



FACTIBILIDAD DE PEQUEÑAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS MULTIPROPÓSITO EN PRESAS YA CONSTRUIDAS

ANTEPROYECTO CORRALES

Contrato INE/ENE/ERG-T1886-SN1/11:

“Estudio de factibilidad de pequeñas centrales hidroeléctricas (PCH)”

Banco Interamericano de Desarrollo (BID) - Fundación Julio Ricaldoni, Uruguay

Responsables del presente informe:

Dr. Ing. Rafael Terra, rterra@fing.edu.uy

Ing. Daniel Schenzer, schenzer@fing.edu.uy

Colaboradores:

Ing. Alejandra De Vera

Julio 2014

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE GENERAL.....	2
1. INTRODUCCIÓN	4
1.1 OBJETIVO	4
1.2 CONTEXTO NACIONAL	4
1.3 INFORMACIÓN DE BASE DISPONIBLE	5
2. DESCRIPCIÓN GENERAL.....	7
2.1 UBICACIÓN	7
2.1 ADMINISTRACIÓN.....	7
2.2 INFORMACIÓN PARTICULAR DISPONIBLE	7
2.3 CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES.....	9
3. INFRAESTRUCTURA EXISTENTE.....	11
3.1 DIQUE	11
3.2 VERTEDERO	13
3.3 OBRA DE TOMA	13
3.4 CANALES DE RIEGO	15
4. HIDROLOGÍA.....	17
4.1 OPERACIÓN DEL EMBALSE	17
4.2 CAUDAL DE PROYECTO	20
4.3 FACTOR DE CAPACIDAD.....	21
5. POTENCIA A INSTALAR.....	23
6. ENERGÍA MEDIA ANUAL GENERABLE.....	25
7. SELECCIÓN DE LA TURBINA	26
8. INSTALACIONES HIDROMECAÑICAS Y OBRA CIVIL NECESARIA	28
9. INSTALACIONES ELÉCTRICAS	31
10. PROYECTO EJECUTIVO, CONSTRUCCIÓN, MONTAJE.....	37
11. GESTIONES	40
12. OPERACIÓN	41
13. ANÁLISIS ECONÓMICO	42
13.1 COSTOS DE INVERSIÓN	42
13.2 PRECIO DE LA ENERGÍA	43
13.3 INDEXACIÓN.....	44
13.4 BENEFICIOS FISCALES	44
13.5 FLUJO DE CAJA Y TASA INTERNA DE RETORNO.....	47
13.6 SENSIBILIDAD AL COSTO DEL EQUIPO ELECTROMECAÑICO.....	49
13.7 CO-INVERSIÓN.....	49
14. BIBLIOGRAFÍA Y REFERENCIAS.....	51
15. ANEXO: COTIZACION RECIBIDA	52

ACRÓNIMOS

ADME	Administración del Mercado Eléctrico
COMAP	Comisión de Aplicación de la Ley de Inversiones
CTM	Comisión Técnica Mixta de Salto Grande
DGRNR	Dirección General de Recursos Naturales Renovables
DINAGUA	Dirección Nacional de Aguas
DINASA	Dirección Nacional de Aguas y Saneamiento
DNB	Dirección Nacional de Bomberos
DNH	Dirección Nacional de Hidrografía
EEUU	Estados Unidos de América
ETP	Evapotranspiración Potencial
INIA	Instituto Nacional de Investigaciones Agropecuarias
IRAE	Impuesto a la Renta de las Actividades Económicas
IVA	Impuesto al Valor Agregado
MGAP	Ministerio de Ganadería, Agricultura y Pesca
MIEM	Ministerio de Industria, Energía y Minería
MTOP	Ministerio de Transporte y Obras Públicas
MVOTMA	Ministerio de Vivienda, Ordenamiento Territorial y Medio Ambiente
NMN	Nivel Máximo Normal
O&M	Operación y mantenimiento
PCH	Pequeña Central Hidroeléctrica
PPI	Índice de Precios al Productor de EEUU
RENARE	DGRNR
ROU	República Oriental del Uruguay
SIG	Sistema de Información Geográfica
SGM	Servicio Geográfico Militar
TIR	Tasa Interna de Retorno
UTE	Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas

1. INTRODUCCIÓN

1.1 OBJETIVO

El objetivo del presente trabajo consiste en analizar la factibilidad del proyecto de implementación de un aprovechamiento hidroeléctrico en la presa existente sobre el arroyo Corrales.

El mismo se enmarca dentro del convenio “Estudio de factibilidad de pequeñas centrales hidroeléctricas” entre el Banco Interamericano de Desarrollo y la Fundación Julio Ricaldoni, con el propósito de promover al menos tres proyectos piloto de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas (PCH) multipropósito a ser ejecutados en represas ya construidas, con uso prioritario de riego y subsidiario de generación hidroeléctrica.

1.2 CONTEXTO NACIONAL

1.2.1 SECTOR ENERGÉTICO

La Política Energética (2005-2030) aprobada por el Poder Ejecutivo en el año 2008 y posteriormente consensuada por la Comisión Interpartidaria de Energía, definió lineamientos estratégicos y en función de ellos metas al corto, mediano y largo plazo, para la incorporación de fuentes energéticas alternativas y renovables a la matriz energética nacional.

En particular, el objetivo expresado para el año 2015 es de tener hasta un 25% de la energía eléctrica nacional generada a partir de fuentes renovables no convencionales. Es en este contexto que surge el presente proyecto, con el objetivo general de promover el desarrollo de las PCH.

La energía hidroeléctrica se ha utilizado en el país desde 1945, pero solo en emprendimientos a gran escala. Actualmente el sistema uruguayo cuenta con tres centrales hidroeléctricas instaladas sobre el Río Negro, construidas y operadas por la Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas (UTE): Dr. Gabriel Terra (152 MW), Baygorria (108 MW) y Constitución (333 MW). Además cuenta con la central binacional argentino – uruguaya de Salto Grande, instalada sobre el Río Uruguay y operada por la Comisión Técnica Mixta de Salto Grande (CTM), con una potencia total instalada de 1890 MW, de los cuales 945 MW corresponden a Uruguay.

Tabla 1-1: Grandes centrales hidroeléctricas existentes en Uruguay

Represa	Fecha de puesta en operación	Potencia (MW)	Operación
Dr. Gabriel Terra	1945	152	UTE
Baygorria	1960	108	UTE
Constitución	1982	333	UTE
Salto Grande	1979	945	CTM

Anteriormente, en el embalse sobre el río Cuñapirú se había generado energía mecánica desde 1882 hasta 1910, y luego energía eléctrica (210 kW) por parte de UTE, pero en 1958 fue discontinuado.

Al presente no existe ninguna PCH conectada a la red eléctrica en Uruguay.

1.2.2 TRANSMISIÓN DE ENERGÍA

La Ley N°16832 de junio de 1997 permite la generación y consumo de energía eléctrica en régimen de libre mercado, manteniendo la transmisión a cargo de UTE. Se admite que cualquier persona física o jurídica (“agente”) pueda generar energía eléctrica, así como comercializarla a terceros. Para esto último, es preceptiva la intervención del Despacho Nacional de Cargas, operado por la Administración del Mercado Eléctrico (ADME).

La generación hidroeléctrica del presente proyecto no será firme, en el sentido de no poder despacharse en cualquier momento y circunstancia, dependerá del protocolo de riego del embalse (por ser una PCH multipropósito con uso prioritario de riego y subsidiario de generación) y en buena medida de los regímenes pluviométricos.

La energía generada sería volcada al Sistema Interconectado Nacional de energía eléctrica lo que implica potenciales ahorros en fuentes alternativas de energía.

Por lo anterior, la concreción del presente proyecto tiene como paso ineludible la negociación con ADME y UTE.

1.3 INFORMACIÓN DE BASE DISPONIBLE

Se dispone de la siguiente información de base, obtenida a partir de la recopilación de información existente en distintos organismos y entidades más información general:

- Cartas topográficas del Servicio Geográfico Militar (SGM), escala 1:50.000, con curvas de nivel cada 10 m.
- Modelo Digital del Terreno de 90x90 m de la NASA (disponible en <http://earthexplorer.usgs.gov/>).
- Información geográfica disponible en el sistema de la Dirección General de Recursos Naturales Renovables (RENARE) del Ministerio de Ganadería Agricultura y Pesca (MGAP).
- Mapa de escurrimientos medios del Uruguay. Artículo “Monitoreo y Disponibilidad de Recursos Hídricos en Uruguay” de Genta, J.L. y Failache, N., Dirección Nacional de Aguas y Saneamiento (DINASA) del Ministerio de Vivienda, Ordenamiento Territorial y Medio Ambiente (MVOTMA).
- Informes sobre balances hídricos elaborados por la Dirección Nacional de Hidrografía (DNH), actualmente publicados por la Dirección Nacional de Aguas (DINAGUA).
- Información de la red eléctrica nacional de media tensión, suministrada por UTE.

Para la georreferenciación de la información se empleó el sistema de coordenadas de las cartas del SGM; Proyección: Gauss Kruger Uruguay, Datum: Yacaré.

En Uruguay se utilizan dos niveles de referencia para las cotas o alturas: el Cero Wharton, convencional, y el Cero Oficial, definido en 1948 mediante los niveles medios

del Río de la Plata en el puerto de Montevideo; el primero se encuentra a 0,91 m por debajo del Cero Oficial.

En el presente trabajo, todas las cotas serán referidas al Cero Oficial de la ROU.

2. DESCRIPCIÓN GENERAL

2.1 UBICACIÓN

La presa Corrales, ubicada sobre el arroyo homónimo, se encuentra en la cuenca de la Laguna Merín en el límite departamental entre Lavalleja y Treinta y Tres, Uruguay. Las coordenadas geográficas del centro de la presa son 33°26'13" S, 54°27'27" O. A la misma se accede desde la progresiva 260K de la Ruta Nacional Nº 8, virando en dirección Este y transitando 6,5 km por un camino vecinal. El punto mencionado de la Ruta Nº 8 se encuentra aproximadamente a 2,5 km de la localidad de José Pedro Varela y a 25 km de la ciudad de Treinta y Tres.

En la Figura 2-1a se presenta la ubicación del embalse sobre la carta E-21 "José Pedro Varela" del SGM, escala 1:50.000, y en la Figura 2-1b se muestra una imagen satelital de la zona.

2.1 ADMINISTRACIÓN

La propiedad y administración de la presa está a cargo de Corrales S.A., una sociedad fundada en 1984. Su principal destino es el riego de cultivos de arroz, teniendo una capacidad para atender una superficie de riego de hasta 3.500 há.

2.2 INFORMACIÓN PARTICULAR DISPONIBLE

Además de la información general disponible, en este caso se contó con información particular proporcionada por Casarone Agroindustrial S.A., la cual incluye:

- Curvas de variación del área inundada y del volumen del embalse en función de la cota (referida el Cero Oficial de la ROU).
- Estadístico de lluvias mensuales, cota y volumen del embalse desde el año 2001 hasta el presente, indicando el inicio y fin de cada temporada de riego y la superficie total regada en cada caso.
- Registros diarios de lluvia, cota y volumen del embalse, apertura de la compuerta y nivel en los canales de riego para las zafas 2012-13 y 2013-14.
- Detalle de la superficie total plantada y del gasto de agua por unidad de área para cada zafra de riego entre 1984/85 y 2011/12.
- Datos varios de mediciones de caudal a la salida de la represa (cota del embalse, nivel en la regla, apertura de la compuerta y caudal).
- Piezas gráficas: perfil longitudinal del dique, perfiles transversales, corte general de las obras de toma y detalle del pozo de comando y cámara de compuerta.
- Información verbal acerca de la operación del embalse.

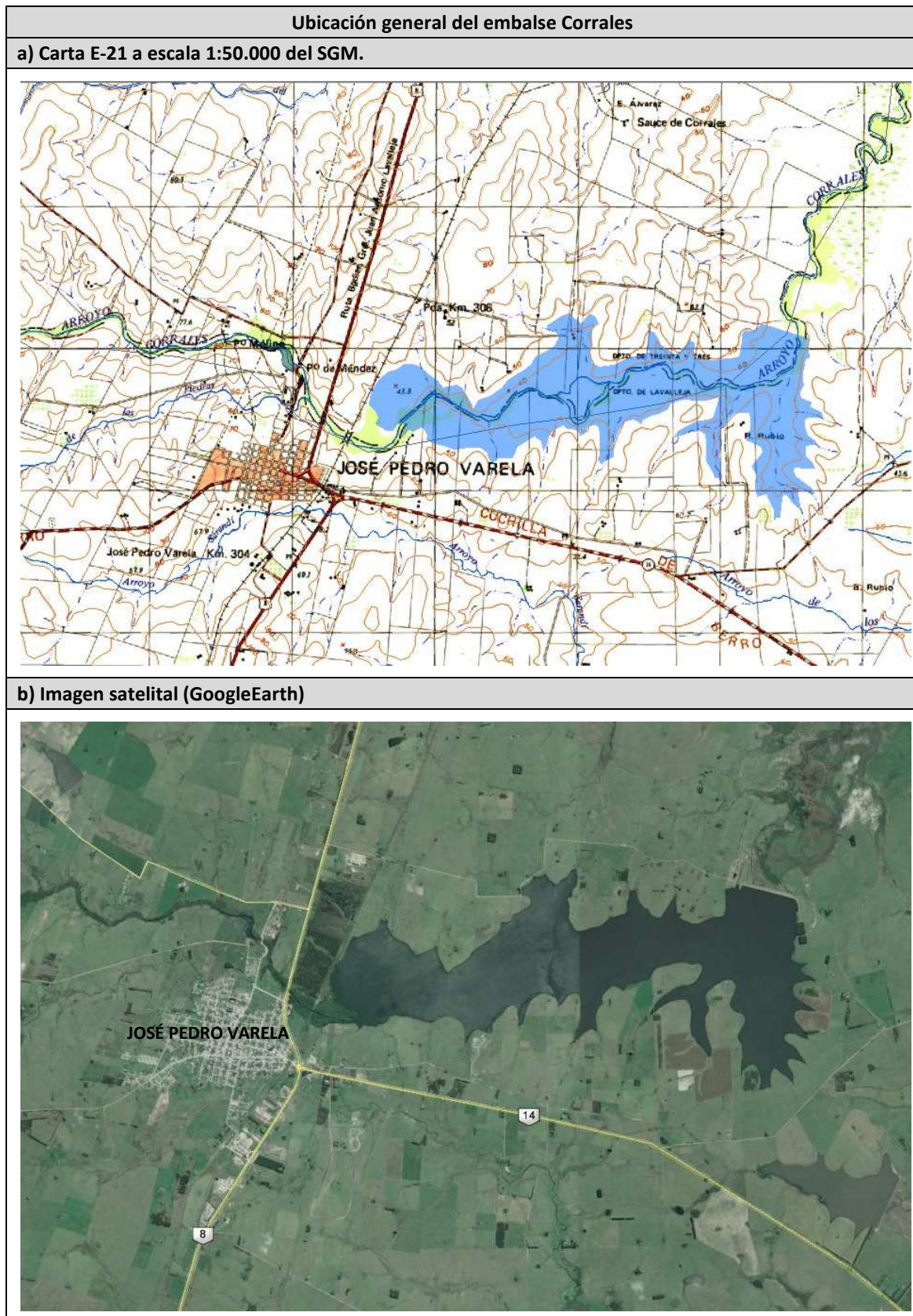


Figura 2-1: Ubicación del embalse Corrales, carta E-21 a escala 1:50.000 del SGM e imagen satelital.

2.3 CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES

La presa existente consiste en un dique de materiales sueltos, de sección heterogénea, con núcleo impermeable arcilloso y faldones de material de granulometría mayor.

La cota de coronamiento es de 48,4 m, con una altura máxima sobre el nivel de fundación de 17,0 m. El nivel máximo normal (NMN) se encuentra a cota 46,0 m (nivel de vertido), resultando una revancha o bordo libre de 2,4 m. El zampeado de la obra de toma está situado a cota 34,0 m (ver Figura 2-2).

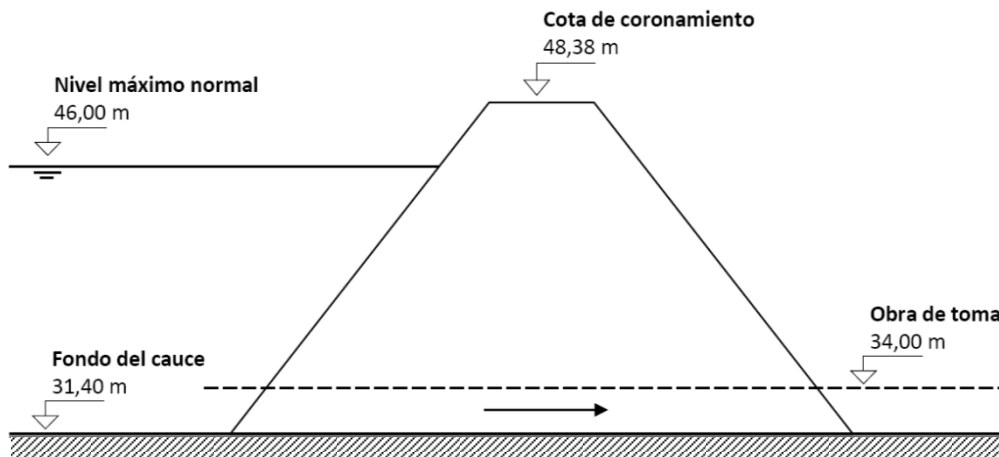


Figura 2-2: Perfil transversal esquemático de la presa (cotas referidas el Cero Oficial).

Para el lago a cota 46 m, se tiene un área inundada de 800 há y un volumen almacenado de 40,0 Hm³ (ver Figura 2-3).

De acuerdo a la clasificación de embalses establecida por la DNH-MTOP en función del área de la cuenca de aporte (A, há), la altura de la presa (H, m) y el volumen máximo embalsable (V, m³), la obra se clasifica como "*Represa Grande II*" ya que cuenta con una cuenca de aporte de **10.370 há**, una altura de terraplén de **17,0 m** y un volumen embalsado de **40,0 Hm³**.

Tabla 2-1: Clasificación de embalses según la DNH-MTOP

	A < 4	4 ≤ A < 40	40 ≤ A < 200	200 ≤ A < 500	500 ≤ A < 1000	1000 ≤ A < 5000	5000 ≤ A < 15000	A ≥ 15000
H < 3	V < 12.000 = Tajamar Chico							
	12.000 ≤ V < 120.000 = Tajamar Mediano							
	V ≥ 120.000 = Tajamar Grande							
3 ≤ H < 5	Tajamar Chico	Tajamar Mediano	Tajamar Grande	V < 120.000 = Tajamar Grande				
				120.000 ≤ V < 600.000 = Represa Chica				
				V ≥ 600.000 = Represa Mediana				
5 ≤ H < 15	V < 120.000 = Tajamar Grande			Represa Chica	Represa Mediana	Represa Grande I	Represa Grande II	
H ≥ 15	V ≥ 120.000 = Represa Chica						Represa Grande II	Represa Grandelll

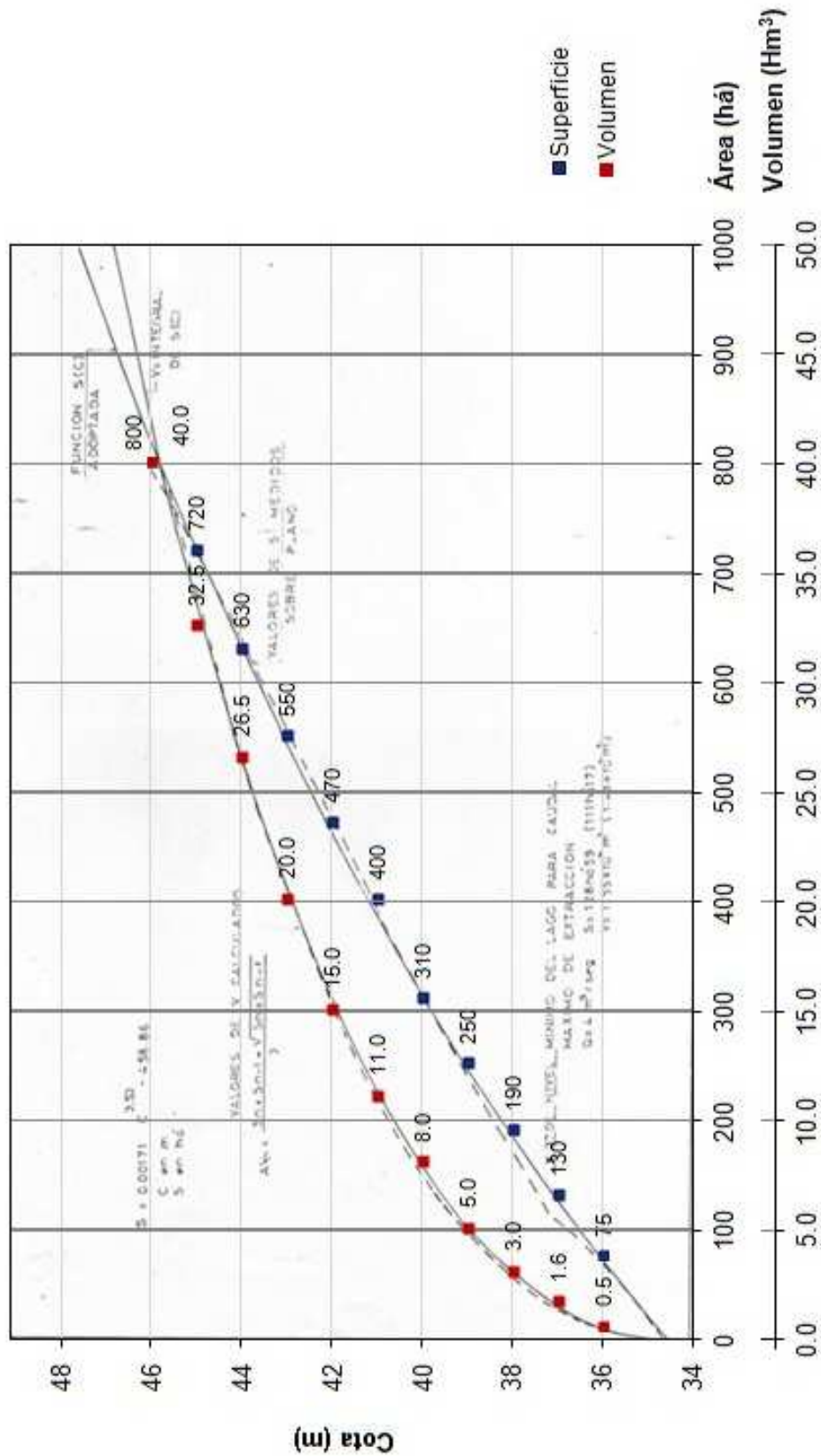


Figura 2-3: Curvas de variación del área inundada y del volumen del embalse en función de la cota.

3. INFRAESTRUCTURA EXISTENTE

3.1 DIQUE

El dique, de materiales sueltos, tiene una longitud aproximada de 1.200 m y un ancho medio de coronamiento de 7,80 m.

Según los planos de proyecto, la sección tipo consiste en un núcleo central de material arcilloso (suelos CL, SC o GC) y faldones exteriores de material de granulometría mayor (suelos SP o SW y GP o GW), de taludes de pendiente 1V:2H desde el coronamiento hasta la cota 41,20 m, 1V:4H hasta la cota 36,0 m y 1V:2H hasta el terreno natural, tanto aguas arriba como aguas abajo.

La presa cuenta además con un dentellón del mismo material arcilloso que el núcleo central (para minimizar la infiltración por debajo de la presa), y una zanja de drenaje al pie del talud de aguas abajo (ver Figura 3-1).

El talud de aguas arriba posee una protección de enrocado contra la acción destructiva de las olas, mientras que el talud de aguas abajo tiene un recubrimiento de tierra vegetal y pasto para protegerlo de la erosión por el viento y el escurrimiento pluvial.

En general el estado del dique es satisfactorio.

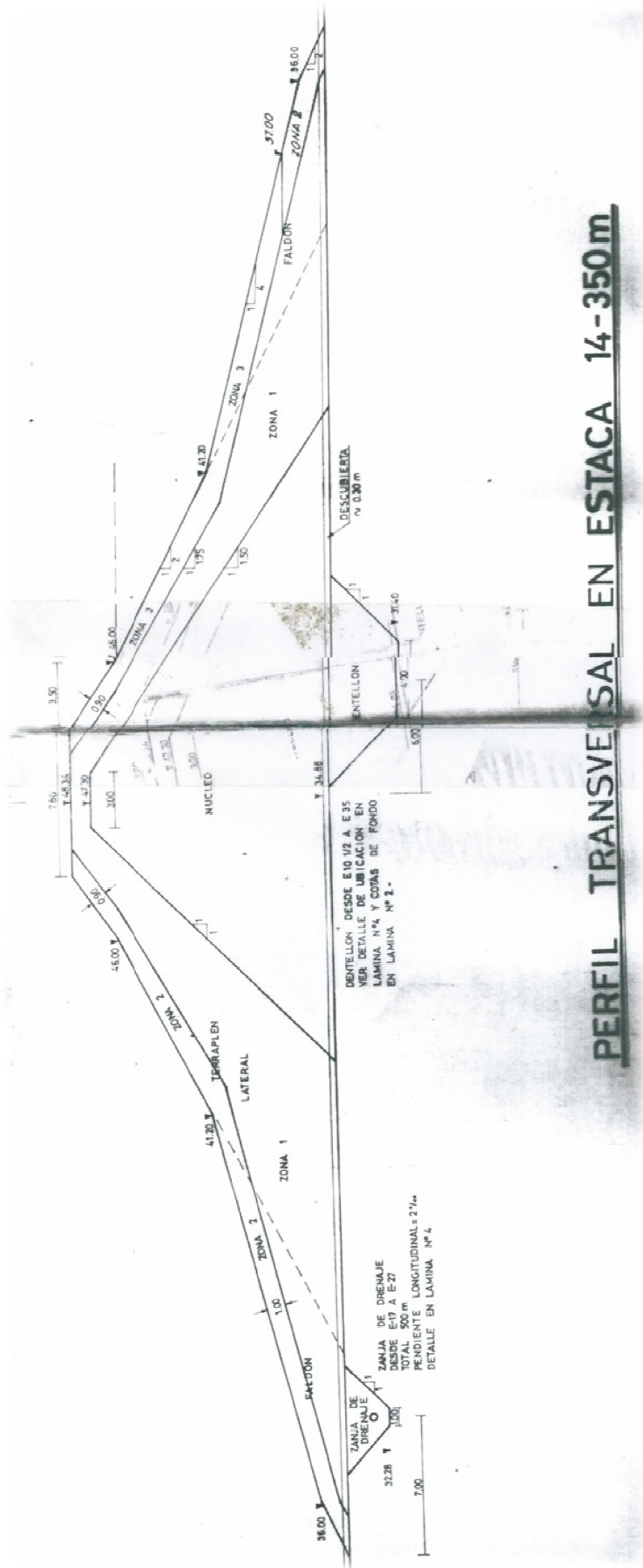


Figura 3-1: Perfil transversal de la presa (Plano de proyecto).

3.2 VERTEDERO

La evacuación de excedentes se realiza a través de dos vertederos tipo canal, según se indica en la Figura 3-2:

- Vertedero de máximas: canal a cota 46,20 m, de 175 m de ancho, sobre la margen derecha, que descarga hacia la 10ª Sección Judicial de Lavalleja.
- Aliviadero de mínimas: canal a cota 46,00 m, de 45 m de ancho, sobre la margen izquierda, que descarga hacia la 7ª Sección Judicial de Treinta y Tres.

Ambos vertederos conducen los excedentes hacia el cauce original, aguas abajo de la presa.



Figura 3-2: Vertederos tipo canal.

3.3 OBRA DE TOMA

La obra de toma se materializa por un ducto de hormigón de sección cuadrada de 1,50 m de lado, que atraviesa el cuerpo de la presa, con una longitud total de 90 m. El zampeado de la misma está situado a cota 34,0 m.

Para regular la salida del agua embalsada hacia aguas abajo de la presa, existe una compuerta de fondo con comando sobre columna. La operación de la misma se realiza desde una torre de toma ubicada aguas arriba, a la cual se accede desde el coronamiento (Figura 3-3). A su vez, para ser usada en caso de emergencia, existe otra compuerta localizada aguas arriba de la anterior (Figura 3-4).

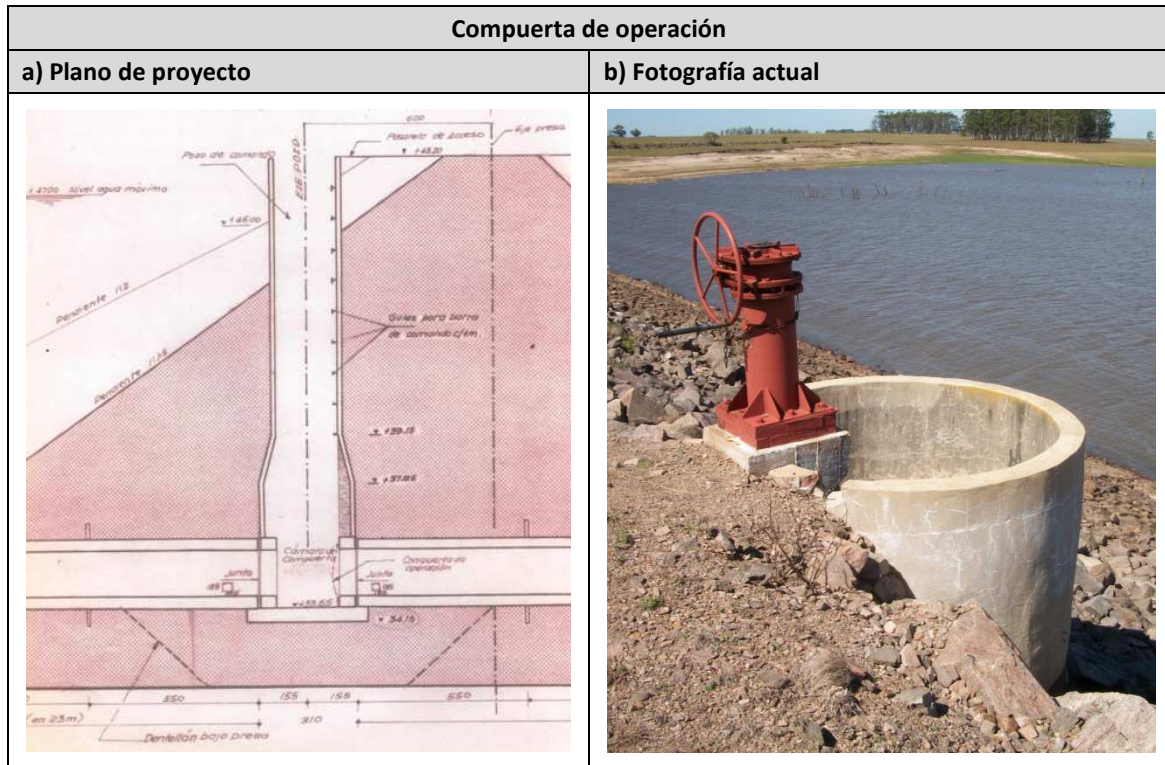


Figura 3-3: Pozo de comando de la compuerta de operación.

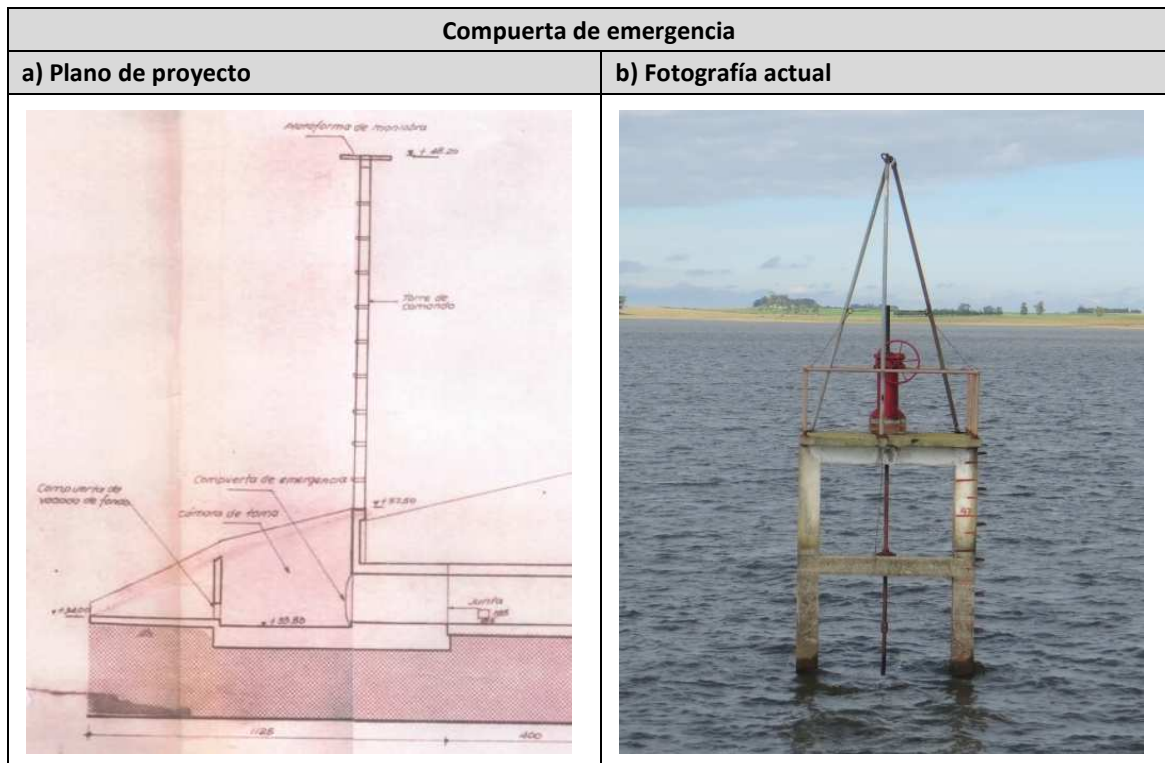


Figura 3-4: Compuerta de emergencia.

El ducto está apoyado sobre un dentellón transversal de aproximadamente 3 m de espesor (hasta la cota 31 m), de igual material que el núcleo. Además cuenta con collarines a lo largo de la conducción, separados 5 m entre sí, para evitar que se generen vías preferenciales de infiltración.

En la descarga la obra de toma cuenta con una cámara disipadora de hormigón (Figura 3-5), que absorbe la energía del agua antes del ingreso a los canales de distribución.

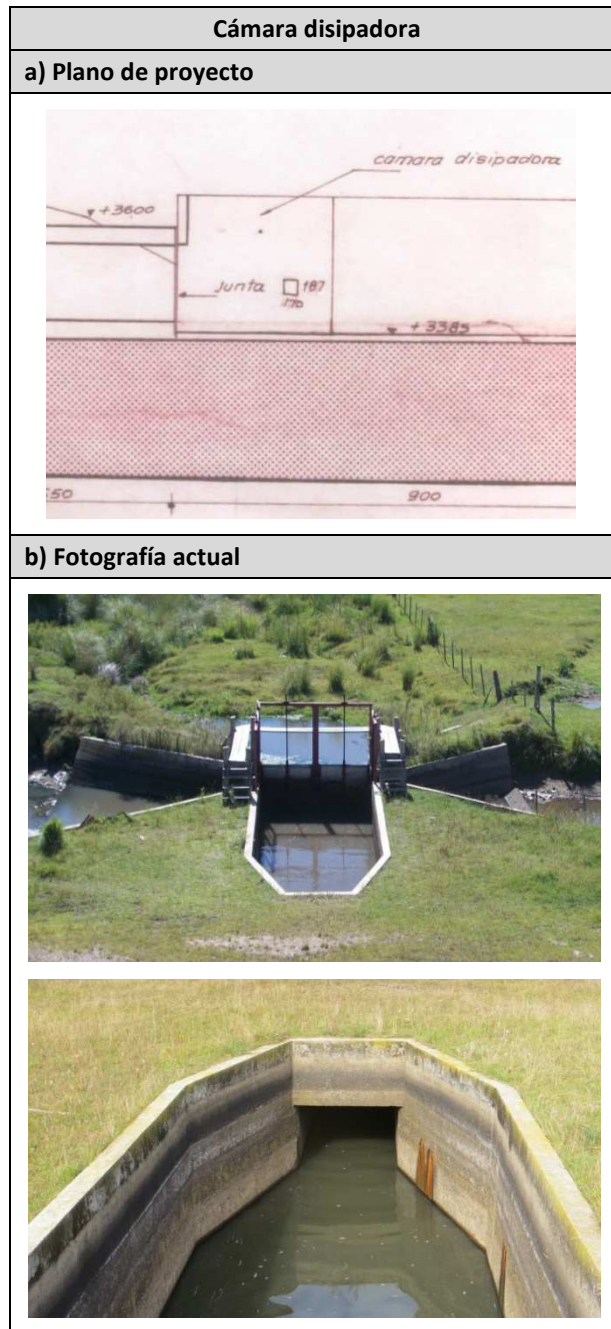


Figura 3-5: Descarga obra de toma y cámara disipadora.

3.4 CANALES DE RIEGO

Luego de la cámara disipadora, la conducción se divide en dos canales de riego por gravedad, uno hacia la 10ª Sección Judicial de Lavalleja (que recibe el 5% del caudal) y otro hacia la 7ª Sección Judicial de Treinta y Tres (que recibe el 95% restante), tal como se puede apreciar en la Figura 3-6.

El sistema de canales de riego existente tiene una capacidad máxima de conducción de $6,0 \text{ m}^3/\text{s}$.

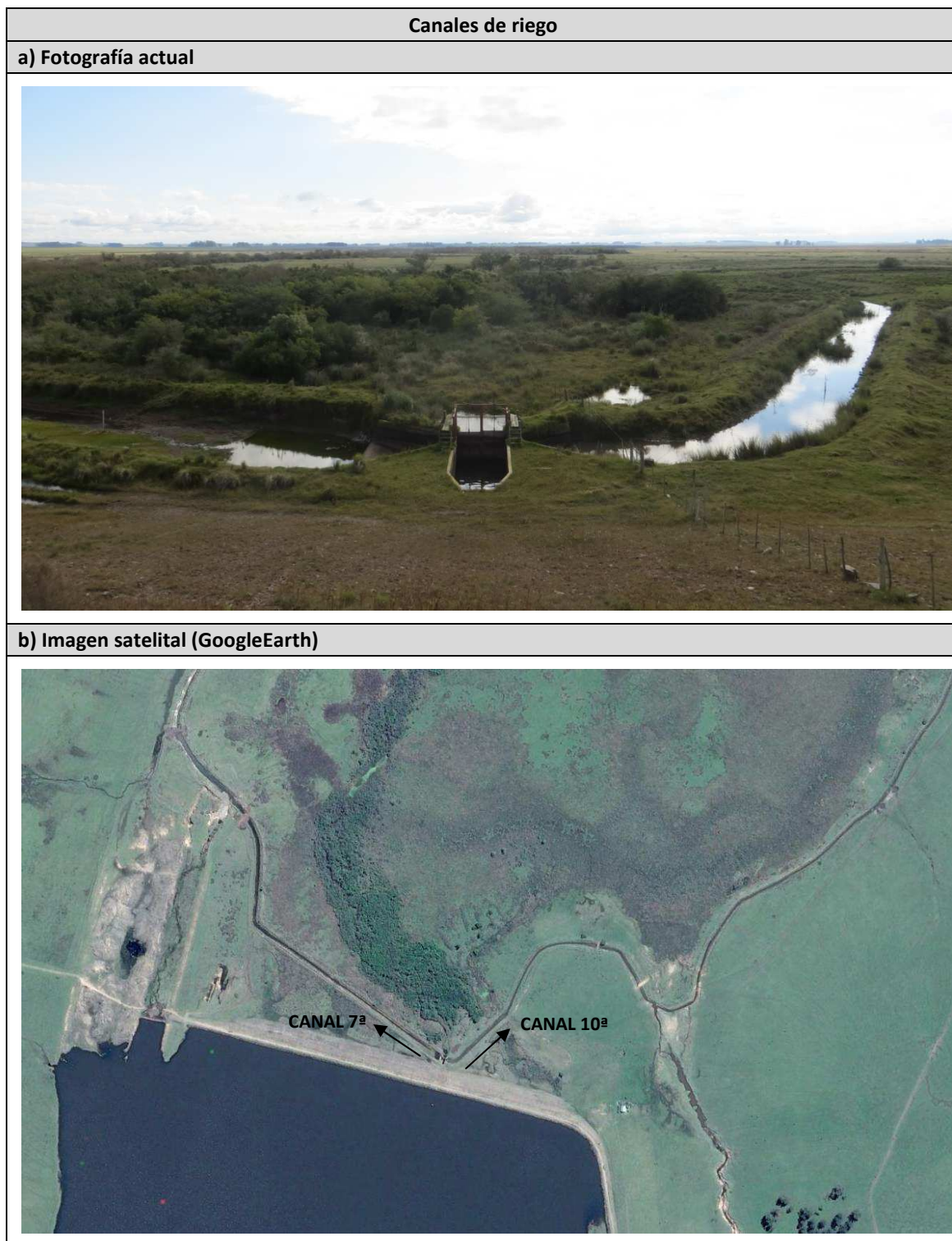


Figura 3-6: Descarga de la obra de toma y canales de riego.

4. HIDROLOGÍA

A partir de la información disponible se pudo revisar y ajustar algunos de los datos e hipótesis considerados para el cálculo de la disponibilidad energética media en el estudio de pre-factibilidad presentado en noviembre de 2013.

4.1 OPERACIÓN DEL EMBALSE

En lo que respecta al funcionamiento del embalse, a lo largo del año se distinguen dos períodos con protocolos de operación muy diferentes:

- **Temporada de llenado:** durante los meses de marzo a octubre, cuando el nivel de agua en el embalse supera la cota 46,0 m el excedente comienza a descargar por los vertederos tipo canal. En función del volumen de agua almacenado a fines de octubre, se define el área a regar en la próxima zafra.
- **Temporada de riego:** en general abarca el período comprendido entre noviembre y febrero del año siguiente, con un pico en la demanda entre principios de diciembre y fines de enero. Dependiendo del año, en algunos casos este período se extiende hasta el mes de marzo.

En la Figura 4-1 se presenta el ciclo medio anual del volumen de agua en el embalse para el período 2001-2014. Como era de esperar, debido al manejo actual del agua, se observa que el embalse tiende a alcanzar su máximo llenado al inicio de la temporada de riego, mientras que el período de menor volumen se produce luego del pico de la demanda.

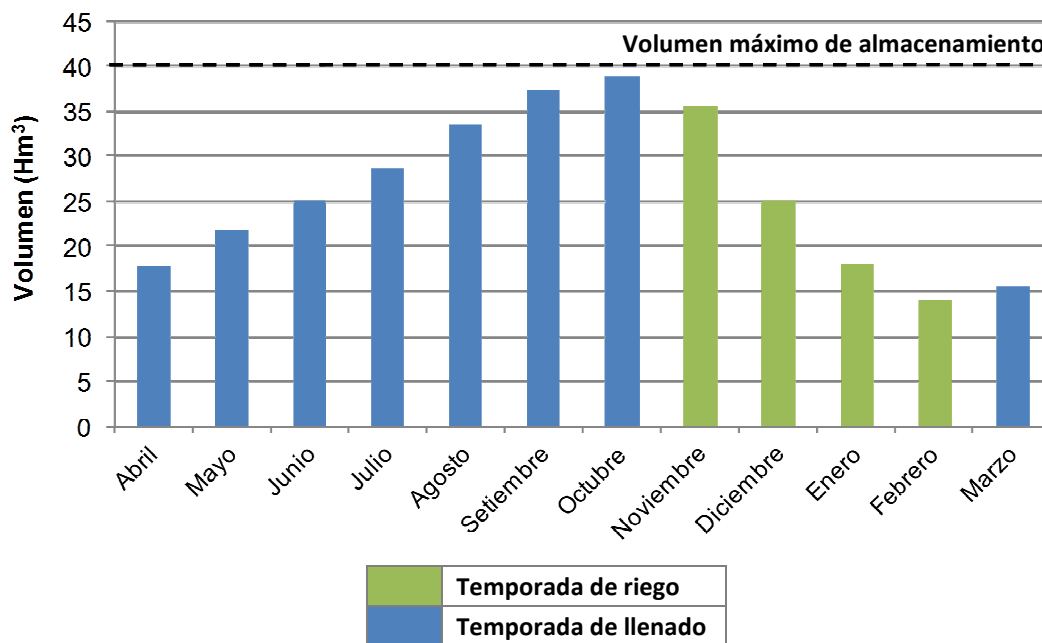


Figura 4-1: Ciclo medio anual del volumen de agua en el embalse para el período 2001-2014.

A continuación se presenta la evolución de la altura de agua en el embalse, referida a la cota de zameado de la toma, durante las zafras de riego comprendidas en el

período 2001-2014. En trazo grueso y continuo se muestra la evolución media y en trazo discontinuo se indican las zafras con mayor y menor nivel de agua en dicho período. Nuevamente se observa que al inicio de la temporada de riego el nivel de agua en el embalse está próximo a la altura máxima (12,0 m), comenzando a descender hasta alcanzar un mínimo de 7,0 m entre febrero y marzo.

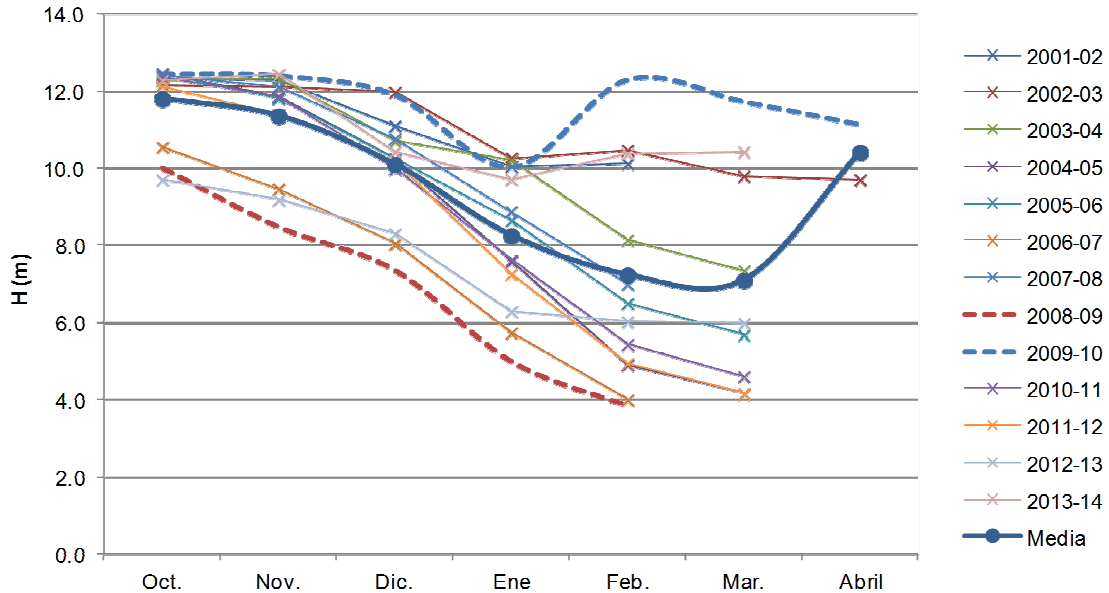


Figura 4-2: Evolución de la altura de agua en el embalse, referida a la cota de zampeado de la toma, durante las zafras de riego comprendidas en el período 2001-2014.

A partir de los registros de caudal, cota del lago y apertura de la compuerta se ajustó la ley de descarga de la toma: $Q = A \cdot C_d \sqrt{2gH}$ donde A es la sección de pasaje en la compuerta, C_d es el coeficiente de descarga y H es la altura de agua referida al zampeado de la toma.

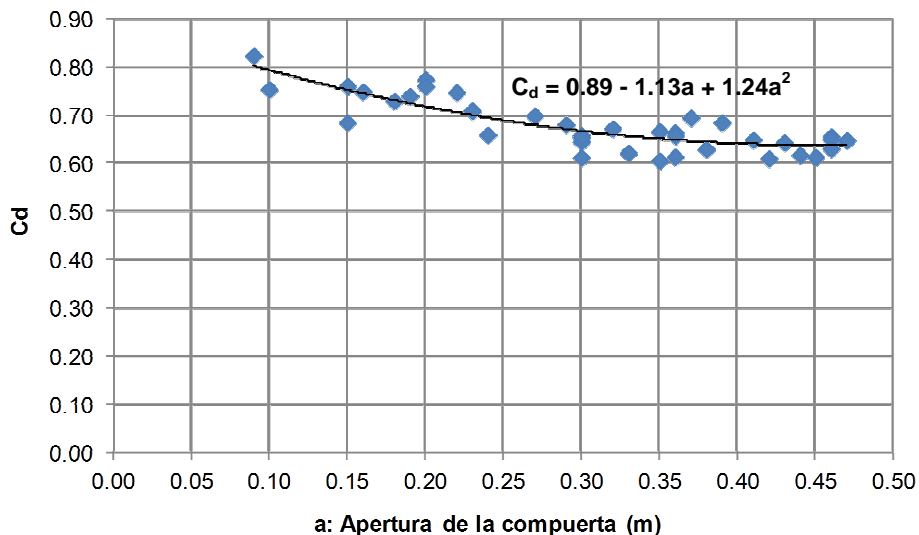


Figura 4-3: Coeficiente de descarga (C_d) en función de la apertura de la compuerta (a).

Luego, en base a datos diarios de cota del lago y apertura de la compuerta se estimó el caudal de riego para la zafra 2013-14 mediante la ley de descarga ajustada

anteriormente. En la Figura 4-4 se presenta el ciclo de riego resultante (en azul) y uno simplificado (en negro) de forma tal que el área debajo de ambas curvas sea la misma, es decir que ambos ciclos tengan el mismo volumen total.

Para esta zafra, en la que el embalse se encontraba lleno inicialmente, la superficie total regada fue de 3411 há y el caudal máximo estimado para los meses de mayor demanda es de 5,50 m³/s.

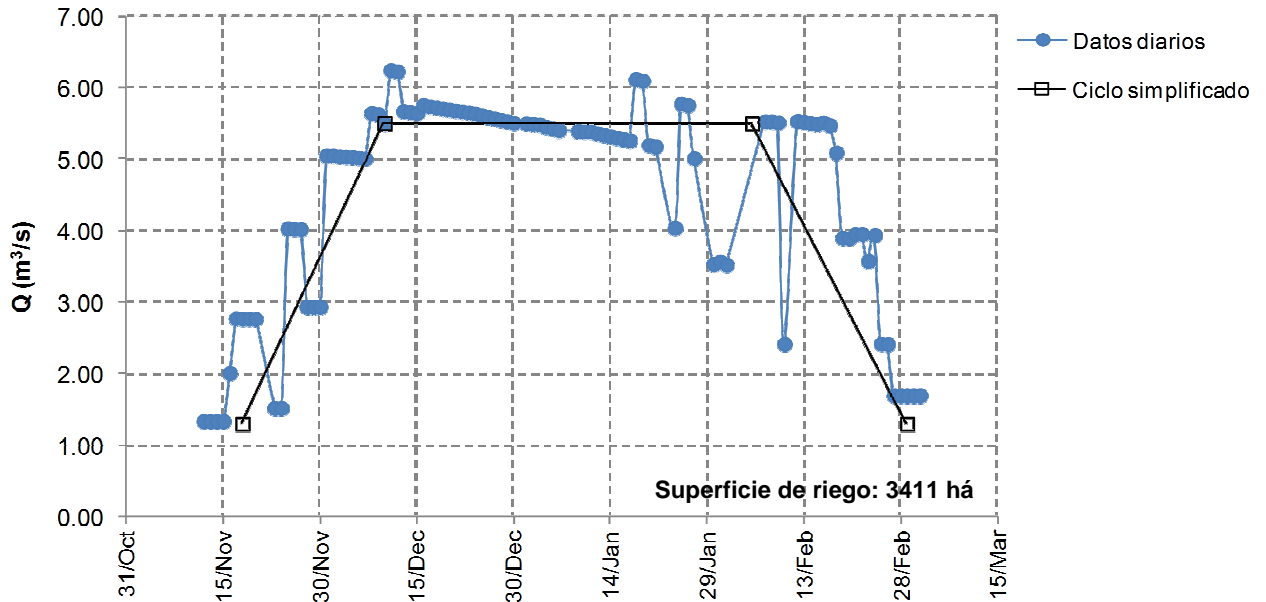


Figura 4-4: Ciclo de riego para la zafra 2013-14.

Según lo conversado con el personal de Casarone Agroindustrial S.A., a cargo de la operación del embalse, el ciclo de riego presenta siempre el mismo comportamiento, variando el caudal pico en función del área a regar y de la disponibilidad de agua. Lo cual se verifica en la siguiente figura, donde se comparan los ciclos de riego para las zafras 2012-13 y 2013-14 (en las que se dispone de registros diarios), con una superficie total regada de 2115 y 3411 há respectivamente.

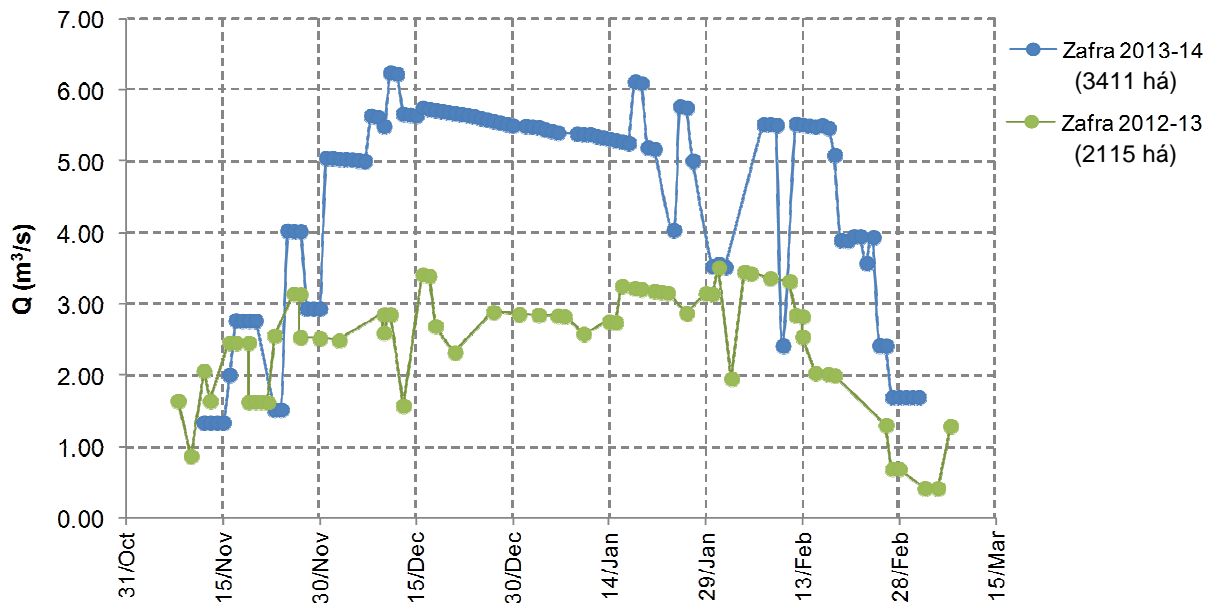


Figura 4-5: Ciclo de riego para las zafras 2012-13 y 2013-14.

En este sentido, a continuación se muestra la superficie total regada por zafra entre los años 2002 y 2014 con agua sólo de la presa Corrales. Se observa que en general el área atendida está entre 3000 y 3500 há.

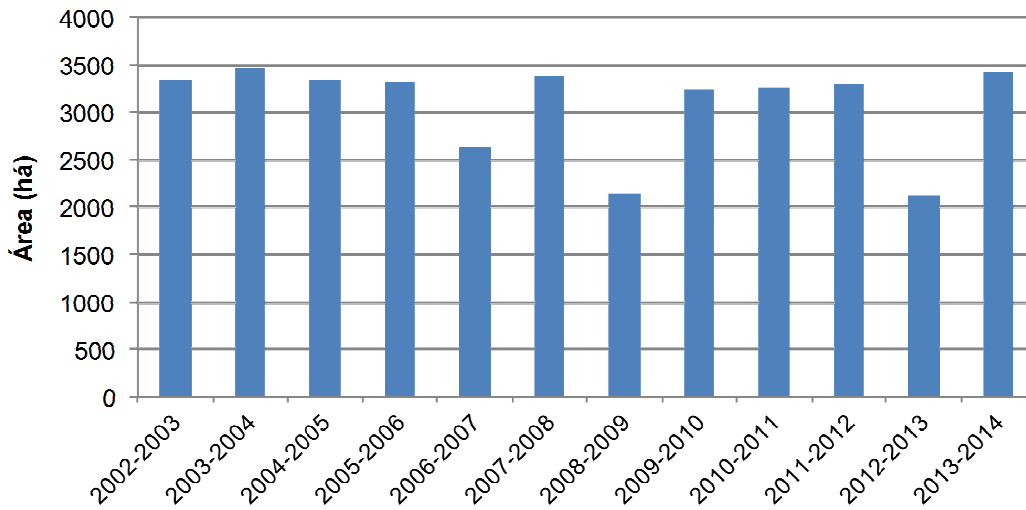


Figura 4-6: Superficie total regada por zafra entre los años 2002 y 2014.

Luego, a partir de la figura anterior y de la relación Superficie/ $Q_{m\acute{a}x}$ hallada para la zafra 2013-14, se estimó el caudal máximo de riego para los meses de mayor demanda para las restantes zafras (en las que no se dispone de registros diarios). En la Figura 4-7 se presentan los resultados obtenidos.

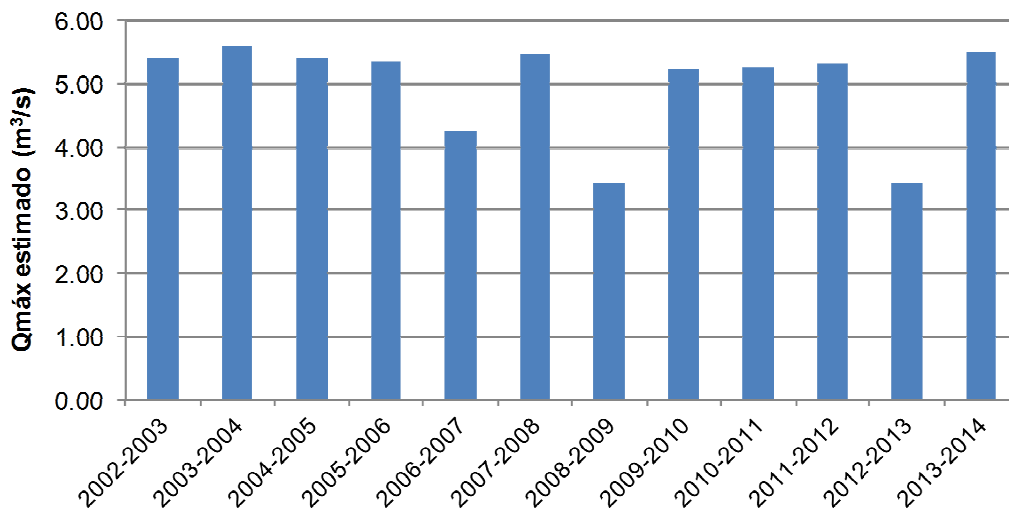


Figura 4-7: Caudal máximo de riego estimado para los meses de mayor demanda.

4.2 CAUDAL DE PROYECTO

Teniendo en cuenta que el presente proyecto consiste en un emprendimiento multipropósito con uso prioritario de riego y subsidiario de generación, el caudal de operación de la turbina se define como el máximo caudal de riego.

Por lo tanto, en función de lo presentado anteriormente, se adopta **5,50 m³/s** como caudal de proyecto.

4.3 FACTOR DE CAPACIDAD

El factor de capacidad en general se define como la relación entre la energía eléctrica media generada en función de la energía máxima generable, dependiendo de la capacidad instalada, y se relaciona con el tiempo de funcionamiento del generador.

En el caso de la temporada de llenado, en que el equipo electromecánico trabaja en su punto de funcionamiento con caudal de diseño y cota de vertido, el factor de capacidad es efectivamente el tiempo de turbinado y se estimó partir de los registros históricos de volumen mensual de agua en el embalse desde el año 2001 hasta el presente.

En el caso de la temporada de riego, existen diversos factores que inciden en que la energía media generada esté por debajo del potencial dado por la capacidad instalada: variaciones del caudal de funcionamiento por debajo del de diseño durante la zafra de riego, disminución del salto disponible al avanzar la temporada de riego, y que no todos los años se inician con el embalse lleno y por tanto el área a regar y el caudal de funcionamiento máximo es menor al de diseño en dichas temporadas. Se incluye en la definición de factor de capacidad aquí empleada solamente el tercero de los factores mencionados (volumen de agua disponible al inicio del riego), que también se calculó partir de los registros históricos de volumen mensual de agua en el embalse desde el año 2001 hasta el presente. Los otros dos factores son modelados expresamente.

El factor de capacidad medio global para todo el año, que incluye todos los aspectos anteriormente mencionados para ambas temporadas, es presentado en el capítulo 6.

4.3.1 TEMPORADA DE LLENADO

En el período de llenado sólo se turбина en condiciones de vertido. Por lo tanto, el factor de capacidad se calculó como el cociente entre los meses en que el embalse estuvo lleno y el número total de meses, considerando solamente los meses de marzo a octubre y aproximando el tiempo de turbinado al 50% del mes (es decir que se turbinaría durante 15 días por cada mes en que se produce vertido)¹.

$$FC (Llenado) = \frac{0,50 \times N^{\circ} \text{ de Meses Emb. Lleno}}{N^{\circ} \text{ de Meses Total}}$$

De esta forma se obtuvo un factor de capacidad para la temporada de llenado de 0,12.

Tabla 4-1: Factor de capacidad para la temporada de llenado

Nº de Meses Emb.Lleno	Nº de Meses Total	FC Llenado
24	104	0,12

¹ Debido a que los datos disponibles son de paso mensual, se debió aproximar el tiempo de turbinado en dichas situaciones al 50% del mes.

4.3.2 TEMPORADA DE RIEGO

Durante la temporada de riego el tiempo de turbinado es el tiempo de riego, el cual se asume continuo siguiendo la distribución presentada en la Figura 4-4 que surge de la programación del riego de un conjunto de chacras con distintos tiempos de sembrado, tal cual fue expresado por los operadores del embalse.

Por lo tanto, el factor de capacidad (que, como se dijo, solamente toma en cuenta el factor asociado a la fiabilidad del agua en el embalse al inicio de la temporada) se calculó como el cociente entre el volumen inicial promedio y el volumen máximo del embalse:

$$FC (Riego) = \frac{Vol. Inicial Emb. Promedio}{Vol. Máx. Emb}$$

donde:

Vol. Inicial Emb. Promedio: promedio del volumen del embalse al inicio de cada zafra de riego.

Vol. Máx. Emb: volumen máximo del embalse.

Los resultados obtenidos (para 13 zafras en total: 2001-02 a 2013-14) se presentan a continuación.

Tabla 4-2: Factor de capacidad para la temporada de riego

Vol. Inicial Promedio (Hm ³)	Vol. Máx. Emb (Hm ³)	FC Riego
36,9	40,0	0,92

Las consideraciones sobre variaciones en el caudal y altura de funcionamiento en la energía generada durante la temporada de riego se hacen más adelante.

5. POTENCIA A INSTALAR

Salto neto

Debido a la naturaleza multipropósito del proyecto, la altura de funcionamiento está dada por la operación del embalse con fines de riego. Durante la temporada de riego, la cota del lago surge del balance al embalse. En el período de llenado sólo se turбина en condiciones de vertido y por tanto a cota máxima.

El NMN (nivel de vertido) del embalse se encuentra a cota 46,0 m y el zampeado de la obra de toma está situado a cota 34,0 m, por lo que, asumiendo -a partir de la observación en campo- un tirante aguas abajo de 1,70 m, resulta un salto bruto máximo disponible de 10,30 m.

El salto neto surge de restar al salto bruto las pérdidas de carga por fricción en el conducto de presión (pérdidas distribuidas) y las originadas por las compuertas, rejillas, válvulas, etc. (pérdidas localizadas). Considerando el máximo caudal de riego de 5,5 m³/s, una longitud del ducto (de hormigón rugoso) de 75 m y asumiendo un coeficiente global de pérdidas de carga localizadas de 0,5 (en condiciones de 100% de apertura de la compuerta), resulta una pérdida de carga de 0,6 m (6% del salto bruto máximo).

Por lo tanto, el salto neto máximo disponible resulta igual a **9,7 m**.

En la Figura 5-1 se presenta el ciclo medio anual del salto neto disponible, adoptando la altura media de agua en el embalse para los meses de riego (considerando solamente los años en que se llenó el embalse) y la altura a cota de vertido para los meses restantes, y restándole el tirante aguas abajo de la presa (estimado en 1,7 m) y la pérdida de carga calculada anteriormente.

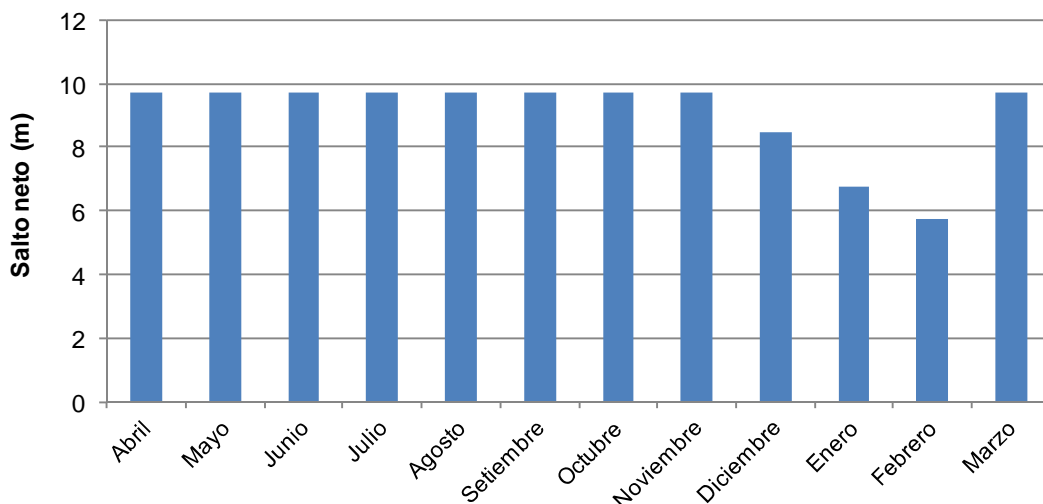


Figura 5-1: Ciclo medio anual del salto neto disponible.

Caudal de proyecto

Como se mencionó anteriormente, el caudal de operación de la turbina se define como el máximo caudal de riego, que en este caso es de **5,50 m³/s**.

Por lo tanto, se opta por instalar una turbina de las siguientes características nominales:

Tabla 5-1: Punto de funcionamiento de la turbina

Caudal (m ³ /s)	Salto neto (m)
5,50	9,7

Potencia nominal

Asumiendo un rendimiento típico de 0,85, la potencia nominal de la turbina será de **446 kW**.

6. ENERGÍA MEDIA ANUAL GENERABLE

Se realizó una estimación de la energía media generable en el embalse para cada temporada (riego y llenado).

En el caso de la temporada de llenado, la misma se determinó a partir de la potencia nominal instalada (446 kW) y del factor de capacidad para dicha temporada (0,12), resultando un valor de 296 MWh.

En el caso de la temporada de riego, para su cálculo se consideró la evolución media del salto neto disponible según la Figura 5-1 y un caudal de funcionamiento siguiendo la distribución presentada en la Figura 4-4. Ambos ciclos medios están calculados para una zafra de riego que inicia con el embalse lleno, por lo que se introduce el factor de capacidad de la temporada de riego (0,92), de manera de contemplar la fiabilidad del agua en el embalse al inicio de la misma. De esta manera, asumiendo un rendimiento de 0,85, resulta una energía media generable en la temporada de riego de 635 MWh.

Para calcular la energía media anual generable se sumaron las energías a generar en cada temporada, obteniendo un total de **931 MWh** al año.

Finalmente, a partir de la potencia nominal total instalada y de la energía media anual generable, se calculó el factor de capacidad medio global para todo el año (0,24).

A continuación se presentan los resultados obtenidos.

Tabla 6-1: Estimación de la energía media anual generable

Temporada de Riego	
Energía Máx. (MWh)	689
FC Riego	0,92
Energía Media (MWh)	635

Temporada de Llenado	
Energía Máx. (MWh)	2566
FC Llenado	0,12
Energía Media (MWh)	296

Energía Media Anual (MWh)	931
----------------------------------	------------

FC Medio Global	0,24
------------------------	-------------

7. SELECCIÓN DE LA TURBINA

La elección del tipo de turbina se basa en el valor de la velocidad específica referida a la potencia entregada por el rotor, definida según la siguiente expresión (en condiciones de máximo rendimiento):

$$\Omega_p = \frac{N(\text{rad/s}) \cdot P(W)^{1/2}}{\rho \left(\frac{\text{kg}}{\text{m}^3}\right)^{1/2} (g(\text{m/s}^2) \cdot H(\text{m}))^{5/4}}$$

Suponiendo una velocidad de giro de 450 rpm y un rendimiento de 0,85, resulta una velocidad específica de $\Omega_p = 3,4$, por lo que la turbina a instalar debería ser de tipo axial.

Tabla 7-1: Velocidad específica referida a la potencia entregada por el rotor

N (rpm)	450
Pot (kW)	446
Salto neto (m)	9,7
Ω_p	3,4

La turbina girará a la velocidad de rotación que el fabricante seleccione, que según información disponible será de entre 360 y 600 rpm. Habrá un multiplicador de velocidad de engranajes, que llevará la velocidad de rotación a la requerida por el generador.

Se dispone de una cotización de un proveedor (ver Anexo), según la cual la turbina tendrá un diámetro de rotor de 1,0 m, que es coherente con las dimensiones típicas para esas potencias y velocidad específica.

Selección alternativa

El mismo proveedor dispone de un diseño de turbina (“Hydromatrix”²), diseñada para ser instalada aguas arriba, a la entrada al conducto de toma. El uso de este tipo de turbina tendría, en una primera aproximación, las siguientes ventajas, entre otras:

- No requiere sala de máquinas, no queda visible.
- No requiere regulación, en la medida en que los caudales sean sensiblemente constantes.
- Es una unidad compacta, ensamblada en fábrica y pronta para ser montada.
- La tubería de toma queda trabajando sin presión como sucede en la actualidad.

Como inconveniente tiene que requiere reforzar la estructura de toma para su montaje y desmontaje.

² Marca registrada de la firma Andritz, Austria.

El fabricante no disponibiliza esta tecnología para su uso individual; promueve su utilización en baterías de seis o más, lo que no corresponde a las condiciones del presente proyecto por este motivo no se seleccionó este modelo (ver Anexo).

Se muestra en la Figura 7-1 un diagrama de selección de tales turbinas, donde se ve claramente que una turbina de ese tipo sería suficiente para la combinación caudal/salto del presente proyecto.

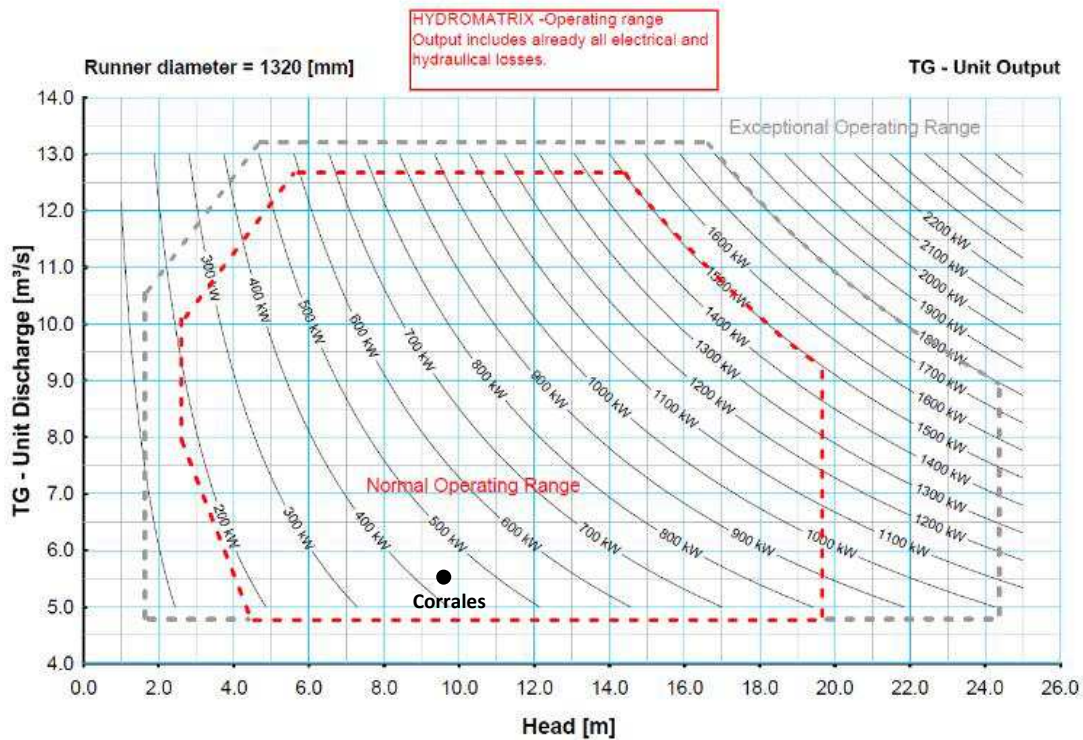


Figura 7-1: Diagrama de selección de turbina Hydromatriz®.

8. INSTALACIONES HIDROMECAÑICAS Y OBRA CIVIL NECESARIA

Rejas

Se colocará una reja en la boca de la toma de agua, para evitar el ingreso de sólidos de tamaño tal que puedan averiar la turbina.

La reja será de barras paralelas (planchuelas) verticales con algunas transversales para lograr rigidez. El espaciado entre barras paralelas de la reja no deberá ser mayor a la menor distancia entre álabes consecutivos de la turbina, ni mucho menor que ésta. A título tentativo, se estima una separación de 50 mm a 70 mm como adecuada.

Estando razonablemente limpia, la pérdida de carga que introducirá será insignificante. La reja deberá poder resistir la carga debida a su total obstrucción.

Válvulas y compuertas

Se instalará una compuerta en la entrada a la turbina. La función principal de la misma es la de permitir aislar la turbina en caso de tener que desmontarla o efectuar tareas de mantenimiento en ella.

Deberá soportar 1,5 veces la presión total máxima y poder cerrar incluso cuando fluye el caudal máximo.

Sin perjuicio de esa compuerta, se mantendrá la existente en la cabecera de la tubería forzada, próxima a la toma de agua, para permitir el acceso al conducto de presión.

Sala de turbina y tubería de aspiración

En la descarga del ducto de sección cuadrada de 1,50 m de lado se colocará una pieza de chapa de adaptación de dicha sección a la sección circular de entrada a la turbina que se suministre. Un ejemplo de turbina adecuada se muestra en la Figura 8-1.

Requerirá reconstruir (más profunda) la losa en la descarga y prever una cámara inferior estanca donde se alojará la turbina con su sistema de regulación del distribuidor y el codo previo al difusor de descarga (ver esquema en la Figura 8-2). Esto implica la excavación de aproximadamente 3,5 m por debajo obra de toma.

Dicha cámara tendrá un cerramiento superior que alojará el alternador, los tableros de mando y control y adicionales (stock de artículos de mantenimiento, SS.HH, etc.). Se estima suficiente un recinto de 35 m², para lo cual hay espacio suficiente (ver Figura 3-5).

Una vez resuelta la realización del emprendimiento, se podrán buscar alternativas (por ejemplo, de tipo S de eje horizontal, o de eje inclinado) que requieran menor profundización. En todos los casos será preferible el modelo que tenga el alternador y los sistemas de control a mayor altura.

La tubería de aspiración de la turbina será suministrada (y ensayada) junto con ésta. A su salida, habrá una losa de hormigón que conducirá el agua hasta el canal de riego. La descarga en éste será a una distancia aguas abajo de la presa de tierra que no comprometa la estabilidad e integridad de ésta.

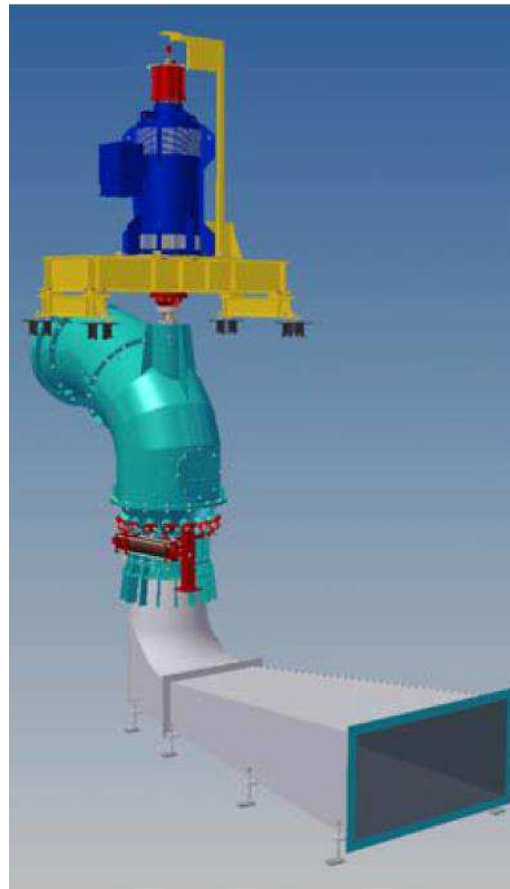


Figura 8-1: Turbina axial de eje vertical³.

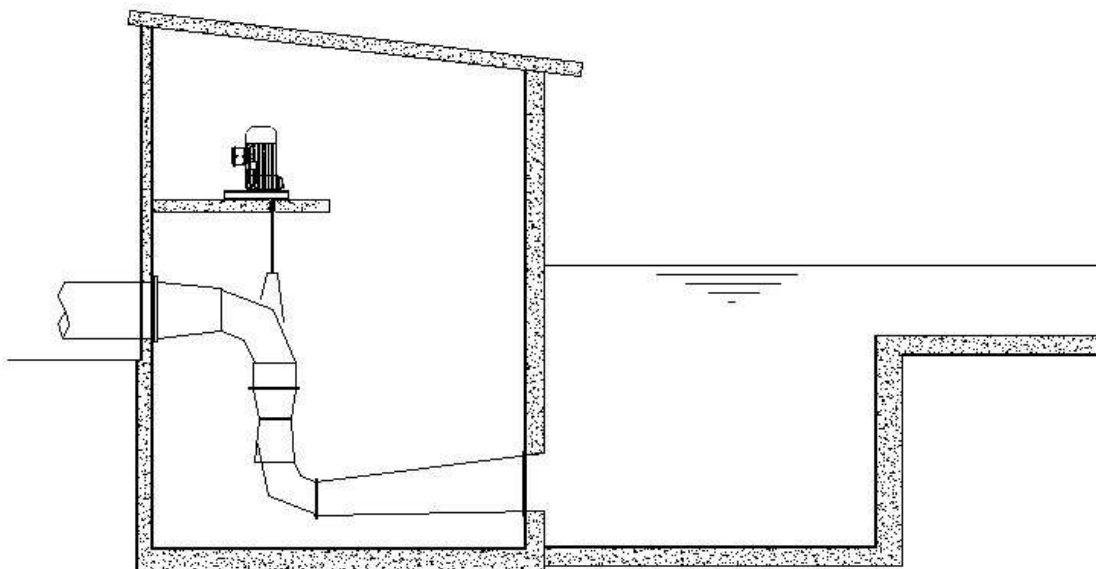


Figura 8-2: Cámara de turbina.

³ Andritz, Austria, modelo ADVG.

Sistemas de izaje

Las obras civiles preverán la manera de izar y retirar los equipos de la central.

El equipo más pesado será el generador, para cuyo peso se diseñarán los equipos de izaje. Los pesos exactos se conocerán una vez se haya concretado la compra de los equipos de generación. No obstante, a continuación se realizan algunas estimaciones preliminares en base a datos genéricos:

- Turbina (parte metálica), incluyendo rotor, carcasa, sistema de regulación y eje: 3 T.
- Generador, con su base: 4,5 T.

La sala de máquinas preverá columnas y en éstas apoyo para un polipasto o aparejo capaz de elevar 6 T. El aparejo se podrá movilizar hasta encima de todos los puntos de izaje necesarios y se extenderá hasta donde puedan ingresar equipos de movimiento de las cargas pesadas (camiones, chatas, autolevadores).

Filtraciones y drenes

Se preverá también conducción por gravedad de drenes de sustancias no admisibles en el curso o canales, o de eventuales filtraciones que ocurran en la sala de máquinas, al terreno aguas abajo, donde se canalizará hacia un sitio de disposición final. Esta canalización deberá poder ser desviada a una fosa impermeabilizada si se detectara el derrame de hidrocarburos o efluentes no admitidos por el terreno circundante o por el sistema de riego.

Protección contra incendios

Se deberá disponer en la sala de máquinas de equipos de protección contra incendios; mínimamente, un conjunto de extintores de agente de extinción y capacidad adecuados a los fuegos que puedan producirse. A cuenta del asesoramiento de la Dirección Nacional de Bomberos (DNB), cabe pensar en que, contiguo a tableros e instalaciones de comando y control, y próximo al alternador, haya extintores portátiles de polvo ABC de 8 kg. Si los tableros estuvieran razonablemente confinados, puede utilizarse allí extintores de Dióxido de Carbono de 3,5 kg. O, si la sala de máquinas y cámara de turbina estuvieran cerradas, sin corrientes de aire, puede ser adecuado un sistema estático de inundación de dióxido de carbono.

9. INSTALACIONES ELÉCTRICAS

Instalaciones de potencia

Las instalaciones eléctricas de potencia estarán constituidas por:

- El generador, será suministrado conjuntamente con las turbinas.
- El transformador de potencia, para elevar desde la tensión nominal del generador hasta la tensión de la red interconectada nacional en el punto de conexión a ésta (15 kV).
- Los dispositivos de accionamiento y protección eléctricos.
- Las líneas de transmisión desde la planta hasta el punto de conexión a la red interconectada nacional.
- Los dispositivos de medición y control.
- Los dispositivos de medición de magnitudes eléctricas.
- Los sistemas de comunicaciones.

Alternador

El generador estará conectado a la turbina mediante una transmisión de poleas y correa. Tendrá las siguientes características:

- Asíncrono, trifásico, con rotor en jaula de ardilla; aislación clase F, calentamiento admisible compatible con aislación clase B.
- Potencia nominal 500 kVA (o algo superior).
- Voltaje nominal: 380 V o 660 V.
- Número de pares de polos: 4 ó 6.
- Su aislación será de clase F; el calentamiento admitido será compatible con aislación clase B (Norma IEC 60076-3).
- Deberán estar diseñados y construidos de manera de soportar sin daño la velocidad de embalamiento admitida para la turbina, en forma permanente.

Transformación

El transformador tendrá las siguientes características:

- Trifásico, tipo Dyn 11, para instalación exterior.
- Potencia: 630 kVA, en servicio continuo.
- Tipo ONAN (aceite exento de PCB).
- Aislación clase F.
- relación de transformación: tensión nominal del generador / 15 kV.
- Incorporará maneras de compensar las variaciones de volumen de aceite (tanque de expansión y respiración con sílica-gel, o protección equivalente).

El transformador será instalado sobre losa de hormigón, con muretes capaces de contener un eventual derrame de aceite, rodeado por tejido con puerta trancable. En columna contigua estará el seccionador trifásico y comenzará la línea de transmisión

Un tablero metálico en nicho contendrá los dispositivos de medición de energía generada.

Disyuntores, seccionadores, protecciones

Habrá un disyuntor trifásico (interruptor termomagnético de caja moldeada) y seccionador trifásico antes del transformador; luego de éste, a la tensión de salida (15 kV), un interruptor de media tensión en vacío y un seccionador.

Los interruptores deberán ser seleccionados para la corriente nominal (estimado 460 A en 660 V) y la tensión de la parte del circuito a la cual correspondan, para 50 Hz. Deberán permitir la reconexión automática, con posibilidad de selección del tiempo de reconexión.

Los seccionadores serán de apertura sin carga, para aislación total y segura de los circuitos. Podrán incluir fusibles; en este caso, se deberá cuidar la selectividad con las corrientes de disparo por cortocircuito de los disyuntores.

Habrá protecciones contra:

- Descargas atmosféricas: se usarán pararrayos tipo Franklin o análogos (no de tipo radiactivo) sobre columnas de al menos 15m; su número y altura serán tales que protejan toda el área en la cual haya instalaciones o pueda transitar gente. Deberán cubrir por lo menos la sala de máquinas y el recinto del transformador. Se usarán conductores a tierra de dimensiones aceptadas por la normativa de UTE (no menores a 50mm); las uniones deberán ser realizadas por métodos aluminotérmicos o que resulten en empalme análogo; la tierra artificial deberá ser de tipo y dimensiones aprobados por UTE, con resistencia a tierra no mayor a 4Ω .
- Generación diferencial del alternador.
- Sobre-voltajes o voltajes residuales, de la instalación principal o de los condensadores.

Líneas de transmisión

La conexión de la central hidroeléctrica a la red se hará en consulta con los servicios técnicos de UTE, los que indicarán el lugar más adecuado en las cercanías. Estos verificarán que no se produzcan problemas de sobrecarga en líneas ya existentes ni en transformadores de transmisión, y que los eventos en la central hidroeléctrica no produzcan perturbaciones inadmisibles a la red. Además, se podrá estimar la potencia de cortocircuito para la selección de disyuntores.

Sin perjuicio de ello, y a los efectos de estimar el costo del tendido eléctrico, se identificó la línea de 15/6 kV existente más cercana y se propuso un trazado tentativo, evitando atravesar predios y bordeando caminos y/o alambrados. En la Figura 9-1 se presenta el trazado propuesto (en color amarillo) hasta la línea de 15 kV existente (en color blanco).



Figura 9-1: Tendido tentativo de la línea de energía eléctrica.

La línea se realizará según lo dispuesto en el Manual de Líneas Aéreas de UTE, de acuerdo a los siguientes lineamientos:

- Se subirá, directamente, del transformador elevador y sus dispositivos de salida a línea aérea.
- Para la línea eléctrica se utilizarán postes de madera de 10,5 m; la utilización de hilo de guarda será consultada con UTE.
- Los conductores serán de aluminio, cableados, de aluminio con alma de acero (tipo ACSR), de sección $50 \text{ mm}^2/8\text{mm}^2$. Deberá cumplir con las especificaciones de UTE que correspondan.

Medición, comando y control, sistema de control

En la propia sala de máquinas, a mayor cota que la máxima admisible por inundación, se ubicarán los tableros de baja tensión y paneles de operación:

- Protecciones del generador
- Tableros de control y automatismos
- Condensadores
- Medida.

Habrá un panel de instrumentos, donde se indicarán los valores de las variables generales de la planta generadora y del grupo turbina/alternador. Se incluirá cuenta-horas e indicador de secuencia de fases.

Las variables principales de operación serán medidas mediante instrumentos que tengan las siguientes características:

- Tendrán indicación local, en panel, de los valores de las variables.
- Tendrán una salida normalizada (por ejemplo, lineal entre 4 y 20 mA) que permita llevar las señales a un sistema de control y transmisión de datos
- Serán factibles de ser calibrados en el país o la región.
- Tendrán precisiones adecuadas a las variables a medir, como los que se indica a continuación o mejores:
 - Presión y niveles: $\pm 2,5\%$ FS
 - Potencia generada (activa y reactiva): $\pm 2,5\%$ FS
 - Voltaje: $\pm 1,5\%$ FS
 - Velocidad de rotación: $\pm 1\%$
 - Corriente en todas las fases: $\pm 1,5\%$ FS
 - Fasímetros: $\pm 1,5\%$ FS (90°).

Todos los datos de operación serán medidos con una frecuencia a definir según la importancia que se le asigne y el uso pretendido de la información. Los valores medidos digitalmente quedarán almacenados en una memoria física, con respaldo adecuado, que permita acceder rápidamente a la información del último año, por lo menos. Sin perjuicio de ello, la información de mayor antigüedad quedará almacenada y respaldada en algún otro medio que permita su reconstrucción en caso de ser necesario.

En particular, quedarán registrados todos los eventos que marquen una discontinuidad fuerte en las variables: arranques, detenciones, fallas, accionamientos intencionales de órganos de control, indisponibilidad de algún servicio importante, etc.

Los sistemas de control deberán ser inmunes ante interferencias electromagnéticas, así como protegidos contra sobretensiones provenientes de la red, de los equipos de generación o de descargas atmosféricas. Se incluye la inmunidad contra los fenómenos eléctricos transitorios derivados de las maniobras usuales de arranque, detención, puesta en red, retiro de la red.

El sistema de comando y control deberá poder ser configurable para actuar en distintas modalidades:

- O bien sólo mostrando y registrando (local y remotamente) los valores de las variables y situaciones de alarma; la operación debería ser local.
- O bien, además de lo anterior, permitiendo telecomandar desde un centro de control no contiguo sometido a restricciones pre-programadas.
- O bien permitir una gestión totalmente automática en función de consignas previamente introducidas al sistema; éste decidiría cuándo comenzar o detener la generación, realizaría las maniobras completas de entrada y salida en generación, controlaría las condiciones de seguridad hidráulicas y eléctricas y tomaría medidas en caso de sobrepasarse límites preestablecidos.

Durante las primeras etapas de funcionamiento se adoptará la primera modalidad, al cabo de un tiempo podrá pensarse en pasar a la segunda modalidad.

El acceso al sistema de comando y control en caso de adoptarse la segunda o tercera modalidad se realizará mediante contraseñas (passwords). Se podrá definir distintos niveles de acceso para distintos usuarios, al menos:

- Sólo lectura, incluyendo la posibilidad de generar reportes en formato de planilla configurable.
- Lectura y actuación.
- Lectura, actuación, programación y modificación de consignas.

Alarmas y disparos

Se dispondrá de detectores para, por lo menos, las magnitudes que se indican a continuación:

- Nivel del embalse.
- Nivel del canal aguas abajo.
- Velocidad de rotación o frecuencia de la energía generada.
- Sobrecorrientes en generador.
- Fallas a tierra en generador.
- Subtensión o sobretensión.
- Potencia en sentido inverso.

Las primeras cuatro magnitudes tendrán definidos e incorporados al sistema de comando y control dos niveles cada una: alarma y disparo. Las demás, tendrán definido un nivel al llegar al cual se provocará un disparo inmediato que deje las máquinas y operaciones en condición de seguridad.

Sistema de comunicaciones

Habrá un sistema de transmisión de los datos de operación mediante tecnología GSM o superior. Se preverá, de ser necesario en la zona, la instalación de una antena para garantizar la cobertura. Se preverá la posibilidad de cambio de tecnología de transmisión con un mínimo de sustituciones de equipos o partes.

Deberá incluirse la posibilidad de enviar señales (llamadas o mensajes), en caso de situaciones definidas como “de alarma”, a teléfonos celulares.

Iluminación

Habrá iluminación perimetral, que se podrá encender remotamente o desde el ingreso al predio de la central. Estará constituida por iluminación fluorescente o de LEDs, sobre columnas de al menos 6 m de altura, en cantidad y disposición tales que permitan iluminar todos los lugares que necesiten ser recorridos para supervisión, control o búsqueda de fallas.

En el interior de la sala de máquinas y de la subestación habrá iluminación cenital de tipo fluorescente o de LEDs que permitan una clara visión de los instrumentos y de los sitios de acciones de operación y mantenimiento.

Habrá, además, un sistema de iluminación de emergencia accionado por baterías, tanto en el exterior como en el interior de la planta. Se preferirá que sea de CC.

Baterías

Un banco de baterías de capacidad mínima 360 Ah permitirá el almacenamiento energético para la operación de los servicios esenciales cuando no se esté generando. Incorporará un cargador de punto flotante que las mantenga permanentemente cargadas.

Estos servicios esenciales incluirán, al menos:

- Iluminación de emergencia en caso de falla de la generación propia o de la conexión con la red.
- Accionamiento de los principales sistemas de aislación eléctrica.
- Operación de los sistemas de comunicaciones de voz y datos principales.

10. PROYECTO EJECUTIVO, CONSTRUCCIÓN, MONTAJE

Proyecto ejecutivo

El proyecto ejecutivo llegará al nivel de detalle necesario para que la empresa encargada de la construcción de la caminería, sala de máquinas, subestación elevadora y demás instalaciones, así como la encargada del montaje de los equipos electromecánicos, tengan todos los elementos de juicio para poder realizarlos sin necesidad de resolver detalles de mediano o gran porte. Eventuales detalles menores podrán ser resueltos durante el desarrollo de las obras, de lo cual deberá quedar constancia.

El proyecto ejecutivo se expresará mediante un conjunto completo de planos, junto con una o más memorias descriptivas. Una vez finalizada la obra, realizados los ensayos y puesta en operación, se deberá realizar los planos “conforme a obra” donde se refleje la obra en su diseño y construcción definitivos. Deberá incluir:

Planos, esquemas y hojas de datos

- Planos de implantación general.
- Plano de la sala de máquinas.
- Planos de cimentación.
- Esquemas de los circuitos eléctricos.
- Esquema de regulación y control.
- Lista de los instrumentos eléctricos.
- Manuales de instrumentos eléctricos con su descripción y gráficos de detalles.

Cronograma tentativo de obras

Se estima un plazo de un año entre gestiones, búsqueda de financiación, realización de proyecto ejecutivo, ocho meses puede tomar la gestión de los suministros y la contratación de empresa de obras civiles y montajes, y diez meses adicionales la construcción, montaje y ensayos. En total, se estima un plazo de 2,5 años a partir de la decisión firme de realizar el emprendimiento.

Las incertidumbres principales respecto a los tiempos indicados se relacionan con la fabricación y despacho de los equipos electromecánicos: no siempre las fábricas de turbinas pueden realizar una entrega inmediata.

Realización de la construcción civil

Las siguientes obras podrán ser realizadas por empresas nacionales, de las cuales hay cantidad suficiente para poder realizar procedimientos competitivos para su adjudicación:

Tabla 10-1: Realización de la construcción civil

Obra	Tipo de empresa
Caminería de acceso	De obras, nacional
Obrador	De obras, nacional
Nivelación de terrenos	De obras, nacional
Sala de máquinas	De obras, nacional
Transformador y Líneas de media tensión	De obras/montajes eléctricos, nacional
Predio (cercado, iluminación)	De obras, nacional

Actualmente, la tubería de la obra de toma trabaja casi sin presión pues el control hidráulico se ejerce desde la compuerta de aguas arriba. Con la opción de colocar la turbina aguas abajo la tubería pasa a trabajar presurizada. Esto representa un riesgo mayor de filtraciones desde la misma al cuerpo de la presa en una zona delicada para la aparición de líneas preferenciales de filtración desde el embalse. Será necesario, entoces, inspeccionar y eventualmente acondicionar la misma desde su interior.

Montaje de equipos electro-mecánicos

El montaje de la turbina y el generador, así como sus instalaciones accesorias principales (tubo de aspiración, celdas y transformador), serán supervisados por técnicos de las firmas suministradoras que corresponda. Serán realizados utilizando maquinaria de transporte, elevación y posicionamiento que aseguren un montaje a la vez preciso y sin esfuerzos innecesarios, en condiciones de seguridad para el personal.

El generador será montado conjuntamente con la turbina. El montaje del transformador es relativamente independiente del generador, tanto en el tiempo como en el espacio, así como de las obras civiles.

También el montaje de las líneas de transmisión puede ser realizado en cualquier tiempo, independientemente de los demás montajes. Convendrá adelantarlos en el tiempo para disponer de energía eléctrica en obra cuanto antes.

Tabla 10-2: Montaje de equipos electro-mecánicos

Obra	Tipo de empresa
Suministro turbina	Fábrica especializada, extranjera
Suministro alternador	Fábrica especializada, extranjera
Suministro transformador	Fábrica nacional
Suministro celdas y equipos eléctricos	Fábrica extranjera, o representante nacional
Montaje turbina y generador	Fábrica/montajista nacional
Ensayos	Empresa de montajes nacional, supervisión de fábrica

Ensayos y puesta en marcha

Los ensayos de los equipos serán realizados en laboratorio o in-situ, de acuerdo a lo que se decida.

La turbina se deberá ensayar in-situ, para lo cual se podrán usar los criterios y metodologías de ensayo de la Norma IEC 62006, en la medida que sean necesarios para verificar las condiciones contractuales. Cuando todos los ensayos que exige esta

norma, indicados como “Clase A - Programa de ensayos normal”⁴, estén realizados y sus resultados sean satisfactorios, se podrá considerar que la instalación está pronta para comenzar la producción comercial de energía eléctrica.

Se requerirá de todos los suministradores (empresa de obras civiles, proveedores de equipos electromecánicos, proveedores y montajistas de sistemas de protección y control) la entrega de información completa sobre sus suministros.

Se deberá incluir relevamientos realizados, planos “conforme a obra”, instrucciones de operación y mantenimiento, calibraciones de los instrumentos, resultados de ensayos.

La información relativa a la operación y mantenimiento deberá quedar tanto en formato digital como en papel debidamente encuadernado.

⁴ 1) Ensayos de seguridad: ensayos en seco, dispositivos de cierre, funcionamiento de cojinetes, parada de emergencia en vacío, protecciones eléctricas, sobrevelocidad, sobrepresión, disparo de emergencia, rechazo de carga.
2) Ensayos de funcionamiento y fiabilidad: temperatura de las partes giratorias, sistema de control de velocidad, conjugación si corresponde.
3) Garantías y ensayos de prestaciones: potencia máxima de salida del generador en función del salto neto.

11. GESTIONES

Autorizaciones

Solicitud de autorización de nueva generación

Se deberá solicitar ante el Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM) una autorización para nueva generación.

Los detalles de la presentación están descritos en la “Guía para la solicitud de autorización de nueva generación”, disponible en:

<http://www.miem.gub.uy/web/energia/tramites-y-servicios/energia-electricay-servicios/energia-electrica>

Solicitud de autorización ambiental

Por su índole, el presente proyecto de generación no tiene ninguna de las características que, de acuerdo al Decreto 349/05 del 21 de setiembre de 2005, harían obligatoria la obtención de una Autorización Ambiental Previa.

Comercialización de la energía

La energía será entregada a la red interconectada nacional.

Se deberá gestionar con UTE:

- El punto más adecuado de conexión a la red, atendiendo a las demandas y corrientes circulantes, las potencias de cortocircuito en cada punto, la robustez de las líneas cercanas y su necesidad o no de ampliación, etc.
- Los precios de la energía a entregar. Se preferirá un régimen de precios que contemple la discriminación horaria, con valores que puedan ser actualizados cuando cambien mucho las condiciones del mercado (valores de la energía en el mercado nacional y regional, necesidades de energía del sistema, etc.).
- Las condiciones de despacho de la energía, autodespachada o integrada en el sistema nacional de despacho de carga a cargo de ADME.

12. OPERACIÓN

Período de prueba

Se podrá acordar un período de prueba, durante el cual el constructor del o de los equipos controlará su funcionamiento y se realizarán las correcciones y ajustes necesarios.

Mantenimiento

El mantenimiento de la central tendrá tres aspectos: correctivo, preventivo y basado en la condición.

El mantenimiento preventivo consistirá en realizar las tareas de lubricación, limpieza y ajuste que sean indicados por los fabricantes de los equipos.

La operativa del mantenimiento debe incluir el registro y análisis de incidencias.

Las operaciones de mantenimiento deben incluir además:

- Control de almacenamiento de repuestos.
- Verificación de las condiciones de los repuestos y de su apropiada intercambiabilidad con las piezas ya montadas.
- Pruebas periódicas de dispositivos de seguridad y válvulas.
- Vigilancia de las obras civiles.
- Mantenimiento de la caminería de acceso.

Personal y servicios requeridos

Se deberá contar con personal capacitado para desarrollar las tareas de operación y mantenimiento; además de la capacitación adecuada, deberá tener acceso a la documentación necesaria para realizarlas. Este personal no deberá necesariamente estar presente todo el tiempo, pero deberá poder intervenir cuando sea necesario, ya sea para maniobras de rutina como para intervenciones correctivas.

Se deberá prever las contrataciones siguientes:

- Calibración de instrumentos, con periodicidad dependiente del instrumento.
- Servicio de mantenimiento, corrección de fallas, adaptación y actualización de los software y demás sistemas de control y comunicación.
- Suministro de energía eléctrica de UTE, mediante reductora trifásica a 380V (Y+n).
- Servicios de comunicaciones.
- Revisión periódica de los sistemas de protección contra incendios.

13. ANÁLISIS ECONÓMICO

13.1 COSTOS DE INVERSIÓN

Dentro de los costos de inversión se incluyeron:

- Costo del equipo electromecánico y obras civiles anexas.
- Costo del tendido de la línea de energía eléctrica y puesto de conexión.

Cabe destacar que, en este caso por tratarse de una PCH a implementarse en una presa ya existente, no se incluyó el costo de la obra civil (presa y vertedero) ni el costo de expropiación de las tierras a inundar.

Equipo electromecánico

Para definir el costo del equipo electromecánico se realizó una extensa revisión de la bibliografía e información disponible para proyectos hidroeléctricos de pequeña escala, tanto a nivel mundial como local. Se detecta una disminución del costo por unidad de potencia instalada a medida que aumenta la capacidad de los equipos, aunque la dispersión es muy amplia, producto de la diversidad de proyectos hidroeléctricos y las oportunidades y limitaciones específicas de cada sitio.

A partir de la información disponible se llegó a que los costos de instalación de una PCH en Uruguay varían entre 1000 y 3000 USD/kW en los casos en donde la represa ya está construida con otro fin y solamente falta instalar el equipamiento electromecánico y el sistema eléctrico.

En los capítulos anteriores se discute el tipo de turbina a instalar y se presenta una cotización recibida. Sin embargo, a los efectos del análisis económico se mantiene un rango amplio de precios para el equipamiento electromecánico, alrededor del valor de referencia de 1.750 USD/kW. Como se elabora en mayor profundidad en el documento "*Barreras para la Incorporación de las PCH en Uruguay*", la ausencia de un mercado local y la pequeña escala de los emprendimientos dificultan la determinación de precios. Además, el precio se ve muy influido por los estudios particulares necesarios para la selección exacta de la turbina y su diseño, por el asesoramiento para su montaje, que puede involucrar presencia de técnicos extranjeros y por los ensayos de aceptación que se decida realizar. En dicho documento se sugieren también posibles medidas para sortear esta limitante.

Tendido de la línea de energía eléctrica

A partir del trazado tentativo propuesto (ver sección 9) y en base a la información brindada por UTE (Tabla 13-1), se calculó el costo del tendido eléctrico y del puesto de conexión.

Tabla 13-1: Costos de conexión a la red (Fuente: UTE).

Tipo de conductor	Sección (mm ²)	Costo estimado (USD/km)
ACSR	50/8	26.000
ACSR	95/15	33.000
+ Puesto de conexión USD 50.000		

Obs: Costos válidos para líneas aéreas de 15/6 kV con postes de madera, implantadas en suelos sin dificultades especiales para hincar los postes.

Si bien el costo del puesto de conexión según UTE es de 50.000 USD, para el mismo se consideró un valor de 30.000 USD, por entenderse que la baja potencia de este emprendimiento hace suficiente un puesto de transformación de características simples, a la intemperie, sobre columnas, y con las celdas y dispositivos de comando y control en la sala de máquinas.

Costo total

A partir de la potencia instalada y de las características y extensión del tendido eléctrico se estimó el costo de inversión, según:

$$\text{Costo de inversión (USD)} = 1.750 \text{ USD/kW} * \text{Potencia} + 26.000 \text{ USD/km} * \text{Distancia} + \text{USD } 30.000$$

Tabla 13-2: Costo de inversión.

Potencia instalada (kW)	446
Costo del equipo electromecánico (USD)	780.500
Distancia a la red (km)	6,2
Costo del tendido eléctrico + Conexión (USD)	191,200
Costo de inversión (USD)	971.700

13.2 PRECIO DE LA ENERGÍA

Como remuneración por la energía generada se adoptó un precio de 90 USD/MWh durante los primeros 20 años de generación, en base a la Resolución R12.-1056 del Directorio de UTE. Esta resolución constituye el antecedente más directo y pertinente para la compra de energía eléctrica de PCH por parte del ente. De hecho, se tomó ya como referencia en la Resolución R13.-1531 del Directorio de UTE para otro caso particular de desarrollo hidroenergético.

El precio de 90 USD/MWh coincide también con la mejor estimación al momento de los precios que se pagaría por la energía fotovoltaica a partir de los resultados de los llamados realizados por UTE durante 2013 y que llevaron a la adjudicación de 196 MW en granjas solares del orden de 50 MW cada una.

Se hizo además un análisis de sensibilidad al precio de la energía generada para el mayor rango de precios razonable.

- Como cota inferior de dicho rango se tomó 65 USD/MWh que surge de la estimación del costo de energía eólica (tecnología alternativa de generación en

desarrollo) a partir del resultado de los llamados realizados por UTE en los años 2011-2013 y en base a los cuales se firmaron contratos y se están construyendo del orden de 1200 MW.

- Como cota superior para dicho rango se consideró el precio asociado al Decreto 173/010 (Microgeneración o “net metering” como se conoce internacionalmente a este sistema) que autoriza la conexión de generadores de fuentes renovables a las instalaciones de los suscriptores conectados a la red de baja tensión, y la inyección de energía a dicha red en la modalidad de autodespacho, que UTE se compromete a pagar al mismo precio de la tarifa contratada. Para las tarifas de mediano y gran consumidor (MC2 y GC2) y tipo de cambio actual, y ponderando en los períodos de valle, punta y llano (en la modalidad de despacho condicionada al riego y vertido, no hay posibilidad de selección de horario de generación), ésta forma de contratación da precios de aproximadamente 120 USD/MWh.

13.3 INDEXACIÓN

Los diferentes contratos de compra de energía de UTE a privados en los últimos años han manejado diferentes paramétricas para el ajuste del precio, hasta el momento expresado siempre en dólares norteamericanos. Se han usado dólares corrientes y también dólares constantes ajustados según diversos índices (relacionados con precios nacionales e internacionales, en particular del petróleo); también se ha considerado la posibilidad de utilizar distintos índices para fracciones discriminadas del precio a pagar.

En particular, en la Resolución R12.-1056 del Directorio de UTE para un emprendimiento de PCH, se propone una indexación del 100% del precio a pagar por la energía ajustado según el Índice de Precios al Productor (PPI) de Estados Unidos de América (EEUU), categoría bienes finales (serie WPUSOP3000), elaborado por la oficina de estadísticas laborales del Departamento del Trabajo del gobierno de EEUU y publicado en la web (<http://www.bls.gov/ppi/>). Dicha resolución es referida también en la Resolución R13.-1531 en relación a otro emprendimiento.

Se estimó, entonces, el flujo de caja del proyecto bajo la hipótesis de indexación del pago de la energía según los antecedentes mencionados. Se mantiene el problema de cómo actualizar los costos de operación y mantenimiento (O&M). En el caso del mantenimiento relacionado al equipo electromecánico, se entiende justificado usar también el mismo índice PPI. Por simplicidad se usará la misma indexación para todo el costo de O&M. Entonces, los flujos de caja en el año t estarán apreciados por el PPI acumulado. A su vez, para el cálculo del valor actual neto, dichos flujos de caja están depreciados por la tasa de descuento acumulada.

Persiste, por supuesto, el problema de qué proyección de largo plazo tomar para el PPI. Se toma para este análisis el que surge de la evolución histórica de largo plazo (<http://data.bls.gov>) en los últimos 20 años: 2,5%.

13.4 BENEFICIOS FISCALES

La Ley de promoción y protección de inversiones Nº 16.906 brinda un marco de incentivos y beneficios fiscales a proyectos de inversión que cumplan con ciertas

condiciones. De allí surgen los Decretos 354/009 y luego 2/012⁵ que reglamentan y explicitan dichos beneficios, asociados explícitamente a la generación de energía a través de fuentes autóctonas y renovables y al uso de tecnologías limpias.

En particular, el Decreto 2/012 establece beneficios tributarios a proyectos según una matriz de indicadores que cubren aspectos como: generación de empleo productivo, aumento de las exportaciones, descentralización, incremento del valor agregado nacional, utilización de tecnologías limpias, desarrollo e innovación.

Este beneficio brinda la posibilidad de descontar un porcentaje del pago del Impuesto a la Renta de las Actividades Económicas (IRAE) por la inversión elegible directamente por un período de tiempo que depende del puntaje obtenido en dicha matriz de indicadores. Además, las inversiones elegibles exoneran el Impuesto al Patrimonio por toda su vida útil sobre los bienes muebles que no gocen de otras exoneraciones, exoneran tasas y tributos de importación siempre que sean declarados no competitivos con la industria nacional, y gozan de devolución del Impuesto al Valor Agregado (IVA) por la adquisición en plaza de materiales y servicios destinados a la obra civil (Artículos 16 a 19 del Decreto 2/012).

En el contexto del presente análisis se considerará sólo el primer beneficio, la exoneración directa de IRAE por un porcentaje a determinar de la inversión. El resto de los beneficios operan en el costo de la inversión sobre el cual persiste incertidumbre, por lo que merecerá un análisis de sensibilidad que se presenta en la sección 13.6.

A los efectos de determinar el porcentaje (y plazo) de exoneración de la inversión, se usó el simulador disponible en http://www.mef.gub.uy/unasep_simuladores.php (en la Figura 13-1 se muestra la matriz de puntaje asociada).

A la inversión en la PCH se le dieron los siguientes puntajes en cada uno de los objetivos considerados:

- Empleo: 0, no se considera que el emprendimiento en PCH tenga un impacto significativo en el empleo.
- Descentralización: 9, Treinta y Tres, medio rural.
- Exportaciones: 0, si bien en ocasiones Uruguay exporta sobrante de energía, no es el destino prioritario de la generación eléctrica.
- Producción + Limpia: 10⁶.
- Indicador Sectorial: 10⁷.

De la matriz de indicadores con los puntajes anteriores ponderados surge un puntaje final, y luego un porcentaje y un plazo de exoneración de la inversión.

⁵ http://www.mef.gub.uy/comap_nuevo_reg.php

⁶ http://www.mef.gub.uy/comap/anexo_II_guia_calculo_P+L_desde_20120416.pdf

⁷ http://www.mef.gub.uy/comap/anexo_IV_3_miemb.pdf

SECCIÓN 4 - MATRIZ DE INDICADORES – EXONERACIÓN DE IRAE

Objetivos	Fórmula de cálculo	Puntaje	Ponderación	Puntaje final
Empleo	UCEs / (IEUI) ^ 1/2	0,00	30%	0,00
Descentralización	IDP Interior IDH Montevideo Anexo V	9,00	15%	1,35
Exportaciones	Exp. en millones de US\$ / (0,2 * (IEUSS) ^ 2/3)	0,00	15%	0,00
Producción más limpia ó Inversión en I+D+i	1 punto = 5% de P+L en total invertido ó 1 punto = 5% de I+D en total invertido	10,00	20%	2,00
Indicador Sectorial	Ver Anexo IV	10,00	20%	2,00
PUNTAJE FINAL				5,35

IEUI = Inversión elegible en millones de UI; IEUSS = Inversión elegible en millones de dólares; UCE : Unidad de Cuenta de Empleo; IDP: Índice de pobreza departamental; e IDH: Índice de desarrollo humano.

PORCENTAJE DE EXONERACIÓN DE IRAE	58,67%
EXONERACIÓN EN UI	4.564.498
PLAZO DE EXONERACIÓN DE IRAE	8

Figura 13-1: Matriz de indicadores y exoneración de IRAE.

Del simulador surge un nivel de exoneración de la inversión del 58,7% en un plazo de 8 años (considerando que se trata de una empresa ya existente⁸), lo cual equivale a una media de 71.262 USD por año. Este Crédito de Renta se podrá aprovechar en la medida que la empresa genere renta suficiente como para usar el crédito de la exoneración para pagar IRAE. Dicha renta puede surgir del ingreso por generación de energía pero también del rubro principal de la empresa. En todos los casos, el crédito no puede cubrir más del 60% del IRAE.

En los casos considerados, se estima que el monto del IRAE por venta de energía, sujeto a la restricción mencionada del 60%, será mucho menor que el Crédito de Renta asociado a la exoneración. Por tanto, la existencia o no de IRAE adicional del rubro principal de la empresa contra el cual se pueda usar el crédito de renta es clave para aprovechar este beneficio fiscal. Es así que el cálculo de rentabilidad del proyecto que se presenta en la próxima sección se realiza en función de la disponibilidad de IRAE adicional para cancelar.

Se tomó como vida útil del proyecto 20 años años, longitud prevista del contrato (coherente con la Resolución R12.-1056 del Directorio de UTE) y estimación razonable de vida útil del equipo electromecánico. La amortización de dicho equipamiento se propone uniforme en el período, a razón de 5% anual. Dicha amorización se resta a las ganancias por generación de energía a los efectos de la tributación de renta.

La ley de promoción de las inversiones y su reglamentación permiten realizar un plan de inversión que incluya la inversión en PCH y otras co-inversiones en la empresa, las cuales pueden ver incrementado su porcentaje de exoneración debido al mayor

⁸ La fórmula del cálculo del plazo de exoneración de IRAE varía si la empresa es nueva o existente. Dada una inversión, se obtiene un plazo mayor si la empresa es nueva.

puntaje obtenido al ser consideradas en conjunto con la PCH. Este beneficio es abordado en la sección 13.7, donde se cuantifica su impacto bajo ciertos escenarios.

13.5 FLUJO DE CAJA Y TASA INTERNA DE RETORNO

A continuación se presenta una estimación del flujo de caja de la inversión a 20 años. Para ello se tomó:

- Costo de inversión: 971.700 USD.
 - A. Escenario de autofinanciación: erogación de 971.700 USD en año 0.
 - B. Escenario de préstamo a 5 años con 8% de tasa: pagos de 243.369 USD los 5 primeros años.
- Ingreso anual en función de la energía media generada (931 MWh, ver sección 6), tres precios de energía que cubren el rango de interés (65, 90 y 120 USD/MWh, ver sección 13.2) y la indexación presentada en 13.3 (2,5% anual).
- Costos de O&M de 20 USD/MWh (según BUN-CA, 2002; Banco Mundial, 2007) también indexados al 2,5% anual. Esta estimación de los costos de O&M coincide aproximadamente con el 2,5% del costo del equipamiento (IPCC, 2012).
- Amortización del 5% del equipamiento electromecánico por año que afecta la renta, y por tanto el IRAE, asociado a los ingresos por generación eléctrica.
- 71.262 USD de crédito anual de IRAE por exoneración tributaria que aplica al 60% del IRAE asociado a la venta de energía (el 40% restante se tributa) y, si existiere, a IRAE adicional del rubro principal de la empresa disponible para usar dicho crédito. Se supusieron distintos niveles de IRAE adicional disponible para cancelar, desde 0 hasta el máximo que el crédito permite.

En la Tabla 13-3 se presenta, a modo de ejemplo, el flujo de caja para el escenario B de financiación, 90 USD/MWh de precio de energía y 71.262 USD/año de IRAE disponible para cancelar.

Dados los flujos de caja en los dos escenarios de financiación (auto-financiación y préstamo a 8% por 5 años) y para los distintos valores de las variables respecto a las cuales se estudió la sensibilidad (precio de la energía e IRAE disponible para cancelar), se calculó la Tasa Interna de Retorno (TIR) de la inversión. Los resultados obtenidos se presentan en la Tabla 13-4 y Tabla 13-5.

Tabla 13-3: Ejemplo de flujo de caja asociado a la inversión para escenario B de financiación, 90 USD/MWh de precio de energía y 71.262 USD de IRAE disponible para cancelar con crédito asociado a la exoneración.

Año	Ingresos brutos (USD)	Costos O&M (USD)	Amortización (USD)	Saldo IRAE (USD)	Pago Financiamiento (USD)	Utilidad Neta (USD)
1	83.790	18.620	39.025	64.726	243.369	-113.473
2	85.885	19.086	39.025	64.318	243.369	-112.251
3	88.032	19.563	39.025	63.901	243.369	-110.998
4	90.233	20.052	39.025	63.473	243.369	-109.715
5	92.488	20.553	39.025	63.034	243.369	-108.399
6	94.801	21.067	39.025	62.585	0	136.319
7	97.171	21.593	39.025	62.124	0	137.701
8	99.600	22.133	39.025	61.652	0	139.118
9	102.090	22.687	39.025	-10.095	0	69.309
10	104.642	23.254	39.025	-10.591	0	70.798
11	107.258	23.835	39.025	-11.100	0	72.324
12	109.940	24.431	39.025	-11.621	0	73.888
13	112.688	25.042	39.025	-12.155	0	75.491
14	115.505	25.668	39.025	-12.703	0	77.134
15	118.393	26.310	39.025	-13.265	0	78.819
16	121.353	26.967	39.025	-13.840	0	80.545
17	124.387	27.641	39.025	-14.430	0	82.315
18	127.496	28.333	39.025	-15.035	0	84.129
19	130.684	29.041	39.025	-15.654	0	85.988
20	133.951	29.767	39.025	-16.290	0	87.894

Tabla 13-4: TIR de la inversión en escenario A de financiación en función del precio de la energía y del IRAE disponible para cancelar con crédito asociado a la exoneración.

TIR (%) a 20 años con auto-financiamiento					
Tarifa (USD)	IRAE adicional disponible para cancelar				
	0 *	10.000	20.000	40.000	71.262
65	0,3	0,9	1,7	3,4	6,3
90	4,3	4,5	5,3	6,6	9,7
120	8,2	8,0	8,8	10,4	13,1

* Se consideró que se trata de una empresa nueva, resultando un plazo de exoneración de 11 años.

Tabla 13-5: TIR de la inversión en escenario B de financiación en función del precio de la energía y del IRAE disponible para cancelar con crédito asociado a la exoneración.

TIR (%) a 20 años con préstamo a 8% por 5 años					
Tarifa (USD)	IRAE adicional disponible para cancelar				
	0 *	10.000	20.000	40.000	71.262
65	-2,2	-1,6	-0,7	1,2	5,2
90	2,8	3,0	4,0	6,3	11,1
120	8,3	8,0	9,3	12,1	18,3

* Se consideró que se trata de una empresa nueva, resultando un plazo de exoneración de 11 años.

13.6 SENSIBILIDAD AL COSTO DEL EQUIPO ELECTROMECÁNICO

Surge de los puntos anteriores, y se desarrolla también en el documento “*Barreras para la Incorporación de las PCH en Uruguay*”, elaborado en el marco de esta consultoría, que persiste una incertidumbre en cuanto al precio del equipamiento electromecánico y que levantar esta dificultad es una de las barreras a superar para desarrollar los emprendimientos de PCH.

Es interesante, entonces, visualizar el impacto del costo del equipamiento electromecánico (por kW de potencia instalada) en la rentabilidad del negocio. Para ello se tomó el flujo de caja asociado a 90 USD/MWh de precio de energía y máxima disponibilidad adicional (71.262 USD/año) para cancelar IRAE de la exoneración tributaria, ver sección anterior. Los resultados obtenidos para cada uno de los escenarios de financiación se muestran en la Figura 13-2.

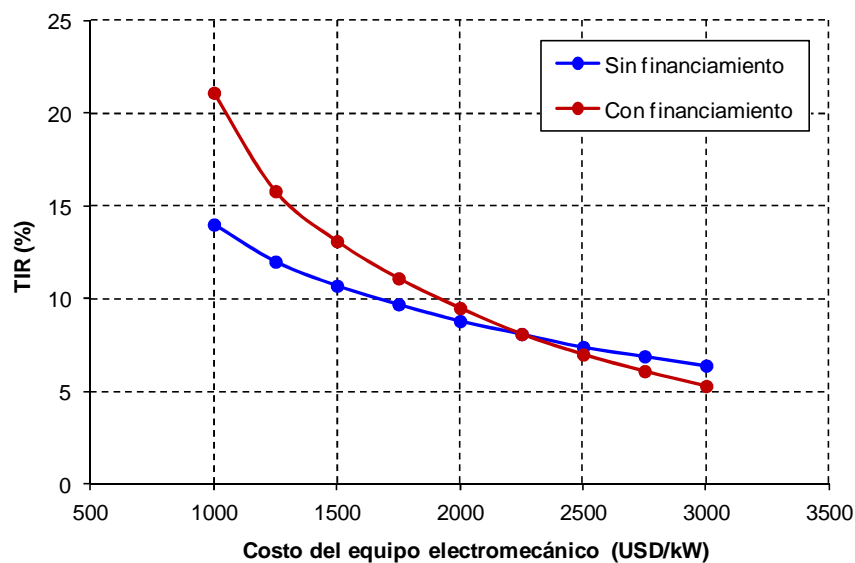


Figura 13-2: Sensibilidad de la TIR al costo del equipamiento electromecánico.

13.7 CO-INVERSIÓN

Un beneficio adicional de la ley de promoción de la inversión y su reglamentación es la posibilidad de combinar la inversión en PCH con otras inversiones (eventualmente de mayor magnitud), de forma de lograr mejores puntajes combinados y, por tanto, mayores niveles de exoneración de la inversión.

Para cuantificar el efecto anterior se debe hacer una hipótesis sobre los puntajes y niveles de exoneración de la co-inversión que se combina con la inversión en PCH. Se tomaron los siguientes puntajes que se consideraron apropiados para el sector arrocero:

- Empleo: 5.
- Descentralización: 9, Treinta y Tres, medio rural.
- Exportaciones: 10.
- Producción + Limpia: 0.
- Indicador Sectorial: 5.

Con dichos puntajes, el nivel de exoneración alcanzado es de 58,7%, semejante al de proyectos de inversión existentes del sector, mencionados en la web de la Comisión de Aplicación de la Ley de Inversiones (COMAP).

Se combina luego una co-inversión con los puntajes anteriores con la inversión en PCH ya descrita. Se analiza un rango de co-inversión que va desde montos similares al de la PCH a montos un orden de magnitud mayor. Finalmente, se calcula con el simulador el porcentaje de exoneración de la inversión combinada; los resultados obtenidos se presentan a continuación.

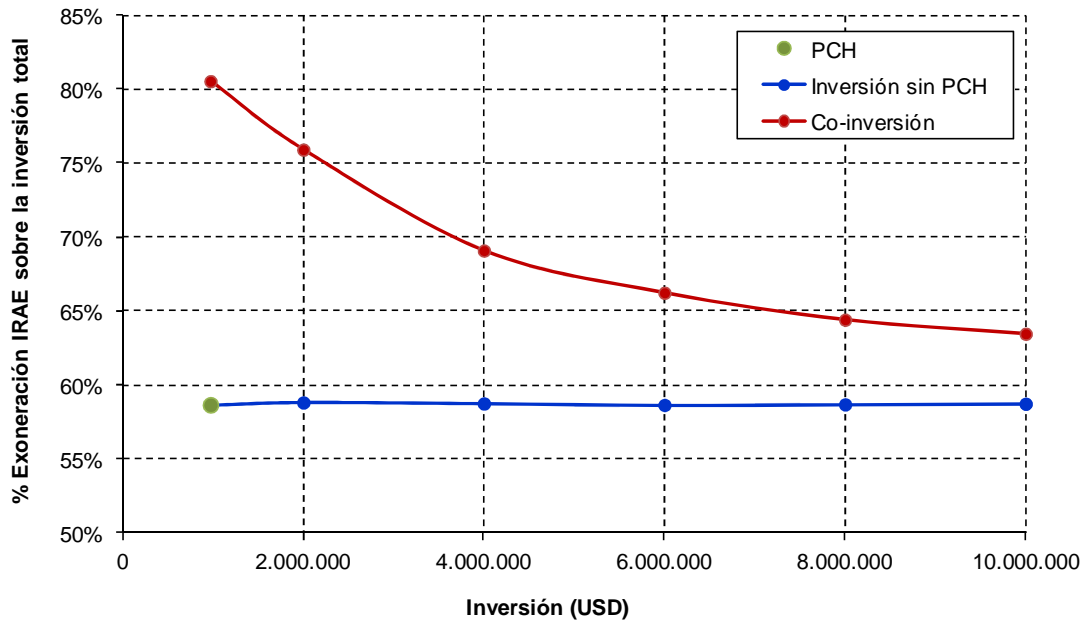


Figura 13-3: Porcentaje de exoneración de IRAE según el monto de la co-inversión.

A modo de ejemplo y para fijar ideas, si una co-inversión de 2.000.000 USD es combinada con la inversión en PCH (de 971.700 USD) el porcentaje de exoneración sube de 58,7 a 75,9%, lo que representa 344.000 USD adicionales de exoneración de IRAE en la co-inversión.

14. BIBLIOGRAFÍA Y REFERENCIAS

Banco Mundial (2007). "Uruguay, Informe de Política de Desarrollo (DPR). Eficiencia en Infraestructura Productiva y Provisión de Servicios, Sectores de Transporte y Electricidad".

Base de datos de suelos de la Dirección General de Recursos Naturales Renovables de RENARE – MGAP.

BUN-CA (2002). "Manuales sobre energía renovable: Hidráulica a pequeña escala", Costa Rica.

C. Penche (2004). "Guide on How to Develop a Small Hydropower Plant" (ex: "Layman's Guidebook on How to Develop a Small Hydro Site"); European Small Hydropower Association - ESHA. En español: Guía para el Desarrollo de una Pequeña Central Hidroeléctrica (2006). European Small Hydropower Association (ESHA).

García Petillo M., Cánepa P., Ronzoni C. (2008). "Manual para el diseño y construcción de tajamares de aguada". Ministerio de Ganadería Agricultura y Pesca, Proyecto Producción Responsable - Banco Mundial, Uruguay.

Información proporcionada por Casarone Agroindustrial S.A. en la reunión mantenida el día 13/05/2014 con el Ing. Daniel Gonnet, el Ing. Rodrigo Gorriarán y Pedro Gereda en las oficinas de Casarone en José Pedro Varela.

IPCC (2012). *Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation*. Special Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Technical Support Unit Working Group III.

MVOTMA (2011). Manual de Diseño y Construcción de Pequeñas Presas. Ministerio de Vivienda, Ordenamiento Territorial y Medio Ambiente, Uruguay.

Natural Resources Conservation Service (2010): "Part 630 Hydrology -National Engineering Handbook (NEH)". U. S. Department of Agriculture, Washington, D.C.

Norma IEC 61116: Guía para el equipamiento electromecánico de pequeños aprovechamientos hidroeléctricos.

Norma IEC 62006: Máquinas Hidráulicas. Ensayos de recepción de pequeños aprovechamientos hidroeléctricos.

Temez, J.R. (1977). "Modelo matemático de transformación Precipitación-Aportación", *ASINEL*.

15. ANEXO: COTIZACION RECIBIDA

De: YVRARD Rudy [<mailto:Rudy.YVRARD@andritz.com>]

Enviado el: lunes, 21 de julio de 2014 08:50 a.m.

Para:

Asunto: Project in Uruguay_Information

Dear Mr.

We have different type of low head turbine type in the range of Mini CH, than can be suitable for various kind of configurations: spillway, weir, irrigation channel, outlet from sewage treatment plants, drinkable water, etc.

Regarding the input you have given here below, please find in the last column the turbine type we could offer:

Operation flow (m ³ /s)	Gross head (m)	Intake dimensions (m)	Proposed turbine type
5,50	10,30	Square, 1,50 * 1,50	Vertical Kaplan turbine (ADVG type – see enclosed pictures and reference), runner diameter Ø 1 000 mm

The AET type is most probably the most suitable configuration for your applications but we have a head limitation of 6 m then we cannot offer it for the 2 first projects.

If you have some more drawings or pictures of the sites, we can investigate more in detail the most suitable turbine.

Salutations,

With best regards,

Rudy Yvrard

Compact Hydro

Sales Manager

ANDRITZ HYDRO S.A.S.

49-51 Bd Paul Langevin, 38601 Fontaine cedex,
France

Direct Phone: + 33 (0)4 76 85 56 45

GSM: +33 (0)6 28 95 58 08

Fax: + 33 (0)4 76 26 16 20

rudy.yvrard@andritz.com

www.andritz-hydro.com

SAS au capital de 1 220 000 €

RCS Grenoble B 387 879 570

SIRET 387 879 570 00027

APE 2811Z

TVA FR 47 387 879 570

Headquarters :

ANDRITZ HYDRO GmbH

Eibesbrunnnergasse 20

1120 Vienna, Austria

De: Hetzmanseder Guenter [<mailto:Guenter.Hetzmanseder@andritz.com>]
Enviado el: martes, 08 de julio de 2014 11:37 a.m.
Para:
CC: Bihlmayer Alexander; Eiper Thomas; YVRARD Rudy
Asunto: RE: HYDDROMATRIX product information - Questionnaire for site assessments in Uruguay

Dear Mr.

The required discharge for one of our HM Units is about 10 m³/sec depending on available gross head if talking about a feasible project for Hydromatrix.

So in total we would need approximately 60 m³/sec, or better more to compensate the one time project cost for Design, Engineering, as well as fabrication and handling process for the Turbine Generator Units which will be a tailormade, accurate adjusted Turbine Generator unit for your site.

These Irrigation schemes as submitted seems unfortunately not suitable for Hydromatrix implementation due to the very low available discharge, but I have attached Information and contact for Mini Compact Hydro applications within Andritz.

Please contact Mr Yvrard directly.

The enclosed chart shows for a typical Hydromatrix application range with unit output and unit discharge shall give you a good overview to identify possible sites to implement Hydromatrix.

Looking forward to hear from you.

For further questions please don't hesitate to contact us.

Mit freundlichen Grüßen / With best regards

Guenter Hetzmanseder

LH-HM-LZ

System Engineering Hydromatrix®

ANDRITZ HYDRO GmbH

Lunzerstrasse 78

4031 Linz, Austria

Phone: +43 732 6986 6429

De: Bihlmayer Alexander [<mailto:Alexander.Bihlmayer@andritz.com>]

Enviado el: miércoles, 02 de julio de 2014 03:13 a.m.

Para:

CC: Mellacher Bruno; Hetzmanseder Guenter; Vilanova Diego; Stoebich Christian

Asunto: RE: HYDDROMATRIX product information - Questionnaire for site assessments in Uruguay

Dear Mr.

With reference to Bruno Mellacher's e-mail I would like to follow up with regards to your interest in our HYDROMATRIX (HM) technology. Please see enclosed product brochure, which you can also download from our website www.hydomatrix.com along with a wealth of other information. If you provide me with a postal address, I will also send you a couple of product DVD's including several videos from our reference plants.

As you will find out in our product info, HYDROMATRIX is ideally suited to be incorporated in existing dam or weir structures. We have 19 years of product experience and have realized 7 reference plants totaling more than 200 Turbines and ranging from 1.3 MW 5-unit plants up to a 2-stage/90 unit cascade with 50+MW capacity.

The technology is very robust and highly standardized (e.g. fixed runner diameter) and most economical when used at sites with average discharges **of about 100 m³/sec**, however it can also be employed at sites with smaller discharges as long as the discharge fluctuations are not too large. Main reason for this is the fact that HM turbines are unregulated by design and operate in unit increments of about 9-12 m³/sec depending on the chosen hydraulic profile.

Rough price indication for HYDROMATRIX equipment: A total installed E&M water-to-wire plant equipment package usually cost between 1.1 - 1.3 Mio EUR per turbine-generator unit. The stand-alone price **for one TG-unit is about 450,000 EUR**, the remainder covers the hydraulic steel structures, complete EPS equipment up to the HV switchgear as well as intake trashrack and trash rack cleaning machine, installation works, etc. Not all sites require the listed equipment, hence the above stated price range. Associated scope for civil works is usually very small with very little cost impact. Typical project durations range from 18-24 months counting from design startup to commercial operation.

In order to assist you in the assessment of your prospective sites we kindly ask you to collect basic data for each of the sites using the enclosed questionnaire as a guideline. Based on the hydrology data you provide, we usually start with a technical desktop study resulting in a hydraulic layout and conceptual plant layout including budgetary costing. This is followed by a feasibility check using the commercial boundary conditions (energy tariff, assumptions for financing structure, ...). Once we have narrowed down the list of potential sites, we usually select the most promising to be further investigated (including in most cases a site visit). In case the site does not fit well to HM technology, we will provide you with recommendations for other ANDRITZ HYDRO turbine technologies.

Kindly provide us with some background information on your hydropower site assessment program (who is the sponsor, which are the collaborating parties,...) and

about the regulatory and commercial boundary conditions which are envisioned for the development of these hydro projects.

I hope this first info helps you to get familiarized with HYDROMATRIX. In case of questions, please let me or my colleague Guenter Hetzmanseder know. We look forward to working with you.

Best Regards,

Alexander Bihlmayer

Product Management HYDROMATRIX®

ANDRITZ HYDRO GmbH