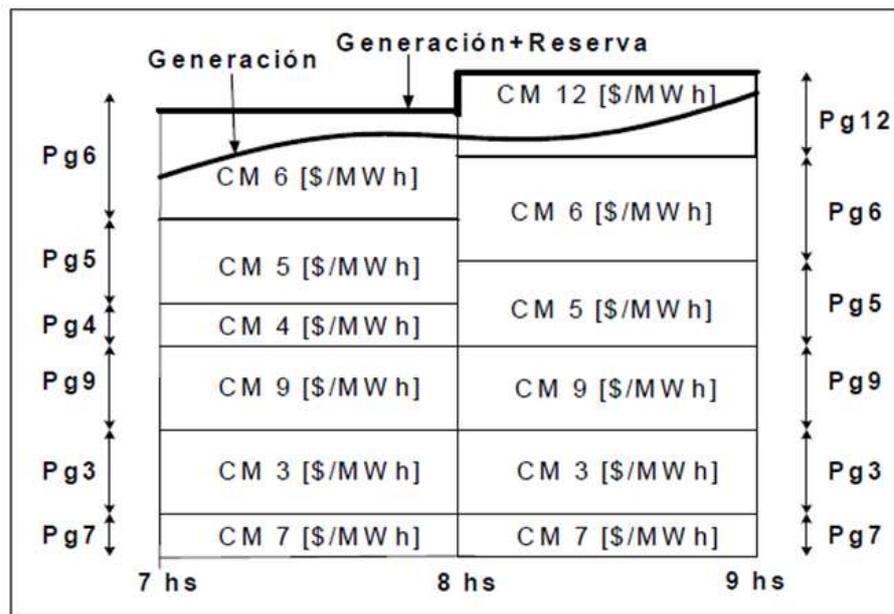


Figura IX-19 - Unidades generadoras usadas y bloques de potencia.

El costo marginal de corto plazo, es lo que cuesta producir una unidad adicional cuando se está a plena producción. El costo marginal de una unidad generadora, es el aumento de su costo por producir el próximo kWh, y su valor es prácticamente el costo del combustible (gas natural, fuel oil, gas oil o carbón) que gasta para producir ese kWh adicional. El costo marginal del sistema (precio spot) es el aumento del costo total por producir el próximo kWh, y coincide con el costo marginal de la máquina de mayor costo marginal que se encuentra entregando energía en el sistema en ese momento (máquina que margina), ya que es esta máquina la que debe suministrar ese kWh adicional.

Entre las 7 y 8 hs las unidades generadoras con sus respectivas potencias se despachan en el siguiente orden:

Pg7, Pg3, Pg9, Pg4, Pg5, Pg6

ya que sus costos marginales son:

$CM7 < CM3 < CM9 < CM4 < CM5 < CM6$  La unidad que margina es la número 6.

Entre las 8 y 9 hs las unidades generadoras con sus respectivas potencias se despachan en el siguiente orden:

Pg7, Pg3, Pg9, Pg5, Pg6, Pg12

ya que sus costos marginales son:

$CM7 < CM3 < CM9 < CM5 < CM6 < CM12$  La unidad que margina es la número 12.

Una vez determinado el despacho de cada unidad se establece el precio en el mercado (el CVP de la máquina más cara que está entregando energía al sistema) y en cada nodo. Este



es el costo de producir una unidad de energía adicional, respetando las restricciones establecidas.

Sobre esta base se remunera a los generadores que operan en cada momento. El precio que cada uno recibe equivale al precio en el CCS por el Factor de Nodo.

Como las unidades con menor costo marginal son las que se despachan primero, las unidades con mayores costos marginales sólo se utilizan en las horas de mayor demanda (punta), encareciendo el costo de la energía en tales horarios. Además, al incorporarse al sistema nuevos generadores más eficientes, se produce una depuración natural de las unidades obsoletas.

Las centrales hidráulicas se intercalan en el orden de mérito en función del VA declarado de su embalse. Las de capacidad estacional, mensual y semanal, declaran su VA en [ $\$/\text{m}^3/\text{s}$ ] de caudal turbinado por semana y para cada nivel del embalse. A menor volumen de agua mayor será el precio de cada  $\text{m}^3$  a turbinar.

El VA representa la esperanza matemática de los ahorros futuros en la operación y en la falla, por cada metro cúbico de agua marginal almacenada. El VA se aplica a los embalses de regulación estacional, es decir a los que tienen capacidad de almacenar agua de un período a otro y cuyo monto energético resulta importante respecto de la demanda a satisfacer (Piedra del Aguila, El Chocón, Planicie Banderita).

Durante los períodos de condiciones hídricas de baja, las unidades hidroeléctricas de generación con embalse son de las últimas en ser despachadas, mientras que en épocas de condiciones hídricas de alta esas unidades son despachadas con antelación. El costo marginal asociado con unidades de generación hidroeléctrica de flujo libre (sin embalse) es cero, es decir, son las primeras unidades en ser despachadas. La mayoría de las unidades hidro se despachan en la base del diagrama de carga sin considerarlas en el despacho económico.

Los modelos usados para la programación hidrotérmica son:

**OSCAR:** Este modelo simula la operación del sistema con un horizonte de tres años. Se encuentra el VA de los embalses en este horizonte, a los efectos de realizar con un segundo modelo un uso óptimo semanal de los recursos energéticos con mínimo costo de operación y falla.

**MARGO:** Despacho óptimo de mínimo costo de operación y falla para cada período, teniendo en cuenta el VA, los costos de los grupos térmicos y la representación del sistema de transmisión.



CAMMESA determina el despacho óptimo en forma horaria sin tener en cuenta la existencia de arreglos de mediano y largo plazo entre generadores, distribuidores y grandes usuarios, con lo cual cualquiera de los generadores puede ser despachado para suministrar energía al MEM por encima o por debajo de su compromiso contractual. En tales circunstancias el generador estará obligado a comprar o vender los excesos de energía al MEM al precio spot. A su vez supervisa un mercado de opciones en el cual los generadores entran en contratos de opciones conocidos como contratos de "reservas frías". Al ingresar en un contrato de reserva fría, el generador recibe un pago a cambio de poner a disposición de la contraparte una determinada capacidad en una fecha futura. Conforme a los términos del contrato de reserva fría, el generador recibirá el pago de una cierta cantidad adicional determinada si la opción es efectivamente ejercida.

Es responsable también de la administración de libros y registros, incluyendo la lectura con frecuencia horaria de los medidores que determinan la cantidad de energía que despacha cada unidad generadora al MEM y que entrega para distribución fuera del MEM.

**Despacho de centrales hidráulicas encadenadas:** Se define central encadenada con otra central aguas arriba a toda central hidroeléctrica cuyo caudal entrante medio anual, de acuerdo a la serie histórica de afluentes de los ríos, está dado en por lo menos un 80% por el caudal medio anual erogado, también de acuerdo a la serie histórica de caudales, por la central aguas arriba.

Para el despacho de las centrales hidroeléctricas del MEM, el OED tendrá en cuenta dentro de cada cuenca el encadenamiento de las centrales en el río y su interrelación, en particular el efecto de las restricciones aguas abajo.

En base a la capacidad de embalse de una central hidroeléctrica respecto de otra aguas arriba y las restricciones aguas abajo de cada uno de ellas, el OED definirá para cada período de tiempo a despachar en el MEM (estacional, semanal y diario), las centrales encadenadas que serán consideradas agrupadas como un solo embalse y central equivalente. Dicho equivalente será modelado como suma de las centrales encadenadas, con un coeficiente energético y embalse conjunto, y representando las restricciones que significan al despacho de ese conjunto los requerimientos aguas abajo. El despacho de cada central dentro de una central equivalente se obtendrá tomando la energía y/o potencia que resulta despachada para el equivalente y despachándola entre ellas, modelando la cuenca y las



interrelaciones entre los embalses involucrados, y respetando el cumplimiento de sus restricciones aguas abajo.

- PROGRAMACIÓN

La programación de las centrales se realiza en función del tipo en el que se clasifiquen.

El MEM clasifica las centrales en:

- Centrales de Capacidad Estacional
- Centrales de Capacidad Mensual
- Centrales de Capacidad Semanal
- Centrales de Pasada

**Centrales de Capacidad Estacional:** Son las centrales de mayor capacidad de embalse del MEM con posibilidades de realizar por lo menos regulación estacional, o sea transferir energía como volumen embalsado entre períodos de tres o más meses. Su potencia instalada y energía firme representan un porcentaje importante de la demanda total del MEM. Su operación puede afectar significativamente el resultado económico a mediano y largo plazo. El despacho diario y horario no debe presentar prácticamente restricciones operativas por restricciones hidráulicas, ya que de existir requerimientos cuentan con un dique compensador u otro tipo de embalse aguas abajo que actúa como regulador de sus descargas. De tratarse de embalses de usos múltiples, su operación a mediano y largo plazo quedará condicionada por los compromisos aguas abajo (control de crecidas, riego, consumo de agua potable, navegación, etc.).

Para este tipo de central el OED realizará una programación indicativa cuyos resultados informa a los generadores.

Los generadores deben informar en el plazo establecido el valor del agua para un período semestral. Además se debe declarar el rango de valores del agua, que es entre cero y un máximo, calculado como un porcentaje del primer nivel de riesgo de falla para la programación. En el MEM el %VA se define en un 50%.

Para cada semana del período, el modelo de simulación determina la programación de la operación mediante un despacho hidrotérmico haciendo competir la oferta hidroeléctrica, con sus valores del agua y sus posibilidades de empuntamiento, con la oferta térmica, con sus costos de producción y características de máquinas de base o de punta.



**Centrales de Capacidad Mensual:** Se trata de centrales empuntables, sin restricciones importantes a su despacho diario y horario, ya sea por contar con un dique compensador u otro tipo de embalse que actúe como regulador aguas abajo, o por no tener requerimientos significativos aguas abajo.

El OED realiza modelos de optimización y simulación teniendo como objetivo minimizar el costo de operación y falla. La evaluación se hace considerando aportes hidrológicos con una probabilidad del 80% de ser superados (años secos) y teniendo en cuenta la aleatoriedad en la disponibilidad térmica.

**Centrales de Capacidad Semanal:** Son aquellas centrales que, a pesar de tener una capacidad de embalse limitada, tienen posibilidades de realizar por lo menos regulación semanal, o sea transferir agua dentro de la semana entre distintos tipos de días. Su operación puede afectar la evolución de los precios diarios del mercado.

Sus requerimientos aguas abajo determinarán su flexibilidad al despacho, definiendo qué parte de su oferta de energía se puede considerar empuntable, debiéndose ubicar el resto en la base.

Para este caso la programación parte del OED recalculando el valor del agua en los embalses considerados como mensuales y estacionales que no hayan declarado el valor. Se utilizan modelos de optimización para lograr tal fin. Luego, el OED realizará el despacho hidrotérmico semanal representando la oferta hidroeléctrica según sea el tipo de central.

El despacho hará competir las distintas ofertas hidráulicas, definidas por el volumen disponible y sus restricciones hidráulicas, con los valores del agua asignados con la oferta térmica. De este modo, la energía de una central hidroeléctrica será despachada en la medida que su valor del agua resulte menor que el costo marginal y no se vulneren las restricciones vigentes. La programación semanal determinará así el volumen a turbinar, o lo que es lo mismo el paquete de energía a generar en cada central.

**Centrales de Pasada:** Son centrales con poca o sin capacidad de embalse que, a los efectos de la programación y el despacho del MEM a realizar por el Organismo Encargado del Despacho (OED), se considerarán generando el caudal entrante medio, diario o semanal según corresponda a su capacidad de embalse. Sus restricciones hidráulicas aguas abajo y las restricciones operativas de la central y el embalse limitan su despacho horario y/o diario.



Su programación se encuadra dentro de la programación para centrales denominadas Centrales de Capacidad Semanal.

Se deberá informar la previsión de aportes o disponibilidad de energía semanal, salvo que su aporte esté dado por el caudal erogado por una o más centrales ubicadas aguas arriba. A partir de esta información el OED realizará la programación.

**Diques compensadores:** Mantienen regulador el caudal aguas abajo, por lo tanto, la programación se realizará suponiendo una generación constante de potencia correspondiente al caudal programado a erogar aguas arriba.

- TRANSPORTE

Las empresas transportistas tienen una concesión para transportar energía eléctrica desde el punto de suministro mayorista de dicha energía hasta los Distribuidores. La actividad de transporte en la Argentina está subdividida en dos sistemas: el Sistema de Transporte de Energía Eléctrica de Alta Tensión (“STAT”), que opera a 500 kV y transporta energía eléctrica entre regiones, y el Sistema de Distribución Troncal (“STDT”), que opera a 132/220 kV y conecta generadores, distribuidores y grandes usuarios dentro de la misma región. Transener es la única compañía a cargo del SEAT, y existen seis compañías regionales dentro del STDT (Transcomahue, Transnoa, Transnea, Transpa, Transba y Distrocuyo). Además de estas compañías, existen compañías transportistas independientes que operan en virtud de una licencia técnica otorgada por las compañías del STAT o del STDT.

Todas las grandes plantas generadoras usan el SADI. Los puntos de suministro conectan el SADI al sistema de distribución y grandes usuarios y hay interconexiones entre el sistema de transmisión de la Argentina y el de países limítrofes, lo que permite la importación o exportación de electricidad de un sistema al otro.

El costo de transmisión, el cual se carga a los generadores, distribuidores y grandes usuarios es cubierto con un cargo por transmisión de energía a través del SADI, un cargo por conexión al SADI y un cargo por entrada y salida del SADI. Las empresas de transmisión operan como transportadoras generales y deben mantener abierto el acceso a todas las empresas generadoras.



- **PRECIO DE MERCADO, LOCAL Y DE NODO**

El PM, es el precio de la energía por despacho para la hora  $h$ , que resulta de un despacho óptimo, considerando el Costo Marginal Térmico y el Costo Marginal Hidráulico. Es el precio spot de la energía en el CCS, y refleja el costo de abastecer el siguiente MW de demanda, teniendo en cuenta las restricciones asociadas al transporte y al mantenimiento del nivel de calidad de servicio y seguridad.

- **REMUNERACIÓN A GENERADORES**

Los generadores recibirán su remuneración en función de la energía y la potencia vendida al MEM. Además, deberán cobrar o pagar, por los otros servicios que se prestan al sistema (regulación de frecuencia, control de tensión y aporte de reactivo).

a) Remuneración de la energía

Para cada hora  $h$ , el precio de la energía PEN en un nodo  $i$ , estará dado por:

$$PEN(h,i) = FN(h,i) \times PM(h)$$

En caso que el nodo  $i$  estuviera en un área desvinculada, en lugar del PM se usará el PL

$$PEN(h,i) = FN(h,i) \times PL(h, \text{Area del nodo } i)$$

Los generadores son remunerados entonces de esta forma, salvo aquellos que generan de manera forzada.

b) Remuneración de la potencia

Está compuesta por:

- La potencia puesta a disposición en una hora (potencia máxima que la unidad puede entregar al MEM en esa hora).

- La Potencia Base en Reserva de una unidad térmica (potencia media con la que es requerida en el año de la serie hidrológica en la que resulta despachada la menor generación hidroeléctrica total).

En Centrales Hidroeléctricas, se estableció una remuneración base y una remuneración adicional de potencia. La disponibilidad de potencia se determina independientemente del nivel del embalse o de los aportes y erogaciones.

Esto se resume en el cuadro tarifario mostrado a continuación:



Tabla IX-7- Cuadro tarifario de remuneración a generadores.

Tipo de Tarifa	Potencia Instalada [USD/MW-mes]	Energía Generada [USD/MWh]
Tarifa I	9.000,00	4,90
Tarifa II	0,00	105,00

Tarifa 1: 9000 USD/MW-mes de Potencia instalada + 4,90 USD/MWh de energía generada.

Tarifa 2: 0 USD de Potencia + 105 USD/MWh de energía generada.



## IX.4 ANEXOS PORTEZUELO GRANDE DIQUE

### IX.4.1 CÁLCULO DE PÉRDIDAS DE CARGA EN CONDUCTO EXISTENTE

- Cálculo de pérdidas:

El cálculo siguiente está de acuerdo a Clase Obras de Toma, Ingeniería Sanitaria.

Se utilizará la siguiente ecuación para el cálculo de pérdidas:

$$h_f = K_r \cdot \frac{v_{aprox}^2}{2g}$$

Donde el coeficiente  $K_r$  está determinado por la expresión de Kirschmer:

$$K_r = \beta \cdot \left(\frac{e}{s}\right)^{\frac{4}{3}} \cdot \sin \theta \cdot \sin \delta$$

Siendo:

$\beta$ : Factor de forma (Según la sección de las barras)

$e$ : Espesor de las barras

$s$ : Separación entre barras

$\theta$ : Angulo de inclinación horizontal del plano de la reja

$\delta$ : Angulo de inclinación vertical del plano de la reja

En nuestro caso:

Factor de forma para barras circulares:  $\beta = 1,79$

Espesor de las rejillas:  $e = 9 \text{ mm}$

Separación de las rejillas entre sí:  $s = 30 \text{ mm}$

- Rejas limpias:

$$K_r = 1,79 \cdot \left(\frac{9\text{mm}}{30\text{mm}}\right)^{\frac{4}{3}} \cdot \sin \theta \cdot \sin \delta = 0,36$$

$$h_f = 0,36 \cdot \frac{\left(0,3 \frac{\text{m}}{\text{s}}\right)^2}{2g} = 1,65 \times 10^{-3} \text{ m}$$

- Rejas atascadas:

Para X por ciento de atasco:

$$K_r = 1,79 \cdot \left(\frac{10\text{mm} + X \cdot 30\text{mm}}{30\text{mm} \cdot (1 - X)}\right)^{\frac{4}{3}} \cdot \sin \theta \cdot \sin \delta$$

Se calcula para porcentajes de atascamiento del 30%, 40% y 50%

Tabla IX-8 - Cálculo de pérdidas de carga para distintos porcentajes de atascamiento.

% Atascamiento	$K_r$ Atascamiento	$h_f$ [m]	$h_f$ [mm]
30	1,566	$7,183 \times 10^{-3}$	7,183
40	2,339	$1,073 \times 10^{-2}$	10,73
50	3,537	$1,622 \times 10^{-2}$	16,22

Se toma como máximo un 30% de atascamiento, luego

$$h_f = 7,183 \times 10^{-3} \text{ m}$$

Para este caso, la pérdida de carga a través de las rejillas aumentará de 1,9 mm a 7,2 mm (5,3 mm)

- Conducto

El agua ingresa al sistema y es conducida hacia la máquina por un conducto rectangular que posee un ensanchamiento en la parte central. A continuación se calculan las pérdidas de carga a través del conducto:

Para el cálculo de pérdidas de carga hidráulica se utilizan ecuaciones extraídas de la publicación “Diseño hidráulico óptimo y diseño estructural de obras de toma con galería y circulación forzada” del Ingeniero Civil José Gustavo Morales Nava.

Ecuación de Manning para conductos no circulares:

$$h_f = n^2 \cdot L \cdot \frac{v^2}{R_H^3}$$

El coeficiente de rugosidad de Manning para Hormigón es  $n=0,011$  a  $0,013$

- Pérdidas longitudinales
- Pérdidas en el primer tramo

Medidas: 1,1m x 1,2m x 11m

$$R_H = \frac{A}{P_m} = \frac{1,1 \text{ m} \cdot 1,2 \text{ m}}{2 \cdot (1,1 \text{ m}) + 2 \cdot (1,2 \text{ m})} = 0,287 \text{ m}$$

$$v = \frac{Q}{A} = \frac{12 \frac{\text{m}^3}{\text{s}}}{1,1 \text{ m} \cdot 1,2 \text{ m}} = 9,1 \frac{\text{m}}{\text{s}}$$

$$h_f^1 = 0,012^2 \cdot 11 \text{ m} \cdot \frac{\left(9,1 \frac{\text{m}}{\text{s}}\right)^2}{(0,287 \text{ m})^3} = 0,693 \text{ m}$$

- Pérdidas en el tramo de ensanchamiento

$$L=3,85 \text{ m}$$

En este caso se calculan solo las pérdidas de carga por fricción en el ensanchamiento integrando la dimensión de ensanchamiento a lo largo del conducto.

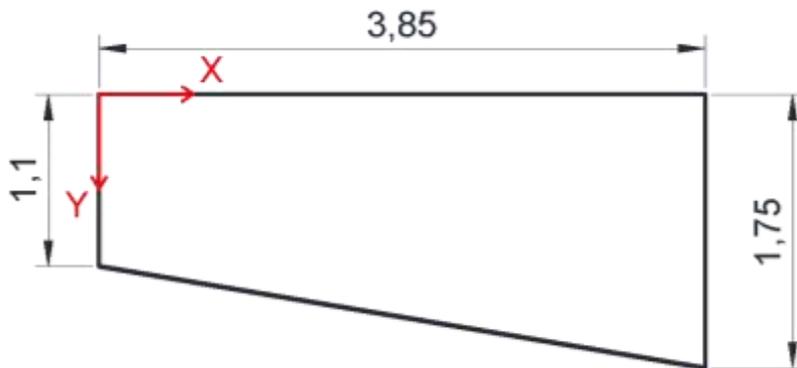


Figura IX-20 - Esquema de integración de altura para ensanchamiento.

Para una sección de altura variable como la anterior, definimos el radio hidráulico y la velocidad como sigue:

$$R_H = \frac{A}{P_m} = \frac{1,2 \text{ m} \cdot y}{2 \cdot (1,2 \text{ m}) + 2 \cdot (y)}$$

$$v = \frac{Q}{A} = \frac{12 \frac{\text{m}^3}{\text{s}}}{1,2 \text{ m} \cdot y}$$

Luego calculamos las pérdidas de carga integrando la ecuación

$$h_f^2 = \int_{1,1 \text{ m}}^{1,75 \text{ m}} 0,012^2 \cdot 3,85 \text{ m} \cdot \frac{\left( \frac{12 \frac{\text{m}^3}{\text{s}}}{1,2 \text{ m} \cdot y} \right)^2}{\left( \frac{1,2 \text{ m} \cdot y}{2 \cdot (1,2 \text{ m} + y)} \right)^3} = 8,64 \cdot 10^{-2} \text{ m}$$

- Pérdidas en el segundo tramo

Medidas: 1,75m x 1,2m x 24,81m

$$R_H = \frac{A}{P_m} = \frac{1,75 \text{ m} \cdot 1,2 \text{ m}}{2 \cdot (1,75 \text{ m}) + 2 \cdot (1,2 \text{ m})} = 0,356 \text{ m}$$

$$v = \frac{Q}{A} = \frac{12 \frac{\text{m}^3}{\text{s}}}{1,75 \text{ m} \cdot 1,2 \text{ m}} = 5,7 \frac{\text{m}}{\text{s}}$$

$$h_f^3 = 0,012^2 \cdot 24,81 \text{ m} \cdot \frac{\left(5,7 \frac{\text{m}}{\text{s}}\right)^2}{(0,356 \text{ m})^{\frac{4}{3}}} = 0,46 \text{ m}$$

- Pérdidas localizadas

Para las pérdidas de carga en la entrada y la salida del conducto, se utiliza la ecuación general de pérdidas con un coeficiente de  $K=0,1$

$$h_f = K \cdot \frac{v^2}{2 \cdot g}$$

- Pérdidas en la entrada

$$v = \frac{Q}{A} = \frac{12 \frac{\text{m}^3}{\text{s}}}{1,1 \text{ m} \cdot 4,5 \text{ m}} = 2,42 \frac{\text{m}}{\text{s}}$$

$$h_f^4 = 0,029 \text{ m}$$

- Pérdidas en la salida

$$v = \frac{Q}{A} = \frac{12 \frac{\text{m}^3}{\text{s}}}{2,5 \text{ m} \cdot 1,75 \text{ m}} = 2,74 \frac{\text{m}}{\text{s}}$$

$$h_f^5 = 0,038 \text{ m}$$

- Semejanza

Debido a la falta de información sobre el tema, se utilizará un método aproximado para el cálculo de pérdidas localizadas para el ensanchamiento del conducto rectangular, utilizando un coeficiente adimensional que relacione las perdidas en una sección circular con las perdidas en una sección rectangular.

En primera instancia, para obtener el coeficiente de transformación  $C_T$ , se calculan las pérdidas de carga en una sección rectangular y en una circular con la misma área para las mismas condiciones de rugosidad y longitud.

- Pérdidas en un conducto rectangular

$$n = 0,012; L = 11,69\text{m}; 1,1\text{m} \times 1,2\text{m}; Q = 12 \frac{\text{m}^3}{\text{s}}$$

$$v = \frac{Q}{A} = 9,1 \frac{\text{m}}{\text{s}}$$

$$R_H = \frac{A}{P_m} = 0,287 \text{ m}$$



$$h_f^{rectangular} = n^2 \cdot L \cdot v^2 \cdot R_H^{-\frac{4}{3}} = 0,736 \text{ m}$$

- Pérdidas en un conducto circular

$$n = 0,012; L = 11,69\text{m}; D = 1,296\text{m}; Q = 12 \frac{\text{m}^3}{\text{s}}$$

$$v = \frac{Q}{A} = 9,1 \frac{\text{m}}{\text{s}}$$

$$h_f^{circular} = 6,35 \cdot n^2 \cdot L \cdot v^2 \cdot D^{-\frac{4}{3}} = 0,626 \text{ m}$$

- Semejanza entre ambas secciones (Coeficiente de transformación  $C_T$ )

Ahora obtenemos el coeficiente de transformación como el cociente entre la pérdida de carga en el conducto circular y el rectangular:

$$C_T = \frac{h_f^{rectangular}}{h_f^{circular}} = 1,1597$$

Ahora podemos calcular las pérdidas de carga localizadas en distintos puntos para tuberías circulares, y luego obtener una aproximación de las pérdidas reales en la misma situación para una sección rectangular.

- Pérdidas de carga en ensanchamiento

Para el ensanchamiento se utilizará la siguiente ecuación para luego ser multiplicada por el coeficiente de transformación.

$$h_f = K \cdot \frac{(v_1 - v_2)^2}{2 \cdot g}$$

Donde  $K=0,15$

Donde  $v_1$  corresponde a la velocidad en la sección de 1,1m x 1,2m , y  $v_2$  corresponde a la velocidad en la sección de 1,2m x 1,75m.

$$\text{Luego } h_f^6 = C_T \cdot h_f = 1,1597 \cdot 0,088\text{m} = 0,102\text{m}$$



- Pérdidas totales

Tabla IX-9 – Pérdidas totales

Descripción	Pérdidas [m]	% del salto bruto	Salto bruto
Tramo 1 – Long.	0,693	11 %	6,30m
Tramo 2 – Long.	0,086	1,4 %	
Tramo 3 – Long.	0,460	7,3 %	
Entrada – Loc.	0,029	0,4 %	
Salida – Loc.	0,038	0,6 %	
Tramo 2 – Loc.	0,102	1,6 %	
TOTAL	1,40	22,3 %	

Ahora sumando las pérdidas calculadas anteriormente obtenemos la pérdida total de carga, y con ella, el salto utilizable por la máquina.

$$h_f^T = h_f^1 + h_f^2 + h_f^3 + h_f^4 + h_f^5 + h_f^6 = 1,4 \text{ m}$$

Luego el salto aprovechable luego de las pérdidas es de 4,90 m ( $6,30 \text{ m} - h_f^T$ ).



## IX.5 ANEXOS LOMA DE LA LATA

### IX.5.1 SALIDA COMPLETA DE DATOS SOFTWARE TURBNPRO V3

#### TURBNPRO Version 3 - AXIAL/PROPELLER TURBINE SOLUTION SUMMARY

Solution File Name: No File Name

#### TURBINE SIZING CRITERIA

Rated Discharge:	882.7 cfs	/	25.0 m3/s
Net Head at Rated Discharge:	8.2 feet	/	2.5 meters
Gross Head:	16.4 feet	/	5.0 meters
Site Elevation:	1312 feet	/	400 meters
Water Temperature:	68 Degrees F	/	20 Degrees C
Setting to Tailwater:	-6.8 feet	/	-2.1 meters
Efficiency Priority:		5	
Rated Head/Best Eff Head:		0.700	
System Frequency:		50 Hz	
Minimum Net Head:	5.2 feet	/	1.6 meters

#### AXIAL/PROPELLER TURBINE SOLUTION DATA

Arrangement:	HORIZONTAL PIT/BULB		
Unit Regulation Capability:	Adjustable Blade/Fixed Vane		
Intake Type:	GENERATOR ENCLOSED IN UPSTREAM BULB		
Draft Tube Type:	STRAIGHT		
Runner Diameter:	93.5 inches	/	2375 mm
Unit Speed:	142.9 rpm		
Multiplier Efficiency Modifier:	1.000		
Flow Squared Efficiency Modifier:	0.0000		
Specific Speed at Rated Net Head -	(US Cust.)		(SI Units)
At 100% Turbine Output:	282.3		1076.5
At Best Efficiency Condition:	264.9		1010.2
Best Efficiency Net Head:	11.7 feet	/	3.6 meters

#### SOLUTION PERFORMANCE DATA

```

.....
At Rated Net Head of:           8.2 feet /           2.5 meters

% of Rated Discharge   Output (KW)   Efficiency (%)   cfs           m3/s
** 112.8                597           86.3            996.1         28.2
  100                    561           91.5            882.7         25.0
*  86.8                  494           92.8            766.2         21.7
  75                     420           91.4            662.1         18.8
  50                      244           79.6            441.4         12.5
  25                       23           14.7            220.7          6.3
** - Overcapacity
* - Best Efficiency Condition at Rated Net Head
.....
At Maximum Net Head of:        11.7 feet /           3.6 meters

Sigma Allowable   Max. Output (KW)   Efficiency (%)   cfs           m3/s
  2.480            945                87.6            1086.6         30.8
.....
At Minimum Net Head of:        5.2 feet /           1.6 meters

Sigma Allowable   Max. Output (KW)   Efficiency (%)   cfs           m3/s
  5.152            316                79.1            905.5          25.6
.....

```

Figura IX-21-Salida Software Turbnpro V3 I



**TURBNPRO Version 3 - AXIAL/PROPELLER TURBINE SOLUTION SUMMARY**

Solution File Name: No File Name

MISCELLANEOUS DATA

Number of Runner Blades:		3	
Runner Hub Diameter:	37.7 inches /		957.8 mm
Maximum Runaway Speed (at Max. Net Head):		478 rpm	
Turbine Discharge at:			
Runaway Speed (at Rated Net Head & 100% gate):	1826 cfs /		52 m3/s
Site's Atmospheric Pressure minus Vapor Pressure:	31.6 feet /		9.6 meters
Sigma Allowable (at 100% Output & Rated Net Head):		2.648	
Sigma Plant (at 100% Output & Rated Net Head):		4.683	
Maximum Hydraulic Thrust (at Max. Net Head):	11686 lbs /		5312 kg
Reverse Hydraulic Thrust (at Max. Net Head):	13789 lbs /		6268 kg
Approximate Runner Weight:		8162 lbs /	3710 kg
Vel. at Draft Tube Exit (at Rated Head & Discharge):	4.6 fps /		1.4 m/s

DIMENSIONAL DATA

Intake Type: GENERATOR ENCLOSED IN UPSTREAM BULB

	inches	/	mm
Inlet Height:	212.3		5391
Inlet Width:	212.3		5391
Bulb Diameter:	107.5		2731
Bulb Length:	252.5		6413
Bulb Support Width:	52.4		1330

Draft Tube Type: STRAIGHT

	inches	/	mm
Overall Length:	448.8		11400
Exit Width:	196.4		4988
Exit Height:	140.3		3563
Discharge Cone Length:	187.0		4750

Miscellaneous:

	inches	/	mm
Stay Vane Height:	32.3		819

\*\*\*\* All information listed above is typical only. Detailed characteristics will vary based on turbine manufacturer's actual designs.

Figura IX-22 - Salida Software Turbnpro V3 II



## IX.6 ANEXOS CHAÑAR

### IX.6.1 ECUACIONES CÁLCULO CÁMARA ESPIRAL HORMIGÓN

$$B_2 = \frac{D_m}{0,76 + \frac{N_s}{11,211}}$$

$$C_2 = \frac{D_m}{0,55 + \frac{N_s}{67,568}}$$

$$D_2 = \left(1,58 - \frac{N_s}{11,050}\right) \cdot D_m$$

$$E_2 = \left(1,48 - \frac{N_s}{47,393}\right) \cdot D_m$$

$$F_2 = \left(1,62 - \frac{N_s}{31,477}\right) \cdot D_m$$

$$G_2 = \left(1,36 + \frac{7,79}{N_s}\right) \cdot D_m$$

$$H_2 = \left(1,19 + \frac{4,69}{N_s}\right) \cdot D_m$$

$$I_2 = \left(0,44 - \frac{21,47}{N_s}\right) \cdot D_m$$

$$L_2 = \left(1,44 + \frac{105,29}{N_s}\right) \cdot D_m$$

$$M_2 = \left(1,03 + \frac{136,28}{N_s}\right) \cdot D_m$$



### IX.6.2 ECUACIONES CÁLCULO TUBO DE ASPIRACIÓN

$$H_t = \left(0,24 + \frac{N_s}{12,788}\right) \cdot D_m$$

$$N = \left(2,0 - \frac{N_s}{467,290}\right) \cdot D_m$$

$$O = \left(1,4 - \frac{N_s}{59,880}\right) \cdot D_m$$

$$P = \left(1,26 - \frac{16,35}{N_s}\right) \cdot D_m$$

$$Q = \left(0,66 - \frac{18,40}{N_s}\right) \cdot D_m$$

$$R = \left(1,25 - \frac{N_s}{12,531}\right) \cdot D_m$$

$$S = \left(4,26 + \frac{201,21}{N_s}\right) \cdot D_m$$

$$T = \left(1,2 + \frac{N_s}{1,953}\right) \cdot D_m$$

$$Z = \left(2,58 + \frac{102,66}{N_s}\right) \cdot D_m$$

## IX.7 ANEXO ITEMIZADO, CÓMPUTO Y ANÁLISIS DE PRECIOS

### IX.7.1 PORTEZUELO GRANDE DERIVADOR

Tabla IX-10- Itemizado Portezuelo Grande Derivador I

PROVINCIA DEL NEUQUÉN  
INKIA ENERGY  
PROYECTO GENERACION PORTEZUELO GRANDE DERIVADOR (CENTRAL 32 FLYGT)  
COMPUTO Y PRESUPUESTO  
LOS PRECIOS INDICADOS SON EN DOLARES A JUNIO DE 2017 SIN IVA

CENTRAL FLYGT EN PORTEZUELO GRANDE DERIVADOR						
COMPONENTE E ITEM SUBITEM	DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD	PRECIOS EN USD SIN IVA		
				COSTO UNITARIO ITEM	COSTO TOTAL ITEM	COSTO TOTAL COMPONENTE
<b>1</b>	<b>TAREAS PREVIAS AL INICIO DE LA OBRA</b>					\$ -
1.1	PROYECTO LICITATORIO	GL	1,00		\$ -	
<b>2</b>	<b>TAREAS GENERALES</b>					\$ 8.530.580,30
2.1	INGENIERIA DE DETALLE CONSTRUCTIVA	GL	1,00	\$ 223.562,63	\$ 223.562,63	
2.2	MOVILIZACION Y DESMOVILIZACION DE OBRA	GL	1,00	\$ 49.470,30	\$ 49.470,30	
2.3	OBRADOR	GL	1,00	\$ 80.337,40	\$ 80.337,40	
2.4	IMPLEMENTACION DEL PLAN DE GESTION AMBIENTAL (P.G.A.)	mes	18,00	\$ 14.017,95	\$ 252.323,16	
2.5	IMPREVISTOS	GL	1,00	\$ 7.924.886,82	\$ 7.924.886,82	
<b>3</b>	<b>CANAL DE ADUCCION (REPERFILADO)</b>					\$ 164.055,64
3.1	EXCAVACION EN ROCA	m3	0,00	21,31	\$ -	
3.2	EXCAVACION EN SUELO (REMOCION DE TERRAPLEN)	m3	7.581,25	8,38	\$ 63.552,70	
3.3	READECUACION DE TALUDES EN ADUCCION AL CANAL	m3	3.744,00	\$ 12,54	\$ 46.934,87	
3.4	PROTECCION DE TALUDES CON ROCA BASALTICA	m3	745,00	\$ 51,88	\$ 38.653,92	
3.5	TERMINACIONES	%	10,00		\$ 14.914,10	
<b>4</b>	<b>CANAL DE ADUCCION</b>					\$ 688.527,35
4.1	EXCAVACION EN ROCA	M3	4.427,28	\$ 6,63	\$ 29.361,93	
4.2	ANCLAJES PARA CONSOLIDACION DE ROCA	M	3.808,08	\$ 12,54	\$ 47.738,18	
4.3	GUNITADO (Hormigon Proyectado con malla electrosoldada)	M2	10.578,00	\$ 51,88	\$ 548.833,84	
4.4	TERMINACIONES	%	10,00		\$ 62.053,40	
<b>5</b>	<b>ELECTROMECANICA OBRA DE TOMA</b>					\$ 945.770,18
5.1	ELECTROMECANICA O. TOMA - PORTICO GRUA	GL	1,00	\$ 514.850,66	\$ 514.850,66	
5.2	ESTRUCTURA DE REJAS PARA OBRA DE TOMA	Un	2,00	\$ 103.915,43	\$ 207.830,86	
5.3	Columnas de alumbrado para la obra de toma	Un	8,00	\$ 8.366,96	\$ 66.935,69	
5.4	guarda rail chapa galv.	m	70,00	\$ 90,30	\$ 6.321,21	
5.5	Guías de compuerta Obra de toma en acero inox.	Un	4,00	\$ 26.198,77	\$ 104.795,09	
5.6	TERMINACIONES	%	5,00		\$ 45.036,68	
<b>6</b>	<b>ESTRUCTURA DE HORMIGON - OBRA DE TOMA</b>					\$ 1.379.874,09
6.1	EXCAVACION EN ROCA	m3	4.570,00	\$ 18,35	\$ 83.837,73	
6.2	PEFORACIONES PARA ANCLAJES	m	560,88	\$ 58,41	\$ 32.760,60	
6.3	ANCLAJES PARA CONSOLIDACION DE ROCA	m	560,88	\$ 22,25	\$ 12.476,87	
6.4	PREPARACION DE SUPERFICIE CONTACTO ROCA HORMIGON	m2	1.558,00	\$ 11,48	\$ 17.890,65	

Tabla IX-11 - Itemizado Portezuelo Grande Derivador II

COMPONENTE E ITEM SUBITEM	DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD	PRECIOS EN USD SIN IVA		
				COSTO UNITARIO ITEM	COSTO TOTAL ITEM	COSTO TOTAL COMPONENTE
6,5	HORMIGON DE LIMPIEZA	m3	77,90	\$ 341,64	\$ 26.614,13	
6,6	HORMIGON ESTRUCTURAL PARA SOLERAS( incluye encofrado, armadura y terminacion superficial)	m3	980,20	\$ 193,93	\$ 190.092,93	
6,7	HORMIGON DE LOSA SUSPENDIDA( incluye encofrado, armadura y terminacion superficial)	m3	100,10	\$ 293,65	\$ 30.862,30	
6,8	HORMIGON ESTRUCTURAL PARA MUROS ( incluye encofrado y terminacion superficial)	m3	1.760,00	\$ 471,00	\$ 828.956,83	
6,9	JUNTAS WATER STOP	m	392,00	\$ 27,25	\$ 10.681,89	
6,10	BARANDAS METALICAS	m	124,00	\$ 163,36	\$ 20.207,06	
6,11	TERMINACIONES	%	10,00		\$ 125.443,10	
<b>7</b>	<b>CENTRAL OBRA CIVIL</b>					<b>\$ 6.010.756,47</b>
7,1	EXCAVACION EN ROCA	m3	18.209,50	\$ 18,35	\$ 334.057,57	
7,2	REFORZACIONES PARA ANCLAJES	m	2.931,46	\$ 58,41	\$ 171.224,24	
7,3	ANCLAJES PARA CONSOLIDACION DE ROCA	m	3.517,75	\$ 22,25	\$ 78.252,87	
7,4	GUNITADO (Hormigon Proyectado con malla electrosoldada)	m2	2.247,50	\$ 363,64	\$ 817.272,73	
7,5	PREPARACION DE SUPERFICIE CONTACTO ROCA HORMIGON	m2	2.931,46	\$ 11,48	\$ 33.662,17	
7,6	HORMIGON DE LIMPIEZA	m3	381,00	\$ 341,64	\$ 130.166,68	
7,7	HORMIGON ESTRUCTURAL PARA SOLERAS( incluye encofrado, armadura y terminacion superficial)	m3	1.928,40	\$ 193,93	\$ 373.980,02	
7,8	HORMIGON DE LOSA SUSPENDIDA( incluye encofrado, armadura y terminacion superficial)	m3	4.287,65	\$ 293,65	\$ 1.259.055,55	
7,9	HORMIGON DE SEGUNDA ETAPA	m3	315,84	\$ 179,03	\$ 56.543,72	
7,10	HORMIGON ESTRUCTURAL PARA MUROS ( incluye encofrado y terminacion superficial)	m3	3.449,20	\$ 471,00	\$ 1.624.565,99	
7,11	HORMIGON PARA TABIQUES	m3	905,65	\$ 471,00	\$ 426.599,52	
7,12	JUNTAS WATER STOP	m	500,00	\$ 27,25	\$ 13.624,86	
7,13	EDIFICIO DE CONTROL Y AREA DE SERVICIO	m2	120,00	\$ 939,04	\$ 112.684,47	
7,14	BARANDAS METALICAS	m	200,00	\$ 163,36	\$ 32.672,67	
7,15	TERMINACIONES	%	10,00		\$ 546.432,41	
<b>8</b>	<b>ELECTROMECAÁNICA</b>					<b>\$ 29.735.194,38</b>
8,1	PROVISION Y MONTAJE DE TURBINAS, INCLUYE CONO METALICO DE SALIDA	UN	32,00	\$ 754.918,82	\$ 24.157.402,40	
8,2	TRANSFORMADOR PARA TURBINA	UN	2,00	\$ 65.955,56	\$ 131.911,13	
8,3	REJAS	UN	32,00	\$ 27.529,99	\$ 880.959,54	
8,4	COMPUERTAS PLANAS	UN	4,00	\$ 104.381,14	\$ 417.524,58	
8,5	COMPUERTAS CIRCULARES	UN	32,00	\$ 41.328,04	\$ 1.322.497,19	
8,6	Sub estacion de salida 0,4 kV a 33 kV	GL	1,00	\$ 1.408.937,91	\$ 1.408.937,91	
8,7	TERMINACIONES	%	5,00		\$ 1.415.961,64	
				<b>TOTAL</b>		<b>\$ 47.454.758,43</b>

US\$

COSTO OBRA CIVIL	USD 8.243.214
COSTO OBRA HIDROELECTROMECANICA	USD 30.680.965
COSTO TOTAL (SIN OBRA ELÉCTRICA)	USD 47.454.758



### IX.7.2 PORTEZUELO GRANDE DIQUE

Tabla IX-82 - Itemizado Portezuelo Grande Dique

PROVINCIA DEL NEUQUÉN  
 INKIA ENERGY  
 PROYECTO GENERACION PORTEZUELO BYPASS (CENTRAL TORNILLO LANDY)  
 CÓMPUTO Y PRESUPUESTO  
 LOS PRECIOS INDICADOS SON EN DOLARES A FEBRERO DE 2020 SIN IVA

CENTRAL TORNILLO EN PORTEZUELO GRANDE BYPASS						
COMPONENTE E ITEM SUBITEM	DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD	PRECIOS EN USD SIN IVA		
				COSTO UNITARIO ITEM	COSTO TOTAL ITEM	COSTO TOTAL COMPONENTE
<b>1</b>	<b>TAREAS PREVIAS AL INICIO DE LA OBRA</b>					<b>\$ -</b>
1.1	PROYECTO LICITATORIO	GL	1,00		\$ -	
<b>2</b>	<b>TAREAS GENERALES</b>					<b>\$ 156.547,25</b>
2.1	INGENIERIA DE DETALLE CONSTRUCTIVA	GL	1,00	\$ 48.946,51	\$ 48.946,51	
2.2	MOVILIZACION Y DESMOVILIZACION DE OBRA	GL	1,00	\$ 89.735,27	\$ 89.735,27	
2.3	OBRADOR	GL	1,00	\$ 16.315,50	\$ 16.315,50	
2.4	IMPREVISTOS	%	1,00		\$ 1.549,97	
<b>3</b>	<b>ESTRUCTURA DE HORMIGON - OBRA DE CONTENEDOR TORNILLO</b>					<b>\$ 815.775,15</b>
3.1	ANCLAJES DE SUPERFICIE CONTACTO HORMIGÓN HORMIGON	m2	83,99	\$ 1.000,00	\$ 83.992,00	
3.2	HORMIGON ESTRUCTURAL PARA COLUMNAS( incluye encofrado, armadura y terminacion superficial)	m3	17,50	\$ 1.048,39	\$ 18.346,77	
3.3	HORMIGON DE LOSA SUSPENDIDA( incluye encofrado, armadura y terminacion superficial)	m3	87,58	\$ 1.048,39	\$ 91.821,94	
3.4	HORMIGON ESTRUCTURAL PARA MUROS ( incluye encofrado y terminacion superficial)	m3	396,78	\$ 1.048,39	\$ 415.981,13	
3.5	HORMIGON ESTRUCTURAL PARA BASE APOYO ( incluye encofrado y terminacion superficial)	m3	125,40	\$ 1.048,39	\$ 131.471,94	
3.6	TERMINACIONES	%	10,00		\$ 74.161,38	
<b>4</b>	<b>ELECTROMECÁNICA</b>					<b>\$ 1.890.000,00</b>
4.1	INGENIERIA, PROVISION TURBINA, PROVISION EQUIPOS HIDROMECANICOS, CONEXIÓN Y TRANSPORTE DE TURBINAS TIPO TORNILLO LANDY	Kv	900,00	\$ 2.000,00	\$ 1.800.000,00	
4.2	TERMINACIONES	%	5,00		\$ 90.000,00	
					<b>TOTAL</b>	<b>\$ 2.862.322,40</b>

	U\$S
COSTO OBRA CIVIL	USD 815.775
COSTO OBRA HIDROELECTROMECANICA	USD 1.890.000
COSTO TOTAL (SIN OBRA ELÉCTRICA)	USD 2.862.322

### IX.7.3 LOMA DE LA LATA

Tabla IX-13 - Itemizado Loma de La Lata

PROVINCIA DEL NEUQUÉN  
INKIA ENERGY  
PROYECTO GENERACION LOMA DE LA LATA (CENTRAL 8 BULBO TUBULAR)  
CÓMPUTO Y PRESUPUESTO  
LOS PRECIOS INDICADOS SON EN DOLARES A DICIEMBRE DE 2019 SIN IVA

CENTRAL BULBO LOMA DE LA LATA						
COMPONENTE E ITEM SUBITEM	DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD	PRECIOS EN USD SIN IVA		
				COSTO UNITARIO ITEM	COSTO TOTAL ITEM	COSTO TOTAL COMPONENTE
<b>1</b>	<b>TAREAS PREVIAS AL INICIO DE LA OBRA</b>					\$ -
1.1	PROYECTO LICITATORIO	GL	1,00		\$ -	
<b>2</b>	<b>TAREAS GENERALES</b>					\$ 479.896,80
2.1	INGENIERIA DE DETALLE CONSTRUCTIVA	GL	1,00	\$ 151.546,36	\$ 151.546,36	
2.2	MOVILIZACION Y DESMOVILIZACION DE OBRA	GL	1,00	\$ 277.834,99	\$ 277.834,99	
2.3	OBRADOR	GL	1,00	\$ 50.515,45	\$ 50.515,45	
<b>3</b>	<b>CENTRAL OBRA CIVIL</b>					\$ 2.525.772,62
3.1	HORMIGON ESTRUCTURAL PARA MUROS, SOLERAS Y LOSAS	m3	1.958,60	1.000,30	\$ 1.959.188,90	
3.2	EDIFICIO DE CONTROL	m2	100,00	1.456,22	\$ 145.621,61	
3.3	TERMINACIONES, PAVIMENTOS, ILUMINACIÓN, TAPAS, CANALES DE CABLES, ETC	%	20%	2.104.810,52	\$ 420.962,10	
<b>4</b>	<b>CENTRAL, EQUIPAMIENTO DE GENERACION</b>					\$ 4.890.604,94
4.1	PROVISION Y MONTAJE DE TURBINA TIPO BULBO Y GENERADOR (INCLUYE REGULACIÓN, TABLERO DE POTENCIA, DE CONTROL Y COMANDO INCLUYE PROYECTO, FABRICACION, TRANSPORTE A OBRA Y MONTAJE)	GL	1,00	\$ 4.890.604,94	\$ 4.890.604,94	
<b>5</b>	<b>CENTRAL OBRAS ELECTROMECAÑICAS / HIDROMECAÑICAS</b>					\$ 11.231,00
5.1	REJA (ANCHO=6.4m, ALTO=8.5m)	un	1,00	\$ 10.210,00	\$ 10.210,00	
5.2	TERMINACIONES	%	10,00		\$ 1.021,00	
				<b>TOTAL</b>		\$ 7.907.505,35

	US\$
COSTO OBRA CIVIL	USD 2.525.773
COSTO OBRA HIDROELECTROMECAÑICA	USD 4.901.836
COSTO TOTAL (SIN OBRA ELÉCTRICA)	USD 7.907.505

## IX.7.4 DIQUE COMPENSADOR EL CHAÑAR

Tabla IX-14 - Itemizado Dique Compensador El Chañar I

PROVINCIA DEL NEUQUÉN  
INKIA ENERGY  
PROYECTO GENERACION CHAÑAR (CENTRAL 2 KAPLAN)  
CÓMPUTO Y PRESUPUESTO  
LOS PRECIOS INDICADOS SON EN DOLARES A DICIEMBRE DE 2019 SIN IVA

CENTRAL KAPLAN EN CHAÑAR						
COMPONENTE E ITEM SUBITEM	DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD	PRECIOS EN USD SIN IVA		
				COSTO UNITARIO ITEM	COSTO TOTAL ITEM	COSTO TOTAL COMPONENTE
<b>1</b>	<b>TAREAS PREVIAS AL INICIO DE LA OBRA</b>					\$ -
1,1	PROYECTO LICITATORIO	GL	1		\$ -	
<b>2</b>	<b>TAREAS GENERALES</b>					\$ 7.545.595,46
2,1	INGENIERIA DE DETALLE CONSTRUCTIVA, DIRECCIÓN DE OBRA, INVESTIGACIONES COMPLEMENTARIAS Y ADMINISTRACION GENERAL	GL	1	\$ 2.382.819,62	\$ 2.382.819,62	
2,2	MOVILIZACION Y DESMOVILIZACION DE OBRA (CAMPAMENTO)	GL	1	\$ 4.368.502,64	\$ 4.368.502,64	
2,3	OBRAJERO	GL	1	\$ 794.273,21	\$ 794.273,21	
<b>3</b>	<b>ATAGUIAS Y PRESA</b>					\$ 2.739.930,66
3,1	EXCAVACIÓN EN SUELO	m3	87.899	8,38	\$ 736.848,90	
3,2	PRESA DE CIERRE (NÚCLEO)	m3	21.701	\$ 17,48	\$ 379.269,39	
3,3	PRESA DE CIERRE (MATERIAL SUELTO COMPACTADO)	m3	86.252	\$ 10,28	\$ 886.727,35	
3,4	PROTECCION CON ENROCADO AGUAS ARRIBA	m2	2.664	\$ 105,26	\$ 280.429,91	
3,5	TERMINACIONES	%	20		\$ 456.655,11	
<b>4</b>	<b>CANAL DE ADUCCION Y DESCARGA</b>					\$ 16.193.598,80
4,1	EXCAVACION EN SUELO	m3	1.595.675	8,38	\$ 13.376.350,42	
4,2	HORMIGON DE REVESTIMIENTO 20 M A ARRIBA + 15 M A. ABAJO CH (ESPESOR 0,15 M)	m3	203	\$ 342,10	\$ 69.275,25	
4,3	PROTECCION EN EMBOCADURA Y DESCARGA (COLCHONETA GAVIONADA CON GEOTEXTIL ESP 0,23 M)	m2	800	\$ 61,30	\$ 49.040,00	
4,4	TERMINACIONES	%	20		\$ 2.698.933,13	
<b>5</b>	<b>CENTRAL OBRA CIVIL</b>					\$ 20.780.130,87
5,1	EXCAVACION EN ROCA	m3	20.925	21,31	\$ 445.868,36	
5,2	EXCAVACION EN SUELO	m3	20.925	8,38	\$ 175.411,73	
5,3	HORMIGON DE LIMPIEZA	m3	450	222,72	\$ 100.224,70	
5,4	HORMIGON ESTRUCTURAL PARA MUROS, SOLERAS Y LOSAS	m3	20.708	795,77	\$ 16.479.096,20	
5,5	EDIFICIO DE CONTROL	m2	100	1.161,75	\$ 116.174,73	
5,6	TERMINACIONES, PAVIMENTOS, ILUMINACIÓN, TAPAS, CANALES DE CABLES, ETC	%	0	17.316.775,72	\$ 3.463.355,14	
<b>6</b>	<b>CENTRAL EQUIPAMIENTO DE GENERACION</b>					\$ 10.577.789,68
6,1	PROVISION Y MONTAJE DE TURBINA TIPO KAPLAN Y GENERADOR (INCLUYE REGULACIÓN, TABLERO DE POTENCIA, DE CONTROL Y COMANDO. INCLUYE PROYECTO, FABRICACION, TRANSPORTE A OBRA Y MONTAJE)	GL	2	\$ 5.037.042,70	\$ 10.074.085,41	
6,2	TERMINACIONES E IMPREVISTOS	%	5		\$ 503.704,27	
<b>7</b>	<b>CENTRAL OBRAS ELECTROMECÁNICAS / HIDROMECÁNICAS</b>					\$ 4.042.253,60
7,1	6 REJAS (ANCHO=3.5m , ALTO=12.5m)	UN	6	\$ 8.211,00	\$ 49.266,00	
7,2	PUNTE GRUA CENTRAL (210 TON)	GL	1	\$ 1.646.178,67	\$ 1.646.178,67	



Tabla IX-15 - Itemizado Dique Compensador El Chañar II

COMPONENTE E ITEM SUBITEM	DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD	PRECIOS EN USD SIN IVA		
				COSTO UNITARIO ITEM	COSTO TOTAL ITEM	COSTO TOTAL COMPONENTE
7.3	6 COMPUERTAS CON SISTEMA OLEOHIDRÁULICO (ANCHO=3.8m ; ALTO=9.0m)	kg	46.200	\$ 31,00	\$ 1.432.200,00	
7.4	3 ATAGUÍAS AGUAS ARRIBA (ANCHO=3.8m ; ALTO=9.5m)	kg	24.300	\$ 5,50	\$ 133.650,00	
7.5	3 ATAGUÍAS AGUAS ABAJO (ANCHO=5.5m ; ALTO=5.0m)	kg	19.500	\$ 5,50	\$ 107.250,00	
7.6	TERMINACIONES	%	20		\$ 673.708,93	
<b>TOTAL</b>						<b>\$ 61.879.299,07</b>

	US\$
COSTO OBRA CIVIL	USD 39.713.660
COSTO OBRA HIDROELECTROMECANICA	USD 14.620.043
COSTO TOTAL (SIN OBRA ELÉCTRICA)	USD 61.879.299

### IX.7.5 BOCATOMA DE RIEGO EL CHAÑAR

Tabla IX-16 – Itemizado Bocatoma El Chañar

PROVINCIA DEL NEUQUÉN  
INKIA ENERGY  
PROYECTO GENERACION COMPUERTA AVIO (CENTRAL 4 TURBINAS FLYGT)  
CÓMPUTO Y PRESUPUESTO  
LOS PRECIOS INDICADOS SON EN DOLARES A FEBRERO DE 2020 SIN IVA

CENTRAL TURBINAS FLYGT COMPUERTA AVIO						
COMPONENTE ITEM SUBITEM	DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD	PRECIOS EN USD SIN IVA		
				COSTO UNITARIO ITEM	COSTO TOTAL ITEM	COSTO TOTAL COMPONENTE
<b>1</b>	<b>TAREAS PREVIAS AL INICIO DE LA OBRA</b>					\$ -
1,1	PROYECTO LICITATORIO	GL	1,00		\$ -	
<b>2</b>	<b>TAREAS GENERALES</b>					\$ 111.171,36
2,1	INGENIERIA DE DETALLE CONSTRUCTIVA	GL	1,00	\$ 34.759,15	\$ 34.759,15	
2,2	MOVILIZACION Y DESMOVILIZACION DE OBRA	GL	1,00	\$ 63.725,12	\$ 63.725,12	
2,3	OBRADOR	GL	1,00	\$ 11.586,38	\$ 11.586,38	
2,4	IMPREVISTOS	GL	1,00		\$ 1.100,71	
<b>3</b>	<b>CENTRAL OBRA CIVIL</b>					\$ 579.319,24
3,1	HORMIGON ESTRUCTURAL PARA MUROS, SOLERAS Y LOSAS	m3	140,31	\$ 1.000,30	\$ 140.347,19	
3,2	EXTENSION Y MODIFICACIÓN CONDUCTOS METÁLICOS D=0,80M	un	2,00	\$ 102.499,53	\$ 204.999,06	
3,3	ANCLAJES QUÍMICOS PARA UNIÓN ESTRUCTURAL	m2	44,48	\$ 1.000,00	\$ 44.480,00	
3,4	SALÁ DE MAQUINAS	m2	80	1.161,75	\$ 92.939,79	
3,5	TERMINACIONES, PAVIMENTOS, ILUMINACIÓN, TAPAS, CANALES DE CABLES, ETC	%	20,00		\$ 96.553,21	
<b>4</b>	<b>CENTRAL EQUIPAMIENTO DE GENERACION</b>					\$ 679.501,20
4,1	PROVISION Y MONTAJE DE TURBINAS TIPO FLYGT EL7570 Y GENERADOR (INCLUYE REGULACIÓN, TABLERO DE POTENCIA, DE CONTROL Y COMANDO. INCLUYE PROYECTO, FABRICACIÓN, TRANSPORTE A OBRA Y MONTAJE)	GL	2,00	\$ 215.715,00	\$ 431.430,00	
4,2	PROVISION Y MONTAJE DE TURBINAS TIPO FLYGT EL7556 Y GENERADOR (INCLUYE REGULACIÓN, TABLERO DE POTENCIA, DE CONTROL Y COMANDO. INCLUYE PROYECTO, FABRICACION, TRANSPORTE A OBRA Y MONTAJE)	GL	2,00	\$ 107.857,00	\$ 215.714,00	
4,3	TERMINACIONES	%	5,00		\$ 32.357,20	
<b>5</b>	<b>CENTRAL OBRAS ELECTROMECÁNICAS / HIDROMECAÑICAS</b>					\$ 31.883,72
5,1	PUNTE GRÚA	un	1,00	\$ 26.569,77	\$ 26.569,77	
5,2	TERMINACIONES	%	20,00		\$ 5.313,95	
				<b>TOTAL</b>		<b>\$ 1.401.875,52</b>

	US\$
COSTO OBRA CIVIL	USD 579.319
COSTO OBRA HIDROELECTROMECANICA	USD 711.385
COSTO TOTAL (SIN OBRA ELÉCTRICA)	USD 1.401.876

## IX.8 ANEXO ANÁLISIS LCOE

### IX.8.1 PORTEZUELO GRANDE DERIVADOR

Tabla IX-97 – LCOE Portezuelo Grande Derivador

Año	PORTEZUELO GRANDE DERIVADOR									
	Inversión US\$	Costo Oym US\$	Canon agua US\$	Energía generada GWh	LCOE UP	LCOE DOWN	SUM(LCOE UP)	SUM (LCOE DOWN)	LCOE (US\$/GWh)	
1	\$ 31.636.505,3	\$ -		0,0	\$ 27.510.004,6	0,0	\$ 27.510.004,6	0,0	0,0	
2	\$ 15.818.252,7	\$ 110.010,0		57,0	\$ 12.044.054,9	43,1	\$ 39.554.059,6	43,1	\$ 917.733,6	
3		\$ 220.020,0		114,0	\$ 144.666,7	75,0	\$ 39.698.726,3	118,1	\$ 336.267,3	
4		\$ 220.020,0		114,0	\$ 125.797,1	65,2	\$ 39.824.523,5	183,2	\$ 217.339,0	
5		\$ 220.020,0		114,0	\$ 109.388,8	56,7	\$ 39.933.912,3	239,9	\$ 166.450,2	
6		\$ 220.020,0		114,0	\$ 95.120,7	49,3	\$ 40.029.033,0	289,2	\$ 138.412,8	
7		\$ 220.020,0		114,0	\$ 82.713,7	42,9	\$ 40.111.746,7	332,1	\$ 120.797,7	
8		\$ 220.020,0		114,0	\$ 71.924,9	37,3	\$ 40.183.671,6	369,3	\$ 108.803,3	
9		\$ 220.020,0		114,0	\$ 62.543,4	32,4	\$ 40.246.215,0	401,7	\$ 100.182,3	
10		\$ 220.020,0		114,0	\$ 54.385,6	28,2	\$ 40.300.600,6	429,9	\$ 93.742,2	
11		\$ 220.020,0		114,0	\$ 47.291,8	24,5	\$ 40.347.892,4	454,4	\$ 88.791,3	
12		\$ 220.020,0		114,0	\$ 41.123,3	21,3	\$ 40.389.015,7	475,7	\$ 84.900,8	
13		\$ 220.020,0		114,0	\$ 35.759,4	18,5	\$ 40.424.775,1	494,2	\$ 81.790,4	
14		\$ 220.020,0		114,0	\$ 31.093,1	16,1	\$ 40.455.870,2	510,4	\$ 79.269,3	
15		\$ 220.020,0		114,0	\$ 27.039,2	14,0	\$ 40.482.909,5	524,4	\$ 77.203,0	
16		\$ 220.020,0		114,0	\$ 23.512,4	12,2	\$ 40.506.421,9	536,6	\$ 75.493,9	
17		\$ 220.020,0		114,0	\$ 20.445,6	10,6	\$ 40.526.867,4	547,1	\$ 74.069,6	
18		\$ 220.020,0		114,0	\$ 17.778,7	9,2	\$ 40.544.646,2	556,4	\$ 72.875,2	
19		\$ 220.020,0		114,0	\$ 15.459,8	8,0	\$ 40.560.105,9	564,4	\$ 71.868,2	
20		\$ 220.020,0		114,0	\$ 13.443,3	7,0	\$ 40.573.549,2	571,3	\$ 71.015,6	

### IX.8.2 PORTEZUELO GRANDE DIQUE

Tabla IX-108 - LCOE Portezuelo Grande Dique

PORTEZUELO GRANDE BYPASS									
Año	Inversion US\$	Costo OyM US\$	Canon agua US\$	Energía generada GWh	LCOE UP	LCOE DOWN	SUM(LCOE UP)	SUM (LCOE DOWN)	LCOE (US\$/GWh)
1	\$ 2.862.322,0	\$ 4.953,7		2,6	\$ 2.493.283,2	2,2	\$ 2.493.283,2	2,2	\$ 1.117.120,4
2	-	\$ 14.861,0		7,7	\$ 11.237,1	5,8	\$ 2.504.520,2	8,1	\$ 310.958,7
3	-	\$ 14.861,0		7,7	\$ 9.771,3	5,1	\$ 2.514.291,6	13,1	\$ 191.681,0
4	-	\$ 14.861,0		7,7	\$ 8.496,8	4,4	\$ 2.522.788,4	17,5	\$ 143.998,3
5	-	\$ 14.861,0		7,7	\$ 7.388,5	3,8	\$ 2.530.177,0	21,3	\$ 118.521,5
6	-	\$ 14.861,0		7,7	\$ 6.424,8	3,3	\$ 2.536.601,8	24,7	\$ 102.793,2
7	-	\$ 14.861,0		7,7	\$ 5.586,8	2,9	\$ 2.542.188,6	27,6	\$ 92.203,6
8	-	\$ 14.861,0		7,7	\$ 4.858,1	2,5	\$ 2.547.046,7	30,1	\$ 84.651,5
9	-	\$ 14.861,0		7,7	\$ 4.224,4	2,2	\$ 2.551.271,1	32,3	\$ 79.042,0
10	-	\$ 14.861,0		7,7	\$ 3.673,4	1,9	\$ 2.554.944,5	34,2	\$ 74.748,1
11	-	\$ 14.861,0		7,7	\$ 3.194,3	1,7	\$ 2.558.138,8	35,8	\$ 71.385,0
12	-	\$ 14.861,0		7,7	\$ 2.777,6	1,4	\$ 2.560.916,4	37,3	\$ 68.703,3
13	-	\$ 14.861,0		7,7	\$ 2.415,3	1,3	\$ 2.563.331,7	38,5	\$ 66.534,3
14	-	\$ 14.861,0		7,7	\$ 2.100,3	1,1	\$ 2.565.432,0	39,6	\$ 64.759,6
15	-	\$ 14.861,0		7,7	\$ 1.826,3	0,9	\$ 2.567.258,3	40,6	\$ 63.293,8
16	-	\$ 14.861,0		7,7	\$ 1.588,1	0,8	\$ 2.568.846,5	41,4	\$ 62.073,7
17	-	\$ 14.861,0		7,7	\$ 1.381,0	0,7	\$ 2.570.227,4	42,1	\$ 61.051,4
18	-	\$ 14.861,0		7,7	\$ 1.200,8	0,6	\$ 2.571.428,3	42,7	\$ 60.190,4
19	-	\$ 14.861,0		7,7	\$ 1.044,2	0,5	\$ 2.572.472,5	43,3	\$ 59.461,8
20	-	\$ 14.861,0		7,7	\$ 908,0	0,5	\$ 2.573.380,5	43,7	\$ 58.842,9

### IX.8.3 LOMA DE LA LATA

Tabla IX-119 - LCOE Loma de La Lata

Año	LOMA DE LA LATA									
	Inversion US\$	Costo OyM US\$	Canon agua US\$	Energía generada GWh	LCOE UP	LCOE DOWN	SUM(LCOE UP)	SUM(LCOE DOWN)	LCOE (US\$/GWh)	
1	\$ 5.271.670,0	\$ -		0,0	\$ 4.584.060,9	0,0	\$ 4.584.060,9	0,0	0,0	
2	\$ 2.635.835,0	\$ 1.351,0		0,7	\$ 1.994.091,5	0,5	\$ 6.578.152,4	0,5	\$ 12.428.009,3	
3	\$ -	\$ 2.702,0		1,4	\$ 1.776,6	0,9	\$ 6.579.929,0	1,4	\$ 4.538.435,1	
4	\$ -	\$ 2.702,0		1,4	\$ 1.544,9	0,8	\$ 6.581.473,8	2,3	\$ 2.924.738,3	
5	\$ -	\$ 2.702,0		1,4	\$ 1.343,4	0,7	\$ 6.582.817,2	2,9	\$ 2.234.246,6	
6	\$ -	\$ 2.702,0		1,4	\$ 1.168,1	0,6	\$ 6.583.985,4	3,6	\$ 1.853.816,7	
7	\$ -	\$ 2.702,0		1,4	\$ 1.015,8	0,5	\$ 6.585.001,2	4,1	\$ 1.614.803,7	
8	\$ -	\$ 2.702,0		1,4	\$ 883,3	0,5	\$ 6.585.884,4	4,5	\$ 1.452.056,0	
9	\$ -	\$ 2.702,0		1,4	\$ 768,1	0,4	\$ 6.586.652,5	4,9	\$ 1.335.080,2	
10	\$ -	\$ 2.702,0		1,4	\$ 667,9	0,3	\$ 6.587.320,4	5,3	\$ 1.247.696,8	
11	\$ -	\$ 2.702,0		1,4	\$ 580,8	0,3	\$ 6.587.901,2	5,6	\$ 1.180.520,7	
12	\$ -	\$ 2.702,0		1,4	\$ 505,0	0,3	\$ 6.588.406,2	5,8	\$ 1.127.731,8	
13	\$ -	\$ 2.702,0		1,4	\$ 439,2	0,2	\$ 6.588.845,4	6,1	\$ 1.085.528,2	
14	\$ -	\$ 2.702,0		1,4	\$ 381,9	0,2	\$ 6.589.227,2	6,3	\$ 1.051.320,2	
15	\$ -	\$ 2.702,0		1,4	\$ 332,1	0,2	\$ 6.589.559,3	6,4	\$ 1.023.282,9	
16	\$ -	\$ 2.702,0		1,4	\$ 288,7	0,1	\$ 6.589.848,0	6,6	\$ 1.000.092,7	
17	\$ -	\$ 2.702,0		1,4	\$ 251,1	0,1	\$ 6.590.099,1	6,7	\$ 980.766,8	
18	\$ -	\$ 2.702,0		1,4	\$ 218,3	0,1	\$ 6.590.317,5	6,8	\$ 964.559,9	
19	\$ -	\$ 2.702,0		1,4	\$ 189,9	0,1	\$ 6.590.507,3	6,9	\$ 950.897,0	
20	\$ -	\$ 2.702,0		1,4	\$ 165,1	0,1	\$ 6.590.672,4	7,0	\$ 939.327,7	

### IX.8.4 DIQUE COMPENSADOR EL CHAÑAR

Tabla IX-2012 - LCOE Dique Compensador El Chañar

Año	CHAÑAR									
	Inversion US\$	Costo OyM US\$	Canon agua US\$	Energía generada GWh	LCOE UP	LCOE DOWN	SUM(LCOE UP)	SUM(LCOE DOWN)	LCOE (US\$/GWh)	
1	\$ 20.626.433,0	\$ -		0,0	\$ 17.936.028,7	0,0	\$ 17.936.028,7	0,0	0,0	
2	\$ 20.626.433,0	\$ -		0,0	\$ 15.596.546,7	0,0	\$ 33.532.575,4	0,0	0,0	
3	\$ 20.626.433,0	\$ -		0,0	\$ 13.562.214,5	0,0	\$ 47.094.789,9	0,0	0,0	
4	\$ -	\$ 174.472,0		90,4	\$ 99.754,9	51,7	\$ 47.194.544,8	51,7	\$ 913.092,4	
5	\$ -	\$ 174.472,0		90,4	\$ 86.743,4	44,9	\$ 47.281.288,3	96,6	\$ 489.295,9	
6	\$ -	\$ 174.472,0		90,4	\$ 75.429,1	39,1	\$ 47.356.717,3	135,7	\$ 348.945,8	
7	\$ -	\$ 174.472,0		90,4	\$ 65.590,5	34,0	\$ 47.422.307,8	169,7	\$ 279.450,5	
8	\$ -	\$ 174.472,0		90,4	\$ 57.035,2	29,6	\$ 47.479.343,0	199,3	\$ 238.289,9	
9	\$ -	\$ 174.472,0		90,4	\$ 49.595,8	25,7	\$ 47.528.938,8	224,9	\$ 211.288,9	
10	\$ -	\$ 174.472,0		90,4	\$ 43.126,8	22,3	\$ 47.572.065,6	247,3	\$ 192.371,2	
11	\$ -	\$ 174.472,0		90,4	\$ 37.501,6	19,4	\$ 47.609.567,2	266,7	\$ 178.497,5	
12	\$ -	\$ 174.472,0		90,4	\$ 32.610,1	16,9	\$ 47.642.177,3	283,6	\$ 167.978,7	
13	\$ -	\$ 174.472,0		90,4	\$ 28.356,6	14,7	\$ 47.670.533,9	298,3	\$ 159.800,4	
14	\$ -	\$ 174.472,0		90,4	\$ 24.657,9	12,8	\$ 47.695.191,8	311,1	\$ 153.316,8	
15	\$ -	\$ 174.472,0		90,4	\$ 21.441,6	11,1	\$ 47.716.633,4	322,2	\$ 148.096,9	
16	\$ -	\$ 174.472,0		90,4	\$ 18.644,9	9,7	\$ 47.735.278,3	331,9	\$ 143.841,9	
17	\$ -	\$ 174.472,0		90,4	\$ 16.213,0	8,4	\$ 47.751.491,3	340,3	\$ 140.338,3	
18	\$ -	\$ 174.472,0		90,4	\$ 14.098,2	7,3	\$ 47.765.589,5	347,6	\$ 137.429,4	
19	\$ -	\$ 174.472,0		90,4	\$ 12.259,3	6,4	\$ 47.777.848,8	353,9	\$ 134.997,5	
20	\$ -	\$ 174.472,0		90,4	\$ 10.660,3	5,5	\$ 47.788.509,1	359,4	\$ 132.952,7	

IX.8.5 BOCATOMA RIEGO EL CHAÑAR

Tabla IX-21 - LCOE El Chañar AVIO

Año	CHAÑAR AVIO										LCOE (US\$/GWh)
	Inversión US\$	Costo OyM US\$	Canon agua US\$	Energía generada GWh	LCOE UP	LCOE DOWN	SUM(LCOE UP)	SUM(LCOE DOWN)			
1	\$ 1.401.876,0	\$ -		0,0	\$ 1.219.022,6	0,0	\$ 1.219.022,6	0,0			
2	\$ -	\$ 2.895,0		1,5	\$ 2.189,0	1,1	\$ 1.221.211,6	1,1	\$ 1.076.701,6		
3	\$ -	\$ 2.895,0		1,5	\$ 1.903,5	1,0	\$ 1.223.115,2	2,1	\$ 576.807,8		
4	\$ -	\$ 2.895,0		1,5	\$ 1.655,2	0,9	\$ 1.224.770,4	3,0	\$ 411.256,3		
5	\$ -	\$ 2.895,0		1,5	\$ 1.439,3	0,7	\$ 1.226.209,7	3,7	\$ 329.282,4		
6	\$ -	\$ 2.895,0		1,5	\$ 1.251,6	0,6	\$ 1.227.461,3	4,4	\$ 280.730,9		
7	\$ -	\$ 2.895,0		1,5	\$ 1.088,3	0,6	\$ 1.228.549,6	4,9	\$ 248.881,6		
8	\$ -	\$ 2.895,0		1,5	\$ 946,4	0,5	\$ 1.229.496,0	5,4	\$ 226.567,0		
9	\$ -	\$ 2.895,0		1,5	\$ 822,9	0,4	\$ 1.230.319,0	5,9	\$ 210.202,1		
10	\$ -	\$ 2.895,0		1,5	\$ 715,6	0,4	\$ 1.231.034,6	6,2	\$ 197.794,5		
11	\$ -	\$ 2.895,0		1,5	\$ 622,3	0,3	\$ 1.231.656,8	6,5	\$ 188.147,8		
12	\$ -	\$ 2.895,0		1,5	\$ 541,1	0,3	\$ 1.232.197,9	6,8	\$ 180.500,0		
13	\$ -	\$ 2.895,0		1,5	\$ 470,5	0,2	\$ 1.232.668,4	7,1	\$ 174.342,8		
14	\$ -	\$ 2.895,0		1,5	\$ 409,1	0,2	\$ 1.233.077,6	7,3	\$ 169.323,8		
15	\$ -	\$ 2.895,0		1,5	\$ 355,8	0,2	\$ 1.233.433,4	7,5	\$ 165.191,1		
16	\$ -	\$ 2.895,0		1,5	\$ 309,4	0,2	\$ 1.233.742,7	7,6	\$ 161.759,8		
17	\$ -	\$ 2.895,0		1,5	\$ 269,0	0,1	\$ 1.234.011,7	7,8	\$ 158.891,2		
18	\$ -	\$ 2.895,0		1,5	\$ 233,9	0,1	\$ 1.234.245,7	7,9	\$ 156.479,2		
19	\$ -	\$ 2.895,0		1,5	\$ 203,4	0,1	\$ 1.234.449,1	8,0	\$ 154.441,3		
20	\$ -	\$ 2.895,0		1,5	\$ 176,9	0,1	\$ 1.234.626,0	8,1	\$ 152.712,4		

## IX.9 ANEXO ANÁLISIS VAN Y TIR

### IX.9.1 PORTEZUELO GRANDE DERIVADOR

Tabla IX-132 – VAN/TIR Portezuelo Grande Derivador

AÑO	Inversión inicial	It	Mt	Canon agua	Costo anual	Et GWh/año	r	Ingreso anual Tarifa 2	Flujo de fondo (47.454.758,00)	VNA			
										5	10	15	
1	\$ 47.454.758	0	\$ 220.020	\$ 10.000	\$ 230.020	114	15%	\$ 11.970.000,00	\$ 11.739.980,00	\$ 8.100.524	\$ 11.465.485	\$ 21.193.250	\$ 26.029.668
2	0	0	\$ 220.020	\$ 10.000	\$ 230.020	114	15%	\$ 11.970.000,00	\$ 11.739.980,00				
3	0	0	\$ 220.020	\$ 10.000	\$ 230.020	114	15%	\$ 11.970.000,00	\$ 11.739.980,00				
4	0	0	\$ 220.020	\$ 10.000	\$ 230.020	114	15%	\$ 11.970.000,00	\$ 11.739.980,00				
5	0	0	\$ 220.020	\$ 10.000	\$ 230.020	114	15%	\$ 11.970.000,00	\$ 11.739.980,00				
6	0	0	\$ 220.020	\$ 10.000	\$ 230.020	114	15%	\$ 11.970.000,00	\$ 11.739.980,00				
7	0	0	\$ 220.020	\$ 10.000	\$ 230.020	114	15%	\$ 11.970.000,00	\$ 11.739.980,00				
8	0	0	\$ 220.020	\$ 10.000	\$ 230.020	114	15%	\$ 11.970.000,00	\$ 11.739.980,00				
9	0	0	\$ 220.020	\$ 10.000	\$ 230.020	114	15%	\$ 11.970.000,00	\$ 11.739.980,00				
10	0	0	\$ 220.020	\$ 10.000	\$ 230.020	114	15%	\$ 11.970.000,00	\$ 11.739.980,00				
11	0	0	\$ 220.020	\$ 10.000	\$ 230.020	114	15%	\$ 11.970.000,00	\$ 11.739.980,00				
12	0	0	\$ 220.020	\$ 10.000	\$ 230.020	114	15%	\$ 11.970.000,00	\$ 11.739.980,00				
13	0	0	\$ 220.020	\$ 10.000	\$ 230.020	114	15%	\$ 11.970.000,00	\$ 11.739.980,00				
14	0	0	\$ 220.020	\$ 10.000	\$ 230.020	114	15%	\$ 11.970.000,00	\$ 11.739.980,00				
15	0	0	\$ 220.020	\$ 10.000	\$ 230.020	114	15%	\$ 11.970.000,00	\$ 11.739.980,00				
16	0	0	\$ 220.020	\$ 10.000	\$ 230.020	114	15%	\$ 11.970.000,00	\$ 11.739.980,00				
17	0	0	\$ 220.020	\$ 10.000	\$ 230.020	114	15%	\$ 11.970.000,00	\$ 11.739.980,00				
18	0	0	\$ 220.020	\$ 10.000	\$ 230.020	114	15%	\$ 11.970.000,00	\$ 11.739.980,00				
19	0	0	\$ 220.020	\$ 10.000	\$ 230.020	114	15%	\$ 11.970.000,00	\$ 11.739.980,00				
20	0	0	\$ 220.020	\$ 10.000	\$ 230.020	114	15%	\$ 11.970.000,00	\$ 11.739.980,00				

IX.9.2 PORTEZUELO GRANDE DIQUE

Tabla IX-143 - VAN/TIR Portezuelo Grande Dique

AÑO	Inversión inicial	It	Mt	Canon agua	Costo anual	Et GWh/año	r	Ingreso anual Tarifa 2	Flujo de fondo	VNA							
										5	10	15	20	TIR			
1	\$ 2.862.322	0	\$ 14.861	\$ 10.000	\$ 24.861	8,6	15%	\$ 903.000,00	(2.862.322,00)	5	\$ 81.336	10	\$ 1.544.854	15	\$ 2.272.482	20	\$ 2.634.241
2	0	0	\$ 14.861	\$ 10.000	\$ 24.861	8,6	15%	\$ 903.000,00	\$ 878.139,00	5	21%	10	28%	15	30%	20	31%
3	0	0	\$ 14.861	\$ 10.000	\$ 24.861	8,6	15%	\$ 903.000,00	\$ 878.139,00								
4	0	0	\$ 14.861	\$ 10.000	\$ 24.861	8,6	15%	\$ 903.000,00	\$ 878.139,00								
5	0	0	\$ 14.861	\$ 10.000	\$ 24.861	8,6	15%	\$ 903.000,00	\$ 878.139,00								
6	0	0	\$ 14.861	\$ 10.000	\$ 24.861	8,6	15%	\$ 903.000,00	\$ 878.139,00								
7	0	0	\$ 14.861	\$ 10.000	\$ 24.861	8,6	15%	\$ 903.000,00	\$ 878.139,00								
8	0	0	\$ 14.861	\$ 10.000	\$ 24.861	8,6	15%	\$ 903.000,00	\$ 878.139,00								
9	0	0	\$ 14.861	\$ 10.000	\$ 24.861	8,6	15%	\$ 903.000,00	\$ 878.139,00								
10	0	0	\$ 14.861	\$ 10.000	\$ 24.861	8,6	15%	\$ 903.000,00	\$ 878.139,00								
11	0	0	\$ 14.861	\$ 10.000	\$ 24.861	8,6	15%	\$ 903.000,00	\$ 878.139,00								
12	0	0	\$ 14.861	\$ 10.000	\$ 24.861	8,6	15%	\$ 903.000,00	\$ 878.139,00								
13	0	0	\$ 14.861	\$ 10.000	\$ 24.861	8,6	15%	\$ 903.000,00	\$ 878.139,00								
14	0	0	\$ 14.861	\$ 10.000	\$ 24.861	8,6	15%	\$ 903.000,00	\$ 878.139,00								
15	0	0	\$ 14.861	\$ 10.000	\$ 24.861	8,6	15%	\$ 903.000,00	\$ 878.139,00								
16	0	0	\$ 14.861	\$ 10.000	\$ 24.861	8,6	15%	\$ 903.000,00	\$ 878.139,00								
17	0	0	\$ 14.861	\$ 10.000	\$ 24.861	8,6	15%	\$ 903.000,00	\$ 878.139,00								
18	0	0	\$ 14.861	\$ 10.000	\$ 24.861	8,6	15%	\$ 903.000,00	\$ 878.139,00								
19	0	0	\$ 14.861	\$ 10.000	\$ 24.861	8,6	15%	\$ 903.000,00	\$ 878.139,00								
20	0	0	\$ 14.861	\$ 10.000	\$ 24.861	8,6	15%	\$ 903.000,00	\$ 878.139,00								



IX.9.4 DIQUE COMPENSADOR EL CHAÑAR

Tabla IX-165 - VAN/TIR Dique Compensador El Chañar

Inversión inicial	AÑO	It	Mt	Canon agua	Costo anual	Et GWh/año	r	Ingreso anual Tarifa 2	Flujo de fondo	VNA				
										5	10	15	20	TIR
	1	\$ 61.879.299						\$	(61.879.299,00)	5	10	15	20	
	2	0		\$	\$			\$	\$	-51.930.203	-5.36.418.151	-5.28.819.346	-5.24.985.004	1
	3	0		\$	\$			\$	\$					
	4	0	\$ 174.472	\$ 10.000	\$ 184.472	90,4	15%	\$ 9.492.000,00	\$ 9.307.528,00					
	5	0	\$ 174.472	\$ 10.000	\$ 184.472	90,4	15%	\$ 9.492.000,00	\$ 9.307.528,00					
	6	0	\$ 174.472	\$ 10.000	\$ 184.472	90,4	15%	\$ 9.492.000,00	\$ 9.307.528,00					
	7	0	\$ 174.472	\$ 10.000	\$ 184.472	90,4	15%	\$ 9.492.000,00	\$ 9.307.528,00					
	8	0	\$ 174.472	\$ 10.000	\$ 184.472	90,4	15%	\$ 9.492.000,00	\$ 9.307.528,00					
	9	0	\$ 174.472	\$ 10.000	\$ 184.472	90,4	15%	\$ 9.492.000,00	\$ 9.307.528,00					
	10	0	\$ 174.472	\$ 10.000	\$ 184.472	90,4	15%	\$ 9.492.000,00	\$ 9.307.528,00					
	11	0	\$ 174.472	\$ 10.000	\$ 184.472	90,4	15%	\$ 9.492.000,00	\$ 9.307.528,00					
	12	0	\$ 174.472	\$ 10.000	\$ 184.472	90,4	15%	\$ 9.492.000,00	\$ 9.307.528,00					
	13	0	\$ 872.360	\$ 10.000	\$ 882.360	90,4	15%	\$ 9.492.000,00	\$ 8.609.640,00					
	14	0	\$ 174.472	\$ 10.000	\$ 184.472	90,4	15%	\$ 9.492.000,00	\$ 9.307.528,00					
	15	0	\$ 174.472	\$ 10.000	\$ 184.472	90,4	15%	\$ 9.492.000,00	\$ 9.307.528,00					
	16	0	\$ 174.472	\$ 10.000	\$ 184.472	90,4	15%	\$ 9.492.000,00	\$ 9.307.528,00					
	17	0	\$ 174.472	\$ 10.000	\$ 184.472	90,4	15%	\$ 9.492.000,00	\$ 9.307.528,00					
	18	0	\$ 174.472	\$ 10.000	\$ 184.472	90,4	15%	\$ 9.492.000,00	\$ 9.307.528,00					
	19	0	\$ 174.472	\$ 10.000	\$ 184.472	90,4	15%	\$ 9.492.000,00	\$ 9.307.528,00					
	20	0	\$ 174.472	\$ 10.000	\$ 184.472	90,4	15%	\$ 9.492.000,00	\$ 9.307.528,00					
										-23%	1%	7%	9%	





## CAPITULO N° X. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Vallarino, E. (1998) - *Tratado Básico de Presas Tomos I y II* - Ed. del Colegio de Ingenieros de Caminos, Canales y Puertos.
- Cuesta Diego, L., Villarino, E. (2000) – *Aprovechamientos Hidroeléctricos* – Ed. del Colegio de Ingenieros de Caminos, Canales y Puertos.
- Mataix Plana, C. (2009) - *Turbomáquinas Hidráulicas: Turbinas Hidráulicas, Bombas y Ventiladores*, España, Universidad Pontificia Comillas.
- Polo Encinas, M. (1976) – *Turbomáquinas Hidráulicas* – Ed. Limusa.
- Ortiz Flores, R. (2001), *Pequeñas Centrales Hidroeléctricas* – Ed. Mc Graw - Hill
- Minicentrales Hidroeléctricas: Mercado Eléctrico, Aspectos Técnicos y Viabilidad económica de las inversiones.
- Xylem, *Flygt Hydro Turbines Design Brochure – Smart and Compact hydropower.*
- Landustrie, *Landy Tornillos de Arquímedes & Hidrotornillos.*
- Bureau of Reclamation (1977), *Diseño de Presas Pequeñas, C.E.C.S.A. Mexico.*
- Zoppetti Júdez, G. (1979), *Centrales Hidroeléctricas*, Editorial Gustavo Gili S.A. Barcelona.
- Gómez Navarro J.L., Aracil J.J (1964), *Saltos de Agua y Presas de Embalses*, Tipografía Artística, Madrid.
- Davis, C. V. y Sorensen K., *Handbook of Applied Hydraulics*, Editorial Mc Grow Hill.
- Emprendimientos Energéticos Binacionales S.A. (2007), *Manual de Procedimientos para la determinación de los Costos de Construcción de Aprovechamientos Hidroeléctricos.*
- García Gutiérrez, H., Nava Mastache, A. (2014) – *Selección y Dimensionamiento de Turbinas Hidráulicas para Centrales Hidroeléctricas*, Universidad Autónoma de México.
- CAMMESA, *Informe Anual 2019.*
- ESHA (2014), *Guide on How to Develop a Small Hydropower Plant.*
- Hidroar S.A. Servicios Hidrogeológicos y Ambientales, *Metodología para el Cálculo de las Matrices Ambientales*, Gobierno de Chubut.
- Conesa Fernández, V, Vítora (2010), *Guía Metodológica para la Evlución del Impacto Ambiental*, Editorial Mundi – Prensa, Madrid.
- Valicenti, J. L., (2001), *Cuenca del Río Neuquén Análisis del Fenómeno Precipitación – Escorrentía*, AIC – Secretaría de Planificación y Desarrollo.
- AIC (2001), *El Control de las Crecidas, Sistema de Emergencias Hídricas y Mitigación del Riesgo.*



- Herrero Capitanich, V., Richter, F., Cerda, J. (2017), *Portezuelo Grande Seguridad Operativa – Control de Sedimentación*, Innovazul – Orazul Energy.
- Orazul Energy (2018), *Informes anuales*.
- Hidroeléctrica Cerros Colorados, *Aurora Software de Gestión de Datos*, Eureka.