

**XXIII CONGRESO LATINOAMERICANO DE HIDRÁULICA  
CARTAGENA DE INDIAS COLOMBIA, SEPTIEMBRE 2008**

**METODOLOGÍA DE SELECCIÓN DE POTENCIA INSTALADA  
EN CENTRALES HIDROELÉCRICAS**

***Sergio Liscia, Cecilia Lucino, Mauricio Angulo, Mercedes Del Blanco.***

Laboratorio de Hidromecánica –Facultad de Ingeniería Universidad Nacional de La Plata, Argentina

soliscia@ing.unlp.edu.ar; clucino@ing.unlp.edu.ar;

mauricio.angulo@ing.unlp.edu.ar; mercedes.delblanco@ing.unlp.edu.ar

**RESUMEN**

Se presenta una metodología para determinar la *Potencia Instalada* y el *Factor de Planta* de en una central hidroeléctrica de mediana y gran escala. La misma está basada en la simulación de operación de embalse e incorpora la programación energética como criterio para el análisis. El enfoque tiene en cuenta también los aspectos de interés en la comercialización de la energía y permite apreciar cualitativa y cuantitativamente la relación que existe entre las variables técnicas y económicas para valorar la sensibilidad de las mismas. Se presentan, resultados de la aplicación a variantes de un aprovechamiento hidroeléctrico en la República Argentina.

**ABSTRACT**

A methodology is presented to determine the Installed Power and Plant Factor of a hydroelectric power station of median and great scale. It is based on the reservoir operation simulation and incorporates the energy programming as criterion for the analysis. The approach also considers the aspects of interest in energy commercialization and permits to appreciate qualitative and quantitative the relation that exists between the economic and technical variables and their sensibility. Results of the application to alternatives of a hydropower project in the Republic Argentina are presented.

**PALABRAS CLAVES:** Modelo de embalse, Energía Hidroeléctrica, Potencia Instalada

## INTRODUCCIÓN

La evaluación energética de un aprovechamiento hidroeléctrico involucra el análisis de un conjunto de parámetros que representan diferentes intereses, que van desde los lugares de cierre, la implantación de la sala de máquinas, las características hidrológicas del río y su cuenca, hasta el análisis económico y del sistema donde se inserta la energía producida.

El modelo permite fijar para cada corrida los distintos niveles operativos en función del tiempo, la potencia instalada y el factor de utilización propuesto como operación diaria, como así también incorporar el diagrama de explotación de las turbinas. Como resultado permite obtener las energías generada, tanto con garantías de cumplimiento de las consignas operativas propuesta, como la energía total generada, y no generada (esta última a disipar por diferentes órganos del aprovechamiento), el factor de planta resultante, y posteriormente el índice que permite identificar la óptima selección de la relación potencia instalada - tiempo de utilización.

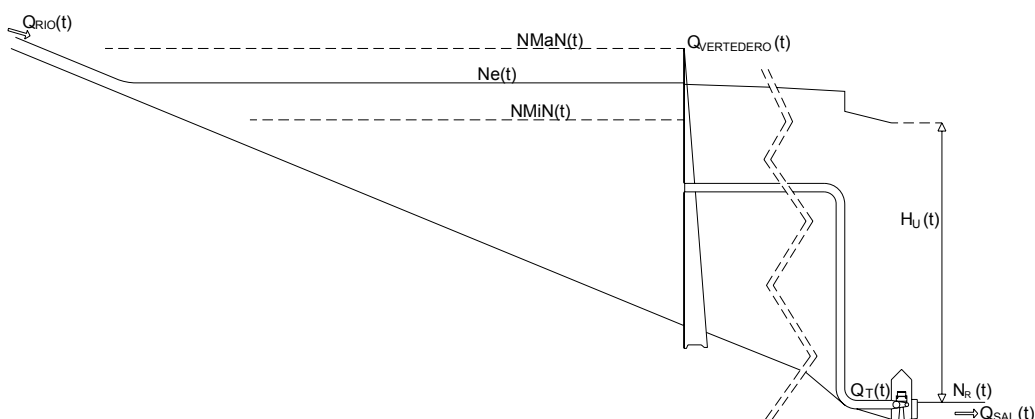
## METODOLOGÍA DE CÁLCULO

El desarrollo se realizó a partir de la modelación en Visual Basic® y post procesamiento en un programa de curvas de nivel. A su vez, se complementa con una interfase de graficación para la presentación de resultados.

El método se basa en el cálculo del movimiento del embalse con consignas de operación horarias, y con datos de base hidrológica que pueden ser diarios y/o mensuales (según sea el caso y la disponibilidad de los mismos).

La metodología de cálculo parte de la definición de los parámetros operativos de cada embalse, esto es, niveles máximos y mínimos de operación normal en función del tiempo, relación entre volúmenes, (y superficies) con los niveles de embalse, serie hidrológica del río a evaluar, balance hídrico, relación del nivel de restitución con el caudal y las características de la conducción. A estos datos básicos se les agregan las consignas energéticas y otras consignas operativas que pueden estar definidas en función de exigencias ambientales. Si se trata de una disposición en serie de varios aprovechamientos, el tratamiento se repetirá para cada uno de los que integren el sistema.

En la **Figura 1** se esquematiza el aprovechamiento tipo considerado, con las variables de interés para el desarrollo que se explica a continuación.

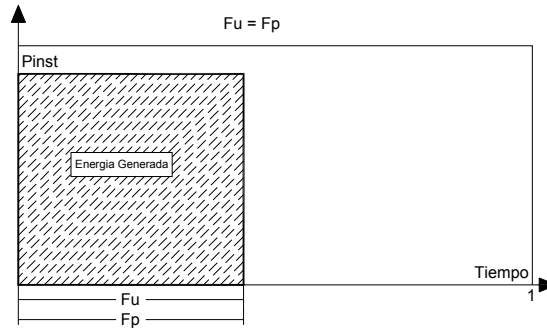


**Figura 1.-** Representación esquemática del aprovechamiento hidroeléctrico

### Consigna de Operación Diaria

Se define la consigna energética de operación diaria o *generación programada*, la cual se muestra en la **Figura 2**, donde se vincula la potencia a generar diariamente por la central (como potencia

instalada  $P_{inst}$ ) y el tiempo de operación de la misma, referido a 1 día, presentado en forma adimensional. El tiempo de utilización *propuesto en el programa de generación con potencia  $P_{inst}$*  se denomina Factor de utilización ( $F_u$ ). El tiempo efectivamente logrado cada día, que es calculado en la simulación, se denomina Factor de planta ( $F_p(t)$ ). Esta consigna, al generalizar el cálculo para centrales con y sin regulación, incorpora la hipótesis de que el aprovechamiento en todos los casos admite al menos una regulación diaria.



**Figura 2.-** Operación programada diaria

Con esta operación programada diariamente, el movimiento de embalse se analiza mediante el balance de masa de volumen de agua entrante y saliente, que si se propone la consigna de generación como única condicionante de los caudales, será:

$$Vol(t) = Vol(t - 1) + (Q_{rio}(t) - Q_T(t).F_u).\Delta t + Q_{balance}(t).\Delta t \quad [1]$$

Siendo las ecuaciones que complementan el cálculo en el intervalo  $\Delta t$ :

$$Q_T(t) = \frac{P_{inst}(t)}{\eta.g.Hu(t)} \quad [2]$$

$$H_u(t) = Ne(t) - Nr(Q_{SAL}(t),t) - J_{cond}(Q_T(t)) \quad [3]$$

$$Ne(t) = Ne(t - 1) + \Delta Ne(t) \quad [4]$$

$$\Delta Ne(t) = Ne(t - 1) + f(\Delta V(t)) \quad [5]$$

$$Q_{SAL}(t) = Q_T(t) + Q_{VERTEDERO}(t) \quad [6]$$

Donde:

$Q_T(t)$ : Caudal a turbinar en cada intervalo de cálculo.

$H_u(t)$ : Salto útil en las turbinas en cada intervalo de cálculo.

$\eta$  : Rendimiento del conjunto turbina, cojinetes y generador.

$g$ : Gravedad.

$Vol(t)$ : Volumen del embalse.

$Q_{rio}(t)$ : Caudal del río.

$Q_{balance}(t)$ : Caudal resultante del balance evaporación y precipitación.

$Ne(t)$ : Nivel de embalse.

$Nr(t)$ : Nivel de restitución.

$Qsal(t)$ : Caudal saliente del aprovechamiento.

$Jcond(t)$ : Pérdidas en la conducción.

$\Delta Ne(t)$ : Variación del nivel de embalse en  $\Delta t$ .

$f(\Delta V(t))$ : Ecuación de vinculación Volumen Nivel en el embalse.

$Q_{VERTEDERO}(t)$ : Caudal a evacuar por vertedero.

El par de valores que satisface  $Hu(t)$  y  $Q_T(t)$ , de cada intervalo de cálculo se define iterando las ecuaciones descriptas.

Pueden darse las siguientes condiciones de frontera:

**Caso 1:  $N_{MiN}(t) < Ne(t) < N_{MaN}(t)$  – Niveles operativos entre el mínimo y el máximo normal.**

En este rango operativo, el tiempo de generación programado coincide con el efectivamente alcanzado, por lo que el factor de planta coincide con el factor de utilización:  $Fp(t) = Fu$  (Figura 2). Luego, la energía generada será:  $Eg(t) = Fp(t) * \Delta t * Pinst$  por lo que en este rango se puede entregar la energía programada (es decir, forma parte de la energía garantizada).

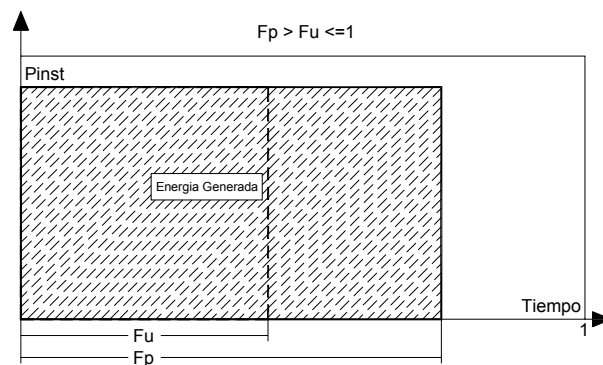
Donde:

$Eg(t)$ : Energía generada en  $t$

$Fp(t)$ : Factor de planta resultante en  $t$

**Caso 2:  $Ne(t) > N_{MaN}(t)$  - Niveles operativos alcanzan el máximo normal.**

Cuando se alcanza el máximo nivel del embalse, se extienden las horas diarias de operación de las turbinas para mantener la restricción de máximo nivel aprovechando el caudal excedente. El factor de planta se puede extender hasta  $Fp(t)=1$  (caso de operación de 24 horas). Si aún sigue habiendo excedente de caudal, se complementa con la operación del vertedero (caudal  $Q_{VERTEDERO}(t)$ ). La consigna del límite de nivel superior,  $Ne(t) = N_{MaN}(t)$ , expresada en términos de los volúmenes da dos situaciones posibles:



**Figura 3.- Generación diaria. Caso 2**

$$V_{INGRESANTE}(t) = (Q_{río}(t) - Q_{balance}(t)) \cdot \Delta t \quad [7]$$

$$\text{y el } V_{TURBINABLE}(t) = Q_T(t) \cdot \Delta t \quad [8]$$

a) Si  $V_{INGRESANTE}(t) \leq V_{TURBINABLE}(t)$ , el valor de  $Fp(t) = \frac{V_{INGRESANTE}(t)}{V_{TURBINABLE}(t)}$

b) Si  $V_{INGRESANTE}(t) > V_{TURBINABLE}(t)$ , el valor de  $Fp(t) = 1$  y el valor de balance de caudales se completa con la operación del vertedero (u órgano de control diseñado).

$$Q_{VERTEDERO}(t) = (Q_{río}(t) - Q_{balance}(t)) - Q_T(t) \quad [9]$$

Luego la energía generada será:  $Eg(t) = Fp(t) \cdot \Delta t \cdot P_{inst}$ .

En el caso a) la energía llamada *secundaria*, que es la que excede la programada, se calcula según la ecuación [10].

Para el caso b), la energía *secundaria* se divide en dos, la generada (*Esg*) y la disipada (*Esd*). Los valores son calculados mediante las ecuaciones [10] y [11], respectivamente.

$$Esg(t) = (Fp(t) - Fu) \cdot \Delta t \cdot P_{inst} \quad [10]$$

$$Esd(t) = Q_{VERTEDERO}(t) \cdot Hu(t) \cdot \eta \cdot g \cdot \Delta t \quad [11]$$

Donde:

$V_{INGRESANTE}(t)$ : Volumen ingresante al embalse en  $t$ .

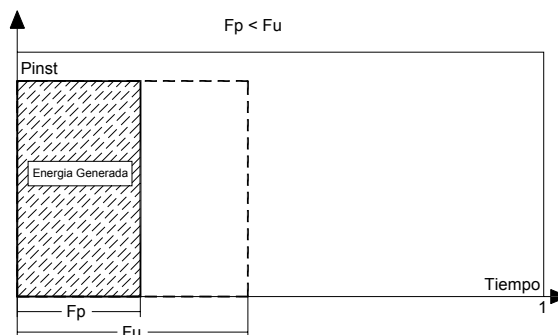
$V_{TURBINABLE}(t)$ : Volumen máximo turbinable en  $t$ .

$Egs(t)$ : Energía secundaria generada en  $t$ .

$Egd(t)$ : Energía secundaria disipada en  $t$ .

**Caso 3:**  $N_e(t) < N_{MiN}(t)$  El nivel alcanza el mínimo admisible.

Se presenta en las situaciones en que los volúmenes entrante y almacenado no alcanzan a cubrir la necesidad de la *generación programada*. Por lo tanto, se calcula fijando la operación en  $N_e(t) = N_{MiN}(t)$ .



**Figura 4.-** Generación diaria Caso 3

Siguiendo idéntico criterio de cálculo al caso 2, resulta:

$$V_{INGRESANTE}(t) = (Q_{rio}(t) - Q_{balance}(t)) \cdot \Delta t \quad [12]$$

$$V_{TURBINABLE}(t) = Q_T(t) \cdot \Delta t \quad [13]$$

El volumen disponible en el embalse es el que se encuentra por encima del  $NMiN(t)$ :

$$\Delta V(t) = Vol(t-1) - Vol(f(NMiN(t))) \quad [14]$$

Resultando:

$$Fp(t) = \frac{[V_{INGRESANTE}(t) + \Delta V(t)]}{V_{TURBINABLE}(t)} < Fu \quad [15]$$

tal como se indica en la **Figura 4**. Luego la energía generada será:

$$Eg(t) = Fp(t) * \Delta t * P_{inst} \quad [16]$$

Donde:  $\Delta V(t)$ : Volumen almacenado disponible para generar energía en t.

## RESULTADOS

El cálculo finaliza corriendo toda la serie, verificando que los niveles de embalses inicial y final sea iguales o con una diferencia compatible con los datos hidrológicos (sobre todo en series hidrológicas cortas). El factor de planta resultante  $Fp$  se calcula como el promedio de los obtenidos para cada intervalo de tiempo calculado:

$$Fp = \frac{\sum Fp(t)}{T} \quad [17]$$

La energía generada es el promedio anual de cada año hidrológico ( $Eg$ ). La energía garantizada ( $E_{97\%}$ ) es aquella que puede cumplir la *generación programada* el 97% del tiempo.

Para su representación gráfica (**Figuras 5 y 6**), se consideran los valores de  $P_{inst}$  que presentan interés a los fines de la evaluación energética, para cada situación de niveles máximo y mínimo evaluados. A modo de ejemplo, el mínimo puede corresponderse con la potencia mínima sin regulación con una duración del 100%; el máximo puede ser el correspondiente al 0% de la curva de duración de potencia del aprovechamiento sin regulación. Los resultados son presentados sobre un gráfico  $P_{inst}$  vs  $Fu$ , incorporando en forma paramétrica los valores de: Factor de planta ( $Fp$ ), Energía media anual generada ( $Eg$ ) y Energía media anual garantizada ( $E_{97\%}$ ).

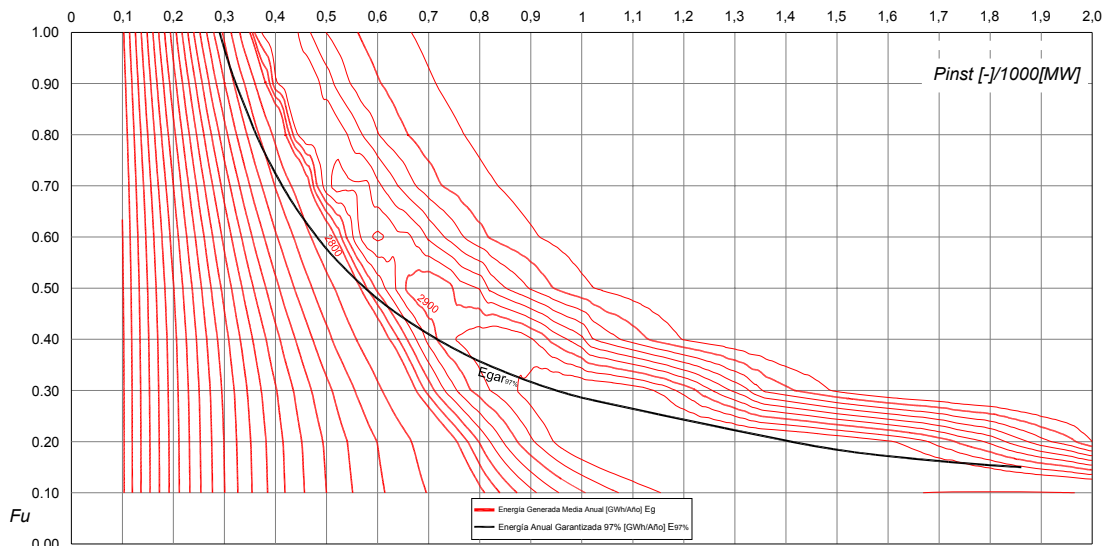


Figura 5.- Curvas de  $E_g$  y  $E_{97\%}$

En la Figura 5 se muestra la colina de  $E_g$  que se obtiene operando la central con diferentes valores de  $F_u$  y  $P_{inst}$  para un nivel máximo y mínimo propuestos. Puede identificarse una zona de mayor crecimiento de  $E_g$  de izquierda a derecha, luego una zona de menor crecimiento y finalmente un decrecimiento de ésta. También se puede apreciar una línea dorsal (no representada) que uniría los puntos de mayor  $E_g$ , que podría utilizarse para definir pares de valores  $P_{inst\_vs\_Fu}$ , como operación de la central, (aunque no recomendado en esta metodología). Solamente se ha indicado la línea que une puntos cuya energía está garantizada el 97% del período, ya que es de interés para el análisis propuesto en esta metodología.

En la Figura 6 se muestran las curvas de nivel de los factores de planta ( $F_p$ ), y la curva que une puntos en los cuales la operación programada coincide con la obtenida, es decir  $F_u = F_p$ :

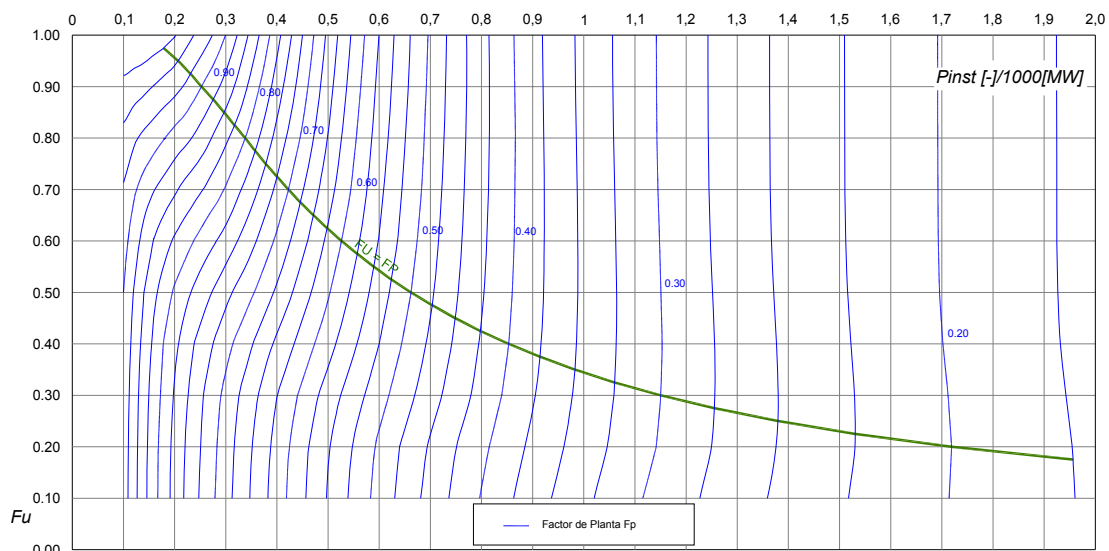
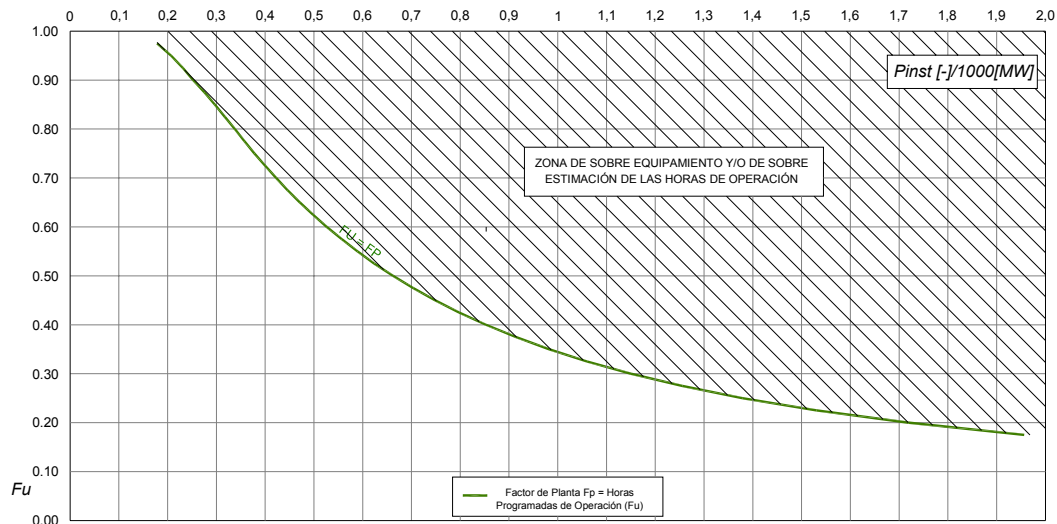
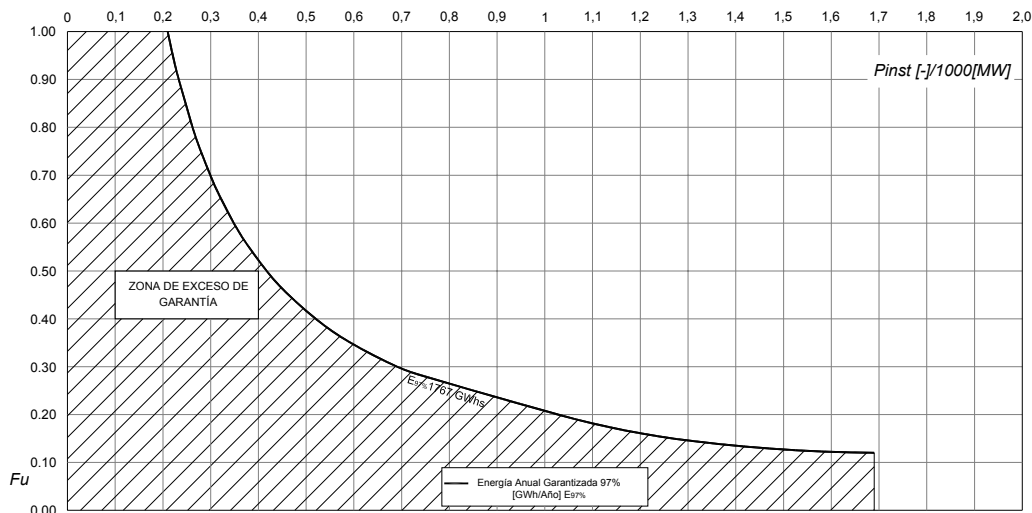


Figura 6.- Curva de  $F_p$  y de  $F_u = F_p$

La curva de  $F_p = F_u$ , es trasladada a la Figura 7, para identificar qué representa en términos del campo de selección de las Potencias Instaladas. Dicha curva divide al gráfico en dos zonas. La primera es la indicada en rayado, por encima de la curva  $F_u = F_p$ , la se corresponde con pares de valores  $P_{inst}-F_u$  que indican condiciones de “sobre equipamiento” y/o “sobre estimación de las horas de generación”. La segunda zona es la que se encuentra por debajo de la curva  $F_u = F_p$ , en la cual habría un equipamiento que puede producir aún más, lo cual indica que no ha sido optimizada la selección de la  $P_{inst}$ .



**Figura 7.-** Zona de sobre equipamiento y sobre estimación de la generación

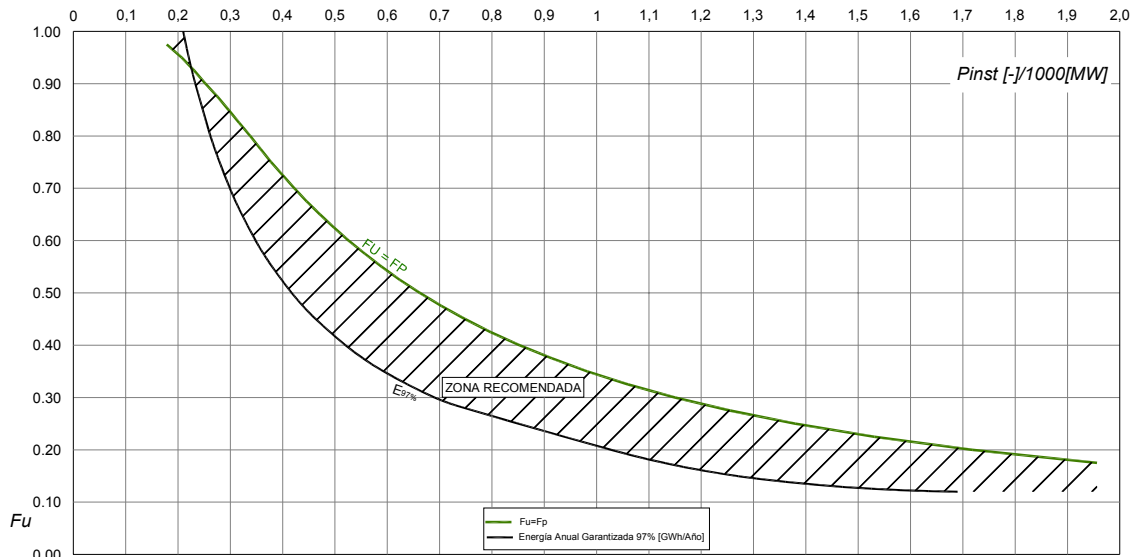


**Figura 8.-** Zona de sobre estimación de la energía garantizada

Por otra parte, la garantía de cumplimiento de la generación programada diariamente, en sistemas interconectados, puede estar en el orden del 97% del tiempo, por lo cual, si se desea comercializar la energía con garantía, es importante anticipar los valores de la misma. La región inferior izquierda de la curva  $E_{97\%}$  (zona sombreada), de la **Figura 8**, indica que la combinación  $P_{inst}-F_u$  da como resultado un exceso de garantía en desmedro del volumen posible a entregar. Por este motivo, se identifica como una zona no conveniente para la selección de los valores de operación de la central.

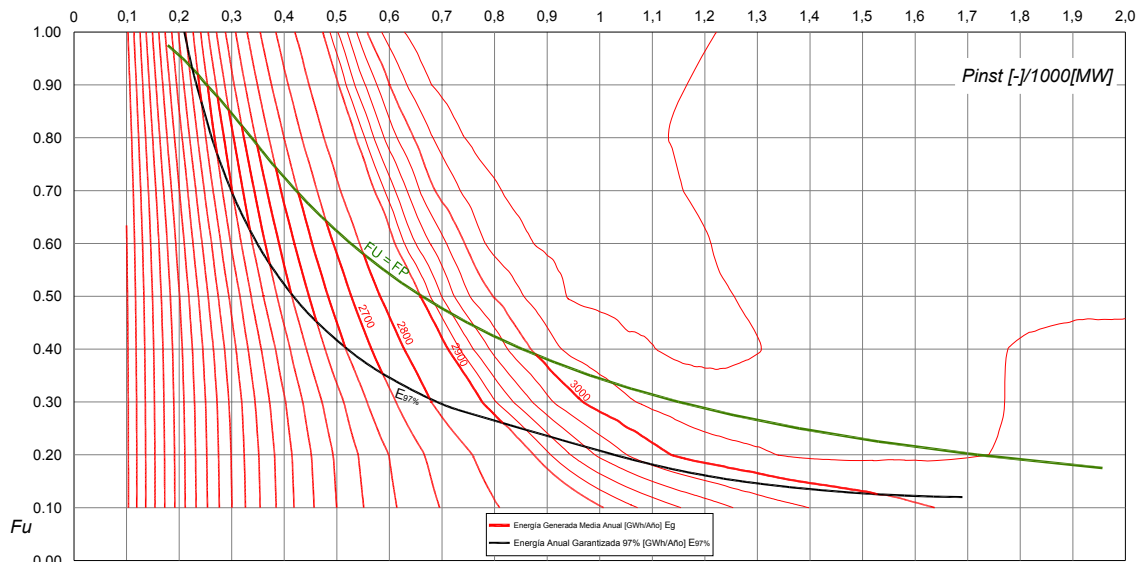
Unificando estos límites de operación, queda definida una *región de operación recomendable* para la toma de decisión, como se muestra en la **Figura 9**:





**Figura 9.- Zona de operación recomendada**

Dentro de estos límites se pueden seleccionar pares de valores  $P_{inst}-F_u$  para diseñar el programa de generación, que optimicen el equipamiento electromecánico o las condiciones a garantizar. La metodología se aplica a todos los niveles mínimos normales de operación de embalse que se desee considerar, cubriéndose desde la operación sin regulación, como se muestra en la **Figura 10** ( $N_{Min}(t) = N_{MaN}(t)$ ) hasta la máxima regulación posible, correspondiente en este caso a la **Figura 11**, dada por los límites físicos de las obras que es de interés analizar. Cada uno de estos casos se puede presentar de la manera antes descrita (Eg- $E_{97\%}$ ,  $P_{inst}-F_u$  ó  $F_p$ ).



**Figura 10.- Sin regulación del caudal**

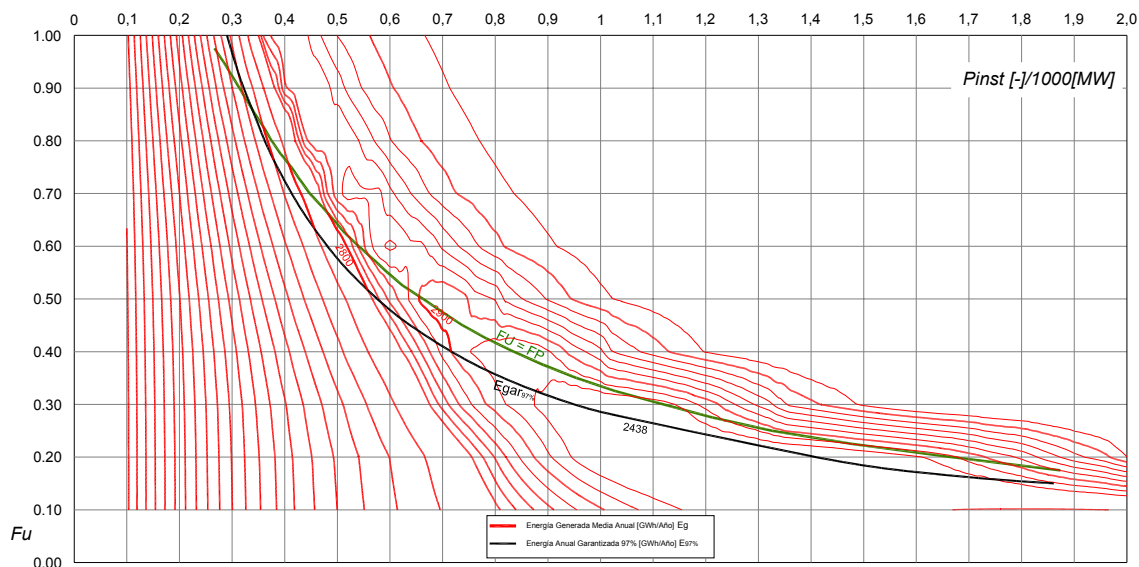


Figura 11.- Máxima regulación del caudal

## ANÁLISIS ECONÓMICO

### Energía marginal

Se incorpora un análisis que permite incorporar la variable económica a los valores de Potencia Instalada y Factor de Planta con el objetivo de avanzar en la información necesaria para la toma de decisiones. Para realizar este análisis se maneja el concepto de **energía marginal**, que es el incremento que se obtiene en la energía generada para un escalón de incremento unitario de la potencia instalada y/o para un escalón unitario de tiempo de utilización de la misma, o ambas.

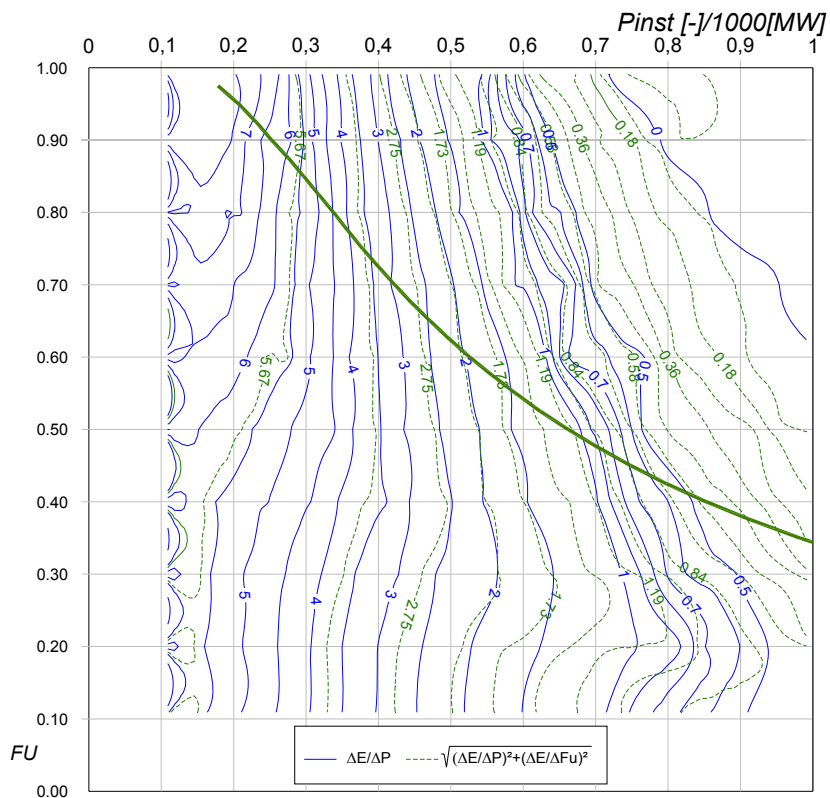
Se define un “índice de energía marginal respecto de la potencia” ( $I_{EP}$ ) calculado mediante la ecuación [18].

$$I_{EP} = \sqrt{\left(\frac{\partial Eg}{\partial P_{INST}}\right)^2 + \left(\frac{\partial Eg}{\partial Fu}\right)^2} \quad [18]$$

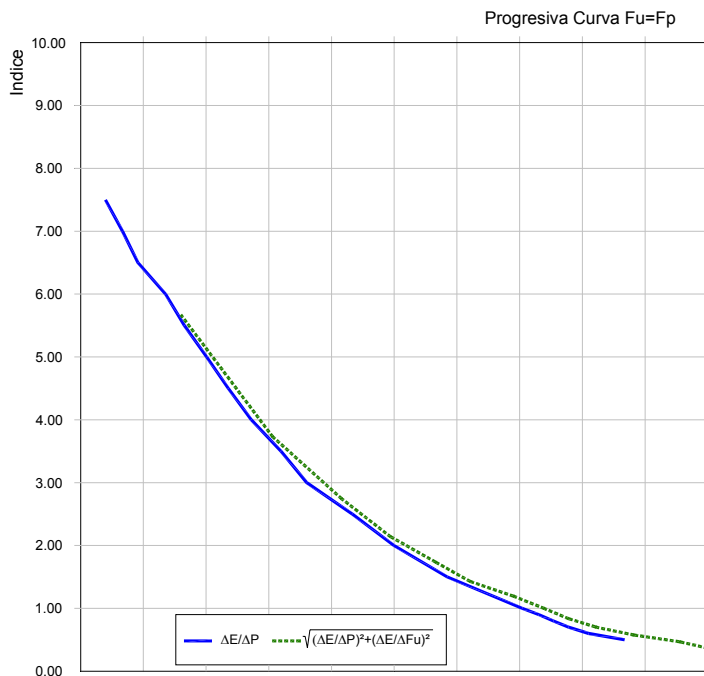
Para calcular este índice se pueden utilizar programas de cálculo con salida gráfica que permiten representar los valores de las derivadas en forma de curvas de nivel con una o dos variables. En este caso, permiten obtener los resultados en curvas de nivel de igual derivada ó índice  $I_{EP}$ . Una aproximación al índice se puede obtener utilizando la variación de  $Eg$  con la potencia, ya que la variación respecto al tiempo (expresada por  $Fu$ ) es mucho menor que respecto a la potencia, sobre todo en la zona de interés de estudio ( $Fu=Fp$ ). Por lo tanto, una buena aproximación al índice lo establece:

$$I_{EP} = \frac{\partial Eg}{\partial P_{INST}} \quad [19], \text{ la cual con los datos discretos y graficados se aproxima por } I_{EP} = \frac{\Delta Eg}{\Delta P_{INST}} \quad [20]$$

En la **Figura 12** se presentan los valores con el índice  $I_{EP}$  en curvas de nivel, según ambas formas de calcularlo, donde se aprecia una gran superposición de ambos métodos. Complementariamente se graficaron los valores del índice según ambos métodos, pero utilizando solamente los valores sobre la curva  $Fu=Fp$  y en ordenadas,  $I_{EP}$ . Este gráfico muestra la proximidad de ambos métodos sobre la curva mencionada.



**Figura 12.-** Curvas de Igual Índice  $I_{EP}$



**Figura 13.-** Curvas de Igual Índice  $I_{EP}$

Los valores de interés del índice son los que se corresponden con la curva  $Fu=Fp$  y se presentan en la **Figura 15**.

## Costo del equipamiento

Se incorporan las variables precios de venta de la energía (como un monómico integrador de diferentes variables) e incrementos en los costos asociados a la potencia a instalar (turbina, generador, transformador, toma, conducción y accesorios). Para esto se utiliza la metodología de Castelli et al. (1993), que permite clasificar la pendiente de crecimiento de los costos de equipamiento en diferentes valores de potencia instalada.

## Venta de energía.

La tarifa está dada por un monómico básico del tipo:

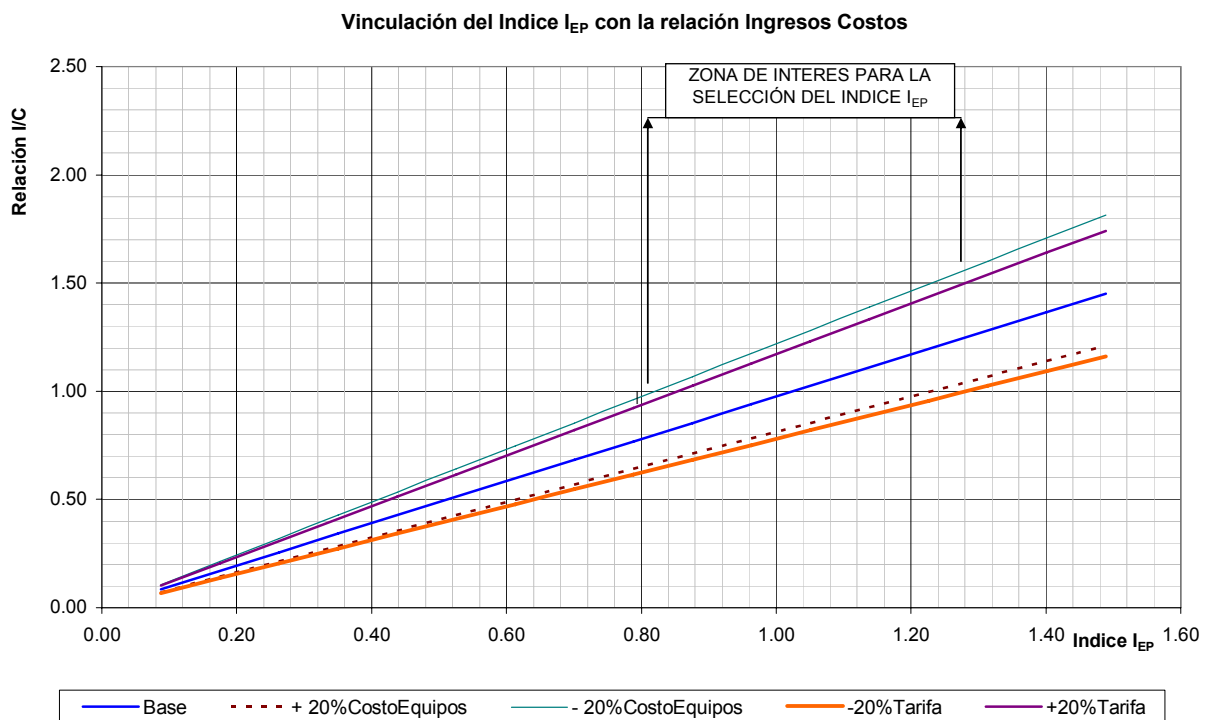
$$\text{Tarifa} = X_1[\text{MWhs}] + X_2[\text{MW}] \quad [21]$$

El ingreso anual  $IAN$  actualizado neto es:

$$IAN = IA \frac{(1+i)^{VU} - 1}{(1+i)^{VU} * i} \quad [22]$$

Siendo  $VU$  la vida útil de la central hidroeléctrica,  $i$  la tasa de interés,  $IA$  el ingreso anual del adicional de la energía incrementada por el escalón de potencia instalada ( $\Delta P$ ), descontados los beneficios, gastos de operación y mantenimiento e impuestos.

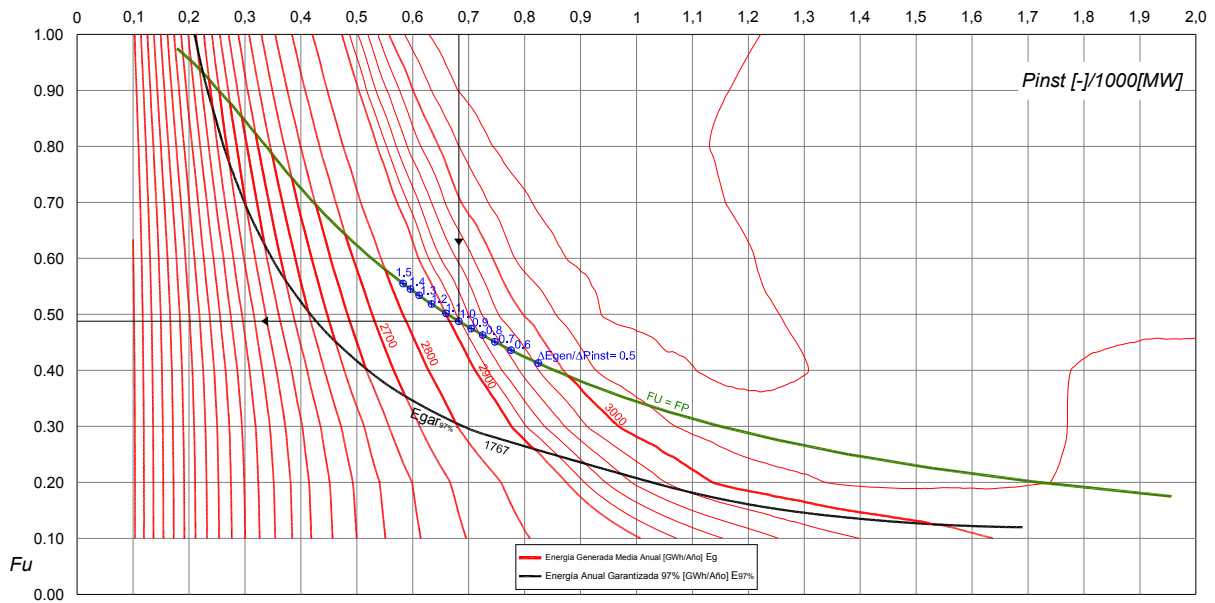
La **Figura 14** muestra la relación entre los valores del ingreso  $I$  con los costos asociados, que por ser de interés en esta evaluación deberán mantenerse mayores a 1.



**Figura 14.-** Relación Ingresos – Costos vs.  $I_{EP}$

En dicha Figura se representa la sensibilidad del índice ante variaciones de  $\pm 20\%$  en los costos del equipamiento y de  $\pm 20\%$  en la tarifa de energía. Cada una de ellas puede responder a las estrategias

del manejo del sistema energético, dependiendo de las características particulares en el manejo de su sistema energético. En este gráfico se debe fijar la zona de interés del índice  $I_{EP}$ .



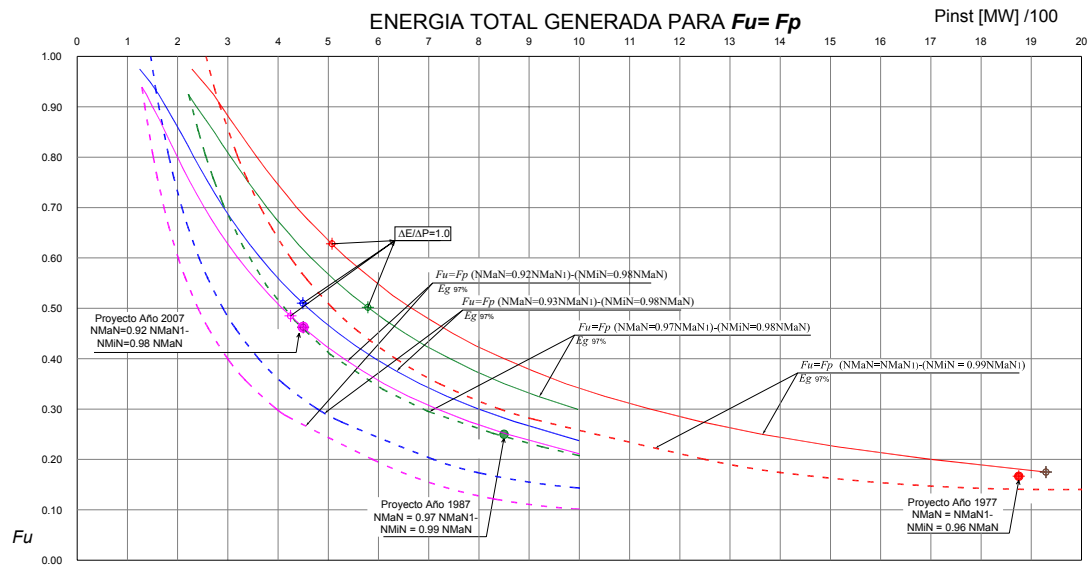
**Figura 15.-**  $I_{EP}$  incorporado al diagrama colinar de energía generada

A modo de ejemplo, si se toma  $I_{EP}=1$ , la potencia instalada deberá ser de 682 MW, con un factor de utilización del equipamiento de  $Fu=0,49$  (11,76 hs).

### Selección de alternativas de proyecto

El procedimiento se aplicó al análisis de factibilidad de un aprovechamiento en la República Argentina, obteniéndose resultados de interés práctico, especialmente en relación a la comparación de diferentes escenarios de alturas de presa y Potencias Instaladas, condicionados por aspectos ambientales.

Los resultados se muestran en la **Figura 16**, en la cual se volcaron los resultados sintetizados del análisis de factibilidad de un aprovechamiento. Los escenarios están definidos por diferentes alturas de presa, para cada una de las cuales se representan los valores técnica y económicamente convenientes sobre la curva sugerida por esta metodología ( $Fu = Fp$ ).



**Figura 16.**  $I_{EP}$  incorporado al diagrama colinar de energía generada

## CONCLUSIONES

La metodología propuesta ha resultado útil para relacionar la potencia instalada con las horas de funcionamiento que optimizan la programación de la operación.

Al poder expresar, mediante un índice económico, la mejor relación entre el crecimiento de la inversión en equipamiento y los beneficios por venta de energía, se dispone de un criterio integral a fin de tomar decisiones en cuanto al equipamiento a instalar, pudiendo dar preferencia a la garantía, a la maximización de la energía generada o a la optimización de la programación.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Castelli et al. (1993). "Costs and Economics for Hydroplant modernization" *Water Power & Dam Construction*. Publ. mes de Diciembre.