

RESUMEN

En este trabajo se hace una descripción de las funciones principales propuestas para un Sistema Integrado para la Planificación de la Operación (SIPO), sus interrelaciones y el tipo de procedimientos, metodología y herramientas matemáticas que son requeridas.

INTRODUCCION

El objetivo de la planificación de la operación de un sistema de potencia es realizar un programa de operación que puede ser a largo, mediano o corto plazo, cuyo propósito es establecer directrices del aprovechamiento energético del parque generador hidrotérmico técnicamente factible, con la finalidad de abastecer el mercado eléctrico al menor costo posible y con un grado de confiabilidad adecuado.

Se han desarrollado y deben seguir desarrollandose varios modelos matemáticos, los cuales utilizan diferentes metodologías para su solución. Estos modelos comprenden una serie de programas para mantenimiento, para la producción de las centrales hidro y termoeléctricas y para la operación de los embalses, además se deben realizar previsiones de las variables que no son conocidas en el horizonte considerado, como son las disponibilidades de las centrales hidro y termoeléctricas, las afluencias naturales a los embalses y las demandas de potencia y energía eléctrica.

En base a estas consideraciones es obvio que el problema de la planificación de la operación da lugar a problemas computacionales formidables, que por razones de viabilidad computacional deben ser descompuestos temporalmente en horizontes de planificación a largo, medio y corto plazo. El propósito de esta descomposición es permitir el control en los ciclos estacionales hidráulicos y de la demanda eléctrica, (diarios, mensuales, anuales y multianuales). Por otro lado esta descomposición permite el uso de diferentes metodologías para resolver los problemas, teniendo en cuenta diferentes niveles de dificultad computacional, relacionados fundamentalmente con la aleatoriedad de las afluencias naturales.

Los intervalos de tiempo asumidos en los estudios de planificación de la operación en nuestro medio son mostrados en la figura 1.

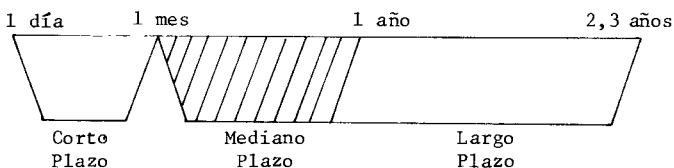


FIGURA 1

Debido a la gran incertidumbre en el conocimiento de las afluencias naturales a los embalses, el objetivo del largo plazo es determinar la utilización de los embalses de regulación, tomando en cuenta la incertidumbre ya anotada, de modo de satisfacer la demanda y las ecuaciones de conservación de flujo de los embalses, minimizando a su vez los costos esperados de operación.

Este problema de control óptimo estocástico es resuelto utilizando una variación de la Programación Dinámica Probabilística que determina para ciertos niveles de almacenamiento de los embalses las producciones hidroeléctricas durante todos los meses del horizonte de planificación a largo plazo.

Estos resultados son usados como información de entrada para los estudios de mediano plazo.

En el mediano plazo las afluencias son conocidas determinísticamente, de esta manera, el objetivo de los estudios para este horizonte de planificación, es determinar la producción de las centrales hidro y termoeléctricas, de tal manera de satisfacer la curva de demanda eléctrica y las restricciones de flujo de los embalses en cada intervalo, minimizando los costos de operación termoeléctrica. Este es un problema de control óptimo determinístico, que es resuelto utilizando un algoritmo de Programación Dinámica Determinística de aproximaciones sucesivas.

Los modelos utilizados en el largo y mediano plazo emplean una misma función de costo, que es el costo de operación termoeléctrica, calculado mediante un algoritmo de optimización de acuerdo a un modelo que consiste en ubicar las unidades de generación en la curva potencia-energía, denominada curva parabólica, sin tomar en cuenta la red eléctrica.

Las interrelaciones entre estas metodologías constituyen el Sistema Integrado de Planificación de la Operación, que se puede definir como el conjunto de procedimientos, bancos y archivos de datos y programas computacionales que relacionados entre sí, con interface de toma de decisiones, permite elaborar y mantener permanentemente actualizado el programa de operación.

En este trabajo se hace una descripción de las funciones principales que deben cumplirse en el SIPO, sus interrelaciones y el tipo de procedimientos, metodologías y herramientas matemáticas que son requeridas, las que se indican en la figura 2.

METODOLOGIA

Previsiones de Demandas Eléctricas. Las series temporales mensuales de la demanda eléctrica de potencia o energía, para el mediano plazo, pueden considerarse como compuestas de una tendencia, una variación estacional y otras fluctuaciones irregulares. La tendencia es el crecimiento que ocurre en la demanda que puede ser considerada lineal, la variación estacional es debida a los ciclos anuales que se observan en la demanda y la fluctuación irregular es la serie de residuos que queda después de remover de la serie original, la variación estacional y la tendencia.

Dadas estas hipótesis, se ha adoptado un modelo matemático determinístico para representar la serie temporal de demandas de potencia y energía mensuales.

Si suponemos que las observaciones de la serie son $X_1, X_2, \dots, X_t, \dots, X_T$; entonces X_t puede ser des-

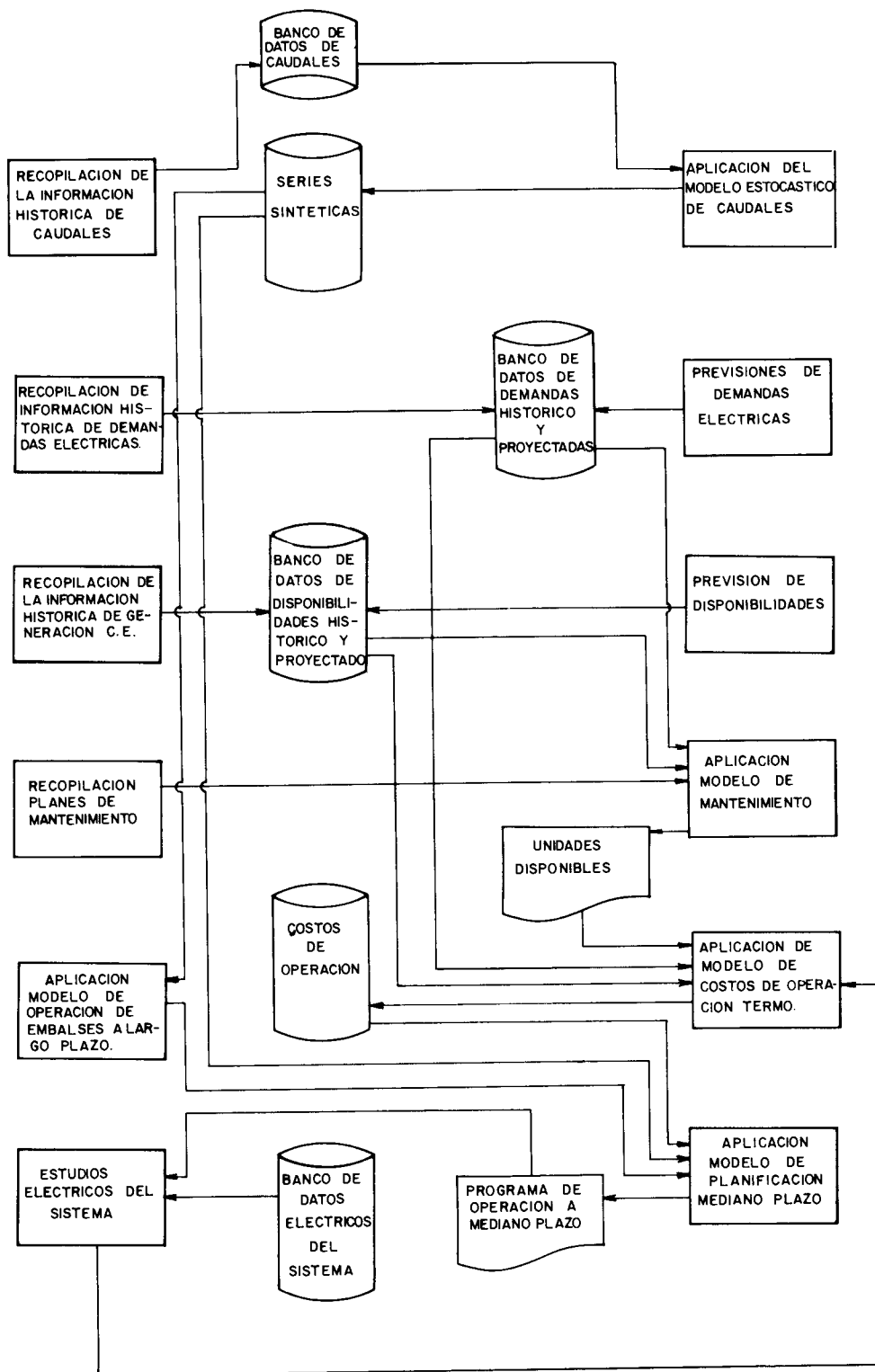


FIGURA 2

crita como:

$$X_t = (a + bt) i_t + \epsilon$$

donde a es el nivel, b es la tendencia, i_t es la variación estacional y ϵ es un error aleatorio. Esta clase de modelos se denominan de tendencia aditiva, con efecto estacional multiplicativo.

La previsión para T períodos adelante S_{t+T} será definida como:

$$S_{t+T} = (S_t + A_t T) F_{t-L+T}$$

siendo
$$S_t = \alpha \frac{X_t}{F_{t-1}} + (1-\alpha) (S_{t-1} + A_{t-1})$$

$$A_t = \beta (S_t - S_{t-1}) + (1-\beta) A_{t-1}$$

y
$$F_t = \gamma \frac{X_t}{S_t} + (1-\gamma) F_{t-L}$$

en donde $\alpha = 0.8$, $\beta = 0.5$, $\gamma = 1$, y L es el período de la estacionalidad. Esta metodología es conocida como alisamiento exponencial estacional multiplicativo de Holt Winters. La figura 3 muestra la descomposición considerada para las series temporales de las demandas de potencia y energía.

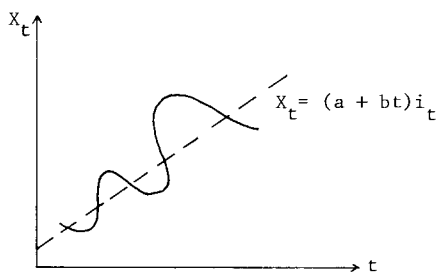


FIGURA 3

Modelo Estocástico de Caudales

Las series temporales de caudales naturales afluentes a los distintos embalses considerados en este sistema obedecen a un patrón estructural. Esto quiere decir que las series de caudales mensuales tienen componentes periódicos tanto en sus valores medios mensuales, como en sus desviaciones estándar mensuales; cuando estas periodicidades son removidas de las series, la componente que resta puede ser considerada aproximadamente como un proceso estocástico estacionario linealmente independiente. Las componentes determinísticas pueden ser identificadas, probadas y separadas de la parte restante de la serie aislando de esta manera la componente estocástica.

Existen dos razones para realizar esta descomposición estructural.

- Los procesos hidrológicos físicos en la naturaleza justifican estas hipótesis, tanto desde el punto de vista de la energía solar como del ambiente que rodea a la cuenca hidrográfica. Esto justifica la periodicidad en los parámetros y los modelos matemáticos estocásticos.
- Los métodos matemáticos disponibles actualmente permiten una descripción del modelo más viable

cuando se consideran sus componentes individualmente.

El modelo estocástico de afluencias deberá tener tres partes fundamentales.

- Uso de las técnicas de la inferencia estadística para reconocer la presencia de periodicidades en los parámetros básicos. Luego se deberá lograr una descripción matemática de estas periodicidades por medio de una serie de Fourier, con un número limitado de armónicas de baja frecuencia.
- Una vez que las periodicidades en los parámetros sean removidas de la serie original, la componente estacionaria estocástica resultante deberá ser analizada usando un modelo lineal autoregresivo.
- La función de distribución que mejor se ajuste a las curvas de frecuencia deberá ser analizada para calcular la componente estocástica estacionaria independiente del modelo anterior.

Este modelo permitirá la generación de muestras de series hidrológicas por el método experimental estadístico (Montecarlo), que será utilizado tanto por los modelos de Largo, como de Medio Plazo.

Previsión de Disponibilidades de las Unidades de Generación

El objetivo de esta previsión es conocer el efecto de las salidas forzadas de determinada unidad sobre su producción eléctrica. Para esto se supone que cualquier unidad está descrita por su nivel de potencia, que se denominará estado. Se suponen tres estados:

- Estado 1, disponibilidad total de la potencia nominal.
- Estado 2, disponibilidad parcial, (que es el que más frecuentemente se da estadísticamente).
- Estado 3, indisponible.

Si por hipótesis los tiempos de duración, (permanencia), en cada uno de esos estados son exponencialmente distribuidos, (se tendrá entonces un Proceso Estocástico Estacionario continuo en el tiempo), se podría determinar un parámetro independiente en el tiempo, que traduce la ley de transición de estado para estado. Este parámetro es la tasa de transición λ_{ij} considerado una constante en función del tiempo, ij Figura 4.

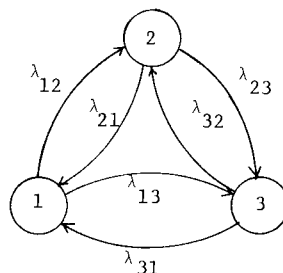


FIGURA 4

Las ecuaciones de probabilidad que rigen el modelo serán determinadas inmediatamente. Si una unidad generica puede asumir n estados S_1, S_2, \dots, S_n se tiene:

$$P_i(t + \Delta t) = (1 - \Delta t \sum_{j=1}^n \lambda_{ij}) P_i(t) +$$

$$+ \sum_{j=1}^n \lambda_{ji} P_j(t) \Delta t; \forall j \neq i$$

o sea:

Probabilidad de estar en el estado i en el instante $t + \Delta t$ = Probabilidad de no cambiar de estado + probabilidad de pasar de un estado genérico al estado i .

$$\lim_{\Delta t \rightarrow 0} \frac{P_i(t + \Delta t) - P_i(t)}{\Delta t} = - \sum_{j=1}^n \lambda_{ij} P_j(t) +$$

$$+ \sum_{j=1}^n \lambda_{ji} P_j(t); \forall j \neq i$$

$$\frac{d}{dt} P_i(t) = - P_i(t) \sum_{j=1}^n \lambda_{ij} + \sum_{j=1}^n \lambda_{ji} P_j(t); \forall j \neq i$$

Para 3 estados se tiene en forma matricial:

$$\begin{bmatrix} \dot{P}_1(t) \\ \dot{P}_2(t) \\ \dot{P}_3(t) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -(\lambda_{12} + \lambda_{13}) & \lambda_{21} & \lambda_{31} \\ \lambda_{12} & -(\lambda_{21} + \lambda_{23}) & \lambda_{32} \\ \lambda_{13} & \lambda_{23} & -(\lambda_{31} + \lambda_{32}) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P_1(t) \\ P_2(t) \\ P_3(t) \end{bmatrix} \quad (1)$$

Se hacen las siguientes hipótesis:

- $-\lambda_{21} = \lambda_{31} = 0$, esto es la primera ecuación definida por (1) es la probabilidad del elemento genérico de permanecer en el estado 1.
- $-\lambda_{23} = \lambda_{32} = 0$; esto es la segunda ecuación definida por (1) expresa la probabilidad de un elemento genérico ir por la primera vez para el estado 2.

Si la condición inicial es el elemento en el estado 1, en el tiempo $t = 0$, se tiene las siguientes ecuaciones:

$$P_1(t) = e^{-(\lambda_{12} + \lambda_{13})t}$$

$$P_2(t) = \frac{\lambda_{12}}{\lambda_{12} + \lambda_{13}} [1 - e^{-(\lambda_{12} + \lambda_{13})t}]$$

$$P_3(t) = \frac{\lambda_{13}}{\lambda_{12} + \lambda_{13}} [1 - e^{-(\lambda_{12} + \lambda_{13})t}]$$

La estimación de los parámetros λ_{ij} , (en este caso 6 valores), se realiza tomando la relación entre el número de transiciones de un estado genérico, para los otros 2 posibles y el tiempo en que cada unidad permaneció en cada uno de los 3 estados posibles.

Estas probabilidades nos permiten definir una función de densidad de la disponibilidad al tiempo t , que será utilizada por el modelo de costos de operación de las unidades termoeléctricas.

Modelo de Mantenimiento

Objetivo: El objetivo de este modelo es determinar las unidades que deberán entrar en mante

nimiento en el período de planificación a medio plazo, de tal manera, que la reserva durante este período sea maximizada. Esto significa, distribuir los mantenimientos de forma que la diferencia entre la capacidad instalada y la demanda máxima sumada la capacidad en mantenimiento, sea aproximadamente igual para todas las etapas del horizonte de planificación.

Representación Matemática: El modelo es formulado como programación cero-uno, donde a cada unidad está asociado un determinado número de variables, que corresponden a la etapa en donde se puede iniciar un mantenimiento, de tal manera, que el número de variables correspondientes a cada unidad es igual al número de períodos en que se puede iniciar el mantenimiento.

Sea entonces:

$$x_{ij} = \begin{cases} 1 & \text{Si el mantenimiento de la unidad } i \\ & \text{se inicia en la etapa } j. \\ 0 & \text{Si el mantenimiento de la unidad } i \\ & \text{no se inicia en la etapa } j. \end{cases}$$

El modelo está compuesto de las siguientes restricciones:

- Restricciones de exclusividad: cuando existen recursos limitados para el mantenimiento de las unidades, no se pueden permitir la salida de más de un determinado número de unidades.
- Restricciones de inmediatez o secuencia: Estas restricciones imponen intervalos entre la conclusión del mantenimiento de una unidad y la entrada en mantenimiento de otra unidad. Este tipo de restricciones son independientes de las condiciones de operación, estando exclusivamente relacionadas a los recursos disponibles para el mantenimiento.
- Restricciones de duración de un mantenimiento: Cada unidad debe permanecer en mantenimiento el tiempo necesario para la realización de este.
- Restricciones en la capacidad disponible para mantenimiento: Esta capacidad está estrictamente asociada con el nivelamiento de la reserva. Esta restricción, limita en cada período la potencia disponible para mantenimiento, tomando en cuenta la capacidad total instalada y las demandas máximas en cada etapa.

Algoritmo de solución: Se emplea un algoritmo de enumeración implícita, que aprovecha la estructura del modelo y es una modificación del algoritmo aditivo de Balas.

Modelo de Costos de Operación Termoeléctrica

Objetivo: El objetivo de este modelo, es construir una función de costo de operación termoeléctrica, teniendo como variables independientes las energías producidas por las centrales hidroeléctricas de los embalses de regulación, para cada etapa del horizonte de planificación.

Representación Matemática: El modelo realiza una colocación de las unidades en la curva Potencia - Energía, denominada curva parabólica, esta curva es obtenida por la integración acumulada de la curva cronológica de carga a partir de cero hasta una potencia cualquiera, figura 5.

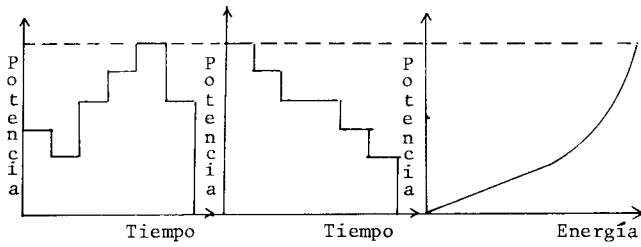


FIGURA 5

Esta curva tiene una representación no lineal, lo que determina que sea necesario linealizarla, figura 6, dando como resultado:

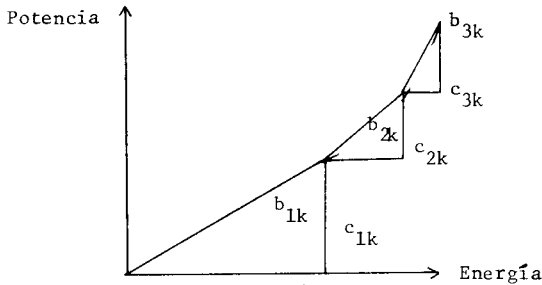


FIGURA 6

t segmentos lineales, que pueden considerarse como hipotenusas de triángulos rectangulares, cuya tangente está dada por b_{tk} y cuya potencia, asociada a un segmento i -ésimo, es c_{ik} , para la curva parabólica de la etapa k .

Dado que las funciones de densidad de probabilidades de las centrales eléctricas son conocidas para cada etapa k , (Previsión de Disponibilidades), la colocación de las centrales en la curva parabólica puede plantearse como un problema de programación matemática de la forma:

$$\text{Minimizar: } \sum_t \sum_i b_{itk} c_{itk} G_{itk} + \sum_t b_{tk} d_t D_{tk}$$

Sujeto a:

$$\sum_j H_{jtk} + \sum_i G_{itk} + D_{tk} = C_{tk} ; t = 1, \dots, T$$

$$\sum_t b_{tk} H_{jtk} \leq h_{jk} ; j = 1, \dots, J$$

$$G_{itk}, H_{jtk}, D_{tk} \geq 0 ; \forall i, j, t, k$$

Como se considera, en este problema, que las disponibilidades de las centrales hidro y termoeléctricas son estocásticas, se tienen las siguientes restricciones.

$$P(\sum_t H_{jtk} \leq \bar{H}_{jk}) \geq \alpha_j ; j = 1, \dots, J \quad (2)$$

$$P(\sum_t G_{itk} \leq \bar{G}_{ik}) \geq \alpha_i ; i = 1, \dots, I \quad (3)$$

Las restricciones (2), significan que la probabilidad de que $\sum_t H_{jtk}$ sea menor o igual a \bar{H}_{jk} debe ser por lo menos α_j . La cantidad $1 - \alpha_j$, representa el riesgo de la violación de la restricción. Estas restricciones se denominan restricciones de riesgo.

Las restricciones (2) y (3) implican en unas restricciones determinísticas equivalentes

$$\sum_t H_{jtk} \leq \bar{H}_{jk}^1 ; j = 1, \dots, J$$

$$\sum_t G_{itk} \leq \bar{G}_{ik}^1 ; i = 1, \dots, I$$

Donde los valores \bar{H}_{jk}^1 y \bar{G}_{ik}^1 , en el equivalente determinístico, son las cantidades tales que:

$$P(\bar{H}_{jk} \geq \bar{H}_{jk}^1) \geq \alpha_j ; j = 1, \dots, J$$

y

$$P(\bar{G}_{ik} \geq \bar{G}_{ik}^1) \geq \alpha_i ; i = 1, \dots, I$$

Los números \bar{H}_{jk}^1 y \bar{G}_{ik}^1 son los $(1 - \alpha_j)$ y $(1 - \alpha_i)$ factiles de las funciones de distribución de \bar{H}_{jk} y \bar{G}_{ik} respectivamente.

La siguiente notación ha sido usada:

G_{itk} es la potencia de la central termoeléctrica i , colocada en el triángulo t , de la curva parabólica en la etapa k .

D_{tk} es la potencia deficitaria del triángulo t ; de la curva parabólica en la etapa k .

\bar{G}_{ik} Es la disponibilidad máxima de potencia de la central termoeléctrica i , en la etapa k .

c_{ik} Es el costo medio variable de operación de la central termoeléctrica i , en la etapa k .

h_{jk} Es la disponibilidad de energía de la central hidroeléctrica j , en la etapa k .

Si se considera como parámetros las disponibilidades de energía h_{jk} de las centrales hidroeléctricas, los valores h_{jk} de la función objetivo óptima obtenida, determinan una función de costo θ_k , que nos da la representación de las centrales termoeléctricas.

Algoritmo de solución: Se considera como parámetros, en cada etapa, a las disponibilidades de energía de las centrales hidroeléctricas.

Para el primer conjunto de parámetros, en cada etapa, se encuentra una solución básica inicial del modelo de programación lineal y se resuelve el problema utilizando el algoritmo simplex primal revisado. Para el conjunto de parámetros siguientes se verifica si la base no ha cambiado, si no lo ha hecho, la nueva solución es únicamente la inversa de la base multiplicada por el nuevo vector de términos independientes, en el cual se han modificado los parámetros. Por otro lado, si debe modificarse la base, entonces se emplea el simplex dual para resolver el problema.

Modelo de Operación de Embalses a Largo Plazo

Objetivo: El objetivo básico que debe considerarse en la planificación a largo plazo, de un sistema hidro-termoeléctrico, es encontrar el compromiso entre una producción hidroeléctrica inmediata que produciría un ahorro, dado que la producción termoeléctrica sería menor; y los beneficios futuros debidos al almacenamiento de recursos hidráulicos. Para esto, debe considerarse que la afluencia hidrológica

a los embalses, es una variable aleatoria. Este objetivo, es también el del modelo de operación de embalses a largo plazo.

Representación Matemática: Considerando a las energías potenciales x_{jk} en el embalse j, en la etapa k, como variables de estado y las producciones energéticas h_{jk} , de las centrales hidroeléctricas j, en la etapa k, como variables de decisión, se puede modelar la planificación de las centrales hidroeléctricas como un proceso de decisiones secuenciales. Para esto, los valores de la función de densidad de probabilidades conjunta de las afluencias FDPC, deben ser convertidos a energía, mediante la función de productividad correspondiente a cada embalse.

Esta energía es igual al producto de la afluencia, por la productividad correspondiente a la energía potencial almacenada en el embalse. De esta manera si y_{jk} , es el valor de la energía afluyente al embalse x_{jk} , j, en la etapa k, la ecuación de transición de estado estará dada por:

$$x_{jk+1} = \begin{cases} \bar{x}_j & , \text{ si } , x_{jk} + y_{jk} - h_{jk} \geq \bar{x}_j \\ x_{jk} + y_{jk} - h_{jk} & , \text{ si } , \bar{x}_j < x_{jk} + y_{jk} - h_{jk} < \bar{x}_j \\ \underline{x}_j & , \text{ si } , x_{jk} + y_{jk} - h_{jk} \leq \underline{x}_j \end{cases} \quad (4)$$

Esta ecuación puede interpretarse de la siguiente manera, si $x_{jk} + y_{jk} - h_{jk}$, es mayor que la capacidad máxima de almacenamiento del embalse j, representada por \bar{x}_j , su almacenamiento será lógicamente \bar{x}_j y se producirá un vertimiento igual a $v_{jk} = x_{jk} + y_{jk} - h_{jk} - \bar{x}_j$.

De la misma manera si $x_{jk} + y_{jk} - h_{jk}$, es menor que \underline{x}_j , definida como la capacidad mínima de almacenamiento del embalse, se producirá un déficit de valor igual a $f_{jk} = \underline{x}_j - (x_{jk} + y_{jk} - h_{jk})$. En todos los otros casos el volumen $x_{j, k+1}$, será igual a $x_{jk} + y_{jk} - h_{jk}$.

A las producciones h_{jk} , de las centrales hidroeléctricas está asociado g_{jk} , un costo elemental, dado por la función $g_k(h_{1k}, h_{2k})$, que es el costo de operación de las centrales termoeléctricas que operan para satisfacer la demanda en la etapa k, y un costo de posibles déficit.

$$g_k = \hat{c}_1 f_{1k} + \hat{c}_2 f_{2k}$$

La operación de los embalses es simulada, determinando el almacenamiento óptimo, al final de cada etapa, en todo el horizonte de planificación. Este almacenamiento óptimo, varía como una función de los almacenamientos iniciales y de las afluencias hidrológicas para cada etapa.

En la formulación del modelo de Programación Dinámica Probabilística la siguiente terminología será usada:

$\bar{x}_k = (x_{1k}, x_{2k})$ Vector de energía almacenada para la etapa k; x_{jk} es el almacenamiento en el embalse j, al inicio de la etapa k; $k=1, \dots, K$, donde K es la última etapa en el horizonte de planificación.

$h_k = (h_{1k}, h_{2k})$ Vector de producciones hidroeléctricas, h_{jk} es la producción del embalse j, en la etapa k.

$y_k = (y_{1k}, y_{2k})$ Vector de afluencias para la etapa k, y_{jk} es la afluencia natural al embalse j, durante la etapa k.

$P(y_k)$ FDPC del vector de afluencias. Es obtenida asignando a cada realización del vector y_k una probabilidad igual a 1/series sintéticas utilizadas.

$g_k(x_k, h_k, y_k)$ Costo elemental para la etapa k.

$\bar{J}_k(x_k)$ Costo esperado calculado desde el comienzo de la etapa k, hasta el final del horizonte de planificación, evaluado en función de x_k .

La relación recursiva usada para todos los meses es

$$\bar{J}_k(x_k) = \min_{h_k} \{0_k(h_k) + g_k(y_k) [g_k(x_k, h_k, y_k) + \bar{J}_{k+1}(x_{k+1})]\}$$

Esta relación se calcula para cada vector de almacenamiento inicial x_k . El procedimiento trabaja de atrás hacia adelante, comenzando en la etapa final K.

Modelo de Planificación a Mediano Plazo

Objetivo: El objetivo de este modelo es calcular la producción eléctrica (potencia y energía), de las centrales hidroeléctricas y termoeléctricas de un sistema de energía eléctrica, para cada una de las etapas consideradas, en un horizonte de planificación a mediano plazo, de tal manera de minimizar los costos de operación termoeléctrica, cumpliendo, por un lado con las restricciones de disponibilidad de las centrales, y por otro lado, tomando en cuenta las afluencias hidrológicas determinísticas, a cada uno de los embalses de las centrales hidroeléctricas.

Representación Matemática: La producción h_{jk} , de la central hidroeléctrica j, en la k-esima etapa, es una función del agua turbinada u_{jk} , y de la altura del embalse, la cual es a su vez función del almacenamiento x_{jk} , por consiguiente

$$h_{jk} = f(x_{jk})u_{jk} = (a_{0j} + a_{1j}x_{jk} + a_{2j}x_{jk}^2)u_{jk} \quad (5)$$

donde a_{0j} , a_{1j} y a_{2j} son los coeficientes de un polinomio de segundo grado de la función f, denominada productividad.

Para cada etapa k, dado que la afluencia hidrológica al embalse j, es y_{jk} , la dinámica de los mismos puede ser descrita por la ecuación (4). El agua turbinada por otro lado está restringida por su límite inferior \underline{u}_j y su límite superior \bar{u}_j , para cada uno de los embalses j, o sea

$$\underline{u}_j \leq u_{jk} \leq \bar{u}_j \quad (6)$$

El objetivo será la minimización de los costos de operación $g_k(h_{1k}, h_{2k})$, (dado por el modelo de costos de operación), de las centrales termoeléctricas, así como los costos de vertimiento c_j y los

costos de racionamiento o déficit \hat{c}_j , de cada una de las centrales hidroeléctricas j . Además se incluye en la función objetivo una función de penalización, para lograr los niveles prefijados en el largo plazo en la etapa final K , esta función de penalización tiene la siguiente forma

$$\Gamma(x_{jK}) = \begin{cases} 100 (x_{jK} - \hat{x}_j)^2, & \text{si } x_{jK} < \hat{x}_j \\ 0, & \text{si } x_{jK} \geq \hat{x}_j \end{cases} \quad (7)$$

en esta expresión \hat{x}_j es el nivel final prefijado en la última etapa K .

De esta manera el modelo puede ser planteado como:

Minimizar:

$$\sum_{k=0}^K \theta_k (h_{1k}, h_{2k}) + \sum_{k=0}^K \sum_{j=1}^2 (c_{jvjk} + \hat{c}_{jfjk}) + \sum_{j=1}^2 \Gamma(x_{jK}).$$

sujeito a: (4), (5), (6).

El problema así definido, corresponde a un problema de decisiones secuenciales determinístico, que puede ser resuelto empleando Programación Dinámica Determinística. Su solución, nos dará los valores de las producciones de las centrales hidroeléctricas h_{jk} , en cada uno de los embalses y los valores de los vertimientos y déficit, si los hubiere, en cada etapa. Conocidos estos valores, es posible emplear el modelo de costos de operación termoeléctrica para encontrar las producciones, para todas las unidades del parque generador.

Coordinación entre el Largo y Mediano Plazo

Los resultados del modelo de Largo Plazo se presentan como un conjunto de matrices, con una matriz para cada etapa de la planificación. Cada elemento de la matriz en una etapa k cualquiera, da la siguiente información:

- La energía producida por cada una de las centrales hidroeléctricas.
- Costo esperado $\bar{J}_k(x_k)$, desde el comienzo de la etapa k , hasta el final del intervalo de planificación.

Dado que las afluencias son conocidas determinísticamente en el mediano plazo, utilizando las matrices producto del Largo Plazo, se puede conseguir, tomando en cuenta el nivel inicial adoptado para los embalses, la producción de las unidades hidroeléctricas con embalse de regulación y el nivel de los mismos, por tanto esto nos permite conocer el nivel de los embalses al final del horizonte de planificación a Mediano Plazo, que serán respetados por el Modelo respectivo mediante la ecuación de penalización (7).

Estudios Eléctricos del Sistema

El objetivo de esta actividad del SIPO es la verificación de la viabilidad eléctrica del programa de operación, para esto, fundamentalmente se precisan los siguientes análisis:

- Análisis del flujo de carga del sistema.
- Análisis de estabilidad del sistema.
- Análisis de la confiabilidad del sistema.

Si el programa es viable eléctricamente, el programa de operación está listo, si no lo es, deben hacerse las modificaciones que recomienden los análisis anteriores.

Estas recomendaciones van a ser implementadas en el modelo de costos de operación en forma de restricciones de operación.

CONCLUSIONES

La metodología que ha sido propuesta constituye un conjunto de procedimientos que permite elaborar el programa de operación de 1 mes hasta un año en el mediano plazo.

Los problemas matemáticos son resueltos por técnicas bien conocidas, (programación dinámica y programación lineal), que permiten tomar en cuenta la economía y la aleatoriedad de las afluencias naturales y las disponibilidades de las unidades de generación.

El programa finalmente es verificado desde el punto de vista eléctrico y de confiabilidad, lo que nos lleva al cumplimiento de los objetivos de la planificación operativa.

BIBLIOGRAFIA

- Hanscom M., A Operacao de Sistemas Hidrotérmicos de Grande Porte, Río de Janeiro, Nov. 1980.
- Campero H., Definición del Sistema Integrado de Planificación y de la Función de los Modelos y Programas Computacionales que lo componen, Informe Interno INECEL, Quito, Ene. 1979.
- Di Perna, et AL, Medium and Short Term Operation of Production Plants in Hydro-Thermal System, UNIDEDE Conference, Madrid, Oct. 1974.
- Cevallos N., Programación Operativa del Sistema Nacional Interconectado Ecuatoriano; Conferencia CENAFE, Calderón, Ene. 1984.
- Pereira B., Tópicos em Series Temporais: Métodos Automaticos de Previsao, COPPE, Río de Janeiro, Jun. 1980.
- Valarezo B., Gómez J., Proyección de Demandas, Informe Interno INECEL, Quito, Abr. 1983.
- Yevjevich V., Structural Analysis of Hydrologic Time Series, Hydrology Papers Colorado State University, Colorado, Nov. 1972.
- De Sousa R., Soluciones Otimas de Escalas de Manutencao de Geradores atravez de Programacao Linear Inteira, Tesis, Universidade Federal de Santa Catarina, 1981.
- Taha H., Integer Programming, Theory, Applications, and Computations, Academic Press, 1975.
- Fusco G., Vergelli L., Previsione di Produzione Mensile per un Parco Termico di Affidabilità Nota, PSCC V, Cambridge, Sep. 1975.
- Biggerstaff, Et AL, The Markov Process as a Means of Determining Generating-Unit State Probabilities for use in Spinning Reserve Applications, IEEE Trans, Vol PAS-88, N° 4, pp 423 - 430, April 1969.

12. Nina G., Documentación del Programa OLPCO. Informe Interno INECEL, 1983.
13. Dillon T.S., Et AL, Recent Developments in Modeling and Optimization of Large Hydro-Thermal Power Systems Including Stochastic Representation of Inflows, Loads, and Unit Availability, International Symposium on System Reliability for Power Engineering, Stockholm, Aug. 1978.
14. Wagner H., Principles of Operations Research, Prentice Hall Inc. 1975.
15. Nina G., Modelo Matemático PROBABILISTICO, Informe Interno INECEL, 1983.
16. Nina G., Documentación del Programa DINAMICA, Informe Interno INECEL, 1983.
17. Pronovost R., Boulva J., Long Range Operation Planning of a Hydro Thermal System Modeling and Optimizacion, Canadian Electrical Association Spring Meeting, March 1978. Toronto, Ontario.
18. Gilbeit K., Stochastic Weekly Reservoir System Optimization Model, Report WM 28-2-500-113, Tennessee Valley Authority, Norris, Tennessee, Dec. 1980.
19. Niklitschek V., Rodríguez C., Amado S., Alocacao de Usina na Curva de Carga, V Seminario Nacional de Producao e Transmissao de Energia Eléctrica, Recife Brasil, 1979.
20. Guerra W., Alocacao de Usinas na Curva de Carga-Energía, Tesis COPPE. Enero 1982.



NINA, GALO. Graduado de Ingeniero Eléctrico, especialización Potencia en Marzo de 1979 en la ES POL. Master en Ciencias en la U.F.R.J. Brasil en Ing. de Sistemas (Optimización). Desde Mayo de 1981 trabaja en el Dept. de Planificación Operativa de la DOSNI INECEL. Y en la Facultad de Post-Grado en Ing. Sistemas de la Politécnica del Ejército.