



## **ANEXO 14**

# **ANTEPROYECTO YI - 85**

**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 río Yí, Dpto. de Florida, Uruguay. La presa (el cierre del río) estará ubicada en el punto de

coordenadas UTM: 21H 556486mE, 6301786mS

o bien:

latitud 33° 25' 18" S; longitud 56° 23' 31" O

En la Figura 2.1 se muestra la ubicación de la presa sobre la carta K-21, escala 1:50.000, del SGM.

El sitio de la presa se encuentra a 8 km en línea recta de la ruta nacional N° 5; aproximadamente sobre el km 167 de la ruta N° 5 se accede a mano derecha a un camino vecinal, tras recorrer unos 9 km de dicho camino se puede acceder a mano derecha a campo traviesa a las inmediaciones del sitio.

El sitio de la presa se encuentra a 8.4 km (siguiendo caminos y rutas) de la red de distribución eléctrica de UTE de 30 kV.

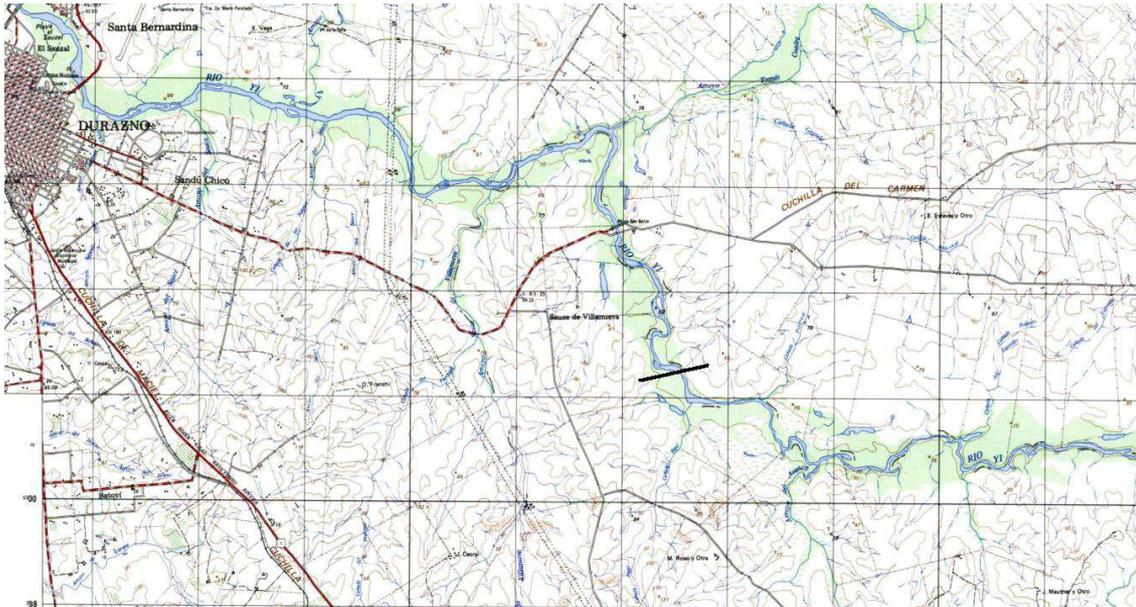


Figura 2.1 Presa en el río Yí, en carta K-21 a escala 1:50.000 del SGM

### 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 +85m. Estimándose para este sitio la cota del fondo del cauce de +69m, la superficie del río tendrá cota variable, con una media de +71m, por lo que el salto bruto medio resulta  $H_B = 14$  m.

Suponiendo una pérdida de carga de 0.56 m (4% del salto bruto) en los canales y conductos de presión, el salto neto será:

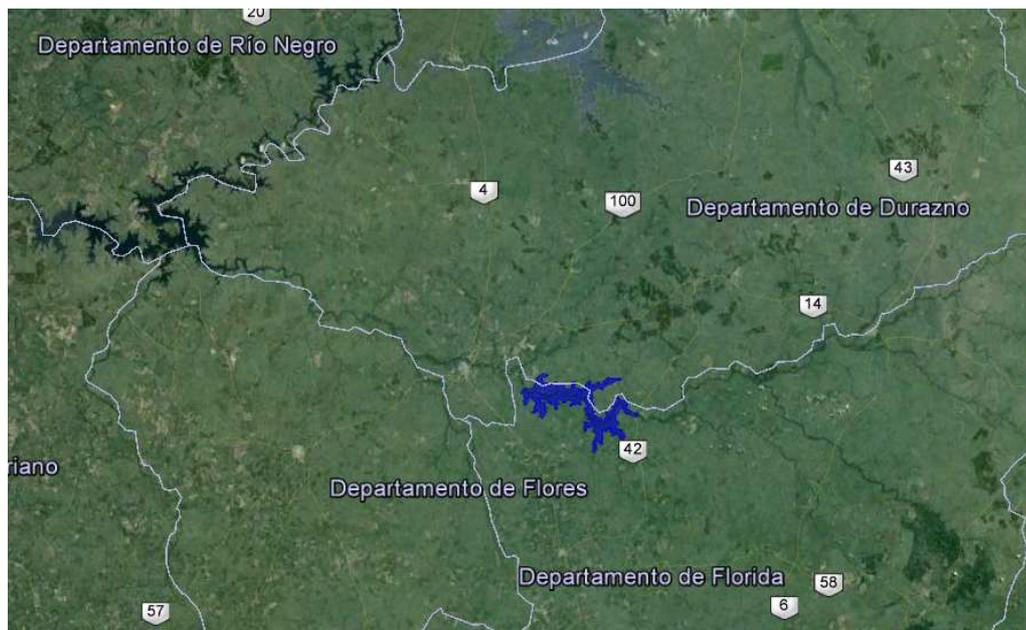
$$H_n = 13,44 \text{ m}$$

#### 3.2 Lago

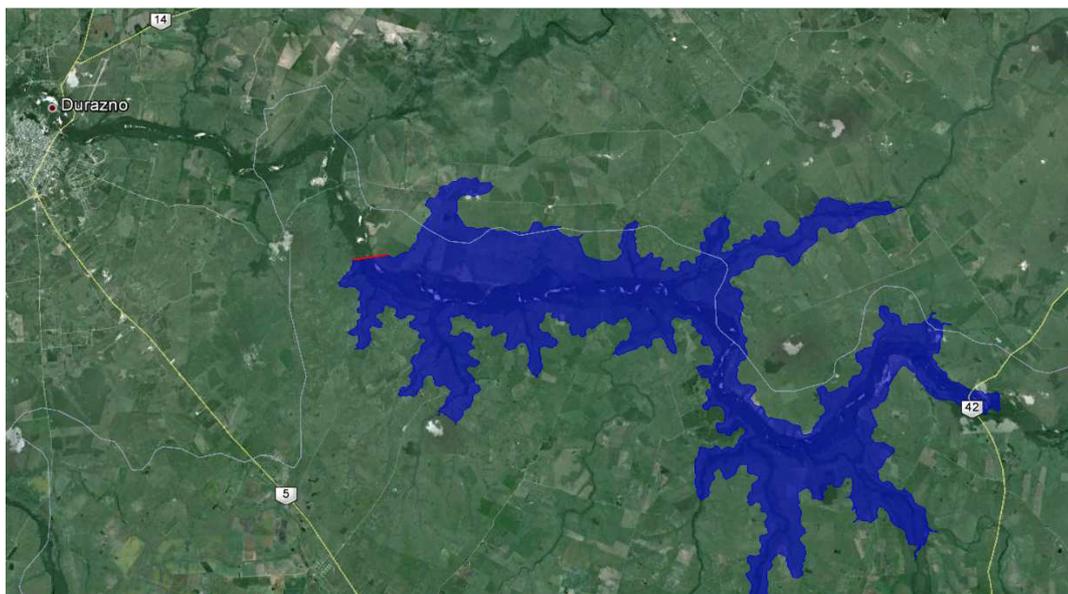
El lago que se generaría embalsando a dicha cota se muestra en las Figuras 3.1 y 3.2.

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 1280 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  $548 \times 10^6 m^3$ , y el área inundada por el mismo de 9405 ha.



**Figura 3.1** Ubicación del embalse sobre el río Yí



**Figura 3.2** Embalse en el río Yí

### 3.3 Caracterización del área inundada

#### 3.3.1 Padrones afectados por el lago

El embalse afectará los siguientes padrones de los Dptos. de Florida y Durazno (ordenados según el porcentaje de área inundada en forma decreciente):

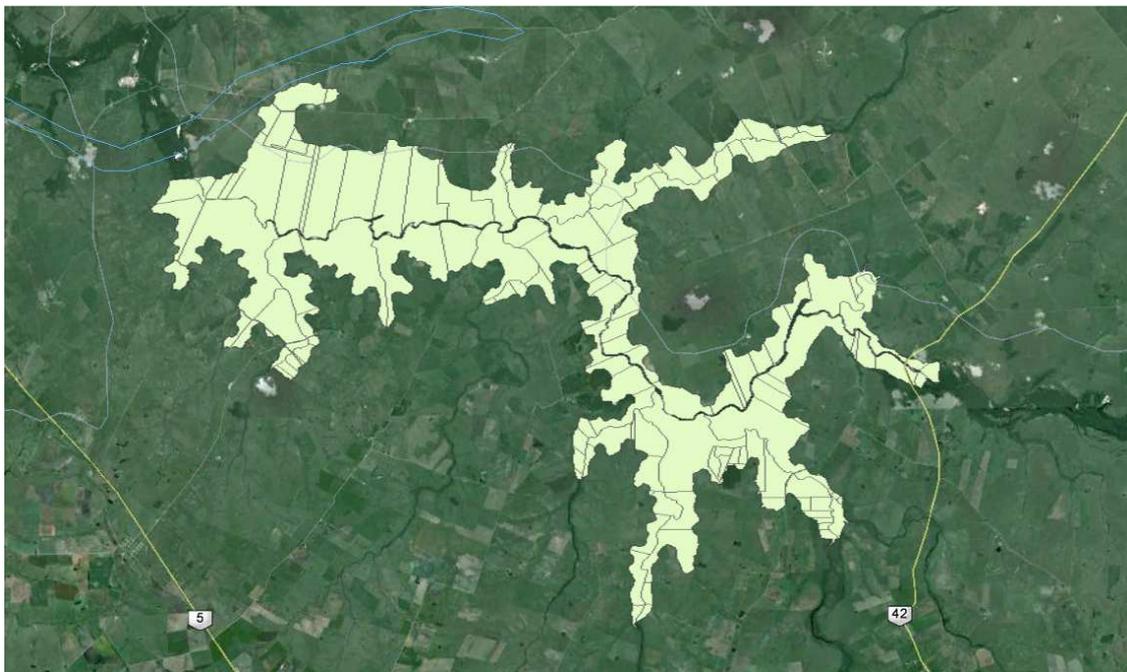
Departamento	Nº Padrón	Área total (m <sup>2</sup> )	Área inundada (m <sup>2</sup> )	% $\frac{\text{Área inundada}}{\text{Área total}}$
Florida	15828	136252	136252	100%
Durazno	3179	1835426	1835426	100%
Durazno	1080	1410555	1410555	100%
Florida	2679	707247	707247	100%
Florida	12678	250698	250698	100%
Florida	15827	194249	194249	100%
Florida	15829	124650	124650	100%
Durazno	877	19882	19882	100%
Florida	15835	144749	144464	100%
Durazno	6706	138957	138592	100%
Florida	2690	131553	131187	100%
Durazno	909	233526	231508	99%
Florida	15830	121107	119725	99%
Florida	18045	1331389	1303102	98%
Florida	13644	936972	899993	96%
Florida	18261	664598	637376	96%
Durazno	3320	239176	223350	93%
Florida	18260	824422	764398	93%
Durazno	1265	699872	647639	93%
Florida	9209	108572	100078	92%
Florida	9742	117883	107528	91%
Florida	2664	4080337	3671045	90%
Durazno	3559	249342	218979	88%
Florida	6727	1437628	1178590	82%
Durazno	10469	2863673	2318411	81%
Durazno	1079	1319784	1039158	79%
Florida	2680	1701021	1259157	74%
Florida	4441	4029789	2979448	74%
Durazno	3178	3698949	2722503	74%
Florida	2691	6712340	4855554	72%
Florida	6194	2298474	1662316	72%
Durazno	3496	3185561	2293943	72%
Durazno	851	2926681	2091906	71%
Durazno	9618	509888	358966	70%
Florida	10084	970271	678194	70%

Florida	5608	681630	466144	68%
Florida	18259	920361	629182	68%
Durazno	1039	2342125	1574702	67%
Durazno	1067	3564980	2361336	66%
Florida	8757	195932	128450	66%
Durazno	3424	554840	363350	65%
Durazno	845	427237	277192	65%
Florida	8763	413502	266659	64%
Florida	8891	215568	135825	63%
Florida	2667	1035875	641304	62%
Florida	8590	298515	184260	62%
Florida	13642	1556592	947952	61%
Florida	13643	1219206	740506	61%
Florida	12679	270334	162040	60%
Durazno	10873	1496451	877198	59%
Durazno	1083	1773863	1019394	57%
Florida	6729	722416	373279	52%
Durazno	1007	3446426	1766290	51%
Florida	2680	3932789	2005829	51%
Florida	8650	285427	144504	51%
Florida	6725	1612464	812086	50%
Florida	5609	122651	60697	49%
Florida	2806	2588134	1246230	48%
Durazno	847	1995578	948283	48%
Durazno	10872	1900957	902909	47%
Florida	2681	5922105	2803030	47%
Florida	12677	283380	128350	45%
Durazno	1081	2662676	1202914	45%
Florida	6877	254534	113675	45%
Florida	2808	1759528	780135	44%
Florida	9996	1017587	445884	44%
Florida	13768	2567748	1096639	43%
Durazno	1086	868245	367464	42%
Durazno	1084	1695382	705619	42%
Durazno	975	1790870	743670	42%
Florida	2810	239681	98565	41%
Durazno	853	2892695	1186629	41%
Florida	2663	1593518	647579	41%
Florida	13641	1104012	434906	39%
Florida	2688	527734	200164	38%
Florida	2682	9963696	3702192	37%
Florida	0	6290734	2328722	37%
Florida	18046	358636	131897	37%
Florida	2631	1035126	380391	37%
Durazno	1071	3353571	1205866	36%
Durazno	941	2055919	734377	36%
Durazno	3197	1784963	611318	34%
Durazno	1019	1375145	470556	34%

Durazno	1082	1404724	475863	34%
Florida	2662	822905	273969	33%
Durazno	9019	422426	132631	31%
Durazno	3315	1285626	397825	31%
Durazno	3481	1029575	298749	29%
Florida	2726	2094766	600270	29%
Florida	12680	222656	63624	29%
Durazno	1281	279702	79298	28%
Florida	2676	756304	203821	27%
Florida	15831	150734	40289	27%
Durazno	3346	1534124	398768	26%
Durazno	10179	6785344	1725247	25%
Florida	2725	1934337	483864	25%
Florida	6728	663356	164970	25%
Florida	10894	994051	240249	24%
Durazno	3195	1760462	421538	24%
Florida	14585	771797	180684	23%
Florida	10893	949393	203708	21%
Durazno	1078	2625124	545288	21%
Florida	8891	144025	27817	19%
Florida	2696	3579701	674015	19%
Florida	14416	730735	131487	18%
Florida	15834	141134	24843	18%
Durazno	848	769896	135505	18%
Durazno	1077	3952864	693542	18%
Durazno	9805	1055275	170560	16%
Durazno	875	2265504	365502	16%
Durazno	10871	1508553	242146	16%
Florida	2806	1201675	185060	15%
Florida	2649	1472491	223974	15%
Florida	8762	1644511	242166	15%
Florida	2647	3622125	501677	14%
Durazno	1076	1759634	231777	13%
Durazno	3251	3065887	402374	13%
Florida	18044	2061527	267928	13%
Durazno	1087	3066022	394901	13%
Durazno	876	2833557	350430	12%
Florida	2691	5623850	639154	11%
Durazno	9017	2227379	242891	11%
Florida	2669	2093835	188655	9%
Durazno	877	5036742	450822	9%
Durazno	3354	212505	18361	9%
Florida	8214	1814038	130759	7%
Durazno	1075	4276654	301457	7%
Florida	6724	752891	52885	7%
Durazno	1055	3295240	223440	7%
Florida	8474	1696949	110160	6%
Durazno	9018	601062	35095	6%

Florida	15833	134965	7693	6%
Florida	8266	1516917	78528	5%
Florida	10892	927421	47004	5%
Florida	5608	331575	16668	5%
Durazno	900	4717596	214552	5%
Florida	2678	246346	10400	4%
Florida	5099	917841	35145	4%
Florida	11858	983512	28686	3%
Florida	9741	191514	3106	2%
Durazno	846	388052	5801	1%
Florida	8757	138128	1870	1%
Durazno	9805	20916	129	1%
Florida	2700	476194	2765	1%
Durazno	6621	4562519	19703	0%
Florida	2633	347190	1334	0%
Florida	12350	634510	1937	0%
Florida	6725	463732	1175	0%
Florida	2813	3069336	2363	0%

**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 77.

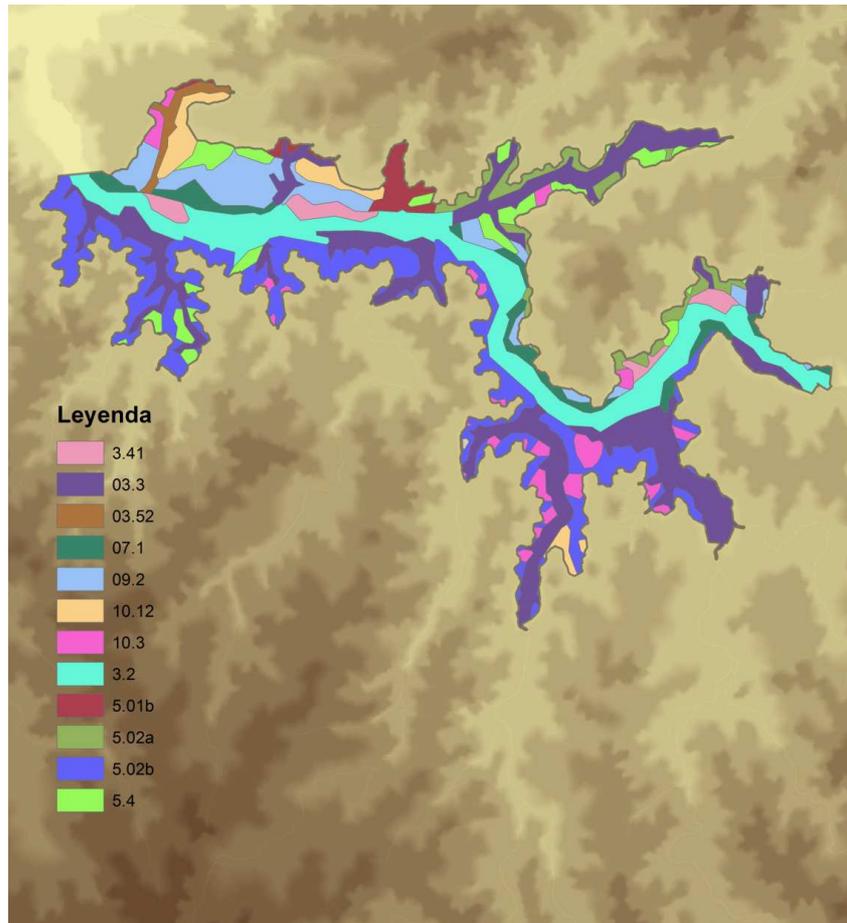


Figura 3.4 Índice CONEAT del suelo afectado por el lago.

GRUPO	3.41	7.1	9.2	3.2	3.3	5.4	5.02a	5.02b	5.01b	10.3	10.12	3.52
% AREA	3	4	8	20	26	5	4	20	2	4	3	1
INDICE CONEAT	86	4	26	39	96	114	74	88	61	140	193	53
<b>INDICE CONEAT DEL AREA INUNDADA:</b>												<b>77</b>

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 SUELO	PASTORIL	PASTORIL-AGRICOLA	TURISTICO-FORESTAL-PASTORIL
% AREA	80%	15%	5%

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

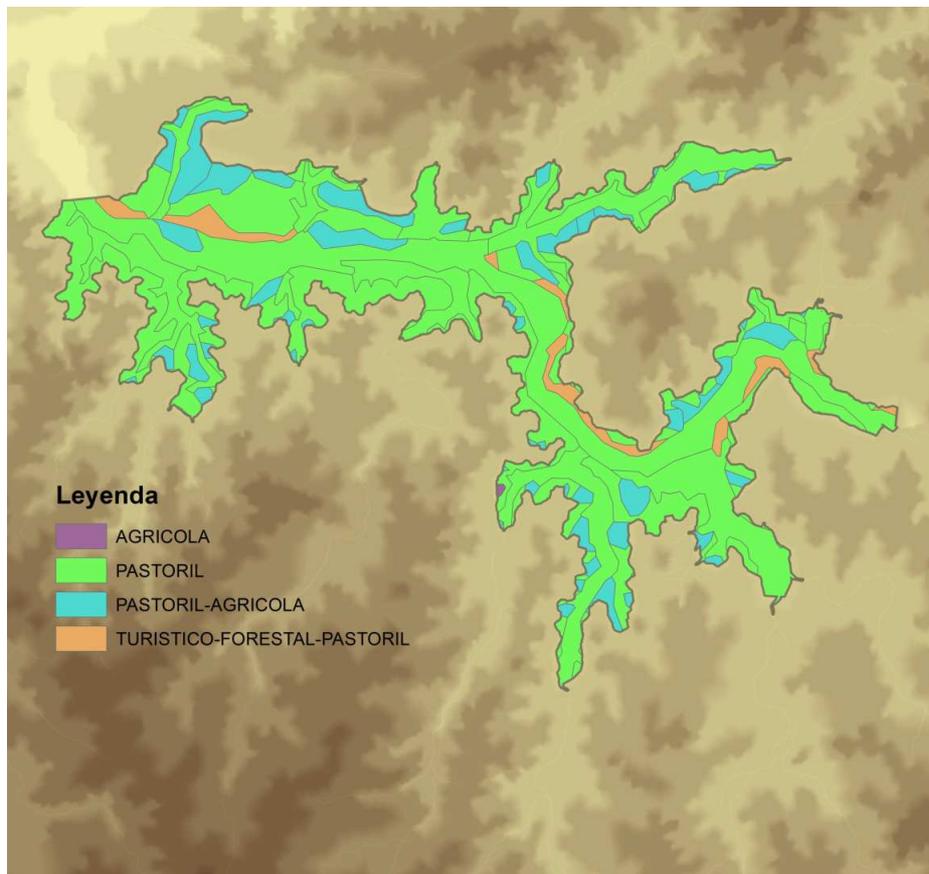


Figura 3.5 Usos del suelo afectados por el lago.

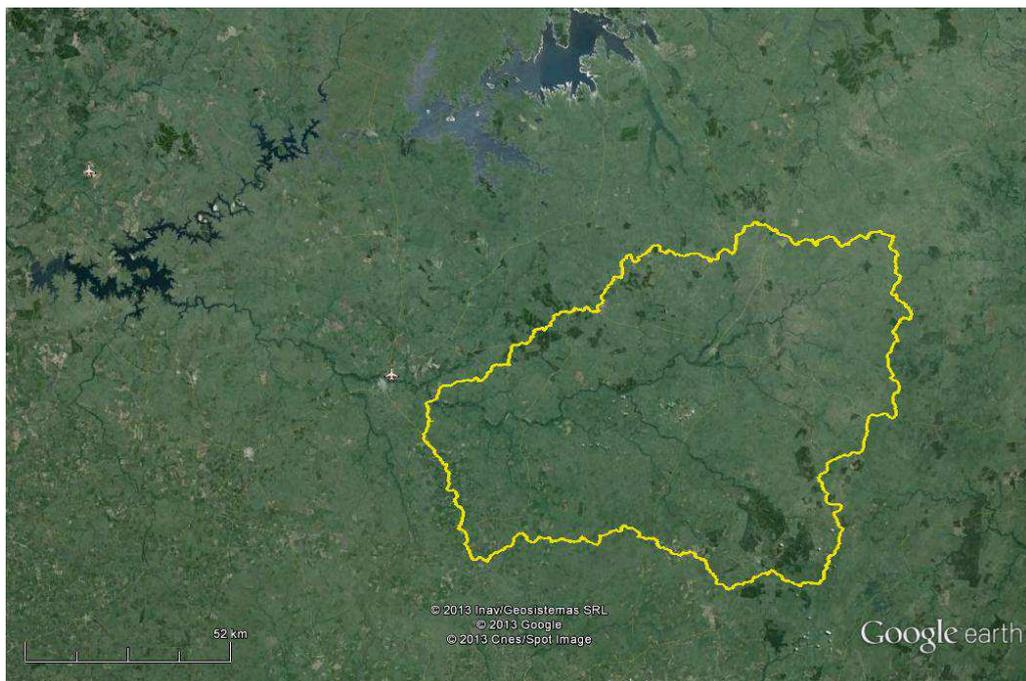
## 4. HIDROLOGÍA

### 4.1 Caracterización geomorfológica de la cuenca

La cuenca correspondiente al cierre identificado en el río Yí 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 río Yí con cierre en el emplazamiento definido cuya área es 7379 km<sup>2</sup>. Conviene destacar que el emplazamiento de esta presa se ubica aproximadamente 15 Km. aguas arriba de la ciudad de Durazno, ubicada a orillas del río Yí. Por tanto, resulta de primera importancia el estudio de seguridad de la presa en caso de avanzar con este proyecto de generación hidroeléctrica.

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 río Yí con cierre en el emplazamiento seleccionado.**

Área de la cuenca (Km <sup>2</sup> )	$\Delta h$ (m)	Lpc (m)	S (%)
7379	219	177999	0.12

Tabla 4.1. Características geomorfológicas de la cuenca.

$\Delta h$  : 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° 2061A (Carlos Reyles)<sup>1</sup>, 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 2061A. 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.

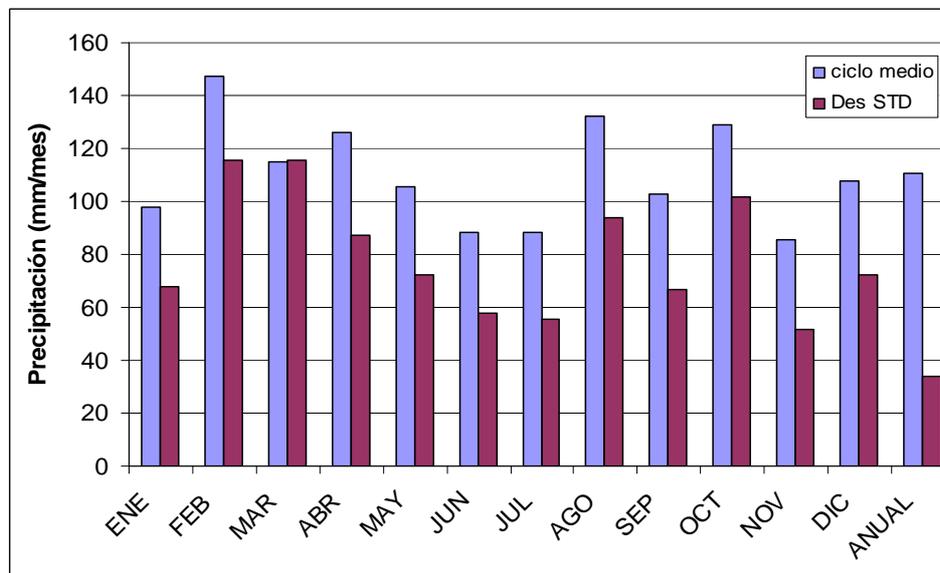


Figura 4.2. Ciclo medio anual de precipitación y desviación estándar en la cuenca del río Yí (1981-2012).

<sup>1</sup> Las coordenadas de la estación Carlos Reyles son X= 436200; Y= 634300 (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
Capilla de Farruco	1%	35.4	B/D
Santa Clara	9%	63.6	B
Cerro Chato	11%	78.6	B
Carpintería	2%	139	D
San Gabriel - Guaycuru	28%	92.4	B
Puntas de Herrera	6%	85.8	C
Sarandi de Tejera	1%	50	B/C
Montecoral	19%	84.7	D
Yí	7%	71	B/C
Trinidad	3%	148.4	C/D
La Carolina	8%	156.1	C/D
Sierra de Polanco	5%	73	B/C

**Tabla 4.2. Unidades de Suelos en la cuenca del río Yí 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).**

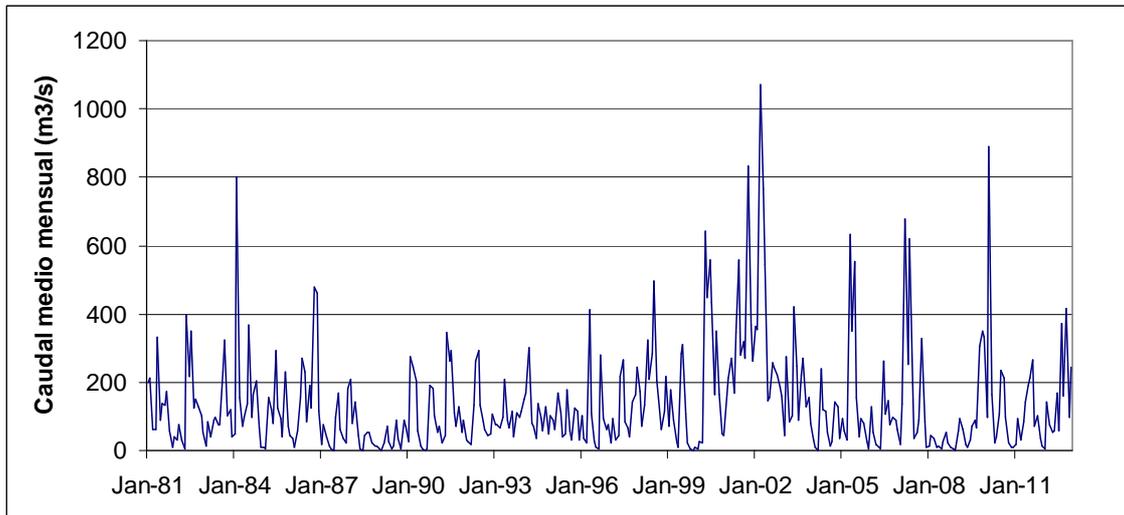
### 4.4 Estimación del escurrimiento mensual

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.

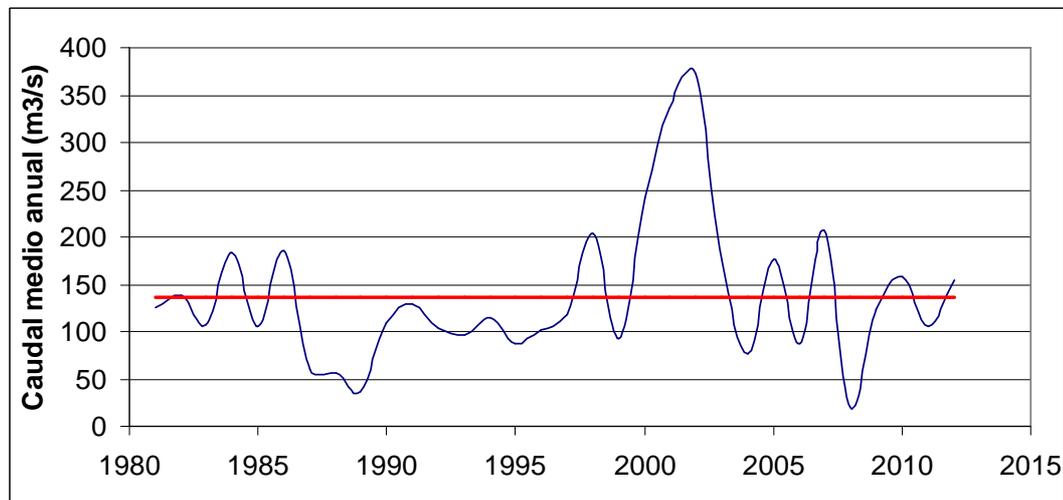
El modelo de Temez es actualmente recomendado para el cálculo de escurrimientos en cuencas no aforadas con el objetivo de diseñar volúmenes a embalsar en pequeñas presas (MVOTMA, 2011).

En el caso de la cuenca del río Yí, 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 (m<sup>3</sup>/s) generado por la cuenca, período 1981-2012.**



**Figura 4.4. Estimación del caudal medio anual (m<sup>3</sup>/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 ( $Q=137 \text{ m}^3/\text{s}$ ).

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

$$Q_m = 137 \text{ m}^3/\text{s}$$

para el período 1981-2012; su desviación estándar es 76 m<sup>3</sup>/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.

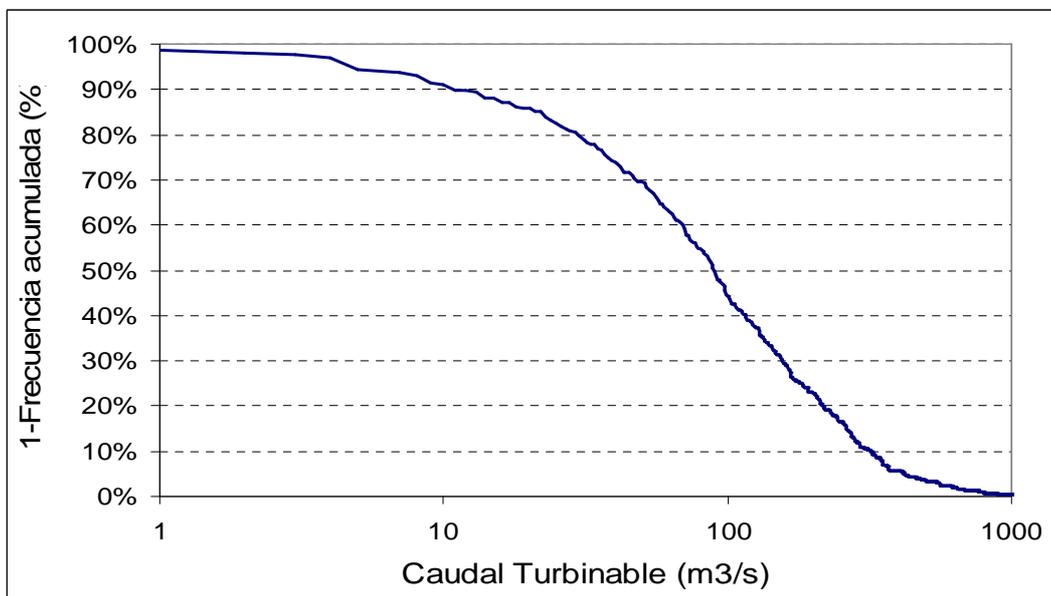


Figura 4.5. Permanencia de caudales medios mensuales en el cierre seleccionado, período 1981-2012.

## 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 caudal diario registrado en la estación de DINAGUA (MVOTMA) N° 125.1 Durazno, que cuenta con información para el período 1963-2001.

A efectos de trasladar la información asociada a la cuenca del río Yí con cierre en Durazno a la cuenca en el cierre seleccionado, se realiza una proporción por áreas de cuenca,

reduciendo los caudales observados en aproximadamente 17 %. A partir de esta información, se realiza el ajuste de la función de distribución de valor extremo (Gumbel) sobre los caudales máximos anuales de la serie.

En la Tabla 4.3, se presentan los caudales extremos para diferentes períodos de retorno en la cuenca de estudio, obtenidos del ajuste de la función de Gumbel.

Tr (años)	Caudal máximo (m <sup>3</sup> /s)
2	1783
10	2885
50	3852
100	4261
1000	5611
10000	6959

Tabla 4.3. Caudales extremos para la cuenca 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 al menos 1000 años. El hidrograma de avenida para dicho período de retorno se determina multiplicando el caudal máximo para 1000 años de recurrencia ( $Q_{m\acute{a}x} = 5611 \text{ m}^3/\text{s}$ ) por el hidrograma adimensional de la cuenca. Este último se determina adimensionalizando los hidrogramas unimodales observados (Figura 4.6).

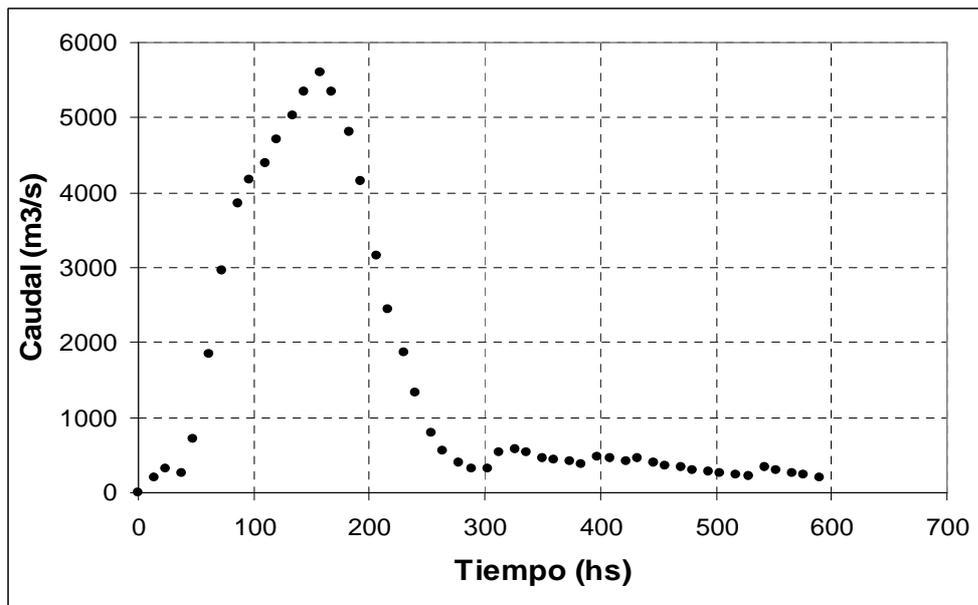


Figura 4.6. Hidrograma de crecida para el cierre Yí\_80 asociado a un período de retorno de 1000 años.

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 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  $2,95 \text{ m}^3/\text{s}$ .

## 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:

$$Q = 26,8 \text{ m}^3/\text{s}; \quad H_n = 13,44 \text{ m}$$

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

$$Q = 3 \text{ m}^3/\text{s}; \quad H_n = 13,44 \text{ m}$$

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 $Q_{\text{medio}}$

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

$$P = 3000 \text{ kW}$$

La turbina chica será de

$$P = 336 \text{ kW}$$

por lo que la potencia instalada total será de

$$P_{\text{total}} = 15.336 \text{ kW.}$$

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 19 %.

La conveniencia y posibilidad surgirá de un estudio económico detallado, una vez conocido el precio ajustado de los equipos de turbina-generador. Se estima que la conveniencia de sobre-equipar se ve disminuida por la zona de la cuenca: es una cuenca de aporte a la cuenca del Río Negro y en particular a la represa de Palmar sobre el mismo río. Cuando haya precipitaciones abundantes en la cuenca del Yí, muy posiblemente también las habrá en la cuenca del Río Negro, por lo cual las necesidades energéticas del país estarán cubiertas en buena medida por algunas de las grandes centrales ya existentes.

## **6. ENERGÍA**

### **6.1 Factor de capacidad**

Siendo el volumen del embalse a la cota de vertido de  $548 \cdot 10^6 \text{ m}^3$ , para el caudal medio del río en ese punto, el tiempo de residencia será:

$$t_R = \frac{548 \cdot 10^6 \text{ m}^3}{137 \text{ m}^3/\text{s}} = 1,54 \text{ meses}$$

El factor de capacidad será de  $F_c = 0.67$ .

### **6.2 Energía anual generable**

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

$$E_{\text{anual}} = 0.67 \times 15336 \text{ kW} \times 8760 \text{ hs} = 90.010 \text{ MWh}$$

## 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 m<sup>3</sup>. 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 m<sup>3</sup>.

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 A.

Las características principales serán:

- Área de cuenca: 7379 km<sup>2</sup>
- Salto bruto: 14 m
- Nivel máximo normal (nivel de vertedero): cota 85 m
- Período de retorno de la avenida de proyecto: 1000 años

- Caudal máximo sin laminar de la avenida de proyecto: 5611 m<sup>3</sup>/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 26m de altura máxima sobre el nivel de fundación, con una revancha o bordo libre de 7 m; el nivel de coronamiento estará a la cota 92 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 4500 m<sup>3</sup>/s. Se consideró entonces un vertedero central tipo estándar (perfil Creager) de hormigón que vierte a la cota 85 m y un canal lateral hacia la margen derecha que vierte a partir de la cota 88 m. El vertedero central tendrá un ancho libre de 120 m, mientras que el aliviadero en canal tendrá un ancho de 200 m y una pendiente de fondo 0.001.

### **Volumen de tierra y volumen de hormigón**

Se estima un movimiento de tierra de aproximadamente 1.650.000 m<sup>3</sup> de tierra y un volumen de hormigón de 30.000 m<sup>3</sup>.

### **Otras consideraciones**

La obra considerada en este caso, al estar situada en sobre el río Yí, a unos 15 km aguas arriba de la ciudad de Durazno ha sido concebida como una represa de tipo A, es decir una represa “cuya rotura o funcionamiento incorrecto pueden afectar gravemente a núcleos urbanos” y por lo tanto sujeta a las mayores exigencias de seguridad. Por esa razón la crecida de diseño con la que se dimensionó tiene un período de retorno de 1000 años y además las obras de excedencia deben ser capaces de evacuar, sin afectar la estabilidad de la obra, la creciente extraordinaria de 10.000 años de período de retorno, que para el caso dado tiene un caudal máximo de ingreso al embalse (sin laminar) de aproximadamente 7000 m<sup>3</sup>/s.

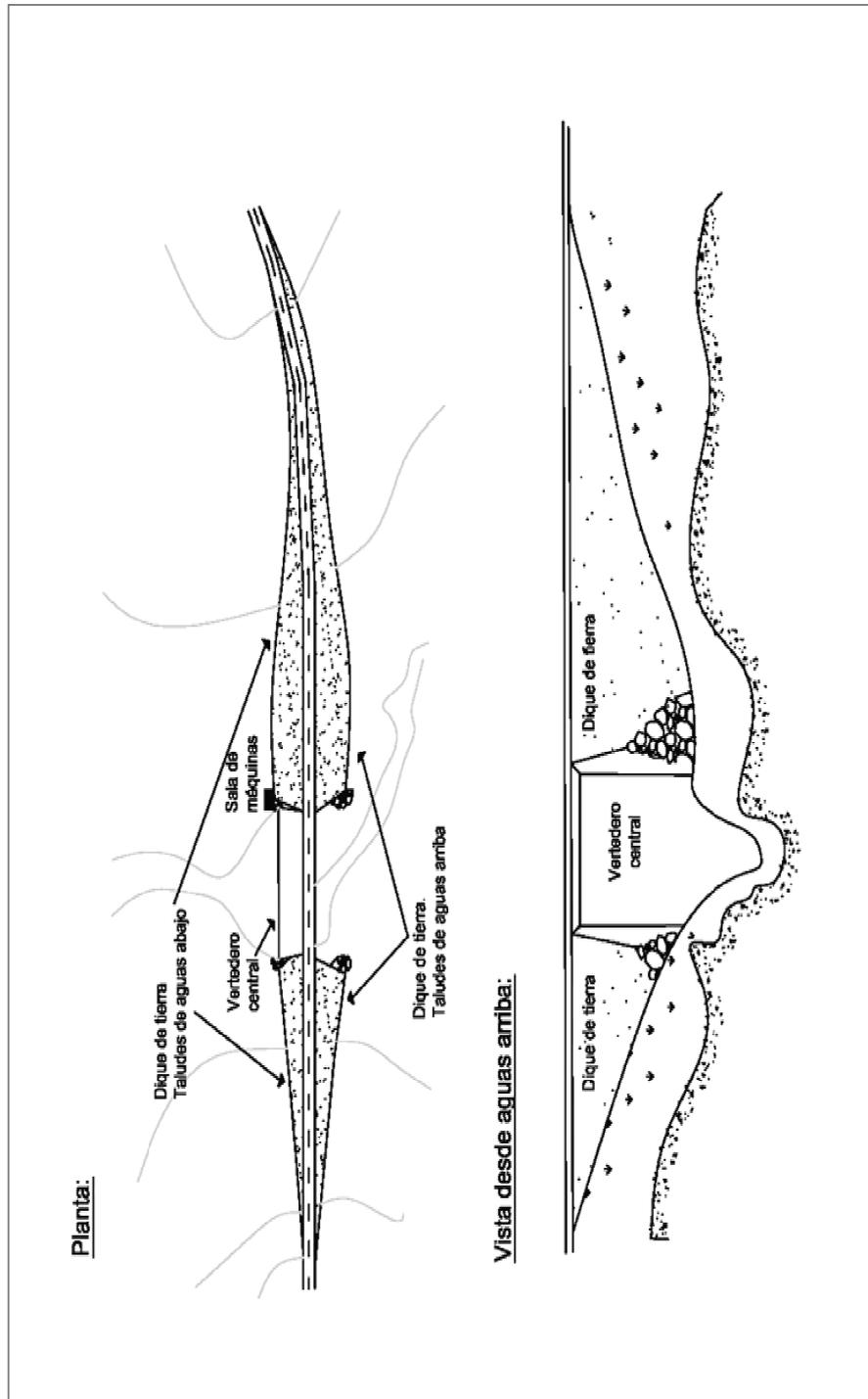


Figura 7.1a Planta y vista genérico de presa

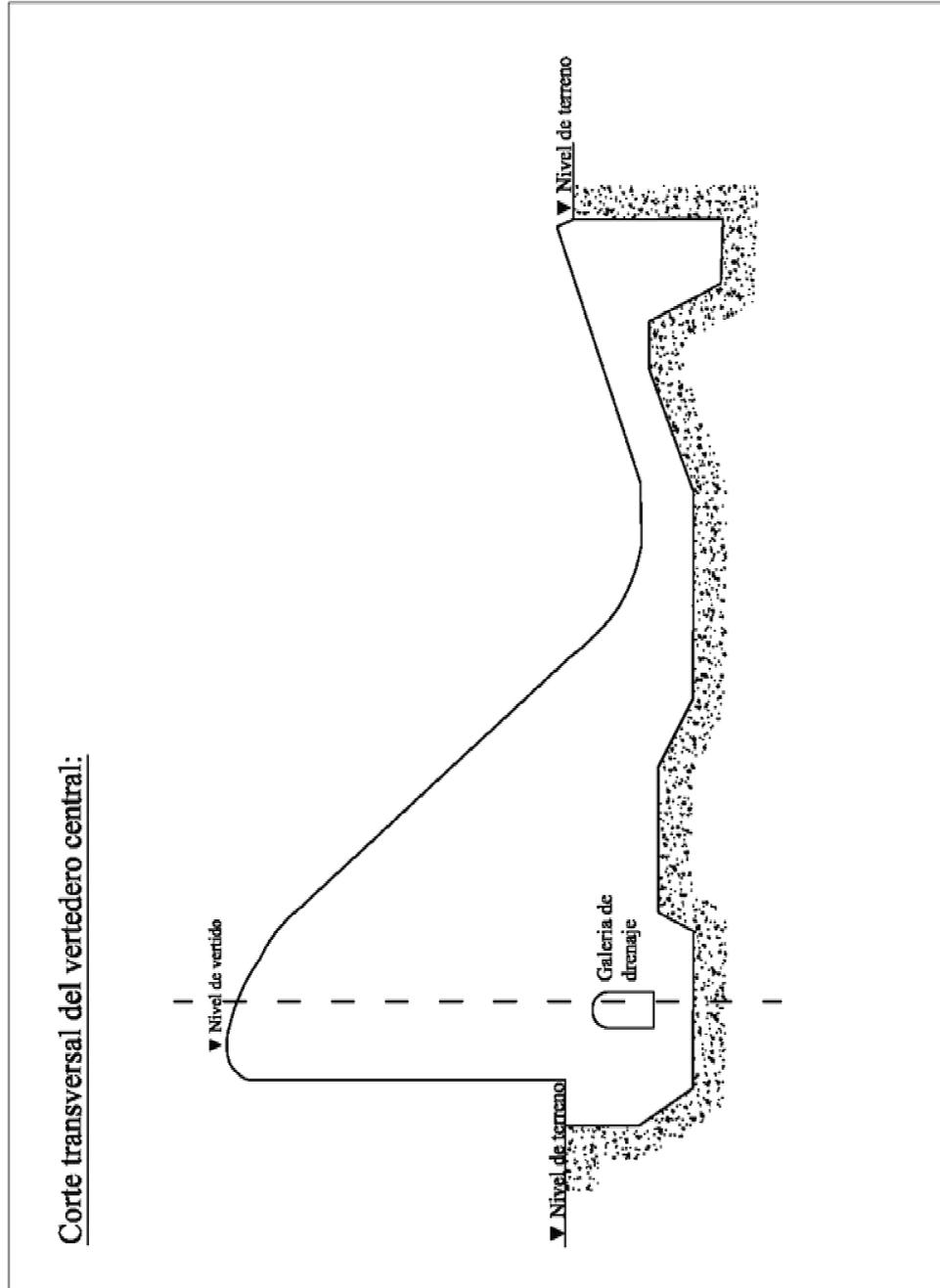


Figura 7.1b Corte del vertedero de la presa

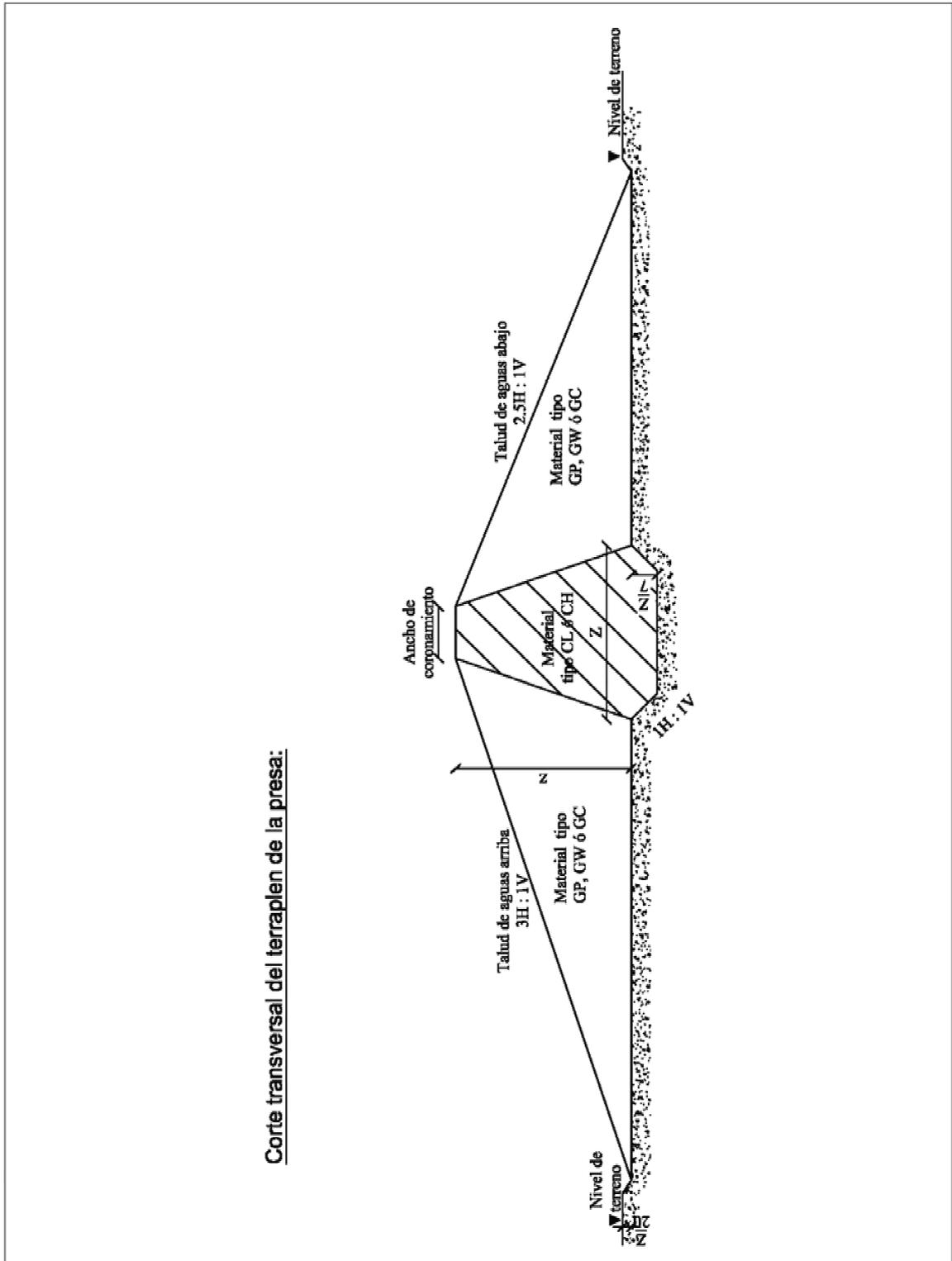


Figura 7.1c Corte del terraplén de la presa

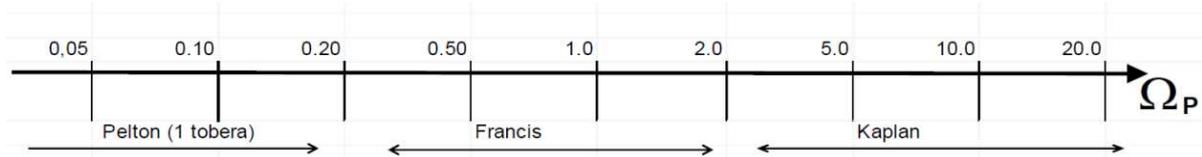
## 8. OBRAS HIDROMECAÑICAS

### 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  $\Omega_p$  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  $\Omega_p = 6.4$ .

También la turbina menor también será de tipo axial, dado que para ella, suponiendo  $N = 750$  rpm y rendimiento 0.85, resulta  $\Omega_p = 2.15$ .

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 2,0 m. Según datos estadísticos, este tipo de turbina presentará además las siguientes características: diámetro del cubo  $\approx 0.73$  m; altura del distribuidor  $\approx 0.84$  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 0.77 m. Según datos, este tipo de turbina presentará además las siguientes características: diámetro del cubo  $\approx$  0.28 m; altura del distribuidor  $\approx$  0.19 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 3,08 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  $60^\circ$ ), de longitud igual al diámetro.

La tubería correspondiente a la turbina menor será de diámetro interior 1,03 m por los mismos motivos. Su entrada será cónica (ángulo al centro  $60^\circ$ ), 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 río**

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: 3600 kVA

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 construidos 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 400 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: 18.000 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  $4\Omega$ .

- 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:

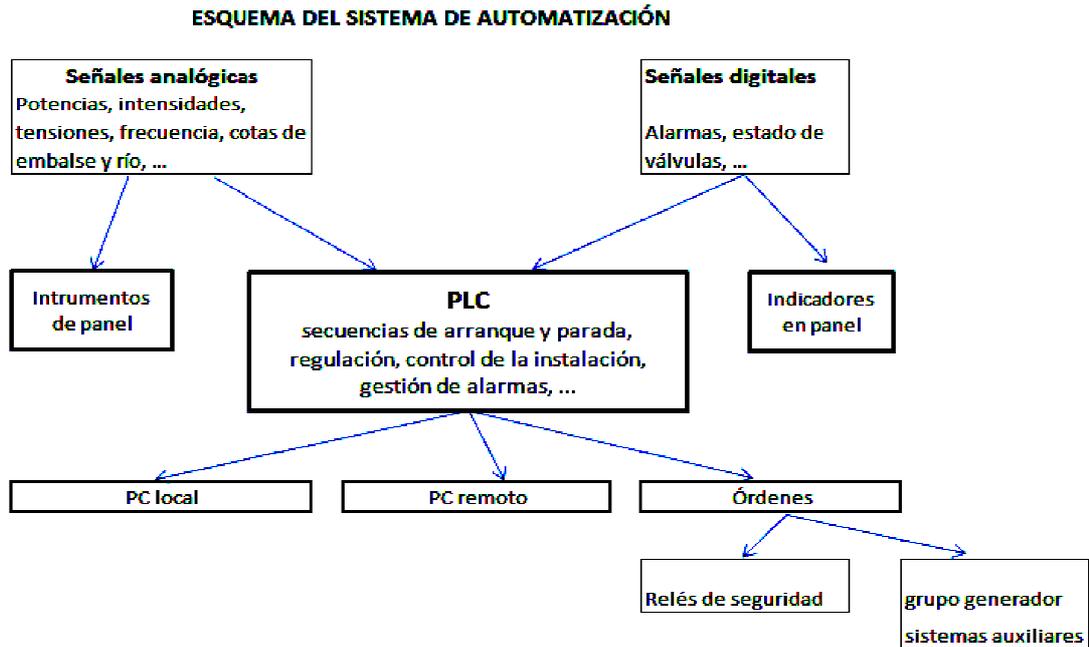
Se subirá, directamente, de los transformadores elevadores y sus dispositivos de salida a línea aérea. La instalación de enlace cumplirá con los requisitos de UTE que corresponda. El puesto de conexión será interior, integrado al local de la subestación.

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  $125 \text{ mm}^2/30\text{mm}^2$  o bien  $2*50\text{mm}^2/8\text{mm}^2$ . 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 ( $90^\circ$ )

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 6 T.
- Generador 3600 kVA: c/u 12,5 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 CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub> 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.

## **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:

<b>Obra</b>	<b>Tipo de empresa</b>
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.

<b>Obra</b>	<b>Tipo de empresa</b>
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 río. 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 Florida 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 336 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 el 98% del tiempo (Figura 4.5).

Las turbinas de 3000 kW se pondrán en marcha de acuerdo a los siguientes criterios:

Si, funcionando la turbina de 336 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 82 % 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 **26.700.000 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 15336 kW, resultaría:

$$\text{U\$S } 26:840.000$$

Según Canales y Beluco (2008), el valor del equipamiento electromecánico para 15336 kW sería de alrededor de

$$\text{U\$S } 7123.83 * Q^{-0.026} * H^{-0.539} * 15336 = \text{U\$S } 23:700.000$$

Valor no muy distinto de la estimación anterior.

Resulta que la obra tendría un costo total de aproximadamente:

$$\text{U\$S } 50:400.000$$

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.

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\$\$ 60.000

Línea de transmisión: se estima en U\$\$ 75.000 por km. Para 8,4 km, resulta U\$\$ 630.000.

En total:

U\$\$ 690.000.

### **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\$\$ 2:500.000

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\$\$ 3.830.000

## **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