



ANEXO 13

ANTEPROYECTO ARERUNGUÁ – 90

**AGENCIA NACIONAL DE INVESTIGACIÓN E
INNOVACIÓN (ANII)**

FONDO SECTORIAL DE ENERGÍA

PROYECTO PR_FSE_2009_1_08

Mayo/2013

1.INTRODUCCIÓN

1.1 Antecedentes.

Este trabajo se enmarca en las necesidades nacionales de fuentes energéticas, expresadas por las autoridades ministeriales y concretadas. El objetivo expresado para 2015 es de tener hasta un 25 % de la energía eléctrica nacional generada a partir de fuentes energéticas renovables.

La energía hidroeléctrica se ha utilizado desde 1947 en el país, pero solo en emprendimientos a gran escala (Rincón del Bonete: 152MW; Baygorria: 111 MW; Palmar: 330 MW; Salto Grande: 1890 MW. Las tres primeras fueron construidas y son operadas por la Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas (UTE); la última por la Comisión Técnica Mixta de Salto Grande, binacional. Anteriormente, en el embalse del 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.

1.2 Uruguay, Clima, precipitaciones

La República Oriental del Uruguay tiene un territorio con topografía poco accidentada. El territorio, con ondulaciones de poca altura en casi todo el país, genera gran cantidad de cauces, con desniveles pequeños.

El clima es templado y no hay nieve, por lo que no hay cauces torrentosos ni estacionales.

Las precipitaciones están distribuidas en todo el año, con mayor frecuencia en los meses de octubre a abril de 2013. La media anual en todo el territorio es de 1100 mm anuales, si bien hay algunas diferencias entre zonas. En el estudio previo “Balances hídricos superficiales en cuencas del Uruguay”, realizado por el IMFIA en convenio con el MTOP-DNH, se muestran los ciclos anuales de precipitación, evapotranspiración real y esorrentía en algunas cuencas, entre todas razonablemente representativas de todo el territorio nacional. Se observa que hay variabilidades (desviaciones estándar) muy altas, con frecuencia superiores a la mitad de los valores medios.

Por lo anterior, los caudales disponibles para la generación hidroeléctrica no suelen ser previsibles en el corto ni mediano plazo. Ello hace que la energía hidroeléctrica, para poder ser considerada energía firme, requeriría embalses relativamente grandes, con

elevados tiempos de residencia. El fuerte impacto de los lagos hace que sea preferible resignar algo de la calidad de firme para hacer viable el emprendimiento.

1.3 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 en buena medida de los regímenes pluviométricos, y no tendrá un embalse tan grande respecto al caudal turbinado que permita esa calidad de firme. Por lo tanto, la energía generada será volcada al Sistema Interconectado Nacional de energía eléctrica; ello hará que la energía que se genere en el proyecto presente permita o bien ahorrar agua turbinable en embalses de mayor porte (sobre todo, el de Rincón del Bonete), o bien generar menos con las centrales térmicas de energías no renovables e importadas, o bien disminuir las adquisiciones de energía a los países vecinos.

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

1.4 Datos disponibles

1.4.1 Información topográfica.

Se dispone de información relativamente completa y actualizada sobre la topografía nacional:

- Cartografía del Servicio Geográfico Militar, materializada en planos (impresos y en otros formatos) a escala 1:50.000 y menores de todo el territorio; para algunas zonas, se dispone de planos a escala 1:25.000.
- Cartas digitales vectoriales, a distintas escalas, con centros poblados, caminería, hipsografía, hidrografía, etc.

- Información satelital de la NASA (National Aeronautics and Space Administration, de EE.UU.) , plasmada en el modelo numérico de terreno SRTM-NASA; dicha información satelital es gratuita y de libre descarga en la web.

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.

1.4.2 Información hidrológica

- Informes sobre balances hídricos elaborados por la Dirección Nacional de Hidrografía, actualmente publicados por la Dirección Nacional de Aguas (DINAGUA)
- Información georreferenciada de la Dirección General de Recursos Naturales Renovables (RENARE) del Ministerio de Ganadería, Agricultura y Pesca.

Sin perjuicio del uso de la información disponible, para el presente proyecto se deberán realizar relevamientos in-situ detallados para, cuando se realice el proyecto ejecutivo, determinar con más precisión las características y emplazamientos de las distintas partes de la obra.

1.4.3 Capacidades de la industria nacional

1.4.3.1 Obras civiles

Las obras civiles del presente proyecto pueden ser realizadas por buena cantidad de empresas nacionales. Las decenas de empresas de obras civiles que suelen trabajar en obras públicas y privadas de cierto porte tienen la maquinaria y los recursos humanos capacitados que se requieren.

Para la construcción de los equipos de generación, hay empresas que tendrían las capacidades requeridas para los tamaños de las máquinas de que se trata. Por ejemplo, la elaboración de las turbinas requiere capacidades tecnológicas que se encuentran en el país:

corte y conformación de chapas gruesas, soldadura, fundición, maquinado. Las empresas nacionales no han construido, hasta la fecha, turbinas hidroeléctricas.

Con respecto a los generadores, caben las mismas observaciones que respecto a las construcciones metalúrgicas. Hay capacidades nacionales para su construcción, pero no se cuenta con experiencia en ese tipo de generadores. Y no sería rentable una inversión para generar una línea de producción si la demanda fuera de muy pocas máquinas.

Las válvulas y compuertas requeridas comparten en alguna medida las observaciones de la construcción de turbinas: si bien se han elaborado en el país, no hay, a la fecha, una línea de producción que las elabore con cierta frecuencia y en tipos y tamaños repetitivos.

1.4.3.2 Celdas e instrumentos; tableros

Los tableros eléctricos, incluyendo celdas, pueden ser elaborados en el país; hay un buen número de empresas que ofrecen calidad adecuada. No obstante, los componentes, ya sean instrumentos u órganos de accionamiento, serán importados.

1.4.3.3 Sistemas de control

Es factible un desarrollo nacional del sistema electrónico-PLC de control de la velocidad, a relativamente bajo costo y sin dificultades tecnológicas especiales. Sin perjuicio de ello, los componentes a usar serán importados. También puede pensarse en adoptar un sistema de control ya desarrollado en otros países; hay desarrollos al respecto en los países de la región.

1.4.3.4 Ensayos y calibraciones

Los ensayos de recepción forman parte de la inversión inicial. Los instrumentos principales pueden ser calibrados en el país:

- Instrumentos de medidas eléctricas en el laboratorio de UTE, Dpto. de Metrología Eléctrica
- Instrumentos de medida de presión en el LATU e instituciones o empresas acreditadas por éste
- Instrumentos de medida de caudal se pueden calibrar in-situ, usando instrumental de referencia que se puede calibrar en la Facultad de Ingeniería

En operación, se requerirá una calibración periódica de los instrumentos principales (los de nivel, presión y eléctricos), que puede ser realizada en los mismos laboratorios.

1.4.3.5 Obtención de insumos.

Los insumos para la obra civil (áridos, cemento, hierro en distintas formas, etc.) son conseguibles en el territorio y en las capitales departamentales cercanas; en la peor de las situaciones, se deberá conseguirlos en Montevideo.

Los insumos importados de mayor tamaño o peso (turbinas, generadores, u otros equipos de porte) ingresarán al país por: si son de Brasil o Argentina, cruzando las fronteras en camiones o chatas adecuados; si son de ultramar, por el puerto de Montevideo.

Para la escala del presente proyecto, las carreteras nacionales son adecuadas para el transporte de las partes prearmadas; podría ocurrir que alguna pieza de grandes dimensiones requiriera una logística de transporte algo especial, pero no inédita en el país.

2. IDENTIFICACIÓN DEL LUGAR

El sitio preidentificado para el emprendimiento se localiza en el arroyo Arerunguá, Dpto. de Salto, Uruguay. La presa (el cierre del arroyo) estará ubicada en el punto de

coordenadas UTM: 381048 mE, 6535013 mS

o bien:

latitud 31° 19'36" S; longitud 57°04'21"O

En la Figura 2.1 se muestra la ubicación de la presa sobre las cartas M-9 y M-10, escala 1:50.000, del SGM. Como puede observarse, la ubicación del emprendimiento es en la zona centro del departamento de Salto, al Sureste del cruce de las rutas 31 y 4.

El arroyo Arerunguá nace en la cuchilla de Haedo, departamento de Tacuarembó, atraviesa casi todo Salto y desemboca en el Río Arapey. Tiene como uno de sus principales afluentes al arroyo de las Cañas.

La distancia de la presa a la red de distribución eléctrica de UTE (siguiendo caminos y rutas) se estima de 38.4 km.

En la Figura 2.1 se observa que próximo al embalse, a una distancia de aproximadamente 150 m hacia aguas abajo del mismo, se ubica un puente sobre el arroyo Arerunguá, el cual

oficia de cruce para la ruta 31. El mismo se encuentra a 7 km al Este del cruce de esta ruta con la ruta 4. En la Figura 2.2 se presenta una foto del puente sobre la ruta 31, donde se observa además la topografía del entorno al punto de cierre.

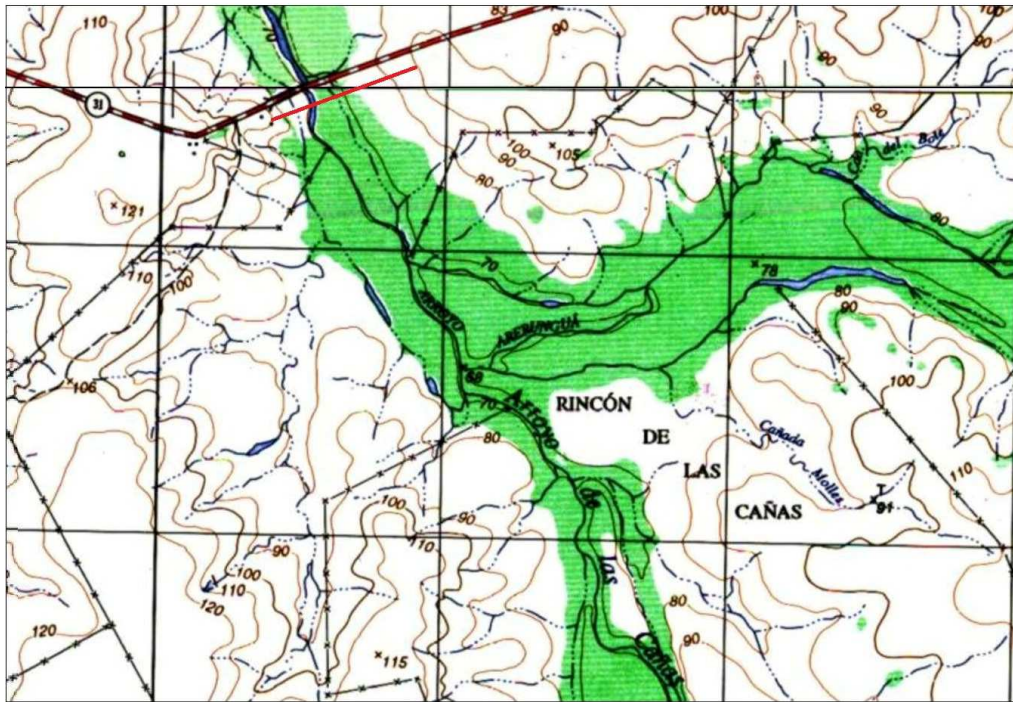


Figura 2.1 Presa en el arroyo Arerunguá, en cartas M-9 y M-10 a escala 1:50.000 del SGM



Figura 2.2 Puente sobre ruta 31, 150 m aguas abajo del sitio del emprendimiento.

3. CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES

En los siguientes ítems se describen las características principales que conforman a este emprendimiento.

3.1 Salto disponible

El nivel de vertido del embalse se ubicará a cota +90m. Estimándose para este sitio la cota del fondo del cauce de +66m, la superficie del río tendrá cota variable, con una media de +68m, por lo que el salto bruto medio resulta $H_B = 22$ m.

Suponiendo una pérdida de carga de 0.9 m (4% del salto bruto) en los canales y conductos de presión, el salto neto será:

$$H_n = 21.1\text{m}$$

3.2 Lago

El lago que generará este emprendimiento (Figuras 3.1 y 3.2) tendrá cota igual a la cota de vertido del embalse (+90 m); podrá alcanzar cotas por sobre este valor cuando esté vertiendo.

El largo de la presa se puede estimar en forma preliminar trazando la misma en el punto de cierre y entre las líneas de nivel correspondientes a la cota de vertido, siendo el mismo igual a unos 1049 m. En el Cap. 7 se precisa y detalla.

Mediante el empleo de un modelo digital de terreno construido en base a la información topográfica contenida en las cartas del SGM, se estima el volumen del embalse para la cota de vertido de $261 \times 10^6 m^3$, y el área inundada por el mismo de 4874 ha.

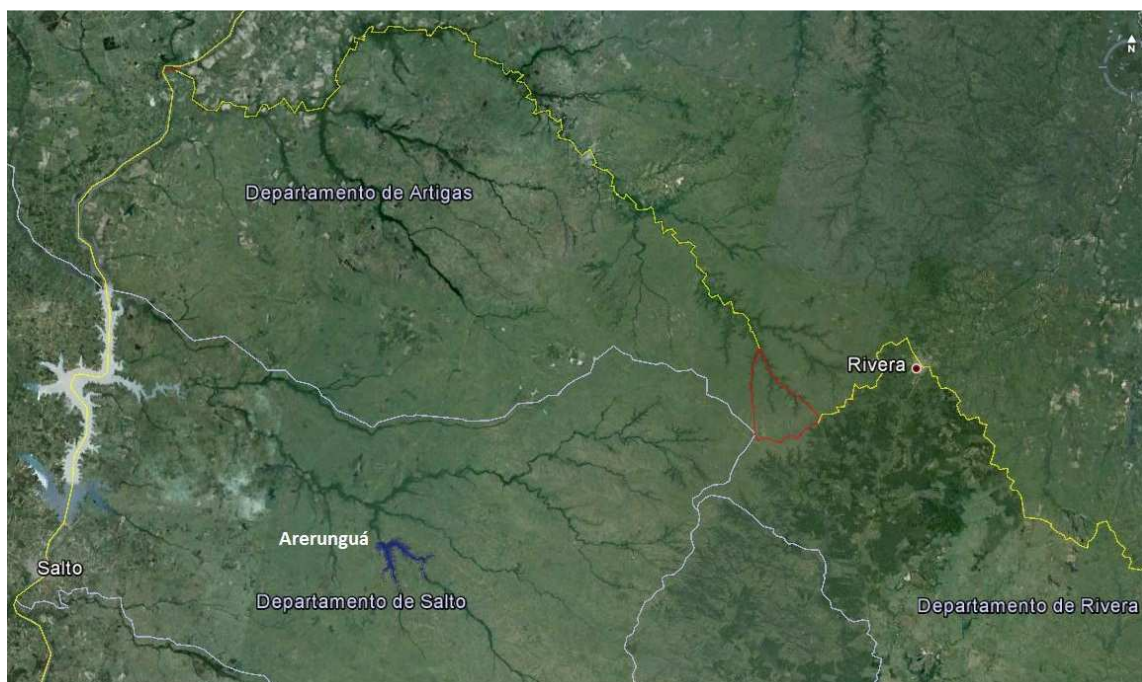


Figura 3.1 Ubicación del embalse sobre el arroyo Arerunguá

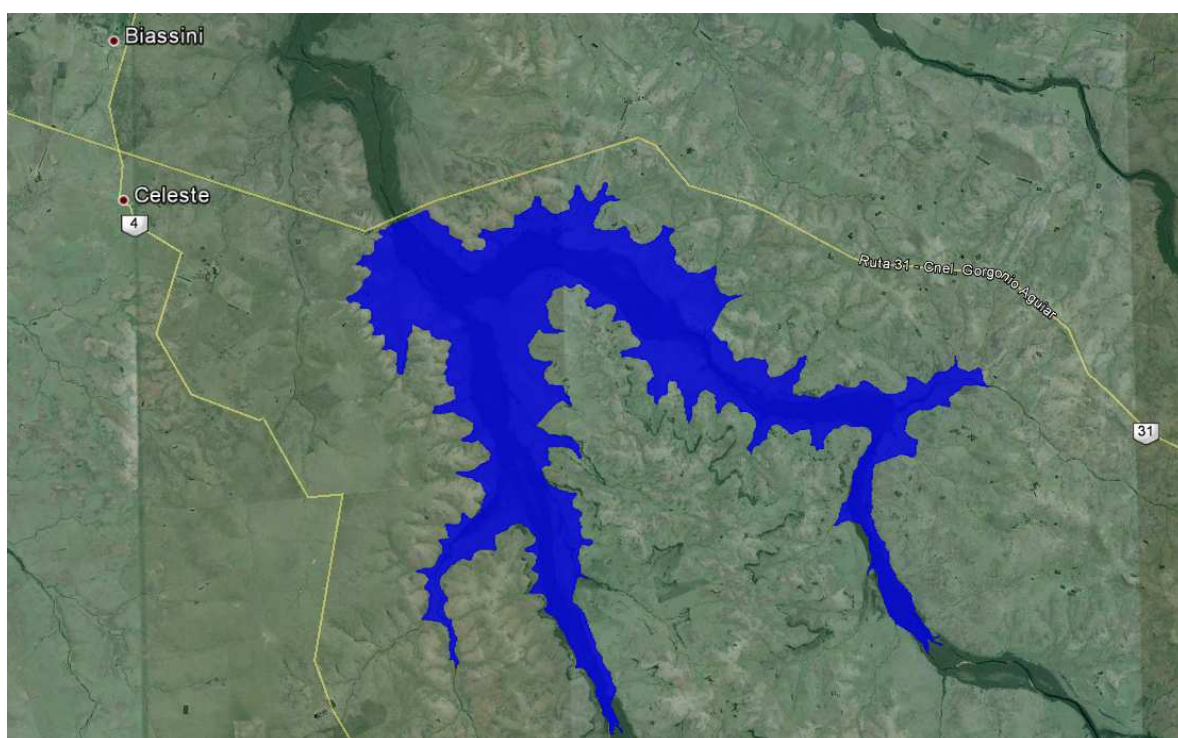


Figura 3.2 Embalse en el arroyo Arerunguá

3.3 Caracterización del área inundada

3.3.1 Padrones afectados por el lago

El embalse afectará los siguientes padrones del Dpto. de Salto (ordenados según el porcentaje de área inundada en forma decreciente):

Nº Padrón	Área total (m ²)	Área inundada (m ²)	% $\frac{\text{Área inundada}}{\text{Área total}}$
11280	934713.889	933651	100%
11280	917169.374	912291	99%
10222	1207865.36	1037849	86%
1084	12292329	8395417	68%
8552	2895765.66	1903488	66%
1097	123818.798	76418	62%
2326	3179183.51	1846708	58%
10251	1314214.74	753300	57%
8155	1414989.13	768687	54%
920	3671834.53	1860901	51%
10221	674048.493	334908	50%
4573	38998.3642	18237	47%
1099	8414597.42	3789663	45%
8549	2253080.7	1012406	45%
5444	2401502.2	1020731	43%
2319	2352322.55	944680	40%
8997	9514075.49	3774636	40%
2666	3001838.95	1176291	39%
11283	347094.438	124723	36%
8686	2051360.5	727402	35%
1080	2310704.62	787275	34%
4709	983041.705	331398	34%
4486	3893959.82	1297302	33%
11281	2818462.16	935499	33%
1098	7401463.36	2373125	32%
2320	3316280.6	1000786	30%
5463	4385668.52	1065110	24%
1078	8699443.32	1901764	22%
8275	940478.077	193792	21%
3488	790462.648	151688	19%
11302	6130782.12	1099291	18%
3486	4979917.86	858428	17%
4574	652507.547	104795	16%

8359	2184252.27	309859	14%
916	2413031.99	337249	14%
1079	5352704.65	595738	11%
1076	1855679.3	199378	11%
8996	4787601.54	483453	10%
9002	1790834.1	178542	10%
3660	3118451.02	258738	8%
10219	283483.204	22228	8%
4797	6162662.64	426004	7%
1104	3014932.93	205519	7%
3490	6204304.57	414125	7%
5380	1627383.63	102673	6%
7670	1049258.3	50083	5%
1063	10854493.8	506410	5%
1075	1899603.66	87997	5%
3485	808620.945	37449	5%
925	9612219.93	416964	4%
1096	10936544.1	327751	3%
11282	1963632.53	55268	3%
8359	9643655.55	201652	2%
10220	471375.231	8210	2%
2435	685266.828	5935	1%

Tabla 3.1. Padrones inundados por el lago para la cota de vertido.



Figura 3.3 Padrones afectados por el embalse

Sin perjuicio de que esos padrones serán inundados cuando el embalse se encuentre a la cota de coronamiento de la presa, en ocasión de vertimientos el embalse inundará áreas mayores, pudiendo eventualmente interesar otros padrones.

3.3.2 Índice CONEAT del área inundada

Los diferentes Grupos de Suelos CONEAT que se presentan en la zona afectada por el lago se pueden observar en la Figura 3.4 y se indican en la tabla 3.2 junto con los correspondientes índices CONEAT y los porcentajes del área afectada respecto al área total del lago. Se obtiene un índice CONEAT medio para el área inundada de 127.

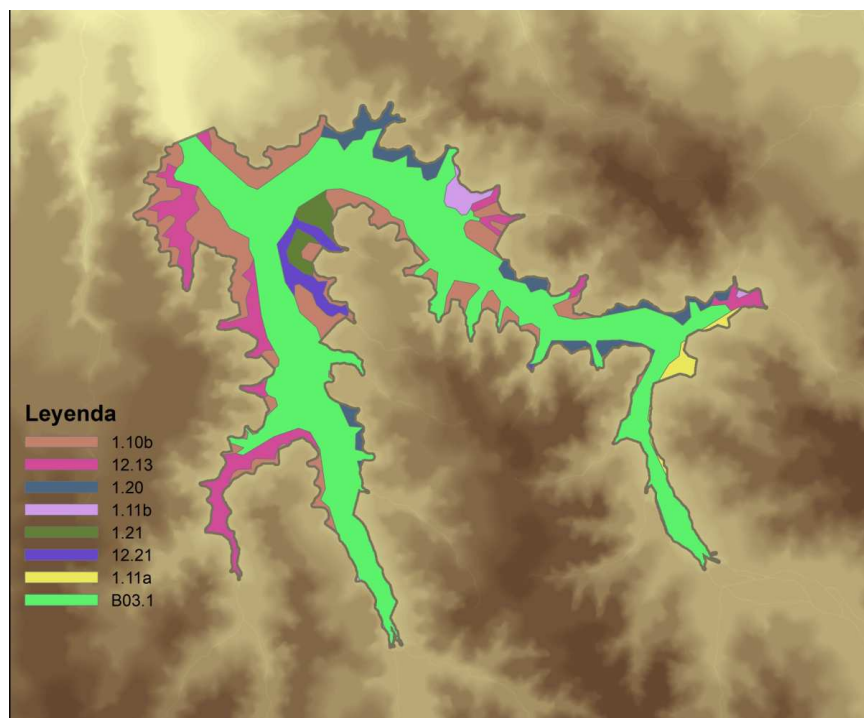


Figura 3.4 Índice CONEAT del suelo afectado por el lago.

GRUPO	1.10b	12.13	1.2	1.11b	1.21	12.21	1.11a	B03.1
% AREA	18	10	5	1	2	3	1	60
INDICE CONEAT	30	158	79	40	86	153	66	158
INDICE CONEAT DEL AREA INUNDADA:								127

Tabla 3.2 Grupos de suelos con sus correspondientes índices CONEAT y porcentajes de área respecto al área total afectada por el lago.

3.3.3 Usos del suelo

Los principales usos del suelo de la zona inundada por el lago se pueden clasificar de acuerdo a lo indicado en el siguiente cuadro, donde se indica además el porcentaje del área utilizada respecto al área total inundada.

USO DEL SUELO	PASTORIL	PASTORIL-AGRICOLA
% AREA	85	15

Tabla 3.3 Usos del suelo y porcentajes de área respecto al área total afectada por el lago.

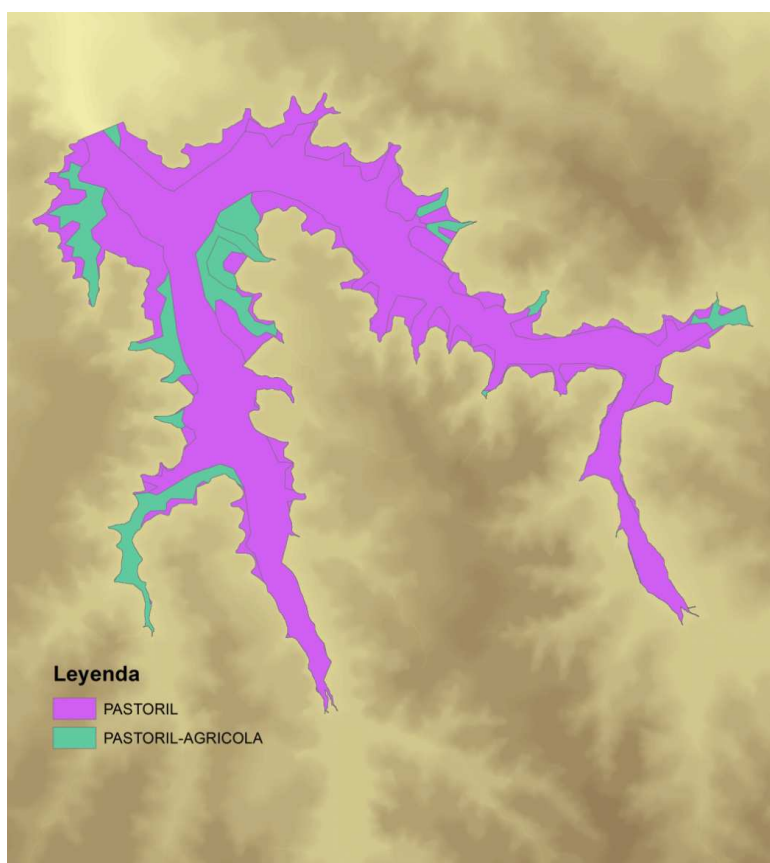


Figura 3.5 Usos del suelo afectados por el lago.

4. HIDROLOGÍA

4.1 Caracterización geomorfológica de la cuenca

La cuenca correspondiente al cierre identificado en el arroyo Arerunguá fue delimitada a partir de un modelo numérico de terreno construido en base a información satelital de la misión SRTM-NASA (<http://earthexplorer.usgs.gov>). Dicha información satelital es gratuita y de libre descarga en la web. Para la zona de la cuenca, la información disponible se presenta en formato raster con un punto de cota en celdas de aproximadamente 90 metros de lado. Esta información topográfica fue verificada contrastando con la información de curvas de nivel generadas por el Servicio Geográfico Militar (MDN-Uruguay) en sus cartas topográficas a escala 1:50000.

En la Figura 4.1 se presenta la cuenca del arroyo Arerunguá con cierre en el emplazamiento definido cuya área es 2391 km². En base al modelo numérico de terreno antes mencionado, se determinaron las principales características geomorfológicas de la cuenca (directamente relacionadas a la respuesta hidrológica de la misma) que se presentan en la Tabla 4.1.

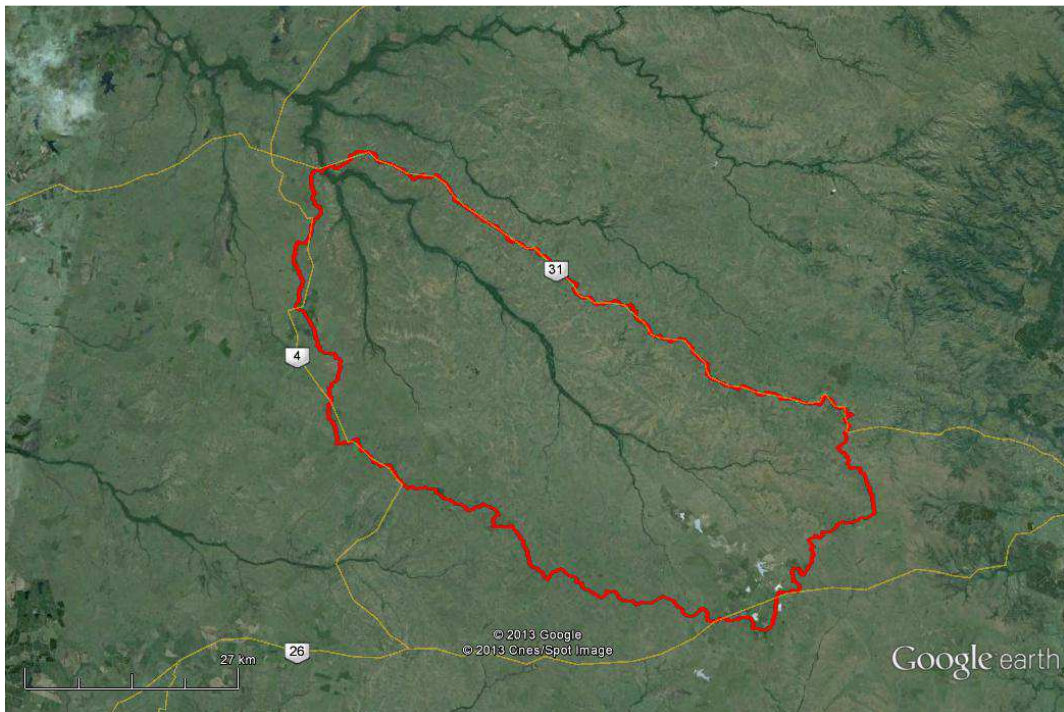


Figura 4.1. Cuenca del arroyo Arerunguá con cierre en el emplazamiento seleccionado.

Área de la cuenca (Km ²)	Δh (m)	Lpc (m)	S (%)
2391	258	105006	0.25

Tabla 4.1. Características geomorfológicas de la cuenca.

Δh : desnivel máximo en la cuenca; Lpc: longitud del cauce principal; S: pendiente media del cauce principal.

4.2 Precipitación

La precipitación media anual en la cuenca es 1329 mm/año de acuerdo al registro de la estación pluviométrica de la Dirección Nacional de Meteorología N° 1232 (Valentín)¹, considerada como representativa, para el período 1981-2012.

Como es característico en todo el país, la precipitación mensual presenta variabilidad superior a la precipitación anual, lo que se pone de manifiesto al observar las desviaciones estándar a escala mensual y anual de la precipitación, para períodos de varios años. En la Figura 4.2, se presenta el ciclo anual medio de precipitaciones y la desviación estándar para el período 1981-2012 en base a la información registrada en la estación 1232. Asimismo se agrega la precipitación media anual y su desviación estándar (dividido entre 12 a efectos para escalar a nivel mensual) para el mismo período.

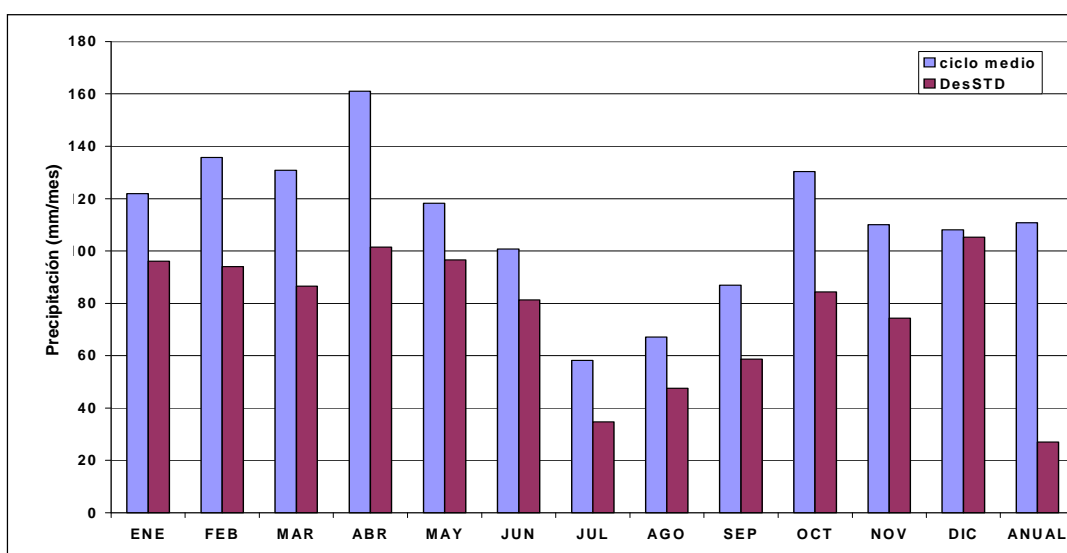


Figura 4.2. Ciclo medio anual de precipitación y desviación estándar en la cuenca del arroyo Arerunguá (1981-2012).

¹ Las coordenadas de la estación Valentín son X= 366400; Y= 6539600 (Gauss Kruger)

4.3 Caracterización del suelo

En base a la información publicada en la Carta de Suelos del Uruguay y al trabajo elaborado por la Dirección de Recursos Naturales Renovables del MGAP (Molfino et. al, 2001) sobre el agua disponible de los suelos del Uruguay, ambos trabajos sintetizados y publicados en el Manual de Diseño y Construcción de Pequeñas Presas (MVOTMA, 2011), se identificaron las unidades de suelos presentes en la cuenca.

En la Tabla 4.2 se resumen las unidades de suelo presentes y los parámetros hidrológicos más relevantes: Agua Disponible y Grupo Hidrológico. La cuenca presenta esencialmente suelos superficiales de escasa potencia, baja capacidad de almacenamiento de agua y respuesta hidrológica rápida.

Unidad de Suelo	% Área en la cuenca	AD (mm)	GH
Cuchilla de Haedo- Paso de los Toros	50	21.5	D
Curtina	35	55.2	D
Itapebí-Tres Arboles	3	124.2	D
Cuaró	8	93.2	D

Tabla 4.2. Unidades de Suelos en la cuenca del arroyo Arerunguá con cierre en el emplazamiento seleccionado. AD: agua disponible de cada unidad (mm); GH: grupo hidrológico de la unidad de acuerdo a la clasificación del NRCS (2010).

4.4 Estimación del escurrimiento mensual

Los escurrimientos mensuales en la cuenca fueron calculados a partir del modelo hidrológico de Temez (MVOTMA, 2011) calibrado y regionalizado en Uruguay. Este modelo utiliza información de precipitación mensual, evapotranspiración potencial y agua disponible de los suelos de la cuenca en base a lo cual estima los escurrimientos naturales para la serie de precipitaciones mensuales disponibles.

El modelo de Temez es actualmente recomendado para el cálculo de escurrimientos en cuencas no aforadas con el objetivo de diseñar volúmenes a embalsar en pequeñas presas (MVOTMA, 2011).

En el caso de la cuenca del arroyo Arerunguá, se realizó una simulación para el período Enero 1981-Diciembre 2012 obteniendo los caudales mensuales que se presentan en la Figura 4.3.

Los resultados muestran la alta variabilidad mensual, originada por la variabilidad en las precipitaciones, lo que a escala anual se amortigua (Figura 4.4).

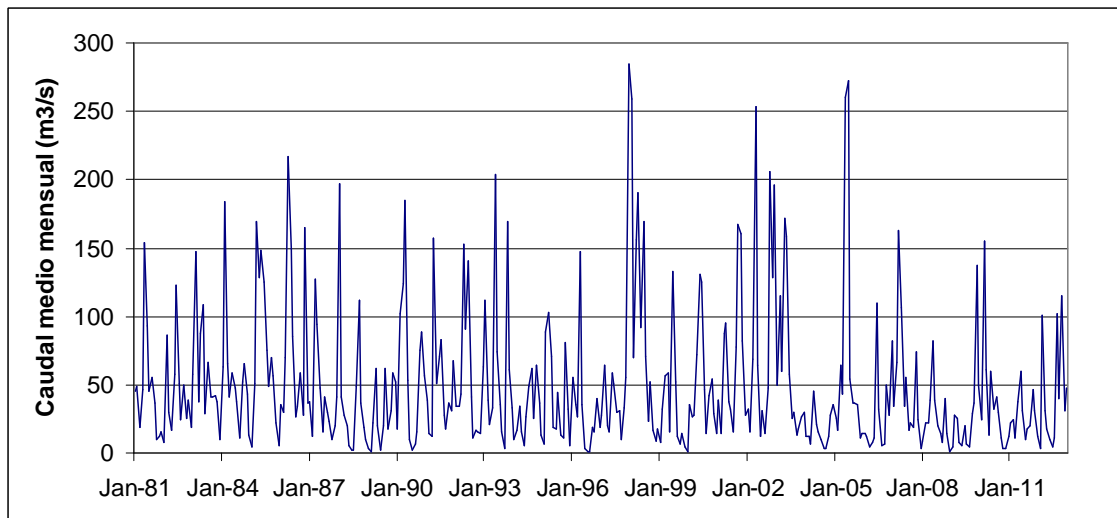


Figura 4.3. Estimación del caudal medio mensual (m³/s) generado por la cuenca, período 1981-2012.

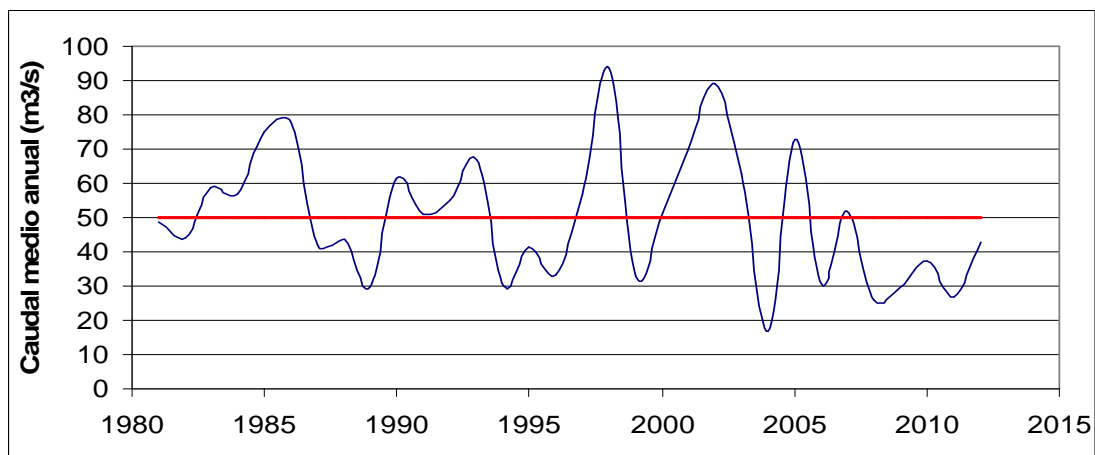


Figura 4.4. Estimación del caudal medio anual (m³/s) generado por la cuenca, período 1981-2012.

En azul la evolución temporal de caudal medio anual en cada año;
 en rojo el caudal promedio anual de toda la serie 1981-2012 ($Q=50 \text{ m}^3/\text{s}$).

El caudal medio anual generado en la cuenca (caudal turbinable) es de

$$Q_m = 50 \text{ m}^3/\text{s}$$

para el período 1981-2012; su desviación estándar es $19 \text{ m}^3/\text{s}$.

La serie de caudales mensuales modelados, fue sintetizada en la curva de permanencia de caudales que se presenta en el Figura 4.5. Esta representación permite identificar qué porcentaje del tiempo (considerando la serie 1981-2012) circuló por el cauce un caudal determinado o uno superior.

Si bien el análisis presentado en este trabajo permitió establecer el caudal medio anual en la cuenca, parámetro principal a efectos de comparación y selección de emplazamientos promisorios para generación, es importante tener en cuenta la variabilidad de caudales Inter e intra anual a efectos de establecer en forma individual la generación hidráulica esperada. En ese sentido, cuando se realice el proyecto ejecutivo, se recomienda un análisis hidrológico en base a series históricas extensas y modelación de caudales diarios.

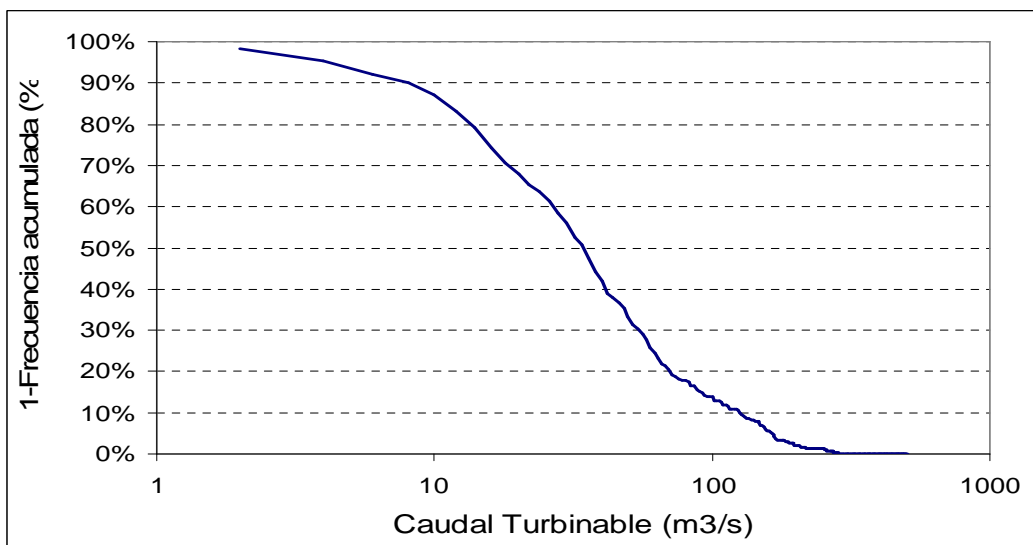


Figura 4.5. Permanencia de caudales medios mensuales en el cierre seleccionado, período 1981-2012.

4.5 Caudales de proyecto y de avenidas, frecuencia de inundaciones

Se realizó un estudio hidrológico de avenidas en la cuenca en base a información de precipitaciones extremas. El proceso de transformación: *Precipitación Extrema-Hidrograma de Crecida*, fue modelado aplicando la metodología propuesta por el Natural Resources Conservation Service (NRCS, 2010, ex Soil Conservation Service) del Departamento de Agricultura de Estados Unidos.

Esta metodología se basa en una modelación simplificada del proceso precipitación-escorrentía, y permite obtener el hidrograma de crecida a partir de una tormenta de diseño a ser construida para la cuenca. La construcción de dicha tormenta de diseño, se realizó

utilizando el mapa de curvas Intensidad-Duración-Frecuencia del Uruguay (Genta, et. al, 1998).

El proceso de infiltración en la cuenca se modeló utilizando el método de Curva Número (NRCS, 2010) en base a información de tipo y uso de suelos de la cuenca. Para ello, se dispone de la Clasificación de Suelos del Uruguay (Molfino et al.,2001). Por su parte, la respuesta y tránsito del escurrimiento en la cuenca se modeló en base a la teoría de hidrograma unitario (NRCS, 2010).

Esta metodología (NRCS, 2010) para el cálculo de hidrogramas de avenida es ampliamente recomendada a nivel internacional y nacional para cuencas medianas y pequeñas (menores a 2500 Km²) no aforadas. En efecto, el manual de diseño de pequeñas presas publicado por el MVOTMA (MVOTMA, 2011) propone esta metodología para el cálculo de avenidas extremas para el diseño de vertederos en pequeñas presas de Uruguay.

En la Tabla 4.3, se presentan los parámetros hidrológicos calculados para la aplicación del método NRCS. El tiempo de concentración indicado en la Tabla fue determinado mediante el método de Kirpich (Chow, 2004).

Área de la cuenca (Km ²)	Tc (hs)	Número de Curva	P _{máx} (mm)
2391	25	84	94

Tabla 4.3. Parámetros hidrológicos de la cuenca. Tc: tiempo de concentración, P_{máx}: precipitación máxima en la cuenca para una duración de 3 hs y 10 años de período de retorno (Genta et. al, 1998).

En la Tabla 4.4, se presentan los caudales extremos para diferentes períodos de retorno en la cuenca de estudio. La base estadística para este cálculo corresponde al ajuste de la función de distribución de Gumbell a las series de precipitaciones máximas registradas en Uruguay para diferentes duraciones (Genta et. al, 1998).

Tr (años)	Caudal máximo (m ³ /s)
2	2621
10	4050
50	5303
100	5833
500	7056
1000	7582

Tabla 4.4. Caudales extremos en la cuenca de estudio para diferentes períodos de retorno.

A efectos de determinar el hidrograma de avenida para el diseño del vertedero, resulta necesario establecer el período de retorno del evento de diseño. En función de la magnitud, importancia y potenciales consecuencias de fallo, se encuentra conveniente realizar este pre-diseño para un período de retorno de 500 años. En la Figura 4.6, se presenta el

hidrograma de avenida de la cuenca para un período de retorno de 100 años, obteniendo un caudal máximo $Q_{\text{máx}} = 7056 \text{ m}^3/\text{s}$.

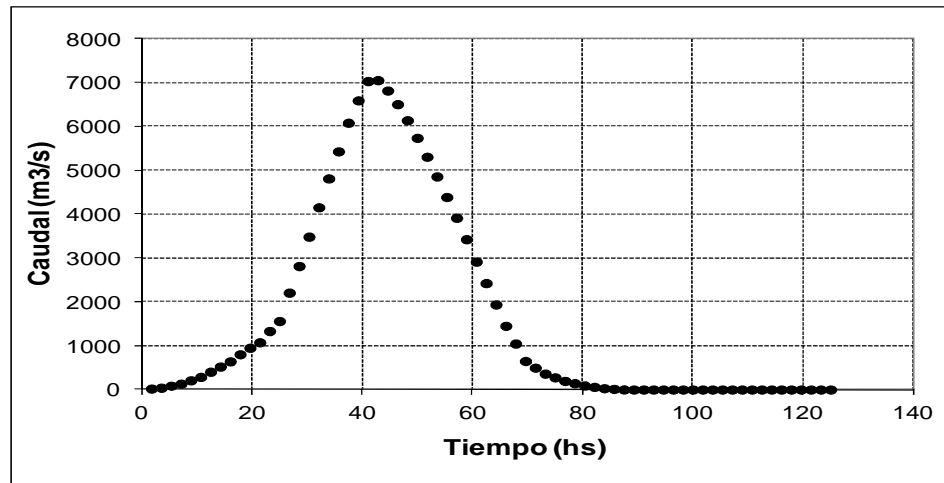


Figura 4.6. Hidrograma de crecida para el cierre Arerunguá_90 asociado a un período de retorno de 100 años.

El hidrograma presentado en la Figura 4.6 corresponde al caudal generado por la cuenca para el mencionado evento extremo de precipitación en la situación actual (sin presa). En régimen, cuando la presa esté construida, este hidrograma ingresará al embalse generado por el dique de cierre previo a la descarga por el vertedero. Por tanto, el hidrograma de diseño del vertedero se obtiene luego de transitar (laminar) este hidrograma a través del embalse, reduciéndose el caudal máximo de diseño. La magnitud de la reducción del caudal máximo depende esencialmente del tipo de vertedero y de la topografía en la zona del embalse (capacidad de almacenamiento).

A efectos de este ante-proyecto y de forma orientativa, se considera una reducción del caudal máximo de un 20%. En el ítem “Diseño de Obras Civiles” se describen las características preliminares de este vertedero. En la etapa de proyecto ejecutivo, deberá efectuarse con detalle el tránsito del hidrograma de crecida en el embalse, en base a la resolución numérica de las ecuaciones de Saint-Venant.

4.6 Arrastre de sedimentos

No se prevé que la producción y transporte de sedimentos tenga un impacto apreciable sobre la operación del embalse. Se recomienda igualmente realizar monitoreos (batimetría del embalse) con frecuencia anual, en los primeros años de operación y en adelante con menor frecuencia de manera de disponer de información objetiva sobre la acumulación de sedimentos.

4.7 Caudal reservado

La legislación uruguaya no prevé, en forma explícita, la exigencia de disponer de un caudal reservado o mínimo a ser mantenido en el curso. Sin embargo, en la etapa de análisis ambiental (Estudio de Impacto Ambiental), la DINAMA puede solicitar un caudal de protección ambiental mínimo, en caso de verse comprometidos ecosistemas de particular importancia, lo que no se encuentra en este caso.

Por su parte, DINAGUA, para los casos de presas de riego, verifica como criterio, permitir emprendimientos siempre que aguas abajo del mismo se asegure como mínimo un caudal permanente de $0.4 \text{ lt/s} / \text{km}^2$ de cuenca, que en este caso corresponde a $0,96 \text{ m}^3/\text{s}$.

5. POTENCIA A INSTALAR

5.1 Cantidad de turbinas y puntos de funcionamiento

Se opta por instalar 3 turbinas, cada una de ellas de las siguientes características nominales:

$$Q = 16,3 \text{ m}^3/\text{s}; \quad H_n = 21,1 \text{ m}$$

Además, se instalará una turbina menor destinada a turbinar el caudal reservado, de las siguientes características:

$$Q = 1,1 \text{ m}^3/\text{s}; \quad H_n = 21,1 \text{ m}$$

Esta turbina funcionará en todo momento, en particular en los períodos de estiaje y en los momentos de llenado del embalse, cuando no se disponga de los caudales necesarios para hacer funcionar una de las turbinas mayores.

5.2 Estimación de la potencia con Q_{medio}

Suponiendo un rendimiento típico de 0.85, la potencia nominal de cada turbina grande será de

$$P = 2865 \text{ kW}$$

La turbina chica será de

$$P = 193 \text{ kW}$$

por lo que la potencia instalada total será de

$$P_{\text{total}} = 8788 \text{ kW.}$$

Estos valores serán ajustados cuando se proceda a la selección final de los equipos, en función de los diseños específicos de los fabricantes que puedan ofrecer.

Conveniencia de sobre-equipar

Si se decidiera sobre-equipar, para tener una mayor potencia instalada que permita generar más en ocasión de afluencia de grandes caudales, se podría instalar una turbina adicional de características análogas a las grandes. Se tendría así un sobre-equipamiento de un 32 %.

La conveniencia y posibilidad surgirá de un estudio económico detallado, una vez conocido el precio ajustado de los equipos de turbina-generator. Se estima que la conveniencia de sobre-equipar se ve disminuida por la zona de la cuenca: está ubicada entre la cuenca del medio río Uruguay y la cuenca del Río Negro. Cuando haya precipitaciones abundantes en la cuenca del Arerunguá, muy posiblemente también las habrá al menos en una de las dos cuencas mencionadas, por lo cual las necesidades energéticas del país estarán cubiertas en buena medida por las grandes centrales ya existentes.

6. ENERGÍA

6.1 Factor de capacidad

Siendo el volumen del embalse a la cota de vertido de $58 \cdot 10^6 \text{ m}^3$, para el caudal medio del arroyo en ese punto, el tiempo de residencia será:

$$t_R = \frac{261 \cdot 10^6 \text{ m}^3}{50 \text{ m}^3/\text{s}} = 2,01 \text{ meses}$$

El factor de capacidad será de $F_c = 0.68$.

6.2 Energía anual generable

Se puede esperar que se genere, entonces, una energía anual de

$$E_{anual} = 0.68 \times 8788 \text{ kW} \times 8760 \text{ hs} = 52350 \text{ MWh}$$

7. DISEÑO DE LAS OBRAS CIVILES.

7.1 Generalidades sobre las obras civiles.

Con carácter de pre-diseño se indican a continuación los componentes principales del aprovechamiento hidroeléctrico seleccionado. El nivel de definición de las obras civiles y selección de equipos electromecánicos de este informe corresponde a un pre diseño conceptual, cuyo objetivo es establecer el tipo de obra posible y de manera preliminar, fijar los volúmenes de obra y su costo tentativo.

Para las características topográficas y geológicas habituales en Uruguay, se opta por una presa de gravedad, de materiales sueltos, de sección heterogénea con núcleo impermeable de alto contenido de arcilla y faldones de material de granulometría mayor.

El tamaño de la cuenca de aporte y consecuentemente el caudal de diseño resultante dirige la opción hacia un aliviadero central de tipo estándar, complementado por un canal lateral de vertido.

Se optó también en esta etapa por suponer que el vertedero será del tipo libre, sin compuertas. Sólo en el caso de que la presa pasara a jugar un rol importante para el control de crecidas, tanto aguas abajo como aguas arriba de ella, se considerará la instalación de compuertas operables.

La ubicación de las turbinas se prevé al pie de la presa, a un lado del dissipador de energía que sigue al vertedero, con la restitución del agua turbinada en la zona de aguas abajo del mencionado dissipador.

Se tratará de optimizar el diseño de tal modo que los costos sumados del movimiento de tierra para la construcción de los diques laterales y de las obras de hormigón del vertedero central, se minimizaran.

Con carácter orientativo se calculará el movimiento de tierra a partir de una sección típica de la presa y suponiendo un costo genérico del movimiento de tierra de US\$ 5 el m³. Por su parte el costo del hormigón del vertedero se calculará a partir de la geometría del mismo, definida por la altura del vertedero y de la lámina de vertido adoptada para la avenida de proyecto. Se puede suponer, en una primera aproximación, un costo del hormigón en masa de 500 US\$ el m³.

Será imprescindible realizar relevamientos topográficos específicos de la zona del embalse y en particular de la sección de cierre para avanzar en la definición más precisa de la propia ubicación de las obras, en el balance hídrico del emprendimiento, en el cálculo de la laminación de las crecidas que producirá el embalse y en la definición de las características, tanto del propio dique de cierre, como de las obras de alivio de los caudales excedentes. Para avanzar a etapas superiores de definición se deberá contar con relevamientos topográficos de detalle, con curvas de nivel con separación cada 1 m; o incluso menor para las zonas que requieran mayor detalle.

Por otra parte resultan imprescindibles para avanzar en la conceptualización de estos emprendimientos el conocimiento geológico del vaso y la investigación de los suelos o rocas que conforman la cimentación de la presa, así como la disponibilidad de materiales de préstamo para la construcción de los diques. Particular atención se deberá prestar a la permeabilidad del vaso, así como la presencia de fallas.

Una vez determinada con precisión la ubicación de la presa, se deberá obtener la suficiente información geotécnica; resultarán imprescindibles la clasificación de los suelos de acuerdo al Sistema Unificado de Clasificación de Suelos, el nivel de la napa freática, la densidad de los sólidos, la granulometría de los suelos de mayor granulometría y los límites de humedad de los limos y arcillas. Se deberá conocer la estratigrafía de la cimentación y las propiedades mecánicas de los suelos presentes en su condición natural.

Disponiendo de los datos referidos se podrán definir las necesidades de preparación del terreno de cimentación, las características de estabilidad de los taludes de los diques, la necesidad y el tipo de obras de impermeabilización de la cimentación, así como las propias características de los diques (dimensiones del núcleo y faldones, necesidades de drenes y filtros en el cuerpo de la presa y en el contacto presa cimentación, protección de taludes, etc.) .

7.2 Características

De acuerdo al Reglamento Técnico de Seguridad de Presas y Embalses de España (ver 5.1.2) la presa sería de Categoría B.

Las características principales serán:

- Área de cuenca: 2391 km²
- Salto bruto: 22 m
- Nivel máximo normal (nivel de vertedero): cota 90 m
- Período de retorno de la avenida de proyecto: 500 años
- Caudal máximo sin laminar de la avenida de proyecto: 7056 m³/s

Dique

Se optó por un dique de materiales sueltos, de sección heterogénea, con núcleo impermeable arcilloso y faldones de material de granulometría mayor.

Se propone la geometría genérica presentada en la Figura 7.1, suponiendo una presa de 38m de altura máxima sobre el nivel de fundación, con una revancha o bordo libre de 10m; el nivel de coronamiento estará a la cota 100 m.

Aliviadero

Para dimensionar en forma preliminar el aliviadero se consideró una laminación en el embalse que reduce el caudal pico de entrada en un 20%, obteniéndose un caudal máximo de descarga de aproximadamente 5500 m³/s. Se consideró entonces un vertedero central tipo estándar (perfil Creager) de hormigón que vierte a la cota 90 m y un canal lateral hacia la margen derecha que vierte a partir de la cota 95,5 m. El vertedero central tendrá un ancho libre de 70 m, mientras que el aliviadero en canal tendrá un ancho de 180 m y una pendiente de fondo 0.0015.

Volumen de tierra y volumen de hormigón

Se estima un movimiento de tierra de aproximadamente 2:800.000 m³ de tierra y un volumen de hormigón de 35.000 m³.

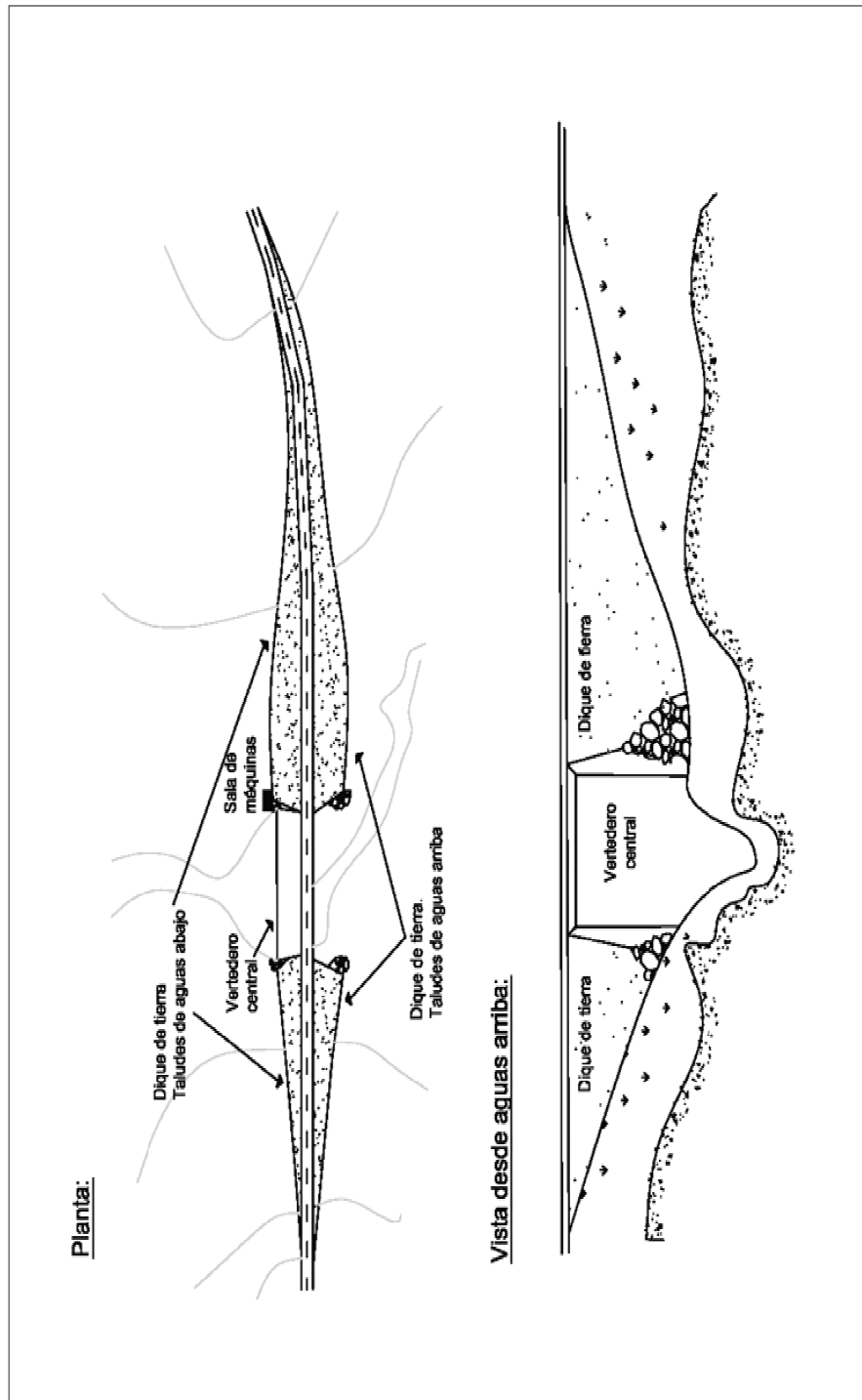


Figura 7.1a Planta y vista genérico de presa

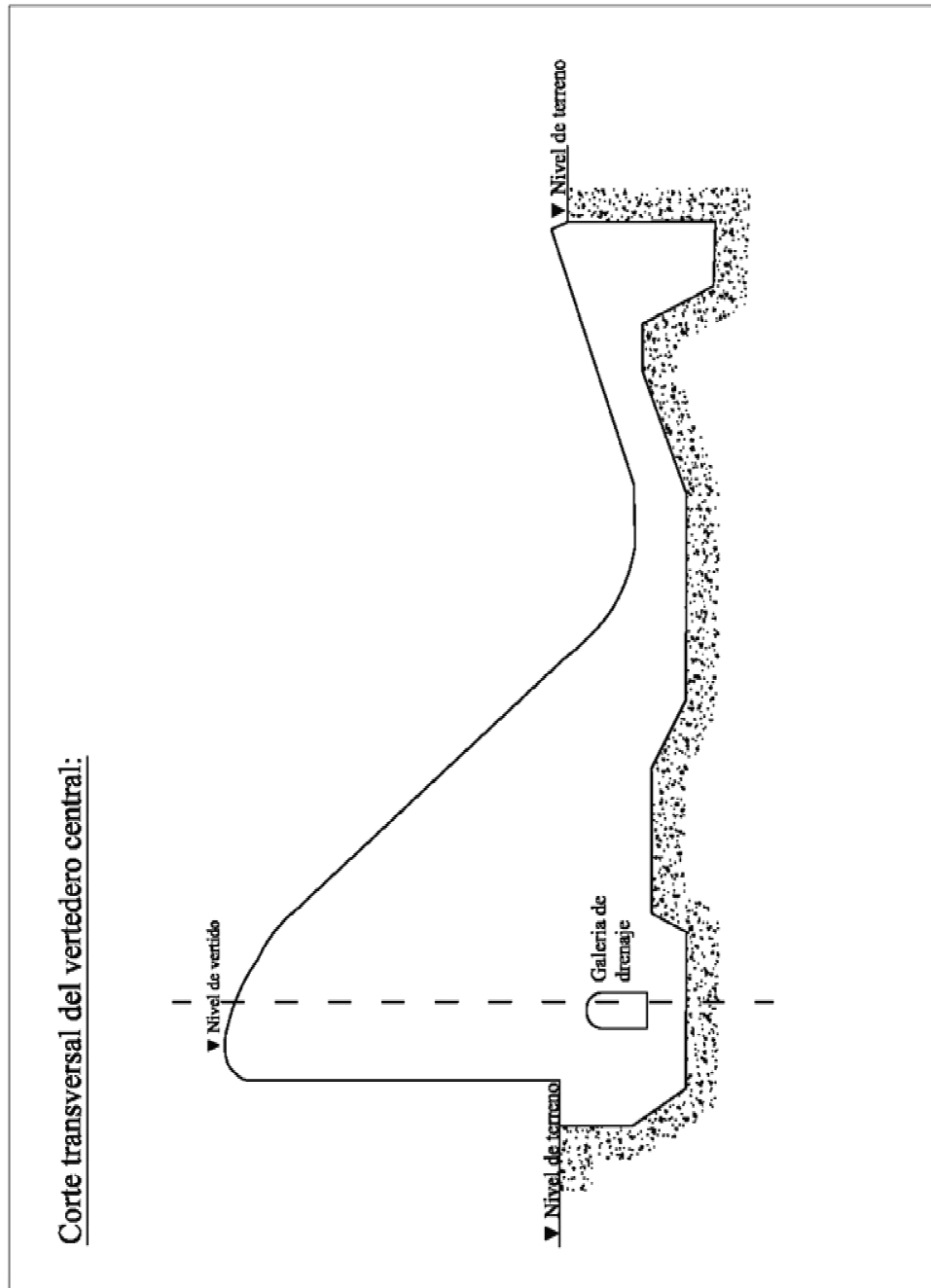


Figura 7.1b Corte del vertedero de la presa

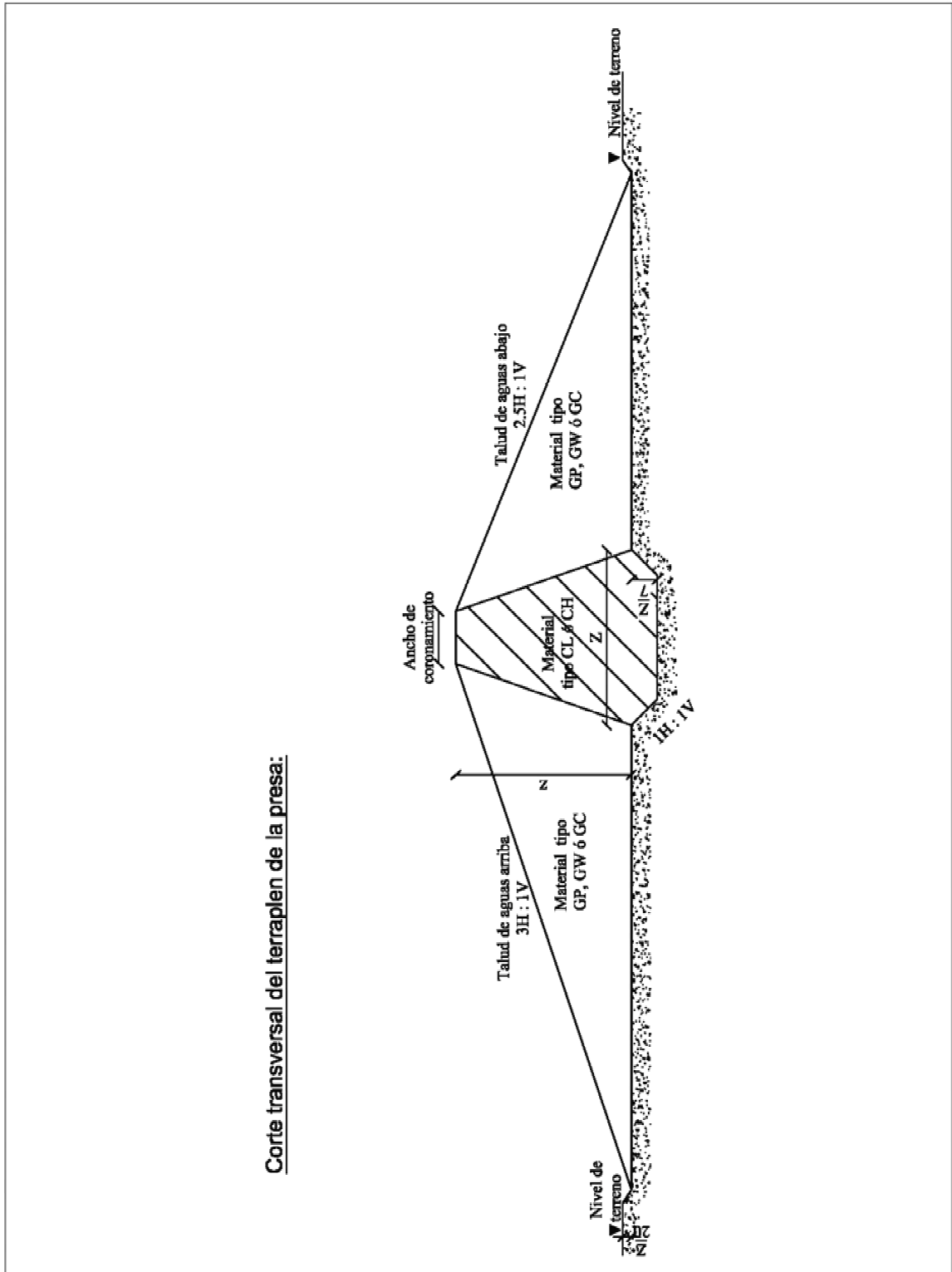


Figura 7.1c Corte del terraplén de la presa

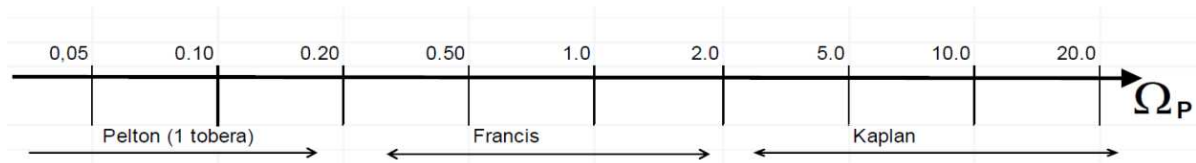
8. OBRAS HIDROMECAÑICAS

8.1 Tipo de turbinas

La elección del tipo de turbina se basa en el valor de la velocidad específica (referida a la potencia) definida como

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

de acuerdo a lo indicado en el siguiente diagrama (que vincula los valores de Ω_p con el tipo de máquina que opera con mejores rendimientos en dicha aplicación):



Las turbinas mayores serán de tipo axial, dado que, suponiendo $N = 500$ rpm y rendimiento 0.85, su velocidad específica será $\Omega_p = 3,6$.

También la turbina menor también será de tipo axial, dado que para ella, suponiendo $N = 750$ rpm y rendimiento 0.85, resulta $\Omega_p = 2,6$.

Se las preferirá de eje horizontal, para evitar la profunda excavación que requeriría el tubo difusor de aspiración de una turbina de eje vertical.

8.2 Selección detallada de turbinas

Según información de diversos proveedores, las turbinas mayores tendrán un diámetro de alrededor de 1.90 m. Según datos estadísticos, este tipo de turbina presentará además las siguientes características: diámetro del cubo ≈ 0.59 m; altura del distribuidor ≈ 0.66 m.

Las turbinas girarán a la velocidad de rotación que el fabricante seleccione (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.

La turbina menor tendrá un diámetro de alrededor de 0.38 m. Según datos, este tipo de turbina presentará además las siguientes características: diámetro del cubo \approx 0.14 m; altura del distribuidor \approx 0.12 m.

8.3 Rejas y limpia-rejas

Se colocarán rejas con limpia-rejas en la boca de la toma de agua.

El espaciado entre barras de la reja no deberá ser mayor a la menor distancia entre álabes consecutivos de la turbina, ni mucho menor que éste. A título tentativo, se estima una separación de 50mm a 70 mm como adecuada. La reja deberá poder resistir la carga debida a su total obstrucción.

El limpia-rejas podrá ser manual o automático. Deberá preverse almacenamiento, transporte y disposición final de los desechos que se extraiga.

8.4 Tubería de presión

La tubería de presión que conduce de la cámara de carga a cada turbina mayor será construida en chapa de acero cilindrada y soldada. Será de diámetro interior 2.4 m, de forma de tener velocidades del agua en ella no superiores a 3.6 m/s en las condiciones nominales. Sus entradas serán cónicas (ángulo al centro 60°), de longitud igual al diámetro.

La tubería correspondiente a la turbina menor será de diámetro interior 0.63 m por los mismos motivos. Su entrada será cónica (ángulo al centro 60°), de longitud igual al diámetro.

8.5 Válvulas y compuertas

Se instalarán compuertas a la entrada del agua a la tubería de presión, y después de la ubicación de las turbinas. La función principal de las compuertas es la de poder aislar la tubería de presión y la turbina en caso de tener que efectuar tareas de mantenimiento.

Habrán válvulas, de tipo mariposa, en las tuberías de presión, del mismo diámetro que éstas. Las mismas serán comandadas por sistema de control, sin perjuicio de también poder ser accionadas de forma manual. La apertura de las compuertas o válvulas se realizará con un servomotor y el cierre de las válvulas deberá estar garantizado con un contrapeso.

También servirán para evitar el embalamiento de las turbinas en caso de que se desconecte bruscamente el generador.

En ambos casos y debido al tamaño de las válvulas su apertura se realizará con un servomotor o mediante un accionamiento hidráulico. Deberán además contar con un bypass provisto de otra pequeña válvula para comunicar ambos lados de las válvulas y poder reducir eventuales diferencias de presiones previo a su apertura.

El cierre deberá estar asegurado con un contrapeso y deberá ser lento de forma de evitar grandes sobrepresiones por golpe de ariete.

Deberán soportar 1.5 veces la presión total máxima y poder cerrar cuando fluye el caudal máximo.

Si las válvulas se ubican en la cabecera de la tubería forzada, próximas a la toma de agua, será necesario una aireación apropiada de las tuberías forzadas para prevenir daños en la misma por presiones negativas; para ello se instalarán válvulas de ingreso de aire.

8.6 Medición de magnitudes hidráulicas

Se preverá en la cañería de presión en un lugar adecuado (luego de un tramo recto lo más largo posible) al menos tres tomas a 60° entre sí para poder eventualmente realizar pitometría o insertar medidores de caudal intrusivos.

8.7 Tubería de aspiración y retorno al arroyo

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

9. INSTALACIONES ELÉCTRICAS

9.1 Instalaciones de potencia

Las instalaciones eléctricas de potencia estarán constituidas por:

- a) Los generadores; serán suministrados conjuntamente con las turbinas
- b) Los transformadores de potencia, para elevar desde la potencia nominal de los generadores hasta la tensión de la red interconectada nacional en el punto de conexión a ésta
- c) Los dispositivos de accionamiento y protección eléctricos
- d) Las líneas de transmisión desde la planta hasta el punto de conexión a la red interconectada nacional
- e) Los dispositivos de medición y control
- f) Los dispositivos de medición de magnitudes eléctricas
- g) Los sistemas de comunicaciones

9.1.1 Alternador

Los generadores o alternadores estarán conectados a la respectiva turbina o bien directamente o bien mediante un variador de velocidad de engranajes, dependiendo de las posibilidades de suministro del proveedor.

Los tres generadores de mayor porte tendrán las siguientes características:

Podrán ser asincrónicos o sincrónicos, a elección del fabricante o suministrador

Potencia nominal: 3200 kW

Voltaje nominal: 2200 V /6300 V (dependiendo de las posibilidades del fabricante)

Número de pares de polos: será tal que girando a la velocidad de diseño generen a 50 Hz

Su aislación será de clase F; el calentamiento admitido será compatible con aislación clase B (norma IEC 60076-3)

De ser sincrónicos, tendrán sistema de excitación estático, de estado sólido. Este será redundante, controlado por un PLC, con al menos uno de los sistemas basado en energía almacenada en baterías.

Deberán estar diseñados y contruidos de manera de soportar sin daño la velocidad de embalamiento admitida para la turbina, en forma permanente

El generador que turbinará el caudal reservado o caudal mínimo tendrá las siguientes características:

Asincrónico, con rotor en jaula de ardilla; aislación clase F, calentamiento admisible compatible con aislación clase B.

Potencia nominal 220 kVA

Voltaje nominal: 380 V o 660 V

Número de pares de polos: 4 ó 6.

Cada unidad se conectará al transformador principal, mediante una barra bus única en el lado de baja. Se requerirá disyuntores a la salida de cada generador y seccionadores antes del transformador; luego de éste, a la tensión de salida, interruptor de media tensión en vacío y seccionador.

9.1.2 Subestación de transformación.

Habrà una subestación elevadora, en edificación aparte de la sala de máquinas, que incluirá las celdas (instalación interior) y el transformador. Se preverá espacio para agregado de celdas adicionales (hasta 3) y para otro transformador de potencia.

El transformador tendrá las siguientes características:

- tipo Dyn 11, para instalación exterior,
- potencia: 10.000 kVA, en servicio continuo
- bañado en aceite (exento de PCB)
- aislación clase F
- relación de transformación: 6,3 kV (o la tensión nominal del generador, si fuera otra) / 31,5 kV
- incorporará maneras de compensar las variaciones de volumen de aceite (tanque de expansión y respiración con sílica-gel, o protección equivalente)
- incorporará protecciones contra fallas dieléctricas o térmicas (sensores de temperatura del bobinado o del aceite enclavados con los disyuntores, relé Buchholz, o sistemas equivalentes), que incluyan las funciones de alarma y disparo.

El transformador será instalado en cuba o recinto confinado de manera que eventuales derrames totales del aceite puedan ser contenidos para su posterior evacuación y disposición final controlada.

Las celdas serán metálicas, de instalación interior, protegidas contra polvo (clase de protección IP51 o superior) incluyendo:

- Celdas de maniobra de baja tensión (o la tensión del alternador) : celda de entrada de línea, celda de medida de tensión en barras, celda de medida de intensidad y potencia, celda de protecciones, celdas de interruptores)
- Transformador de la tensión de entrega (de la línea de UTE) a 380 V –Y+n, para servicios de la central, se estima 50 kVA. Su potencia será conocida con mayor precisión cuando se conozca todas las cargas exactas a instalar, pero estará fuertemente marcada por la del puente grúa.
- Dispositivos de protección y comando de éste último.

La subestación tendrá todas sus partes metálicas debidamente aterradas. El aterramiento podrá coincidir con el de la sala de máquinas, en el entendido de que se deberá mantener la resistencia a tierra más baja de todas las exigidas.

9.1.3 Disyuntores, seccionadores, protecciones

Los disyuntores a la salida de los generadores serán de tipo de vacío, que se accionen en caso de sobrecargas o cortocircuitos mediante relés secundarios. Deberán ser seleccionados para la corriente nominal 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 y la cantidad de apertura/cierre antes de quedar abierto definitivamente y requerir la presencia y acción de una persona para la 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.

Habrán 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. 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 condensadores
- Pérdida de la excitación (si correspondiera)

9.1.4 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.

Se realizará una línea de acuerdo a lo dispuesto en el Manual de Líneas Aéreas de UTE, con postes de hormigón, de acuerdo a los siguientes lineamientos:

Se subirá, directamente, de los transformadores elevadores y sus dispositivos de salida a línea aérea. La instalación de enlace cumplirá con los requisitos de UTE que corresponda. El puesto de conexión será interior, integrado al local de la subestación.

Para la línea eléctrica se utilizarán columnas de hormigón de 9,5 metros; 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 $95\text{ mm}^2/15\text{ mm}^2$. Deberá cumplir con las especificaciones de UTE que correspondan.

9.2 Medición, comando y control, sistema de control

En la medida en que el funcionamiento de los equipos de generación está en buena medida o totalmente automatizado, no es necesaria una sala de operación. En la propia sala de máquinas se ubicarán los tableros de baja tensión y paneles de operación:

- Protecciones del generador
- Tableros de control y automatismos
- Tableros de servicios auxiliares
- Condensadores

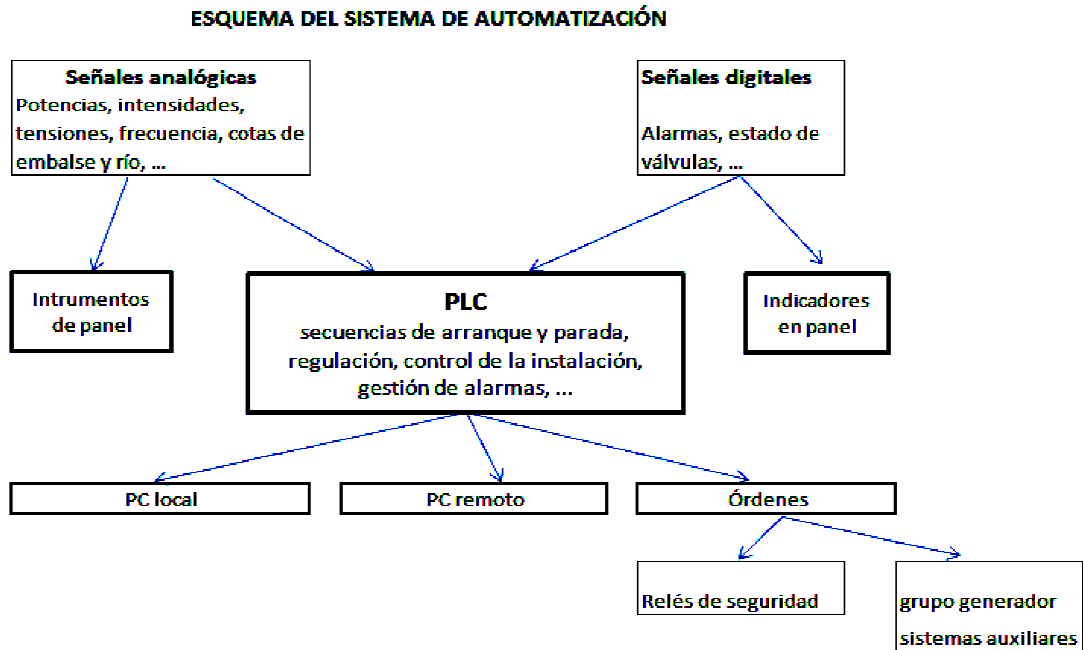


Figura 9.1 Esquema de comando y control

- Baterías auxiliares
- Medida
- Consola de mando y control.

En la Figura 9.1 se esquematiza el sistema de comando y control automatizado de la central.

Habrà un panel de instrumentos general, donde se indicarán los valores de las variables generales de la planta; y cada unidad hidroeléctrica tendrá un panel donde se indicarán los valores de sus variables particulares. Se indicará también el estado de los órganos principales, mediante señales digitales o analógicas (encendido/apagado, grado de apertura de válvula u órgano de control, disponibilidad de dispositivos auxiliares, etc.

Se incluirá, para cada unidad generadora, 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

Caudal: $\pm 5\%$ FS

Potencia generada (activa y reactiva): $\pm 2,5\%$ FS

Voltaje: $\pm 1,5\%$ FS

Frecuencia: $\pm 1\%$

Velocidad de rotación: $\pm 1\%$

Corriente en todas las fases: $\pm 1,5\%$ FS

Voltaje y corriente de excitación (si correspondiere): $\pm 1,5\%$ 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 quedarán almacenados en una memoria física, con respaldo adecuado, que permita acceder rápidamente a la información de los últimos 6 meses. 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, ...

El órgano de control final actuará sobre el caudal de ingreso, ya sea mediante compuerta o válvula o distribuidor de álabes, dependiendo del diseño de la turbina.

El sistema de control automático de la velocidad será basado en un PLC. Los parámetros principales del sistema serán:

- Frecuencias de entrada 0-50 Hz
- Frecuencia de salida: 50 Hz \pm 1 Hz

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 cuántas máquinas operarían, 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.

Se estima que 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 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

9.3 Alarmas y disparos.

Se dispondrá de detectores, por lo menos, de las magnitudes que se indica a continuación. Para las siguientes, habrá tres niveles predeterminados

Nivel de lago

Nivel de río

Lubricación de los cojinetes (nivel de aceite, si corresponde)

Temperatura de los cojinetes

Temperatura de bobinado estático de generadores

Temperatura de bobinado de transformadores

Velocidad de rotación

Frecuencia de la energía generada
Presión de aceite de lubricación (si corresponde)
Circulación de agua de refrigeración (si corresponde)
Sobrecorrientes en generadores
Fallas a tierra en generadores
Fallas a tierra en transformadores
Otras fallas en transformadores
Subtensión o sobretensión
Potencia en sentido inverso

Las primeras 8 magnitudes tendrán definidos e incorporados al sistema de comando y control 2 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.

9.4 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.

10. INSTALACIONES ACCESORIAS

10.1 Dispositivos auxiliares

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 realizarán algunas estimaciones preliminares en base a datos genéricos.

Se estiman los pesos siguientes:

- Turbinas (parte metálica), incluyendo rotor, carcasa y eje: c/u 5,5 T.
- Generador 3200 kVA: c/u 12 T

La sala de máquinas preverá columnas y en éstas apoyo para los rieles de un puente grúa capaz de elevar 15 T. El puente grúa 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).

Se preverá también conducción de drenes y eventuales filtraciones por gravedad a pozos con bombas para desagüe, accionadas por flotadores.

10.2 Sanitarios

Se preverá instalaciones sanitarias para el personal de operación y mantenimiento. Estarán alimentadas con agua potable (de perforación adecuada, con cloración automatizada, o del suministro público si fuera fácil y económicamente accesible. La evacuación se hará mediante fosa séptica e infiltración al terreno en lugar adecuado que se determinará. Podrá coincidir con las instalaciones sanitarias a disponer durante las obras de construcción y montaje.

10.3 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.

10.4 Grupo electrógeno / baterías

En local aparte de la sala de máquinas habrá un grupo electrógeno de potencia nominal estimada en 50 kW. Estará destinado a proveer de iluminación y servicios esenciales (incluyendo el puente grúa) cuando la central no esté generando y se hubiera interrumpido la conexión a la red.

Un banco de baterías de capacidad mínima 1000 Ah permitirá el almacenamiento energético para la operación de los servicios esenciales cuando no se esté generando y aún no haya arrancado el grupo electrógeno, o cuando éste esté indisponible.

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 las válvulas principales de aislación de la turbina
- Accionamiento de los principales sistemas de aislación eléctrica
- Operación de los sistemas de comunicaciones de voz y datos principales.

10.5 Protección contra incendios.

Se deberá disponer tanto en la sala de máquinas como en la subestación 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 preceptivo de la Dirección Nacional de Bomberos, cabe pensar en:

- si la sala de máquinas es razonablemente cerrada, no expuesta al viento, sistemas automáticos de extinción por inundación de CO₂ contiguos a los alternadores. Como alternativa, sistemas automáticos de polvo-gas
- Contiguo al tablero e instalaciones de comando y control, extintores portátiles de polvo-gas
- contiguo a los transformadores, sistemas de espuma o de polvo gas, en instalaciones no automatizadas pero accesibles en caso de los siniestros previsibles
- en la subestación, sistemas automáticos por inundación de CO₂ o de polvo-gas

11. OTROS USOS POSIBLES DE PRESA Y EMBALSE

11.1 Riego

El uso del embalse para fines de riego agrícola planteará conflictos de uso, que deberán ser resueltos por los implicados (inversores- productores rurales – autoridades departamentales y nacionales).

El escenario previsible, todos los años, es que se produzca la demanda de agua para riego en las mismas épocas en que hay merma de la generación de las otras fuentes hidroeléctricas. No obstante, la acusada variabilidad anual de los regímenes pluviométricos no permite realizar planificaciones detalladas.

La simultaneidad de las demandas se puede contemplar sólo mediante regulación por parte de los poderes públicos, pues el sector agrícola no puede depender de un suministro sobre el cual tiene pocas posibilidades de asegurar su disponibilidad en tiempo y forma. Ello puede ser amortiguado si los predios a regar están aguas abajo del embalse y a menor cota, de manera que se pueda turbinar a la vez que se riega. En este caso, la única limitante es que esa generación permita ahorrar agua en otros embalses o que permita evitar la operación de centrales térmicas o la compra de energía a los países vecinos.

11.2 Recreativo

Puede contemplarse un uso recreativo del embalse, si bien se estima que no tendrá fuerte desarrollo:

- pesca deportiva: es previsible que el nivel del embalse fluctúe con las demandas energéticas y la variabilidad pluviométrica; ello conspira contra la subsistencia de poblaciones estables de peces así como contra la planificación o desarrollo de actividades sistemáticas de pesca
- navegación: por los mismos motivos, no es fácilmente realizable la planificación y desarrollo de la navegación en el embalse que se genera.

Además de los aspectos mencionados, se anota la relativa lejanía a centros poblados numerosos, que podrían generar demandas de estas posibilidades recreativas.

11.3 Cría ictícola

No se prevé el uso del embalse para cría ictícola por los siguientes motivos:

- Los mencionados en 13.2 como limitantes de su uso recreativo
- No se ha detectado en la zona demanda de sitios con ese fin, a pesar de haber ya buena cantidad de embalses construidos con fines de riego

12. PROYECTO EJECUTIVO, CONSTRUCCIÓN, MONTAJE

12.1 Proyecto ejecutivo.

El proyecto ejecutivo llegará al nivel de detalle necesario para que la empresa encargada de la construcción de la caminería, represa, sala de máquinas, subestación elevadora y demás instalaciones, así como la encargada del montaje de los equipos electromecánicos y servicios auxiliares, 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

Plano de recorrido hidráulico de las zonas de alta y baja presión.

Planos de cimentación indicando las cargas transmitidas

Esquemas de los circuitos eléctricos, de los circuitos de aceite y de los circuitos de agua

Esquema de regulación.

Lista de los instrumentos eléctricos.

Manuales de instrumentos eléctricos con su descripción y gráficos de detalles.

Condiciones hidráulicas del proyecto:

Nivel de agua máximo en el embalse

Nivel de agua máximo y mínimo del río.

Máximo salto bruto.

Máximo y mínimo salto neto.

Carga nominal (de diseño).

Caudal máximo, mínimo y normal.

Análisis de la calidad del agua.

análisis de sólidos suspendidos, indicando el contenido de éstos y su tipo, tamaño y forma, de forma de estimar el riesgo de erosión por contenido de arena.

análisis de la corrosividad del agua. Se pueden incluir análisis químicos y biológicos.

Rangos de temperatura y humedad ambiente en la zona del emprendimiento.

Condiciones de operación:

Carga en horas pico.

Número estimado de maniobras (encendidos – apagados) por año.

Potencia y velocidad de giro nominal.

12.2 Cronograma tentativo de obras

Si el proyecto se concreta en la modalidad de iniciativa privada, se estima un plazo de un año y medio entre gestiones, búsqueda de financiación, realización de proyecto ejecutivo. Se incluye la realización de las gestiones para obtener la autorización ambiental. 6 meses puede tomar la gestión de los suministros y la contratación de empresa de obras civiles y montajes. Y un año adicional la construcción, montaje y ensayos. En total, unos 3 años a partir de la decisión firme de realizar el emprendimiento en ese lugar.

Si el proyecto se realiza como una obra pública a cargo de una empresa u organismo estatal, se debe agregar al menos un semestre para realizar un proceso licitatorio (pliego, aprobación, llamado, estudio de las ofertas, adjudicación, trámites ante el tribunal de cuentas, firma del contrato.

Las incertidumbres principales respecto a los tiempos indicados se relacionan con:

Posibles reparos a los aspectos ambientales del emprendimiento, polémicas públicas, necesidad de reiterar estudios, necesidad de obras de remediación no previstas.

Fabricación y despacho de los equipos electromecánicos: no siempre las fábricas de turbinas pueden realizar una entrega inmediata.

Posibles demoras en trámites de expropiación o servidumbres para acceso o para afectación de predios a la obra.

12.3 Instalaciones y servicios transitorios

Durante la obra se dispondrá de un predio no superior a media hectárea donde se instalará el obrador. Habrá energía eléctrica de obra permanente (suministrada por UTE o mediante grupo electrógeno). Habrá suministro de agua potable para ingesta así como agua para higienizarse y para el proceso constructivo. Habrá servicios higiénicos para el personal que trabaje en la obra. Si algunas personas debieran pernoctar en el obrador, se preverá alojamiento adecuado, calefacción para el tiempo frío, facilidades para cocinar, transporte fácilmente disponible y servicio de comunicaciones permanente.

En el obrador, no contiguo a los sitios de estadía del personal, estarán los depósitos de combustible y de materiales.

Una vez terminada la obra y puesta en operación la central, se resolverá sobre la disposición final de estas instalaciones. Si no se continuara usándolas, el sitio deberá ser restaurado de manera de dejarlo en condiciones tan similares a las previas como sea posible; sobre todo, permitiendo volverlo a su uso anterior.

12.4 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:

Obra	Tipo de empresa
Caminería de acceso	de obras, nacional
Obrador	de obras nacional
Nivelación de terrenos	de obras nacional
Procura y almacenamiento de áridos	Canteras privadas o campos contiguos
Obras de diversión	de obras, nacional
Cañería de presión	Metalúrgica / Empresa de obras
Sala de máquinas	de obras, nacional
Instalaciones de servicios para el personal	de obras, nacional
Subestación	Empresa de obras / montajes eléctricos nacional
Líneas de media tensión	Empresa de obras / montajes eléctricos nacional
Predio (caminería interna, cercado, iluminación,	De obras, nacional

12.5 Montaje de equipos electro-mecánicos

El montaje de turbina y generador, así como sus instalaciones accesorias principales (tubo de aspiración, caja de engranajes, 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. En particular, para el montaje de turbina y generador se utilizará el puente grúa que quedará luego instalado permanentemente.

El generador será montado conjuntamente con la turbina. La situación esperable es que sean provistos por una fábrica de generadores, que supervisará el montaje y realizará las pruebas de funcionamiento. El montaje de los transformadores es relativamente independiente tanto en el tiempo como en el espacio de los generadores, no así 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.

Obra	Tipo de empresa
Suministro turbina	Fábrica especializada, extranjera
Suministro alternador	Fábrica especializada, extranjera
Suministro transformadores	Fábrica nacional
Suministro celdas y equipos eléctricos	Fábrica extranjera, o representante nacional
Montaje turbina	Fábrica / montajista nacional
Montaje alternador	Fábrica / montajista nacional
Suministro y montaje servicios auxiliares	Proveedores y montajistas nacionales
Ensayos	Empresa de montajes nacional, supervisión de fábrica

12.6 Ensayos y puesta en marcha

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

Las turbinas podrán ser ensayadas en modelo a escala reducida, ciñéndose estrictamente a lo dispuesto en la norma IEC 60193. Se pedirá cotización a la fábrica por un tal ensayo; se cree que difícilmente será justificable su costo y demora para la entidad del presente proyecto.

Sí se deberán ensayar in-situ, para lo cual se deberá usar los criterios y metodologías de ensayo de la norma IEC 62006. Cuando todos los ensayos que exige esta norma indicados como “Clase A-Programa de ensayos normal” :

- 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)
- Ensayos de funcionamiento y fiabilidad (temperatura de las partes giratorias, sistema de control de velocidad, conjugación si corresponde)
- Garantías y ensayos de prestaciones (potencia máxima de salida del generador en función del salto neto)

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

Al menos una copia de todos los documentos deberá quedar en el lugar, debidamente resguardada. La información relativa a la operación y mantenimiento deberá quedar tanto en formato digital como en papel debidamente encuadernado.

13. GESTIONES

13.1 Autorizaciones

13.1.1 Solicitud de concesión de aguas.

Se deberá gestionar en la Dirección Nacional de Aguas la autorización para el represamiento o derivación parcial del agua del arroyo. Para ello se deberá presentar un “Proyecto de embalse” que incluirá:

- a) Descripción de la obra Hidráulica, con identificación precisa del sitio y características de la obra, predios o parcelas afectados, bienes que pueden ser afectados, cuenca de captación.
- b) Acreditar fehacientemente la vinculación jurídica con los predios afectados
- c) Autorización Ambiental Previa de la DINAMA (ver 11.1.3)

El instructivo detallado se encuentra en <http://www.mvotma.gub.uy/tramites-aguas/item/10001437-embalses-con-destino-industria-u-otros-usos> .

13.1.2 Solicitud de autorización de nueva generación.

Se deberá solicitar ante el Ministerio de Industria, Energía y Minería 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>

13.1.3 Solicitud de autorización ambiental

La autorización ambiental estará a cargo de la Dirección Nacional del Medio Ambiente (MVOTMA). La reglamentación pertinente (Decreto 349/005 del Poder Ejecutivo) exige que se realice una comunicación del proyecto; ésta deberá contar con datos identificatorios suficientes, una clasificación en Categoría “A”, “B” o “C” a juicio del solicitante, y algunos certificados notariales que puedan corresponder. Luego de presentado, corresponde a la DINAMA categorizarlo.

Las características del presente proyecto pueden encuadrarlo como de Categoría “B” (“...cuya ejecución pueda tener impactos ambientales significativos moderados, cuyos efectos negativos pueden ser eliminados o minimizados mediante la adopción de medidas bien conocidas fácilmente aplicables.”).

.Si le fuera asignada la Categoría “B”, el siguiente paso será la realización de un estudio de impacto sectorial (de menos alcance que si fuera categorizado “C”)

Este estudio deberá ser presentado a la DINAMA para solicitar la Autorización Ambiental Previa (AAP); en esta ocasión se deberá entregar mayor documentación técnica sobre el proyecto, junto con el Estudio de Impacto Ambiental. Se encuentran detalles de las exigencias de presentación en <http://www.mvotma.gub.uy/autorizacion-ambiental-previa>.

La DINAMA, una vez estudiado, exige sea puesto de manifiesto en forma resumida (“Informe Ambiental Resumen, IAR) durante al menos 20 días hábiles. Eventualmente, puede exigir (para la Categoría “C” es ineludible) una audiencia pública.

Luego la DINAMA producirá el Informe final, que será el insumo para una Resolución Ministerial (del MVOTMA), denegando o autorizando el emprendimiento. La resolución positiva constituirá la Autorización Ambiental de Operación.

13.2 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, ...)
- Las condiciones de despacho de la energía (autodespachada o integrada en el sistema nacional de despacho de carga a cargo de ADME)

13.3 Uso de los terrenos y accesos.

Si el emprendimiento es realizado por una empresa u organismo estatal, los terrenos podrán ser expropiados o constituirse servidumbres. En caso de que el emprendimiento sea realizado por un actor privado, deberá negociarse con los propietarios de los terrenos su compraventa o indemnizaciones por los usos y ocupaciones permanentes o eventuales de sus predios.

13.4 Gestiones municipales.

Si el emprendimiento afectara bienes sobre los que hay competencia municipal (por ejemplo, rutas departamentales, o caminos vecinales, o predios municipales) deberá coordinarse con la Intendencia de Salto para evaluar las afectaciones y eventualmente buscar alternativas. Será conveniente realizar estas coordinaciones en las primeras etapas, incluso antes de que tome notorio estado público la iniciativa.

14. OPERACIÓN.

14.1 Período de prueba

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

La operación de la central hidroeléctrica estará altamente automatizada. Podrá ser puesta en operación y retirada de manera remota. Requerirá una atención diaria sólo para tener control directo de su funcionamiento y realizar algunas tareas de mantenimiento.

La turbina de 193 kW estará en funcionamiento continuamente (excepción hecha de las detenciones para mantenimiento imprescindibles). Se la mantendrá en funcionamiento mientras el nivel del lago permita el funcionamiento de dicha turbina; se estima que ello podría ocurrir todo el año (Figura 4.5).

Las turbinas de 2865 kW se pondrán en marcha de acuerdo a los siguientes criterios:

Si, funcionando la turbina de 193 kW, el nivel del lago es tal que produce vertidos, se pondrá en operación una de las turbinas mayores. Se estima (Figura 4.5) que una de las turbinas mayores, por lo menos, estará operativa al menos el 75 % del tiempo.

Si el nivel sigue subiendo, o el nivel por encima del vertedero, se arrancará otra o las dos turbinas adicionales, en sucesión.

Con la experiencia de generación de por lo menos un año podrá establecerse una regla precisa de niveles del lago, correlacionada con informes pluviométricos por lo menos diarios, que permita sistematizar y hasta automatizar la operativa.

14.2 Mantenimiento

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

El mantenimiento preventivo será realizado por los operarios de la atención diaria. Consistirá en realizar las tareas de lubricación, limpieza y ajuste que sean indicados por los fabricantes de los equipos.

Los equipos incorporarán sensores de las características más importantes que hacen a su correcto funcionamiento o que permiten detectar fallas incipientes. Al menos:

Temperatura en cojinetes principales

Vibración en cojinetes principales

Temperatura en bobinados

Los valores medidos, actualizados con una periodicidad que determinará el fabricante para cada magnitud pero que no será menos frecuente que una vez cada 15 minutos, serán visibles en planta, ya sea en la máquina o en el panel de operación; además, serán almacenados en el sistema de supervisión y control de la operación.

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

Las operaciones de mantenimiento deben incluir además:

- Control de almacenamiento de repuestos completo desde la puesta en marcha.
- 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.

14.3 Personal y servicios requeridos

Deberá contarse con personal formado para desarrollar las operaciones de operación y mantenimiento; además de la capacitación adecuada, deberá tener acceso a la documentación necesaria para realizarlas.

Se recomienda que el personal sea incorporado previo al momento de realizar el montaje y las operaciones de puesta en marcha.

14.3.1 Personal necesario

Se prevé que haya personal sólo en un turno; dos personas, de las cuales uno será un técnico electromecánico formado, y el otro será un oficial de servicios generales. Deberá preverse la suplantación de ambos en caso de licencia o enfermedad.

El técnico electromecánico deberá revisar diariamente todos los aspectos de la operación de la planta (instrumentos, órganos de accionamiento, servicios auxiliares, partes de las máquinas que requieran supervisión, ...). Deberá instrumentar la realización de las tareas e intervenciones que entienda necesarias.

El oficial deberá realizar las tareas que le sean encomendadas para la correcta operación de la central; se incluye tareas de lubricación, sustitución de piezas menores, mantenimiento de la iluminación, mantenimiento de las áreas exteriores de acceso.

14.3.2 Servicios a contratar

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

Servicios de abastecimiento de agua potable o control periódico de la calidad del agua si fuera autosuministrada

Revisión periódica de los sistemas de protección contra incendios

14.4 Estimación de costos

La información disponible permite estimar los costos del emprendimiento sólo con mucha dispersión. Los posibles oferentes de equipos electromecánicos son renuentes a entregar, y menos comprometer, valores de costos, pues los ajustarían sólo en caso de concretarse un pedido concreto. No obstante, la información publicada permite hacer algunas estimaciones:

Costo de la obra civil y equipos

De acuerdo a los volúmenes estimados en 7.2 y los costos unitarios supuestos (ver 7.1), admitiendo un sobre costo de 15% para obras anexas (caminería, accesos e imprevistos), se puede estimar el costo total de las obras civiles en unos **31.500.000 US\$**.

Un valor típico usado para estimar el costo de los equipamientos electromecánicos es el de U\$S 1750 por kW de potencia. (esta estimación no toma en cuenta que, para los aprovechamientos hidroeléctricos de llanura, el costo no varía casi con el valor del salto pero sí es prácticamente proporcional al caudal). Para 8800 kW, resultaría:

$$\text{U\$S } 15:400.000$$

Según Canales y Beluco (2008), el valor del equipamiento electromecánico para 8800 kW sería de alrededor de

$$\text{U\$S } 7123.83 * Q^{-0.026} * H^{0.539} * 8800 = 10:950.000$$

valor que difiere de la estimación anterior en un 29 %. Sólo una cotización específica podrá afinar estos números.

Estas estimaciones son coherentes con la distribución de costos presentada por BUN-CA (2002): el equipo electromecánico cuenta por entre el 30% y el 60% del valor de la obra.

Resulta que la obra tendría un costo total de aproximadamente:

$$\text{U\$S } 42:500.000$$

Estos valores, además, no están alejados de los indicados por IPCC (2012): el proyecto completo debería tener un costo variable entre U\$S 3000 y U\$S 5000 por kW instalado (dólares de 2005).

Líneas de transmisión

Puesto de conexión: se estima en U\$S 50.000

Línea de transmisión: se estima en U\$\$ 60.500 por km. Para 38,4 km, resulta U\$\$ 2:320.000.

En total:

U\$\$ 2:370.000.

Proyecto ejecutivo

El costo del proyecto ejecutivo, incluyendo los estudios de impacto, gestiones y autorizaciones, se puede estimar como un 5 % del valor total de la obra (según aranceles profesionales habituales). A priori, cabría estimar que no será mayor que:

U\$\$ 2:130.000

con las incertidumbres que corresponda.

Fondo de reserva (para eventualidades y para desmantelamiento)

Deberá disponerse de un fondo de reserva que permita enfrentar eventualidades, durante la construcción, la etapa de explotación y un eventual desmantelamiento, el cual debería estar disponible al menos en la forma de una línea de crédito autorizada. Un criterio utilizado en Europa estima entre 150 y 300 €/kW. Tomando, tentativamente, U\$\$ 250 /kW, resulta que hay que realizar una previsión de

U\$\$ 2.200.000

15. Bibliografía, textos o informes a consultar

Dirección de Suelos y Aguas del MGAP (1976); “Carta de Reconocimiento de Suelos del Uruguay a escala 1:1.000.000”.

Polo Encinas, M. (1980), “Turbomáquinas hidráulicas: principios fundamentales”, 2ª ed. Limusa, México, 1980.

Durán A. (1996) , “Clasificación en grupos hidrológicos de los suelos del Uruguay”, Publicación de la Facultad de Agronomía. Area de Suelos y Aguas, Cátedra de Edafología.

Genta J, F. Charbonnier & A. Rodríguez (1998), “Precipitaciones máximas en el Uruguay”, Congreso Nacional de Vialidad.

Société Hydrotechnique de France: “Les petits aménagements hydro-électriques. Guide pour la conception, la réalisation, la mise en service et l’exploitation, France, 1999.

Molfino J.H.; Califra A (2001).; “Agua Disponible de las Tierras del Uruguay”, División de Suelos y Aguas, Ministerio de Ganadería Agricultura y Pesca.

“Balances hídricos superficiales en cuencas del Uruguay”, Genta, Failache, Alonso, Bellón, Chao, Sordo, Instituto de Mecánica de los Fluidos e Ingeniería Ambiental (IMFIA) en convenio con el MTOP-DNH, Dic. 2001.

“Manuales sobre energía renovable: Hidráulica a pequeña escala”; BUN-CA, Costa Rica, 2002

Chow, V.T.; Maidment, D.; Mays L. (2004), “Hidrología Aplicada.”, McGraw-Hill Interamericana S. A..

C. Penche: “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 – 2004. En español: Guía para el Desarrollo de una Pequeña Central Hidroeléctrica. European Small Hydropower Association (ESHA), 2006.

“Estimación de Agua Disponible en los grupos CONEAT” ;Molfino, J. H. Octubre 2009.

“Principales Características Morfológicas y Químicas del Terreno de los Grupos CONEAT”.,Molfino, J.H,Unidad de Agroclima y Sistemas de Información, INIA; Mayo, 2010

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

Ministerio de Vivienda, Ordenamiento Territorial y Medio Ambiente (2011) (MVOTMA-DINAGUA)- IMFIA, 2011. “Manual de diseño y construcción de pequeñas presas”.

Sistema de Información Geográfica SIGRAS, Unidad de Agroclima y Sistemas de Información (GRAS) del Instituto Nacional de Investigación Agropecuaria (INIA).

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

Cartografía CONEAT escala 1:40.000 (y su descripción); RENARE - MGAP.

RetScreen International “Small Hydro Project Analysis”; Minister of Nat. Resources, Canada; ISBN 0-662-35671-3; 2003

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

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