



NACIONES UNIDAS  
CONSEJO  
ECONOMICO  
Y SOCIAL



LIMITADO  
CCE/SC. 5/GRIE/V/5  
Agosto de 1978

ORIGINAL: ESPAÑOL

---

COMISION ECONOMICA PARA AMERICA LATINA  
COMITE DE COOPERACION ECONOMICA  
DEL ISTMO CENTROAMERICANO  
SUBCOMITE CENTROAMERICANO DE  
ELECTRIFICACION Y RECURSOS HIDRAULICOS  
Grupo Regional de Interconexión Eléctrica (GRIE)

Quinta reunión

MODIFICACIONES INTRODUCIDAS AL MODELO WASP PARA SU UTILIZACION  
EN EL PROYECTO REGIONAL DE INTERCONEXION  
ELECTRICA DEL ISTMO CENTROAMERICANO



INDICE

|   | <u>Página</u> |
|---|---------------|
| Presentación  | 1             |
| I. Antecedentes   | 3             |
| II. Modificaciones realizadas   | 5             |
| <br><u>Anexos</u>   |               |
| 1. El programa de computación WASP para planificación de expansión de sistemas eléctricos   | 11            |
| 2. Propositiones para las modificaciones al Modelo WASP (OIEA-CEPAL)  | 33            |
| 3. Distribución de la energía de centrales hidráulicas en base y punta  | 37            |
| 4. Cálculo de la generación esperada de las plantas termoeléctricas que operan conjuntamente con plantas hidráulicas mediante simulación probabilística | 53            |
| 5. Medición de la probabilidad de pérdida de carga  | 63            |
| 6. Valorización de la energía no servida  | 65            |

CONFIDENTIAL

The following information is being furnished to you for your information only. It is not to be disseminated outside your agency without the express approval of the source from whom it was obtained. The information is being furnished to you for your information only. It is not to be disseminated outside your agency without the express approval of the source from whom it was obtained.

The following information is being furnished to you for your information only. It is not to be disseminated outside your agency without the express approval of the source from whom it was obtained. The information is being furnished to you for your information only. It is not to be disseminated outside your agency without the express approval of the source from whom it was obtained.

The following information is being furnished to you for your information only. It is not to be disseminated outside your agency without the express approval of the source from whom it was obtained. The information is being furnished to you for your information only. It is not to be disseminated outside your agency without the express approval of the source from whom it was obtained.

## PRESENTACION

La realización del Proyecto Regional de Interconexión Eléctrica del Istmo Centroamericano requirió, como tarea previa, la investigación de los diferentes sistemas de planificación del sector eléctrico actualmente en uso, llegándose a definir una metodología que utiliza, fundamentalmente: un modelo de optimización mediante programación lineal, para análisis de la expansión por períodos de varios años y un modelo de simulación y optimización dinámica, denominado WASP, que trabaja con mayor detalle y que será utilizado para afinar los resultados del primero.

Sin embargo, a fin de que el Modelo WASP represente en forma fiel los sistemas en los que tiene participación importante la hidroelectricidad, fue necesario introducirle importantes modificaciones, tarea cumplida en conjunto por el Organismo Internacional de Energía Atómica (OIEA) y la CEPAL. Las modificaciones mencionadas levantan algunas de las limitaciones del modelo y lo transforman en una herramienta de gran utilidad para el análisis de planes de expansión en sistemas hidrotérmicos.

El presente informe describe, a grandes rasgos, los alcances de las modificaciones introducidas al Modelo WASP, las que, además de cumplir los fines específicos del proyecto, constituye a nuestro juicio un aporte a los estudios metodológicos de planeación del sector eléctrico.

El informe y los anexos 2 y 3 fueron preparados por Hernán García y Esteban Skoknić (CEPAL); el anexo 1 está tomado de un documento oficial de la OIEA, los anexos 4 y 6 fueron preparados por Alvaro Covarrubias (OIEA) y Esteban Skoknić (CEPAL) y el anexo 5 por Esteban Skoknić, Hernán García y Alvaro Covarrubias.

The first part of the report deals with the general situation in the country. It is noted that the economy is still in a state of depression, and that the government has not yet succeeded in restoring confidence among the people. The report then discusses the various measures that have been taken by the government to deal with the economic crisis, and the results of these measures. It is concluded that the government has not yet succeeded in restoring confidence among the people, and that the economy is still in a state of depression.

## I. ANTECEDENTES

La subsede en México de la Comisión Económica para América Latina está realizando un estudio destinado a evaluar los beneficios que podrían obtener los países del Istmo Centroamericano al interconectar sus sistemas eléctricos, denominado Proyecto Regional de Interconexión Eléctrica del Istmo Centroamericano (PRICA).

Una de las primeras actividades del Proyecto fue efectuar una investigación destinada a definir la metodología que se utilizaría para estimar los beneficios de la interconexión. Dada la complejidad del problema que se desea abordar, se hizo evidente que ella debería incluir el uso de modelos matemáticos. La idea de preparar modelos especialmente adecuados al caso se desechó por el largo tiempo que ello demandaría y se decidió recurrir en cambio a modelos ya existentes.

Se decidió aplicar al PRICA las conclusiones del estudio metodológico efectuado<sup>1/</sup> de forma que los pasos a seguir son los siguientes:

- a) Se hará un estudio de programación a largo plazo destinado a definir las instalaciones de generación para cada uno de los países y para diferentes alternativas de un sistema interconectado mediante un Modelo de Programación Lineal que se ha denominado Modelo Global de Selección de Inversiones (MGI). Se obtendrán soluciones cubriendo períodos de 3 a 5 años;
- b) La definición precisa de la fecha de puesta en servicio de las plantas, así como la simulación de la operación de los sistemas se hará mediante la utilización del Modelo WASP, que ha sido cedido para el caso por el Organismo Internacional de Energía Atómica (OIEA);
- c) Se preparará un modelo de análisis de las transferencias de energía (TRANSF) para la evaluación de los beneficios de la interconexión.

La simulación de la operación de los sistemas requiere sin embargo la consideración de algunos factores que actualmente el Modelo WASP no toma en cuenta, motivo por el cual la CEPAL planteó al OIEA la posibilidad de realizar ciertas modificaciones en dicho modelo que permitieran su mejor adaptación al caso en estudio.

1/ Véase CEPAL, Análisis comparativo de metodologías SIPSE, WASP, MGI para su aplicación en el Istmo Centroamericano (CCE/SC.5/GRIE/IV/4).

Para los fines anteriores se estableció una comisión ad-hoc OIEA-CEPAL integrada por los siguientes especialistas de ambas organizaciones: Alvaro Covarrubias, Pablo Molina, Peter Heinrich por el OIEA y Hernán García y Esteban Skoknić por la CEPAL.

Las reuniones de trabajo se realizaron en la sede del OIEA en Viena entre los días 24 de mayo y 30 de junio de 1978.



## II. MODIFICACIONES REALIZADAS

El Modelo WASP<sup>2/</sup> en su versión más actualizada (WASP-II-76-2), ha sido implementado por la CEPAL en el computador IBM-370 del Instituto Mexicano del Seguro Social y en el computador PDP-10 del Centro Nuclear de México.

Las modificaciones recomendadas<sup>3/</sup> para su utilización en el PRICA fueron las siguientes:

1. Mejorar la representación de las plantas hidroeléctricas mediante la introducción de las características de generación de cada planta para diferentes condiciones hidrológicas.
2. Mejorar la representación de la operación del sistema en lo que respecta a la colocación de las plantas hidroeléctricas en la curva de carga.
3. Ampliar la salida del modelo para obtener detalladamente la generación de las plantas hidroeléctricas individuales para diferentes condiciones hidrológicas en cada período estudiado.
4. Introducir cambios en los criterios de seguridad de abastecimiento --el criterio actual es el de probabilidad de pérdida de carga, LOLP, adecuado para sistemas predominantemente térmicos-- con el fin de evitar que ciertas soluciones tengan fallas en energía para el caso de hidrología seca, lo cual puede suceder en sistemas con alto componente de energía hidroeléctrica.

En base a las proposiciones anteriores y teniendo en consideración las limitaciones de tiempo del personal de ambas instituciones, se abordaron las siguientes modificaciones:

- i) La potencia disponible y la energía generable de las centrales hidroeléctricas se entregan al programa para cada planta, período y condición hidrológica. Esto reemplaza el sistema de coeficientes usado anteriormente con lo cual se mejora la representación de las centrales hidroeléctricas;

<sup>2/</sup> Véase el Anexo 1.

<sup>3/</sup> Véase el Anexo 2.

ii) Se preparó una subrutina que calcula, en función de las características de la central, los aportes y las exigencias de generación mínima en base (por riego, navegación, etc.) la potencia y energía que ella genera en base y en punta. Esta subrutina se incorporó a los módulos FIXSYS y VARSYS y además se preparó un programa que permite hacer uso de ella en forma independiente. En el Anexo 3 se describe detalladamente esta subrutina;

iii) Se modificaron las salidas de los módulos FIXSYS, VARSYS y MERSIM. En los dos primeros aparecerá la contribución de cada planta individual a las dos plantas hidroeléctricas compuestas (véase el punto iv) y en el MERSIM se detallará la operación de estas últimas en el sistema (colocación en la curva de carga, energía vertida, etc.);

iv) Se han ampliado a dos las categorías de plantas hidroeléctricas con lo cual se mejora por una parte la representación de la operación, y por otra las alternativas de expansión de las plantas hidroeléctricas, cada una de estas categorías queda representada para los efectos de simulación por una planta compuesta por la suma de los proyectos individuales.

Estas dos categorías se tratan en igual forma actualmente, pero se han definido como a) de gran regulación y b) de pequeña regulación, previendo agregarse posteriormente una subrutina que realice una optimización de la operación de la planta compuesta de gran regulación con un embalse equivalente;

v) Se ha eliminado el tratamiento de plantas de bombeo y plantas hidroeléctricas de emergencia en el modelo, con el objeto de mantener el programa dentro de un tamaño razonable al introducir una nueva categoría de plantas hidráulicas;

vi) Se ha desarrollado un procedimiento de cálculo de la simulación probabilística a fin de colocar en la curva de duración los dos tipos de plantas hidroeléctricas separadamente. En el Anexo 4 se describe el tratamiento de las plantas hidroeléctricas en la simulación probabilística;

vii) Se ha modificado la forma de calcular la probabilidad de pérdida de carga en MERSIM para tomar en cuenta aquellos casos de falla por falta de energía hidroeléctrica. Se desarrolló una subrutina para este nuevo procedimiento de cálculo. (Véase el Anexo 5.)

/viii) Se estableció

viii) Se estableció el costo de falla como nueva variable en la función objetivo. (Véase el Anexo 6.) De este modo el usuario podrá elegir entre las siguientes opciones para la definición del programa óptimo de instalaciones:

- a) Máxima probabilidad de pérdida de carga aceptada
- b) Mínima reserva en potencia
- c) Costo de falla incorporado en la función objetivo

El criterio de exigir abastecimiento sin restricciones con una probabilidad hidrológica determinada se puede obtener empleando un costo de falla suficientemente elevado;

ix) Se ha introducido una serie de modificaciones menores que no se detallan en este informe como son: mejorar presentación de resultados, cálculo del orden económico de carga de las centrales térmicas, definición de la hidrología para la cual se calcula el período crítico, etc.

Con objeto de probar las modificaciones realizadas se elaboraron dos casos de prueba:

1. Un sistema con características tales que puede ser resuelto por la versión WASP-II. Este caso permite probar el funcionamiento general de la nueva versión.

2. Un sistema con dos plantas hidroeléctricas y diferentes características de generación y que fue resuelto manualmente para probar el funcionamiento de las modificaciones en MERSIM (simulación probabilística y cálculo de la probabilidad de pérdida de carga).



ANEXOS

/Anexo 1

1944

...

...

...

...

...

...

...

...

...

...

...

...

Anexo 1

EL PROGRAMA DE COMPUTACION WASP PARA PLANIFICACION DE EXPANSION  
DE SISTEMAS ELECTRICOS 1/

División de Potencia y Reactores Nucleares  
Organismo Internacional de Energía Atómica  
Viena

1. Introducción

El "Wien Automatic System Planning Package (WASP)" consiste de un grupo de seis módulos o programas de computación interrelacionados, desarrollados para acometer las necesidades del "Market Survey for Nuclear Power in Developing Countries" del OIEA. Basado en la experiencia de su uso en el Market Survey, se han realizado algunas mejoras en el Programa y otras están en proceso de implementación. El programa mejorado estará a disposición no solo para futuros Market Surveys, sino también para estudios de planificación de potencia nuclear a ser realizados individualmente por parte de los Estados Miembros del OIEA. Tales estudios pueden ser llevados a cabo por el Organismo o, por convenio especial, los programas en sí pueden ser entregados a los Estados Miembros que posean la necesaria capacidad analítica y de computación.

El WASP está diseñado para encontrar la política de expansión de generación económicamente óptima para un sistema eléctrico dentro de restricciones especificadas por el usuario. Fue desarrollado por el señor R. Taber Jenkins, del Tennessee Valley Authority (T.V.A) de los Estados Unidos de América, y es una versión de la segunda generación del Programa "Systems Analysis Generation Expansion (S.A.G.E)" desarrollado por y para el TVA. Utiliza estimación probabilística de confiabilidad y de costos de producción y optimización por el método de programación dinámica. La estructura

1/ Apéndice A del "IAEA Nuclear Power Planning Study Manual" traducción de IAEA, versión preliminar.

modular del WASP permite al usuario observar resultados intermedios, de manera tal que se puedan corregir los errores en los datos de entrada antes de que grandes cantidades de tiempo de computación se gasten en simular y optimizar con datos erróneos. También permite el uso de un computador relativamente pequeño, como lo es el IBM 370/145 del OIEA, ya que el máximo espacio de memoria requerido por cualquiera de los módulos es 128-148 k-bytes (1024-1184 k-bites) usando el sistema OS/VSl.

Dentro de esta limitación de memoria el WASP puede considerar hasta:

a) 100 plantas de múltiples unidades, cada una, en el sistema existente; la hidroelectricidad normal, la hidroelectricidad de emergencia y las plantas de bombeo, son tratadas cada una como una sola planta combinada. Sin embargo, este límite de 100 debe reducirse en un número igual al de plantas candidatas de expansión. (Véase el punto b).)

b) 20 tipos de plantas candidatas de expansión, con hidroelectricidad (normal y de emergencia, si existen) tratada como una sola planta tipo que puede consistir de hasta 20 proyectos candidatos en orden de prioridad, y con bombeo (si existe) también tratado como una sola planta tipo, con hasta 20 proyectos candidatos en orden de prioridad.

c) 30 años en el período de estudio.

d) 200 alternativas de configuración del sistema en cualquier año, con un límite de 2 000 configuraciones en el período de estudio.

El WASP usa archivos en discos magnéticos para guardar información de iteración a iteración, evitando de esta manera el desperdicio de tiempo de computación al repetir cálculos efectuados previamente. Los requerimientos de tiempo de computación dependen de la complejidad del sistema que se simule, del número de condiciones hidrológicas consideradas, del número de períodos en que se divida el año, del número total de configuraciones, y de la precisión deseada en la simulación. Para los 14 países del Market Survey, usando una condición hidrológica, cuatro períodos por año y 20-24 años, los requerimientos de tiempo del WASP en el computador del OIEA variaron de 15 hasta 60 segundos por configuración, o sea, entre 6 y 25 minutos para un plan fijo de expansión con una sola configuración por año, o tanto como



de 8 a 30 horas (total de una serie de corridas cortas) para un estudio con programación dinámica con 2 000 configuraciones en total. El uso de computadores más grandes y/o más rápidos podría reducir los requerimientos de tiempo en un factor de 10 o más.

Este apéndice describe el código WASP II tal como estaba disponible para el usuario en noviembre de 1974.

## 2. Descripción de los módulos del WASP

La figura 1 muestra un diagrama de flujo esquemático condensado de los seis módulos del WASP. La numeración de los Módulos 1, 2 y 3 es arbitraria, ya que son independientes unos de otros; sin embargo, los Módulos 4, 5 y 6 deben ser ejecutados en ese orden después de la ejecución de los tres primeros módulos.

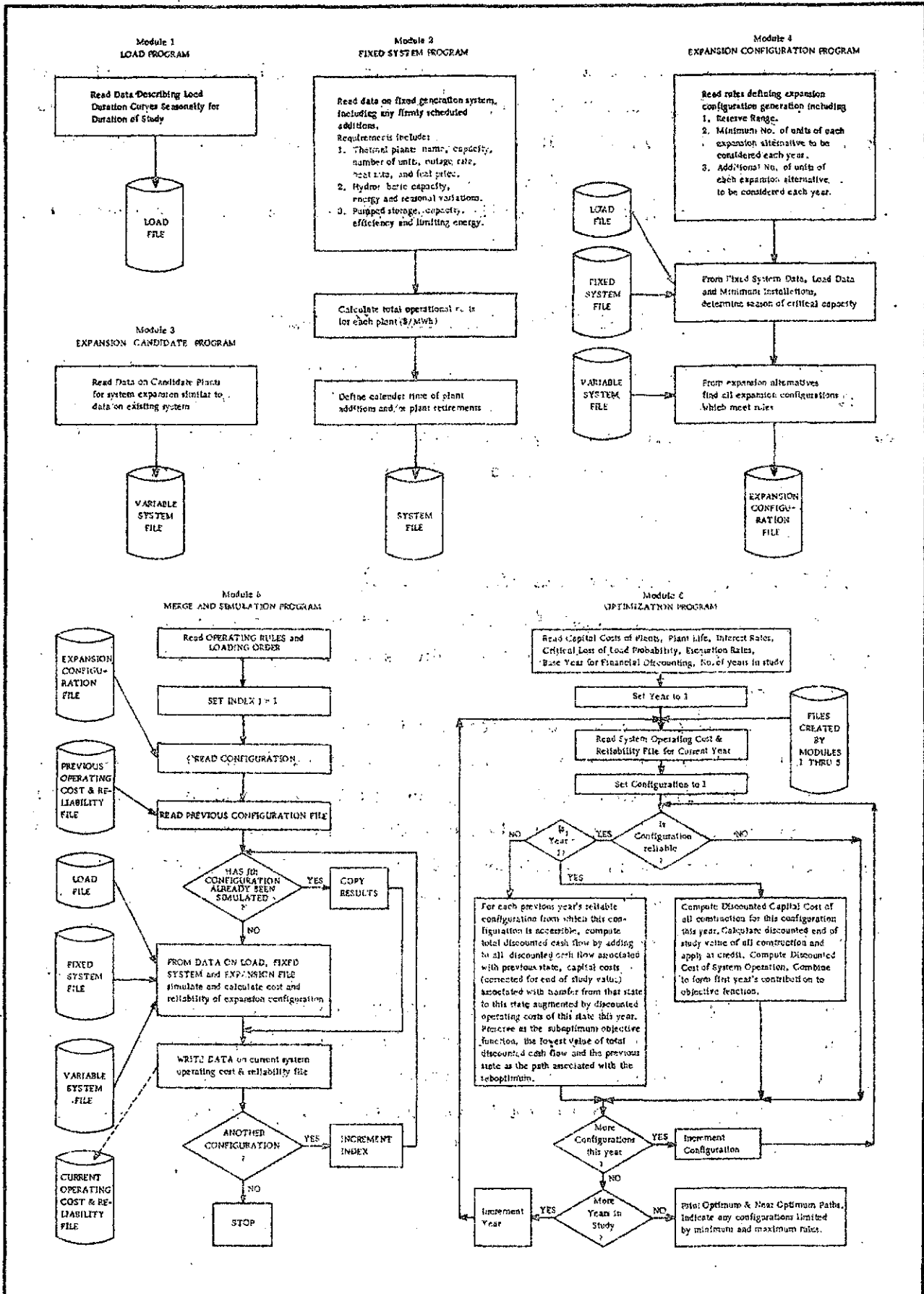
### a) Módulo de Descripción de la Carga (LOADSY)

El programa de descripción de la carga crea un archivo de datos el cual es usado posteriormente por los Módulos 4, 5 y 6. Los datos de entrada requeridos son:

- i) El número de períodos por año (1 a 12);
- ii) La demanda pico anual (en MW) y la relación de la demanda pico del período con respecto a la demanda pico anual, para cada año del estudio;
- iii) La forma de la curva de duración de la carga para cada período del estudio expresada como coeficiente de un polinomio de quinto orden;
- iv) El número de términos cosenos a ser usados en la aproximación por la serie de Fourier.

Para su uso en los Módulos WASP 4 y 5, los ejes de las curvas de duración de carga periódicas se invierten y se representan por una serie de Fourier de hasta 100 términos. El tiempo de computación, especialmente en el Módulo 5, aumenta con el número de términos aunque la precisión también aumenta; por lo tanto esto indica la necesidad de un compromiso entre los dos.

WASP PROGRAM FLOW SHEET



b) Módulo de Descripción del Sistema Fijo (FIXSYS)

El programa de descripción del sistema fijo crea un archivo de datos, el cual es usado posteriormente por los Módulos 4 a 6. Los datos de entrada requeridos son:

a) El primer año del estudio y el número de períodos. Esto es una repetición de los datos de entrada al Módulo 1, la cual es necesaria ya que los Módulos 1, 2 y 3 son independientes.

b) Para cada planta térmica (cada agrupamiento de una o más unidades idénticas): el número de unidades, sus niveles de operación mínimo y máximo (MW), su tasa térmica a nivel mínimo y su tasa térmica incremental promedio entre los niveles mínimo y máximo, los costos de combustibles nacionales y extranjeros, la tasa de salida forzada, los requerimientos de tiempo anuales para mantenimiento programado, los costos de operación y mantenimiento fijos y variables (excluyendo combustible) por unidad y el tipo de la planta. El programa acepta hasta 5 tipos diferentes de plantas térmicas (nucleares, a petróleo, turbinas a gas, plantas a carbón y a lignita). Adicionalmente, una designación de "clase de mantenimiento" es especificada (discutida en la sección e ). Para adiciones o retiros de unidades a las plantas térmicas, deben especificarse el año y el número de unidades.

c) Para el sistema combinado de hidroelectricidad normal existente: niveles de operación mínimos y máximos, energía anual disponible y factores que permitan el cálculo de los valores correspondientes para cada período del año, y costos de operación y mantenimiento fijos y variables por unidad. Para cualquier proyecto hidroeléctrico decidido a añadirse al sistema se requieren: los niveles mínimo y máximo de operación y la energía anual, más los factores necesarios para el cálculo de los valores correspondientes a cada período del año. Estos proyectos se añadirán a la planta hidroeléctrica combinada en el año especificado. Los retiros pueden manejarse añadiendo capacidades y energías negativas. De uno a cinco conjuntos de datos hidrológicos pueden ser suministrados, junto con la probabilidad asociada a cada uno.

/d) Para el

d) Para el sistema hidroeléctrico de emergencia combinada (capacidad hidroeléctrica no usada normalmente pero que es disponible para cubrir salidas forzadas): las capacidades anuales y los factores necesarios para el cálculo de las capacidades en los períodos, las tasas térmicas hipotéticas y los costos de combustibles hipotéticos (nacionales y extranjeros) por unidad, y los costos de operación y mantenimiento fijos y variables (excluyendo combustible). La tasa térmica y los costos de combustible no tienen ningún significado físico, pero se usan para asignar un costo de penalización a la energía "prestada por" el sistema hidroeléctrico normal y la cual debe ser "pagada" más tarde por plantas térmicas. Para adiciones (o retiros) decididos: el año de la adición, la capacidad anual añadida y los factores de capacidad de los períodos. De una a cinco condiciones hidrológicas pueden utilizarse para hidroelectricidad de emergencia.

e) Para el sistema de rebombeo combinado: la capacidad de generación, la carga eléctrica impuesta por las bombas, la máxima generación de energía factible por período, y los costos de operación fijos y variables (excluyendo combustible). Para adiciones (o retiros) decididos se requieren el año de la adición, la capacidad de generación, la carga del bombeo y la eficiencia del bombeo.

Para las plantas hidroeléctricas y de rebombeo se asumen tasas de salida forzada y tiempos de mantenimiento programado iguales a cero. Las salidas forzadas y por mantenimiento pueden tomarse en cuenta usando capacidades promedio efectivas en lugar de la capacidad nominal total. Aquellos tipos de plantas que no estén firmemente aprobados pero que se deseen incluir en el plan de expansión, sean o no parte del plan económico óptimo, pueden tratarse como adiciones al sistema fijo. Los costos de combustible y de operación de las plantas en el sistema fijo se incluyen en la Función Objetivo (Objective Function) (el criterio económico por el cual los planes de expansión son juzgados en el Módulo 6). El costo total de operación de las plantas en el sistema fijo depende normalmente del tipo de plantas añadidas en el sistema variable (véase la sección c), y por lo tanto influencia la escogencia del plan óptimo de expansión.

c) Módulo del Sistema Variable (VARSYS)

El programa del sistema variable crea un archivo de datos describiendo las plantas candidatas de expansión, o sea, aquellos tipos de unidades a considerarse como candidatas para expandir el sistema en el período de estudio. Pueden haber hasta 20 tipos de candidatas, con hidroelectricidad (normal y de emergencia juntas) contada como una si se considera, y contando el rebombeo como una si se considera. Dentro de la categoría de hidroelectricidad pueden ser considerados hasta 20 proyectos en orden; el usuario ordena los proyectos en base a lo que él considera ser el orden de mérito económico y el Módulo 6 seleccionará bien sea ninguno, o el primer proyecto, o los dos primeros proyectos, o los primeros tres, etc. Esto quiere decir que el programa no escoge entre proyectos hidroeléctricos individuales, sino sólo entre grupos ordenados de proyectos hidroeléctricos y los alternativos no hidroeléctricos. En la misma forma, pueden incluirse hasta 20 proyectos dentro de la categoría de rebombeo.

Los datos de entrada requeridos son:

- a) El número de períodos al año.
- b) Para cada tipo de planta térmica, la misma información requerida en el sistema fijo, excepto que el número de unidades no se especifica.
- c) Para cada proyecto hidroeléctrico (que puede incluir bien sea capacidad hidroeléctrica normal o de emergencia, o ambas), la misma información requerida en el sistema fijo excepto que los costos de operación fijos y variables de las unidades se asumen ser los mismos que en el sistema fijo. Adicionalmente, debe especificarse el primer año en que el proyecto puede ser añadido. En los Módulos 4 al 6 son tratadas todas las combinaciones permisibles de hidroelectricidad del sistema variable y el sistema fijo.
- d) Para cada proyecto de rebombeo, la misma información requerida en el sistema fijo, excepto que los costos de O y M fijos y variables para las unidades se asumen los mismos que los del sistema fijo. En los Módulos 4 al 6 todas las combinaciones permisibles de rebombeo del sistema fijo y variable son tratadas, una a la vez, como un solo sistema de rebombeo.

/d) Módulo

**d) Módulo Generador de Configuraciones de Expansión (CONGEN)**

El Módulo 4 crea un archivo de datos, usado por los Módulos 5 y 6, describiendo año a año las configuraciones alternativas del sistema a ser evaluadas. Los datos de entrada requeridos para cada año del estudio son:

a) Los valores aceptables mínimos y máximos del margen de reserva, expresados como un porcentaje de la demanda pico (MW) durante el período "crítico" (definido como el período con el mayor valor resultante de la ecuación: demanda pico menos capacidad hidroeléctrica normal más capacidad hidroeléctrica de emergencia, considerando las plantas del sistema fijo más las del sistema variable requeridas). (Véase el punto b).)

b) El número mínimo de unidades (o proyectos, en el caso de hidroelectricidad o bombeo) requeridas a ser instaladas de cada tipo de planta del sistema variable.

c) El número máximo de unidades (o proyectos) de cada tipo de plantas del sistema variable permitidas para instalación, en adición al número mínimo requerido mencionado anteriormente.

d) El valor máximo permisible de probabilidad de pérdida de carga (LOLP), si éste ha de ser calculado en el Módulo 4.

El programa generador de configuraciones de expansión define todos los posibles estados del sistema de generación expandido dentro de las restricciones impuestas por el usuario; es decir, que define todos los valores permisibles de las variables independientes. Así, una configuración puede ser descrita como un conjunto de números enteros, uno para cada tipo de planta descrita en el sistema variable; cada número representa el número de unidades (o proyectos) del tipo de planta correspondiente en el sistema. Adicionalmente de satisfacer las restricciones impuestas por el usuario, una configuración aceptable en un año dado, debe ser accesible desde por lo menos una de las configuraciones aceptadas para el año anterior.

Las restricciones que impone el usuario sirven para limitar las configuraciones alternativas en los Módulos 5 y 6 a aquellas que el usuario cree sean las económicamente más atractivas y a un número razonable desde el punto de vista de computación. Esto puede ahorrar cantidades considerables de tiempo de computación, no sólo en los Módulos 5 y 6, sino en el mismo

Módulo 4, ya que restricciones demasiado holgadas pueden conducir a tantas configuraciones alternativas que el tiempo de computador necesario para generarlas resulte excesivo. Por ejemplo, con 10 tipos alternativos de plantas, permitiendo tener de 0 a 6 unidades (o proyectos) de cada una en un año dado, el número total de posibles configuraciones para ese año sería de  $2.8 \times 10^8$ . Aun en el caso de que sólo se permitiesen 4 tipos de candidatas de expansión, con posibilidad de tener de 0 a 4 unidades (o proyectos), el número total de configuraciones sería de 625, el cual es más de tres veces el máximo número de configuraciones permitidas por año en el Módulo 6. Sin embargo, imponiendo restricciones en los límites de los márgenes de reserva, en este caso particular, se pueda reducir el número de configuraciones aceptables a menos del límite de 200. Por ejemplo, si se escogiesen los límites de los márgenes de reserva de manera que no menos de dos unidades en total satisfagan el límite inferior y no más de cuatro unidades en total el límite superior del margen de reserva, sólo habrían 52 configuraciones aceptables para el año (o menos, si algunas de ellas no son accesibles desde el año anterior).

Si se desea, la probabilidad de pérdida de carga (en este caso sin previsión por salidas forzadas) puede ser calculada en el Módulo 4 y utilizada como criterio de aceptabilidad de las configuraciones. Ello permite ahorrar cantidades considerables de tiempo de computación en los Módulos 5 y 6.

Resulta recomendable correr el Módulo 4 y que su listado de salida del computador sea examinado, antes de ejecutar los sub-secuentes módulos. De esta forma, el usuario puede estar seguro de que por lo menos una configuración aceptable existe para cada año (de otra manera no habría solución al problema de expansión), y que el número total de configuraciones aceptables no llevará a requerimientos irrazonables de tiempo de computación en el Módulo 5 (el módulo que consume más tiempo) y el Módulo 6. Se recomienda también, que los Módulos 4, 5 y 6 sean corridos iterativamente comenzando con una banda de restricciones relativamente ajustada, dentro de la cual el usuario cree que reside la solución óptima, y gradualmente ir modificando las restricciones en la dirección indicada por los listados de salida de los Módulos 5 y 6, como se discute posteriormente.

e) Módulo de Simulación Probabilística (MERSIM)

El programa de simulación considera todas las configuraciones generadas por la corrida más reciente del Módulo 4 y, para cada configuración no simulada previamente, simula la operación del sistema para cada período en el año y para cada condición hidrológica y forma el nuevo archivo de simulación que usará el Módulo 6 combinando los resultados de simulaciones previas del viejo archivo con los resultados de las nuevas. Los datos de entrada requeridos son:

a) El orden de carga de las plantas térmicas y de rebombeo. Como se explica posteriormente, la capacidad de las plantas recibe un tratamiento separado en dos bloques. La hidroelectricidad normal y de emergencia se manejan automáticamente.

b) Un factor ponderante de la tasa de cambio de la moneda extranjera (si se omite, el defecto es 1.0), el cual es usado en el Módulo 5 sólo para el cálculo de la operación económica del rebombeo.

c) El año base para el cálculo de la escalación y los factores individuales de escalación para los costos de O y M nacionales y extranjeros para cada uno de los ocho tipos de combustibles. Esto permite tomar en cuenta el efecto de cualquier cambio en los precios de los combustibles sobre la operación del rebombeo.

Las plantas térmicas y la planta hidroeléctrica (normal) combinada son tratadas como si tuvieran dos bloques de capacidad: un bloque de base representando la capacidad mínima de operación especificada en la descripción de los sistemas fijo y variable, y un bloque de pico representando la diferencia de capacidad entre los niveles de operación mínimo y máximo. Las plantas térmicas pueden ser tratadas como un solo bloque de capacidad; la planta hidroeléctrica de emergencia y la planta de rebombeo combinado son tratadas cada una como un solo bloque de capacidad. El bloque de capacidad de base de la planta hidroeléctrica normal se encuentra siempre en el primer lugar en el orden de carga y la capacidad restante es localizada por el programa en un lugar apropiado en el orden de carga, consistente con la energía disponible. La planta hidroeléctrica de emergencia es colocada de última en el orden de carga. La posición del rebombeo se especifica generalmente cerca de la última posición. Otra manera de trabajo

/es que



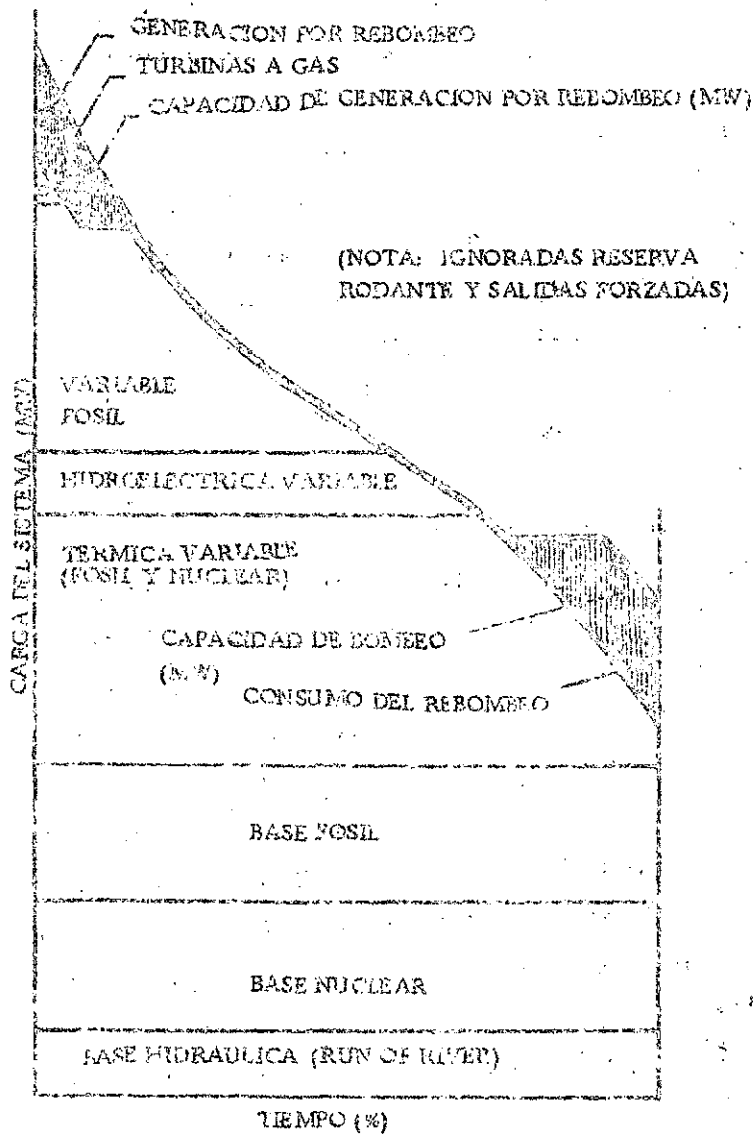
es que las plantas térmicas pueden ser cargadas en cualquier orden especificado por el usuario, con la única restricción de que, para una planta dada, el bloque de capacidad de base debe ser cargado antes que el bloque de capacidad de pico. Un bloque de capacidad de base no es necesariamente cargado como "base", ya que la posición de la planta en el orden de carga puede ser demasiado hacia la punta (alta en la curva) como para permitirlo; y un bloque "pico" de una planta puede ser cargado como base, si su posición en el orden de carga es suficientemente baja.

La figura 2 indica una ubicación ideal de varios tipos de plantas bajo la curva de duración de carga. A la planta de rebombero se le asigna una carga por lo menos igual a aquella correspondiente a su posición en el orden de carga, y en caso de resultar económica, se le asignará una carga mayor, dentro de las limitaciones de energía especificadas por el usuario (para reflejar limitaciones de embalse). La figura 2 ilustra cómo la generación por rebombero contribuye al pico de la curva de duración de carga y cómo la carga del rebombero es añadida en un punto más bajo.

En el Módulo 5 se usa un método heurístico para desarrollar una distribución razonable del mantenimiento entre los períodos del año. Queriendo decir por "razonable" que el mantenimiento de las unidades más grandes se hará en el período que tenga el mayor "espacio para mantenimiento", siendo éste la diferencia entre la capacidad instalada y el pico de la carga. De acuerdo al tamaño, el mantenimiento de las unidades térmicas se divide en hasta 7 clases, y la programación es efectuada, primero para las unidades más grandes, comenzando con el período de mayor espacio para mantenimiento. Habiendo decidido en cual período se realizará el mantenimiento de una unidad particular, se asume que el mantenimiento está distribuido aleatoriamente en dicho período y, por lo tanto, puede ser combinado con las tasas de salida forzadas para estimar los factores de capacidad de planta y la probabilidad de pérdida de carga (LOLP) del sistema. Es decir, que el LOLP calculado en el Módulo 5 incluye los efectos de salidas programadas mientras que el LOLP del Módulo 4 no los incluye. Los LOLP de los períodos son promediados para obtener el LOLP anual. Este método de manipular el mantenimiento es, por supuesto, sólo una aproximación pero se cree que representa un balance razonable entre la precisión y el tiempo de computación requeridos

FIGURA 2

UBICACION IDEALIZADA DE LOS VARIOS TIPOS DE PLANTAS BAJO  
LA CURVA DE DURACION DE LA DEMANDA



/para estudios

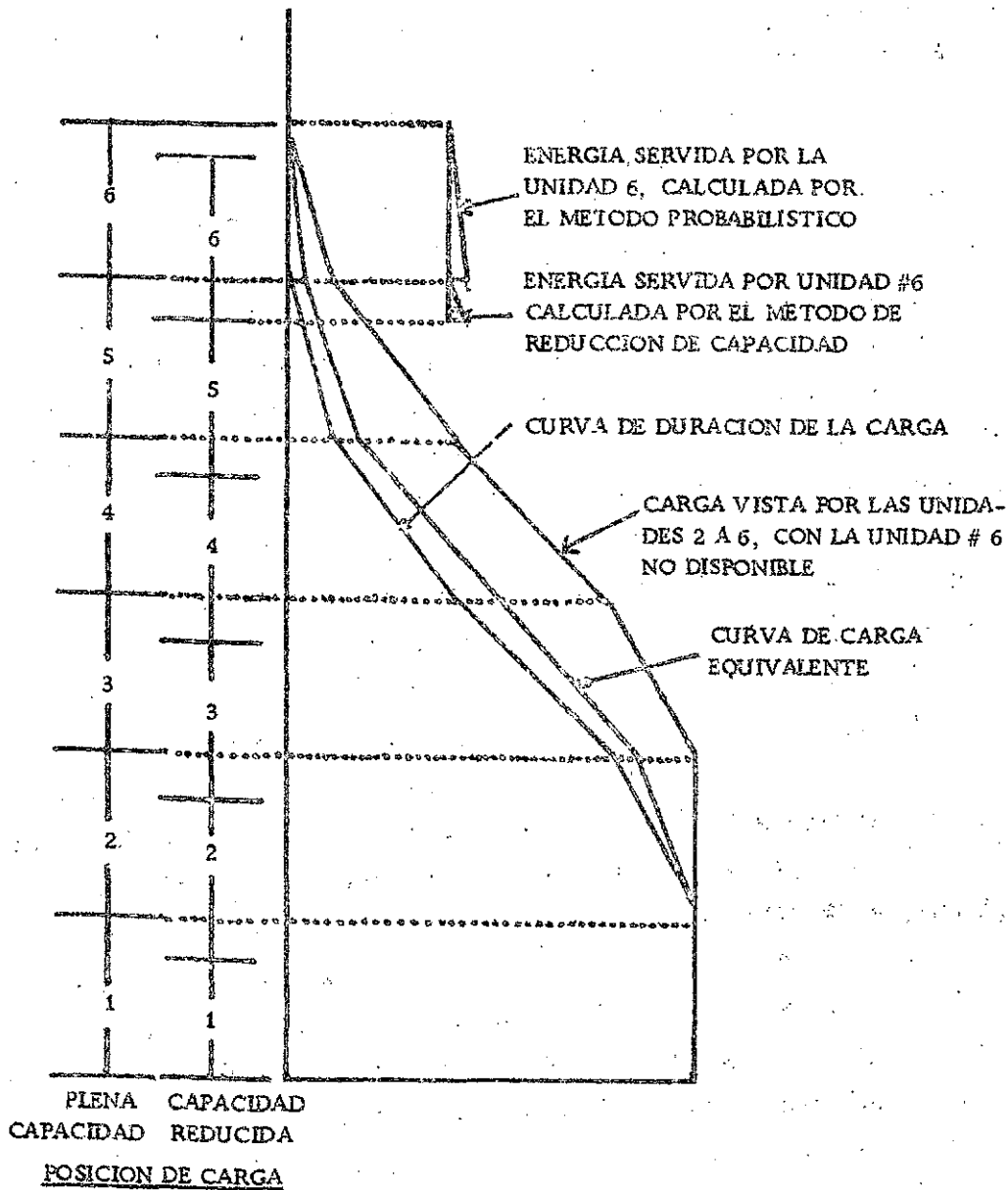
para estudios de expansión a largo plazo. Los cálculos del Módulo 5 se cree que sobreestiman el LOLP mientras que los del Módulo 4 lo subestiman. Mediante el cálculo del LOLP de sistemas (pasados, existentes o planeados) que se cree pueden tener un LOLP aceptable, pueden obtenerse criterios para juzgar la confiabilidad de las configuraciones a considerar en estudios de planificación.

El Módulo 5 usa un modelo de simulación probabilística para calcular la generación de energía de cada planta y los correspondientes costos de O y M domésticos y extranjeros, analizando cada configuración para cada período en el año. La confiabilidad del sistema de generación es también estimada al calcular el LOLP y la energía no servida. La figura 3 ilustra un ejemplo simplificado del tratamiento probabilístico. Considerando sólo los números y líneas asociadas con "plena capacidad", se indica un sistema de seis unidades de igual tamaño, con la Unidad 1 disponible 75% del tiempo y las otras unidades el 100% del tiempo. Cuando la Unidad 1 no se encuentra disponible, el incremento de carga para las otras unidades podría ilustrarse retirando completamente la Unidad 1 del orden de carga y bajando todas las otras unidades en una capacidad equivalente a la capacidad faltante, o también dejando la Unidad 1 en su lugar y subiendo la curva de duración de carga en la capacidad faltante. Estos dos métodos son equivalentes; el segundo se ilustra en la figura 3 en la cual la diferencia entre la "curva de duración de carga" y la "carga vista por las unidades 2 a 6 cuando la Unidad 1 no está disponible", corresponde sólo a un corrimiento vertical en la capacidad de la Unidad 1. Como la Unidad 1 está indisponible 25% del tiempo, la carga promedio de las unidades 2 a 6 es indicada en la figura como la "curva de carga equivalente", la cual está localizada a la derecha de la curva de duración de la carga, a 25% de la distancia horizontal entre ella y la curva que representa la "carga vista por las unidades 2 a 6 cuando la Unidad 1 no está disponible". La figura 3 también ilustra la superioridad del método probabilístico que utiliza una curva de carga equivalente, por encima del simple método de "reducción de las capacidades" de las unidades en el cual, la carga de cada unidad es estimada multiplicando su capacidad por su disponibilidad.

/Figura 3

FIGURA 3

ILUSTRACION SIMPLIFICADA DEL TRATAMIENTO PROBABILISTICO DE LAS SALIDAS FORZADAS Y COMPARACION CON EL METODO DE REDUCCION DE CAPACIDAD. LA UNIDAD NO. 1 TIENE DISPONIBILIDAD DE 75% Y LAS OTRAS 100%



/El método

El método probabilístico estima correctamente la carga de las unidades "de pico", mientras que el método de "reducción de capacidad" las subestima consistentemente, y por lo tanto subestima los costos de operación y mantenimiento del sistema, ya que las unidades que se utilizan para cubrir el pico de la carga son las más costosas.

La figura 4 muestra cómo la relación entre la "curva de carga equivalente", corregida por todos los requerimientos de mantenimiento y salidas forzadas de las unidades y la capacidad total instalada determinan el LOLP y la energía no servida.

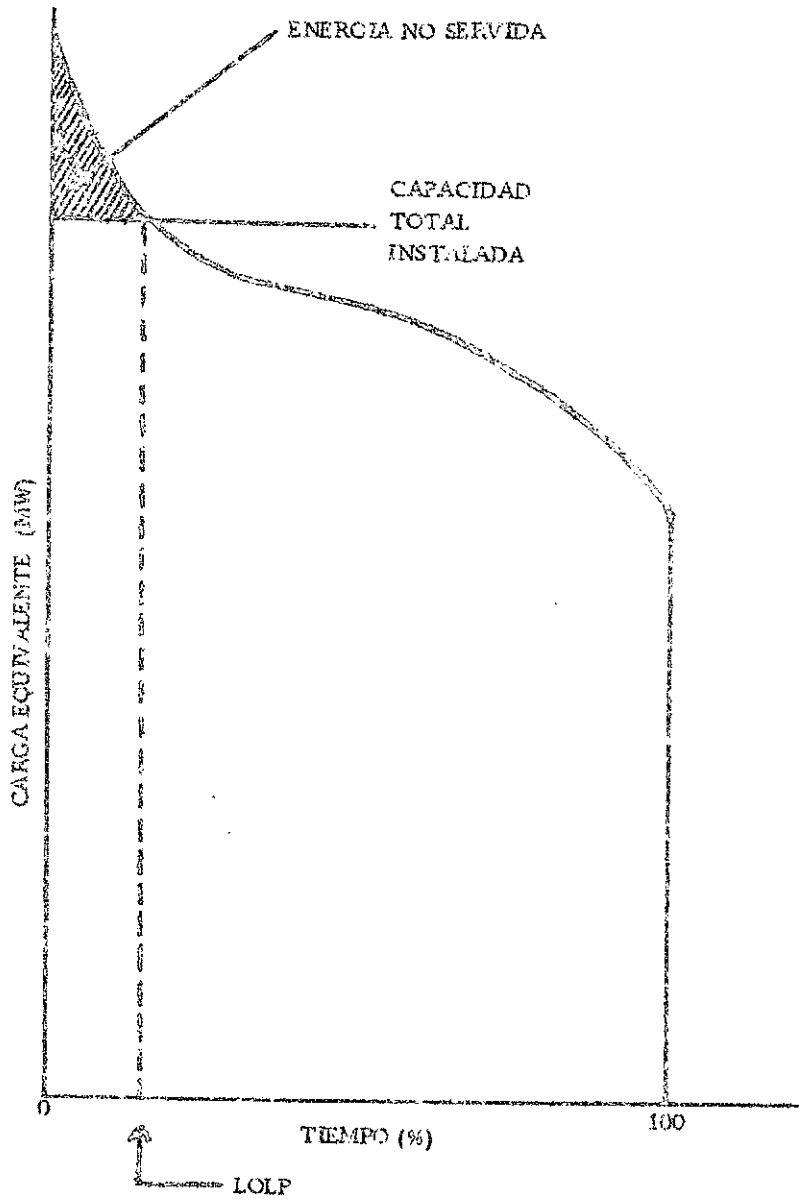
f) Módulo de Optimización (DYNPRO)

El algoritmo de programación dinámica del Módulo 6 efectúa la evaluación económica de los planes de expansión alternativos, considerando todas las configuraciones del archivo de datos provenientes de la última corrida del Módulo 4 y la información correspondiente sobre costos de O y M del archivo de datos del Módulo 5, junto con información que se le suministra sobre costos de capital, parámetros económicos y confiabilidad aceptable. Aquellas configuraciones que no cumplan con el criterio de confiabilidad (el máximo valor aceptable de LOLP), son rechazadas y de las restantes se selecciona el cronograma de expansión de menor costo para añadir nuevas unidades de generación al sistema durante el período de tiempo del estudio. La figura 5 ilustra cómo la banda de posibles estados definida en el Módulo 4, es reducida a una banda de estados satisfactorios aplicando el criterio de LOLP.

Los datos de entrada al Módulo 6 se resumen en el cuadro 1. Estos datos, junto con la información suplida en los Módulos 1 a 5, permiten una flexibilidad considerable en la definición del criterio por el cual se juzgará el "mejor" plan de expansión.

El criterio económico por el cual un plan de expansión es juzgado por el Módulo 6, llamado Función Objetivo, es el valor presente de: todos los costos de operación y mantenimiento más todos los costos de inversión de capital del sistema variable menos el crédito por valor salvado o residual al año horizonte, correspondiente al resto de la vida útil de las plantas del sistema variables.

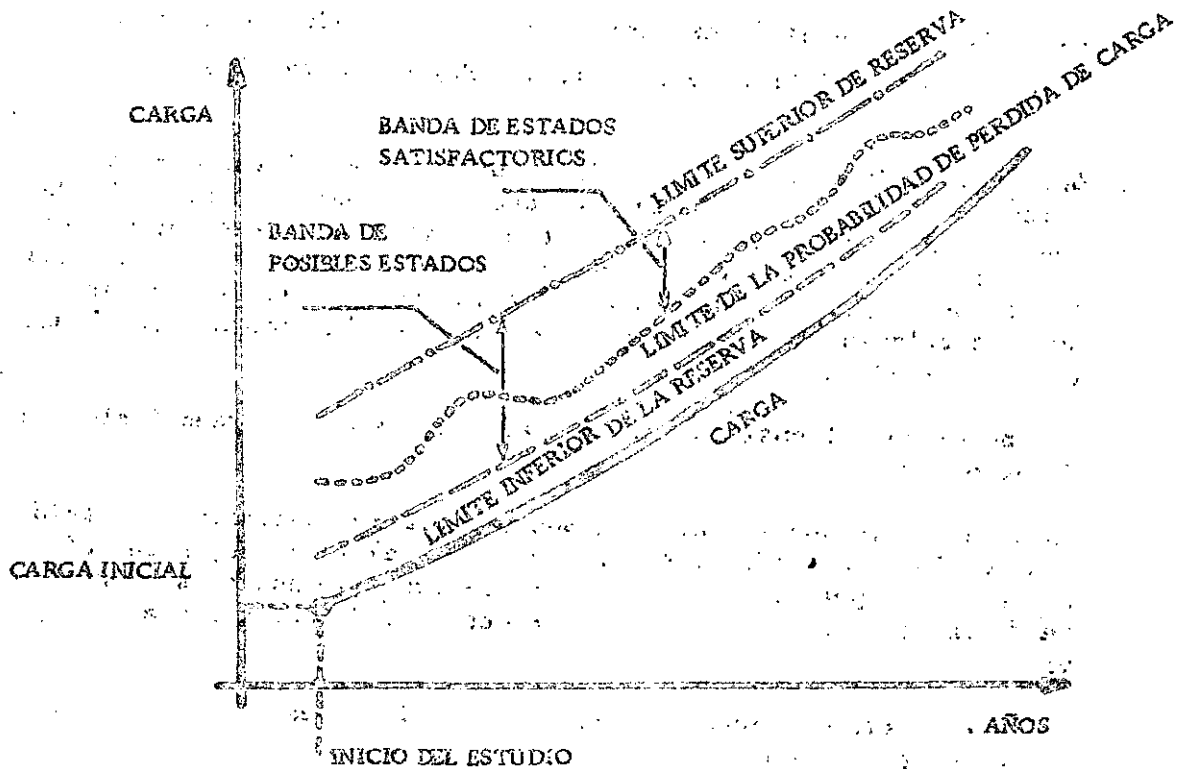
FIGURA 4  
CURVA DE CARGA EQUIVALENTE DE UN SISTEMA



/Figura 5

FIGURA 5

ILUSTRACION DEL AJUSTAMIENTO DE LA BANDA DE POSIBLES ESTADOS SEGUN DEFINIDA EN EL MODULO 4 A UNA BANDA DE ESTADOS SATISFATORIOS MEDIANTE LA APLICACION DE UN LIMITE SUPERIOR A LA PROBABILIDAD DE PERDIDA DE CARGA (CRITERIO DEL LOLP)



Cuadro 1

DATOS DE ENTRADA AL MODULO 6 DEL WASP

---

1. Para cada candidata de expansión definida en el Módulo 3:  
Costos depreciables (costos de capital) de inversión (US\$/KW),  
domésticos y foráneos  
Vida útil de la planta (años).
2. Para las candidatas de expansión térmicas, en adición a lo anterior:  
Costos no depreciables de inversión (US\$/KW), domésticos y  
foráneos.
3. Opción del método de depreciación a utilizar en el estudio para el  
cálculo del crédito por valor residual de la parte depreciable de  
las inversiones realizadas del sistema variable: puede ser deprecia-  
ción lineal o por el método del sinking-fund. (Se otorga un crédito  
total por la parte no depreciable de la inversión). (El valor resi-  
dual se calcula en base al costo escalado de la planta para el año  
en que fue añadida).
4. Un factor por el cual se multiplican los costos foráneos (valor por  
defecto 1.0).
5. Factores individuales multiplicadores para los costos de operación  
y mantenimiento domésticos y (separadamente) foráneos, para cada  
uno de los tipos (combustibles) de plantas (que pueden ser hasta 8),  
según la definición incluida en la descripción del sistema fijo y del  
variable.
6. Años de referencia para el cálculo del valor presente y para propó-  
sitos de aplicación de las tasas de escalación.
7. Un valor único de la tasa de descuento anual (% por año) a ser apli-  
cada a todos los costos de inversión domésticos, y otro valor único  
para la tasa de descuento a utilizar para todos los costos foráneos  
de inversión. (Alternativamente, para cada candidata de expansión,  
puede especificarse un valor individual de la tasa de descuento a  
aplicar sobre los costos domésticos y foráneos). En caso de ser  
requerido, estas tasas de descuento pueden ser variadas año a año.

/(continúa)



## Cuadro 1 (Conclusión)

- 
8. Un valor único para la tasa de descuento (% por año) a ser aplicada a todos los costos domésticos de operación y mantenimiento y otro valor único para la tasa correspondiente a los costos de O y M foráneos. (Alternativamente, para cada uno de los ocho tipos de plantas (combustible), pueden definirse valores individuales para las tasas de descuento a aplicar sobre los costos operativos locales y foráneos). Si se desea, estos valores pueden ser modificados para cada año del estudio.
  9. Tasas de escalación individuales para los costos de operación y mantenimiento para cada uno de los ocho tipos de plantas (combustibles). Estos valores serán aplicados en adición a aquellos utilizados en el Módulo 5. (Para estudios de sensibilidad).
  10. Tasas de escalación individuales a aplicar sobre los costos de inversión para cada candidata de expansión.
  11. Valor máximo permisible para la probabilidad de pérdida de carga.
-

Para el cálculo del valor presente se asume que los costos totales de inversión de capital para una planta se cargan al principio del año en que ésta entra en servicio y todos los costos anuales de operación y mantenimiento se contabilizan a mitad de año. Estas simplificaciones matemáticas significan que el interés durante la construcción debe ser incluido como parte de la inversión de capital y que el valor presente calculado para los costos de operación y mantenimiento es ligeramente diferente de aquel que resultaría si se usase un cargo trimestral o continuo.

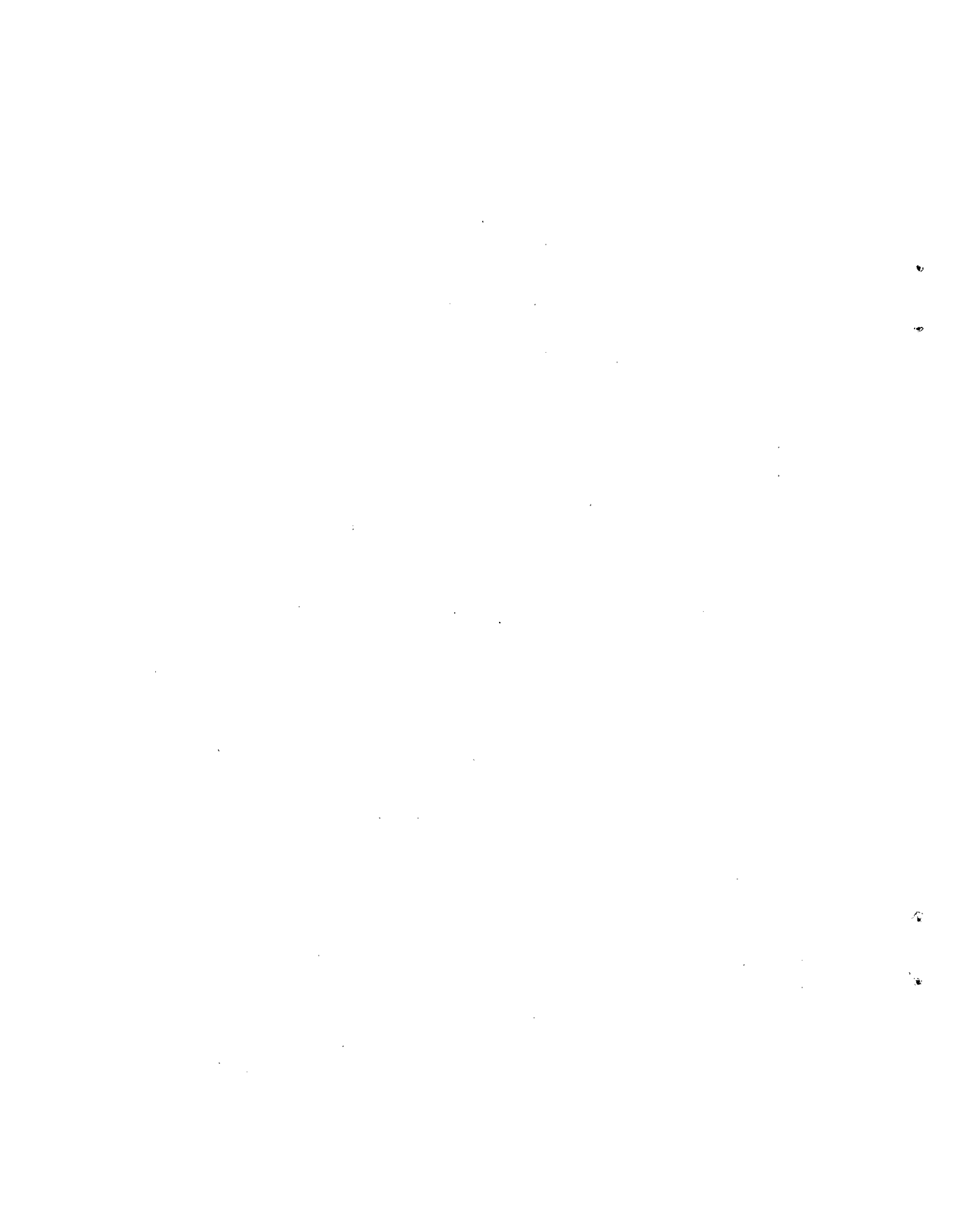
Después de eliminar todas las configuraciones con valores insatisfactorios de LOLP, lo mismo que las configuraciones derivadas de ellas en años posteriores, el Módulo 6 usa el algoritmo de programación dinámica "a DP Algorithm" para encontrar el camino de más bajo costo (o sea, aquel con el valor más bajo de función objetivo) desde el comienzo del estudio hasta el año final de cada configuración. De esta manera, si 100 configuraciones permanecen en el año final, después de aplicar el criterio de LOLP, el DP identificará el camino de más bajo costo para llegar a cada una de esas configuraciones, y de los 100 caminos escogerá el de menor costo como la solución óptima. En realidad, puede que esta solución no sea OPTIMA sino sólo la de más bajo costo dentro de las restricciones impuestas por el usuario. En el caso extremo, el usuario puede haber impuesto restricciones tan severas que se produzca una sola configuración para cada año; en esta situación el DP no tuvo alternativas. En este caso extremo, el cual resulta de todas maneras útil, ya que permite el cálculo de la función objetivo para un plan de expansión predeterminado de interés para el usuario, el Módulo 6 actúa sólo como un programa de evaluación de costos sin jugar un papel explícito de optimización.

Dado que el Módulo 6 calcula los caminos más económicos para todas las configuraciones del año horizonte, es posible hacerle reportar igualmente hasta nueve de las soluciones más cercanas a la óptima, como indicación de cuán "plana" resulta la función objetivo en la vecindad de la óptima, o sea cuán cerca se encuentran las funciones objetivo de estas nueve soluciones respecto al óptimo.

El Módulo 6 también reporta si las restricciones impuestas por el usuario en el Módulo 4, en relación al máximo y mínimo número de unidades permitidas de cada tipo de planta candidata de expansión cada año, han realmente restringido la solución. Como se menciona en la sección d), se recomienda que los Módulos 4, 5 y 6 sean ejecutados iterativamente siguiendo la metodología explicada en el párrafo final de dicha sección. Sin embargo, el Módulo 6 no reporta si los márgenes de reserva impuestos (mínimo y máximo) han restringido la solución; por lo tanto, el usuario debe hacer este chequeo antes de modificar las restricciones para una nueva corrida del Módulo 4.

Debido a que el Módulo 6 toma relativamente poco tiempo de computación comparado con el Módulo 5, este puede ser usado convenientemente para realizar estudios de sensibilidad ejecutando una serie de corridas DP, sometidas para ejecución al mismo tiempo, en las cuales los parámetros económicos más importantes son variados uno a la vez para indicar la sensibilidad de la solución óptima a cada uno de los parámetros involucrados en la optimización.

Nota: No se incluye el listado de salida del código de escritura de informes REPROBAT para un caso ejemplo, por no ser relevante para este informe.



Anexo 2PROPOSICIONES PARA LAS MODIFICACIONES AL  
MODELO WASP (OIEA-CEPAL)

El OIEA y la CEPAL-México han acordado que un grupo ad-hoc formado por personal de ambas agencias estudie las modificaciones a realizar al modelo WASP con el objeto de adecuarlo a su utilización en el Estudio de Interconexión Eléctrica Centroamericana (PRICA). Esta nota revisa los objetivos de esas modificaciones.

1. Papel del WASP en el PRICA

Los principales objetivos del PRICA son:

a) Desarrollar un programa óptimo de instalaciones de generación eléctrica a largo plazo para los seis países separadamente y para varias alternativas de interconexión.

b) Simular la operación de las plantas de generación para evaluar las posibles transferencias de energía para diversas condiciones hidrológicas y

c) Evaluar los beneficios de las interconexiones propuestas para cada país individual y para la región como conjunto. En todos los casos se supondrá una operación integrada del sistema.

Se desarrollará un Modelo Global de Selección de Inversiones (MGI) para definir el plan de expansión para cada alternativa. A partir de las previsiones de consumo, del sistema existente y los proyectos propuestos, el Modelo MGI permitirá definir un plan de expansión para períodos de 2 a 5 años.

El modelo WASP se usará en dos formas:

i) A partir del plan general definido para cada período usando el modelo MGI, se determinará la fecha exacta de puesta en servicio de cada proyecto (en el período) empleando el modelo WASP, y

ii) En una etapa posterior, el modelo WASP se usará, a) para simular la operación de las centrales para algunas hidrológicas típicas, dividiendo el año en 4 estaciones, y b) para estimar los costos de operación para las alternativas seleccionadas.

## 2. Modificaciones al modelo WASP

Es necesario realizar importantes modificaciones al modelo WASP para permitir estimar la producción de cada proyecto hidroeléctrico que se usará en los cálculos de las transferencias de energía. Debe ser posible cambiar las características de generación para distintas hidrologías (factores hidrológicos) cada vez que cambia la configuración hidráulica por la adición de un nuevo proyecto.

También es conveniente modificar el uso y el cálculo de la probabilidad de pérdida de carga como criterio de seguridad de abastecimiento. Sistemas con alta proporción de generación hidroeléctrica pueden presentar fallas de energía en la estación seca de un año seco aún cuando puede ser abastecida la demanda máxima en esa situación y desde luego no existan problemas de abastecimiento para condiciones hidrológicas promedio.

## 3. Modificaciones relativas a la representación de centrales hidroeléctricas

Las modificaciones afectarían sólo al "Sistema hidroeléctrico normal" y se refieren a:

- i) Simulación detallada de cada proyecto, y
- ii) Cambio en el conjunto de parámetros que define cada proyecto hidroeléctrico con el objeto de incluir coeficientes estacionales de distribución de potencia y energía para cada condición hidrológica.

### a) Simulación detallada de proyectos hidroeléctricos

El modelo WASP acepta que no es necesario simular todos los proyectos hidroeléctricos individualmente y estos se combinan para formar una central hidroeléctrica compuesta. Esta situación presenta dos dificultades para la utilización del modelo en el caso del PRICA.

1. Es necesario conocer la producción de cada proyecto en cada estación de los años típicos definidos para calcular las transferencias entre países, y

2. Para el estudio de la interconexión, también se requiere conocer la potencia máxima generada por cada planta.

Si el sistema hidroeléctrico se define a partir de las características individuales para cada condición hidrológica, es posible reducir la modificación del modelo a una simple descomposición de la central hidroeléctrica compuesta.

Para sistemas con una gran componente hidráulica, se presenta una fuente adicional de aproximación. La planta hidroeléctrica compuesta --cuya capacidad es la suma de las potencias disponibles individuales-- se coloca en la curva de duración en dos partes: un bloque de base y un bloque de punta. La posición de este último, en la curva de duración, está determinada por su potencia y energía.

La mejor solución para resolver este problema es representar cada planta hidroeléctrica individualmente en la simulación; sin embargo esto implicaría realizar un proceso muy complicado y que aumentaría notablemente el tiempo de computación. Una solución intermedia sería incluir la simulación individual sólo para la solución óptima.

#### b) Representación de las condiciones hidrológicas del sistema

Actualmente se define un proyecto por los siguientes parámetros:

- i) Energía total anual (valor promedio);
- ii) Coeficientes que representan la distribución estacional o mensual de la energía;
- iii) Potencia base (anual);
- iv) Coeficientes para determinar la potencia base en cada estación o mes;
- v) Potencia total (anual) y
- vi) Coeficientes para determinar la potencia total en cada estación o mes.

Para tomar en cuenta las variaciones de producción con las condiciones hidrológicas, se define una serie de factores que se aplica al conjunto del sistema hidráulico:

- i) Factores aplicables a la energía total anual;
- ii) Factores aplicables a la potencia de base del sistema, y
- iii) Factores aplicables a la potencia total del sistema.

Estos factores se especifican una sola vez y no pueden cambiarse cuando se agrega un proyecto al sistema. En el PRICA hay algunos proyectos importantes cuya inclusión en el sistema cambia las características hidrológicas del conjunto.

La solución para este problema puede ser el cambio en los datos de entrada de los proyectos hidroeléctricos en los módulos FIXSYS y VARSYS con el objeto de incluir factores de hidrología para cada proyecto modificando los factores de la planta compuesta cada vez que se incorpora un nuevo proyecto.

#### 4. Modificaciones al criterio de seguridad

La probabilidad de pérdida de carga (LOLP) es un criterio de seguridad de servicio adecuado en un sistema predominantemente técnico. En un sistema predominantemente hidráulico puede haber racionamientos de energía en condiciones hidrológicas desfavorables aun cuando se respete la LOLP máxima.

Se sugieren dos modificaciones en lo que a criterio de seguridad se refiere:

a) Modificar el cálculo de la LOLP, tomando en cuenta la energía hidroeléctrica (limitada a la potencia máxima) y no la potencia máxima solamente. Para un sistema térmico el valor resulta el mismo, pero para aquellos casos en que las centrales hidroeléctricas no tienen suficiente energía, el valor de la LOLP será más alto.

b) Introducir un costo a la energía no servida que representa el perjuicio que se produce al no abastecer el consumo. Esto puede hacerse agregando a la función objetivo en MERSIM o en DYNPRO. El costo asignado a la energía no servida también puede ser empleado para imponer que la solución óptima no presente fallas de energía en ninguna de las condiciones hidrológicas representadas.



Anexo 3

**DISTRIBUCION DE LA ENERGIA DE CENTRALES HIDRAULICAS  
EN BASE Y PUNTA**

**1. Presentación del problema**

La simulación de la operación de las plantas hidroeléctricas en el modelo WASP se hace mediante la colocación en la curva de carga de una planta compuesta definida por:

- Su potencia colocada en la base de dicha curva, MWB
- Su capacidad total, MWC
- La energía total, ET

La potencia de base queda ubicada en la base de la curva de carga y la energía colocada en la base resulta ser:

$$EB = MWB \times T$$

siendo T el número de horas del período. La energía que puede ir a la punta, EP será:

$$EP = ET - EB$$

y su ubicación en la curva de carga con la potencia MWC - MWB queda así perfectamente determinada.

La energía en la base obligada queda definida como la suma de la energía de las plantas sin regulación alguna y la que debe generarse en los embalses por condiciones de aguas abajo.

Este proceso es obvio para las plantas de gran embalse y para las que no tienen regulación alguna. Para las plantas con regulación limitada, sin embargo, no puede establecerse de antemano su forma de operación, ya que ésta dependerá tanto de su capacidad de regulación como de los aportes, los que cambian con cada condición hidrológica.

Se ideó una subrutina que analiza, con base en las características de las plantas su operación como planta de pasada, de regulación diaria, de regulación semanal o de regulación dentro del período. Este análisis se hace para cada condición hidrológica y se obtiene como resultado la energía que coloca en base y la potencia y la energía en punta de cada proyecto; datos destinados a formar la planta hidroeléctrica compuesta.

**/2. Suposiciones**

## 2. Suposiciones básicas y definiciones

A fin de simplificar el programa y teniendo en cuenta que, en general, las plantas tendrán una capacidad de regulación limitada, se ha aceptado que la capacidad de regulación puede medirse en energía y que ella es independiente de la forma en que se vacíe el embalse.

Se acepta que una planta que puede vaciar su embalse en menos de dos horas tiene una regulación muy pequeña y por lo tanto toda su energía irá a la base.

En lo que respecta a la curva de carga se supuso que la punta del día sábado es mucho menor que la de los días de trabajo, motivo por el cual la semana estará constituida por cinco días de trabajo y dos días sin demanda importante de punta.<sup>1/</sup>

El tratamiento de las plantas de regulación limitada depende de sus características técnicas (potencia, capacidad de regulación y de los aportes) definidos como:

- $P_C$ : Capacidad disponible
- $P_A$ : Potencia afluente a la central (Energía afluente  $E_a$  dividida por el tiempo del período en estudio)
- $P_{min}$ : Potencia mínima comprometida por razones ajenas a la generación eléctrica (vr. gr. compromisos de riego)
- $P_{BA}$ : Potencia base media (energía de base dividida por el tiempo del período)
- $P_p$ : Potencia utilizada en el pico
- $V$ : Volumen de regulación de la planta, medido en energía
- $T$ : Número de horas por día que la planta genera en punta durante los días de trabajo
- $HIT$ : Número de horas del período en estudio (en miles)
- $E_{min}$ : Energía mínima comprometida
- $E_B$ : Energía colocada en la base
- $E_p$ : Energía colocada en la punta
- $E_D$ : Energía derramada

<sup>1/</sup> De hecho la energía correspondiente a las puntas de los fines de semana se encuentra ubicada en una posición mucho más baja que la de las puntas diarias.

Debido a la variación de la energía afluente, la forma de operar de la planta puede ser diferente, de modo que el análisis se efectúa para cada período y para cada condición hidrológica. El análisis se basa en la energía afluente y se acepta que:

a) Si el embalse requiere para llenarse más de tres días es capaz de hacer regulación dentro del período;

b) Si el embalse necesita para llenarse un período que va de uno a tres días, puede hacer regulación semanal;

c) En caso de que el tiempo requerido para llenar el embalse es mayor que dos horas y menor que 24 horas, se supone que la planta puede efectuar regulación diaria.

Se describen a continuación los diferentes casos que pueden presentarse y la solución adoptada.

### 3. Energía afluente mayor que capacidad de generación

Si  $E_A > P_C \cdot \text{HIT}$ ,

la planta genera en base con factor de planta 100%

$$E_B = P_C \cdot \text{HIT} \quad P_{BA} = P_C$$

$$P_P = 0$$

y se producen derrames:

$$E_D = E_A - E_B$$

### 4. Energía comprometida mayor que energía afluente

$E_{\text{min}} > E_A$

La planta genera en base toda la energía afluente

$$E_B = E_A$$

$$E_P = 0$$

$$P_{BA} = E_A / \text{HIT}$$

$$P_P = 0$$

/5. La planta

5. La planta no tiene capacidad de regulación

El tiempo de vaciado del embalse (TV) es menor que 2 horas

$$\begin{aligned} TV &= V/P_M \\ TV &< 2 \text{ horas} \\ P_{BA} &= E_A/HIT \\ P_P &= 0 \\ E_{BA} &= E_A \\ E_P &= 0 \end{aligned}$$

6. Plantas de regulación diaria

Se calculan los aportes disponibles para pico reducidos a potencia como

$$P_A = (E_A - E_{min})/HIT$$

y la potencia correspondiente a la energía comprometida

$$P_{min} = E_{min}/HIT$$

La potencia disponible para pico será:

$$P_M = P_C - P_{min}$$

El análisis de la planta con capacidad de regulación diaria se muestra en la figura 1. Se supone que:

a) Durante el fin de semana la planta genera la totalidad de la energía afluyente;

b) Los días de semana sólo generan T horas con capacidad máxima; mientras el resto del tiempo (24-T) embalsa y genera con capacidad  $P_B$ .

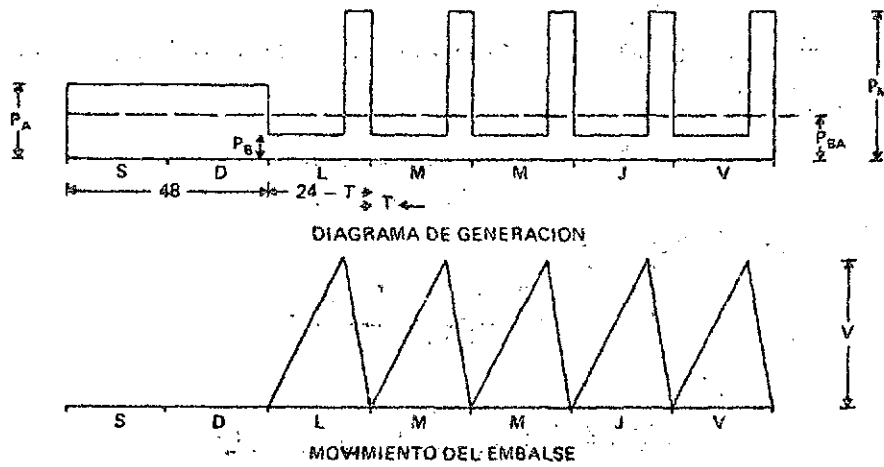
La potencia base durante las horas fuera de pico queda determinada por las relaciones

$$\begin{aligned} (24-T) (P_A - P_B) &= V \quad \text{y} \\ P_B (24-T) + P_M T &= 24 \cdot P_A \end{aligned}$$

Puede demostrarse que la planta operará de esta forma cuando

$$P_R = 1000 \cdot \frac{V}{24} < (1 - \frac{PA}{PM}) \quad PA = XX$$

FIGURA 1  
 PLANTAS DE REGULACION DIARIA



- a) ECUACION DE CONTINUIDAD EN DIA DE TRABAJO  
 $P_B \cdot (24 - T) + P_M \cdot T = 24 \cdot P_{BA}$  1)
- b) ECUACION DEL EMBALSE EN DIA DE TRABAJO  
 $(P_A - P_B) \cdot (24 - T) = V$  2)

RESULTA

$$P_B = \frac{\frac{V}{24} P_M + P_A \cdot (P_A - P_M)}{\frac{V}{24} - P_M + P_A}$$

$$T = 24 - \frac{V}{P_A - P_B}$$

LA POTENCIA BASE MEDIA  $P_{BA}$  SE CALCULA CON UNA NUEVA ECUACION DE CONTINUIDAD EN LA SEMANA

$$168 P_{BA} = 168 P_A - (P_M - P_{BA}) \cdot 5 T$$

$$P_{BA} = \frac{168 \cdot P_A - 5 \cdot T \cdot P_M}{168 - 5 \cdot T}$$

/La potencia

La potencia base  $P_B$  los días de semana será:

$$P_B = \frac{\frac{V}{24} P_M + P_A (P_A - P_M)}{\frac{V}{24} - P_M - P_A}$$

El tiempo durante el cual genera a capacidad máxima durante los días de trabajo será:

$$T = 24 - \frac{V}{P_A - P_B}$$

y la potencia base media será:

$$P_{BA} = \frac{168 P_A - 5 T P_M}{168 - 5 T}$$

### 7. Plantas de regulación semanal

Si  $PR > XX$

La planta es capaz de efectuar, al menos, regulación semanal. Este caso ocurrirá cuando el embalse se llena en menos de 3 días o más de 24 horas, o sea:

$$1000 V < 72 P_A$$

En las figuras 2 y 3 se muestran dos posibilidades de representación para las plantas de operación semanal.

En la figura 2 se supone que la planta no genera base los días de trabajo y la base generada el fin de semana y las horas fuera de pico del día lunes le permite llenar el embalse.

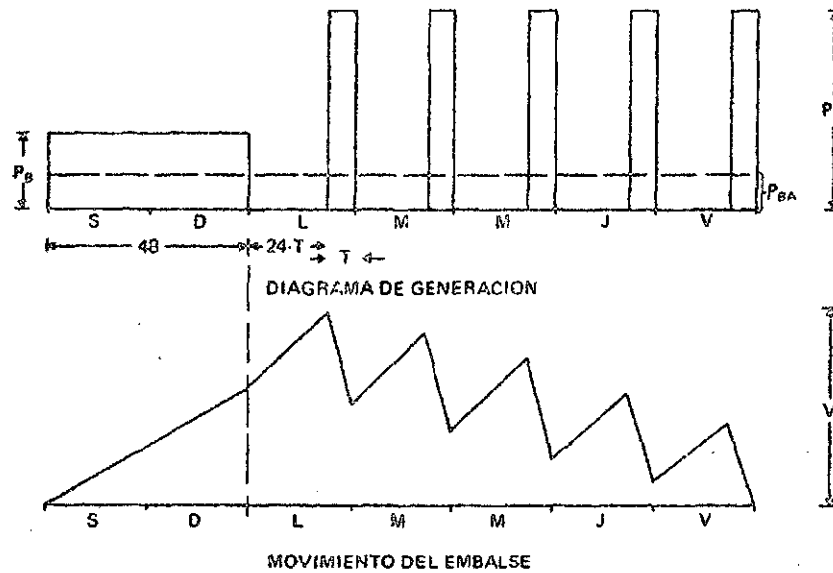
En la figura 3 se supone que la base generada por la planta durante el fin de semana es igual a la de los días de semana. La energía almacenada el fin de semana se libera uniformemente distribuida los cinco días restantes.

Se adoptó la solución de la figura 2 porque aprovecha mejor la capacidad del embalse.

La potencia base del fin de semana resulta:

$$P_{BA} = \frac{5 \frac{V}{24} P_M - P_A (15 P_M - 7 P_A)}{2 (P_A - 5 P_M)}$$

FIGURA 2  
 PLANTAS DE REGULACION SEMANAL  
 VERSION SELECCIONADA



- a) ECUACION DEL CONTINUIDAD PARA LA SEMANA  
 $48 P_B + 5T \cdot P_M = 168 \cdot P_A$   
 b) ECUACION DEL EMBALSE EN FIN DE SEMANA  
 $48 \cdot (P_A - P_B) + (24 - T) P_A = V$

RESULTA

$$P_B = \frac{5 \cdot \frac{V}{24} P_M - P_A \cdot (15 P_M - 7 P_A)}{2(P_A - 5 P_M)}$$

$$T = \frac{24(7 P_A - 2 P_B)}{5 P_M}$$

LA POTENCIA MEDIA BASE SE CALCULA CON UNA ECUACION DE CONTINUIDAD EN LA SEMANA  
 $168 P_A = 168 P_{BA} + (P_M - P_{BA}) 5 \cdot T$

$$P_{BA} = \frac{168 P_A - 5 T \cdot P_M}{168 - 5 T}$$

/Figura 3

FIGURA 3  
 PLANTAS DE REGULACION SEMANAL  
 VERSION DESECHADA

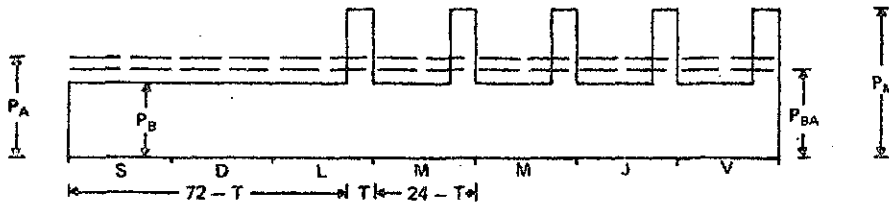
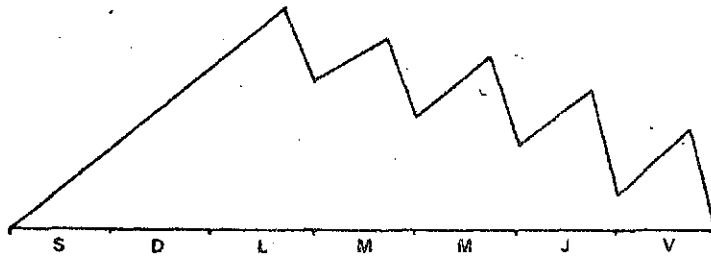


DIAGRAMA DE GENERACION



MOVIMIENTO DEL EMBALSE

- a) ECUACION DE CONTINUIDAD PARA LA SEMANA  
 $7 \cdot 24 \cdot P_A = 7 \cdot 24 P_B + 5 (P_M - P_B) T$   
 b) ECUACION DEL EMBALSE EN FIN DE SEMANA  
 $(3 \cdot 24 - T) (P_A - P_B) = V$

RESULTA

$$P_B = \frac{15 P_M + P_A - \frac{5}{24} V}{16} \pm \frac{1}{16} \sqrt{(-15 P_M - P_A + \frac{5}{24} V)^2 - 32(15 P_A P_M - 7 P_A^2 - \frac{5}{24} V P_M)}$$

$$T = 72 - \frac{V}{P_A - P_B}$$

$$P_{BA} = P_B$$

/El tiempo



El tiempo durante el cual la planta genera en pico es:

$$T = \frac{24 (7 P_A - 2 P_B)}{5 P_M}$$

y la potencia base media en la semana es:

$$P_{BA} = \frac{168 P_A - 5 P_M T}{168 - 5 T}$$

### 8. Plantas de regulación dentro del período

Si la capacidad del embalse es tal que:

$$1\ 000\ V > 72 P_A$$

la planta puede colocar toda la energía (excepto la mínima comprometida) en la punta, de modo que:

$$P_{BA} = P_{min}$$

$$E_{BA} = P_{BA} \cdot HIT$$

$$P_P = P_C - P_{BA}$$

$$E_P = E_A - E_{BA}$$

La planta distribuye su energía de punta en 5 días a la semana con duración del tiempo de pico T

$$T = \frac{1\ 000 E_P}{P_P \cdot \frac{HIT}{0.024} \cdot 5/7}$$

o bien si le sobra energía puede dar punta a los fines de semana con tiempo diario T1

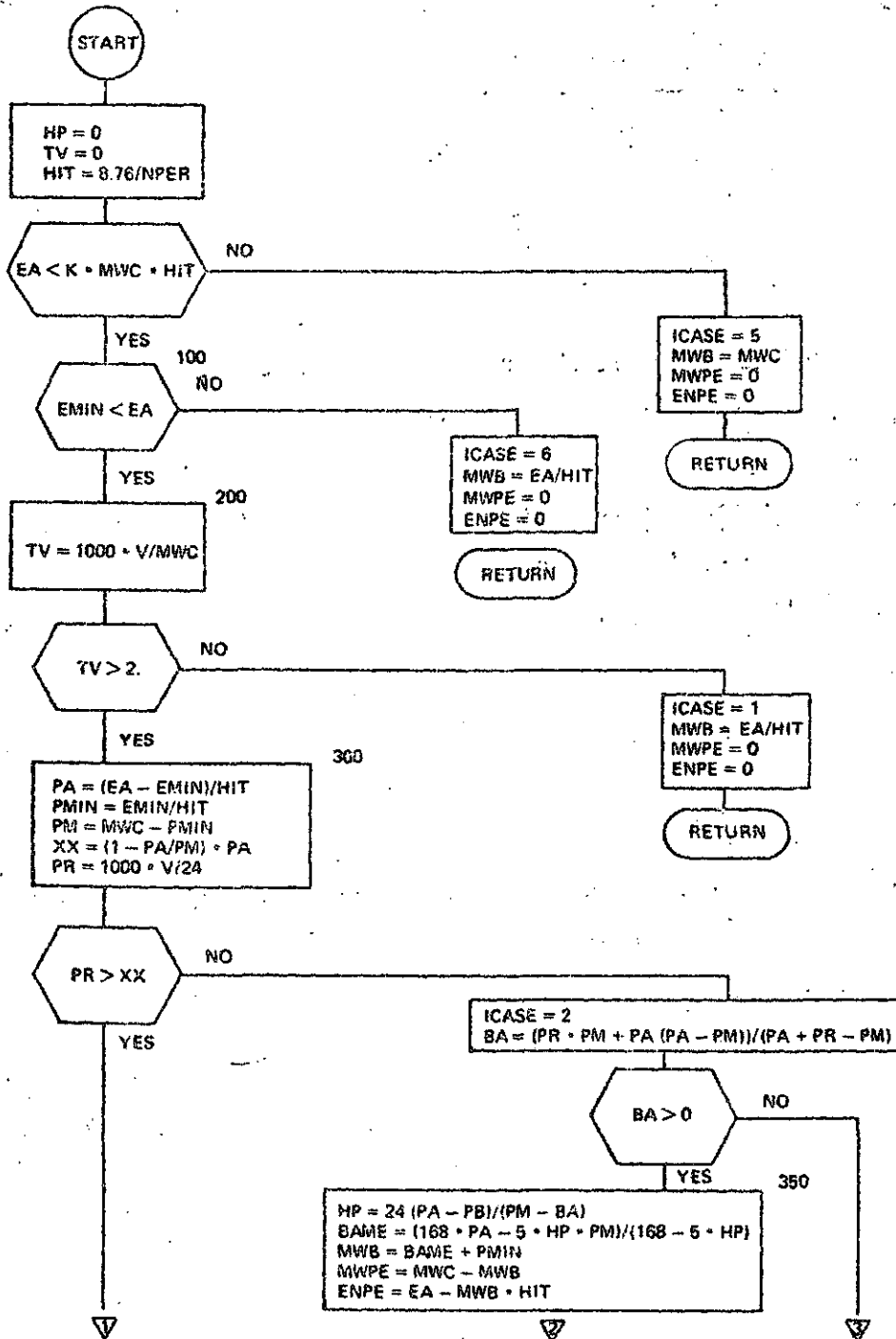
$$T1 = T \cdot \frac{5}{7}$$

### 9. Subrutina HYRUN

El cálculo de los distintos casos descritos en los párrafos anteriores se programó en la subrutina HYRUN. Las figuras 4 y 5 contienen el diagrama de flujo y el listado FORTRAN, respectivamente, de la subrutina HYRUN. La figura 6 presenta los resultados impresos para una serie de casos de prueba.

/Figura 4

FIGURA 4  
 SUBROUTINA HYRUN  
 DIAGRAMA DE FLUJO



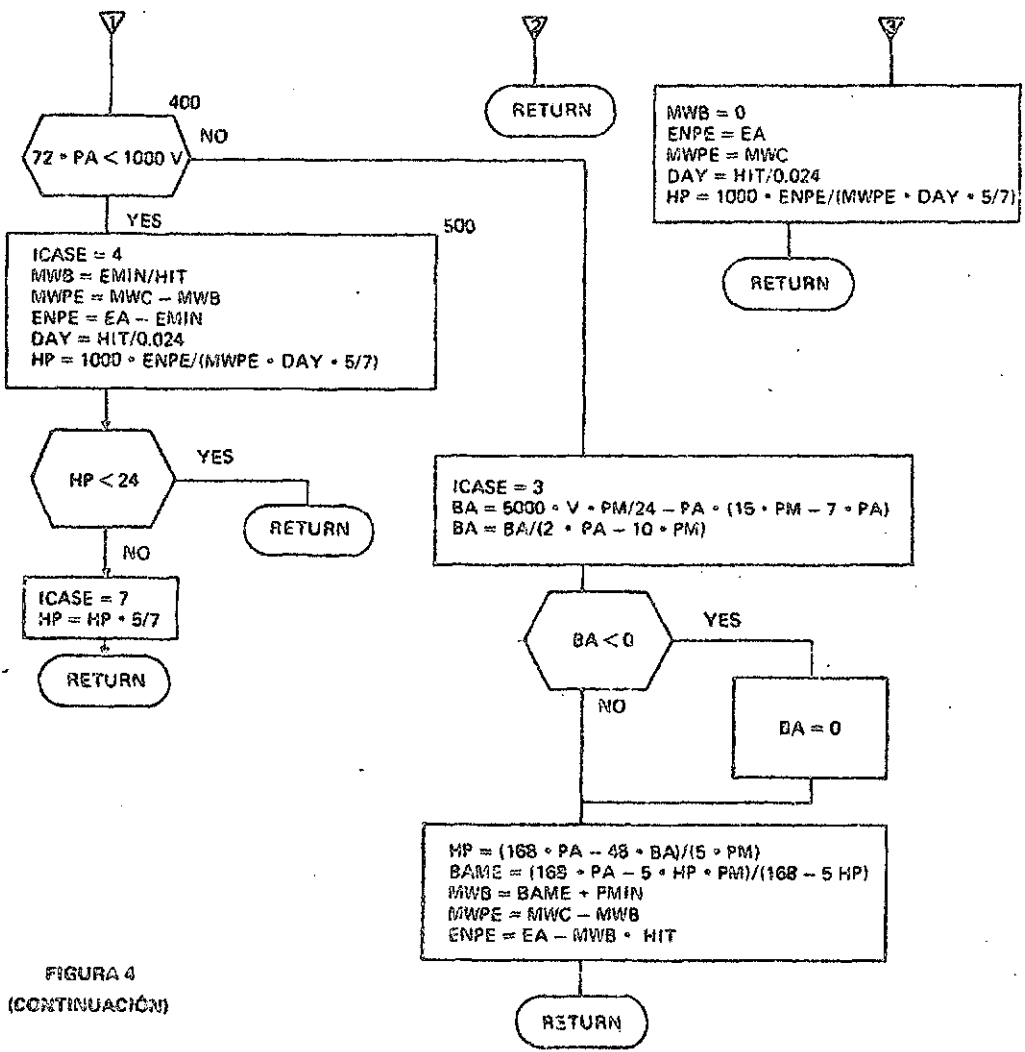


FIGURA 4  
 (CONTINUACIÓN)

```

C TESTING PROGRAM FOR HYDRO DATA USING SUBROUTINE HYRUN OF WASP-3 MODEL
C INPUT DATA USES SAME FORMATS AS IN FIXSYS AND VARSYS MODULES
C PROGRAM MAY BE USED TO CHECK HYDRO CHARACTERISTICS BEFORE RUN WASP
C DEFINITION OF VARIABLES
C   NPER=NUMBER OF PERIODS
C   EA = INFLOW ENERGY
C   EMIN = ENERGY REQUIRED IN BAS (GWH)
C   MDC = CAPACITY (MW)
C   V = RESERVOIR CAPACITY (GWH)
C   MBP = MW IN BASE
C   MUPP = MW IN PEAK
C   ENPE = ENERGY IN PEAK
C   HP = HOURS OF PLANT IN THE PEAK
C   TV=TIME REQUIRED TO EMPTY RESERVOIR
0001 REAL MDC,MDB,MUPP,MU
0002 COMMON / DEP / NPER
0003 DIMENSION EA(5),EMIN(5),MDC(5)
0004 LEC=5
0005 IMP=6
C READ NUMBER OF PERIODS AND HYDROCONDITIONS
0006 READ(LEC,30)NPER,IMYDIS
0007 WRITE(IMP,50)NPER,IMYDIS
C READ PROJECT CHARACTERISTICS
0008 100 READ(LEC,40)END=999) PNAME,NAME,MDB,V
0009 WRITE(IMP,60)PNAME,MDB,V
0010 WRITE(IMP,70)
C LOOP OVER PERIODS
0011 DO 110 J=1,NPER
C LOOP OVER HYDROCONDITIONS
0012 READ(LEC,60)EA(J),EMIN(J),MDC(J),I(1),IMYDIS)
0013 DO 120 K=1,IMYDIS
0014 CALL HYRUN(EA(K),EMIN(K),MDC(K),V,MDB,MUPP,ENPE,ICASE,TV,MP)
0015 WRITE(IMP,20)J,MDB,EA(J),EMIN(K),MDC(K),
      I V,ICASE,TV,MP,MDB,MUPP,ENPE
0016 120 CONTINUE
0017 110 CONTINUE
0018 WRITE(IMP,50)
0019 GO TO 100
0020 20 FORMAT(1H ,14,I6,4F10.0,110,5F10.0)
0021 30 FORMAT(4X,14,4X,14)
0022 40 FORMAT(2X,A4,2X,A4,2F6.0)
0023 50 FORMAT(3X,'TEST OF HYDRO DATA WITH HYRUN SUBROUTINE',/,24X,
      1' ',NUMBER OF PERIODS IS',14,' NUMBER OF HYDROLOGICAL CONDITION
      2S IS',14//)
0024 60 FORMAT(2X,'PROJECT ',A4,' CAPACITY',F8.0,' MW ENERGY REGULATION
      1 VOLUME',F8.0,' GWH )
0025 70 FORMAT(10,'PERIOD HYDRO',2X,' INFLOW MINIMUM CAPACITY REGULAT
      AION KEY TIME ',
      1'EMPTY PEAKING BASE PEAKING PEAKING',/,8X,'COND.',/
      2 ' ENERGY ENERGY CAPACITY RES
      3ERVOIR HOURS CAPACITY CAPACITY ENERGY',/,14X,
      4 ' GWH GWH MW GWH
      5HR HR MW GWH//)
0026 80 FORMAT(15F5.0)
0027 90 FORMAT(10G//)
0028 999 STOP
0029 END
  
```

Figura 5 (Continuación)

```
FORTRAN IV C LEVEL 21          DPKRM          DATE = 7/1976          10/15/16

0001      SUBROUTINE HYBRUNEA,GNIN,DBC,V,REG,INPE,ENP,E,ICASE,TU,MP)
0002      COMMON / DEP / IPEB
0003      REAL DBC,ENP,MP
0004      MP=0.
0005      TU=1000.0V/DBC
0006      NIY=0.76IPEB
0007      IF(EA.LT.DBCORNIY0.999) GOTO 100
          C      INFLU ENERGY %EE, CAPACITY OF THE PLANT
0008      ICASE=5
0009      MBE=DBC
0010      MPE=0
0011      ENPE=0
0012      RETURN
0013      100 IF(EPIN.LY.EA) GOTO 200
          C      MINIMUM ENERGY REQUIREMENT .GT. INFLU ENERGY
0014      ICASE=6
0015      MBE=EA/NIY
0016      MPE=0
0017      ENPE=0
0018      RETURN
0019      200 CONTINUE
0020      IF(TV.GT.2) GOTO 300
          C      RUN OF RIVER PLNT. IT CAN'T GIVE MORE THAN 2 HOURS IN PEAK
0021      ICASE=1
0022      MBE=EA/NIY
0023      ENPE=0
0024      MPE=0
0025      RETURN
0026      300 CONTINUE
0027      PA=(EA-EPIN)/NIY
0028      PMIN=EMIN/NIY
0029      PN=DBC-PMIN
0030      KH=(1-PA)/PMINCPA
0031      PR=1000.0V/24.
0032      IF(PN.GT.KH) GOTO 400
          C      DAILY OPERATIN OF RESERVOIR
0033      ICASE=2
0034      BA=(PRPN-PAC(PN-PA))/(PA+PN-PH)
0035      IF(BA.GT.0) GOTO 350
0036      MBE=0
0037      ENPE=EA
0038      MPE=DBC
0039      DAY=NIY/0.026
0040      HP=1000.0ENPE/(MPEDDAY06/7)
0041      RETURN
0042      350 HP=240(PA-BA)/(PN-BA)
0043      BAME=(168.0PA-5.0HP)/168.0
0044      MBE=BAMEOPMIN
0045      MPE=DBC-MBE
0046      ENPE=EA-MBEOPNIY
0047      RETURN
0048      400 CONTINUE
0049      IF(0.072CPA.LY.V) GOTO 500
          C      WEEKLY OPERATION OF RESERVOIR
0050      ICASE=3
0051      BA=5000.0VOPN/24.-PAC(15OPN-70PA)
0052      BAME=BA/(20PA-10OPN)
0053      IF(BA.LY.0) BA=0.
0054      NP=(168.0PA-08.0BA)/(15.0PN)
0055      BAME=(168.0PA-5.0NP)/168.0
0056      MBE=BAMEOPMIN
0057      MPE=DBC-MBE
0058      ENPE=EA-MBEOPNIY
```

/(Continúa)

## Figura 5 (Conclusión)

ORTRAN IV G LEVEL 21

HYRUN

DATE = 78174

10/15/10

```
0059 RETURN
0060 500 CONTINUE
      C ALL INFLOW ENERGY MAY BE STORAGE FOR PEAK HOURS
0061 ICASE=4
0062 MNB=EMIN/HIT
0063 MWPE=MBC-MNB
0064 EAPE=EA-EMIN
0065 DAY=HIT/0.024
0066 HP=1000.*ENPE/(MWPE*DAY*5/7)
0067 IF (HP.LE.24) RETURN
      C HP CALCULATED FOR 7 DAYS. PLANT CAN GIVE MAX. CAPACITY MORE THAN 120
      C HOURS/BECK
0068 ICASE=7
0069 HP=HP*5/7
0070 RETURN
0071 END
```

Figure 6

TEST OF HYDRO DATA WITH HYRAN SCROUTINE  
 NUMBER OF PERIODS IS 2 NUMBER OF HYDROLOGICAL CONDITIONS IS 3

PROJECT LR1 CAPACITY 600. MW ENERGY REGULATION VOLUME 0. GWH

| PERIOD | HYDRO COND. | INFLCH ENERGY GWH | MINIMUM ENERGY GWH | CAPACITY MW | REGULATION CAPACITY GWH | KEY | TIME RESERVOIR HR | EMPTY HR | PEAKING HOURS | BASE CAPACITY MW | PEAKING CAPACITY MW | PEAKING ENERGY GWH |
|--------|-------------|-------------------|--------------------|-------------|-------------------------|-----|-------------------|----------|---------------|------------------|---------------------|--------------------|
| 1      | 1           | 6000.             | 0.                 | 600.        | 0.                      | 5   | 10.               | 0.       | 600.          | 0.               | 0.                  |                    |
| 1      | 2           | 6000.             | 5000.              | 600.        | 0.                      | 5   | 10.               | 0.       | 600.          | 0.               | 0.                  |                    |
| 1      | 3           | 1095.             | 0.                 | 600.        | 0.                      | 3   | 10.               | 11.      | 62.           | 530.             | 737.                |                    |
| 2      | 1           | 1095.             | 500.               | 600.        | 0.                      | 3   | 10.               | 2.       | 135.          | 465.             | 503.                |                    |
| 2      | 2           | 1095.             | 1000.              | 600.        | 0.                      | 4   | 10.               | 2.       | 220.          | 372.             | 95.                 |                    |
| 2      | 3           | 1095.             | 2000.              | 600.        | 0.                      | 6   | 10.               | 0.       | 250.          | 0.               | 0.                  |                    |

PROJECT LR2 CAPACITY 600. MW ENERGY REGULATION VOLUME 1. GWH

| PERIOD | HYDRO COND. | INFLCH ENERGY GWH | MINIMUM ENERGY GWH | CAPACITY MW | REGULATION CAPACITY GWH | KEY | TIME RESERVOIR HR | EMPTY HR | PEAKING HOURS | BASE CAPACITY MW | PEAKING CAPACITY MW | PEAKING ENERGY GWH |
|--------|-------------|-------------------|--------------------|-------------|-------------------------|-----|-------------------|----------|---------------|------------------|---------------------|--------------------|
| 1      | 1           | 1095.             | 500.               | 600.        | 1.                      | 1   | 2.                | 0.       | 250.          | 0.               | 0.                  |                    |
| 1      | 2           | 6000.             | 0.                 | 600.        | 1.                      | 5   | 2.                | 0.       | 600.          | 0.               | 0.                  |                    |
| 1      | 3           | 6000.             | 0.                 | 600.        | 1.                      | 5   | 2.                | 0.       | 600.          | 0.               | 0.                  |                    |
| 2      | 1           | 6000.             | 5000.              | 600.        | 1.                      | 5   | 2.                | 0.       | 600.          | 0.               | 0.                  |                    |
| 2      | 2           | 0.                | 0.                 | 600.        | 1.                      | 6   | 2.                | 0.       | 0.            | 0.               | 0.                  |                    |
| 2      | 3           | 0.                | 100.               | 600.        | 1.                      | 6   | 2.                | 0.       | 0.            | 0.               | 0.                  |                    |

PROJECT LR3 CAPACITY 600. MW ENERGY REGULATION VOLUME 2. GWH

| PERIOD | HYDRO COND. | INFLCH ENERGY GWH | MINIMUM ENERGY GWH | CAPACITY MW | REGULATION CAPACITY GWH | KEY | TIME RESERVOIR HR | EMPTY HR | PEAKING HOURS | BASE CAPACITY MW | PEAKING CAPACITY MW | PEAKING ENERGY GWH |
|--------|-------------|-------------------|--------------------|-------------|-------------------------|-----|-------------------|----------|---------------|------------------|---------------------|--------------------|
| 1      | 1           | 600.              | 200.               | 600.        | 2.                      | 2   | 2.                | 5.       | 113.          | 437.             | 304.                |                    |
| 1      | 2           | 0.                | 0.                 | 700.        | 2.                      | 4   | 3.                | 0.       | 0.            | 700.             | 0.                  |                    |
| 1      | 3           | 530.              | 100.               | 700.        | 2.                      | 2   | 72.               | 3.       | 55.           | 644.             | 201.                |                    |
| 2      | 1           | 0.                | 0.                 | 1.          | 2.                      | 6   | 2000.             | 0.       | 0.            | 0.               | 0.                  |                    |
| 2      | 2           | 0.                | 0.                 | 1.          | 2.                      | 6   | 2000.             | 0.       | 0.            | 0.               | 0.                  |                    |
| 2      | 3           | 0.                | 0.                 | 1.          | 2.                      | 6   | 2000.             | 0.       | 0.            | 0.               | 0.                  |                    |

PROJECT LR4 CAPACITY 600. MW ENERGY REGULATION VOLUME 10. GWH

| PERIOD | HYDRO COND. | INFLCH ENERGY GWH | MINIMUM ENERGY GWH | CAPACITY MW | REGULATION CAPACITY GWH | KEY | TIME RESERVOIR HR | EMPTY HR | PEAKING HOURS | BASE CAPACITY MW | PEAKING CAPACITY MW | PEAKING ENERGY GWH |
|--------|-------------|-------------------|--------------------|-------------|-------------------------|-----|-------------------|----------|---------------|------------------|---------------------|--------------------|
| 1      | 1           | 6000.             | 0.                 | 600.        | 10.                     | 5   | 17.               | 0.       | 600.          | 0.               | 0.                  |                    |
| 1      | 2           | 3000.             | 0.                 | 600.        | 10.                     | 3   | 17.               | 12.      | 24.           | 560.             | 809.                |                    |
| 1      | 3           | 1000.             | 200.               | 600.        | 10.                     | 3   | 17.               | 11.      | 43.           | 525.             | 602.                |                    |
| 2      | 1           | 1000.             | 200.               | 600.        | 10.                     | 6   | 17.               | 6.       | 110.          | 490.             | 600.                |                    |
| 2      | 2           | 0.                | 0.                 | 1.          | 10.                     | 6   | 10000.            | 0.       | 0.            | 0.               | 0.                  |                    |
| 2      | 3           | 0.                | 0.                 | 1.          | 10.                     | 6   | 10000.            | 0.       | 0.            | 0.               | 0.                  |                    |

(Cont'd)

F 6 (Construcción)

| PROJECT LRS CAPACITY 600. MW ENERGY REGULATION VOLUME 5. GWH |             |                  |                    |                                 |                         |     |                   |                     |                  |                     |                    |
|--|-------------|------------------|--------------------|---------------------------------|-------------------------|-----|-------------------|---------------------|------------------|---------------------|--------------------|
| PERIOD   | HIDRO COND. | INFLC ENERGY GWH | MINIMUM ENERGY GWH | CAPACITY REGULATION CAPACITY MW | REGULATION CAPACITY GWH | KEY | TIME RESERVOIR HR | EMPTY PEAKING HOURS | BASE CAPACITY MW | PEAKING CAPACITY MW | PEAKING ENERGY GWH |
| 1  | 1           | 1000.            | 0.                 | 600.                            | 0.                      | 3   | 0.                | 10.                 | 77.              | 623.                | 662.               |
| 1  | 2           | 0.               | 0.                 | 1.                              | 0.                      | 6   | 5000.             | 0.                  | 0.               | 0.                  | 0.                 |
| 1  | 3           | 0.               | 0.                 | 1.                              | 0.                      | 6   | 5000.             | 0.                  | 0.               | 0.                  | 0.                 |
| 2  | 1           | 0.               | 0.                 | 1.                              | 0.                      | 6   | 5000.             | 0.                  | 0.               | 0.                  | 0.                 |
| 2  | 2           | 0.               | 0.                 | 1.                              | 0.                      | 6   | 5000.             | 0.                  | 0.               | 0.                  | 0.                 |
| 2  | 3           | 0.               | 0.                 | 1.                              | 0.                      | 6   | 5000.             | 0.                  | 0.               | 0.                  | 0.                 |

| PROJECT LRS CAPACITY 600. MW ENERGY REGULATION VOLUME 0. GWH |             |                  |                    |                                 |                         |     |                   |                     |                  |                     |                    |
|--|-------------|------------------|--------------------|---------------------------------|-------------------------|-----|-------------------|---------------------|------------------|---------------------|--------------------|
| PERIOD   | HIDRO COND. | INFLC ENERGY GWH | MINIMUM ENERGY GWH | CAPACITY REGULATION CAPACITY MW | REGULATION CAPACITY GWH | KEY | TIME RESERVOIR HR | EMPTY PEAKING HOURS | BASE CAPACITY MW | PEAKING CAPACITY MW | PEAKING ENERGY GWH |
| 1  | 1           | 1000.            | 100.               | 600.                            | 0.                      | 1   | 0.                | 0.                  | 228.             | 0.                  | 0.                 |
| 1  | 2           | 1000.            | 500.               | 600.                            | 0.                      | 1   | 0.                | 0.                  | 228.             | 0.                  | 0.                 |
| 1  | 3           | 0.               | 0.                 | 1.                              | 0.                      | 6   | 0.                | 0.                  | 0.               | 0.                  | 0.                 |
| 2  | 1           | 0.               | 0.                 | 1.                              | 0.                      | 6   | 0.                | 0.                  | 0.               | 0.                  | 0.                 |
| 2  | 2           | 0.               | 0.                 | 1.                              | 0.                      | 6   | 0.                | 0.                  | 0.               | 0.                  | 0.                 |
| 2  | 3           | 0.               | 0.                 | 1.                              | 0.                      | 6   | 0.                | 0.                  | 0.               | 0.                  | 0.                 |

| PROJECT LRT CAPACITY 600. MW ENERGY REGULATION VOLUME 3. GWH |             |                  |                    |                                 |                         |     |                   |                     |                  |                     |                    |
|--|-------------|------------------|--------------------|---------------------------------|-------------------------|-----|-------------------|---------------------|------------------|---------------------|--------------------|
| PERIOD   | HIDRO COND. | INFLC ENERGY GWH | MINIMUM ENERGY GWH | CAPACITY REGULATION CAPACITY MW | REGULATION CAPACITY GWH | KEY | TIME RESERVOIR HR | EMPTY PEAKING HOURS | BASE CAPACITY MW | PEAKING CAPACITY MW | PEAKING ENERGY GWH |
| 1  | 1           | 1000.            | 500.               | 600.                            | 3.                      | 3   | 0.                | 6.                  | 147.             | 453.                | 356.               |
| 1  | 2           | 400.             | 0.                 | 600.                            | 3.                      | 3   | 0.                | 4.                  | 22.              | 378.                | 305.               |
| 1  | 3           | 0.               | 0.                 | 1.                              | 3.                      | 6   | 3000.             | 0.                  | 0.               | 0.                  | 0.                 |
| 2  | 1           | 100.             | 0.                 | 600.                            | 3.                      | 6   | 0.                | 1.                  | 0.               | 600.                | 100.               |
| 2  | 2           | 0.               | 0.                 | 1.                              | 3.                      | 6   | 3000.             | 0.                  | 0.               | 0.                  | 0.                 |
| 2  | 3           | 0.               | 0.                 | 1.                              | 3.                      | 6   | 3000.             | 0.                  | 0.               | 0.                  | 0.                 |

| PROJECT LRE CAPACITY 400. MW ENERGY REGULATION VOLUME 250. GWH |             |                  |                    |                                 |                         |     |                   |                     |                  |                     |                    |
|--|-------------|------------------|--------------------|---------------------------------|-------------------------|-----|-------------------|---------------------|------------------|---------------------|--------------------|
| PERIOD   | HIDRO COND. | INFLC ENERGY GWH | MINIMUM ENERGY GWH | CAPACITY REGULATION CAPACITY MW | REGULATION CAPACITY GWH | KEY | TIME RESERVOIR HR | EMPTY PEAKING HOURS | BASE CAPACITY MW | PEAKING CAPACITY MW | PEAKING ENERGY GWH |
| 1  | 1           | 850.             | 175.               | 400.                            | 250.                    | 4   | 625.              | 14.                 | 40.              | 360.                | 635.               |
| 1  | 2           | 0.               | 0.                 | 1.                              | 250.                    | 6   | 250000.           | 0.                  | 0.               | 0.                  | 0.                 |
| 1  | 3           | 0.               | 0.                 | 1.                              | 250.                    | 6   | 250000.           | 0.                  | 0.               | 0.                  | 0.                 |
| 2  | 1           | 0.               | 0.                 | 1.                              | 250.                    | 6   | 250000.           | 0.                  | 0.               | 0.                  | 0.                 |
| 2  | 2           | 0.               | 0.                 | 1.                              | 250.                    | 6   | 250000.           | 0.                  | 0.               | 0.                  | 0.                 |
| 2  | 3           | 0.               | 0.                 | 1.                              | 250.                    | 6   | 250000.           | 0.                  | 0.               | 0.                  | 0.                 |



Anexo 4

**CALCULO DE LA GENERACION ESPERADA DE LAS PLANTAS TERMoeLECTRICAS QUE  
OPERAN CONJUNTAMENTE CON PLANTAS HIDRAULICAS MEDIANTE SIMULACION  
PROBABILISTICA**

**1. Sistema de generación con una planta hidráulica**

El cálculo de la generación esperada GT de una planta térmica de potencia PT mediante simulación probabilística, se hace con la curva equivalente que resulta de la modificación de la curva de duración de la demanda con las probabilidades de falla de todas aquellas plantas generadoras que están más abajo en el orden de carga.<sup>1/</sup> En la figura 1, caso (a), el área T que intercepta la potencia PT en dicha curva de duración equivalente es vista por la planta térmica mientras ella está disponible, o sea, durante una fracción de tiempo  $p = 1 - q$ , siendo q la probabilidad de falla.

$$\text{Luego, } GT = p \cdot T \quad (1)$$

Cuando en el sistema de generación existe una planta hidráulica de potencia de punta PA que tiene una energía fija Ao, existe solamente una posición en la curva de duración equivalente, en la cual la potencia hidráulica PA puede interceptar la energía Ao.

En el caso (b) de la figura 1, la planta hidráulica PA intercepta la energía A menor que Ao al ser colocada encima de la planta térmica PT. Ello significa que la posición correcta de PA para generar Ao está en una posición bajo la planta térmica PT y que, en consecuencia, la generación de la planta térmica PT es inferior al valor T. Cuando la planta hidráulica PA se pone bajo la térmica PT pueden ocurrir los casos (c) y (d) ilustrados en la figura 1.

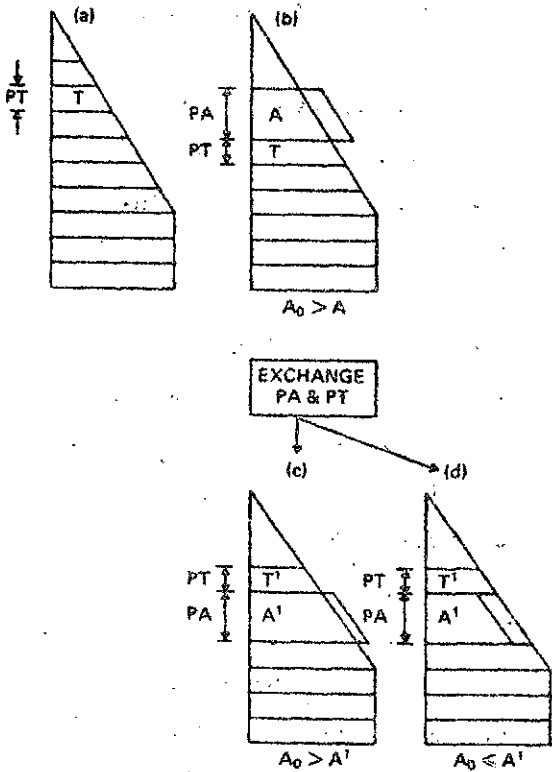
En el caso (c), la planta hidráulica PA intercepta la energía A' menor que Ao. Esto significa que la posición de ella es aún más abajo en la curva equivalente de duración de la demanda, la generación esperada de la planta térmica PT es entonces,

$$GT = p \cdot T' \quad (2)$$

<sup>1/</sup> El procedimiento matemático de cálculo de la distribución de probabilidades para la curva equivalente recibe el nombre de convolución.

Figura 1

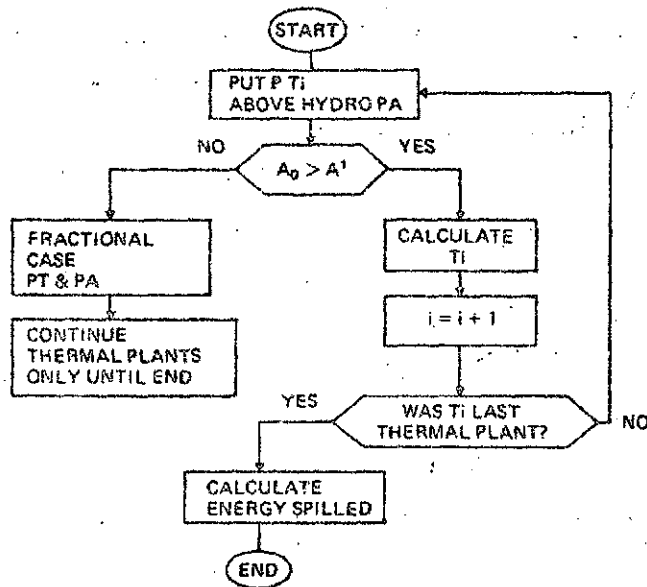
ONE HYDRO PLANT SIMULATION  
 FLOW DIAGRAMME



WASP-MERSIM

Figura 2

ONE HYDRO PLANT SIMULATION  
 FLOW DIAGRAMME



WASP-MERSIM

/En el caso

En el caso (d), la planta hidráulica intercepta la energía  $A'$  mayor que  $A_0$ . Esto significa que la posición de ella es una intermedia entre las posiciones arriba y abajo de la planta térmica PT. Este caso fraccionario se trata suponiendo que la planta hidráulica está una fracción de tiempo  $\alpha$  bajo la planta térmica PT y la fracción  $(1 - \alpha)$  de tiempo encima de ella. Rigen las siguientes relaciones:

i) Generación de la planta hidráulica:

$$A_0 = \alpha A' + (1 - \alpha)A \quad (3)$$

ii) Generación de la planta térmica:

$$GT = p \cdot [T' + (1 - \alpha)T] \quad (4)$$

de donde se puede deducir que:

$$\alpha = \frac{A_0 - A}{A' - A} \quad y \quad (5)$$

$$GT = p \cdot [T - \alpha(T - T')] \quad (6)$$

Esta última relación indica que la planta hidráulica PA puede en este caso disminuir la generación de la planta térmica en una magnitud  $p \cdot \alpha(T - T')$ .

El cálculo de A se hace con la curva de duración de la demanda transformada con las probabilidades de falla de todas las plantas térmicas que están bajo ella, incluso la planta PT. El cálculo de  $T'$ , T y  $A'$  se hace con la curva de duración de la demanda transformada con las probabilidades de falla de todas las plantas térmicas que están bajo la planta PT, es decir, se excluye la planta PT. El diagrama de flujo básico para programar el algoritmo que resuelve el caso con una planta hidráulica se muestra en la figura 2.

## 2. Sistema de generación con dos plantas hidráulicas

Sean PA y PB las potencias de punta de las dos plantas hidroeléctricas con sus correspondientes energías fijas  $A_0$  y  $B_0$ . En este caso las posibles posiciones correctas de PA y PB en la curva equivalente de duración de la demanda pueden reducirse a tres situaciones:

/- Ambas plantas

- Ambas plantas separadas y PA más arriba que PB en el orden de carga
- Ambas plantas separadas y PA más abajo que PB en el orden de carga
- Ambas plantas juntas formando una sola planta compuesta de potencia PA + PB y energía total disponible Ao + Bo.

El análisis sistemático de este problema para establecer en cuál de las tres situaciones anteriores se está, se explica con ayuda de la figura 3. (Alternativamente puede pensarse en ubicar primero la planta hidráulica PA y enseguida revisar el proceso de cálculo con la planta hidráulica PB; sin embargo este modo de atacar el problema exige realizar más convoluciones y desconvoluciones de las plantas térmicas).

Las dos plantas hidroeléctricas PA y PB se suponen colocadas juntas bajo la planta térmica PT e interceptan las energías A, B y T en la curva equivalente de duración de la demanda. Esta curva incluye las probabilidades de falla de todas las plantas térmicas que están bajo PT en el orden de carga.

En dicha posición relativa de las plantas hidráulicas PA y PB y la planta térmica PT pueden ocurrir dos casos:

- i)  $A_o + B_o > A + B$
- ii)  $A_o + B_o \leq A + B$

### 2.1 Análisis de los casos $A_o + B_o > A + B$

Se pueden presentar los casos 1, 2 y 3 que se muestran en la figura 3.

Caso 1:  $A_o > A$  y  $B_o > B$

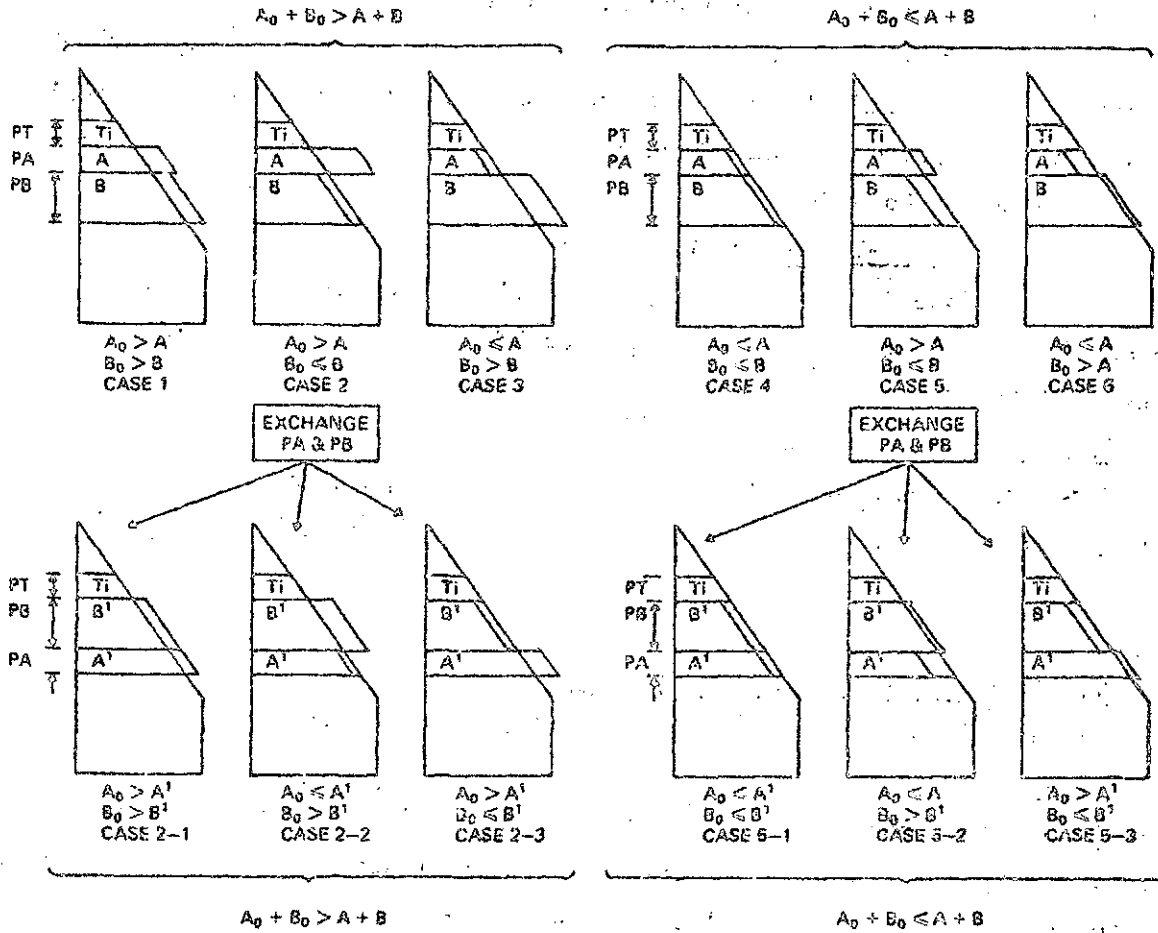
Esto indica que la posición de PA y PB es aún más abajo que PT y que la generación de la planta térmica vale p.T. Se remueve la planta térmica que sigue más abajo en el orden de carga y las plantas hidráulicas se ponen bajo ella en la nueva curva de carga equivalente (que no incluye la planta PT).

Caso 2:  $A_o > A$  y  $B_o \leq B$

Esto indica que la posición de la planta hidráulica PA está más abajo y la de la planta PB más arriba. Se intenta entonces llevar la planta PA tan abajo como sea posible para lo cual se intercambia su posición con la ubicación de la planta PB. Esto conduce a los siguientes subcasos:

Figura 3

TWO HYDRO PLANTS SIMULATION



WASP-MERSON

Caso 2-1:  $A_o > A'$  y  $B_o > B'$

Se continúa como en el caso 1, pero con las posiciones de PA y PB intercambiadas.

Caso 2-2:  $A_o \leq A'$  y  $B_o > B'$

Esto indica que las plantas PA y PB tienen posiciones intermedias, pero puesto que el conjunto de la energía disponible  $A_o + B_o$  es mayor que energía  $A + B = A' + B'$  interceptada en la curva de duración de la demanda, la posición de la planta compuesta PA + PB estaría más abajo. Se continuaría como en el caso 1 pero con la planta compuesta de potencia PA + PB y energía  $A_o + B_o$ .

Caso 2-3:  $A_o > A'$  y  $B_o \leq B'$

Esto indica que las plantas PA y PB deben separarse. PB cae en el caso fraccionario con la planta PT y la planta hidroeléctrica PA está más abajo en el orden de carga.

Caso 3:  $A_o < A$  y  $B_o > B$

Esto indica que las plantas PA y PB quedan separadas. PA cae en el caso fraccionario con la planta PT y la planta PB está más abajo en el orden de carga.

## 2.2 Análisis de los casos $A_o + B_o \leq A + B$

Se pueden presentar los casos 4, 5 y 6 de la figura 3:

Caso 4:  $A_o \leq B$  y  $B_o \leq B$

Esto indica que ni PA ni PB pueden quedar más abajo en el orden de carga. Luego, este caso se resuelve como caso fraccionario entre la planta térmica PT y la planta hidráulica compuesta de potencia PA + PB y energía  $A_o + B_o$ . Se continuaría después solamente con las plantas térmicas que quedan.

Caso 5:  $A_o > A$  y  $B_o \leq B$

En este caso la planta hidráulica PA puede ubicarse más abajo en el orden de carga y la planta PB debe ponerse más arriba en el orden de carga. Se intenta entonces desplazar la planta PA tan abajo como sea posible, para lo cual se intercambia su posición con la ubicación de la planta PB. Esto produce tres subcasos:

/Caso 5-1:

Caso 5-1:  $A_o \leq A'$  y  $B_o \leq B'$

Se deduce que ni PA ni PB pueden quedar más abajo en el orden de carga. Luego, este caso se resuelve también como caso fraccionario entre la planta térmica PT y la planta compuesta de potencia PA + PB y energía  $A_o + B_o$ . Se continuaría después con el cálculo de la generación de las plantas térmicas que quedan más abajo en el orden de carga.

Caso 5-2:  $A_o < A'$  y  $B_o > B'$

De lo cual se deduce que tanto la planta PA como PB ocupan posiciones intermedias dentro de la posición PA + PB. Luego, este también es un caso fraccionario entre la planta térmica PT y la planta hidráulica compuesta de potencia PA + PB y energía  $A_o + B_o$ . Se sigue después con las plantas térmicas que quedan.

Caso 5-3:  $A_o > A'$  y  $B_o \leq B'$

Las plantas hidráulicas PA y PB se separan: PB produce un caso fraccionario con la planta térmica PT y la planta PA se desplaza sola más abajo en el orden de carga.

Caso 6:  $A_o \leq A$  y  $B_o > A$

Las plantas hidráulicas PA y PB se separan; PA se resuelve como caso fraccionario con la planta térmica PT y PB se lleva más abajo en el orden de carga.

### 3. Caso límite inicial. Falta de energía hidráulica

Este caso se refiere a aquel en el cual todas las plantas térmicas han sido convolucionadas con la curva de duración de la demanda y una o ambas plantas hidráulicas de punta tienen una energía disponible menor que la mínima requerida. Estas situaciones inciden en el cálculo de la energía no servida y en el valor de la probabilidad de pérdida de carga y su solución está descrita en el anexo 5.

### /4. Caso límite

4. Caso límite final. Se derrama energía hidráulica

Este es el caso que se produce cuando, al dejar una o ambas plantas hidráulicas de punta adyacentes a la planta hidráulica de pasada en la base, la energía hidráulica disponible excede aquella requerida en la curva de duración de la demanda. El excedente es energía hidráulica que no puede aprovecharse y se le denomina energía hidráulica derramada.

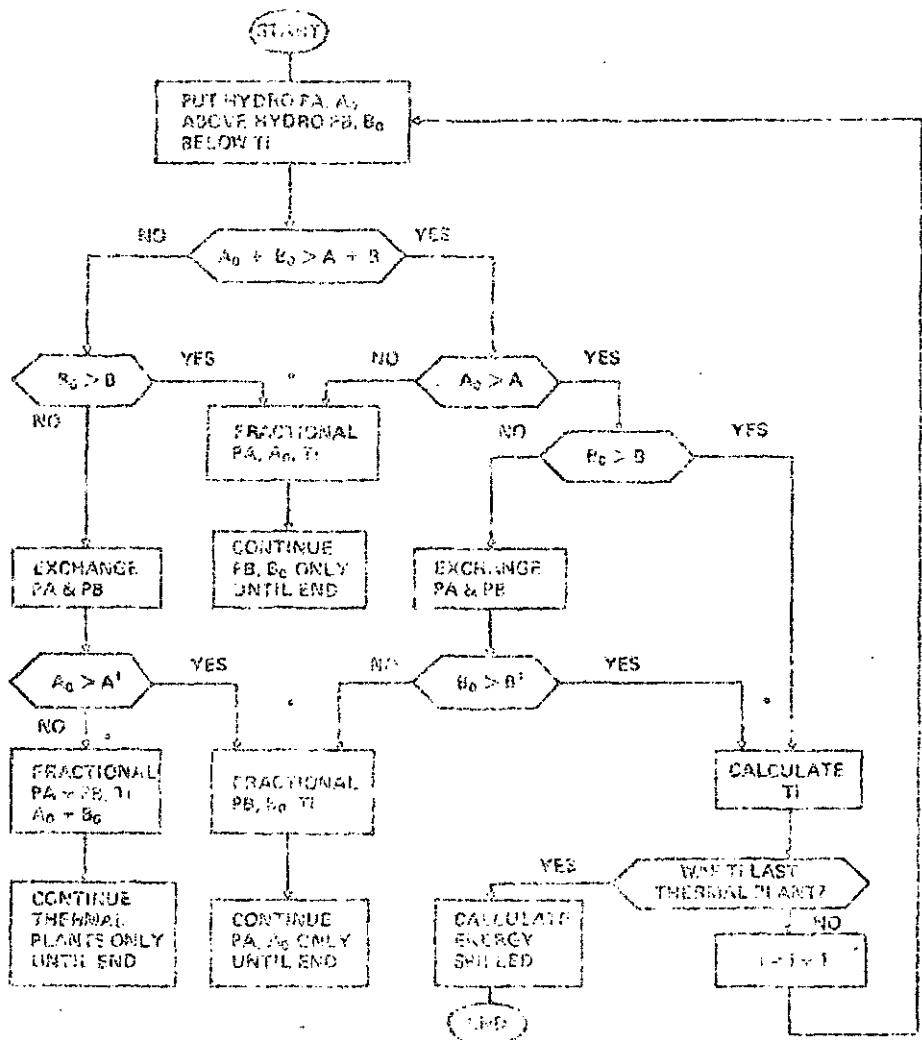
5. Algoritmo base para resolver la simulación probabilística con dos plantas hidráulicas

El diagrama de flujo básico para programar el algoritmo de la simulación probabilística con dos plantas hidroeléctricas se muestra en la figura 4. En dicho diagrama no se ha incluido el caso límite inicial (cálculo de ENS y LOLP); el caso límite final (energía derramada) se muestra solamente en uno de los casos.



Figure 4

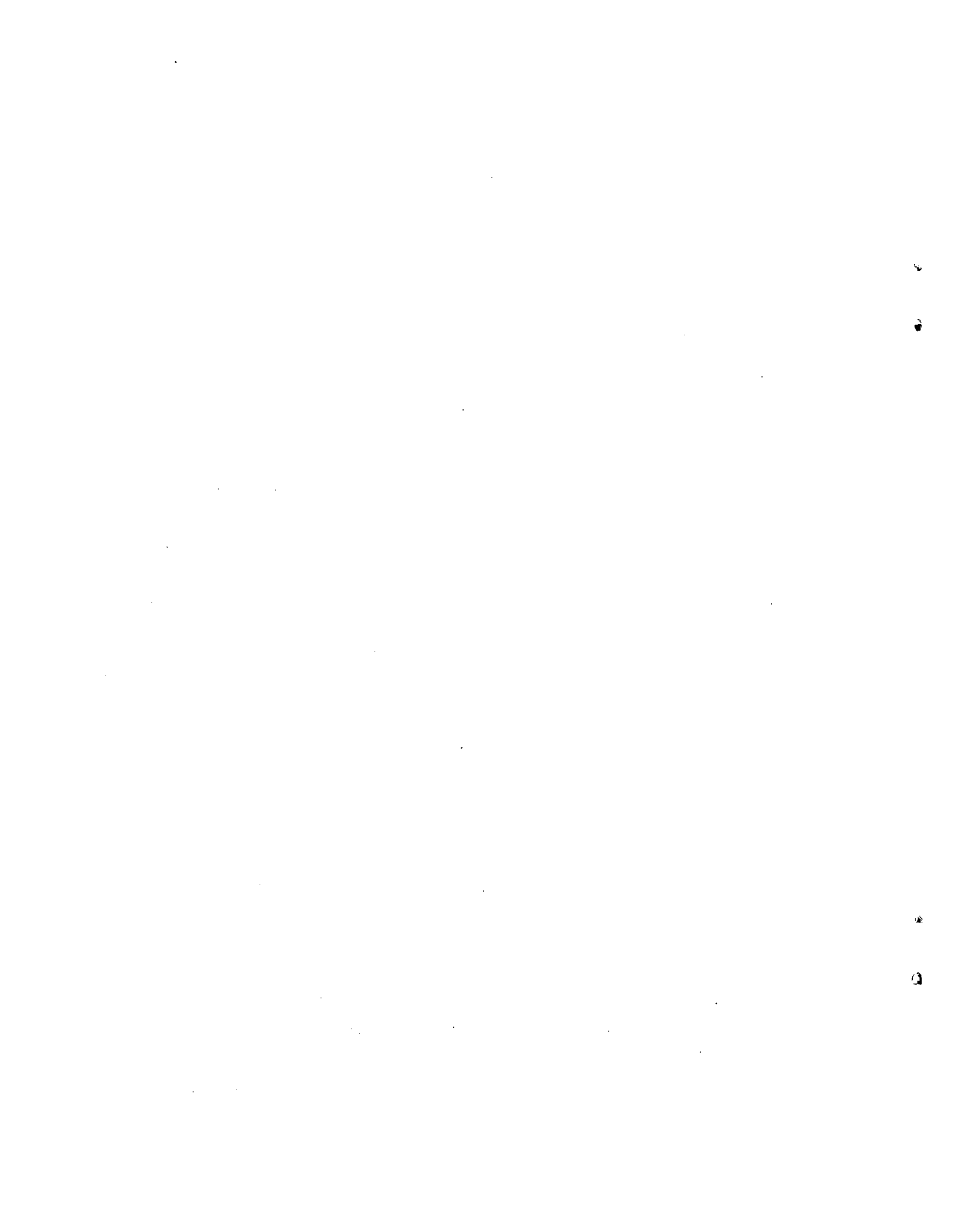
TWO HYDRO PLANTS SIMULATION FLOW DIAGRAM



\* NOTE THAT TEST FOR FIRST PLANT AND END AND LOLC CALCULATION SHOULD BE DONE HERE \*

- A<sub>0</sub> = ENERGY AVAILABLE FROM HYDRO A<sub>0</sub>
- B<sub>0</sub> = ENERGY AVAILABLE FROM HYDRO B<sub>0</sub>
- A = ENERGY INTERCEPTED IN LDC BY HYDRO A<sub>0</sub> WHEN ABOVE B<sub>0</sub>
- A<sup>1</sup> = ENERGY INTERCEPTED IN LDC BY HYDRO A<sub>0</sub> WHEN BELOW B<sub>0</sub>
- B = ENERGY INTERCEPTED IN LDC BY HYDRO B<sub>0</sub> WHEN BELOW A<sub>0</sub>
- B<sup>1</sup> = ENERGY INTERCEPTED IN LDC BY HYDRO B<sub>0</sub> WHEN ABOVE A<sub>0</sub>
- TI = THERMAL PLANT NO. IN LOADING ORDER

WASP-MERSON



Anexo 5

MEDICION DE LA PROBABILIDAD DE PERDIDA DE CARGA

La probabilidad de pérdida de carga (LOLP) se define como la proporción del tiempo durante el cual la demanda no es abastecida. Este valor se mide actualmente en el Modelo WASP en la curva de duración de carga transformada por el procedimiento de simulación probabilística con la suma de las potencias disponibles, sin preocuparse de la energía que debe colocar la central en esa posición. (Véase la figura 1.)

En un sistema con alta proporción hidráulica, bajo condiciones hidrológicas desfavorables podría ocurrir que el conjunto de centrales no disponga de energía suficiente para entregar toda su potencia al sistema, y si lo hacen en la punta de la curva se produce una falla en la zona intermedia. (Véase la figura 2.) En la práctica es posible que se opere el sistema colocando la energía hidráulica de forma de aprovechar al máximo la potencia, con lo cual se disminuye la profundidad de la falla (MW) pero aumenta su duración. (Véase de nuevo la figura 2.)

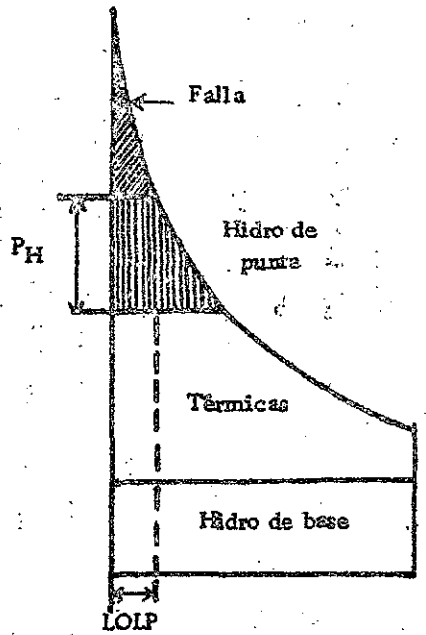
En cambio, si se coloca la energía hidráulica a continuación de las térmicas en la curva de duración, no se aprovecha toda la potencia pero se disminuye el LOLP. (Véase la figura 3.)

Al utilizar el criterio de costo de falla en función de la energía no servida, las decisiones son independientes de la forma de calcular el LOLP. Cuando se utiliza el criterio de máximo LOLP, la forma de calcularlo es importante y conviene tomar precauciones para que las configuraciones que cumplen con el LOLP máximo establecido estén presentes entre los casos estudiados.

En consecuencia, se ha decidido medir el LOLP colocando las centrales hidráulicas a continuación de la última térmica en la curva de duración, respetando su máxima energía y la potencia necesaria para colocar toda su energía (limitada a la capacidad disponible). (Véase de nuevo la figura 3.)

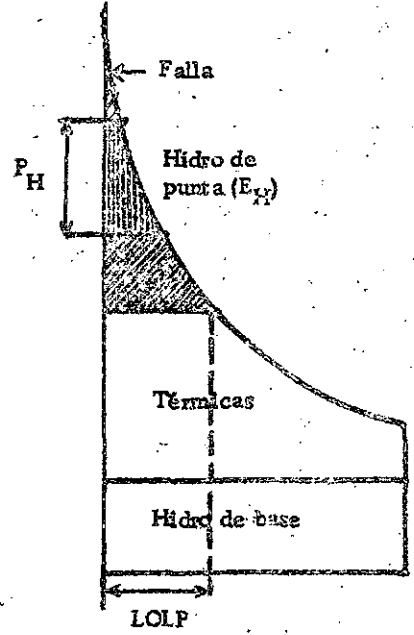
/Figura 1

Figura 1



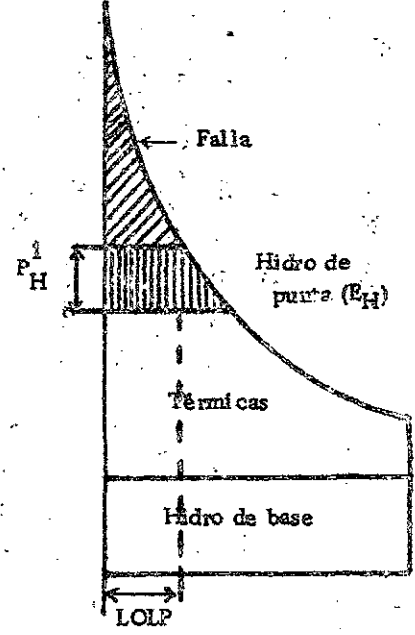
LOLP medido con la potencia hidráulica disponible  $P_H$ .

Figura 2



Colocación de la central hidráulica  $E_H$  para aprovechar toda su potencia disponible  $P_H$ .

Figura 3



Colocación de central hidráulica para disminuir LOLP. Potencia colocada  $P_{H1}$  menor que potencia disponible  $P_H$ .

/ Anexo 6

Anexo 6

VALORIZACION DE LA ENERGIA NO SERVIDA

I. Introducción

El criterio utilizado por el Modelo WASP-2 en relación a la seguridad de servicio se basa en la medición de la probabilidad de pérdida de carga (LOLP),<sup>1/</sup> definida como la proporción del tiempo durante el cual el sistema es incapaz de suministrar el total de la demanda. Introducida la LOLP como criterio de seguridad, el programa rechaza aquellas configuraciones candidatas que no cumplen con aquél. Sin embargo, el modelo no asigna valor económico a la diferencia de seguridad de servicio existente entre dos configuraciones con diferente LOLP.

La evaluación del costo de la energía no servida permite valorizar en términos económicos dicha diferencia e introducir la calidad de servicio como una variable adicional en el análisis económico.

Por otra parte, mediante la adopción de valores adecuados para el costo de falla se puede mantener la magnitud de la falla dentro de valores predeterminados.

Por las razones señaladas anteriormente, se decidió modificar el Modelo WASP, de forma que el costo total de abastecimiento (función objetivo) esté formado por la inversión y los valores esperados de los costos de operación y de energía no servida. Al respecto se deben proporcionar al programa los coeficientes de un polinomio de segundo grado que exprese el costo incremental de la falla en energía en función de la energía anual no abastecida.

El programa tendrá así tres opciones para emplear como criterio de seguridad: costo de falla, probabilidad de pérdida de carga y margen de reserva.

1/ Loss of Load Probability.

/2. Expresión

## 2. Expresión del costo de falla

El perjuicio económico que una restricción de energía produce a los usuarios de un sistema eléctrico aumenta con la magnitud de la restricción, por lo cual se acostumbra representar el costo unitario de la falla como una función creciente de la energía no servida. La definición de una expresión que represente esta función es generalmente un problema de difícil solución, ya que los parámetros económicos que están involucrados en ella son numerosos.

En la práctica pueden adoptarse expresiones simples del costo unitario de la energía no servida en función de la profundidad de la falla en potencia o de la magnitud de la falla en energía. En el primer caso se evalúa cada elemento de la falla con su correspondiente profundidad (en potencia) a partir de la curva de carga. En el segundo caso sólo se evalúa la energía de la falla, lo que implica la aceptación de una cierta forma de la curva de duración de la demanda.

## 3. Costo unitario de falla en función de la falla en potencia

Si  $c(P)$  es el costo incremental (\$/KWh) de la energía restringida en función de la profundidad de la falla  $P$ . El costo total de falla en el sistema estará dado por la expresión

$$CT (\$) = \int_0^T \int_0^F c(P) dP dt$$

en que:

$c(P)$ : Costo unitario de la energía fallada (\$/KWh)

$$P = \frac{D(t) - P_0}{D_{max}} = \text{potencia fallada (o/l)}$$

$P(t)$  = demanda (MW)

$P_0$  = Potencia disponible (MW)

$D_{max}$  = Demanda máxima (MW)

$F$  = Profundidad de la falla (MW)

$T$  = Duración de la falla

/Según sea

Según sea la expresión analítica que se adopte para definir la curva de carga, la expresión del costo de la energía no servida será más o menos compleja. Por ejemplo, si la curva de demanda se expresa como un polinomio de quinto grado, el costo queda representado por un polinomio de grado 11.<sup>2/</sup>

4. Costo unitario de falla como función de faltantes de energía

Sea  $c(E_F)$  el costo unitario incremental de falla (\$/KWh). El costo total para una falla de magnitud  $E_F$  queda dado por la expresión:

$$CT (\$) = \int_0^{E_F} c(E) dE$$

En el Modelo WASP se ha decidido adoptar esta expresión dando al costo unitario de la energía no servida la forma de un polinomio de segundo grado.

$$c (\$/KWh) = a + b \frac{E_F}{E_A} + d \left( \frac{E_F}{E_A} \right)^2$$

$c$  : Costo incremental de falla (\$/KWh)

$a, b, d$ : Constantes

$E_F$ : Energía restringida (KWh)

$E_A$ : Energía anual demandada (KWh)

El costo total para una falla de magnitud  $E_F$  será:

$$CT (\$) = \left[ a + \frac{b}{2} \frac{E_F}{E_A} + \frac{d}{3} \left( \frac{E_F}{E_A} \right)^2 \right] E_F$$

El costo total esperado será la suma de los costos totales para cada condición hidrológica ponderados por sus probabilidades respectivas.

<sup>2/</sup> En realidad en el caso del Modelo WASP la expresión sería aún más compleja debido a que para poder efectuar los procesos de convolución, la curva de carga se expresa como la suma de funciones trigonométricas de la serie de Fourier.

El cálculo de los costos totales y su valor esperado se hará en DYNPRO para permitir realizar análisis de la solución ante variaciones del costo de falla sin tener que repetir las simulaciones en MERSIM.

Si se decide usar la opción de cálculo de costo de falla, los coeficientes a, b y d deben ser entregados al programa en DYNPRO. Evidentemente se pueden emplear expresiones más simples del costo de falla haciendo cero cualquiera de estos coeficientes.



10/10/10

Dear Sir,  
I am writing to you regarding the matter of the  
contract for the supply of goods to the  
Government of India.

The contract was entered into on the 1st day of  
January 1910 and the goods were delivered  
on the 15th day of the same month. The  
contract was for the supply of 1000  
units of goods at a price of Rs. 1000000.

The goods were delivered in accordance with the  
specifications and the quality of the goods  
was found to be satisfactory. The contract  
was terminated on the 31st day of December  
1910.

I am, Sir, very respectfully,  
Yours faithfully,  
[Signature]

1

2

3