



**Disponibilidad energética**  
**Pequeñas Centrales Hidroeléctricas**  
**y**  
**Análisis de aporte**  
**al Sistema Eléctrico Uruguayo**

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

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

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

**Diciembre 2012**

# Contenidos

## 1. Introducción

## 2. Información utilizada

## 3. Simulación hidrológica y de generación

### 3.1 Modelación hidrológica y operación

3.1.a) *Embalses de uso prioritario para riego*

3.1.b) *Embalses de uso prioritario para generación*

### 3.2 Modelación simplificada de la generación de energía

3.2.a) *Embalses de uso prioritario para riego*

3.2.b) *Embalses de uso prioritario para generación*

## 4. Disponibilidad energética

### 4.1 Embalses individuales

4.1.a) *De uso prioritario para riego*

4.1.b) *De uso prioritario para generación*

### 4.2 Conjunto de embalses

4.2.a) *De uso prioritario para riego*

4.2.b) *De uso prioritario para generación*

## 5. Aporte al sistema eléctrico uruguayo

### 5.1 Modelación del sistema eléctrico

### 5.2 Resultados

5.2.a) *Embalses de uso prioritario para riego*

5.2.b) *Embalses de uso prioritario para generación*

## 1. Introducción

El objetivo del trabajo es generar información acerca de la capacidad potencial (individual y colectivamente) de generación hidroeléctrica en Pequeñas Centrales Hidroeléctricas (PCHs), incluyendo su estacionalidad, variabilidad interanual y correlación con la hidraulicidad del sistema eléctrico general, de modo de dar elementos que ayuden a:

- Emprendedores privados a calcular el retorno de una inversión.
- Administradores del sistema y autoridades a diseñar una política tarifaria.

Todos los análisis se hicieron separadamente para

- a) embalses para uso prioritario de riego (y subsidiario de generación) por un lado
- b) Por otro lado, para embalses dedicados primordialmente a la generación hidroeléctrica.

Las propiedades geométricas e hidrológicas (en particular la relación escurrimiento medio de la cuenca sobre volumen del embalse) y sobre todo la operación del mismo –y por tanto la elección de la potencia a instalar- no son asimilables en ambos casos y por tanto se analizaron por separado.

a) Embalses de uso prioritario para riego: Se supone que el riego es por gravedad. La generación eléctrica sólo tiene sentido en estos casos. Como universo representativo se trabajó con un conjunto de embalses (268) existentes en la cuenca de Rincón de Bonete, cuya localización y características geométricas se tenían ya implementadas en un modelo hidrológico. Dada la pequeña escala del país, la alta correlación de precipitaciones medias y el hecho que la cuenca de Rincón del Bonete se encuentra en la mitad del territorio, se espera que este conjunto de embalses sea representativo de los embalses para riego en Uruguay. A los efectos de suponer una operación de los embalses, se priorizó el uso del agua para riego y se supuso concentrada la demanda de la temporada en el cuatrimestre Noviembre-Febrero, típica de cultivos de verano. Si bien la mayoría de los embalses fueron construidos para el riego de arroz, se entiende que los resultados son generalizables para cualquier embalse que priorice el riego en la temporada estival.

b) Embalse de uso prioritario para generación: Se trabajó con un conjunto de 48 embalses pre-seleccionados en el marco del proyecto del Fondo Sectorial de Energía de ANII “Generación hidroeléctrica en pequeña escala”. Los mismos tienen diversas características geométricas e hidrológicas (relación volumen del embalse sobre escurrimiento medio de la cuenca) que se describen a continuación. Dicho conjunto de

embalses se tomó como representativo de potenciales emprendimientos dedicados prioritariamente a la generación hidroeléctrica, cuyas características y operación difieren sustancialmente de los embalses existentes para uso de riego que pudieran agregar la generación hidroeléctrica como uso subsidiario. A los efectos de definir la operación, se realizó -para todos los embalses- un análisis de sensibilidad al caudal de funcionamiento correspondiente a diferentes niveles de potencia instalada y al nivel mínimo de turbinado.

A los efectos de evaluar la correlación entre la generación del conjunto de embalses con la hidráulica del sistema eléctrico en general y de valorar monetariamente el aporte de las PCHs al sistema, se hizo uso del Simulador del Sistema de Energía Eléctrica (SimSEE)<sup>1</sup>. Se simuló la generación de PCHs y del sistema en general durante períodos de tiempo comunes.

**Responsables del presente informe:**

Ing. Daniel Schenzer, [schenzer@fing.edu.uy](mailto:schenzer@fing.edu.uy)

Dr. Ing. Rafael Terra, [rterra@fing.edu.uy](mailto:rterra@fing.edu.uy)

**Colaboradores:**

Ing. Magdalena Crisci

Ing. Alejandra De Vera

---

<sup>1</sup> Ver descripción en <http://iie.fing.edu.uy/simsee/>

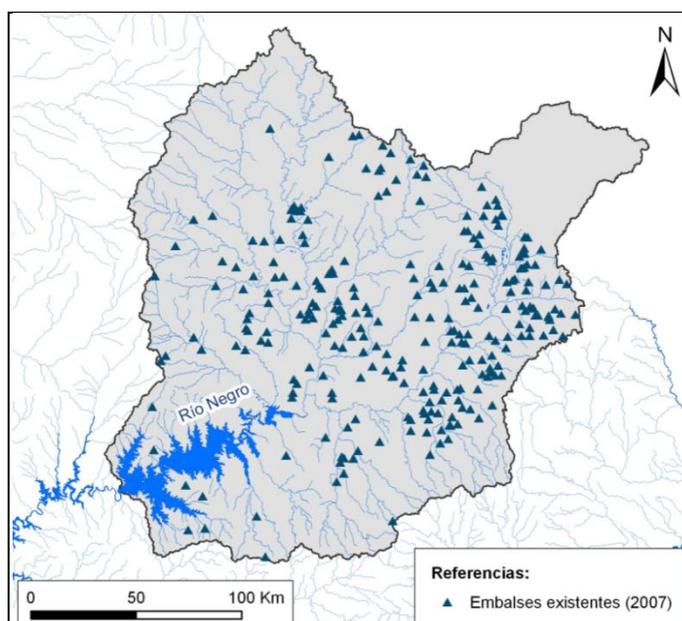
## 2. Información utilizada

Se dispuso de la siguiente información hidro-meteorológica:

- Registros de precipitación mensual de un total de 87 pluviómetros de influencia en las cuencas de aporte a los embalses, pertenecientes a la DNM y con período de registro variable entre 1924 y 2007.
- Registros de precipitación mensual de un total de 38 pluviómetros de influencia en la cuenca de Rincón del Bonete pertenecientes a la DNM y a UTE, con período de registro variable entre 1914 y 2009.
- Serie de caudal medio semanal de aporte a la Represa G. Terra en el período 1909 – 2009 registrados por UTE.
- Curvas de evapotranspiración potencial media anual mensual del Uruguay calibradas a través del modelo de Penmann sobre la estación de “La Estanzuela”.
- Evaporación en Tanque A, registrada en las estaciones meteorológicas de Artigas, Bella Unión, Melo, Mercedes, Paso de los Toros, Paysandú, Salto, Tacuarembó, Treinta y Tres y Trinidad en el período 1960-2000 pertenecientes a la DNM.
- Agua disponible en los suelos en las cuencas de aporte a los embalses, obtenida del Compendio Actualizado de Información de Suelos del Uruguay (CAISU) escala 1:1.000.000.

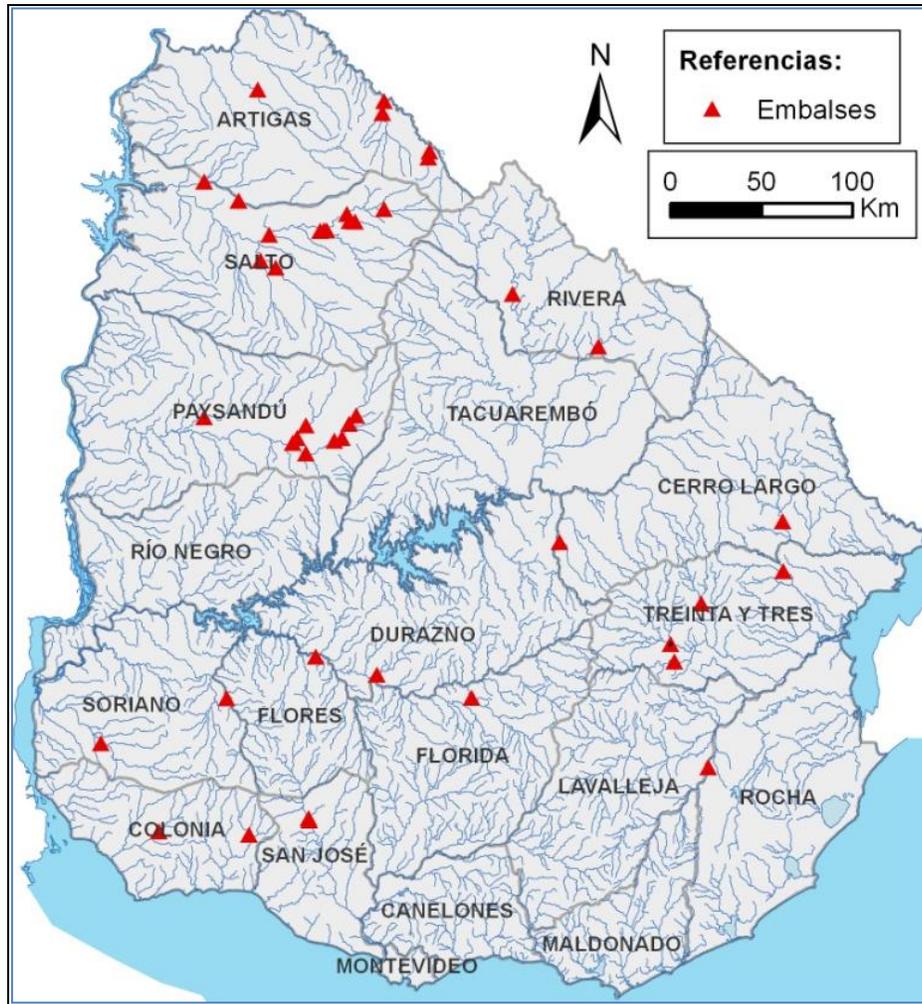
Embalses de uso prioritario para riego: se utilizaron los datos de los embalses en la cuenca de Rincón del Bonete registrados en la Dirección Nacional de Hidrografía en el año 2007 (Figura 1) con la siguiente información: localización, área de la cuenca de aporte, altura máxima y volumen máximo. El número de embalses registrados al 2007 es de 268 con un volumen total embalsado de 638 Hm<sup>3</sup>.

**Figura 1. Embalses para riego registrados en la cuenca de Rincón del Bonete al año 2007**



Embalse de uso prioritario para generación: se tomaron los **48** embalses seleccionados en el proyecto FSE de ANII cuya localización geográfica se presenta en la Figura 2. Los datos geométricos de cada embalse así como el trazado y caracterización de las cuencas de aporte a los mismos fueron obtenidos a través de un sistema de información geográfica. Para ello fue utilizado un modelo digital del terreno generado a partir de las curvas de nivel cada 10 m del Servicio Geográfico Militar.

**Figura 2. Embalses seleccionados para evaluar la generación con PCH como uso prioritario**



### 3. Simulación hidrológica y de generación

#### 3.1 Modelación hidrológica y operación

La modelación hidrológica consistió en realizar para cada uno de los embalses de riego existentes:

- Un balance hídrico de su cuenca de aporte durante el período noviembre 1925 – octubre 2007 a partir del modelo precipitación – escorrentía de Temez de paso mensual, para determinar la escorrentía.
- Con los valores mensuales de escorrentía obtenidos, se procedió a realizar un balance hídrico en el embalse, en el mismo período.

El modelo de Temez fue propuesto en el manual “Directivas de diseño hidrológico – hidráulico de pequeñas represas” elaborado por el IMFIA en el año 2002 por encargo de la Dirección Nacional de Hidrografía, y se encuentra ampliamente difundido en Uruguay. Este modelo reproduce la evolución del ciclo hidrológico en el tiempo con paso mensual de un modo simple y considerando ecuaciones con sentido físico. Sus variables de entrada son la precipitación mensual, la evapotranspiración potencial mensual y el agua disponible en el suelo. El modelo consta de 4 parámetros, cuyos valores fueron calibrados a nivel regional por Failache et al. (2006)<sup>2</sup>.

#### **3.1.a) Embalses de uso prioritario para riego:**

El balance hídrico realizado en cada embalse consideró: el caudal de aporte al mismo (obtenido a partir de la escorrentía modelada), la precipitación y evaporación directa del lago, el vertido de excedentes y la demanda de riego. Esta última se define en cada año<sup>3</sup> del período de modelación como el volumen almacenado en el embalse al mes de octubre y se distribuye en partes iguales durante los meses de noviembre, diciembre, enero y febrero (zafra de riego). De esta forma se obtuvo, para cada embalse, las series mensuales de caudal de aporte, volumen almacenado, caudal de riego y caudal vertido en el período 1925-2007.

---

<sup>2</sup> Failache, N et. al. (2006). “Calibración y regionalización de un modelo de balance hídrico mensual en cuencas uruguayas utilizando un algoritmo genético multiobjetivo” XXII Congreso Latinoamericano de Hidráulica, IAHR-LAD.

<sup>3</sup> Se consideran años no calendario (noviembre – octubre)

El análisis presupone que el riego es por gravedad. Sólo en estos casos es viable considerar la opción de generación hidroeléctrica. Se supondrá una demanda constante del riego lo cual se aproxima a la situación real en embalses grandes que alimentan sistemas complejos, no así en embalses más pequeños e individuales que alimentan sistemas más chicos, en cuyo caso se debería modificar levemente la metodología.

El caudal de operación de la turbina se define como el máximo caudal de riego en esa hipótesis; es decir, se podría calcular como el volumen del embalse dividido la longitud de la zafra de riego (4 meses).

La potencia instalada queda definida por el caudal de funcionamiento y la altura útil o salto del embalse dada por la diferencia entre la cota de vertido y el nivel de restitución en el canal de riego. A los efectos de este informe, y en ausencia de información sobre las circunstancias particulares en que riega cada embalse, se toma la altura útil o salto como la altura del embalse registrada en DINAGUA.

Fuera de la temporada de riego, se supuso que sólo se turbinaba en condiciones de vertido. Considerando que el balance hidrológico es de paso mensual, se debió aproximar el tiempo de turbinado en dichas situaciones al 50% del mes; es decir que se supuso que se turbinaba durante 15 días por cada mes en que el balance mensual indique que se produce vertido.

Si bien las hipótesis planteadas pueden variar caso a caso, se las considera una primera estimación para estimar la disponibilidad energética en estos sistemas, suponiendo que se mantiene el riego como uso principal del agua.

### **3.1.b) Embalses de uso prioritario para generación:**

El balance hídrico realizado en cada embalse consideró: el caudal de aporte al mismo (obtenido a partir de la escurrentía modelada), la precipitación y evaporación directa del lago, el volumen a turbinar y el vertido de excedentes.

El volumen a turbinar depende del caudal nominal de funcionamiento de la turbina y del protocolo de operación. Para ello se hizo un estudio de sensibilidad en dos parámetros:

- El caudal de funcionamiento.
- La altura mínima para turbinar (expresada como fracción de la altura útil del embalse).

Se analizó un intervalo de caudales de funcionamiento, los cuales se identifican a través de su cociente respecto del caudal medio. Obviamente, cuanto mayor sea el caudal de funcionamiento de la turbina menor será el tiempo medio de funcionamiento. El período de funcionamiento podrá, eventualmente, concentrarse en los horarios en que el sistema eléctrico está más exigido (en la Tabla 1 se indican la longitud de los tramos horarios) si la tarifa es diferencial.

**Tabla 1. Caudal de funcionamiento de las turbinas consideradas**

<b>Caudal de funcionamiento / Caudal medio</b>	<b>Horas diarias necesarias para turbinar el caudal funcionamiento</b>
1	24
1.4	17 (Duración de los tramos de punta + llano)
2.4	10
4	6
6	4 (Duración del tramo horario de punta)

Para determinar en cada caso la cota por debajo de la cual se deja de turbinar, se clasificaron previamente los embalses en dos grupos según su tamaño relativo al aporte de la cuenca. Para ello se define el “tiempo de residencia” como:

$$\textit{Tiempo de residencia} = \textit{volumen del embalse} / \textit{caudal medio de aporte}$$

tomando como volumen del embalse el correspondiente a la cota de vertido.

Se define, para cada embalse y cada caudal de funcionamiento, el “**factor de capacidad**” en un determinado mes como el cociente (ver sección 3.2):

$$\textit{Factor de capacidad} = \textit{Energía generada} / \textit{Máxima energía generable}$$

Se calculó para cada grupo de embalses el factor de capacidad medio del conjunto de embalses en todo el período de modelación. Ello se hizo, para cada caudal de funcionamiento, considerando diferentes niveles mínimos para el turbinado (porcentajes del salto máximo de los embalses de 80, 85, 90, 95 y 100%).

Fijar un nivel mínimo más alto aumenta el salto medio de generación y por tanto la potencia instantánea; pero por otro lado incrementa la frecuencia de vertido y por tanto disminuye el tiempo total de disponibilidad de agua para turbinar. Se tratará de determinar, para cada caudal de funcionamiento, el nivel intermedio que maximice la energía generada.

En la Tabla 2 se presentan los resultados obtenidos. Si bien no se observan diferencias apreciables en el factor de capacidad al variar el nivel límite, se tiene en cada caso un máximo relativo para ambos grupos de embalses. Es por esta razón que se seleccionó, en cada caso, el porcentaje correspondiente a dicho máximo relativo para definir el nivel límite de turbinado de cada embalse para cada caudal de funcionamiento.

También puede observarse que para los embalses con mayor tiempo de residencia se obtienen mayores factores de capacidad –como es de esperar- y que a mayor caudal de funcionamiento mayor resulta el nivel límite óptimo de turbinado pues el riesgo de vertido es muy bajo en estos casos y por tanto domina el beneficio de la mayor altura media.

**Tabla 2. Factor de capacidad medio según nivel límite de turbinado por grupo de embalses y para cada caudal de funcionamiento considerado**

<b>Caudal de funcionamiento: Caudal medio</b>		
<b>Nivel límite de turbinado</b>	<b>Tiempo de residencia &lt; 5 meses</b>	<b>Tiempo de residencia &gt; 5 meses</b>
0,80 * Hmáx	0.66	0.77
0,85 * Hmáx	0.67	0.77
0,90 * Hmáx	0.67	0.76
0,95 * Hmáx	0.66	0.74
Hmáx	0.63	0.70
<b>Caudal de funcionamiento: 1.4 * Caudal medio</b>		
0,80 * Hmáx	0.52	0.57
0,85 * Hmáx	0.53	0.59
0,90 * Hmáx	0.54	0.59
0,95 * Hmáx	0.54	0.58
Hmáx	0.53	0.51
<b>Caudal de funcionamiento: 2.4 * Caudal medio</b>		
0,80 * Hmáx	0.33	0.34
0,85 * Hmáx	0.34	0.36
0,90 * Hmáx	0.36	0.37
0,95 * Hmáx	0.37	0.38
Hmáx	0.37	0.37
<b>Caudal de funcionamiento: 4 * Caudal medio</b>		
0,80 * Hmáx	0.20	0.20
0,85 * Hmáx	0.21	0.21
0,90 * Hmáx	0.22	0.22
0,95 * Hmáx	0.23	0.23
Hmáx	0.20	0.20
<b>Caudal de funcionamiento: 6 * Caudal medio</b>		
0,80 * Hmáx	0.13	0.13
0,85 * Hmáx	0.14	0.14
0,90 * Hmáx	0.15	0.15
0,95 * Hmáx	0.16	0.16
Hmáx	0.17	0.16
<b>Nivel límite de turbinado</b>	<b>Tiempo de residencia &lt; 5 meses</b>	<b>Tiempo de residencia &gt; 5 meses</b>

### 3.2 Modelación simplificada de la generación de energía

A partir de las series mensuales simuladas para los embalses en el período 1925-2007, se estimó la potencia media ( $P_i$ ) y la energía generada ( $E_i$ ) en cada embalse y en cada mes, de acuerdo a las siguientes expresiones:

$$P_i = 0,9 * \sigma * Q_f * H_i \text{ y } E_i = P_i * T_i$$

siendo:  $\sigma$  el peso específico del agua

$Q_f$  el caudal de funcionamiento

$H_i$  la altura media del agua entre los meses  $i$  e  $i-1$

$T_i$  el tiempo de turbinado en dicho mes

El valor supuesto del rendimiento global (turbina-transmisión-generador), 0,9, es adecuado para instalaciones de mediano o gran porte. En especial, si se usara turbinas axiales, adecuadas para saltos bajos y relativamente altos caudales, no es difícil que el rendimiento total supere el 90%. No obstante, para potencias menores, o turbinas de otros tipos, u operando a caudales distantes del de diseño, tanto las turbinas como los generadores pueden tener rendimientos menores; podría en las situaciones peores llegar a ser del 75% o menos.

Embalses de uso prioritario para riego: El caudal de funcionamiento es siempre el caudal de riego por gravedad. En el período de llenado el tiempo de turbinado es cero si no hay vertido y se lo supone de 15 días si lo hay y ocurre a cota máxima. Durante la temporada de riego el tiempo de turbinado es el tiempo de riego (todo el tiempo a menos que haya déficit esa temporada) y ocurre a la cota que el balance ingreso/egreso de agua al embalse indique.

Embalses de uso prioritario para generación: El caudal de funcionamiento varía dependiendo de la turbina, mientras que el tiempo de turbinado y el salto van variando en función de la disponibilidad de agua de cada mes; se deberá tener en cuenta la restricción de altura mínima determinada en 3.1.b para cada caudal de funcionamiento.

## 4. Disponibilidad energética

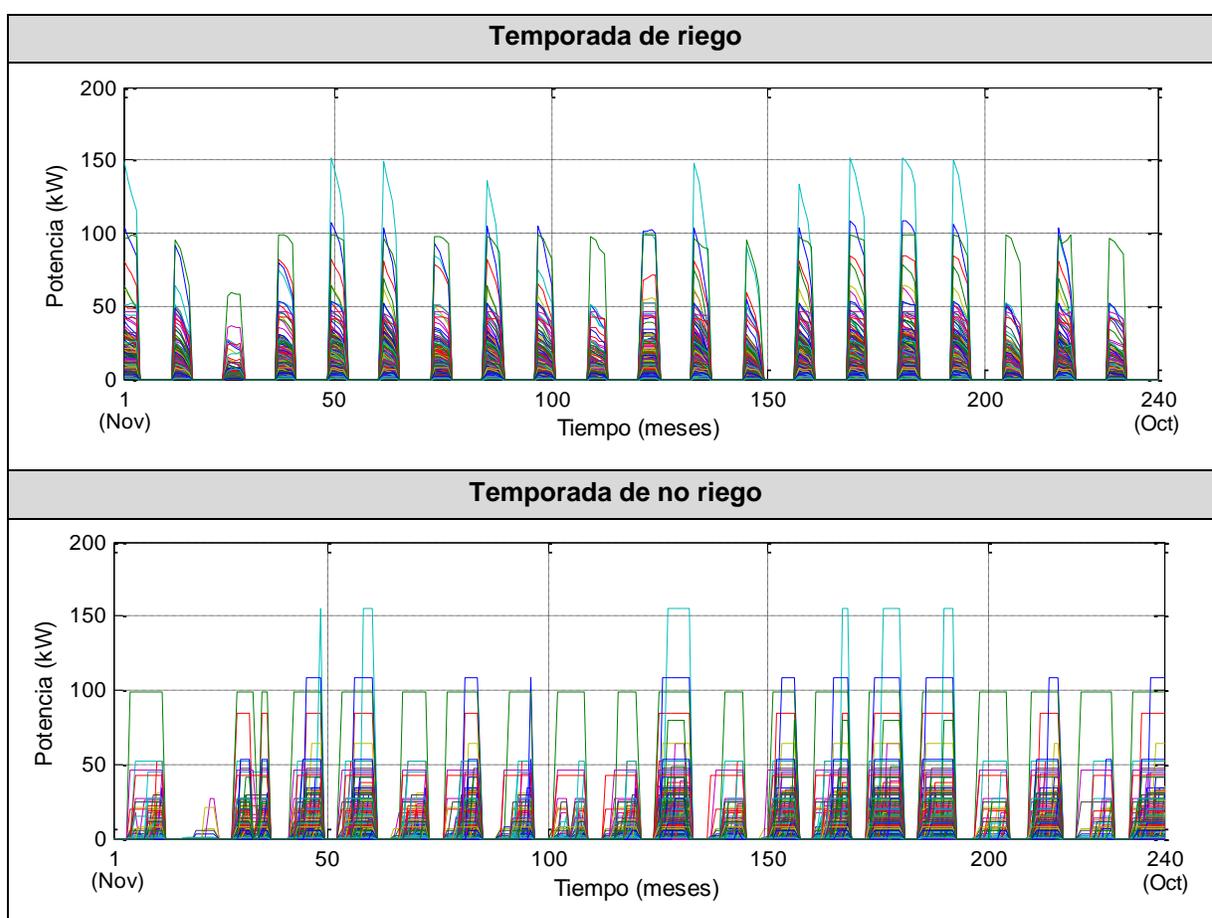
### 4.1 Embalses individuales

A continuación se presentan algunos resultados de la simulación de la potencia media y la energía generada durante el período 1925-2007 en forma individual para cada embalse.

#### 4.1.a) *Uso prioritario para riego:*

En la Figura 3 se presenta, a modo descriptivo, la evolución de la potencia media mensual de cada embalse en los últimos 20 años del período de modelación, para la temporada de riego y fuera de la misma, por separado.

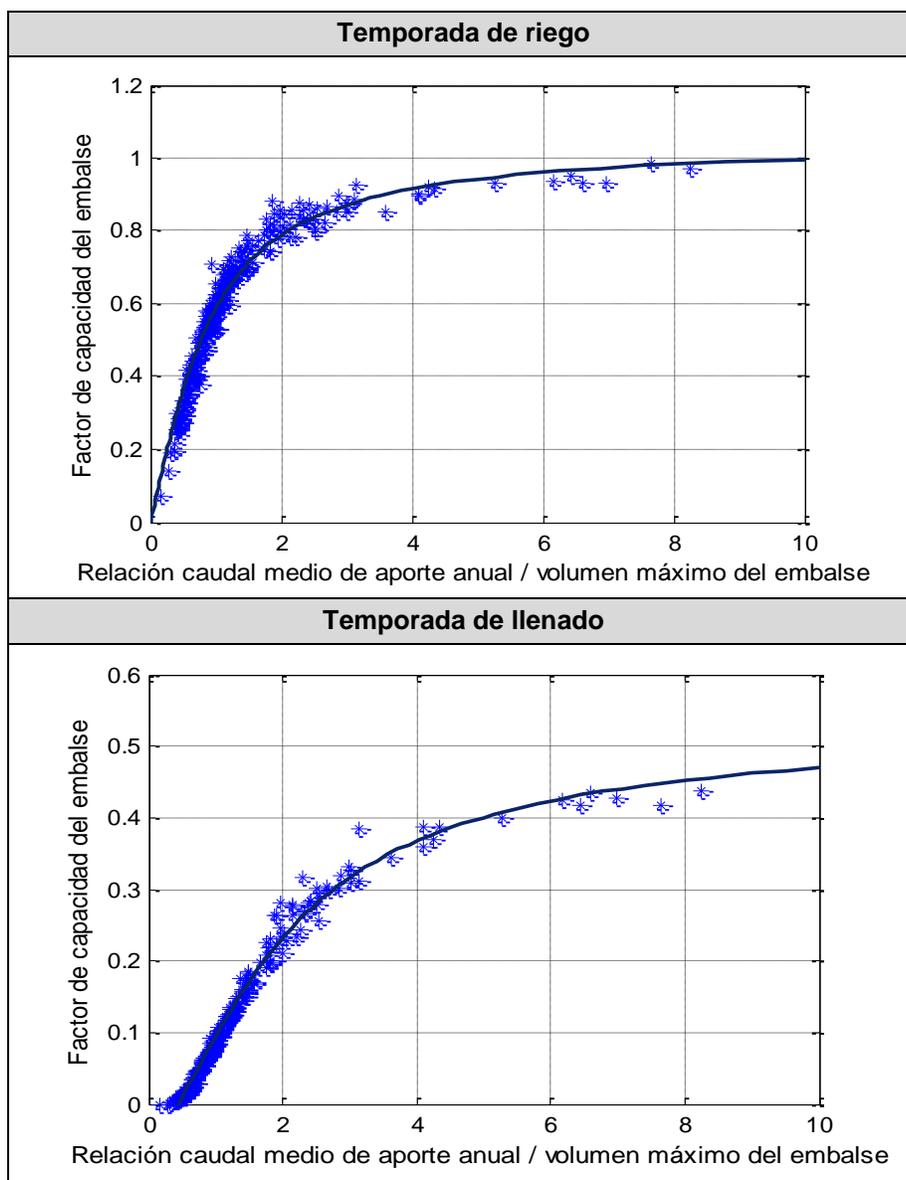
**Figura 3. Evolución de la potencia media mensual en cada embalse de riego – Período 1988-2007**



Las figuras siguientes presentan el factor de capacidad de cada embalse – separadamente para las temporadas de riego y de llenado- en función de la relación entre el escurrimiento medio anual de aporte al embalse y el volumen máximo del embalse (a la cota de vertido). En los embalses con prioridad para riego, que tienen un ciclo de operación anual, esta medida de la relación entre la cuenca de aporte y el tamaño del embalse es más apropiada (y también de uso

más generalizado) que el tiempo de residencia definido previamente. Este último parámetro se seguirá usando sólo para los embalses dedicados a la generación, que no tienen un período de operación predefinido por su uso.

**Figura 4. Factor de capacidad de cada embalse en función de la relación entre el caudal medio de aporte anual y el volumen máximo del embalse**

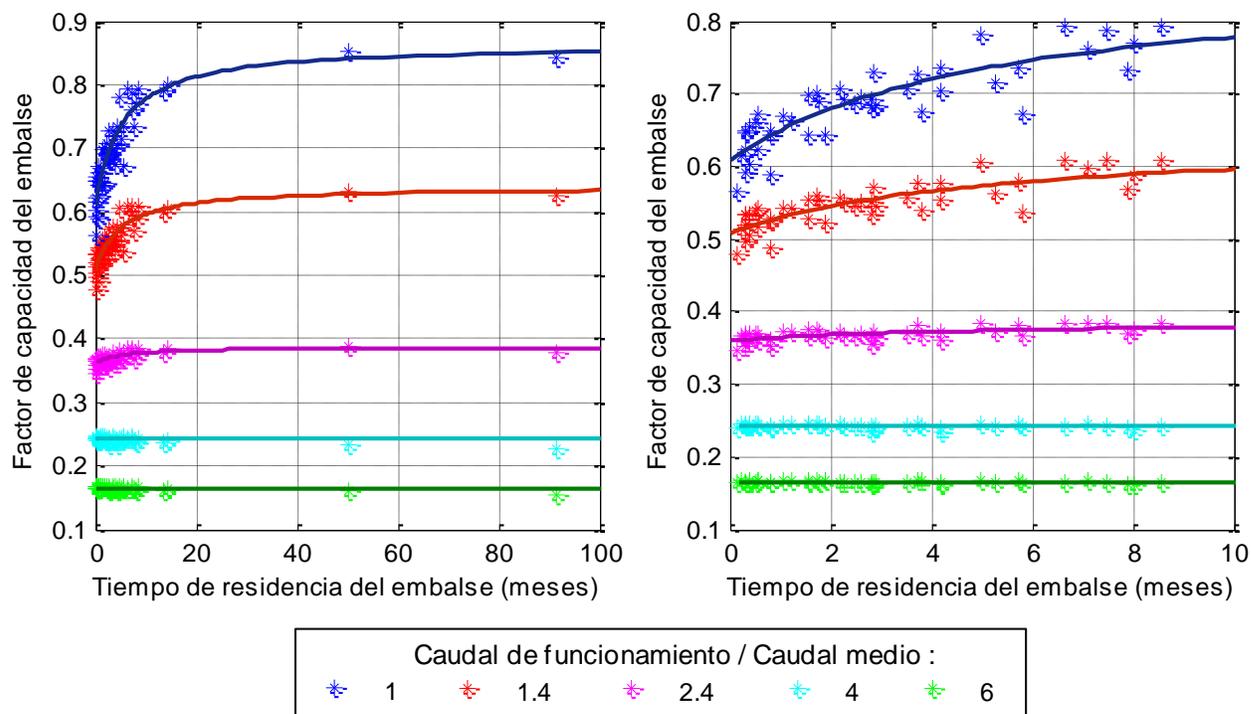


#### **4.1.b) *Uso prioritario para generación:***

En la Figura 5 se presenta, para cada caudal de funcionamiento considerado, el factor de capacidad en función del tiempo de residencia de cada embalse. Se presenta por un lado todo el intervalo de tiempos de residencia y por otro un zoom para tiempos de residencia entre 0 y 10 meses.

Como es de esperar, el factor de capacidad decrece sensiblemente con el caudal de funcionamiento. Se observa, también, que a medida que aumenta el tamaño del embalse, medido por el tiempo de residencia, el factor de capacidad (que cuantifica la energía generable) se independiza de dicho tamaño. Este resultado puede tener implicancias importantes para la elección del tamaño de embalse y turbina dado un punto de cierre en un curso.

**Figura 5. Factor de capacidad de cada embalse en función del tiempo de residencia para cada caudal de funcionamiento considerado**



Cabe aclarar que, si bien el factor de capacidad decrece con la capacidad instalada, la energía generada es monótona creciente con la potencia de la turbina. Más aún, al aumentar la potencia de la turbina y disminuir el tiempo de turbinado, se dispone de un grado de libertad adicional que es la elección del horario de turbinado durante el día. Ello puede ser de interés para el distribuidor (UTE) y para el generador (si se ve recompensado por ello) al permitirle generar en los tramos horarios de mayor demanda.

**Tabla 3. Coeficientes de remuneración por energía (según estación y tramo horario)**

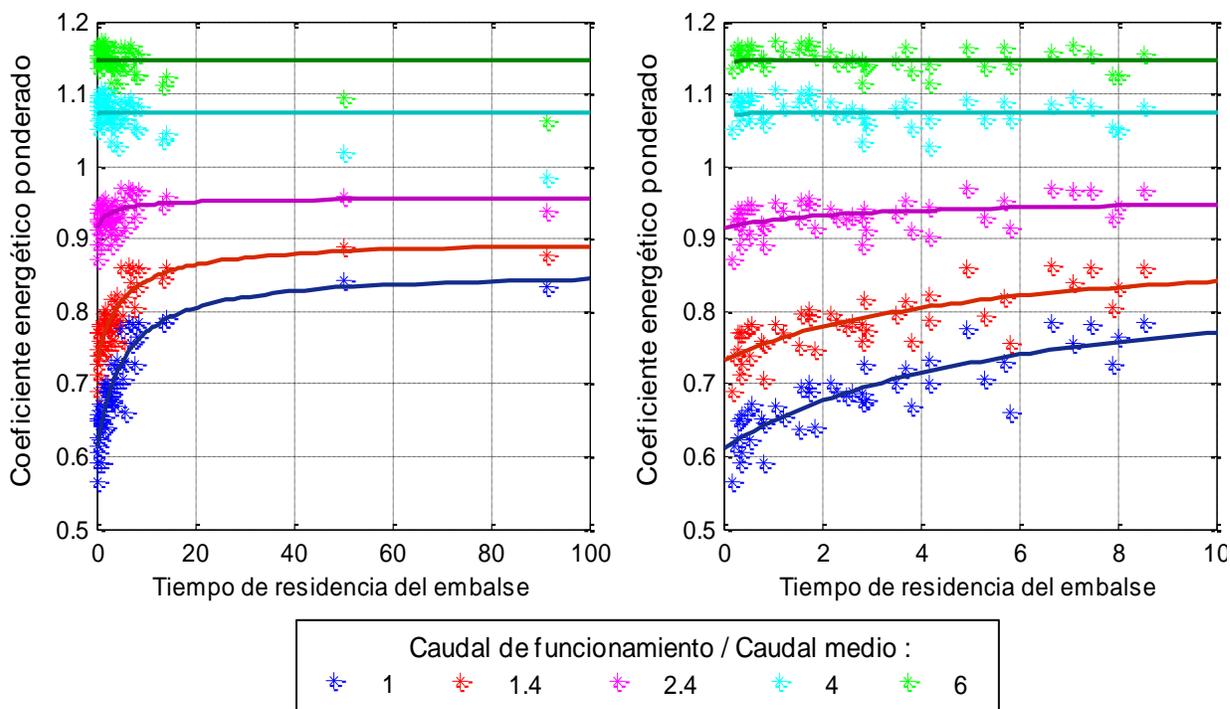
Tramo	Horario	Horas	Verano	Otoño	Invierno	Primavera
Punta	18 - 22 hs	4	1.3	1.3	1.4	1.2
Valle	0 - 7 hs	7	1.1	0.8	0.9	0.7
Llano	Resto de las horas	13	1.2	0.9	1	0.8

Para computar este efecto en las simulaciones se utilizaron los factores de remuneración por tramo horario –y estacional- que se presentan en la Tabla 3 (Resolución 12 – 1056 del directorio de UTE). La energía generada por cada embalse se pondera por dichos coeficientes dependiendo de la estación y el tramo horario. Naturalmente, se prioriza siempre generar en las franjas mejor remuneradas en el entendido de que son los tramos horarios de mayor necesidad de generación para atender el consumo; es decir que primero se despacha en las horas punta, luego en las horas llano y por último en las horas valle.

En base a dicha ponderación se obtiene, para cada una de las turbinas de distinta potencia, una energía total generada y ponderada según el factor de remuneración. Por último se normaliza dividiendo entre la energía máxima generable con la turbina más chica (asociada a un caudal de funcionamiento igual al medio de la cuenca) de modo de obtener un coeficiente energético ponderado como:

$$\text{Energía total generada y ponderada} / \text{Energía máxima generable con turbina más chica}$$

**Figura 6. Coeficiente energético ponderado de cada embalse en función del tiempo de residencia para cada caudal de funcionamiento considerado**



La Figura 6 confirma que, al aumentar el caudal de funcionamiento de la turbina, aumenta la energía generada (y ponderada), independientemente del tiempo de residencia del agua en el embalse. De nuevo se verifica la poca dependencia que tiene la energía generada respecto al tamaño del embalse para turbinas grandes. Por supuesto que turbinas de mayor potencia tendrán mayor costo, lo cual se valorará en el análisis económico/financiero de cada proyecto.

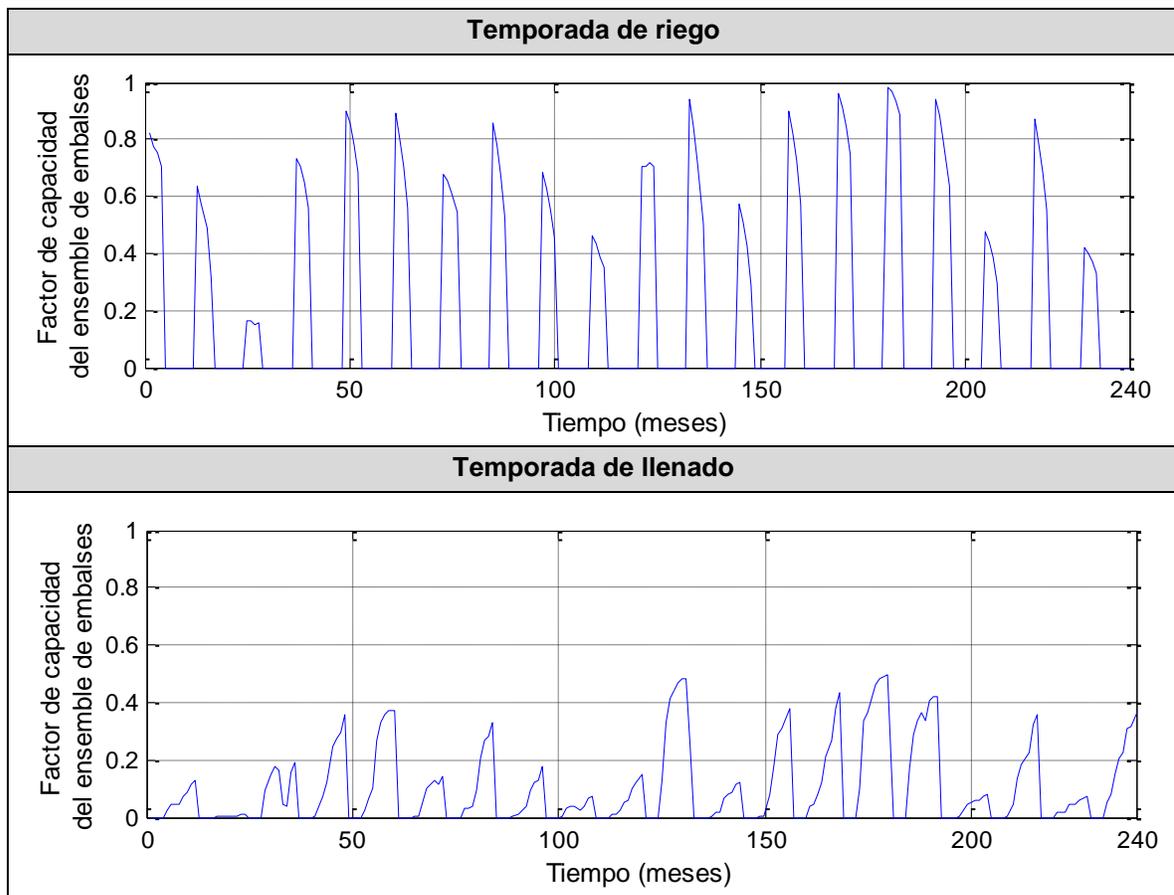
## 4.2 Conjunto de embalses

Si bien a los efectos de un emprendimiento particular interesa conocer la disponibilidad energética de una PCH dadas sus características específicas, a los efectos de visualizar el impacto en el sistema eléctrico en general (que se desarrollará en más profundidad en la próxima sección) es de interés conocer el comportamiento colectivo de un conjunto grande de embalses como los que se simularon. A continuación se presentan entonces los resultados agregados para cada grupo de embalses: por un lado los dedicados prioritariamente a riego y por otro los que tienen por prioridad la generación.

### 4.2.a) *Uso prioritario para riego*

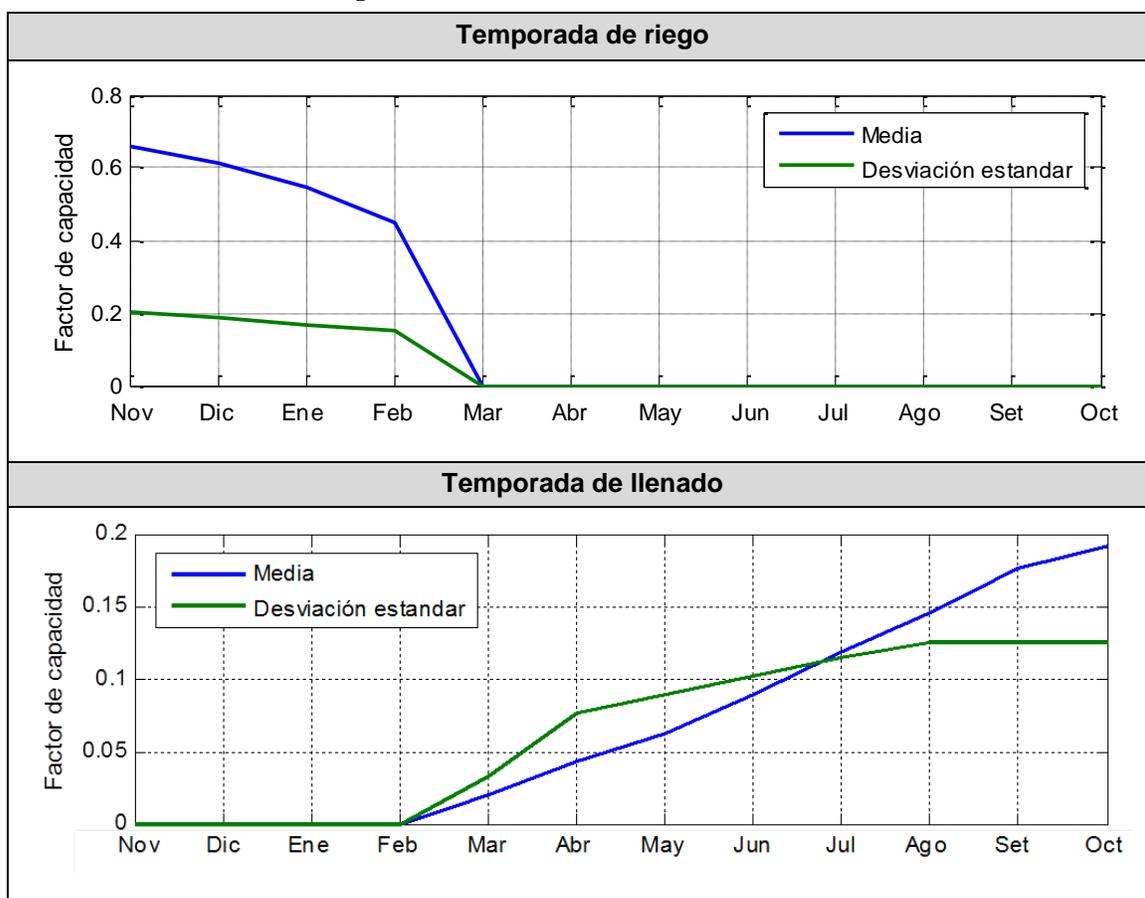
En la Figura 7 se presenta la evolución de la energía total mensual generada por el conjunto de estos embalses (normalizada por la máxima energía generable) en los últimos 20 años del período de modelación, para la temporada de riego y fuera de la misma, por separado.

**Figura 7. Evolución de la energía total mensual normalizada – Período 1988-2007**



Es evidente en la Figura 7 la variabilidad entre años y la estacionalidad en la generación, con variaciones mucho más acentuadas, como es natural, en la temporada de llenado (en los peores años la generación es casi nula) que en la de riego. Es muy importante tener cuantificados ambos aspectos (variaciones entre temporadas y entre años) a la hora de examinar el impacto en el sistema eléctrico interconectado (sección 5), pues los años de menor generación por PCH es altamente probable que coincidan con los de menor aporte pluvial y por tanto con los períodos de mayores costos marginales del sistema.

**Figura 8. Variación anual del factor medio de capacidad del conjunto de embalses y su dispersión interanual – Período 1925-2007**



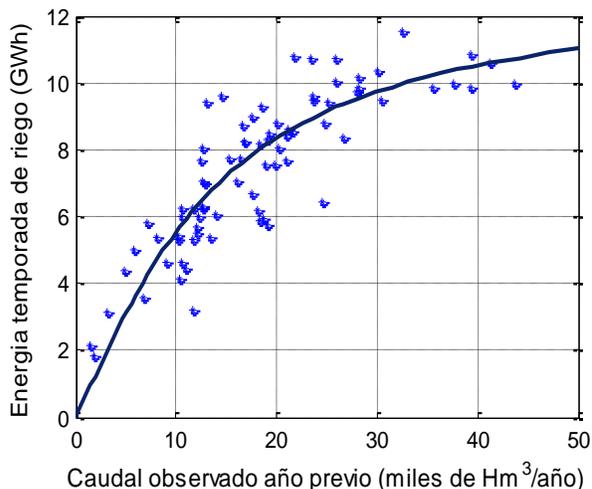
Luego, en la Figura 8 se presenta la variación anual media y la desviación estándar interanual de la energía total generada por el conjunto de embalses normalizada por la energía máxima generable, es decir del factor de capacidad de dicho conjunto de embalses.

El promedio del factor de capacidad para este conjunto de embalses resultó de **0,57** para la zafra de riego y de **0,11** para el período de llenado.

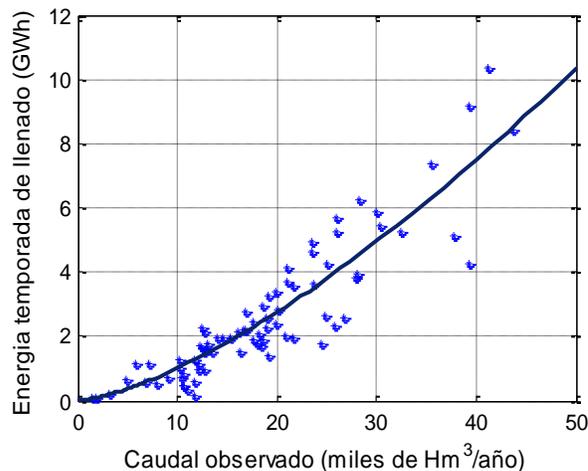
Por último, en la Figuras 9 y 10 se presenta la energía total en la zafra de riego y fuera de la misma en cada año del período 1925-2007 en función del caudal anual observado en la represa de Rincón del Bonete el año previo y el mismo año, respectivamente, como primera

aproximación para evaluar la correlación con la generación en el sistema del Río Negro que se estudia en más detalle en la siguiente sección.

**Figura 9. Energía total del conjunto de embalses en la zafra de riego en función del caudal anual observado en la represa G. Terra el año previo – Período 1925-2007**



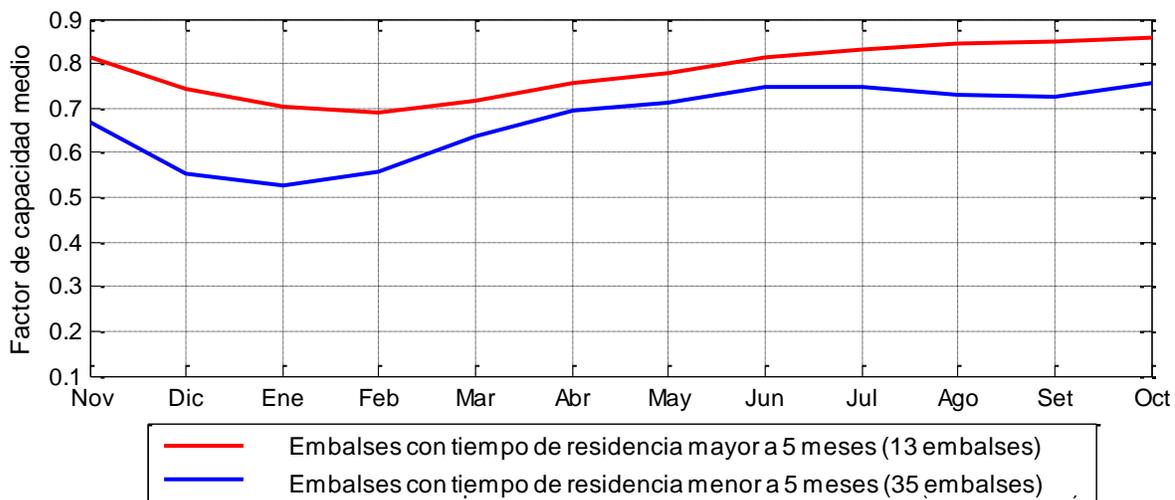
**Figura 10. Energía total del conjunto de embalses en el período de llenado en función del caudal anual observado en la represa G. Terra el mismo año – Período 1925-2007**



#### 4.2.b) *Uso prioritario para generación*

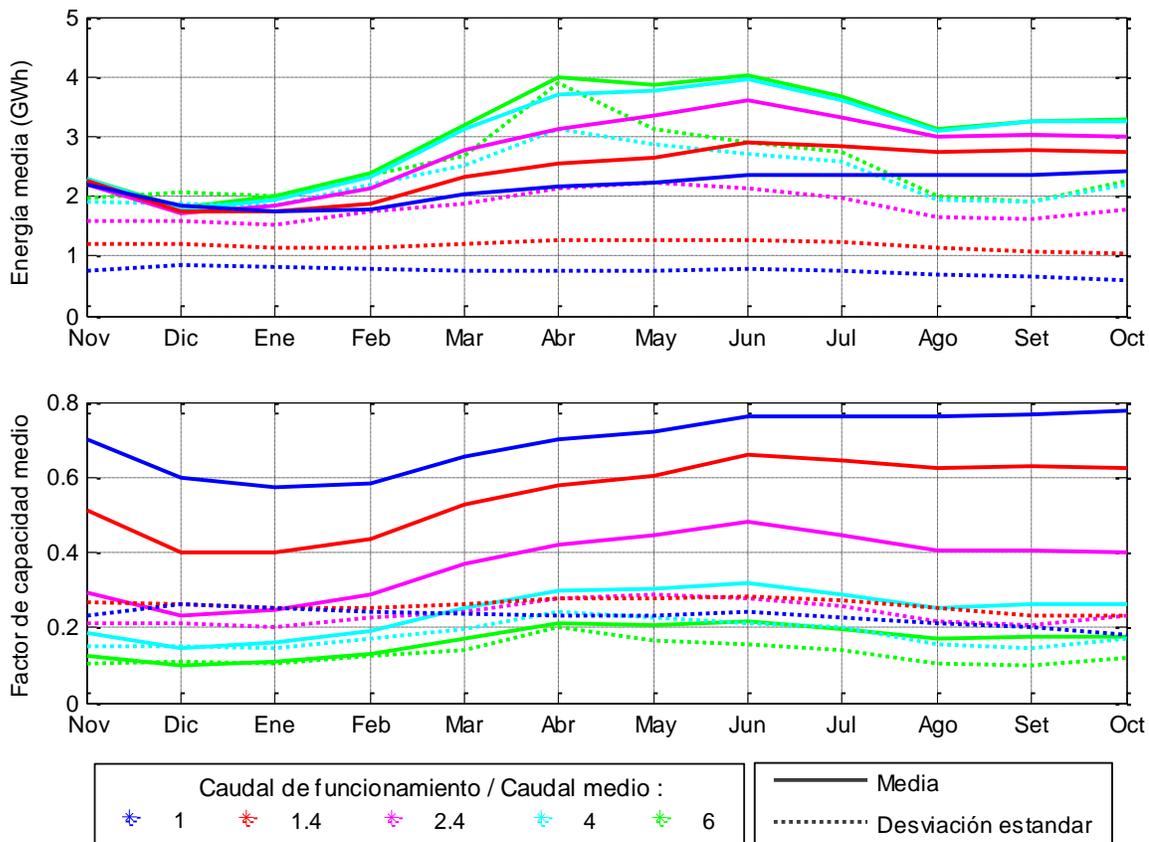
En primer lugar se presenta la variación anual (estacionalidad) del factor de capacidad promedio para cada uno de los grupos de embalses considerados (según su tiempo de residencia) y un caudal de funcionamiento igual al caudal medio (Figura 11).

**Figura 11. Variación anual del factor de capacidad promedio por grupo de embalses para el caudal medio**



Puede observarse que los embalses con tiempo de residencia mayor a 5 meses tienen un factor de capacidad medio mayor, con diferencias más pronunciadas durante el verano.

**Figura 12. Variación anual de la energía generada y del factor de capacidad promedio de todos los embalses y desviación estándar de la variación interanual**



En la Figura 12 se presenta la variación media anual de la energía generada y del factor de capacidad en promedio de todos los embalses y su desviación estándar interanual, para los diferentes caudales de funcionamiento considerados. Se observa, como es de esperar, que a mayor caudal de funcionamiento, mayor energía generada y menor factor de capacidad medio. La ganancia de energía a medida que aumenta la capacidad instalada (potencia de la turbina) se concentra fundamentalmente en otoño e invierno siendo casi nula en verano.

El incremento de energía generada al pasar del factor multiplicativo 4 a 6 en el caudal turbinable es relativamente menor comparado con las ganancias previas indicando que se está llegando asintóticamente al límite de la capacidad de la cuenca. Y sobre todo indica que, si la consigna es turbinar caudales que acompañen la variabilidad anual, no se justifica sobredimensionar la capacidad (potencia) instalada pues fácilmente se llega a que la inversión no sea rentable, el costo adicional no será seguido por análogo porcentaje de energía adicional anual.

Los resultados anuales asociados a la Figura 12 se presentan en las columnas 2 y 3 de la Tabla 4. Dicha tabla introduce también, en la columna 4, el factor de capacidad energético con cada turbina pero normalizado por la energía máxima generable con la turbina más pequeña de modo de poder comparar directamente las ganancias en energía generada.

La última columna de dicha tabla incluye, además, las ponderaciones estacionales y horarias introducidas en la Tabla 3. Se nota que dicha ponderación por tramo horario tiene un efecto que es significativo solo con turbinas de potencias grandes, en que la capacidad de despachar en los horarios pico es mayor. Si se compara las turbinas asociadas a caudales  $4*Q_m$  y  $6*Q_m$  se verifica que el factor de capacidad absoluto (que refleja la energía total generada) se incrementa solamente un 2%, pero, luego de ponderado por los coeficientes horarios, la diferencia es de 7%.

**Tabla 4. Totales de la energía anual promedio y del factor de capacidad promedio de todos los embalses para los diferentes caudales de funcionamiento considerados**

<b>Caudal de funcionamiento / Caudal medio</b>	<b>Factor de capacidad relativo</b>	<b>Energía anual promedio (GWh)</b>	<b>Factor de capacidad absoluto</b>	<b>Factor de capacidad absoluto y ponderado</b>
1	0.70	25.8	0.70	0.69
1.4	0.55	29.1	0.78	0.79
2.4	0.37	33.1	0.89	0.93
4	0.24	36.1	0.97	1.07
6	0.17	36.9	0.99	1.15

## 5. Aporte sistema eléctrico uruguayo

### 5.1 Modelación del sistema eléctrico

El interés central del estudio que se informa en esta sección es analizar cuantitativamente la correlación entre la pequeña y la macro generación o, dicho de otro modo, entre la energía generada por las PCH y el costo marginal del sistema. No se considerarán los costos marginales absolutos, que dependerán fuertemente del escenario energético y por lo tanto pueden variar día a día y hasta hora a hora en función de variables aquí no contempladas, sino la correlación entre las variaciones de generación de energía mediante las PCH y las oscilaciones en el costo marginal del sistema.

Se consideraron 2 escenarios energéticos estacionarios, para los cuales se realizó una simulación de 70 años del sistema eléctrico uruguayo (correspondientes al período 1910-1980 de aportes hidráulicos a las represas) utilizando el modelo SimSEE<sup>4</sup>. Las características de ambos escenarios se describen a continuación.

#### **Escenario 1:**

- Demanda: Fue considerada una demanda anual de energía eléctrica de 10.030 GWh (proyección al año 2015)
- Centrales térmicas:

Central	Potencia instalada unitaria (MW)	Unidades disponibles
Central Batlle	10	8
La Tablada	100	2
Punta del Tigre	49	6

El costo variable de la energía generada por las máquinas corresponde a un precio del petróleo de 110 USD/barril.

- Centrales hidráulicas: Fueron consideradas las 3 centrales hidroeléctricas localizadas en el río Negro (G. Terra, Baygorria y Constitución) y la central hidroeléctrica de Salto Grande. Solo la central G. Terra es considerada como una central con embalse, representándose el resto como centrales de pasada. Los aportes hidráulicos a las represas fueron representados a través de las series de caudales observados en las mismas en el período 1910-1980.

---

<sup>4</sup> Simulador de Sistemas de Energía Eléctrica.

- Biomasa: Fue considerada una potencia total instalada de 200 MW a partir de biomasa.
- Eólica: Los parques eólicos fueron representados como un único parque con 225 unidades disponibles y una potencia instalada de 2 MW por unidad.
- Interconexiones: Fue considerada únicamente la exportación de excedentes a un costo variable de 10 USD/MWh.

### Escenario 2:

- Demanda: Fue considerada una demanda anual de energía eléctrica de 13.223 GWh (proyección al año 2018)
- Centrales térmicas:

Central	Potencia instalada unitaria (MW)	Unidades disponibles
Central Batlle (Motores)	10	8
Central Batlle (5ª)	75	1
Central Batlle (6ª)	75	1
La Tablada	100	2
Punta del Tigre	49	6
CC	180	3

El costo variable de las máquinas corresponde a un precio del petróleo de 110 USD/barril.

- Centrales hidráulicas: Fueron consideradas las mismas centrales hidráulicas y las mismas series de aporte de caudal que en el Escenario 1.
- Biomasa: Fue considerada una potencia total instalada de 200 MW a partir de biomasa.
- Eólica: Fue considerada una potencia total instalada de 1200 MW con unidades de 2 MW.
- Interconexiones: Fue considerada únicamente la exportación de excedentes a un costo variable de 10 USD/MWh.

De la modelación del sistema eléctrico se obtuvieron series semanales simuladas de la energía hidráulica generada y de los costos de generación (directos y marginales) del sistema eléctrico uruguayo correspondientes a cada uno de los escenarios considerados. Dichas series corresponden a una cronología dada (se usó el período 1910-1980) y pueden ser correlacionadas con la generación modelada en la sección anterior por las PCHs.

## 5.2 Resultados

Todos los resultados cualitativos se presentan en forma descriptiva para el Escenario 1, a modo de ejemplo, mientras que los resultados cuantitativos de mayor interés se presentan comparativamente para ambos escenarios.

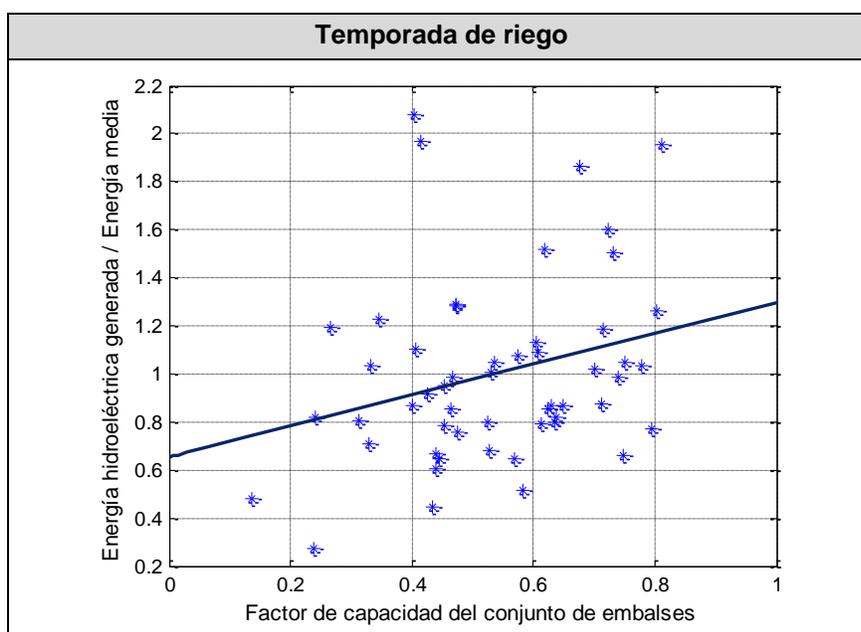
### 5.2.a) Embalses de uso prioritario para riego

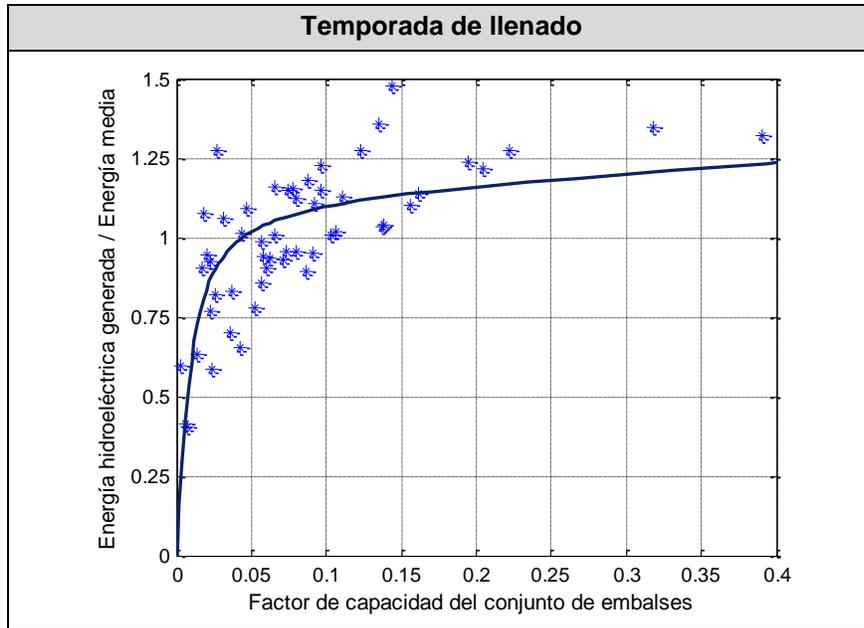
Uno de los objetivos principales es poder evaluar la correlación entre la generación por PCH y la generación hidráulica en el sistema en general (Río Negro y Salto Grande), pues dicha relación determinará en gran medida el aporte cuantitativo de las PCH al sistema.

La Figura 13 (que tiene una gráfica para la temporada de riego y otra para el resto del año) presenta la energía hidroeléctrica generada por el sistema eléctrico para el escenario 1 (normalizada por las medias de generación para cada período: 1.369 GWh y 4.390 GWh respectivamente) en función del factor de capacidad (energía generada sobre energía máxima generable en el período) simultáneo del conjunto de embalses para riego.

Esta forma de presentar los resultados es casi independiente de los costos variables del sistema (no totalmente pues el optimizador del SimSEE considera los costos para definir la política de operación), dependiendo fundamentalmente de la variabilidad hidrológica y de las diferencias de escala y de operación entre los grandes y los pequeños embalses. Dado un escenario de parque energético (con sus costos) y de demanda, se puede utilizar esta información para calcular aproximadamente los ahorros en el sistema por contar con la energía de las PCH; esta información será útil para diseñar tarifas y contratos.

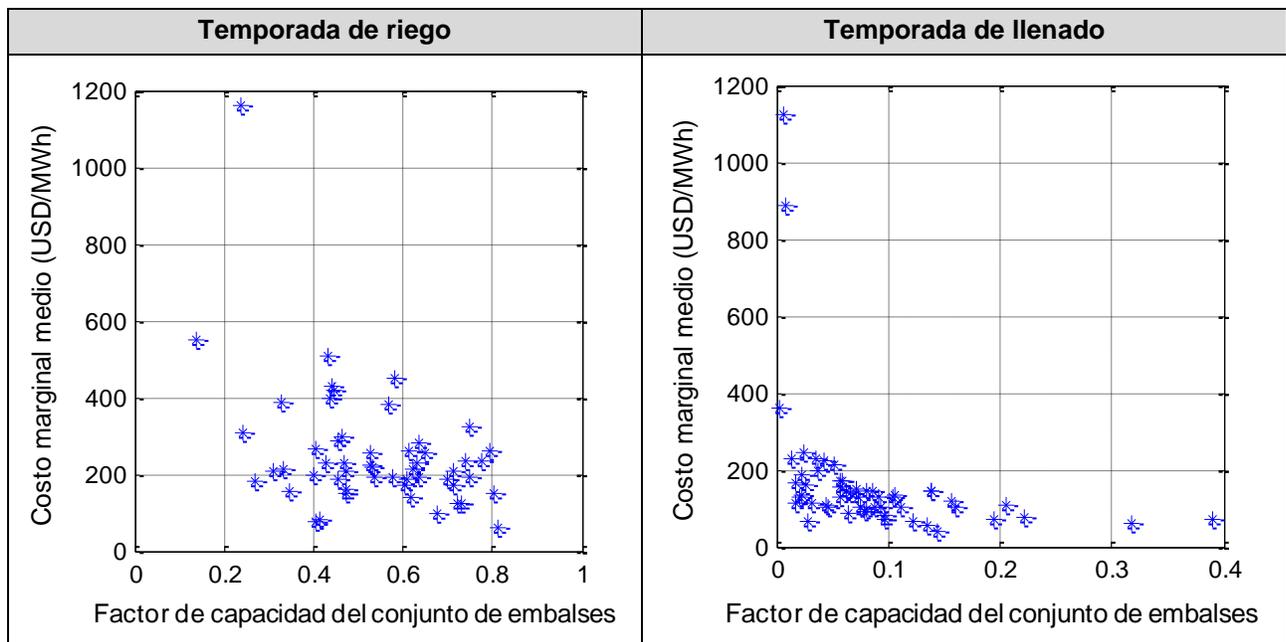
**Figura 13. Relación entre la energía hidroeléctrica generada por el sistema (normalizada) en el escenario 1 y el factor de capacidad del conjunto de embalses (un punto por temporada)**





Es deficiente la correlación entre pequeña y macro generación durante la temporada de riego; la dispersión es muy grande pues la energía generada por las PCH depende fundamentalmente del ciclo de llenado del año anterior, mientras que en los grandes embalses del sistema la memoria es apenas de algunos meses. Fuera de la temporada de riego sí se verifica una alta correlación (poca dispersión) tal cual es de esperar pues en ambos casos se depende de las lluvias durante el mismo período.

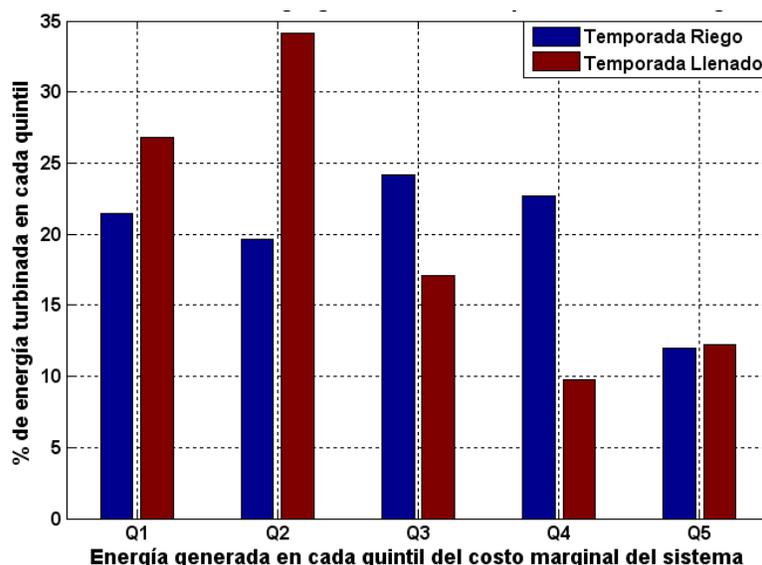
**Figura 14. Relación entre costo marginal medio del sistema eléctrico (escenario 1) y el factor de capacidad del conjunto de embalses (un punto por temporada simulada)**



En la Figura 14 se presenta la relación entre el costo marginal medio del sistema eléctrico para el escenario 1 en función de la generación con PCH (medido por el factor de capacidad) del conjunto de embalses de riego en las temporadas de riego y de llenado respectivamente, siempre para el período 1925-1980. La traducción a costos de la relación entre hidraulicidad del sistema y el factor de capacidad de las PCH hereda la correlación general presentada en la Figura 13, tomando valores monetarios que dependen de las hipótesis sobre el escenario energético.

En la Figura 15 se presenta de una manera alternativa la misma relación, mostrando el porcentaje de energía generada en cada temporada en función del quintil del precio marginal del sistema. Se ve claramente que la energía generada durante la temporada de riego está mejor distribuida en los quintiles de costo marginal con respecto a la temporada de llenado, pero aún así solo un 12,0 % de la misma es generada en el quintil más caro.

**Figura 15. Distribución de la energía generada en cada temporada por el conjunto de embalses para riego en función de los quintiles del costo marginal del sistema (escenario 1).**



Por último, en la Tabla 6 se presenta el costo marginal medio por unidad de energía generada por el conjunto de embalses de riego en la temporada de riego y durante el resto del año, para los 2 escenarios energéticos considerados. Para independizar los resultados del escenario energético, se normalizan los costos por unidad de energía según el costo marginal medio del sistema en cada temporada (Tabla 5), obteniéndose resultados adimensionados.

**Tabla 5. Costo marginal medio del sistema en las temporadas de riego y de llenado, para los 2 escenarios energéticos considerados**

	Temporada de riego	Temporada de llenado
<b>Escenario 1</b>	254,6 USD/MWh	165,5 USD/MWh
<b>Escenario 2</b>	191.8 USD/MWh	149.4 USD/MWh

**Tabla 6. Costos medios de generación del sistema eléctrico por unidad de energía generada por el conjunto de embalses de riego**

<b>Escenario 1</b>	<b>Temporada de riego</b>	<b>Temporada de llenado</b>
<b>Marginal medio</b>	238,5 USD/MWh	116,1 USD/MWh
<b>Marginal medio normalizado</b>	0,94	0,70

<b>Escenario 2</b>	<b>Temporada de riego</b>	<b>Temporada de llenado</b>
<b>Marginal medio</b>	188.3 USD/MWh	131.2 USD/MWh
<b>Marginal medio normalizado</b>	0,98	0,88

Se verifica que la correlación positiva entre la generación hidráulica del sistema (macro-generación) y la de las PCH tiene incidencia sobre el costo marginal medio ponderado por la energía generada por las PCH. La misma es relativamente menor durante la temporada de riego, donde el riesgo climático está muy amortiguado y desfasado de la hidraulicidad del sistema, alcanzando un 94% del costo marginal medio para el escenario 1 y un 98% del mismo para el escenario 2.

Por otro lado, durante la temporada de llenado (cuando la generación se limita a situaciones de vertimiento), la correlación entre pequeña y macro generación es más alta. En estas circunstancias, el costo marginal medio asociado a la energía generada por las PCH es de un 70% del costo marginal medio del sistema para el escenario 1 y de un 88% del mismo para el escenario 2.

Se confirma que, aún normalizando por el costo marginal medio del sistema, los coeficientes de las Tablas 5 y 6 dependen de los escenarios energéticos, fundamentalmente del respaldo. Además de tener costos marginales menores, en el escenario 2 se tiene mayor respaldo, por lo que el impacto de los años secos (y por ende de energía cara) en el costo marginal medio es significativamente menor. En este contexto, la correlación entre la pequeña y macro generación incide menos en los costos medios de la energía que sustituye la generación por PCH.

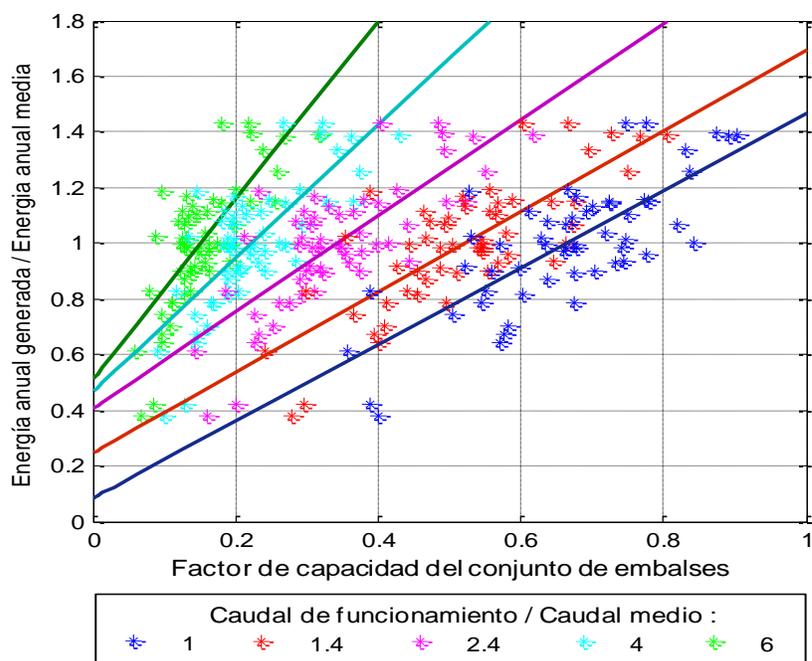
### **5.2.b) Embalses de uso prioritario para generación**

Interesa evaluar la correlación entre la generación por PCH y la macro-generación hidráulica en el sistema en general (Río Negro y Salto Grande) pues dicha relación determinará en gran medida el ahorro en el sistema por la generación de las PCH.

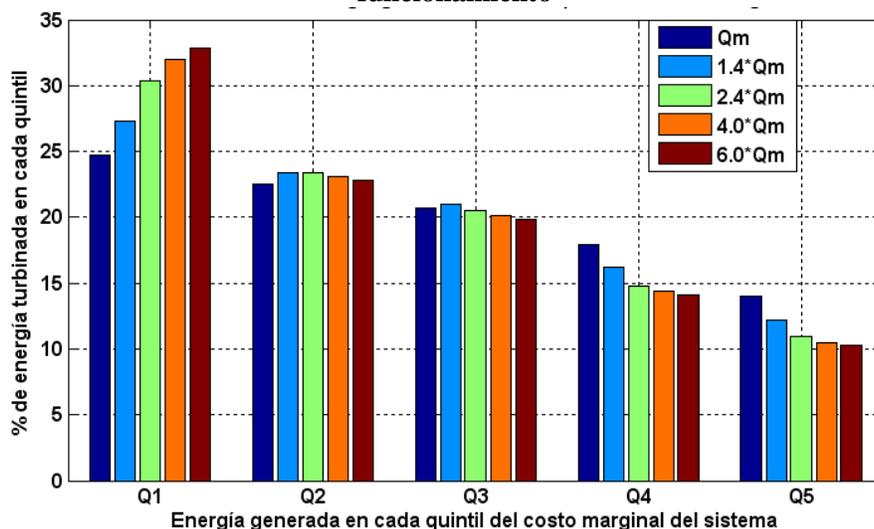
La Figura 16 (equivalente a la 13) presenta la relación entre la macro-generación (energía hidroeléctrica anual generada por el sistema eléctrico para el escenario 1, normalizada por su media anual de 5.759 GWh) y la pequeña generación también normalizada por la capacidad instalada de PCH para los diferentes caudales de funcionamiento. Se observa una mejor correlación, resultado esperable pues en ambos casos se depende de las lluvias durante el mismo período, en este caso el año calendario, en cuencas no muy distintas o distantes.

Como ya se indicó en 5.2.a, esta forma de presentar los resultados depende fundamentalmente de la variabilidad hidroclimática. Dado un escenario de parque energético (con sus costos) y de demanda, se puede utilizar esta información para calcular aproximadamente los ahorros en el sistema por contar con la energía de las PCH; esta información será útil para diseñar tarifas y contratos.

**Figura 16. Relación entre la energía hidroeléctrica generada por el sistema (normalizada) en el escenario 1 y el factor de capacidad del conjunto de embalses (un punto por año simulado) para los diferentes caudales de funcionamiento considerados**



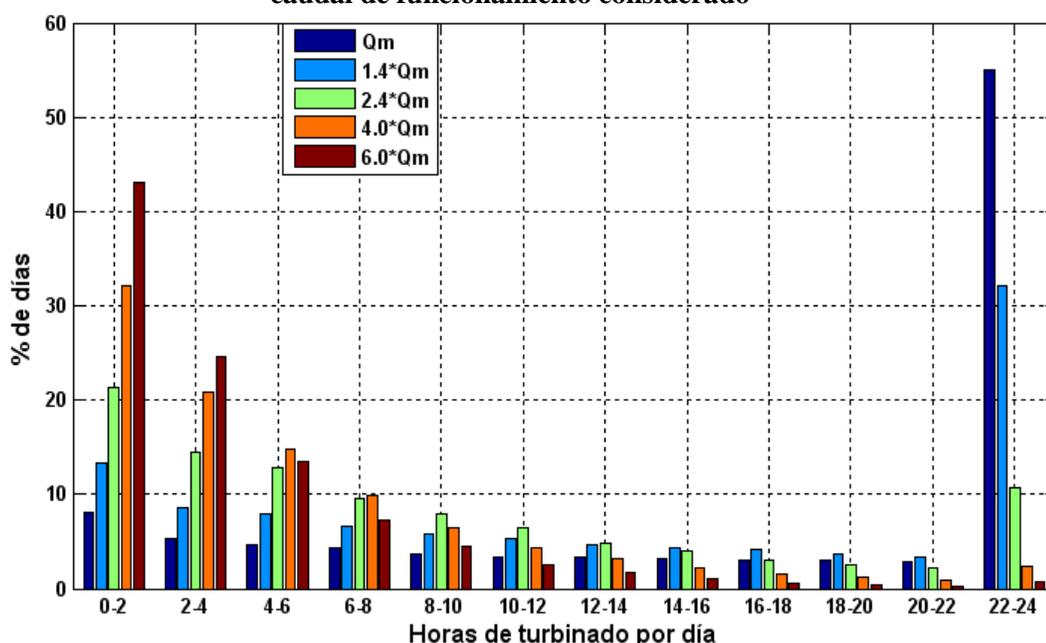
**Figura 17. Distribución de la energía anual generada por los embalses para generación en función de los quintiles del costo marginal del sistema (escenario 1) para cada caudal de funcionamiento**



En la Figura 17 se presenta la distribución conjunta entre el costo marginal medio anual del sistema eléctrico para el escenario 1 y la energía generada por las PCH para las distintas capacidades instaladas de potencia que se consideraron. Es evidente que la correlación positiva entre pequeña y macro generación induce un sesgo en la distribución conjunta siendo que para todos los caudales considerados, más de un cuarto de la energía generada por las PCH se produce en el quintil inferior de costos del sistema (épocas de alta hidraulicidad).

La correlación es más notoria (mayores porcentajes de la generación con PCH en momentos de bajos costos marginales) cuanto más grande es la potencia instalada, pues en dichos casos existe una mucho mayor capacidad de turbinar los excesos de agua. Se debe a que los tiempos medios de turbinado son sensiblemente menores a un día y –en caso de abundancia de agua- se puede extender los tiempos de generación. Esto queda claramente visible en la Figura 18 que muestra la distribución del número de horas diarias de generación por caudal de funcionamiento considerado.

**Figura 18. Distribución de horas de turbinado por día en los embalses para generación para cada caudal de funcionamiento considerado**



En la Tabla 7 (análoga a la Tabla 6) se presenta el costo marginal medio del sistema eléctrico por unidad de energía generada por el conjunto de embalses para los diferentes caudales de funcionamiento considerados (teniendo en cuenta la generación de energía y el costo marginal dentro de cada tramo horario). Para intentar independizar dichos resultados del escenario de costos energéticos, los mismos se normalizaron según el costo marginal medio del sistema (194,7 USD/MWh para el escenario 1 y 163.6 USD/MWh para el escenario 2) obteniéndose resultados adimensionados.

**Tabla 7. Costo medio de generación del sistema eléctrico por unidad de energía generada por el conjunto de PCH para los diferentes caudales de funcionamiento y escenarios energéticos**

Caudal de funcionamiento / Caudal medio	Escenario 1		Escenario 2	
	USD/MWh	Normalizado	USD/MWh	Normalizado
1	162.7	0,84	158.0	0,97
1.4	153.9	0,79	156.5	0,96
2.4	147.9	0,76	155.1	0,95
4	145.9	0,75	154.3	0,94
6	145.5	0,75	153.8	0,94

Se observa que, para el escenario energético 1, las PCHs operarían aproximadamente a un 75-85% del costo marginal medio del sistema, con un leve descenso del porcentaje a medida que se aumenta la potencia instalada. Para el escenario energético 2, de mayor respaldo, la generación por PCH sustituye costos de aproximadamente un 95 % del marginal medio del sistema, con menor dependencia en la potencia instalada. Consideramos que estos dos escenarios representan extremos respecto al respaldo del sistema y por lo tanto describen bien el intervalo de variación de costo normalizado de la energía sustituida por las PCH.