

COMISION ECONOMICA PARA AMERICA LATINA

LIMITADO
CEPAL/MEX/SRNET/13
Marzo de 1979

MODIFICACIONES EFECTUADAS AL MODELO WASP PARA
MEJORAR LA REPRESENTACION DE LAS PLANTAS
HIDROELECTRICAS (MODELO WASP-3)

79-3-173-100

1000
1000
1000

1000

1000
1000
1000

1000

1000

INDICE

	<u>Página</u>
1. Resumen	1
2. Introducción	1
3. Características fundamentales del modelo WASP-2	2
4. Principales limitaciones del modelo WASP-2 frente a sistemas hidrotérmicos	3
5. Modificaciones hechas al modelo WASP-2 conducentes al modelo WASP-3	5
a) Criterios económicos y de garantía	5
b) Representación de centrales hidroeléctricas	5
6. Modificaciones propuestas para ser desarrolladas posteriormente	7
Anexo 1: Medición de la probabilidad de pérdida de carga	9
Anexo 2: Valorización de la energía no servida	11
Anexo 3: Hipótesis para la distribución en base y punta de la energía aportada por las centrales hidráulicas	15
Anexo 4: Cálculo de la generación esperada de las plantas termoeléctricas que operan conjuntamente con plantas hidráulicas mediante simulación probabilística	25



PRESENTACION

El presente informe resume el estudio realizado conjuntamente por el OIEA^{1/} y la CEPAL^{2/} tendiente a modificar el modelo WASP (Wien Automatic System Planning Package) de planeación del sector eléctrico, dentro del marco del Proyecto Regional de Interconexión Eléctrica del Istmo Centroamericano y que condujo a la creación de una versión denominada WASP-III, que constituye, sin duda una importante contribución a la metodología de planeación del sector eléctrico.

Se ha considerado conveniente difundir este informe --preparado para ser presentado en una próxima reunión de usuarios del modelo WASP-- por considerarlo de gran interés para todos aquellos relacionados con el tema de planificación eléctrica.

Sus autores son:

- Alvaro Covarrubias. Investigador de la División de Energía Nucleoeléctrica y Reactores (OIEA)
- Hernán García. Coordinador Técnico del Proyecto Regional de Interconexión Eléctrica (CEPAL)
- Esteban Skoknic. Experto en Planeación Eléctrica de la Empresa Nacional de Electricidad (ENDESA), Chile, asesor de la CEPAL, y
- Peter Heinrich. Analista-Programador (OIEA)

1/ Organismo Internacional de Energía Atómica.

2/ Comisión Económica para América Latina, Subsede en México.

Faint, illegible text, possibly bleed-through from the reverse side of the page. The text is too light to transcribe accurately.

Faint text at the bottom of the page, possibly a signature or a date, which is mostly illegible.

MODIFICACIONES EFECTUADAS AL MODELO WASP PARA MEJORAR LA REPRESENTACION
DE LAS PLANTAS HIDROELECTRICAS (MODELO WASP-3)

A. COVARRUBIAS (OIEA)^{1/} H. GARCIA (CEPAL)^{2/}
P. HEINRICH (OIEA) E. SKOKNIC (CEPAL)

1. Resumen

Este artículo describe recientes modificaciones realizadas en conjunto por el OIEA y la CEPAL en el modelo WASP, orientadas principalmente a mejorar la representación de un sistema con componente hidroeléctrico importante. Las principales modificaciones son:

i) Las centrales hidroeléctricas se representan ahora por dos tipos de plantas equivalentes.

Las plantas compuestas se forman por la adición de la capacidad y generación de las plantas individuales de su tipo. La generación en base y en punta de cada planta individual es calculada para cada período y condición hidrológica a partir de las características básicas de la central. Tanto en la simulación como en la generación de alternativas de expansión los dos tipos de plantas se tratan independientemente.

ii) Se eliminan las plantas hidroeléctricas de emergencia y las plantas de bombeo.

iii) El cálculo de la probabilidad de pérdida de carga considera ahora los casos de falla por falta de energía hidroeléctrica.

iv) Se incorpora el costo de la energía no servida en la función objetivo.

Se considera que en esta versión del modelo, que se ha denominado "WASP-3" se gana fidelidad en la representación del sistema de generación y es más útil que la versión anterior en el análisis del desarrollo de sistemas hidrotérmicos.

2. Introducción

Pese a su reducido tamaño y población (21 millones de habitantes en 1978), los países del Istmo Centroamericano (Guatemala, El Salvador, Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá) cuentan con sistemas de abastecimiento eléctrico independientes.^{3/} Los recursos hidroeléctricos alcanzan a unos

1/ Organismo Internacional de Energía Atómica.

2/ Comisión Económica para América Latina, Subsede en México.

3/ Sólo entre dos de ellos se efectúan transferencias marginales de energía.
/130 000 GWh por

130 000 GWh por año, los que se encuentran escasamente desarrollados e irregularmente distribuidos. Debido a que en el área no se produce petróleo, la interconexión de los sistemas permitiría el desarrollo integrado de dichos recursos.

La CEPAL, por intermedio de su subsele en México, está realizando un estudio destinado a estimar los beneficios económicos de la unión de los sistemas eléctricos de los países, mediante la evaluación económica, por una parte, del desarrollo eléctrico de los sistemas aislados y por la otra, del desarrollo integrado. Los beneficios resultarían de la diferencia del costo total actualizado de abastecimiento entre estas dos alternativas.

La necesidad de estudiar un programa de desarrollo a largo plazo (hasta el año 2000), la existencia de unos 60 proyectos hidroeléctricos identificados en el área y la necesidad de efectuar la operación simulada de los sistemas con suficiente detalle como para poder evaluar los posibles beneficios de operación, conducen a un problema de gran complejidad para cuya solución se requirió un análisis metodológico cuidadoso.

El estudio metodológico indicó la conveniencia de utilizar previamente un modelo de optimización basado en programación lineal que definiera los programas de instalación a largo plazo para períodos de 3 o 5 años. Un estudio más detallado mediante el modelo WASP permitiría definir con mayor exactitud los programas de instalaciones y calcular los correspondientes costos de operación.

Sin embargo el modelo WASP en su versión 2 presenta limitaciones de importancia cuando se analiza un sistema con gran componente hidroeléctrica como se detalla más adelante.

Por este motivo y bajo un acuerdo OFEA-CEPAL un grupo ad-hoc formado por personal técnico de ambas instituciones realizó una serie de modificaciones en el modelo tendientes a levantar las limitaciones señaladas.

El resultado del programa es una nueva versión denominada WASP-3 que puede considerarse una herramienta más poderosa en el caso de sistemas con componente hidroeléctrica importante.

3. Características fundamentales del modelo WASP-2

El programa de computación Wien Automatic System Planning Package (WASP-2) es un modelo matemático diseñado para estudiar los programas de expansión de obras de generación en sistemas eléctricos.

/La optimización

La optimización se realiza a través de programación dinámica. Se limita el número de alternativas a analizar imponiendo márgenes de reserva en potencia mínima y máxima y probabilidad de pérdida de carga a respetar.

Pueden estudiarse hasta 20 tipos de unidades térmicas como alternativas de expansión. Los proyectos hidroeléctricos que son candidatos a formar parte del plan de expansión son considerados de uno en uno según un orden de prioridad preestablecido y sus aportes de energía y potencia se integran en una planta única equivalente para los efectos de la simulación. Además de las centrales hidroeléctricas "normales" se representan un tipo de planta de emergencia y un tipo de planta de bombeo.

El cálculo del costo de operación se realiza a través del método de simulación probabilístico, que toma en cuenta la salida forzada o desconexiones imprevistas de unidades térmicas. Estas se representan individualmente en dos bloques (base y punta). El efecto de la variación de los aportes hidráulicos en el costo de la operación se toma en cuenta calculando el valor esperado para varias condiciones hidrológicas.

En los cálculos de simulación las centrales hidroeléctricas normales se representan por medio de una sola central equivalente formada por dos bloques: base y punta.

La variación estacional o mensual de la potencia y la energía disponible de cada central hidroeléctrica se entrega a través de multiplicadores propios de cada proyecto. La variación de los aportes en potencia y energía para cada condición hidrológica con respecto a la media se consideran a través de multiplicadores que afectan a la central equivalente y que son invariables en el tiempo.

4. Principales limitaciones del modelo WASP-2 frente a sistemas hidrotérmicos

Como es sabido, el modelo WASP-2 presenta algunas limitaciones, especialmente cuando se trata de analizar sistemas con una proporción elevada de energía de origen hidráulico. Entre ellas pueden citarse:

i) Criterio de seguridad. El criterio de seguridad del WASP es la elección de una probabilidad de pérdida de carga máxima admisible y la elección de un rango de potencia instalada (reserva) sobre la demanda

/máxima

máxima. En sistemas principalmente hidráulicos puede ocurrir que se abastezcan sin problemas la demanda máxima (cuando hay centrales de embalse sobreequipados, que es lo normal) y la energía con una hidrología promedio, pero que se presenten déficit de energía en años de hidrología seca.

ii) Aportes para diferentes hidrologías. Los aportes para diferentes hidrologías se dan a través de un coeficiente que relaciona ese aporte con el promedio. Este coeficiente es el mismo para todas las centrales. Sin embargo, es conveniente emplear un coeficiente distinto para cada una pues la introducción de nuevas centrales al sistemas modifica las características de generación del conjunto cuando la nueva central es de un tamaño importante con respecto a las existentes y tiene características hidrológicas diferentes a las del conjunto.

iii) Operación de centrales hidroeléctricas. La generación agregada de las centrales hidroeléctricas se coloca en la curva de duración con una potencia igual a la suma de las potencias disponibles de dichas centrales como una sola central. Al realizar esta adición se podría estar traspasando energía de una central cuya energía no cabe en la curva de consumo a otras con menos caudal.

iv) Orden predeterminado de centrales hidroeléctricas. La instalación de centrales hidroeléctricas se determina comparándolas con alternativas termoeléctricas de distinto tipo, pero el orden en que pueden entrar las centrales hidráulicas es predeterminado.

v) Operación de los embalses. Se entrega como datos al WASP la energía generable por cada central, esto es, debe hacerse una operación previa de los embalses. Sin embargo, dicha operación es función tanto de sus características como las del resto del sistema (demanda y producción). Para embalses pequeños esta dependencia no es importante, sin embargo es válida cuando la capacidad de regulación es apreciable con respecto al tamaño del sistema y la incorporación de nuevas centrales puede modificar la operación del embalse.

5. Modificaciones hechas al modelo WASP-2 conducentes al modelo WASP-3

De lo señalado en los puntos anteriores se desprende que el modelo WASP representa con cierto detalle las características de las centrales térmicas pero la representación de las plantas hidroeléctricas no tiene una fidelidad equivalente.

El uso del modelo WASP en el estudio de la expansión de sistemas con una proporción de generación hidroeléctrica importante ha exigido incorporar algunas modificaciones para mejorar la representación de este tipo de plantas y modificar los criterios de seguridad de abastecimiento.

Se describen a continuación las principales modificaciones realizadas en esta ocasión:

a) Criterios económicos y de garantía

i) Cálculo de la probabilidad de pérdida de carga. 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. En el anexo 1 se describe el método empleado.

ii) Incorporación del costo de la energía no servida en la función objetivo. Se ha establecido el costo de falla como una nueva variable en la función objetivo. El costo unitario de falla se expresa como una función creciente de la magnitud de la falla expresada en energía anual. En el anexo 2 se detalla el planteamiento de esta modificación.

De esta manera el usuario puede elegir el programa de costo mínimo total de abastecimiento considerando las siguientes opciones alternativamente o en conjunto:

- a) Máxima probabilidad de pérdida de carga aceptable;
- b) Mínimo y máximo margen de reserva en potencia, y
- c) Costo de falla incorporado a la función objetivo

b) Representación de centrales hidroeléctricas

i) Modificación del sistema de multiplicadores para diferentes hidráulidades. Como se indicó anteriormente, el modelo WASP-2 emplea un sistema de coeficientes para determinar la generación de los proyectos /hidroeléctricos

hidroeléctricos en años distintos del normal. Estos coeficientes son únicos y no se modifican con la incorporación de nuevas centrales al sistema. Además, mantienen la misma distribución estacional o mensual de los aportes de las plantas para las distintas condiciones hidrológicas.

En la versión WASP-3 se ha eliminado el sistema de multiplicadores y se entrega para cada estación o mes y para cada condición hidrológica la potencia disponible (MW) y la energía que puede generar cada planta (GWh). De este modo cada proyecto puede, con sus aportes, modificar la distribución de la energía hidráulica del conjunto al variar sus aportes para cada condición hidrológica y la distribución estacional o mensual de las mismas.

ii) Determinación de la energía que las centrales hidráulicas pueden colocar fuera de la base. Se ha incorporado a los módulos FIXSYS y VARSYS una subrutina que determina la energía que la central puede colocar fuera de la base en función del volumen del embalse y de la exigencia de energía en base por condiciones de riego, navegación, etc. De este modo sólo es necesario entregar como datos la energía afluente, la energía mínima exigida en base a la central y el volumen de regulación para que el programa determine la potencia y energía en los bloques de base y punta. En el anexo 3 se describe esta subrutina detalladamente.

iii) Aumento a dos del número de categorías de plantas hidroeléctricas. Se ha aumentado a dos las categorías de plantas hidroeléctricas tanto en el sistema fijo como en el variable. Debe indicarse en FIXSYS y VARSYS la categoría a que pertenece cada planta.

Cada una de estas categorías quedan representadas, para los efectos de la simulación de la operación, por una planta compuesta por la suma de los proyectos individuales con un bloque de base y un bloque de punta. 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 que se describen en el anexo 4.

En el sistema variable cada categoría es tratada en forma independiente, lo que permite definir dos series o listas de proyectos candidatos para ser elegidos en la expansión del sistema.

Estas dos categorías son tratadas, actualmente, en igual forma por el programa, pero se han definido como: a) de gran regulación y b) de pequeña /regulación

regulación, previendo incorporar posteriormente al programa una subrutina que realice una optimización de la operación anual de un embalse equivalente de la planta compuesta de gran regulación.

La incorporación de dos categorías de plantas hidroeléctricas significa un importante avance en la representación de estas plantas en el modelo WASP, tanto en lo que se refiere al cálculo de los costos de operación como a las alternativas de expansión.

iv) Eliminación del tratamiento de plantas de bombeo y de emergencia.

Los sistemas eléctricos en estudio en el Istmo Centroamericano no tienen actualmente ni consideran la incorporación de bombeo en su expansión. Por esta razón y para mantener el programa dentro de un tamaño razonable, no se ha incluido el tratamiento de este tipo de plantas en las modificaciones al WASP.

También se ha eliminado el tratamiento de plantas de emergencia.^{4/}

v) Modificación de salidas de modelos FIXSYS, VARSYS y MERSIM. En los módulos FIXSYS y VARSYS aparece la contribución individual de cada uno de los proyectos a las respectivas plantas hidroeléctricas compuestas y en el módulo MERSIM se detalla la operación de estos dos tipos de plantas, indicando su ubicación en el orden de carga y la energía vertida.

6. Modificaciones propuestas para ser desarrolladas posteriormente

Además de las modificaciones realizadas en este trabajo, es interesante señalar algunas otras que constituirían aportes al modelo WASP:

a) Determinación en el modelo de la operación óptima del embalse equivalente de las centrales hidráulicas con gran regulación. Esta modificación sólo exige la incorporación de una subrutina de programación dinámica que emplea como criterio el mínimo costo de operación anual.

^{4/} En WASP-2, la planta de emergencia sirve para representar la capacidad no utilizada de las centrales hidroeléctricas de gran embalse, cuya operación se requiere a fin de suplir los posibles déficit de energía y potencia a consecuencia de salidas forzadas y por mantenimiento de las plantas térmicas. Dado que WASP-3 permite una mejor representación de las centrales hidroeléctricas, no se consideró necesario incluir la planta de emergencia.

b) Cálculo de

b) Cálculo de los costos marginales de desarrollo para el programa óptimo para valorizar potencia y energía en análisis marginales (diseño detallado de centrales y sistemas de transmisión, determinación de orden de prioridad económico de proyectos hidroeléctricos en estudios preliminares, etc.

c) Representación de la variación aleatoria de la demanda.

Anexo 1

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.)

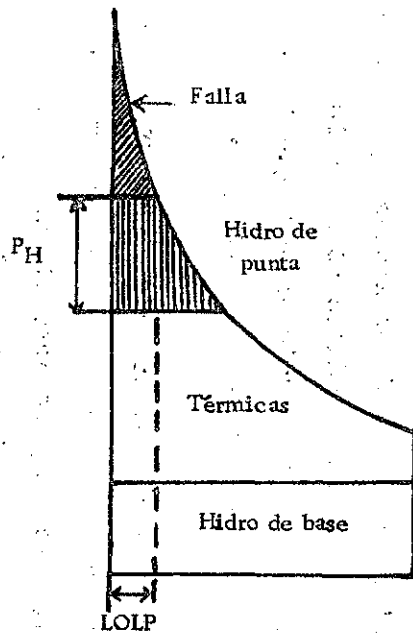
En un sistema con alta proporción hidráulica, bajo condiciones hidrológicas desfavorables podría ocurrir que el conjunto de centrales no disponga de energía suficiente para entregar toda su potencia al sistema, y si lo hacen en la punta de la curva se produce una falla en la zona intermedia. (Véase la 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.

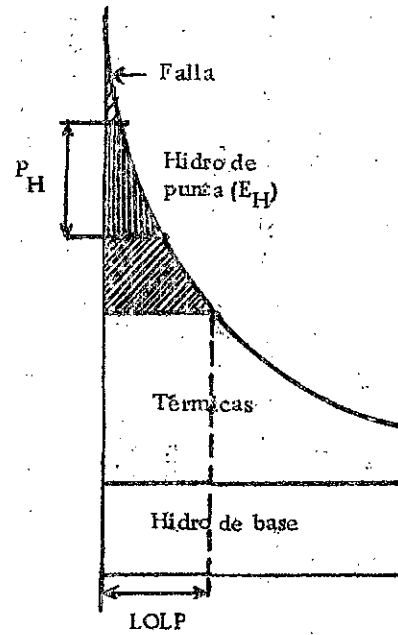
En consecuencia, se ha decidido medir el LOLP colocando las centrales hidráulicas a continuación de la última térmica en la curva de duración, respetando su máxima energía y la potencia necesaria para colocar toda su energía (limitada a la capacidad disponible). (Véase de nuevo la figura 3.)

Figura 1



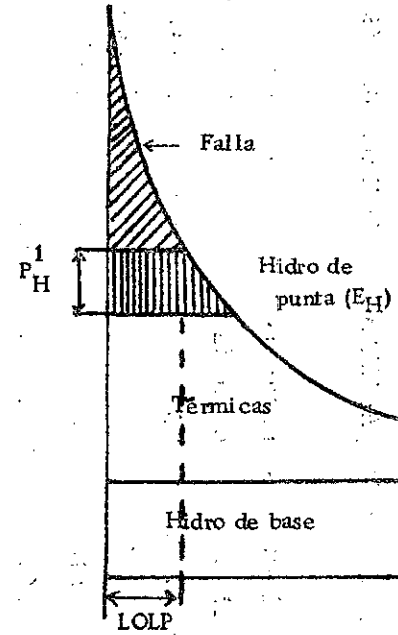
LOLP medido con la potencia hidráulica disponible P_H .

Figura 2



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

Figura 3



Colocación de central hidroeléctrica para disminuir LOLP. Potencia colocada P_H menor que potencia disponible P_H .

Anexo 2

VALORIZACION DE LA ENERGIA NO SERVIDA

1. 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),^{1/} 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 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 $c(F)$ es el costo incremental (\$/KWh) de la energía restringida en función de la profundidad de la falla F . 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

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.^{2/}

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.

^{2/} 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.

Anexo 3

HIPOTESIS PARA LA DISTRIBUCION EN BASE Y PUNTA DE LA ENERGIA APORTADA POR LAS CENTRALES HIDRAULICAS

1. Presentación del problema

La simulación de la operación de las plantas hidroeléctricas en el Modelo WASP-2 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 obligada en la base queda definida como la suma de la potencia media de las plantas sin regulación alguna y la que debe generarse en los embalses por compromisos de aguas abajo.

La energía colocada en la base resulta ser:

$$EB = MWB \times H$$

siendo H 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.

Este proceso es obvio para las plantas con embalse de gran capacidad y también lo es 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.

El WASP-3 contiene una subrutina que analiza, con base en las características de las plantas y la energía generable, la forma en que ellas deberían operar. Este análisis se hace para cada condición hidrológica y se obtienen como resultado la energía que cada planta coloca en la base y la potencia y la energía en punta, 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.

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.^{1/}

El análisis se basa fundamentalmente en el tiempo de llenado del embalse 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 menor de 24 horas, la planta efectúa regulación diaria;

d) Se acepta que una planta que puede vaciar su embalse en menos de dos horas tiene una regulación muy pequeña y por lo tanto se operará como de pasada.

3. Cálculos de energía y potencia

En el análisis de los diferentes casos que pueden presentarse, se ha empleado la siguiente notación:

^{1/} De hecho la energía correspondiente a las puntas de los fines de semana se encuentra generalmente ubicada en una posición mucho más baja que la de las puntas diarias. En todo caso, modificar esta hipótesis sólo exige cambiar algunos coeficientes en el análisis que sigue.

a) Información de entrada

P_C : Capacidad disponible (MW)

V : Volumen de regulación de la planta medido en energía (GWh)

H : Número de horas del período (en miles)

E_A : Energía afluyente a la central durante el período. En el caso de plantas que pueden realizar regulación entre períodos, es la energía generable o ya regulada (GWh)

E_m : Energía mínima comprometida en base por razones ajenas a la generación eléctrica (por ejemplo, compromisos de riego) (GWh)

P_m : Potencia mínima comprometida en base ($P_m = E_m/H$) (MW)

b) Variables auxiliares

P_A : Potencia afluyente media disponible para ser regulada (MW)

$$P_A = E_A/H - P_m$$

P_M : Potencia máxima disponible para ser aprovechada con energía de regulación (MW)

$$P_M = P_C - P_m$$

P_R : Potencia base real durante los días de trabajo en las plantas de regulación diaria y durante los fines de semana en las centrales de regulación semanal (MW)

P_{BM} : Potencia base media. Corresponde a la energía que se coloca en base por falta de capacidad de regulación.

TV : Tiempo de vaciado del embalse generando la central a la potencia máxima disponible (horas)

$$TV = 1\ 000\ V/P_M$$

c) Resultados

E_B : Energía colocada en la base (GWh)

P_B : Potencia base (energía base dividida por el tiempo del período) (MW)

E_P : Energía colocada en la punta (GWh)

P_P : Potencia utilizada en el pico (MW)

T : Número de horas por día que la planta genera con potencia P_C durante los días de trabajo.

Pueden presentarse los siguientes casos:

/1) Caso en que

1) Caso en que la energía afluyente es mayor que la capacidad de generación. En este caso la planta genera en base con factor de planta 100%.

$$P_B = P_C$$

$$E_B = P_C \cdot H$$

$$P_P = 0$$

$$E_P = 0$$

y se producen derrames $(E_A - E_B)$

2) Caso en que la energía comprometida es mayor que la energía afluyente. Si la energía exigida en la base es mayor que la energía afluyente, la planta genera en base toda su energía:

$$P_B = E_A/H$$

$$E_B = E_A$$

$$P_P = 0$$

$$E_P = 0$$

3) Caso de plantas sin capacidad de regulación. Cuando la central es de pasada o el tiempo de vaciado del embalse es menor que dos horas, la central no realiza regulación y por lo tanto:

$$P_B = E_A/H$$

$$E_B = E_A$$

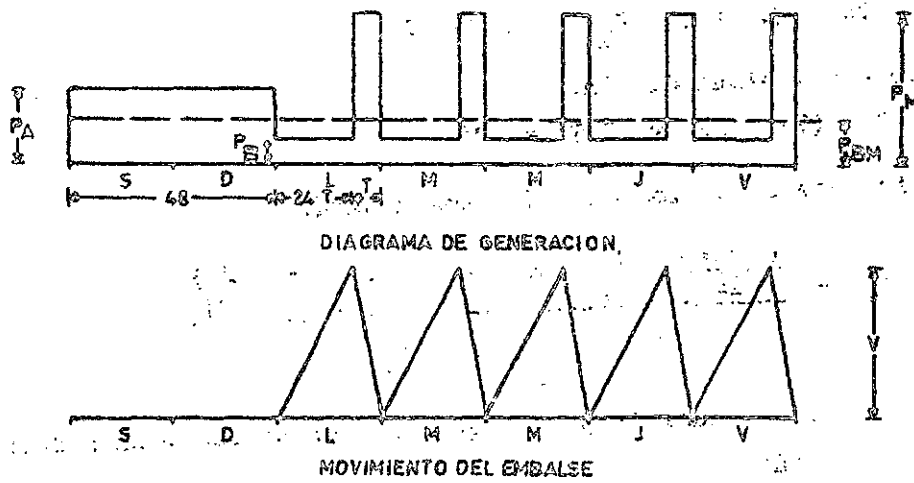
$$P_P = 0$$

$$E_P = 0$$

4) Caso de plantas de regulación diaria. Cuando la energía afluyente^{2/} puede llenar el embalse de regulación en menos de 24 horas (aproximadamente), éste se operará en forma diaria, como se muestra en la figura 1, es decir:

^{2/} En este análisis se consideran descontados los requerimientos obligados de la energía afluyente y la potencia máxima.

Figura 1
Plantas de regulación diaria



/a) Durante

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

b) Los días de la semana se generan T horas con capacidad máxima P_M y el resto del tiempo $(24 - T)$ genera con capacidad P_R y embalsa la energía restante.

Puede demostrarse que la planta operará en esta forma cuando:

$$1\ 000 \frac{V}{24} < \frac{(P_M - P_A) P_A}{P_M}$$

Las características de operación de la central quedan determinadas por la ecuación de llenado diario del embalse:

$$(24 - T) (P_A - P_R) = 1\ 000 V$$

y la ecuación de continuidad diaria:

$$P_R (24 - T) + P_M T = 24 P_A$$

La potencia base P_R en los días de semana será:

$$P_R = \frac{\frac{1\ 000 V}{24} P_M + P_A (P_A - P_M)}{\frac{1\ 000 V}{24} - P_M + P_A}$$

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

$$T = 24 - \frac{1\ 000 V}{P_A - P_R}$$

y la potencia base media será:

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

luego:

$$P_B = P_m + P_{EM}$$

$$E_B = P_B \cdot H$$

$$P_P = P_C - P_B$$

$$E_P = E_A - E_B$$

5) Caso de plantas con regulación semanal. Cuando el afluente es tal que es necesario más de 24 horas, pero menos de tres días (aproximadamente) para llenar el embalse, la planta puede transferir parte del afluente del fin de semana a la punta de los días de trabajo (regulación semanal).

En la figura 2 se muestra la representación que se ha adoptado para las plantas de operación semanal. Los cinco días de trabajo la planta embalsa todo el afluente durante $(24 - T)$ horas y genera el resto del tiempo con una potencia P_M .

Durante el fin de semana, se embalsa parte del afluente de forma tal que junto con lo embalsado el día lunes se llena el embalse. La energía almacenada el fin de semana se genera en partes iguales en las horas de punta de los cinco días de trabajo.^{3/} La energía no embalsada se genera con una potencia P_R .

Las ecuaciones de continuidad para la semana:

$$48 P_R + 5 T P_M = 168 P_A$$

y de operación del embalse el fin de semana:

$$48 (P_A - P_R) + (24 - T) P_A = 1\ 000 V$$

determinan la potencia base del fin de semana, que resulta:

$$P_R = \frac{5 \frac{1\ 000 V}{24} P_M - P_A (15 P_M - 7 P_A)}{2 (P_A - 5 P_M)}$$

y el tiempo durante el cual la planta genera en punta:

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

^{3/} Otras formas de representación como por ejemplo la de generar en base potencias cada día diferentes o variar diariamente el tiempo durante el cual se genera en pico, son demasiado complejas, al mismo tiempo que no modifican substancialmente los resultados del análisis.

Figura 2

Plantas de regulación semanal

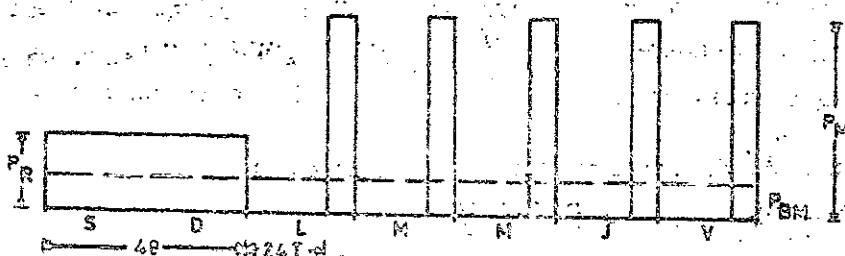
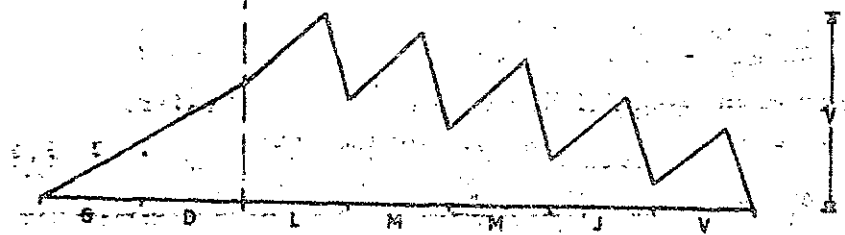


DIAGRAMA DE GENERACION



MOVIMIENTO DEL EMBALSE

La potencia base media en la semana es:

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

luego:

$$P_B = P_m + P_{EM}$$

$$E_B = P_B \cdot H$$

$$P_P = P_C - P_B$$

$$E_P = E_A - E_B$$

6) Caso de plantas que pueden hacer regulación dentro del período.

Si la capacidad del embalse es tal que $1000 V > 72 P_A$: la planta puede colocar toda la energía (excepto la mínima comprometida) en la punta, los resultados son los siguientes:

$$P_B = P_m$$

$$E_B = P_B \cdot H$$

$$P_P = P_C - P_B$$

$$E_P = E_A - E_B$$

En este caso el número de horas diarias de funcionamiento de la planta a plena potencia durante cinco días a la semana es:

$$T = \frac{1000 E_P}{P_P \cdot \frac{H}{0.024} \cdot \frac{5}{7}}$$

Si tiene suficiente energía trabajará a plena potencia los siete días de la semana durante T_1 horas diarias:

$$T_1 = T \cdot \frac{5}{7}$$

17, 18-19

... ..
... ..
... ..

... ..
... ..

... ..
... ..

... ..
... ..

... ..
... ..
... ..

... ..
... ..

... ..
... ..
... ..

... ..
... ..

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.^{1/} 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,

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

^{1/} El procedimiento matemático de cálculo de la distribución de probabilidades para la curva equivalente recibe el nombre de convolución.

Figura 1

Simulación con una planta hidro

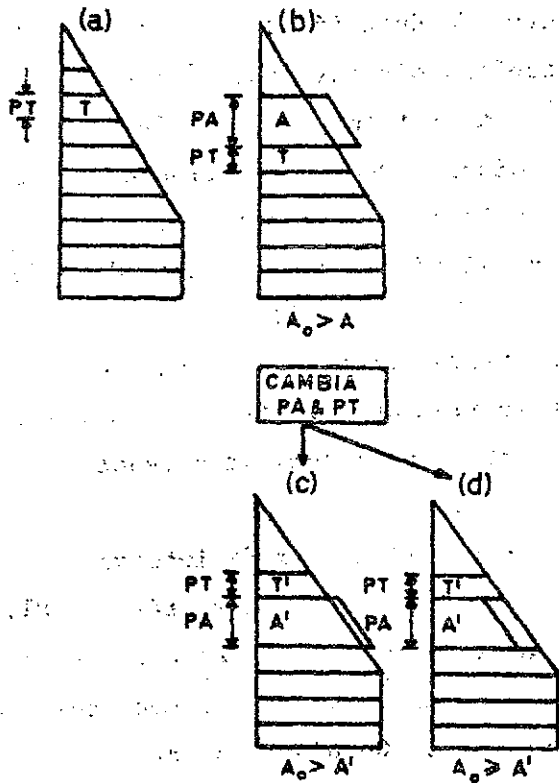
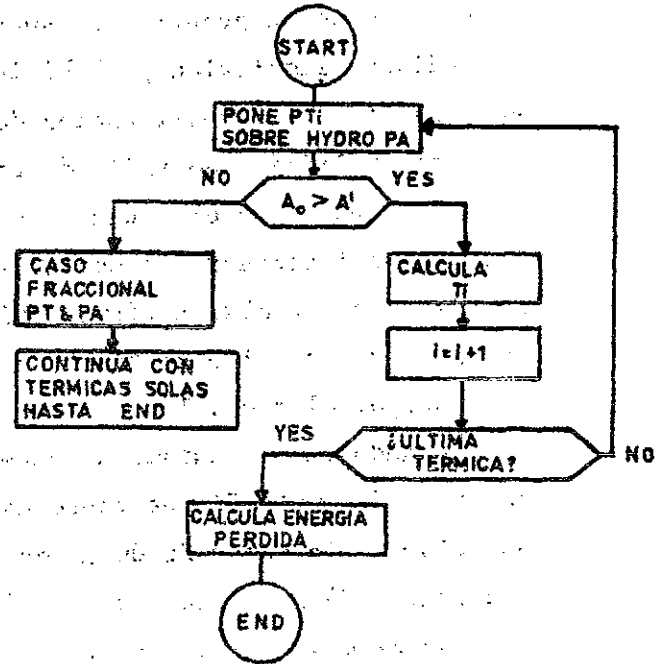


Figura 2

Simulación con una planta hidro

Diagrama de flujo



/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 α 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:

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

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

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 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 en seguida 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 $B_o > B$

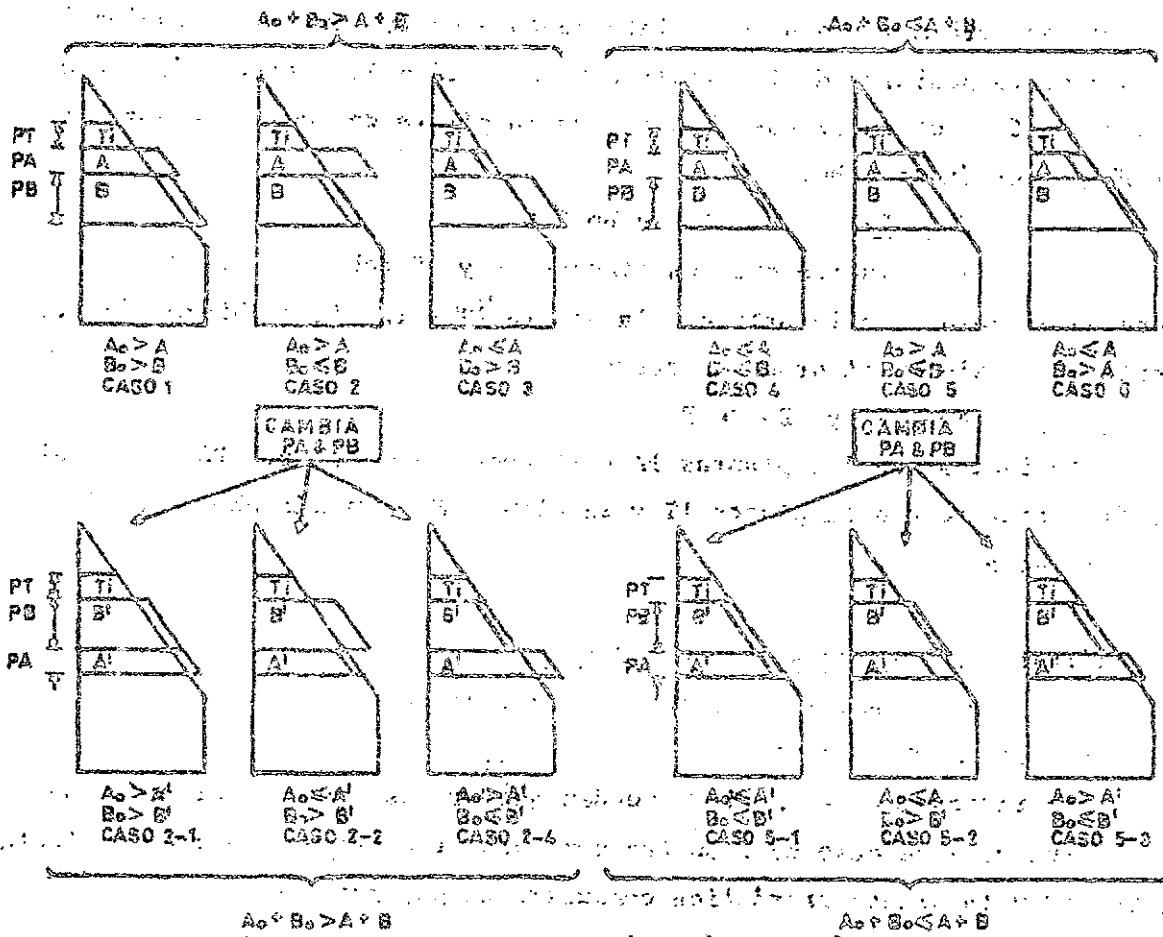
Esto indica que la posición de PA y PB es aún más abajo que PT y que la generación de la planta térmica vale p.T. Se remueve la planta térmica que sigue más abajo en el orden de carga y las plantas hidráulicas se ponen bajo ella en la nueva curva de carga equivalente (que no incluye la planta PT).

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.

Simulación de dos plantas hidro



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: $A_o \leq A'$ 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 de 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 aquél 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 1.

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.

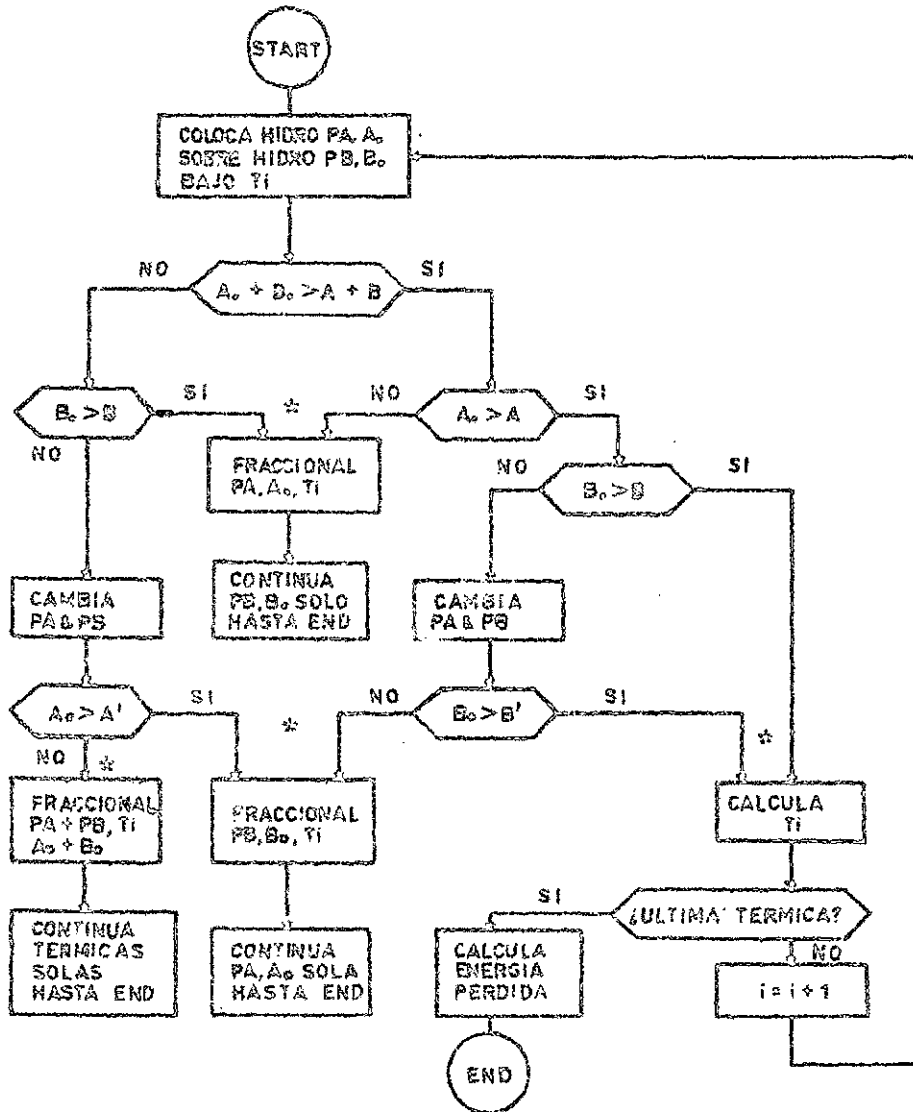
5. Algoritmo base para resolver la simulación probabilística con dos plantas hidráulicas

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.

Figura 4

Simulación de dos plantas hidro

Diagrama de flujo



* Nótese que deben hacerse aquí las pruebas para la primera planta para la energía no servida y para la probabilidad de pérdida de carga.

A_0 = Energía disponible de la planta hidro A_0 .

B_0 = Energía disponible de la planta hidro B_0 .

A = Energía interceptada en la curva de duración por la hidro A_0 cuando está sobre B_0 .

A' = Energía interceptada en la curva de duración por la hidro A_0 cuando está bajo B_0 .

B = Energía interceptada en la curva de duración por la hidro B_0 cuando está bajo A_0 .

B' = Energía interceptada en la curva de duración por la hidro B_0 cuando está sobre A_0 .

T_i = Planta térmica número i en el orden de carga.

