

EFFECTO DE LAS SIMPLIFICACIONES EN LA PLANIFICACION DE
LA OPERACION DE SISTEMAS HIDROTERMICOS

Jorge F. Rivera
Alberto Vargas
José T. Strada
Carlos A. Galdeano
Instituto de Energía Eléctrica
Universidad Nacional de San Juan
San Juan - Argentina

1. RESUMEN

Se presenta una metodología y procedimiento de cálculo para llevar a cabo una investigación sistemática del efecto de las simplificaciones en los modelos matemáticos para la programación óptima de la operación anual de sistemas hidrotérmicos. Los aspectos que han sido estudiados en cuanto a los efectos de las simplificaciones son: A) Pérdidas de agua, B) Agregación de complejos hidroeléctricos. El modelo de referencia está basado en el método de programación dinámica combinado con la franja adaptiva de búsqueda y elaboradas técnicas de almacenamiento comprimido. Se presentan los resultados en forma de curvas de errores causadas por las simplificaciones. Estas curvas permiten para cada sistema particular la predeterminación de las simplificaciones admisibles para el cálculo de los programas óptimos anuales de operación con las ventajas derivadas de la posibilidad de utilizar una base de datos menos elaborada, reduciendo los requerimientos de memoria central y tiempo de procesamiento.

ABSTRACT

The methodology and calculation procedures to carry out a systematic research of the effect of simplifications in the mathematical modelling for the annual optimal operation programming of hydrothermal systems, is discussed. The aspects whose modelling have been studied as regards the effect of simplifications on it, are: A) Water losses, B) Hydro system aggregation. The methodology and calculation procedure are based on a scheme of superposed optimizations using the dynamic programming combined with an "adaptive searching method" and elaborate packed storage techniques for the spare variables. The results are presented in form of curves of the errors caused by simplifications, as function of the hydrothermal generation systems characteristics. These curves allow for each particular system the predetermination of the admissible simplifications by the modelling to calculate optimal operation programs with the advantages derived of the possibility to utilize a less elaborated data base, reduced main storage requirements and processing time.

2. INTRODUCCION

Es de gran interés en la Argentina y otros países disponer de modelos y algoritmos de cálculo para la programación óptima de largo plazo de la operación de sistemas hidrotérmicos interconectados (considerando el año hidrológico como período bajo estudio) con parque mixto de generación hidráulico, térmico, nuclear. Estos sistemas incluyen complejos hidroeléctricos de uso múltiple situados en cuencas independientes, cuyos aspectos hidrológicos y operacionales son diferentes. Los programas de operación son calculados de tal manera que satisfaciendo las restricciones técnicas y de operación de las distintas centrales, la integral de costos de combustible extendida al período bajo estudio tienda a un mínimo. Esto implica el uso óptimo de los recursos de generación hidráulico, térmico y nuclear. Las soluciones exactas basadas en modelos matemáticos que no incluyen simplificaciones de consideración, (donde los complejos hidroeléctricos conservan su individualidad, las pérdidas de agua por evaporación y filtración son consideradas en forma precisa, la modelación de las centrales y la demanda son complejas, etc.) presentan importantes limitaciones para su aplicación en la práctica. Estas limitaciones son debidas a los altos requerimientos de memoria central y tiempo de procesamiento y también a la disponibilidad de la base de datos requerida.

En diferentes países se han propuesto soluciones basadas en modelos simplificados que eliminarían o atenuarían las dificultades mencionadas. En estas soluciones el conjunto de complejos hidroeléctricos es agrupado en un complejo hidroeléctrico equivalente simplificado, las pérdidas de agua en los embalses no son consideradas o se tienen en cuenta en forma aproximada y la modelación de las centrales y de la demanda es aproximada [1 a 10]. Estas propuestas están caracterizadas por lo general por la ausencia de un conocimiento de la incidencia que tienen las simplificaciones adoptadas en cada modelo, como así también de la aplicabilidad de los mismos según las distintas características de los sistemas hidroeléctricos.

El objetivo de este trabajo es el estudio sistemático de distintas propuestas, cuantificando el efecto de las simplificaciones adoptadas en cada modelo sobre los programas de operación. Esto se logra a través de una metodología científica que permite relacionar dichos efectos con las características más importantes de los sistemas hidroeléctricos interconectados de uso múltiple y de los sistemas eléctricos de potencia a los cuales están integrados.

3. METODOLOGIA

El trabajo se ha efectuado utilizando como punto de partida los resultados, algoritmos y programas de optimización existentes en el Instituto de Energía Eléctrica de la Universidad Nacional de San Juan basados en métodos de programación dinámica en combinación con métodos iterativos con un elevado grado de elaboración y complejidad. Estos programas permiten obtener el modo óptimo de operar sistemas de generación con parques mixtos de centrales (hidráulicas, térmicas y nucleares) preservando la individualidad de los complejos hidroeléctricos y contemplando todas las restricciones técnicas y de operación en forma precisa.

Particularmente, para el estudio de la incidencia sobre los resultados de las simplificaciones en la modelación de las pérdidas de agua en los embalses de capacidad estacional, han sido considerados sistemas de generación que incluyen un único complejo hidroeléctrico del tipo re

gulador-compensador. La metodología aplicada consiste en comparar sistemáticamente los resultados asociados al modo óptimo de operación calculado en base al modelo exacto o de referencia y los resultados correspondientes, obtenidos a partir de cada uno de los modelos simplificados considerados.

La evaluación está basada en criterios de comparación que contemplan los siguientes aspectos más importantes:

- a) Modo de operación calculado
- b) Costos anuales de operación.
- c) Restricciones de capacidad de los embalses.
- d) Balance de recursos de agua.

Dicha metodología se sintetiza en la fig. 1, cuyos elementos esenciales se detallan a continuación [10]:

- Las posibles estructuras del parque de generación y su interrelación con las características de la demanda y los aportes de agua son definidas por un conjunto de variables independientes que las caracterizan;
- Medidas cuantitativas de los efectos que produce la introducción de modelos simplificados, son sintetizadas en un conjunto de variables dependientes (calculadas como función de las variables independientes ya mencionadas) y determinadas sobre la base de los criterios de comparación.

Para la obtención del conjunto de valores de las variables dependientes es necesario:

- El cálculo de programas de operación óptimos, basados en el modelo de referencia o exacto.
- La simulación de la ejecución de la operación sobre la base de los programas de operación resultantes de la modelación aproximada. Esto se hace considerando una modelación exacta de alta complejidad que se aproxima en todo lo posible a la situación real.
- Comparación de los resultados del modelo exacto con los resultados de ejecutar el programa basado en la modelación aproximada, sobre la base de criterios de comparación estipulados.
- Elaboración de conclusiones para definir las formas de modelación a proximada adecuadas para cada una de las posibles estructuras del parque de generación-demanda-aportes, mencionados en el primer punto.

4. FORMULACION DE LOS MODELOS DE REFERENCIA Y MODELACIONES APROXIMADAS QUE SE HAN CONSIDERADO PARA EFECTUAR EL ESTUDIO

A. Estudio sobre pérdidas de agua

- Modelo de referencia

Las pérdidas de agua son consideradas dentro del proceso de optimización en forma precisa, como dependientes de la época del año y del volumen embalsado (a través de un conjunto de curvas representadas por medio de segmentos lineales).

Este caso será tomado como base y con referencia a él se compararán

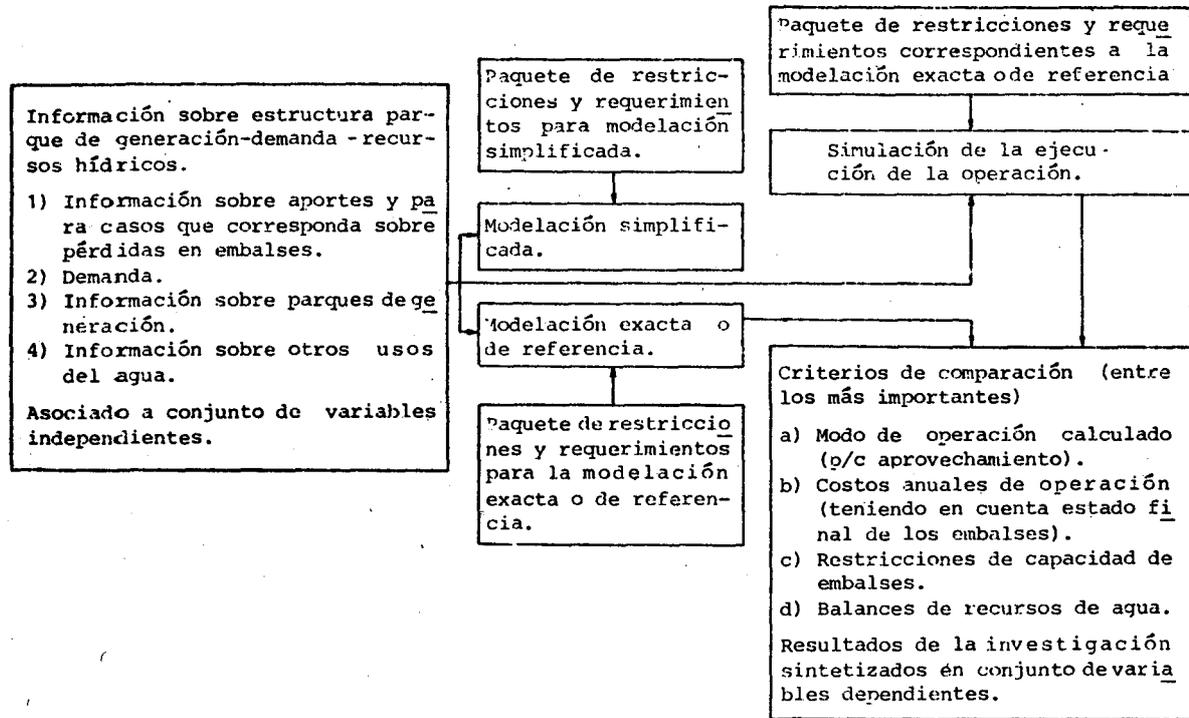


Fig. Nº 1: Esquema de la metodología aplicada.

6) Variaciones de las pérdidas de agua en función de la época del año y del volumen embalsado.

7) Desfasaje temporal entre las curvas de demanda eléctrica y los aportes de agua al embalse regulador.

De esta forma cada sistema queda caracterizado por un conjunto de tres variables independientes que se resumen en la figura 2 y 3.

los resultados obtenidos para las alternativas analizadas que se mencionan a continuación:

● Alternativa A (se desprecian las pérdidas)

La optimización es efectuada sin considerar las pérdidas de agua por evaporación y filtración en los embalses.

● Alternativa B

Las pérdidas son consideradas constantes para todos los subperíodos, independientes del volumen embalsado y de la época del año.

● Alternativa C

Se tiene en cuenta la dependencia de las pérdidas de la época del año pero se consideran independientes del volumen embalsado.

B. Estudio sobre modelos equivalentes simplificados

Modelo de referencia [1 a 6]

El modelo y método de solución son de carácter determinístico. Son adecuados para calcular programas óptimos de operación en sistemas hidrotérmicos donde se incluyen varios complejos hidroeléctricos R-C de uso múltiple.

Los complejos hidroeléctricos R-C mantienen su individualidad, así como la estructura de embalses en cascada con embalses regulador y compensador. El rendimiento es considerado a través de curvas en función del caudal erogado. El salto como función del volumen embalsado. Las pérdidas de agua son tenidas en cuenta en forma precisa como dependientes del volumen embalsado y época del año. La demanda es considerada con bastante precisión a través de Diagramas Ordenados Modificados de Duración de Cargas semanales y mensuales. Se tiene en cuenta que determinadas zonas del Diagrama debenser cubiertas con determinados tipos de centrales, mínimo tiempo en servicio, disponibilidad de centrales a través de planes de mantenimiento, etc..

Modelos simplificados por agregación en equivalentes

Se describen sintéticamente las variantes más usuales:

● Variante A [7 a 10]

- Un embalse equivalente resultante de la agregación de un conjunto de embalses ubicados en cuencas independientes.

- Una central hidroeléctrica equivalente ubicada a pie de presa.

La erogación óptima en cada subperíodo a partir del embalse equivalente debe ser mayor o igual a la erogación obligatoria im puesta por otros usos en los embalses compensadores de los complejos hidroeléctricos individuales. De esa manera la energía calculada con dicha erogación obligatoria se ubica en el Diagrama de Carga con el mismo criterio que la ubicación de la E-

energía Controlable (máximo empuntamiento de energía).

● Variante B [7 a 10]

- Un embalse equivalente resultante de la agregación de un conjunto de embalses ubicados en cuencas independientes.
- Una central hidroeléctrica equivalente ubicada a pie de presa.

La energía correspondiente a la erogación obligatoria de los complejos hidroeléctricos individuales es calculada, deducción de la energía calculada a partir de la erogación óptima desde el embalse regulador.

La energía correspondiente a la erogación obligatoria es ubicada en la base del Diagrama de Carga.

● Variante C [7 a 10]

- Un embalse regulador equivalente resultante de la agregación de embalses reguladores ubicados en cuencas independientes.
- Una central hidroeléctrica equivalente ubicada a pie de presa.
- Un embalse compensador equivalente resultante de la agregación de embalses compensadores ubicados en cuencas independientes.
- Una central hidroeléctrica equivalente ubicada a pie de presa.

5. DEFINICION DE VARIABLES INDEPENDIENTES

Las variables independientes se definen para caracterizar el sistema de generación compuesto por un parque mixto de centrales (hidráulico, térmico, nuclear) y en particular a los complejos hidroeléctricos R-C, y todos aquellos aspectos relacionados con la incidencia de las simplificaciones efectuadas en la modelación sobre los resultados comprendidos en el programa óptimo de operación.

Los aspectos más importantes que dichas variables deben caracterizar son:

- 1) Relación entre los regímenes hidrológicos de las distintas cuencas donde se encuentran ubicados los complejos hidroeléctricos R-C.
- 2) Diferencia entre las capacidades de regulación de dichos complejos.
- 3) Participación de energía hidráulica controlable frente al total de energía generada.
- 4) **Características de rendimiento y salto.**
- 5) Relación entre la energía perdida por evaporación y filtración y la energía total demanda.

Fig. 2: Variables independientes para el estudio de la influencia de modelos equivalentes simplificados de un conjunto de complejos hidroeléctricos R-C ubicados en cuencas independientes.

VARIABLE INDEPENDIENTE	Aspecto que caracteriza
$X1 = \frac{1}{N \cdot \text{NAPR}} \left\{ \sum_{k=1}^N \sum_{j=1}^{\text{NAPR}} \left[\frac{\text{VRA}(k,j) - \text{APM}(k)}{\text{APM}(k)} \right]^2 \right\} + \frac{1}{\text{NAPR}} \left\{ \sum_{j=1}^{\text{NAPR}} \left[\frac{\text{CR}(j) - \text{CRM}}{\text{CRM}} \right]^2 \right\}^{\frac{1}{2}}$ <p>X1 = Medida de la desviación relativa entre los regímenes hidrológicos de las diferentes cuencas y también la variación entre las capacidades de regulación de los diferentes embalses.</p>	(1) y (2)
$X2 = \frac{\text{EHC}}{\text{EG}} * 100$	(3)
$X5 = X_a + X_b$ <p>donde</p> $X_a = \frac{1}{2 \cdot \text{NQ}} \left\{ \sum_{i=1}^2 \frac{\text{P}(i)}{\text{PT}} \sum_{q=1}^{\text{NQ}} \left[\eta_{R(i,q)} - \eta_{C(i)} \right]^2 \right\}^{\frac{1}{2}}$ $X_b = \frac{1}{\text{NAPR}} \sum_{j=1}^{\text{NAPR}} \frac{\text{XP}(j) * \text{PR}(j) + \text{XC}(j) * \text{PC}(j)}{\text{PR}(j) + \text{PC}(j)}$ <p>(Continúa)</p>	(4)

Fig. 2: Variables independientes para el estudio de la influencia de modelos equivalentes simplificados de un conjunto de complejos hidroeléctricos R-C ubicados en cuencas independientes.

VARIABLE INDEPENDIENTE	Aspecto que caracteriza
$X_{R(j)} = \frac{1}{NPR} \left\{ \sum_{i=1}^{NPR} \left[\frac{h_{R(i,j)} - \bar{h}_{R(j)}}{\bar{h}_{R(j)}} \right]^2 \right\}^{\frac{1}{2}}$ $X_{C(j)} = \frac{1}{NPC} \left\{ \sum_{i=1}^{NPC} \left[\frac{h_{C(i,j)} - \bar{h}_{C(j)}}{\bar{h}_{C(j)}} \right]^2 \right\}^{\frac{1}{2}}$ <p>X5: Medida de la separación de la curva de salto y rendimiento de los valores constantes utilizados en la modelación equivalente simplificada.-</p>	<p>(4)</p>

VARIABLE INDEPENDIENTE	Aspecto que caracteriza	Apta para el análisis de alternativa.
$X1A = \frac{1}{VEM} \left\{ \sum_{i=1}^n \sum_{k=1}^p \left[\frac{VE(k,i) - VEM}{n \times p} \right]^2 \right\}^{\frac{1}{2}}$ <ul style="list-style-type: none"> Medida de la separación promedio entre las curvas de pérdidas y el valor medio considerado en la modelación. 	6	A y B
$X1C = \frac{1}{N \times P} \left\{ \sum_{i=1}^n \sum_{k=1}^p \left[\frac{VE(k,i) - VEmed(i)}{VEmed(i)} \right]^2 \right\}^{\frac{1}{2}}$ <ul style="list-style-type: none"> Medida de la separación promedio entre cada curva de pérdida y su valor medio, que la reemplaza en la modelación. 	6	C
$X3 = \left\{ \sum_{k=1}^N \left[\frac{VRA(k) - D(k)}{N} \right]^2 \right\}^{\frac{1}{2}}$ <ul style="list-style-type: none"> Medida del desfase temporal entre aporte y demanda. 	7	A, B y C
$X6 = \frac{\gamma \eta H^* \sum_{i=1}^n VEmed(i)}{EG} \times 100$ <ul style="list-style-type: none"> Porcentaje de energía perdida por evaporación y filtración frente a la energía total generada. 	5	A, B y C

Fig. 3: Variables independientes para el estudio sobre distintas formas de modelación de las pérdidas de agua por evaporación y filtración.-

Definición de valores

- NAPR : Cantidad de complejos hidroeléctricos R-C
- N : Cantidad de subperíodos en que se ha dividido el período bajo estudio.
- VRA(k,j) : Aportes en el subperíodo k al embalse regulador del complejo hidroeléctrico R-C j. (Valores p.u.)
- CR(j) : Tiempo necesario para que el embalse regulador j se llene

con un aporte medio.

- APM_(k) : Valor de aporte en el subperíodo k.
- CRM : Valor medio de CR_(j)
- EHC : Energía hidráulica controlable generada por el conjunto de complejos hidroeléctricos R-C.
- EG : Energía total generada descontada la energía hidráulica no controlables.
- $\eta_{R(i,q)}$: Curva de rendimiento real de la central i dada por NQ puntos.
- $\eta_{C(i)}$: Rendimiento constante para la central hidroeléctrica i .
- NQ : Número de puntos de la curva de rendimiento.
- P_(i) : Suma de las potencias nominales de las centrales hidroeléctricas del tipo i .
- PT : $\sum_{i=1}^2 P(i)$
- $h_{R(i,j)}$: Salto en función del volumen almacenado para el embalse regulador j dada por NPR puntos.
- $j_{C(i,j)}$: Idem $h_{R(i,j)}$, para compensador y NPC puntos.
- $\bar{h}_{R(j)}$: Salto medio del embalse regulador del complejo hidroeléctrico j .
- $\bar{h}_{C(j)}$: Idem $\bar{h}_{R(j)}$, para compensador.
- PR_(j) : Potencia nominal de la central ubicada a pie de presa del Regulador (j).
- PC_(j) : Idem PR_(j), para el compensador.
- VEM : Valor medio de las pérdidas considerado en el proceso de optimización.
- VE(k,i) : Volumen de pérdidas correspondientes a volumen embalsado V(k) y la época i del año.
- n : Cantidad de épocas en que se ha dividido el año.
- P : Cantidad de puntos considerados en el eje de abscisas (volúmenes embalsados) para definir las curvas de pérdidas de agua (representadas a través de un conjunto de segmentos lineales).
- VEmed(i) : Valor medio de las pérdidas correspondientes a la época i, calculadas considerando el embalse en su nivel medio.
- D(k) : Valor medio de la demanda de energía eléctrica correspondiente al subperíodo k, en valores p.u. .
- Y : Peso específico del agua.
- η : Rendimiento medio del conjunto de centrales ubicados entre regulador y compensador.
- H* : Salto total equivalente del aprovechamiento.

6. DEFINICION DE VARIABLES DEPENDIENTES

En la Fig. N° 4 se resumen las variables dependientes y los criterios de comparación que las mismas cuantifican.

Fig. 4: Variables dependientes para cuantificar los criterios de comparación.

VARIABLE DEPENDIENTE	Criterio de comparación
$Y1 = \frac{1}{NAPR} \sum_{i=1}^{NAPR} \frac{1}{N} \left\{ \sum_{k=1}^N [VRCTU_{(k,i)} - VRCTUM_{(k,i)}]^2 \right\}^{\frac{1}{2}}$	Violación de límites de capacidad.
$Y2 = \frac{1}{NAPR} \left\{ \sum_{i=1}^{NAPR} \left[\frac{VRN_{(i)} - VRO_{(i)}}{VRO_{(i)}} \right]^2 \right\}^{\frac{1}{2}} * 100$	Balace de recursos de agua.
$Y3 = \frac{CCTM}{CCTI} * 100$	Costos anuales de operación.
$Y4 = \frac{1}{NAPR} \sum_{i=1}^{NAPR} \frac{1}{N} \left\{ \sum_{k=1}^N [VRC_{(k,i)} - VRCT_{(k,i)}]^2 \right\}^{\frac{1}{2}}$	Modo de operación calculado.

Definición de valores

- $VRCTU_{(k,i)}$: Volumen óptimo erogado entre regulador y compensador en el complejo hidroeléctrico i, subperíodo k, calculado con siderando modelos equivalentes simplificados.
- $VRCTUM_{(k,i)}$: Volumen óptimo a erogar entre Regulador y Compensador en el complejo hidroeléctrico i, subperíodo k, luego de modificar la erogación $VRCTU_{(k,i)}$ para evitar violaciones de límites de capacidad en los embalses al efectuar la simulación de la ejecución de la operación.
- $VRC_{(k,i)}$: Volumen óptimo erogado, entre regulador y compensador en el complejo hidroeléctrico i, subperíodo k, calculado con siderando el modelo de referencia.
- $VRCT_{(k,i)}$: Volumen óptimo erogado entre regulador y compensador en el complejo hidroeléctrico i, subperíodo k, luego de modificar la erogación de $VRCTU_{(k,i)}$ para evitar violaciones de límites de capacidad en los embalses y lograr balace de recursos de agua al efectuar la simulación de la ejecución de la operación.
- $VRO_{(i)}$: Volumen final deseado en el embalse regulador del complejo hidroeléctrico i.
- $VRN_{(i)}$: Volumen en el embalse regulador del complejo hidroeléctrico i, al final del período considerado, luego de efectuar las correcciones con el fin de evitar violación de límites de capacidad al efectuar la simulación de la ejecución de la operación.

- CCTI : Costos anuales de operación calculados en base al modelo de referencia.
- CCTM : Costos anuales asociados a la simulación de la ejecución de la operación, en la que se evitan violaciones de límites de capacidad y se ajusta el balance de recursos de agua.

7. PRESENTACION DE RESULTADOS

A. Estudio sobre pérdidas de agua

Se presentan los resultados en forma de gráficas $Y1 = f(\bar{X})$ para facilitar su interpretación.

En las gráficas N° 5, N° 6 y N° 7 se incluyen los resultados correspondientes a distintos valores de la variable $X6$ (porcentaje de energía perdida por evaporación y filtración frente a la energía total generada) para cada una de las alternativas analizadas. En dichas figuras aparecen graficados los valores de $Y2$, $Y3$ e $Y4$ para distintos valores de la variable $x2$. La variable $Y1$ tiene el valor cero, para todos los casos analizados.

Interpretación de resultados

Notas aclaratorias:

- En los casos analizados, para todas las alternativas, no existen violaciones en los límites de capacidad de los embalses por lo tanto $Y1 = 0$.
- Los valores de $x1A \leq 0,38$ han sido obtenidos a partir de curvas de pérdidas que dependen solamente de la época del año y son independientes del volumen de agua almacenado.
Para $x1A \geq 0,38$ se consideran ambas variaciones.
- Los valores de $x1C$ han sido obtenidos variando la dependencia de las pérdidas respecto del volumen embalsado.

Las siguientes consideraciones son válidas para todas las alternativas de modelación:

- Balance de Recursos de Agua (Variable dependiente $Y2$)
 - Cuando las pérdidas son prácticamente independientes del volumen embalsado, no existen dificultades para obtener un balance en los recursos de agua.
 - Para embalses cuyas pérdidas de agua varían con el volumen embalsado, se observan desviaciones en relación al volumen deseado (mayores cuanto mayor es el valor absoluto de las pérdidas y cuanto mayor es el desfase entre aportes y demanda).
- Modo de Operación Calculado (Variable dependiente $Y4$)
 - Las diferencias entre los modos de operación calculados resultan ser dependientes del desplazamiento en el tiempo entre los aportes y la demanda.

REFERENCIAS:

- X3 = 0.931
- - - X3 = 0.757
- · - X3 = 0.754

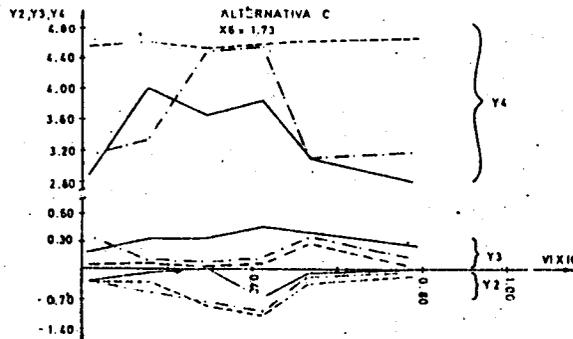
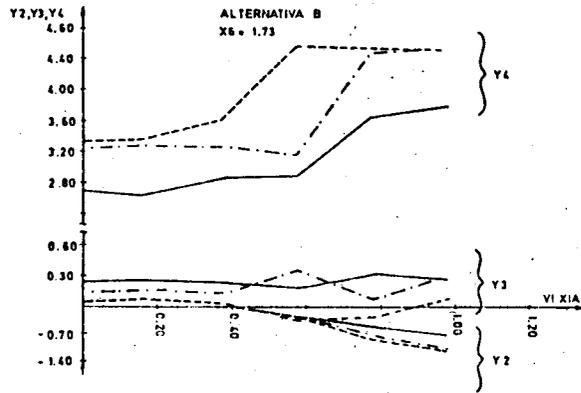
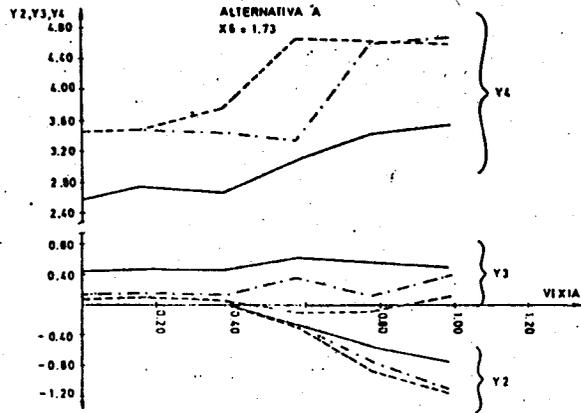


Fig.5

REFERENCIAS:

- X3 = 0.931
- - - X3 = 0.757
- · - X3 = 0.754

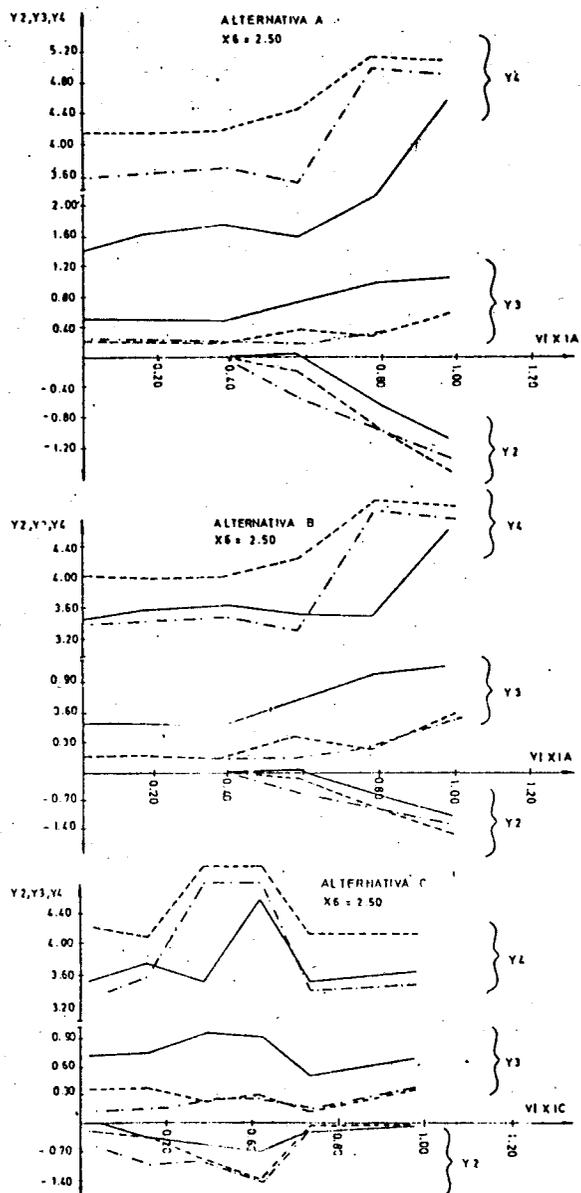


Fig. 6

REFERENCIAS:
 — X3 = 0.931
 - - - X3 = 0.757
 ····· X3 = 0.754

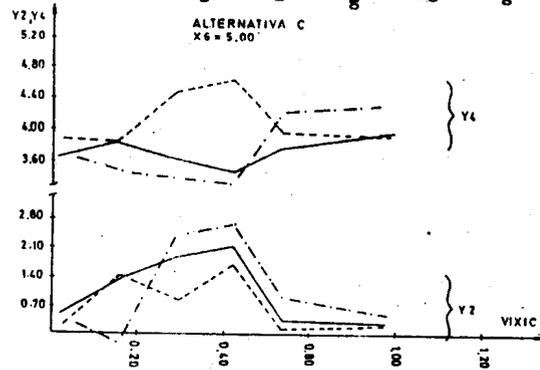
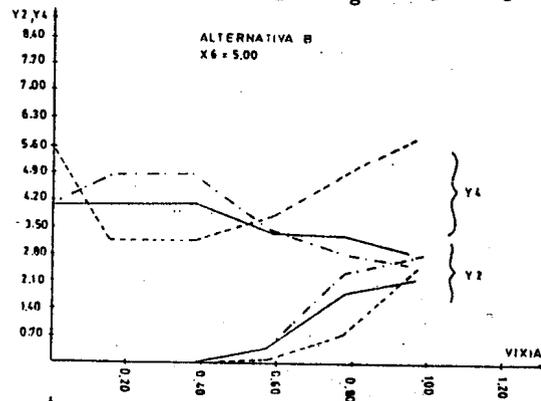
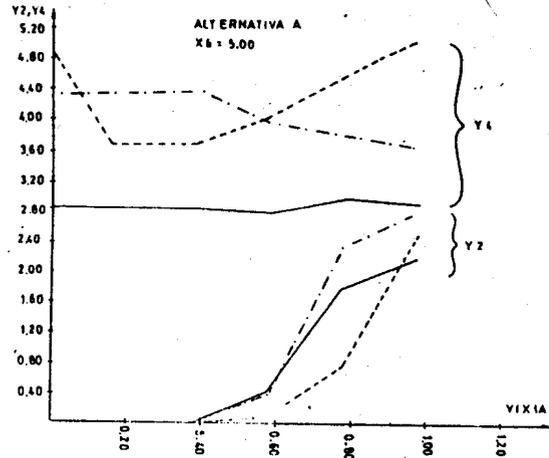


Fig. 7

- El modo de operación varía muy poco con el porcentaje de energía perdida frente a la energía total generada - variable X6.
 - Los valores de Y4, prácticamente no varían si las curvas de pérdidas son independientes del volumen embalsado y aumentan con la variación de las pérdidas respecto al volumen embalsado.
- Diferencia de Costos (Variable dependiente Y3)
 - Los costos de operación calculados considerando las pérdidas de agua en forma aproximada son en general mayores que los calculados considerándolas en forma precisa.
 - Estos mayores costos se ven incrementados con:
 - aumento del desfase entre aportes y demanda
 - aumento de la variación de los valores de pérdidas respecto del volumen embalsado.

B. Estudio sobre modelos equivalentes simplificados

El sistema analizado presenta una pequeña participación hidráulica controlable con respecto al total generado ($X2 = 17\%$) y los resultados alcanzados se refieren exclusivamente a variaciones de la variable X1 manteniéndose X2 y X5 constantes.

8. CONCLUSIONES PRELIMINARES

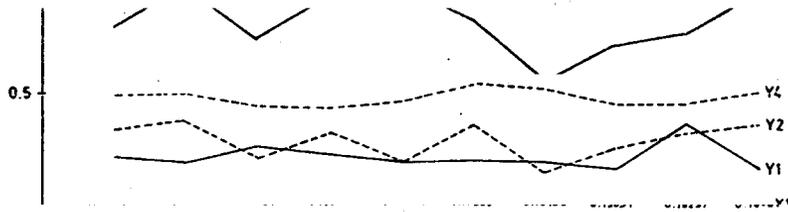
A. Estudio sobre pérdidas de agua

Del análisis conjunto de los resultados obtenidos se puede concluir que:

1. Para sistemas en los que la energía perdida por evaporación y filtración a un determinado porcentaje (inferior al 1,7%) de energía total generada, las pérdidas de agua pueden ser despreciadas.
2. Para sistemas en los que la energía perdida por evaporación y filtración es $\geq 5\%$ ($X6 \geq 5.00$) de la energía generada, es necesario una modelación exacta de las pérdidas de agua.
3. Para sistemas en los que $1,7 < X6 < 5.00$ es necesario el análisis del conjunto de variables dependientes en función de las características de cada sistema, haciendo uso de las curvas adjuntas. Dicho análisis indicará en cada caso cuál es la modelación más adecuada.

B. Estudio sobre modelos equivalentes simplificados

Se observa que los errores cometidos en el modo de operación, violación de límites de capacidad y balance de recursos de agua considerando las alternativas B y C no son importantes prevaleciendo los errores cometidos en los costos anuales de operación (Fig. 8). El sistema no es operable si se desea calcular el modo óptimo de operación usando la alternativa A.



ALTERNATIVA C



fig 8

En este trabajo se presentan los primeros resultados obtenidos, no siendo posible la formulación de conclusiones finales. Una vez obtenido el total de curvas $Y_{(i)} = f(x)$ el análisis del conjunto de variables dependientes en función de las características de cada sistema indicará qué modelo simplificado es adecuado para cada sistema y también la eventual necesidad de reformulación de algunas variables independientes. Además será posible elaborar conclusiones vinculadas a la conveniencia de efectuar agrupamientos de determinados complejos hidroeléctricos R-C entre sí, pudiendo llegar se a modelaciones simplificadas que comprendan más de un equivalente.

9. BIBLIOGRAFIA

- [1] RIVERA, J.F. (1971-1972) - Trabajos 1-AC y 2-AC: Algoritmos para optimizar el despacho de carga de sistemas de energía eléctrica hidrotérmicos interconectados, por aplicación de métodos de programación dinámica combinados con métodos iterativos, y para tener en cuenta la influencia de las pérdidas de agua en embalses (caso Sistema Cuyo Interconectado). Informe para A y E.E. e interno I.E.E. (U.N.S.J.) .
- [2] RIVERA, J.F. (1973) - Trabajo 4-AC: Principios de solución para la optimización del despacho de carga de Sistemas Hidrotérmicos Interconectados. Informe para A y E.E. e interno I.E.E. (U.N.S.J.) .
- [3] RIVERA, J.F. (1975) - Trabajo 6-AC: Procedimientos para optimizar el despacho de carga de largo plazo de los sistemas hidrotérmicos interconectados con aprovechamientos hidroeléctricos de utilización múltiple y con la característica del Sistema Cuyo Interconectado. Informe para A y E.E. e interno I.E.E. (U.N.S.J.) .
- [4] RIVERA, J.F. (1977) Programación óptima de la operación de Sistemas Hidrotérmicos Interconectados con aprovechamientos de utilización múltiple. - Trabajo presentado al Simposio SIEEEM, Monterrey - México.
- [5] RIVERA, J.F.; GONZALEZ MIRI, L.; VARGAS A. (1978) Programación óptima de la operación de Sistemas Hidroeléctricos Interconectados con aprovechamientos de utilización múltiple (incluye aplicaciones). - Trabajo presentado a CIER - Porto Alegre, Brasil.
- [6] ARVANITIDIS, Nicolaos and ROSING Jakob (1970). A Composite representation of a multireservoir hydroelectric power system. IEEE PAS, pp. 319-326 .
- [7] QUINTANA, V.H. and A.Y. CHIKANI (1981). A stochastic model for mid-term operation planning of hydro-thermal systems with random reservoirs inflows. IEEE. PAS.
- [8] KUIPER, J. and OPTELANO, L. (1973). A dynamic-programming-simulation strategy for the capacity expansion of hydroelectric power systems. Water Resources Research.
- [9] HALLIBURTON, T.S. and SIRISENA H.R. (1982). Long term optimal operation of a power system. IEEE PROC.
- [10] RIVERA, J.F.; VARGAS, A.; STRADA, T. and GALDEANO C. (1985). Effect of simplification by Operation Planning of Hydrothermal Systems. - IFAC - Rio de Janeiro, Brasil.