

ESCUELA POLITECNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA

TESIS PREVIA A LA OBTENCION DEL TITULO DE  
INGENIERO ELECTRICO EN LA ESPECIALIZACION  
DE POTENCIA.

"CONFIABILIDAD DEL PROYECTO PAUTE MEDIANTE  
EL CONCEPTO DE PROBABILIDAD DE PERDIDA DE  
CARGA (LOLP) "

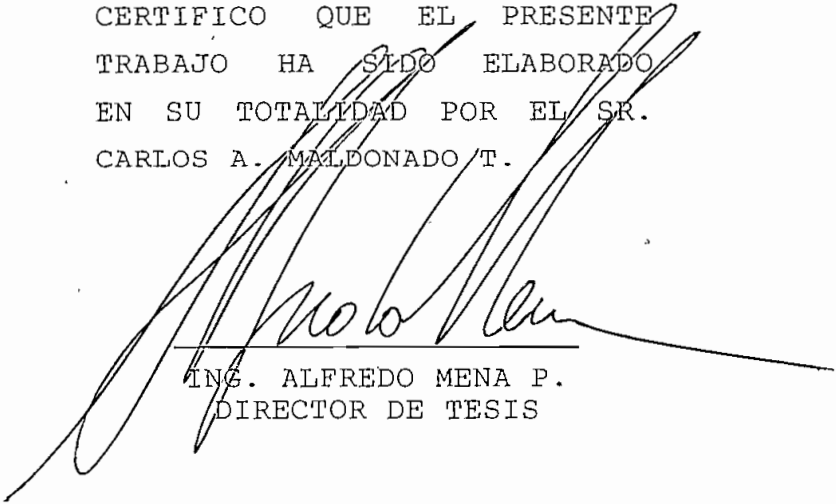
CARLOS ALBERTO MALDONADO TERNEUS

ABRIL DE 1.986

QUITO - ECUADOR

CERTIFICADO

CERTIFICO QUE EL PRESENTE  
TRABAJO HA SIDO ELABORADO  
EN SU TOTALIDAD POR EL SR.  
CARLOS A. MALDONADO T.



ING. ALFREDO MENA P.  
DIRECTOR DE TESIS

#### AGRADECIMIENTO

Mi más sincero agradecimiento al Ing. Alfredo Mena., por el esfuerzo y paciencia dedicados a la elaboración de la presente tesis:

A los integrantes del Departamento de Planificación del INECEL, en especial a los señores Ingenieros Pedro Landázuri y Francisco Borja, quienes con su ayuda hicieron posible la terminación de éste trabajo.

A mis profesores, por todos los conocimientos compartidos.

DEDICATORIA

A GLADYS, MI ESPOSA, Y A  
MIS PADRES, POR EL CONTINUO  
APOYO DADO PARA LA CULMINA-  
CION DE MI CARRERA.

## I N T R O D U C C I O N

La Probabilidad de Pérdida de Carga (LOLP) es un índice de Confiabilidad de un Sistema de Generación. LOLP es la probabilidad de no satisfacer la demanda de carga con la generación disponible (1).

Para poder hacer la planificación de un Sistema Eléctrico de Potencia, sea a corto o largo plazo, uno de los aspectos fundamentales que hay que considerar es el de la Confiabilidad de los Sistemas de Generación.

El problema de la Confiabilidad de Generación es evaluar la habilidad de un Sistema de suplir la carga demandada, tomando en consideración las fluctuaciones de carga y los eventos aleatorios de la capacidad del equipo. En sistemas de generación que son predominantemente hidráulicos, las fallas al satisfacer la carga pueden tener dos causas diferentes:

1. Déficit de energía, causando por límites de almacenamiento del agua en plantas hidroeléctricas, y,
2. Déficit de potencia, causado por limitaciones en la capacidad pico en las plantas hidroeléctricas.

La evaluación probabilística del déficit de energía usualmente requiere estudios de simulación del Sistema de operaciones a lo largo del período de planeamiento para un gran número de secuencias (2). El modelo matemático usado en el presente trabajo, usa un simple programa de simulación que, con todo detalle, puede manejar cientos de reservorios.

La utilización de la capacidad pico en un sistema hidroeléctrico, aún en ausencia de fallas de equipos, está directamente influenciada por el estado de energía del sistema, depende de la altura neta de caída del agua y por tanto de la deflexión del reservorio. La importancia de la deflexión del reservorio en la reducción de la capacidad de pico puede ser observada en los resultados del presente trabajo (Ver A.3.4), aquí se ve la variación de la potencia utilizable para el caso analizado. Se observa que la pérdida de potencia disponible puede ser en un alto porcentaje.

La salida de los equipos en cambio tiene un doble efecto en la disponibilidad de la capacidad pico:

- \* Directo, por la disminución en el número de unidades trabajando en un período dado, de modo que decrece la capacidad de generación del sistema.
- \* Indirecto, por afectar la operación del sistema y por eso influyen en el estado de energía del sistema.

La evaluación probabilística del déficit de potencia en un sistema hidroeléctrico requiere por esto de una metodología específica que considere el efecto conjunto de la deflexión del reservorio y la salida de equipos. Los métodos de confiabilidad clásicos, originalmente desarrollados para sistemas con alta proporción de unidades térmicas, son inadecuados porque ellos asumen que la capacidad de generación depende solamente de las salidas forzadas.(3)

El método Monte Carlo, en cambio, puede ser fácilmente irrealizable si no se dispone de un análisis de sensibilidad en la tasa de salidas forzadas de las unidades de generación (para poder mostrar). Debido a la interacción entre salidas forzadas y estados de energía del sistema, un análisis puede requerir

un entero estudio nuevo de Monte Carlo para cada modificación especificada en las estadísticas de salida.

Esta tesis desarrolla una nueva simulación/analítica aproximada para la evaluación de confiabilidad de generación en sistemas hidráulicos. Las salidas de equipos pueden tener un muy pequeño efecto en el estado de energía de un sistema hidroeléctrico grande (2). Asumiendo ésto, se produce un "desacople" entre deflexión y salidas. Consecuentemente se puede aplicar un eficiente método simulación/analítico:

La simulación es utilizada solamente en donde es más efectiva, ésto es, representando la compleja distribución de los reservorios. El método analítico, en cambio, es usado solamente para manejar salidas de los equipos, donde es más eficiente que el muestreo de Monte Carlo.

Como consecuencia, el esfuerzo computacional es grandemente reducido comparándolo con el método de Monte Carlo puro.

Por lo anteriormente expuesto, se puede dividir el presente trabajo en 2 partes: en la primera parte se realiza una evaluación de la potencia garantizada por las centrales hidráulicas; mediante una simulación de Monte Carlo se toma un caudal de ingreso al reservorio en forma aleatoria y, con la demanda máxima y generación programadas para la central, se forma paulatinamente una Función Distribución de Potencia Garantizada, sin considerar salidas forzadas.

En la segunda parte se calcula el índice de confiabilidad LOLP en forma analítica, tomando  $N_0$  equiprobables capacidades de generación, obteniéndose una LOLP mínima, LOLP máxima, LOLP media y su desviación standard; las mismas que darán una base más sólida para la planificación de sistemas de generación

Para realizar los cálculos se ha desarrollado un programa digital, aplicable a sistemas hidráulicos; éste programa puede ser fácilmente adaptado a sistemas hidrotérmicos.

Además se estudia como ejemplo al Sistema Paute, desde su inicio con las Fases A y B (1985) hasta tenerlo formado por las centrales Molino, Mazar y Sopladora (2002); y, con el sistema completo, un año de prueba con las demandas máximas y generaciones mensuales iguales durante todo el año, que demostrará la necesidad de programar la generación con anticipación.

El análisis de la satisfacción de la demanda de potencia y energía eléctrica se lo ha realizado a nivel de generación, en consecuencia se parte de la hipótesis de que el transporte y la distribución de la energía no presentarán ningún problema que obligue a la variación del esquema de generación que se preveé en cada uno de los años del período analizado.

Por no disponer de suficientes datos estadísticos de índices de salida forzada de las unidades de generación, se han adoptado índices de diferentes países miembros de la CIER. Los índices adoptados para las centrales hidroeléctricas inclusive son muy superiores a los obtenidos en la práctica, los cuales son menores a 0.01; ésta sobrevaloración es con la finalidad de reflejar de alguna manera la influencia que tendría la indisponibilidad de las líneas de transmisión asociadas a cada central.(4)

La proyección de la demanda del SNI, al igual que los datos de Demanda Máxima y Generación mensuales, para cada central, se han tomado de programaciones realizadas por el Departamento de Planificación del INECEL.



## BIBLIOGRAFIA

### CAPITULO I

- (1) ROBERTO C. AGUIRRE PROAÑO, Programación de mantenimiento de Generación, Tesis, EPN, 1983.
- (2) CUNHA, GOMEZ, OLIVEIRA, Reliability Evaluation in Hydrothermal Generating Systems, IEEE, Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol PAS.101, Nro.12, December 1982.
- (3) GALO NINA, Formulario de Descripción del Programa CONFIB Dirección de Operación del Sistema Nacional Interconectado INECEL, 1983.
- (4) DOSNI MOVIMIENTO DE ENERGIA, INECEL, La operación del Sistema Nacional Interconectado en el largo plazo: 1986 a 2000, Informe preliminar, SME 001, PO, 01/Marzo/85.

## DESCRIPCION DEL SISTEMA PAUTE

### I N T R O D U C I O N:

Paute AB constituye el primer proyecto de vastos alcances y la central hidroeléctrica más importante con la que cuenta el País.

Como señala el Plan Maestro de Electrificación, el objeto del Paute y de otros proyectos de éste género, está dirigido a la utilización preponderante de los recursos hidráulicos que permitan sustituir los recursos no renovables por fuentes renovables en la generación eléctrica.

Al término de la construcción de todas sus etapas y fases, Paute alcanzará una cifra equivalente a 1650000 kilovatios de potencia instalada que nutrirán al Sistema Nacional Interconectado (SNI). (1)

El Proyecto está ubicado en el límite de las provincias de Cañar, Azuay y Morona Santiago, a 125Km de Cuenca, la capital azuaya.

Aprovecha el caudal medio del Rio PAute, que recibe las aguas que bajan por las pendientes de la cordillera Oriental de los Andes, en las provincias ya mencionadas. El Rio PAute comienza en el Descanso y termina en el Pueblo de Méndez, donde desemboca el Rio Upano. El rio hace dos grandes curvas en la llamada Cola de San Pablo; en una recta de 13 Km. se produce una caída de 1000 metros.

El Rio Paute ha sido considerado por mucho tiempo, como una de las mayores fuentes de recursos eléctricos en el Ecuador (2).

El Proyecto completo, consiste de los tres principales desarrollos:

1. Central Eléctrica de Molino con la Presa Amaluza y embalse respectivo.
2. La Presa Mazar y su Central Eléctrica.
3. La Planta de Sopladora con la Presa de derivación de Mar-cayacu.

El desarrollo Amaluza-Molino será completado en dos etapas, Para poder tener una idea más clara del Proyecto, podemos observar la lámina 1, Anexo 1. (3)

Para el desarrollo de este estudio tomemos como base los datos del Sistema proporcionados por diferentes Departamentos de INECCEL, a continuación se presenta una síntesis de los datos a utilizarse; para mayor información ver Anexo 1. (láminas 2,3)

#### CENTRAL ELECTRICA MOLINO (I) ETAPA

El concepto básico considera la conducción del agua desde el embalse Amaluza, por medio de un túnel y tubería de presión, hasta la casa de máquinas subterránea en Molino, para desarrollar los 500 MW de fuerza (primera etapa). La caída total bruta obtenida es de 668 metros. La localización general de los elementos está en la lámina 1, Anexo 1 (3).

Características Utilizadas:

EMBALSE:	Elevación Nivel Normal Máximo	1991
	Elevación Nivel Normal Mínimo	1935
	Volumen Máximo	120.8 Hm <sup>3</sup>
	Volumen Mínimo	19.3 Hm <sup>3</sup> (6)

TUNEL DE DESCARGA:

Descarga Máxima 100 m<sup>3</sup>/s

DISTRIBUIDOR:

Número de Ramales 5

TURBINAS:

Número de unidades 5  
Tipo Pelton, Eje vertical  
Nivel del rotor 1323 msnm

GENERADORES:

Número de unidades 5  
Potencia nominal por unidad 111/127.7 MVA  
Voltaje nominal 13.8 KV  
Factor de potencia 0.9  
Frecuencia 60 Hz

COMO DATOS ADICIONALES SE TIENEN:

Caida de diseño 650 m  
Altura de Restitución 1323 msnm  
Altura base Río a pie de presa 1855 msnm  
Potencia instalada total 500 MW

Además en el desarrollo del estudio se necesita una función que relacione el área y el volumen del agua en el reservorio con el nivel del agua.

Detallando analíticamente estas curvas COTA AREA Y COTA VOLUMEN, se puede llegar a las ecuaciones:

$$\text{AREA} = A * (\text{COTA} - \text{HRIO})^B \quad (1)$$

$$\text{VOLUMEN} = C * (\text{COTA} - \text{HRIO})^D \quad (2)$$

En donde: AREA= Area de exposición del agua [Km<sup>2</sup>]  
VOLUMEN= Volumen del agua en el embalse [Hm<sup>3</sup>]  
A= Constante que se obtiene al hacer una regresión matemática, tomando como datos varios puntos conocidos de la función AREA f(COTA).

COTA = Altura del agua en el punto del analisis [msnm]

HRIO = Altura de la base del rio en el reservorio  
[msnm]

B,C,D = Constantes que se obtienen igual que A.

Estas ecuaciones (1) y (2), se las utilizará en la simulación del reservorio para determinar la potencia garantizada por la central.

Al hacer el estudio de los diferentes reservorios, se comprobó que la curva que más se aproxima en todos es la curva exponencial, razón por la que se utiliza (Anexo 1, láminas 4).

Así se tiene para el reservorio de Amaluza:

$$A = CARE = 0.00000732$$

$$B = EXARE = 2.65225401$$

$$C = CVOL = 0.00019008$$

$$D = EXVOL = 2.66197467 \quad (\text{Anexo 1, láminas 4})$$

Al ser necesario también el valor de eficiencia entrada, salida, puesto que la primera etapa está actualmente en funcionamiento se tienen datos provisionales de la misma, obtenidos mediante el método "TERMODINAMICO SUL en el grupo Nro.3". (Anexo 1, lámina 5). (5)

$$\eta = 0.918 \quad \eta = \text{Rendimiento medio ponderable medido} \\ (\text{Entrada / Salida}), (\text{CAUDAL KW})$$

#### CENTRAL ELECTRICA MOLINO (II ETAPA)

Puesto que básicamente utiliza la misma infraestructura, y es similar a la primera etapa, se trabaja con las mismas características que para la Central Molino I Etapa.

### CENTRAL MAZAR:

El desarrollo Mazar está localizado aproximadamente 2 Km. aguas abajo de la confluencia del Rio Paute con el Río Mazar.

#### Características utilizadas:

<u>Embalse:</u>	Elevación Nivel Normal Máximo	2153 msnm
	Elevación nivel normal mínimo	2098 msnm
	Volumen Máximo Normal	414.1 Hm <sup>3</sup> (3)
	Volumen Mínimo Normal	91.3 Hm <sup>3</sup> (3)

#### TOMA DE AGUA:

Caudal	151.6 m <sup>3</sup> /s
--------	-------------------------

#### TUBERIA DE PRESION:

Distribuidor múltiple

#### TURBINAS:

Número de unidades	2
Potencia Nominal por unidad	100 MVA
Voltaje Nominal	13.8 KV
Factor de potencia	0.9
Frecuencia	60 Hz

#### COMO DATOS ADICIONALES SE TIENEN:

Caída de diseño	130 m
Altura de restitución	2004 msnm
Altura de la Base del Río a pie de presa	2005 msnm
Potencia instalada total	180 MW
Caudal de diseño	140.8 m <sup>3</sup> /s (6)

El área del embalse y las curvas de columen han sido desarrolladas en base a mapas de 1:5000, con curvas de nivel a 5m, las cuales cubren los primeros 5 km. aguas arriba del sitio de la presa, y en base a mapas de 1:50000 con curvas de nivel cada 40 m, para el resto del embalse. (lámina 6, Anexo 1)

Desarrollando analíticamente estas curvas se obtienen las constantes de las ecuaciones (1) y (2). Para este embalse:

$$\begin{aligned} A = \text{CARE} &= 0.00014182 \\ B = \text{EXARE} &= 2.21720852 \\ C = \text{CVOL} &= 0.00003434 \\ D = \text{EXVOL} &= 3.26881132 \quad (\text{lámina 4, Anexo 1}) \end{aligned}$$

El rendimiento se asume que es igual al utilizado por el departamento de Planificación del INECEL, ésto es:

Coefficiente de pérdidas turbina/generador	= 8.7 %
Coefficiente de exposición en el canal descarga	= 0.5 %
Coefficiente de pérdidas de carga	= 1.4 %

$$\eta = 0.894$$

#### CENTRAL ELECTRICA SOPLADORA:

La operación de la planta de Sopladora deberá estar en coordinación muy cercana con la planta Molino, partiendo del hecho que ambas plantas utilizarán esencialmente la misma agua, y en vista de que el embalse entre las dos plantas es muy pequeño. Debido al aporte local entre la presa Amaluza y la presa de la toma para Sopladora (Presa Marcayacu) estimado en un promedio de  $16 \text{ M}^3/\text{s}$ , la planta sopladora operará con un factor de carga ligeramente mayor que el de la planta Molino (2).

El desarrollo de Sopladora consiste en una presa de derivación en el Río Paute, la cual estaría localizada a unos 500 m aguas abajo del tributario izquierdo, Río Marcayacu, un túnel de carga con las turbinas hidráulicas, una casa de máquinas subterránea que aloja 4 unidades de generación, un túnel de descarga, un patio de maniobras, túneles de acceso y campamentos de construcción necesarios.

Características utilizadas: (6)

<u>EMBALSE:</u>	Elevación nivel normal máximo	1301 msnm
	Elevación nivel mínimo normal	1254 msnm
	Volumen máximo normal	2.4 Hm <sup>3</sup>
	Volumen mínimo normal	0.0 Hm <sup>3</sup>
<u>TOMA DE AGUA:</u>	Caudal diseño	187.7 m <sup>3</sup> /s
<u>TURBINAS:</u>	Número de unidades	4
	Tipo	Francis
<u>GENERADORES:</u>	Número de unidades	4
	Potencia nominal por unidad	125 MW
	Voltaje nominal	13.8 KV
	Frecuencia	60 Hz

DATOS ADICIONALES SON:

Caída de diseño	320 m
Altura de restitución	978 msnm
Altura de la base del río a pie de presa	1254 msnm
Potencia instalada total	500 MW

Las curvas Cota Area y Cota Volumen, están determinadas analíticamente por las constantes:

A = CARE = 0.22584484	
B = EXARE = 0.99634323	
C = CVOL = 0.00199322	
D = EXVOL = 1.84541353	(láminas 4, Anexo 1)



El volumen del agua almacenado permite una regulación diaria entre las dos centrales.

El rendimiento asumido es igual al utilizado por INECEL (Planificación), ya descrito anteriormente:

$$\eta = 0.894$$

## B I B L I O G R A F I A

### CAPITULO II

- (1) INECEL, Paute, Energía para el Desarrollo, informativo, Editorial Voluntad, Quito-Ecuador, 1983
- (2) IECA-ASICA, Informe interno sobre el desarrollo del Proyecto hidroeléctrico Paute, INECEL, Septiembre 1976.
- (3) INECEL, Proyecto hidroeléctrico Paute-Mazar, INECEL, Quito 1979 - (Folleto informativo).
- (4) INECEL, Proyecto hidroeléctrico A-B, INECEL Quito 1979, (Folleto informativo).
- (5) INECEL, Missure di Rendimento con Método Termodinámico SUL Gruppo #3, INECEL, Informe provicional interno, Quito- Ecuador, Abril - 1985.
- (6) DEPARTAMENTO DE PLANIFICACION, INECEL, Plan Maestro de Electrificación del Ecuador, Registros de computador, Quito, Nov. 13 de 1.984.

## C A P I T U L O   I I I

### MODELO DE LA GENERACION HIDRAULICA

#### 3.1. INTRODUCCION:

En este capítulo se hace un estudio de la hidrología de un sistema hidroeléctrico, del tipo de centrales que existen y, para aquellas que tienen un reservorio, el efecto de la deflección del mismo en la potencia que puede ser garantizada por la central, además, debido a la aleatoriedad con que se presentan los caudales, una simulación de la deflección en los reservorios y por ende de la potencia garantizada utilizando el método de Monte Carlo.

Con ésto se determina al final una Función Distribución de Generación para cada central, la misma que será luego utilizada para la determinación de la confiabilidad de un sistema hidroeléctrico mediante el concepto de Probabilidad de Pérdida de Carga (LOLP).

#### 3.2. ANALISIS HIDROLOGICO:

La hidrología es una base para la factibilidad técnica de un proyecto hidroeléctrico, pues permite inicialmente comprobar la disponibilidad del recurso hídrico y también determinar la magnitud de los caudales de crecida para el período de retorno considerado; es decir, por un lado se puede garantizar dentro de un rango de seguridad la existencia del caudal mínimo necesario, para que junto con la caída y la eficiencia del equipo electromecánico, se puede satisfacer la demanda de potencia y, por otro lado, se garantiza la seguridad de las obras en condiciones de crecida. (1)

Para lograr estos objetivos, es necesario contar con una información básica y adecuada, que permita un rango aceptable en la confiabilidad de los resultados. Esta información, se obtendrá principalmente, de registros históricos de caudales y/o precipitaciones, de datos recopilados en las visitas de campo y, ocasionalmente, de estudios anteriores aplicados a la zona de interés.

Es necesario tener bien claro ciertos conceptos básicos, éstos han sido recopilados en el ANEXO 2.

3.2.1. Generalidades sobre los Ríos: Los ríos ocupan la parte más baja del terreno y por tanto entre dos ríos siempre hay una línea divisoria de terreno más alto que se llama divortium acuarium.

Si se traza esta línea divisoria rodeando el sistema de un río con todos sus afluentes, se obtiene la superficie total dentro de la cual todas las aguas originadas por la precipitación confluyen hacia el río. Esta superficie se llama cuenca hidrográfica del río. (2)

Las aguas subterráneas sirven de regulación para un río, y por esto mientras más bajo estamos en el cauce de un río, más uniforme y más grande es su caudal. En cambio, cerca de las cabeceras, un río, es completamente variable presentando diferencias muy grandes ante los caudales mínimos de estiaje y los máximos de crecientes.

Estas condiciones de variabilidad de régimen de un río influyen fuertemente en la selección del tipo de las obras de toma.

Muchas veces el caudal de estiaje es muy pequeño y apenas alcanza para cubrir las necesidades de una población, regadía o planta eléctrica. En éste caso es necesario

captar todo el caudal de estiaje y el cauce se cierra con un azud. Este es un tipo de toma muy común para las regiones montañosas.

Cuando el caudal de estiaje es mucho más pequeño que el necesario para la población o central ó central eléctrica, pero el caudal medio anual sí es suficiente y si la topografía lo permite, se contruyen reservorios de regulación estacional. El cauce del río se cierra con una presa y el agua se capta desde el embalse formado.

3.2.2. Datos hidrológicos necesarios: Para proyectar una obra hidráulica es necesario conocer los caudales del río que se quiere aprovechar.

Con éste propósito se instalan estaciones de aforo o pluviométricas. Los aforos se realizan por medición directa de velocidades en ciertas secciones del río, utilizando molinetas, flotadores, colorantes u otros métodos. Como no es factible realizar estas mediciones en forma continua, lo que se hace es medir los niveles de agua en la estación de aforo y establecer una relación funcional entre los caudales y los calados. Esta relación se representa por medio de una curva que se llama "Curva de Caudales". En esta forma es posible colocar un limnómetro o un limnógrafo que registre permanentemente los niveles de agua y convertirles directamente a caudales.

La curva que representa la variación del caudal con el tiempo se llama hidrógrafo. La superficie que queda por debajo del hidrógrafo representa el volumen total escurrido por el río durante el período considerado.

Dividiendo este volumen para el número de segundos que hay en el período se obtiene el caudal medio anual, estacional, mensual o diario del río.

También se debe conocer la evaporación neta puntual en el sitio de estudio, éstas mediciones se las realiza a través de un tanque, con superficie libre, de agua o por medio de un atnómetro de tipo Piché. (1)

Para este estudio se dispone de los caudales del Río Paute, estas observaciones comenzaron en Agosto de 1963 en la estación fluviométrica de Dudas, y en Diciembre de 1964 en la estación fluviométrica de Palmira.

En base a estos registros, han sido terminados los caudales diarios para el período comprendido entre 1964 hasta la fecha (3).

Se determinaron los caudales medios mensuales del río para los siguientes casos:

1. En el sitio seleccionado para la Presa Mazar.
2. El caudal entre los sitios de Presa Mazar y Amaluza.
3. El caudal entre la Presa Daniel Palacios (Amaluza) y el sitio y el sitio de presa seleccionado para el desarrollo de Sopladora (Presa Marçayacu).

Los caudales registrados hasta la fecha son durante 20 años, pero en el INECEL se dispone de un programa para proyectar estos datos hacia el pasado o hacia el futuro, en el desarrollo de este estudio se toman los datos utilizados por el INECEL para sus cálculos, se dispone por tanto del registro histórico de 36 años, tanto para caudales como evaporaciones. (4)

Analizando estos datos (ANEXO 3), y graficando los caudales medios mensuales de todos los años, se obtienen las figuras 3.1. y 3.2, en las que se observa claramente una diferencia de caudales mes

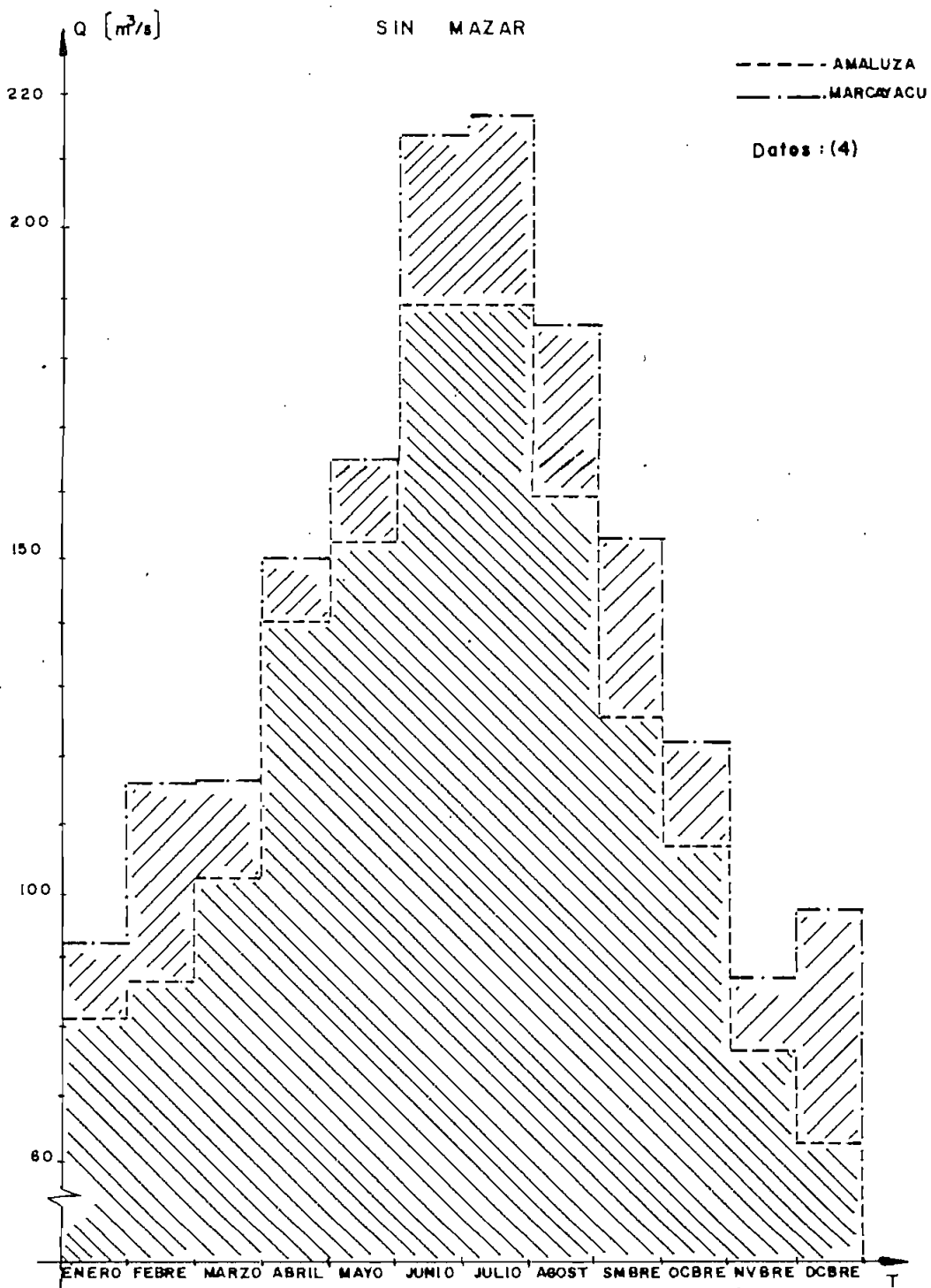


FIG.3.1.--CAUDALES MEDIOS MENSUALES DE INGRESO A. LOS DISTINTOS RESERVORIOS SIN CONSIDERAR REGULACION EN LA PRESA MAZAR.

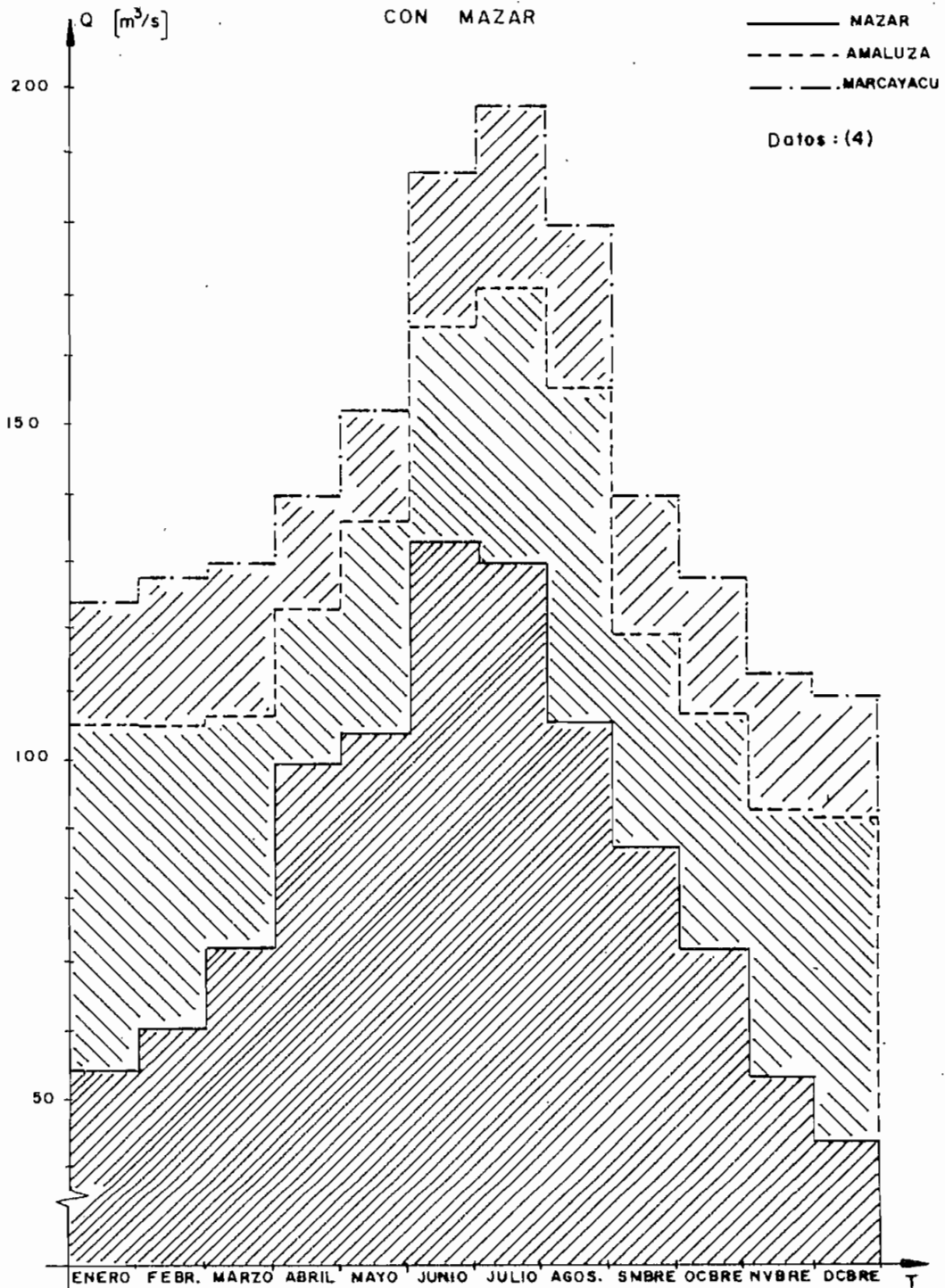


FIG.3.2.-CAUDALES MEDIOS MENSUALES DE INGRESO A LOS DISTINTOS RESERVORIOS CONSIDERANDO LA EXISTENCIA DE LA PRESA MAZAR.



a mes, notándose que en los meses de Junio, Julio y Agosto se producen los caudales más grandes, mientras que en Noviembre, Diciembre, Enero y Febrero los más bajos.

Esto influirá en el programa de generación para cada una de las centrales.

3.2.3. Caudales de diseño: Es fundamental determinar con la mayor precisión posible el mínimo caudal utilizable y el máximo caudal de creciente que puede producirse.

Todas las obras de toma deben ser proyectadas para algún caudal que esté garantizado en cierto porcentaje de tiempo.

Los porcentajes recomendados varían entre los siguientes límites: (2)

Agua Potable:	90-97 %
Plantas Eléctricas:	75-95 % (90% en Ecuador)
Riego:	70-90 %

### 3.3. TIPOS DE CENTRALES

Las centrales hidroeléctricas, que toman agua para turbinarla de los ríos adyacentes a ellas, se subdividen de acuerdo al reservorio de que disponen en los siguientes tipos.

1. Centrales hidráulicas de pasada: Cuya característica principal es utilizar toda el agua que les llega en forma de generación o vertimiento, debido a que no poseen reservorios de dimensiones apreciables o simplemente no los tienen. La energía que se puede producir es impuesta por el caudal instantáneo de la corriente de agua. (5) (6).

2. Centrales hidráulicas con reservorio o embalse: Son centrales que poseen reservorios de dimensiones apreciables, que pueden almacenar agua en períodos lluviosos para ser utilizada en períodos secos. Los reservorios para estas instalaciones permiten una regularización mensual, estacional ó anual.

### 3.4. EFECTO DE LOS RESERVORIOS

3.4.1. Producción Energética: La producción energética en centrales hidroeléctricas es aleatoria, depende de la hidrología, la hidrología de muchos otros aspectos naturales. Es diferente en plantas termoeléctricas. En las figuras 3.1. y 3.2 se observa que el caudal varía mes a mes, al colocar una central de generación la producción eléctrica es muy variable.

De esta manera es posible obtener otras, similares a la figura 3.3., que es el diagrama de caudales clasificados ó de permanencia (—). En el mismo se dibujan en ordenas los caudales diarios en magnitud decreciente, de manera que las abscisas indican un caudal  $Q_i$  que durante un tiempo  $t_i$  puede obtenerse, es decir, un caudal asegurado mayor que  $Q_i$ . (7).

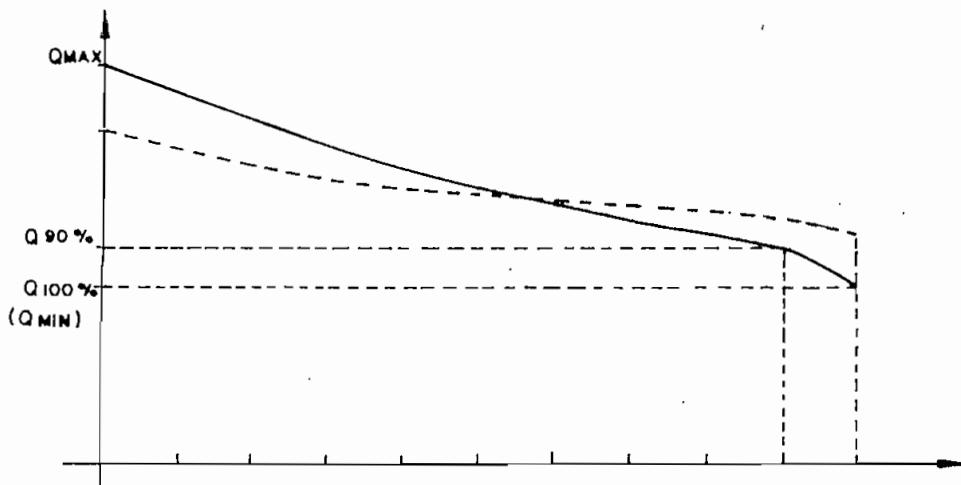


FIG 3.3.- CURVA DE DURACION DE CAUDALES

Q 100%, suponemos que tendremos por lo menos este caudal

Para el dimensionamiento de las obras civiles e hidráulicas se utiliza éste caudal del 100%.

Para poder guardar el agua y generar con la almacenada se construyen las centrales de embalse, ya descritas. En este caso se genera con menos caudal para almacenar el agua en el transcurso del año (-----) para ser utilizada en el verano. Q 100 % ya no es el mismo visto anteriormente, sino que se incrementa en un porcentaje. (8)

- 3.4.2. Potencia de Salida: La generación en plantas hidroeléctricas es una función tanto del caudal como de cima de agua, es decir, la diferencia entre la elevación de la superficie del agua en el lugar de la toma y la elevación de la superficie del agua del canal de descarga.

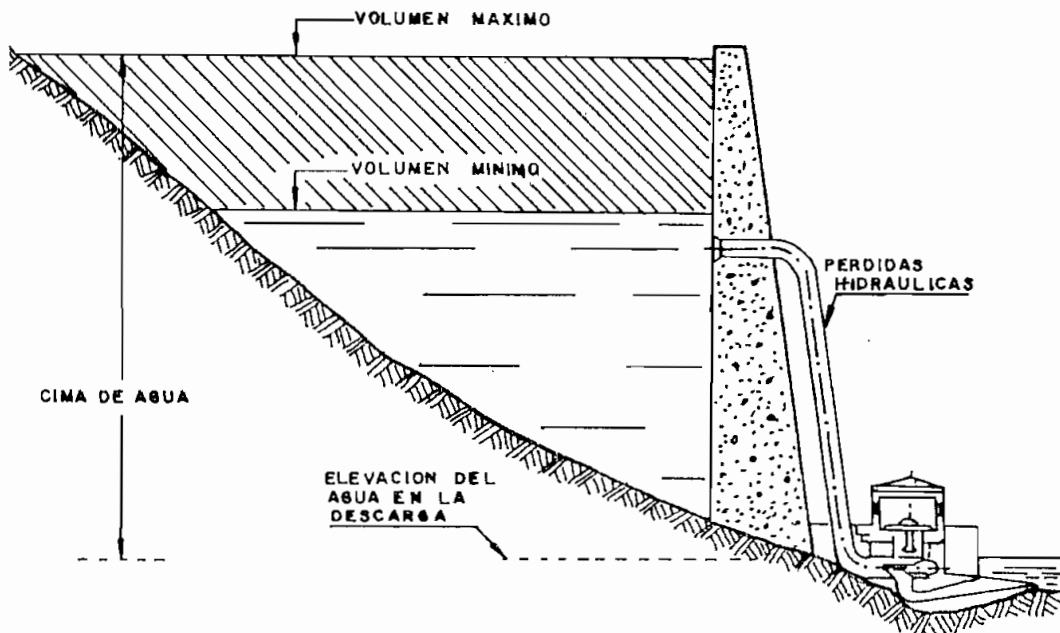


FIG 3.4.-REPRESENTACION DE LAS PLANTAS HIDROELECTRICAS

La elevación del agua en el canal de descarga es una función del flujo de la planta y del almacenamiento del reservorio inmediato o del arroyo inferior. Ver fig. 3.4.

En reservorios grandes que tienen gran capacidad de regulación, la elevación de la superficie del agua en el lugar de la toma varía muy poco durante un mes. (9)

La potencia de placa de los generadores se obtiene cuando las características de diseño cumplen.

$$C_n = K Q_n H_n \quad (3.1.)$$

En donde:  $C_n$  = Potencia nominal de salida.

$k$  = Constante que involucra la constante gravitacional, peso específico del agua, rendimiento.

$Q_n$  = Caudal nominal que fluye por la turbina.

$H_n$  = Altura nominal de caída.

Cuando no se cumplen estas condiciones, la potencia máxima dependerá de  $H$  y  $Q$ . (8)

$$Q = s v \quad (3.2.)$$

Donde:  $Q$  = Caudal [ $m^3/s$ ]

$s$  = Superficie de la tubería ( $m^2$ )

$v$  = velocidad del agua ( $m/s$ )

La velocidad en función de la altura es:

$$v = \sqrt{2hg} \quad (3.3.)$$

De donde:  $g$  = aceleración de la gravedad ( $m/s^2$ )

Sustituyendo (3.3) en (3.2):

$$Q = s \sqrt{2g} \cdot \sqrt{H} \quad (3.4)$$

Sustituyendo en (3.4) los caudales actual y nominal y dividiendo estos valores se tiene:

$$\frac{Q}{Q_n} = \sqrt{\frac{H}{H_n}}$$

De donde el caudal es:

$$Q = Q_n \sqrt{\frac{H}{H_n}} \quad (3.5)$$

Para el caso en que se abran las válvulas al máximo, la potencia que se obtendrá en función de la altura del agua es:

$$C = k H Q \quad (3.6)$$

Donde H y Q son para las condiciones actuales.

Si se sustituye en (3.6) la ec. (3.5), se obtiene:

$$C = k.H.Q_n \sqrt{H/H_n} \quad (3.7)$$

Esto se cumple para turbinas Pelton y Francis.

Para turbinas Kaplan:

$$C = k.H.Q \quad (3.8)$$

En donde: C = Potencia máxima de salida

H = Altura bruta de caída

Por tanto la capacidad de salida de cada unidad de la planta será considerada como el mínimo entre la potencia nominal y la que se pueda generar con las condiciones actuales. (9)



$$C = \text{Min} \{ C_n, g \cdot \eta \cdot H \cdot Q_n \cdot \sqrt{H/H_n} \} \text{ para turbinas Francis y Pelton.}$$

$$C = \text{Min} \{ C_n, g \cdot \eta \cdot H \cdot Q \} \text{ para turbinas Kaplan.}$$

Donde:  $C_n$  = Máxima capacidad del generador. [ KW ]  
 $g$  = Es la constante gravitacional [m/s<sup>2</sup> ]  
 $\eta$  = Eficiencia del juego turbina / generador  
 $H$  = Cima del agua o altura bruta de caída  
 $Q_n$  = Caudal nominal o caudal de diseño de la turbina  
 $H_n$  = Cima nominal para la turbina.

La fig. 3.5. ilustra la capacidad de salida de una unidad con la deflexión del reservorio.

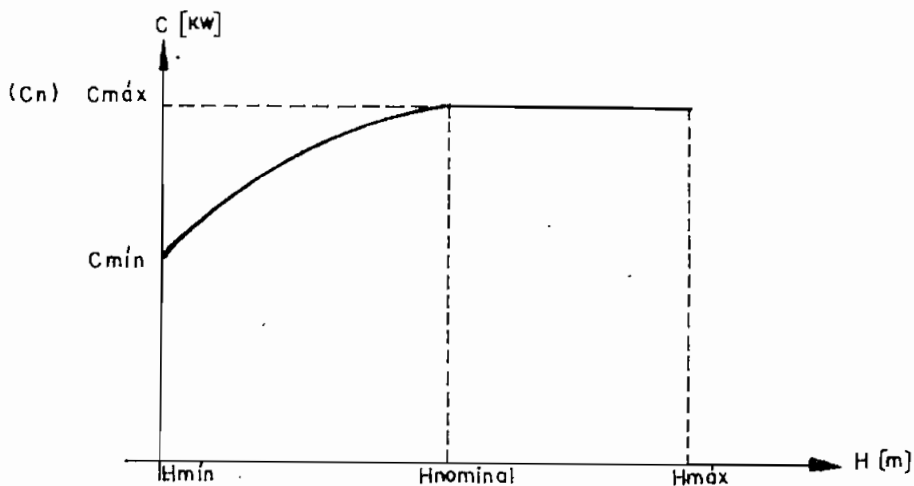


Fig. 3.5. Variación de la capacidad de salida de una unidad con deflexión del reservorio.

3.4.3. Operación de un reservorio: La operación básica para la operación de los reservorios está dada por:

$$\frac{dS(t)}{dt} = i(t) - q(t) - \sigma(t) \quad (3.10)$$

Donde:

$S(t)$  = Volumen almacenado en el embalse ( $m^3$ )

$i(t)$  = Caudal de ingreso al reservorio o al embalse ( $m^3/s$ )  
(corregido por la evaporación e infiltraciones).

$q(t)$  = Caudal que pasa por las turbinas

$\sigma(t)$  = Caudal vertido (aquel caudal que se vierte por las compuertas del reservorio).

Esta ecuación está sujeta a restricciones:

$$S_{\min} \leq S(t) \leq S_{\max}$$

$S_{\max}$  = Volúmen correspondiente a la cota máxima de operación

$S_{\min}$  = Volúmen correspondiente a la cota mínima de operación

$$q_{\min} \leq q(t) \leq q_{\max}$$

$q_{\min}$  = Caudal mínimo que debe pasar por las turbinas, debido a problemas de cavitación, eficiencia y a veces por necesidades de obtener un cierto caudal mínimo para cumplir con otras entidades, si es de propósitos múltiples. (8), (5).

$q_{\max}$  = Caudal máximo de diseño.

Si se integra la ec. (3.10), considerando valores medios y constantes.

durante el período T, se obtiene:

$$VOLF = VIN + (Q_i - Q_g - VERT) * T \quad (3.11)$$

Donde:

VIN = Volumen del embalse al iniciar el período T.

VOLF = Volumen final del embalse en el período T

$Q_i$  = Caudal medio de ingreso al reservorio en el período T (corregido por evaporaciones)

VERT = Caudal medio vertido en el período T

T = Período en estudio (días)

Además se sabe que:

$$Q_i = QI - \frac{EVI \cdot AREA}{2592} \text{ [m}^3 \text{ /s]} \quad (3.12)$$

Donde:

QI = Caudal medio de ingreso al reservorio  
[m<sup>3</sup> /s]

EVI = Evaporación puntual durante un mes, que contiene al período T. mm/mes

Area = Area del agua en el reservorio al momento de estudio [Km<sup>2</sup>]

$$Q_g = Q \cdot FC \quad \text{[m}^3 \text{/s]} \quad (3.13)$$

Q = Caudal turbinado para satisfacer la Demanda Máxima producida en el período T [m<sup>3</sup>/s]

FC = Factor de Carga.

Se asume que el agua se vertirá a través de las compuertas únicamente cuando se sobrepase el volumen máximo del embalse, sustituyendo (3.13) y (3.12) en (3.11) :

$$VOLF = VIN + (QI - Q \cdot FC - \frac{EVI \cdot AREA}{2592}) \cdot T \cdot 86400 \text{ [m}^3 \text{]}$$



Puesto que se trabaja con otras unidades de volumen, se introduce un factor de corrección:

$$VOLF = VIN + [(QI - Q.FC) \times 2592 - EVI.AREA \times 0.001] . T/30 \quad (3.14)$$

$$[VOLF] = \text{Hm}^3$$

Las unidades de las otras variables ya están definidas.

Con este volumen final se obtiene la potencia garantizada por la central asociada al reservorio, determinando previamente - la cota a la que corresponde. Esto se lo hace partiendo de las ecuaciones:

$$\text{VOLUMEN} = \text{CVOL} . (\text{COTA} - \text{HRIO}) \text{ EXVOL} \quad (2.1.)$$

$$\text{AREA} = \text{CARE} . (\text{COTA} - \text{HRIO}) \text{ EXARE} \quad (2.2)$$

Las constantes ya han sido determinadas previamente en el capítulo II.

### 3.5. DISPONIBILIDAD DE LA GENERACION:

El estado de energía de un sistema hidroeléctrico está determinado por el pasado histórico de las corrientes, políticas de operación y la evolución de la carga del año que está siendo analizado. La evaluación probabilística del deficit de energía - usualmente requiere de estudios de simulación del sistema de operación a lo largo del período de planeamiento por un gran número de secuencias. (9).

#### 3.5.1. Función Distribución de Probabilidad de Caudales:

Las variaciones en la magnitud de los fenómenos naturales tales como las lluvias, caudales de ríos

y otros, no siguen ninguna ley matemática sino que son completamente casuales y por esta razón para sus análisis se utilizan métodos estadísticos (2).

Si se tiene un número  $N$  de observaciones de alguna variable  $X$  al dividir los valores de  $X$  en ciertos intervalos de variación se puede encontrar el número de veces  $n_1, n_2, n_3$ , que estos valores ocurren.

Dibujando en las abscisas los valores de  $X$  y en las ordenadas los valores de  $n$ , se tiene un gráfico escalonado que representa la frecuencia de ocurrencia de los distintos valores.

Muchas veces en lugar de tomar los valores  $n$  se ponen los valores  $n_1/N, n_2/N$ , etc. obteniéndose entonces la frecuencia, o densidad de probabilidad, por unidad. (fig. 3.6.a). Si el número de valores  $N$  aumenta y la magnitud de los intervalos disminuye, los escalares se hacen cada vez más pequeños y el gráfico se transforma gradualmente en una curva continua que se llama función densidad de probabilidad (Ver fig.3.6.c.). Esta función es:

$$f(x_i) = n_i/N$$

$f(x_i)$  es la probabilidad de ocurrencia  $x_i$  dentro del intervalo. Estas funciones densidad de probabilidad deben cumplir que:

$$f(x_i) \leq 1, y,$$

$$\sum f(x_i) = 1$$

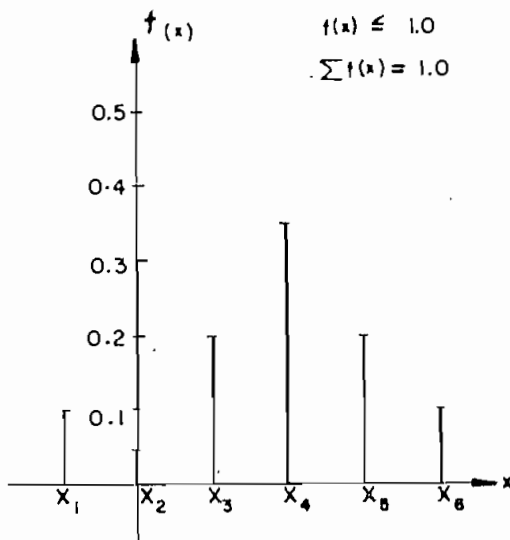


FIG 3.6.a.- FUNCION DENSIDAD DE PROBABILIDAD (DISCRETA).

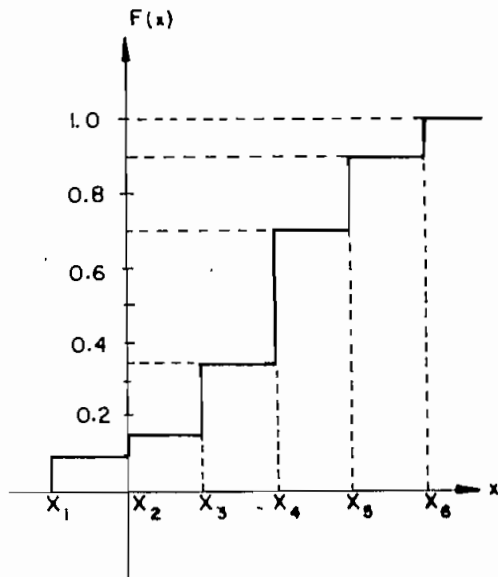


FIG 3.6.b.- FUNCION DISTRIBUCION DE PROBABILIDAD (DISCRETA).

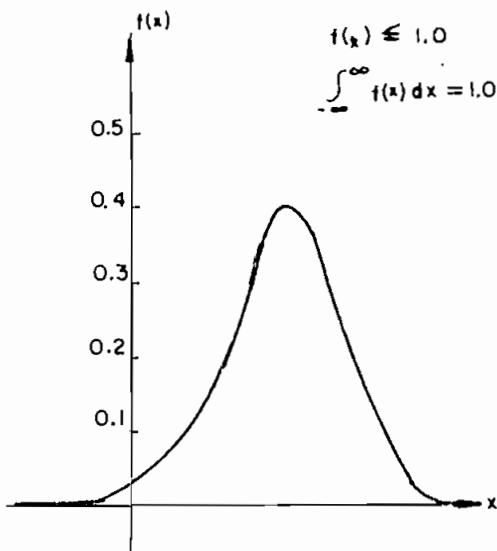


FIG 3.6.c.- FUNCION DENSIDAD DE PROBABILIDAD (CONTINUA).

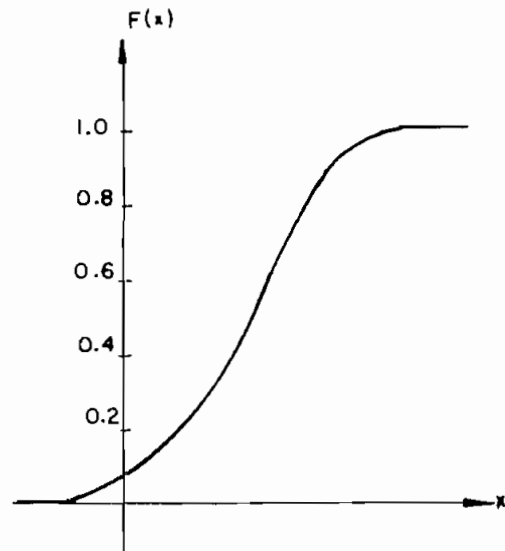


FIG 3.6.d.- FUNCION DISTRIBUCION DE PROBABILIDAD (CONTINUA).

Esta es una función creciente, continua y constante en el intervalo  $x_i, x_{i+1}$  y tiene como valor máximo 1; fig. 3.6.b.

Igualmente si el número de valores  $N$  aumenta y la magnitud de los intervalos disminuye, el gráfico se transforma gradualmente en una función continua; fig. 3.6.d.

Para transformar una función distribución de probabilidad (FDP) continua partiendo de una F.D.P. discreta, se trazan líneas rectas entre  $F(x_i)$  y  $F(x_{i+1})$ , puesto que se conoce los dos puntos, se determina la ecuación de la recta:

$$F(x) = (x - x_i) \cdot (F(x_{i+1}) - F(x_i)) / (x_{i+1} - x_i) + F(x_i) \quad (3.15)$$

A partir de la ec. (3.15), se encuentra  $x$  para un determinado  $F(x)$ .

3.5.2. Método de Monte Carlo: A menudo se presentan situaciones en las que es indicado utilizar algún método de muestreo. Típicamente, el método simulado implica el reemplazo del universo real de elementos, por el universo teórico correspondiente, descrito por una cierta distribución o probabilidad que se supone adecuada, y la selección de una muestra de esta población teórica, mediante un tabla de números aleatorios. Los métodos para tomar ésta muestra, así como los problemas de decisión que dependen fundamentalmente de dichos métodos de muestreo, se recoge bajo el título genérico de métodos de Monte Carlo. (12).

Este método puede requerir de generación y memoria de gran cantidad de números con distribuciones correspondientes a los diferentes procesos. Para simplificarlo se pueden utilizar números uniformemente distribuidos entre 0 y 1. La selección aleatoria de un número de éste juego nos dará un correspondiente valor de la variable aleatoria  $\underline{X}$ .

Esto se explica de la siguiente manera:

Considerando una variable aleatoria  $\underline{X}$  con una FDP  $F(x)$ . Con cada valor  $x$  de  $\underline{X}$  se puede asumir un valor asociado  $\mu$  tal que  $\mu = F(x)$ . Este juego de valores define entonces una variable aleatoria  $u$  la cual depende de  $\underline{X}$ , como se muestra en la fig. 3.7. (13)

La distribución de  $u$  puede ser determinada como sigue.

Por la definición anterior tenemos que:

$$P[\mu < u \leq \mu + \Delta \mu] = P[x < x \leq x + \Delta x] \quad (3.16)$$

donde, como  $F(x)$  es la FDP de  $\underline{X}$ ,

$$P[x < \underline{X} \leq x + \Delta x] = F(x + \Delta x) - F(x) \quad (3.17)$$

De la figura 3.7., se ve que el lado derecho de la ecuación (3.17) es igual a  $\Delta \mu$  y por combinación de (3.16) y (3.17).

$$P[\mu < u \leq \mu + \Delta \mu] = \Delta \mu$$

Partiendo de que  $u$  tiene una distribución uniforme entre 0 y 1 (o más formalmente,  $f(u)=1, 0 \leq u \leq 1$ ) se tiene que si seleccionamos un número aleatorio en el rango (0,1) podemos encontrar  $x$  de:

$$x = F^{-1}(\mu)$$

En donde  $F^{-1}(\mu)$  es una función inversa de  $F(\mu)$ .

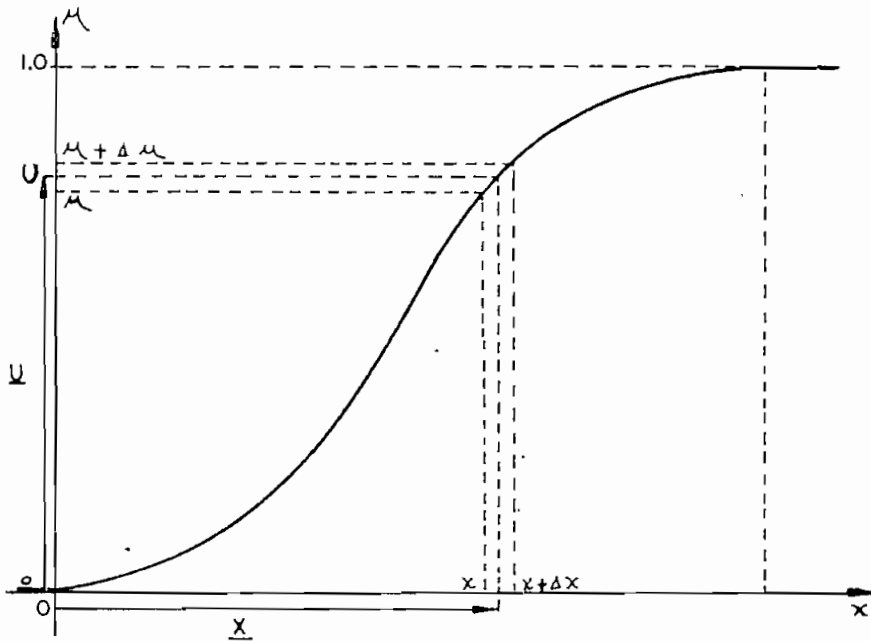


Fig. 3.7. La variable aleatoria  $\underline{X}$  y el valor aleatorio asociado  $U$  con distribución uniforme.

El método de Monte carlo se lo aplica de la siguiente manera:

- Determinamos la Función Distribución de Probabilidad.

$$F(x) = \sum_{-\infty}^x f(x)$$

- Se escoge al azar un número aleatorio entre 0 y 1 (con tantos decimales como se desee), mediante una subrutina.

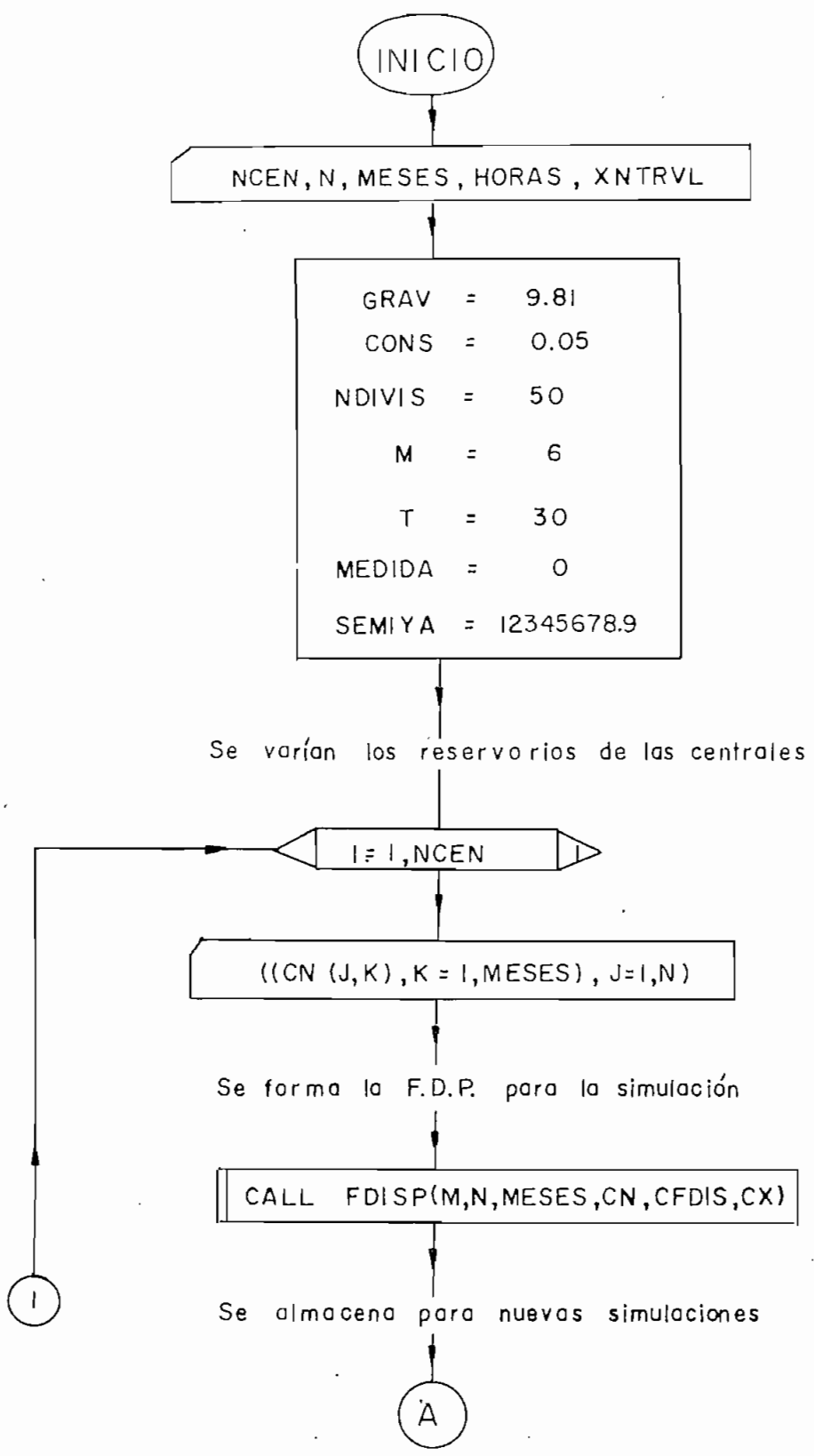
- Se encuentra la función inversa:

$$x = F^{-1}(x)$$

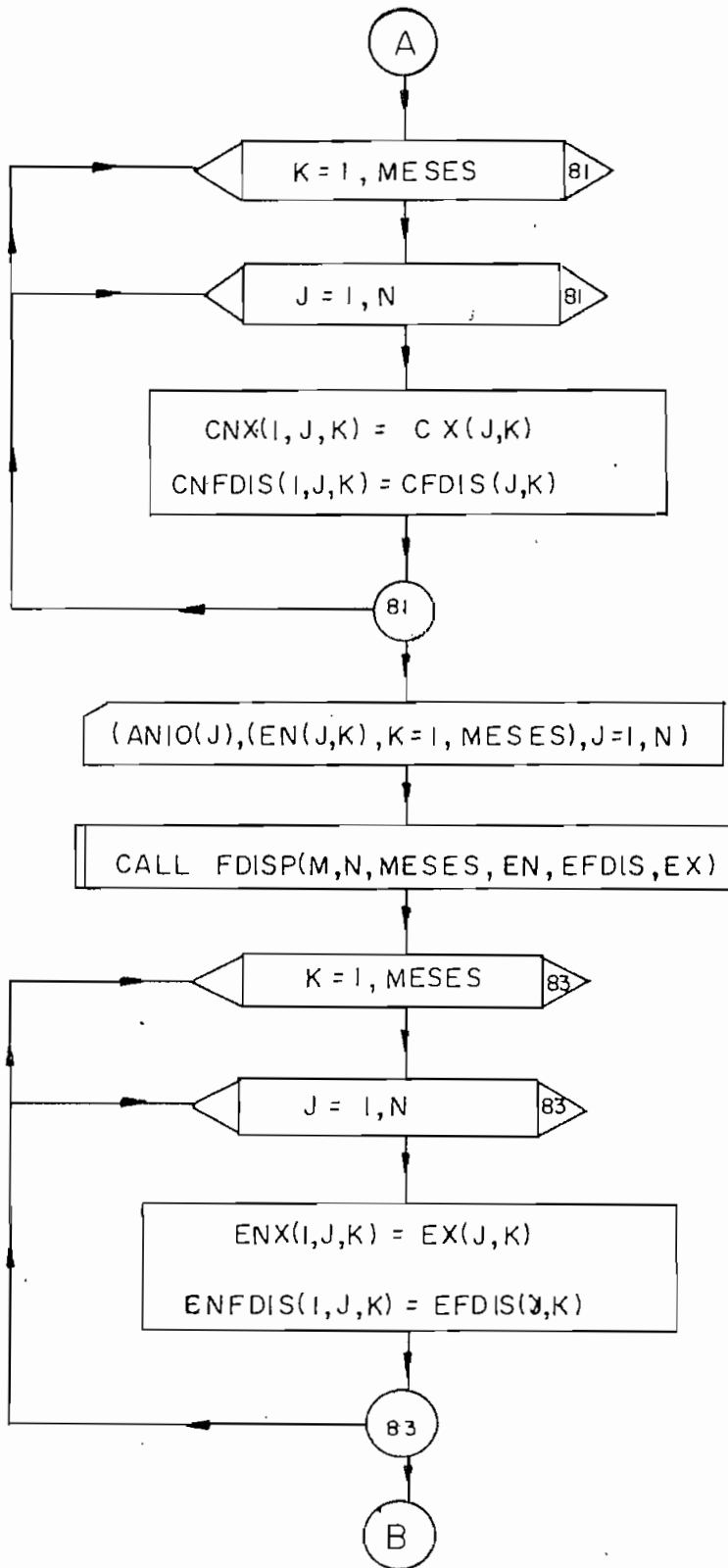
donde se obtiene el valor de muestreo de  $\underline{X}$ .

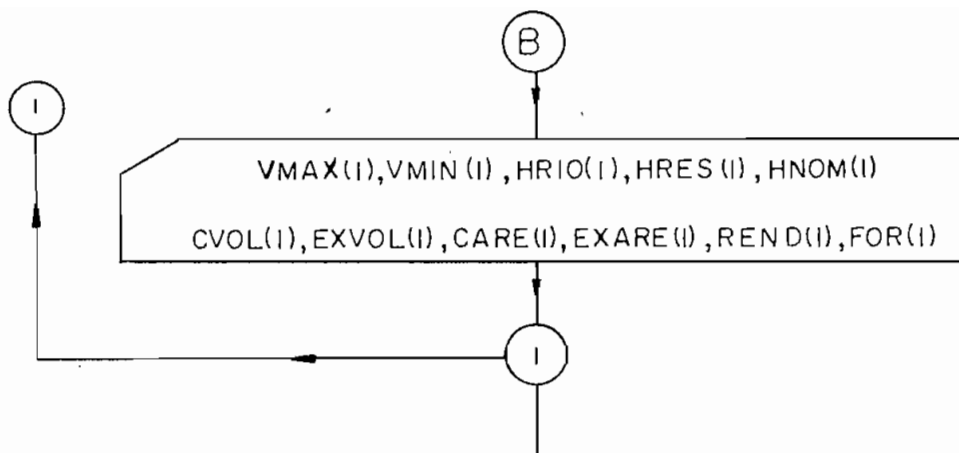
En la técnica de Monte Carlo se procesa cada caudal de entrada en forma independiente, desventajosamente el tiempo necesario para realizar muchos muestreos es relativamente grande. (11), (12).

3.5.3. Simulación de las plantas hidroeléctricas: La simulación se la hará en un computador digital, a continuación se presenta el diagrama de flujo; las variables serán definidas en el ANEXO 3.

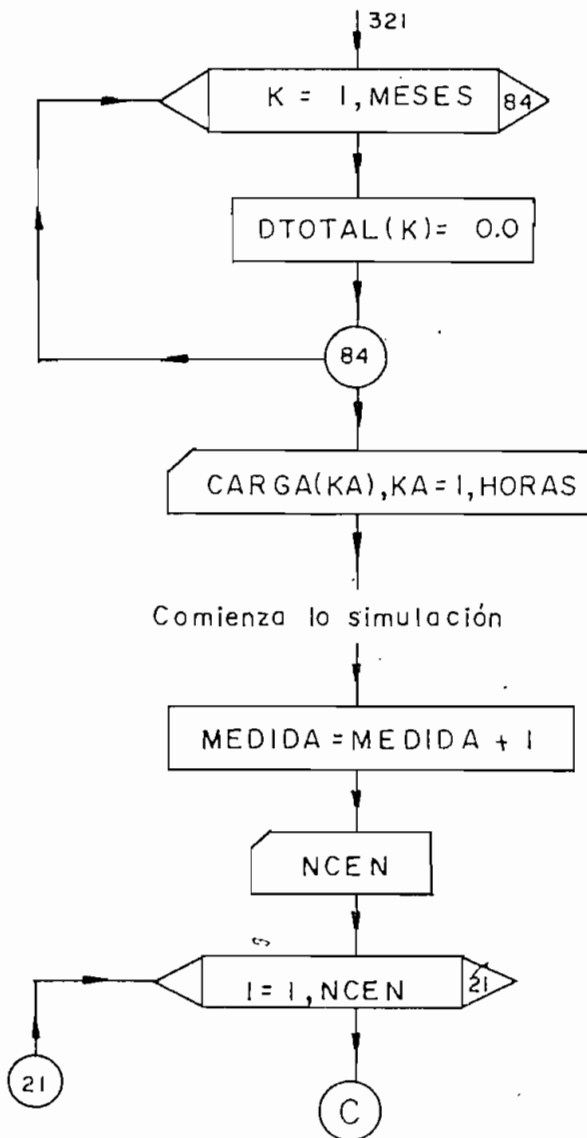


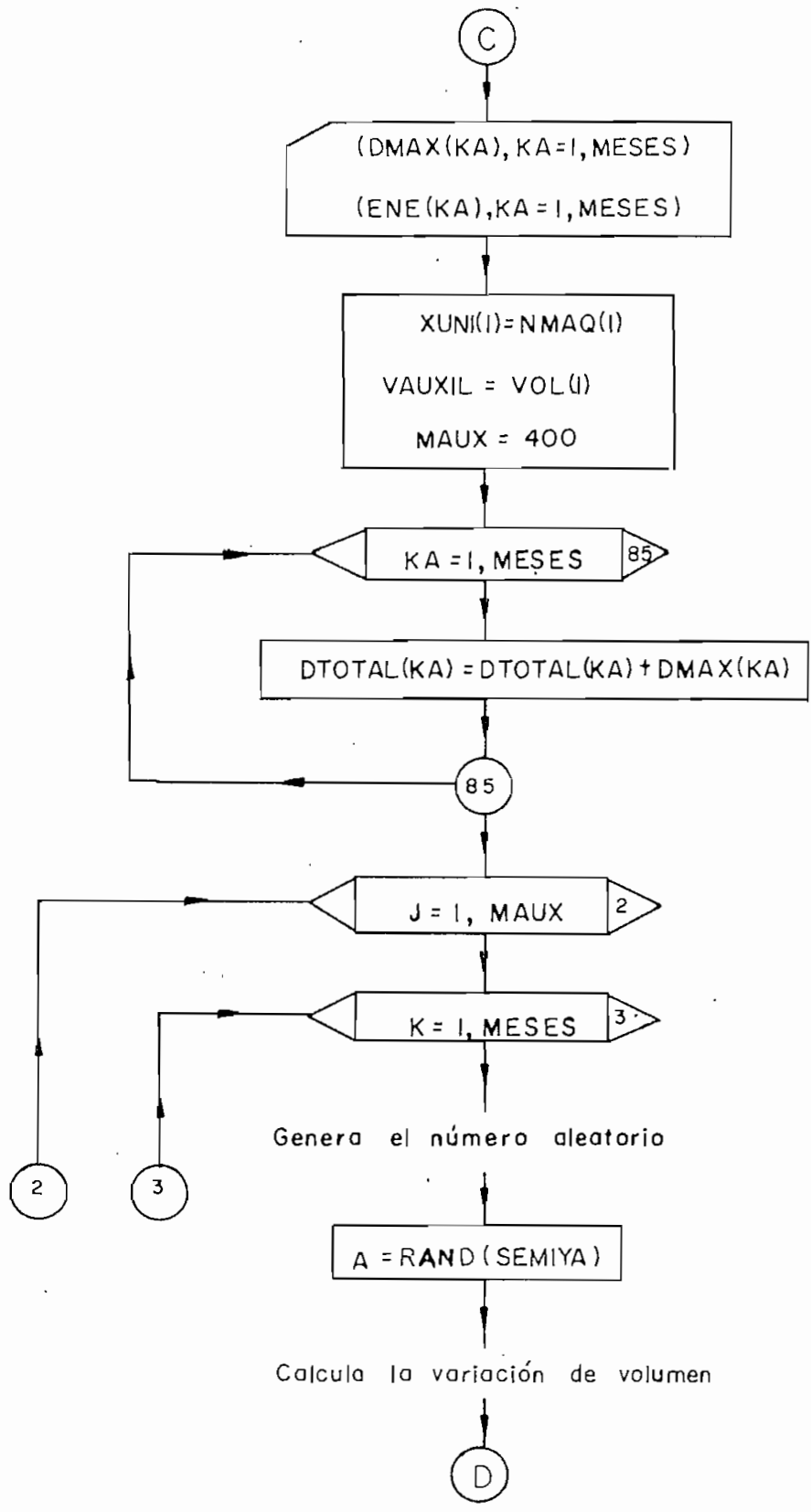


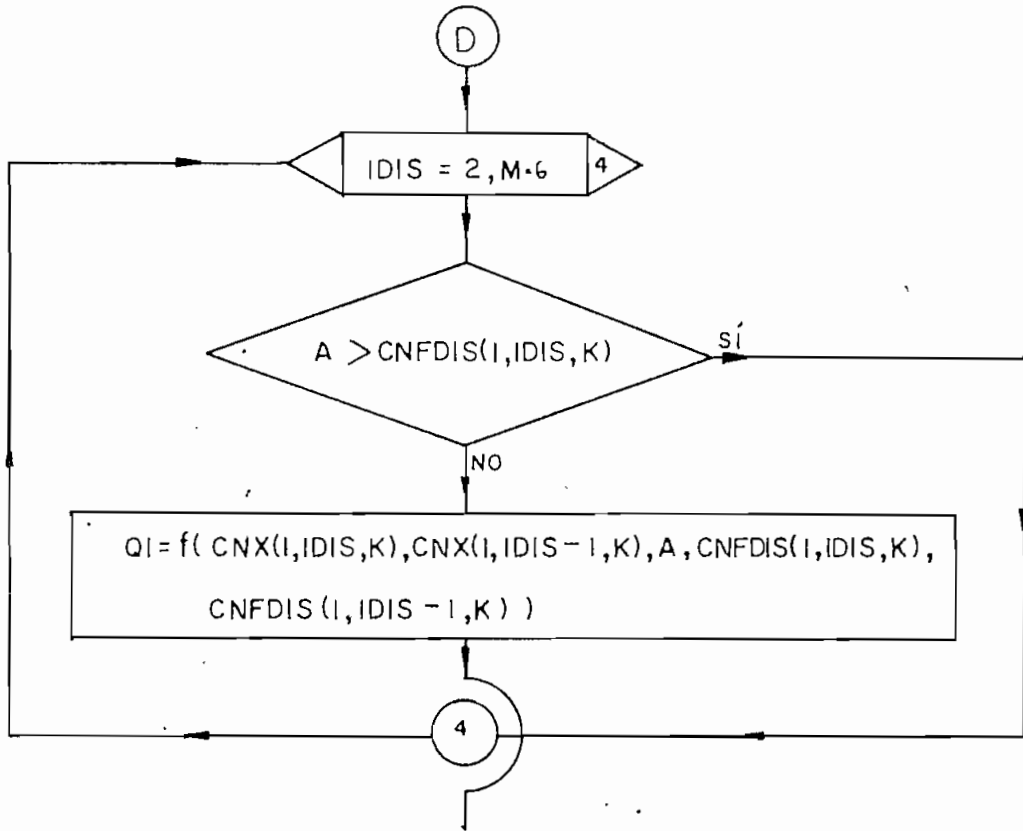




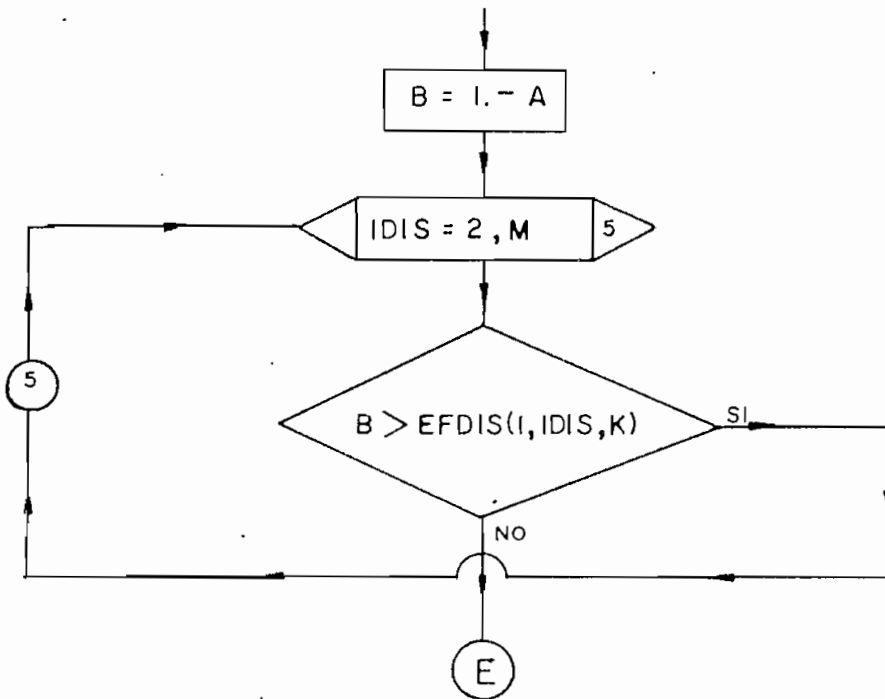
Se enceran las variables DTOTAL(KA)

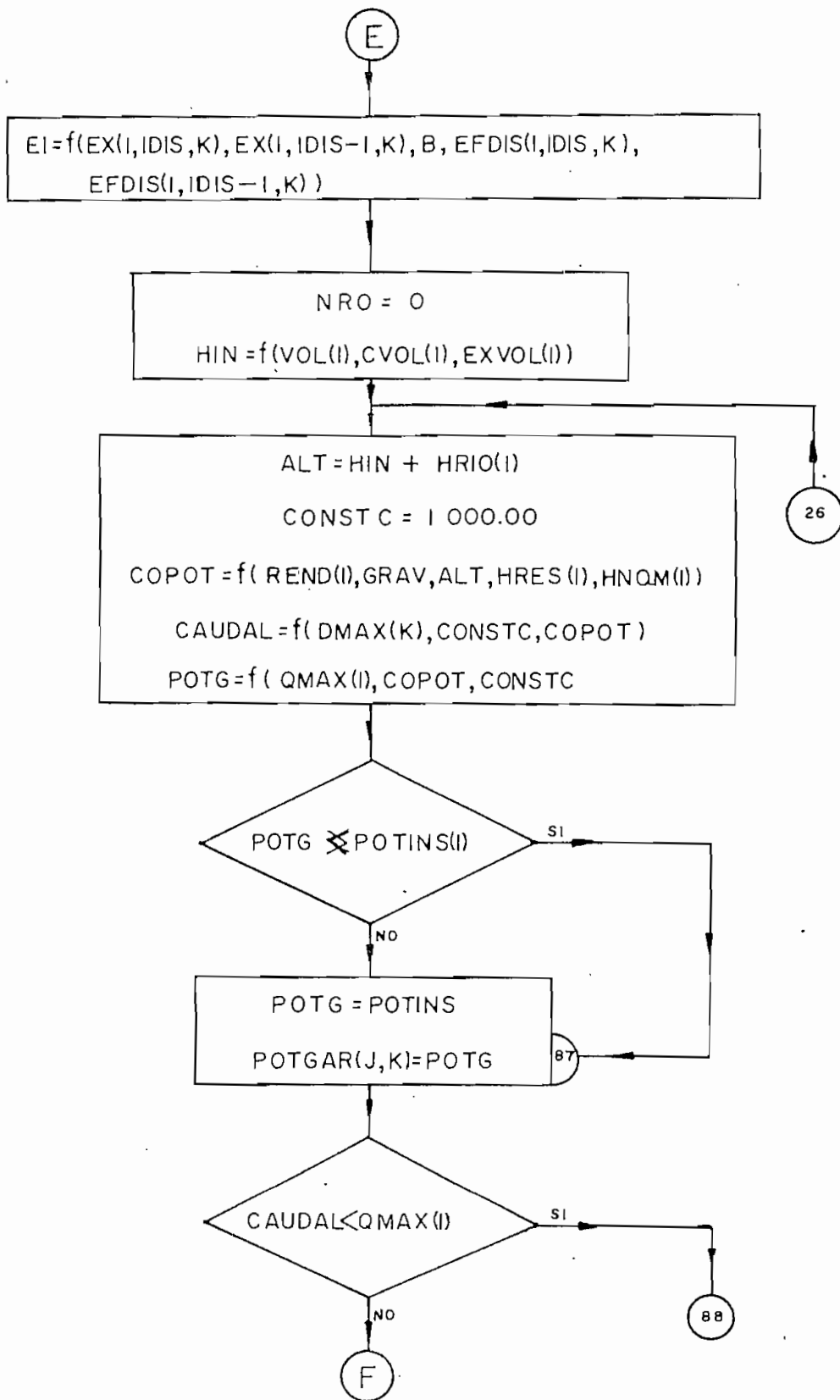


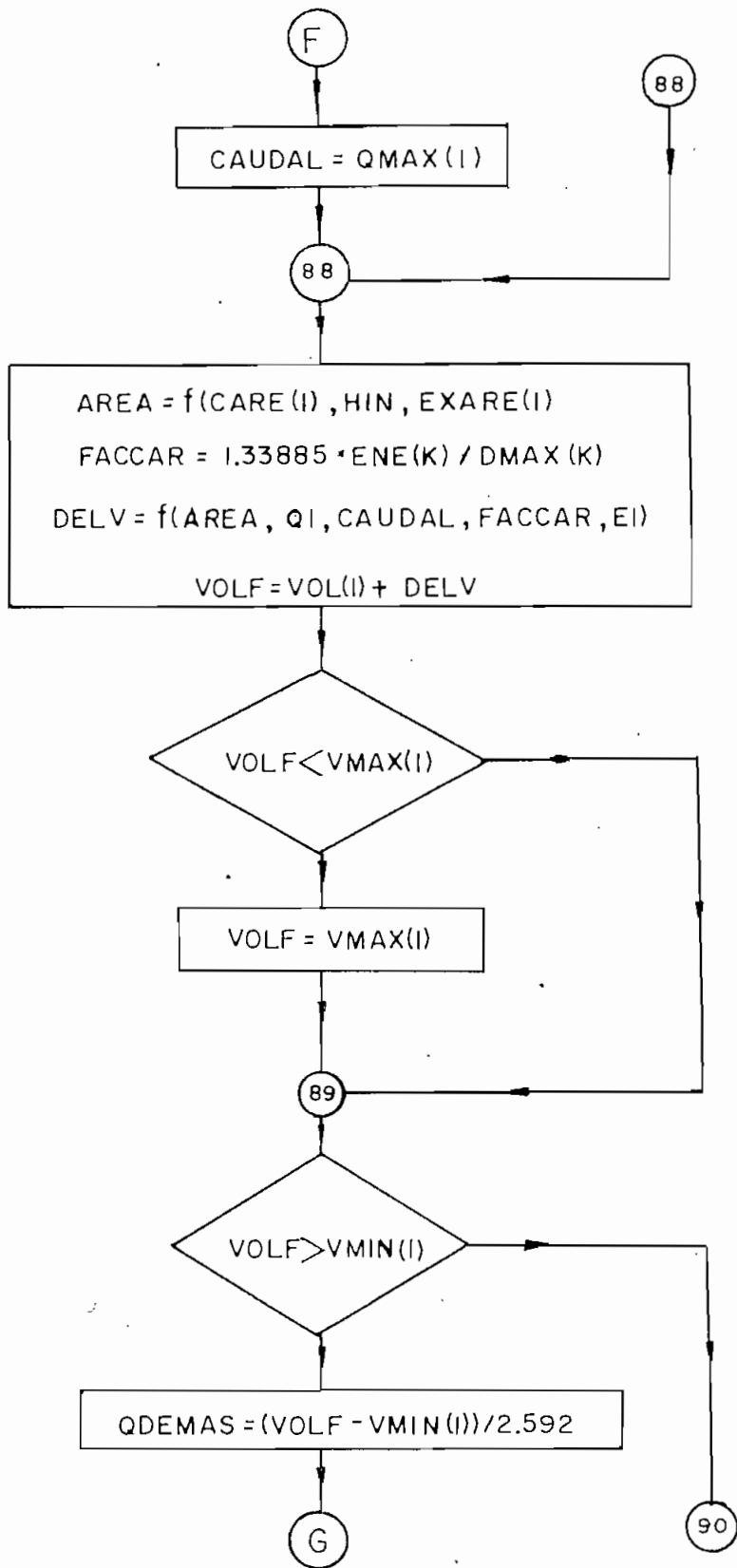


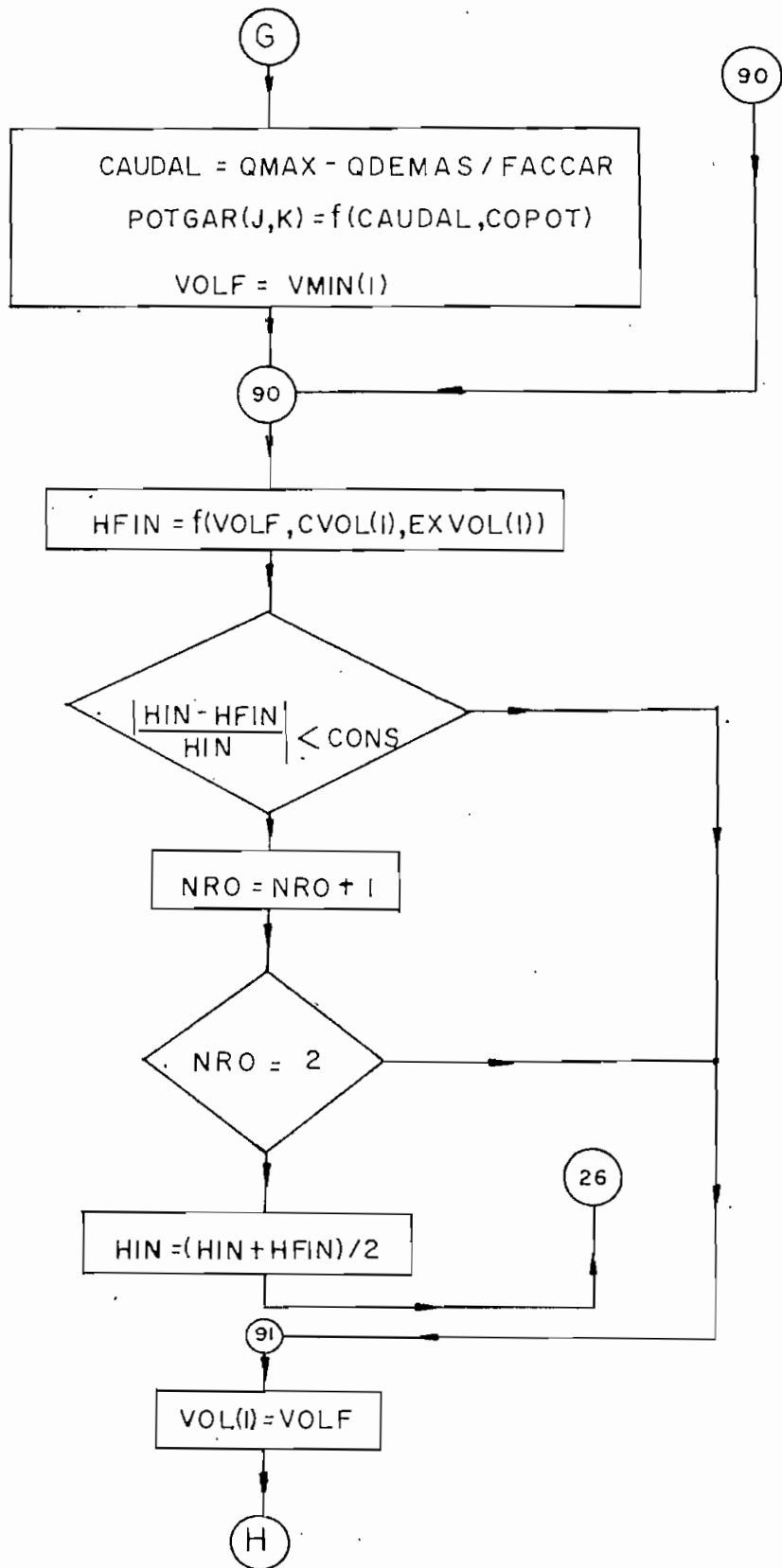


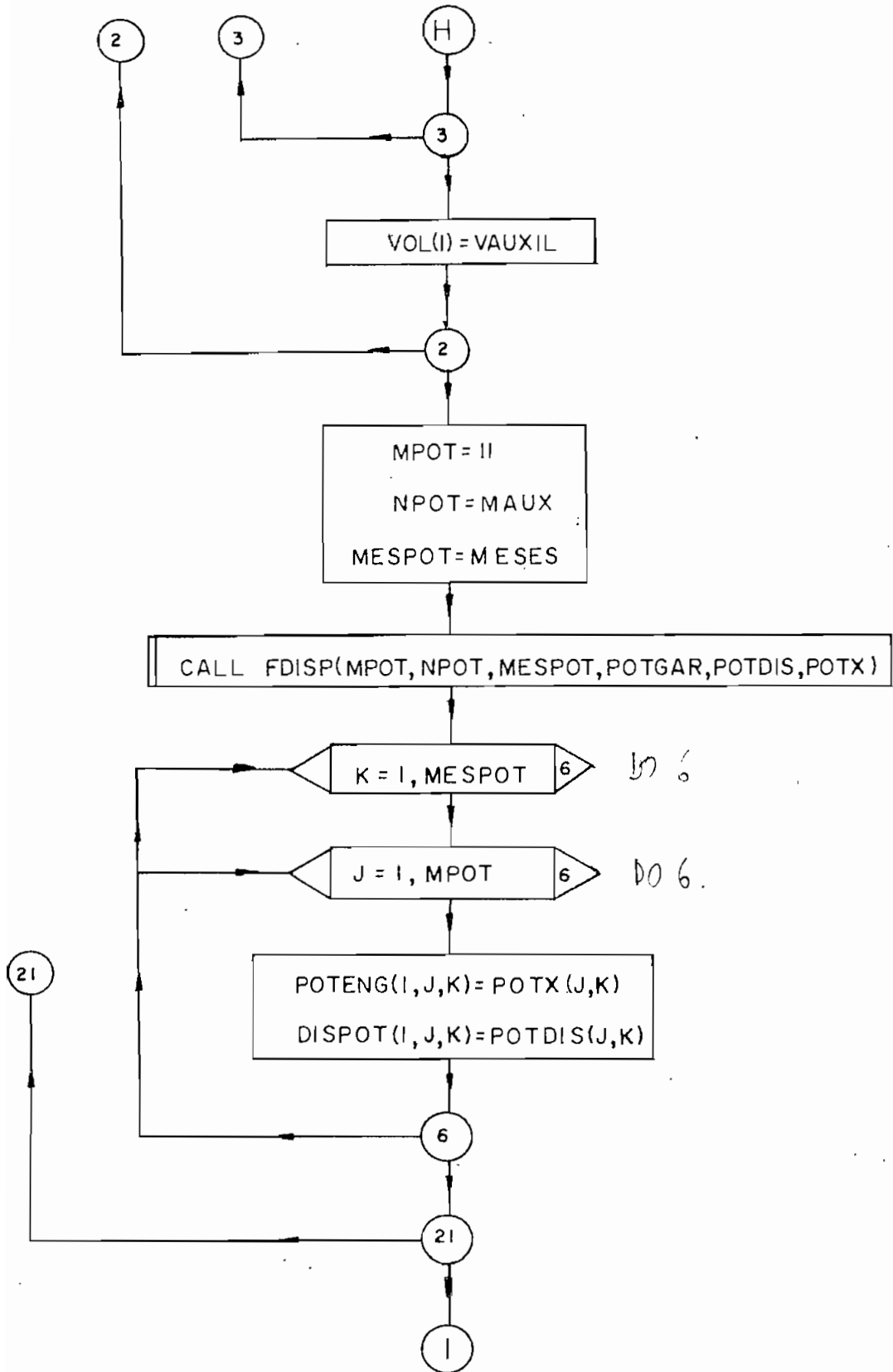
Se supone que a mayor precipitaciones habrá menor evaporación. media















Se dispone hasta aquí de las potencias garantizadas por las centrales y sus respectivas funciones de distribución de probabilidad

## BIBLIOGRAFIA

### CAPITULO III

- (1). PEDRO LANDAZURI, OSCAR MARIN. Guía para el estudio de mini y microcentrales hidroeléctricas, TESIS, Ing. Civil, EPN, ABRIL/1985.
- (2). SVIATOSLAV KROCHIN, Diseño Hidráulico, Editorial Universitaria, Quito, Ecuador, 1968.
- (3). IECO ASINCA, Informe interino sobre el desarrollo del proyecto Paute, INECEL, Septiembre/1976.
- (4). INECEL, DPTO. PLANIFICACION, Plan Maestro de Electrificación REGISTROS DEL COMPUTADOR, Noviembre 1984.
- (5). JULIO C. GOMEZ C., Planeamiento Operativo de Sistemas Hidrotérmicos mediante programación en redes, TESIS, EPN, 1984.
- (6). INECEL, Concepción y Explotación de Centrales Hidroeléctricas, INECEL.
- (7). MARCELO A. SOBREVILLA, Centrales Eléctricas y Estaciones Transformadoras.
- (8). ING. EDUARDO CAZCO, Planificación de SEP, Curso dictado en Octubre 84/Marzo 85, EPN, Quito.
- (9). S.H.F. CUNHA, GOMES, OLIVEIRA, PEREIRA, Reliability Evaluation in Hydrothermal Generation Systems, IEEE Transactions on PAS Vol PAS-101, N° 12, December 1982.

- (10). ALFREDO MENA PACHANO, Confiabilidad de Sistemas de Potencia, Colección Escuela Politécnica Nacional, 1983.
- (11). CARLOS RIOFRIO, Comportamiento de líneas de Transmisión a Descargas Atmosféricas Directas, Modelos de Análisis, TESIS EPN, 1977.
- (12). LUIS M. CALDERON, Método de Monte-Carlo aplicado al análisis de redes de puesta a tierra en un SEP, TESIS EPN, Junio/84.
- (13). J. ENDRENYI, Reliability Modeling in Electric Power Systems, John Wiley Sons, New York, 1978.

## C A P I T U L O   I V

### MODELO DE LA CARGA

#### 4.1. Introducción:

\* La planificación de un sistema de potencia consiste en determinar las necesidades de recursos de la red eléctrica para períodos futuros. La operación del sistema requiere conocer la demanda con la debida anticipación para hacer la distribución óptima de los recursos disponibles.

En este capítulo se verá en forma resumida cuales son los principales datos necesarios para poder realizar una proyección de la demanda, algunos métodos usados para poder proyectarla, la proyección de la demanda del SNI realizada por el INECEL, y el método de carga que utilizará el presente estudio. \*

#### 4.2. Análisis de la Demanda:

Los índices de referencia que se necesitan saber son:

- KWh/abonado/mes,
- KWh/habitante,
- KWh/habitante servido,
- Tasa de crecimiento de la demanda,
- Tasa de crecimiento del consumo individualizado,
- Tasa del crecimiento de la población, etc.

Los componentes en la evaluación de la demanda máxima de potencia son:

- ☛ - Pronóstico de la población, número de (abonados) viviendas y habitantes por consumidor o abonado.
- Pronóstico de número de abonados residenciales, comerciales y agroindustriales.

Los consumidores residenciales constituyen el 100% de los abonados y dentro de ellos están los abonados comerciales. Esto es válido para la evaluación de la demanda ordinaria.

Para definir las cargas especiales será necesario conocer año a año el número de abonados industriales, comerciales u otros que requieren éste tipo de consumo.

- Pronóstico del número de consumidores de energía eléctrica en los sectores residencial, comercial, industrial, alumbrado público y otros.
- Pronóstico del consumo de cargas especiales.
- Pronóstico del consumo total neto energía total generada (se incluyen las pérdidas de energía).
- Pronóstico de los factores de carga, y,
- Pronóstico de la demanda máxima de potencia. (1), (2).

Previo a aplicar un método de pronóstico, se requiere realizar un estudio de la variable demanda para aplicar el método adecuado y obtener un pronóstico acertado. Cuatro son los aspectos principales en el análisis de la demanda:

a) VARIABLE A PRONOSTICAR:

Se debe determinar qué es lo que se va a pronosticar: la potencia, la energía, los costos asociados a la demanda, las fallas del sistema, etc.

b) COMPORTAMIENTO DE LA DEMANDA EN EL TIEMPO:

- \* Del análisis del comportamiento de la demanda en la historia de los datos, se puede determinar inicialmente si el fenómeno se mantendrá en el futuro y en ciertos parámetros iniciales útiles para el pronóstico y para la selección de métodos a usar. \*

c) PLAZO DE LA PREDICCIÓN:

Se requiere conocer cuál es el período del pronóstico. En planificación se habla de períodos anuales o mensuales en tanto que en operación del sistema los períodos son de días e incluso de horas y minutos.

d) FACTORES QUE AFECTAN A LA DEMANDA:

La fluctuación de la demanda en el transcurso del tiempo es un proceso aleatorio que depende de un sinnúmero de factores, los que hacen casi imposible definir el comportamiento individual de la carga. Sin embargo al agrupar la carga, el comportamiento es más definido y puede ser tratado.

Los factores que afectan a la demanda pueden ser de dos tipos:

1) Factores incontrolables; sobre los cuales el operador no tiene un control directo, como son: Factores políticos y económicos, factores atmosféricos, aleatoriedad de carga, límites físicos del sistema, etc.

2) Factores controlables; sobre los cuales el operador tiene un control, como son por ejemplo la potencia, frecuencia y el voltaje. (3).

Mediante el análisis de los aspectos planteados, se puede tener una idea cierta de la variable a pronosticar y de los factores necesarios para el pronóstico.

Otro aspecto importante en el análisis de la demanda es la calidad y confiabilidad de los datos. Si los datos son errados, no importa el método que se utilice, el resultado será errado. Puede ser beneficioso en muchos casos filtrar los datos, es decir, mediante un análisis preliminar corregir observaciones

erradas para obtener una serie de trabajo que sea representativa de la variable a pronosticar.

#### 4.3. MÉTODOS DE PRONOSTICO DE LA DEMANDA

4.3.1. Clasificación: En general, los métodos de pronóstico pueden clasificarse en dos grupos: cualitativos y cuantitativos.

a) MÉTODOS CUALITATIVOS: Consisten en la aplicación de criterios sin base estadística y se basan en el ajuste de curvas mediante la experiencia o el criterio del que hace el pronóstico.

b) MÉTODOS CUANTITATIVOS: Toman la información histórica de un fenómeno y tratan de encontrar un modelo que explique matemáticamente esta tendencia pasada, para así pasar a predecir los períodos futuros de ese fenómeno. La subclasificación de los modelos cuantitativos se la resume en la fig. 4.1, y se los detalla más adelante. (3)

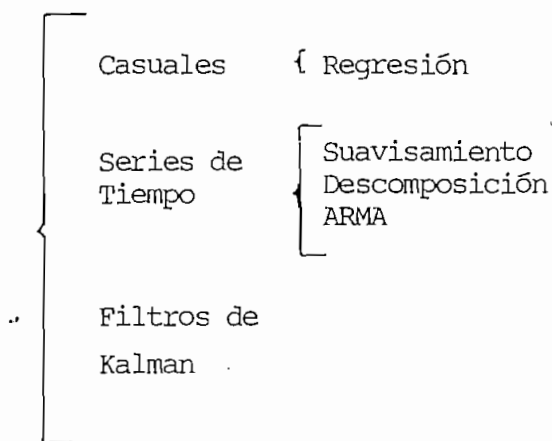


Fig. 4.1. Clasificación de los métodos cuantitativos.

4.3.2. Métodos Causales: Un método causal o aplicativo es aquel en que en cierto número de parámetros, conocidos como variables independientes, tienen una relación matemática con la variable a pronosticar o variable dependiente. El mayor problema en estos modelos es determinar la relación entre las variables independientes y la variable dependiente que explique mejor el fenómeno. El método causal más conocido es el método de regresión.

. Método de Regresión: El modelo de regresión múltiple tiene la forma polinomial:

$$Y = \beta_0 + \beta_1 X_{1t} + \beta_2 X_{2t} + \dots + \beta_n X_{nt} + \xi_t \quad (4.1)$$

donde:

$\beta_0$  = es la tendencia o pendiente

$\beta_i$  = Son los parámetros del modelo que se ajustan a los datos.

$X_{it}$  = Son los datos de las variables independientes para el período del pronóstico.

$\xi_t$  = Es un error aleatorio ( o ruido blanco)

Para usar este método se escogen las variables independientes y luego se calcula las estimadas de  $\beta_i$ , ( $b_i$ ), por el método de los mínimos cuadrados, que da la mejor curva de ajuste al reducir al mínimo la suma del cuadrado de los errores. Las variables independientes no se relacionan entre sí y se dispone de varios conceptos estadísticos para determinar que variables son importantes.

En pronóstico de demanda un método de regresión muy utilizado es aquel que representa a las variables independientes como funciones trigonométricas de senos y cosenos, el mismo que se conoce como un análisis espectral de la serie en el dominio



de la frecuencia. La serie original se descompone mediante un análisis de Fourier en series más pequeñas donde se puede determinar la importancia de cada término. Si la descomposición es correcta se elimina la componente del ruido. Los métodos de regresión tienen una base estadística.

4.3.3. Métodos de Series de Tiempo: Una serie de tiempo es cualquier conjunto de observaciones ordenadas en el tiempo. A diferencia de los modelos causales, los modelos de series de tiempo no necesitan de variables independientes sino que pronostican en base a los mismos valores pasados de la variable a pronosticar.

Los métodos de series de tiempo que se utilizan más comunmente son: Suavizamiento, descomposición y modelos de ARMA o de Box & Jenkins.

4.3.3.1. Método de Suavizamiento: Los métodos de suavizamiento o alizamiento pretenden eliminar el ruido existente en una serie de tiempo para encontrar la tendencia o patrón de comportamiento. Una vez encontrado el patrón se podrá hacer el pronóstico. Los términos de suavizamiento más conocidos son:

a) Medias Móviles: es una técnica que consiste en un conjunto de valores observados, encontrar un promedio de los mismos y usar este promedio como el pronóstico del siguiente período. El número de observaciones (N) es siempre constante. Matematicamente tenemos:

$$Y_{t+1} = (X_t + X_{t-1} + \dots + X_{t-N+1}) / N \quad (4.2)$$

$$Y_{t+1} = \frac{1}{N} \sum_{i=t-N+1}^t X_i \quad (4.3)$$

$$Y_{t+1} = \frac{X_t}{N} - \frac{X_{t-N}}{N} + Y_t \quad (4.4)$$

b) Suavizamiento exponencial: Esta técnica dá mayor peso a

las observaciones más recientes y requiere solamente los dos últimos datos para hacer el pronóstico. De la ec. (4.4.), si se la reemplaza  $X_{t-N}$  por el pronóstico reciente  $Y_t$ , se tiene:

$$Y_{t+1} = \frac{1}{N} X_t + \left(1 + \frac{1}{N}\right) Y_t \quad (4.5)$$

Si  $\alpha = 1/N$ , entonces

$$Y_{t+1} = \alpha X_t + (1 - \alpha) Y_t \quad (4.6)$$

La importancia de una observación va decreciendo a medida que se aleja de la observación más reciente y en forma exponencial.

4.3.3.2. Método de Descomposición: El método de descomposición supone que la serie de tiempo está conformada por cuatro componentes que pueden calcularse y separarse individualmente mediante manipulaciones matemáticas apropiadas. Estas componentes son:

- a) Tendencia (T), dada por los movimientos hacia arriba o hacia abajo de la serie total.
- b) Componente Cíclica (C), dada por los movimientos ascendentes o descendentes de la serie en forma global cada cierto período.
- c) Componente Estacional (E), que representa los movimientos que se repiten en forma periódica anualmente.
- d) Componente Irregular (I), dada por movimientos erráticos o impredecibles de la serie.

Si la relación entre los componentes es multiplicativa, se tiene:

$$Y_t = T_t * E_t * C_t * I_t \quad (4.7)$$

Para hacer el pronóstico  $Y_t$ , se deben conocer los valores de cada una de las componentes del período a pronosticar. Los métodos de descomposición y suavizamiento no tienen una base estadística.

4.3.3.3. Método de Box & Jenkins: Las técnicas de regresión, de suavizamiento y de descomposición asumen que los datos de las series de tiempo son estadísticamente independientes y que no existe relación entre ellos. Si los datos de la serie están relacionados o son dependientes estadísticamente entre sí, los modelos de Box & Jenkins usan esta dependencia para producir un pronóstico que tiende a ser más exacto, ya que es obvio suponer que un dato esté relacionado de alguna manera con el dato actual. En vista de que existe relación entre los datos, se dice que hay correlación entre ellos, y que el pronóstico se hace en base a los valores de la misma serie, se conoce como Autocorrelación.

El método de Box & Jenkins ha sido, desde su introducción en el año 1970 por parte de Jorge Box y Guilym Jenkins, bastante usado en pronóstico de series de tiempo por sus favorables cualidades, especialmente en pronóstico de corto plazo. Estos modelos requieren de un gran número de observaciones (más de 50) y de un procedimiento como metodología de Box & Jenkins, para su efectiva aplicación.

. Modelos ARMA: Los modelos ARMA, o de Box & Jenkins supone que la serie del tiempo es generada a través de un filtro lineal, cuya entrada es ruido blanco, definiendo el ruido

blanco como un proceso aleatorio generado por variables aleatorias normales independientes, con media cero y varianza  $\sigma^2$ . Si se logra modelar exactamente la función de transferencia del filtro ( $\gamma(b)$ ), en el proceso inverso, al introducir la serie de tiempo  $y_t$ , se deberá obtener ruido blanco  $\xi_t$ . (fig. 4.2).

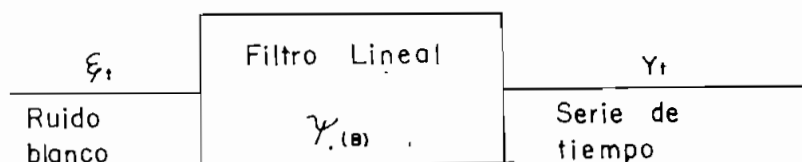


FIG.4.2.- FILTRO LINEAL

Desarrollando matemáticamente el filtro lineal y dado que las observaciones de la serie tienen sus errores correlacionados obtenemos:

$$y_t = \mu + \gamma_0 \xi_t + \gamma_1 \xi_{t-1} + \gamma_2 \xi_{t-2} + \dots \quad (4.8)$$

donde:  $\mu$  y  $\gamma_i$  son los parámetros descritos en la Ec.(4.1.)

Agrupando términos de la Ec.(4.8) se tiene:

$$y_t = \mu + (\gamma_0 + \gamma_1 B + \gamma_2 B^2 + \dots) \xi_t \quad (4.9)$$

Donde B se define como un Operador Regular Regresivo tal que:

$$B Y_t = Y_{t-1}, \dots, B^m Y_t = Y_{t-m}$$

La ecuación (4.9) puede escribirse como:

$$Y_t = \mu + \Psi_{(B)} \xi_t \quad (4.10)$$

Donde:  $\Psi_{(B)}$  es la función de transferencia del filtro lineal.

Si queremos expresar los errores  $\xi_t$  en función de los datos de la serie, se tiene:

$$Y_t \Psi_{(B)}^{-1} = \mu \Psi_{(B)}^{-1} + \xi_t, \quad \text{ó redefiniendo}$$

$$Y_t \phi_{(B)} = \delta + \xi_t \quad (4.11)$$

Donde:  $\delta = \mu \Psi_{(B)}^{-1}$

$$\phi_{(B)} = \Psi_{(B)}^{-1}$$

Las expresiones (4.10) y (4.11) son las ecuaciones básicas de los modelos de Box & Jenkins. (3)

4.3.3.4. Modelo con Filtro de Kalman: El tipo de modelos que utilizan el filtro Kalman son adaptativos, es decir que, a diferencia de los modelos causales y de series de tiempo, los parámetros de la serie se ajustan automáticamente con cada nueva observación y pueden operar con parámetros variables y varianzas variables simultáneamente.

El filtro de Kalman (1960) es la técnica más general de pronóstico y fue desarrollada para análisis de señales. Consiste en

combinar dos estimados independientes, uno que es pronóstico anterior de la serie (a priori) y el otro que es pronóstico basado en nuevos datos (a posteriori), para formar un ponderado - estimado o pronóstico. Es un método matricial conocido también como un método Bayesiano de predicción, y utiliza un método recursivo para realizar los ajustes en el pronóstico. En poco tiempo el Filtro de Kalman será utilizado en muchos campos y especialmente en correlación de valores de una medición y en pronóstico de demanda, donde se presenta como la vía más factible para el pronóstico y control en tiempo real.

4.3.3.5. Selección del Método de Predicción: El principal objetivo del método de predicción de demanda en la operación de un sistema es obtener una medida más o menos exacta de la demanda eléctrica que ocurrirá en un período futuro, de manera de determinar los requisitos de generación que debe obtener para satisfacer la demanda al mínimo costo de operación.

El pronóstico de la demanda es necesario para la programación del mantenimiento de las unidades generadoras y para despacho económico, como aplicaciones tradicionales; y para control automático de generación, despacho óptimo, soluciones en línea de flujos de carga, como aplicaciones más modernas.

Para escoger un modelo de predicción se deben considerar los siguientes factores:

- 1). La forma en que se desea pronosticar (puntual o probabilística).
- 2). El intervalo de tiempo que se tomará (plazo de predicción).
- 3). La tendencia de los datos en pasado.

- 4). El costo del pronóstico. Incluye costos de desarrollo del modelo, almacenamiento de datos y operación.
- 5). La exactitud deseada.
- 6). La disponibilidad de datos.
- 7). La facilidad de operación y comprensión del modelo.

En resumen, el método de predicción que se debe escoger será aquel que satisfaga las necesidades impuestas por la condición para la que fué modelado, al menor costo y con el mínimo de inconvenientes.

Para pronóstico de largo plazo, es decir aquellos con períodos superiores a un año, se utilizan los métodos de regresión, suavizamiento y de descomposición.

En el pronóstico a medio plazo, los períodos de medición son mensuales, por lo tanto se dispone de un número mayor de datos. Los modelos utilizados son: Regresión, suavizamiento y descomposición. También se utilizan los modelos ARMA, aunque no es confiable para períodos mayores de 15 a 20 meses.

Los modelos que se utilizan en corto plazo son: los métodos regresivos que incluyen el efecto de la temperatura y otros factores atmosféricos, los métodos de análisis espectral, y los modelos ARMA. Los modelos con filtro de Kalman no han tenido aún una aplicación seria.

#### 4.4. PROYECCION DE LA DEMANDA DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO (SNI), REALIZADO POR EL INECEL: (4)

En el INECEL se ha procedido a incrementar una serie de metodologías computacionales que permiten calcular el comportamiento

futuro del mercado en un proceso que se caracteriza por su factibilidad de ajuste a la situación macro económica social presente y a las expectativas futuras.

El programa computacional RELM, "Regresión Lineal Múltiple" es un modelo adaptativo que permite analizar diferentes tipos de funciones con el objeto de determinar la que mejor se adapte y explique la evolución del consumo de energía eléctrica.

El resultado del análisis determinó que la función que mejor correlaciona es del tipo exponencial, desfasada en el tiempo y autoregresiva, y que las variables predictorias que mejor explican la evolución de la demanda son el Producto Interno Bruto (PIB) y el consumo de energía estadístico. El modelo que se utiliza actualmente para la predicción del consumo global de energía eléctrica, es el de regresión multivariante, doble logarítmico desfasado (con retardos), y autoregresivo, y específicamente tiene la siguiente forma: (4)

$$\text{Donde: } \ln C(t) = -2.07 + 0.107 \ln \text{PIB}(t-1) + 0.207 \ln \text{PIB}(t-2) - 0.805 \ln C(t-1) \quad (4.12)$$

$C(t)$  = Consumo de energía eléctrica del año  $t$   
 $\text{PIB}(t-1)$  = Producto interno bruto del año  $t-1$   
 $\text{PIB}(t-2)$  = Producto interno bruto del año  $t-2$   
 $C(t-1)$  = Consumo de energía eléctrica del año  $t-1$ .

De tres alternativas, para diferentes valores de PIB, láminas 7a, 7b, 7c Anexo 1, se escogió la Alternativa I, lámina 7a, Anexo 1.



Las proyecciones anuales, de acuerdo a los datos del INE  
 CEL son : (4)

AÑO	Generación Servicio Público ( GWh )	Demanda Máxima (MW)	Factores de Carga ( % )
1984	4235	812	59.5
1985	4473	860	59.4
1986	4719	912	59.2
1987	4979	972	58.5
1988	5264	1038	57.9
1989	5591	1110	57.5
1990	5931	1181	57.3
1991	6276	1255	57.1
1992	6662	1330	57.2
1993	7098	1412	57.4
1994	7571	1503	57.5
1995	8113	1605	57.7
1996	8763	1732	57.8
1997	9494	1869	58.0
1998	10301	2020	58.3
1999	11202	2194	58.5
2000	12206	1282	58.6
2001	13322	2595	58.8
2002	14530	2821	58.9
2003	15976	3095	59.1

#### 4.5 CURVAS DE DURACION DE CARGA:

En la figura 4.3 podemos apreciar la curva de demanda o gráfico de cargas de SNI a lo largo de un día.

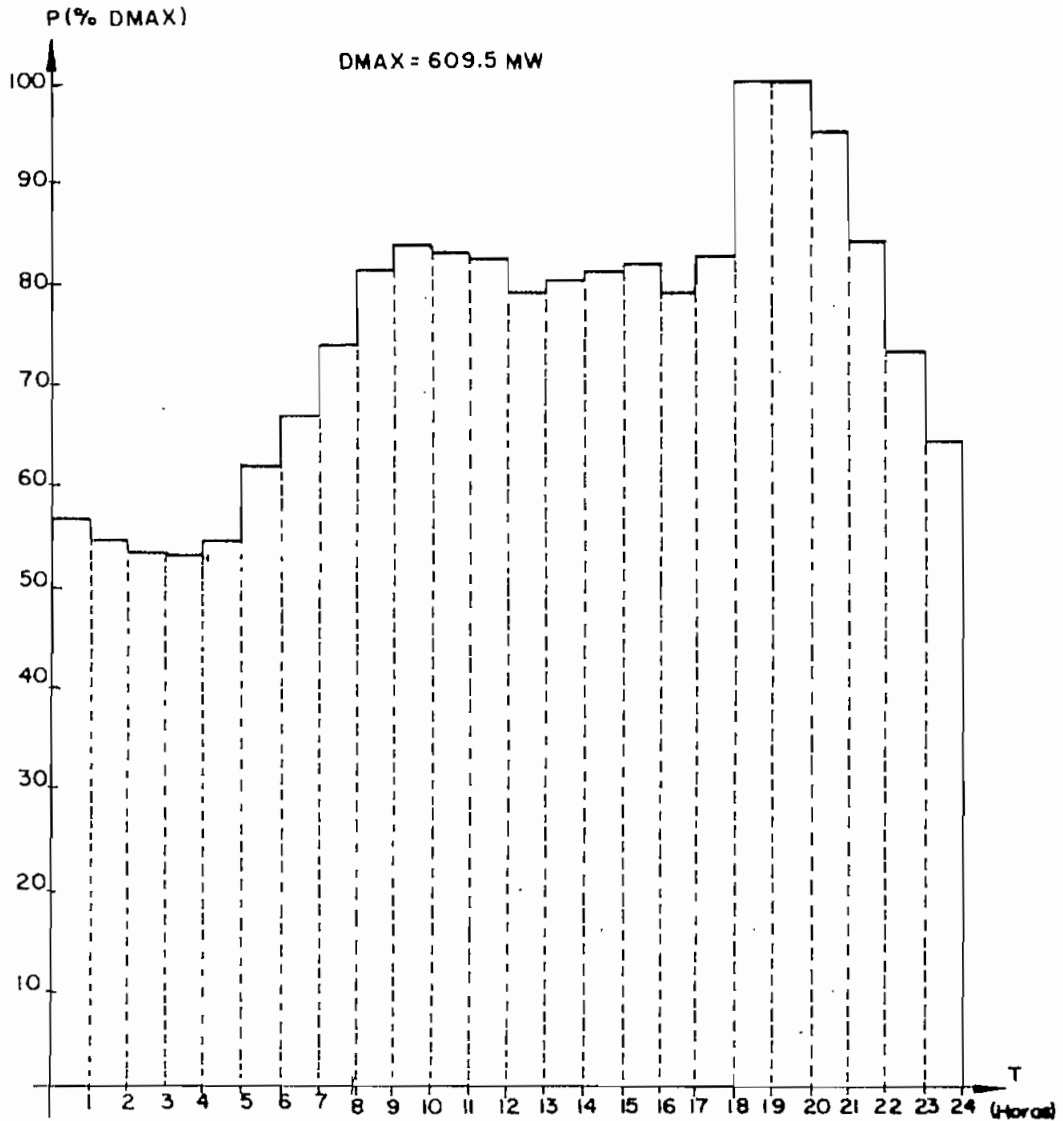


Fig 4.3.- Curva de Carga del SNI. Día Miércoles (5)

La curva de duración de carga del sistema, se obtiene a partir de la curva diaria, semanal, mensual ó anual según se desee; e indica el tiempo (T) en el que la carga es mayor que un cierto valor (C), en el período en estudio. (6)

Por ejemplo de la curva diaria de carga dada en la fig. 4.3., se obtiene la curva de duración de carga, fig. 4.4.

Cabe anotar que el modelo de carga para el cálculo del LOLP (Loss of Load Probability), está dado por una curva de carga acumulativa (Curva de Duración de Carga) construida a base de los picos de carga diarios (7), pero las curvas son similares a las de las de la fig. 4.3. y 4.4.

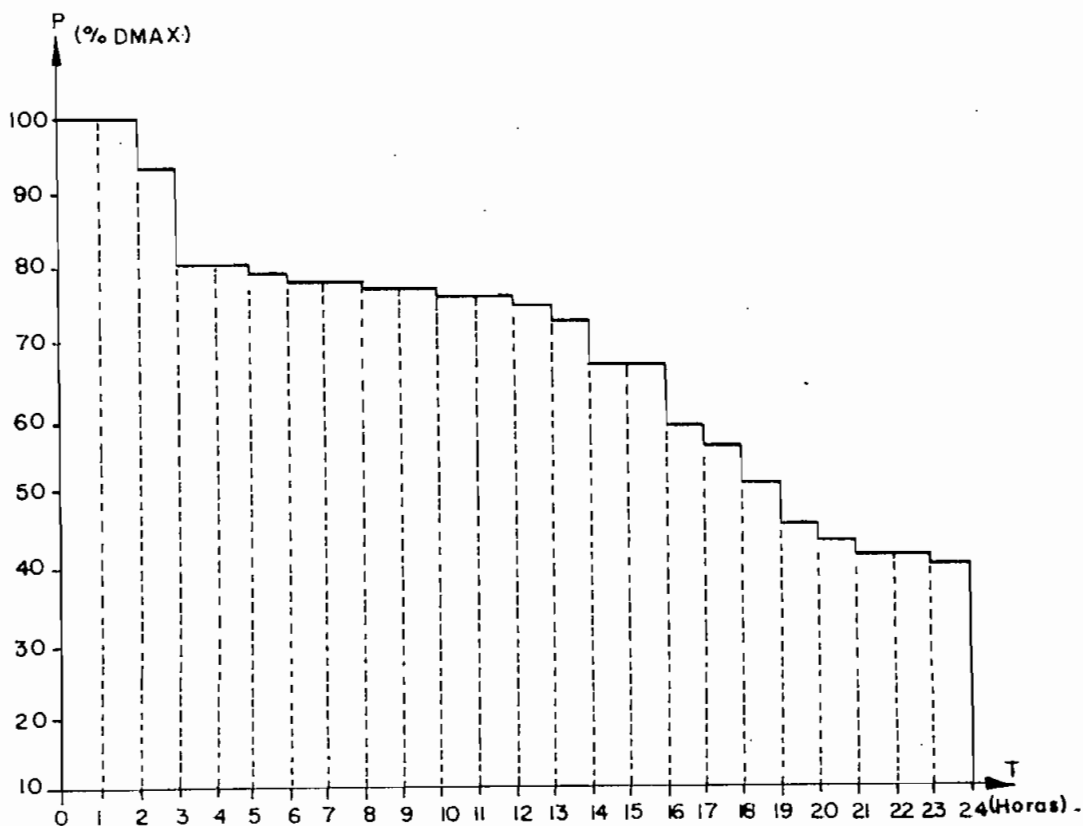


Fig. 4.4. Curva de duración de carga de la fig. 4.3.

#### 4.6. HIPOTESIS DE MODELO:

El objetivo básico que debe considerarse en la planificación a largo plazo, de un sistema hidro termoelectrico, es encontrar el compromiso entre una producción hidroeléctrica inmediata que producirá un ahorro, dado que la producción hidroeléctrica sería menor; y los beneficios futuros debido al almacenamiento de recursos hidráulicos. (8)

Para el presente estudio se considerará una de varias simulaciones del parque generador del SNI, realizadas por el Departamento de Planificación del INECEL.

Ver cuadro 4.1.

Proyección de la generación anual del Sistema Paute (9):

Considerando que hay varios tipos de años hidrológicos, hay también varias programaciones, pero para este estudio se considera el año hidrológico más probable.

Debido a la diferencia de caudales del río a lo largo del año, se lo ha dividido en tres estaciones; la estación 1 corresponde a los meses de Febrero, Marzo, Abril; la estación 2 a los meses de Mayo, Junio, Julio; la estación 3 a los meses de Agosto, Septiembre, Octubre, Noviembre, Diciembre y Enero (9). La división se la realiza por cuanto en los meses de menor caudal del río se debe generar menos para poder conservar la energía hidráulica y poder utilizarla en el momento más apropiado. Como puede verse en las figuras 3.1. y 3.2., en la estación 2 se producen los mayores caudales y por tanto se puede generar la mayor potencia del año.

CUADRO 4.I.-PROYECCION DE LA GENERACION ANUAL DEL SISTEMA PAUTE(9):

AÑO	PAUTE ABC			MAZAR			SOPLADORA		
	GENER. ANUAL (GW-H)	DEMAN. MAXIMA (MW)	POTEN. INSTAL. (MW)	GENER. ANUAL (GW-H)	DEMAN. MAXIMA (MW)	POTEN. INSTAL. (MW)	GENER. ANUAL (GW-H)	DEMAN. MAXIMA (MW)	POTEN. INSTAL. (MW)
1985	2 054.4	452.1	500	—	—	—	—	—	—
1986	2 294.1	465.7	500	—	—	—	—	—	—
1987	3 668.6	475.3	500	—	—	—	—	—	—
1988	3 700.6	475.3	500	—	—	—	—	—	—
1989	3 792.6	475.3	500	—	—	—	—	—	—
1990	3 864.2	475.3	500	—	—	—	—	—	—
1991	3 896.3	475.3	500	—	—	—	—	—	—
1992	4 416.1	652.2	700	—	—	—	—	—	—
1993	4 741.1	739.4	1000	—	—	—	—	—	—
1994	4 894.5	751.4	1000	—	—	—	—	—	—
1995	5 096.9	754.2	1000	—	—	—	—	—	—
1996	5 076.8	747.1	1000	708.2	132.3	174	—	—	—
1997	5 236.7	747.2	1000	708.1	132.3	174	—	—	—
1998	5 322.9	747.3	1000	709.3	132.3	174	—	—	—
1999	5 342.3	747.4	1000	709.3	132.3	174	1352.6	470.2	500
2000	5 370.5	747.1	1000	709.1	132.3	174	2144.5	482.0	500
2001	5 365.6	747.7	1000	709.5	132.3	174	2032.3	483.9	500
2002	5 376.8	747.8	1000	709.3	132.3	174	2858.0	484.0	500

De acuerdo con los datos estadísticos se puede distribuir la energía anual en energía estacional con coeficiente adimensional, distribuyendo luego equitativamente en energía mensual, asumiendo que los meses de una misma estación consumen igual energía. (Ver cuadro 4.2)

CUADRO 4.2.-DISTRIBUCION MENSUAL DE LA ENERGIA Y DEMANDA

MESES	GENE MENSUAL % G. ANUAL	D MAX M. % D MAX ANUAL
ENERO	7.817	98
FEBRERO	8.171	95
MARZO	8.171	95
ABRIL	8.171	95
MAYO	9.53	100
JUNIO	9.53	100
JULIO	9.53	100
AGOSTO	7.817	98
SEPTIEMBRE	7.817	98
OCTUBRE	7.817	98
NOVIEMBRE	7.817	98
DICIEMBRE	7.817	98

Para introducir estos datos al computador y realizar el cálculo, se los pasa primero a GWh y MW respectivamente.

Actualmente la representación de la demanda para el cálculo de LOLP se representa para la curva de las demandas máximas diarias correspondientes al mes de Diciembre de cada año,

sin tomar en cuenta los fines de semana, es decir que estas curvas de duración son de 21 días (10). Esta curva expresada en forma porcentual se la utiliza para cada mes del período de estudio. En el cuadro siguiente se indica la curva utilizada en porcentajes:

100	99.2	95.4	93.8	85.8	83.0
99.9	97.5	95.3	93.2	85.7	
99.6	96.8	94.6	91.7	85.4	
99.3	96.6	94.2	90.0	84.0	

Esta curva de duración de carga se la utiliza para SNI, pero puesto que el sistema Paute tiene centrales de base, también guarda un alto porcentaje de generación para trabajar en el pico de carga, y por tanto podemos suponer que los picos se producirán en forma similar.

## BIBLIOGRAFIA

### CAPITULO IV

- (1) PEDRO LANDAZURI, OSCAR MARIN: Guía para el estudio y diseño de mini y micro centrales hidroeléctricas, TESIS EPN, Ing. - Civil, Quito Abril/85.
- (2) ING. EDUARDO CAZCO: Planificación de SEP: Curso dictado Octubre/84 Marzo/85, EPN, Quito.
- (3) SANTIAGO SANCHEZ M. Métodos de demanda de corto plazo para la operación de Sistemas de Potencia, Jornadas Ingeniería - Eléctrica Ecuador, VOL 6, 1985.
- (4) INECEL, Plan Nacional de Electrificación.
- (5) DOSNI, Predespacho de carga de el SNI, Miércoles 24 de Abril/85.
- (6) JAIME NEIRA MOSCOSO, Confiabilidad en Sistemas Eléctricos, - TESIS, EPN, 1977.
- (7) ALFREDO MENA PACHANO, Confiabilidad en Sistemas de Potencia, Escuela Politécnica Nacional, Quito 1983.
- (8) GALO NINA, Un sistema integrado para la planificación de la operación, Jornadas Ingeniería Eléctrica Ecuador, Vol 5, 1984.



(9) INECEL, Plan Maestro de Electrificación/Plan Maestro de Generación 1984 2010 (DP 1 DM), Programa Computación 18/03/85, Quito.

(10) DOSNI MOVIMIENTO DE ENERGIA INECEL, La Operación del SNI en el largo plazo 1986/2000, Informe Preliminar, SME 001 PO, 01/Marzo/85.

## C A P I T U L O   V

### ANALISIS DE LA PROBABILIDAD DE PERDIDA DE CARGA

#### 5.1.- DEFINICIONES:

Confiabilidad.- Es la probabilidad de un dispositivo o de un sistema de desempeñar su función adecuadamente, por un período de tiempo determinado y bajo determinadas condiciones de operación.

Disponibilidad.- La disponibilidad de un dispositivo reparable es la proporción de tiempo (dentro de un proceso estacionario) en que el dispositivo está en servicio ó listo para el servicio.

Confiabilidad de Servicio.- Es la probabilidad de entregar al usuario un servicio continuo y de calidad satisfactoria. Esta última se refiere a que tanto la frecuencia como el voltaje deberán permanecer dentro de ciertos límites tolerables.(1)

Probabilidad de Pérdida de Carga (LOLP) .- Esta es una forma ampliamente usada para medir la confiabilidad de generación de un sistema.

LOLP es la probabilidad de no satisfacer la demanda de carga con la generación disponible (2). Para calcular el índice de confiabilidad por éste método, normalmente se requiere 260 demandas máximas diarias por año y datos de generación disponible, obteniéndose el número de días en que la carga supera a la generación. (2), (3).

Para tener más conocimientos, si fuera necesario, recurrir a otras definiciones que se encuentran en el Anexo 2.

## 5.2.- COMBINACION DE LOS MODELOS DE GENERACION Y CARGA:

5.2.1.- Modelo de los Generadores.- Los generadores asociados a las respectivas máquinas motrices son subsistemas complejos que pueden encontrarse en varios estados de operación a lo largo del tiempo. Estos estados son: en servicio, a capacidad completa; a capacidad reducida, en varios grados de reducción; en reparación por falla; en mantenimiento preventivo (programado), etc. (1)

El modelo más simple tiene dos estados ( en servicio y en reparación) y puede llegarse a esta representación usando el concepto de la proporción de salida forzada (FOR).

$$\text{FOR} = \frac{\text{Horas de salida forzada}}{\text{Horas de salida} + \text{horas de salida forzada}} \quad (5.1)$$

En estado estacionario, o sea para largo tiempo, este índice equivale a la indisponibilidad  $\bar{A}$  (Ver Anexo 2).

$$\bar{A} = \frac{\bar{r}}{\bar{m} + \bar{r}} \quad (5.2.)$$

$\bar{A}$  = Indisponibilidad

$\bar{r}$  = Valor esperado del tiempo de falla

$\bar{m}$  = Valor esperado del tiempo de funcionamiento

Que también es:

$$\bar{A} = \frac{\lambda}{\lambda + \mu} \quad (5.3.)$$

Siendo  $\lambda$  y  $\mu$  las frecuencias de falla y reparación respectivamente.

5.2.2.- Tabla de Probabilidades Acumuladas de Salida en la Generación. Una de las preguntas que se hacen para el cálculo de la IOLP es cuál es la capacidad disponible y con qué probabilidades?

Tomando un ejemplo se tiene que:

UNIDADES	CAPACIDAD MW	FOR	PROBABILIDAD EN SERVICIO (1-FOR)
A	100	0.01	0.99
B	150	0.02	0.98
C	200	0.03	0.97

La Tabla de salida de las plantas del Sistema, enumerando todos los estados de las plantas de generación es:

TABLA DE PROBABILIDADES DE LOS ESTADOS DE GENERACION

FUERA DE SERVICIO		EN SERVICIO	PROBABILIDADES
<u>Unidad</u>	<u>MW</u>	<u>Unidades</u>	
Ninguna	0	A,B,C,	$0.99*0.98*0.97 = 0.941094$
A	100	B,C	$0.01*0.98*0.97 = 0.009506$
B	150	A,C	$0.02*0.99*0.97 = 0.019206$
C	200	A,B	$0.03*0.99*0.98 = 0.029106$
			.../...

FUERA DE SERVICIO Unidad	MW	EN SERVICIO Unidades	PROBABILIDAD
A,B	250	C	$0.01*0.02*0.970 = 0.000194$
A,C	300	B	$0.01*0.03*0.98 = 0.000294$
B,C	350	A	$0.02*0.03*0.99 = 0.000594$
A,B,C	400	Ninguna	$0.01*0.02*0.03 = 0.000006$

Con esta tabla se forma otra de probabilidades acumuladas (1), -  
(3):

TABLA DE PROBABILIDADES ACUMULADAS DE SALIDAS DE GENERACION

X MW	Probabilidad Xo más MW fuera de servicio
0	1.0
100	0.058906
150	0.049400
200	0.030194
250	0.001088
300	0.000894
350	0.000600
450	0.000006

En forma analítica se calcula la probabilidad X MW en Servicio -  
por productos convolutorios de las probabilidades de tener ó no -  
una unidad de servicio.

Para tres unidades se tiene que:

$$(P_1 + Q_1) (P_2 + Q_2) (P_3 + Q_3)$$

dá la probabilidad de tener un determinado número de MW en servicio.

$P_1, P_2, P_3$  Probabilidad de que las unidades estén trabajando.

$Q_1, Q_2, Q_3$  Probabilidad de que las unidades estén fuera de servicio.

Por ejemplo  $P_1.P_2.P_3$  Probabilidad de que las tres unidades estén trabajando.

La utilización de este algoritmo nos permite obtener la probabilidad de tener X MW en servicio, para X formado por la combinación de las potencias de las unidades.

Con estas probabilidades puntuales podemos formar la tabla de las probabilidades acumuladas.

5.2.3. PROBABILIDAD DE DISPONIBILIDAD HALLADA CON LA EXPANCIÓN BINOMIAL: Usualmente las centrales eléctricas disponen de varias unidades de generación, si se agrupan idénticos generadores y se calcula su tabla de probabilidades de capacidad calculada por la distribución binomial; la tabla del sistema puede ser calculada por sucesivas convoluciones de las tablas de grupo. (4).

Si tenemos una central con dos unidades, la probabilidad de disponibilidad será:

$$(P+Q)^2 = p^2 + 2PQ + Q^2 \quad (5.4)$$

P = Disponibilidad de cada unidad.

Q = FOR de cada unidad

$P^2$  = Representa la posibilidad de disponibilidad de ambas unidades.

$2PQ$  = La probable indisponibilidad de una de ellas.

$Q^2$  = La probabilidad de que ambas unidades estén fuera de servicio en el instante considerado.

Generalizando para n máquinas, fácilmente se demuestra que los diferentes términos del miembro derecho de:

$$(P+Q)^n = P^n + nP^{n-1} Q + \frac{n \cdot n-1}{2} P^{n-2} Q^2 + \dots + Q^n \quad (5.5)$$

La Ec. (5.5) corresponde a los distintos estados de disponibilidad de generación de la central. (5)

5.2.4. ALGORITMO PARA LA FORMULACION DE LA TABLA DE PROBABILIDADES ACUMULADAS: Se dispone de una ecuación recursiva que permite el cálculo de la probabilidad de que X o más MW estén fuera de servicio en la tabla nueva (luego añadir una unidad más): (3)

$$P_X^{\text{nueva}} = P_X^{\text{anterior}} (1-\text{FOR}) + P_{X-1}^{\text{anterior}} \cdot \text{FOR} \quad (5.6)$$

En donde:

$P_X^{\text{nueva}}$  = Probabilidad de que X o más MW estén fuera de servicio en la tabla nueva.

$P_X^{\text{anterior}}$  = Probabilidad de que X o más MW estén fuera de servicio en la tabla anterior.

X = Capacidad para la que se calcula (que quede fuera de ser vicio).

C = Capacidad de la unidad que se añade

FOR = Probabilidad de salida forzada de la unidad que añade.

Como comprobación se utilizaron las unidades del ejemplo anterior:

<u>UNIDAD</u>	<u>MW</u>	<u>FOR</u>	<u>PROB. EN SERVICIO</u>
A	100	0.01	0.99
B	150	0.02	0.98
C	200	0.03	0.97

MW o Más FUERA DE SERVICIO	ETAPA 1	ETAPA 2 AÑADIMOS A
0	1.0	$1.0(1-0.01)+1.0*0.01=1.0$
50	0.0	$0.0(1-0.01)+1.0*0.01=0.01$
100	0.0	$0.0*0.99+1.0*0.01=0.01$
150	0.0	0.0
200	0.0	0.0
250	0.0	0.0
300	0.0	0.0
350	0.0	0.0
400	0.0	0.0
450	0.0	0.0
500	0.0	0.0



MW o Más FUERA DE SERVICIO	ETAPA 3 AÑADIMOS B	ETAPA 4 AÑADIMOS C
0	$1.0 \cdot 0.98 + 1 \cdot 0.02 = 1.0$	1.0
50	$0.01 \cdot 0.98 + 1 \cdot 0.02 = 0.0298$	0.058906
100	$0.01 \cdot 0.98 + 1 \cdot 0.02 = 0.0298$	0.058906
150	$0.0 \cdot 0.98 + 1.0 \cdot 0.02 = 0.0200$	0.049400
200	$0.0 \cdot 0.98 + 0.01 \cdot 0.02 = 0.0002$	0.030194
250	$0.0 \cdot 0.98 + 0.01 \cdot 0.02 = 0.0002$	0.001088
300	$0.0 \cdot 0.98 + 0.00 \cdot 0.02 = 0.000$	0.000894
350	0.0	0.000600
400	0.0	0.000006
450	0.0	0.000006
500	0.0	0.000000

Una de las ventajas de la utilización de este algoritmo es la posibilidad de obtener la Probabilidad de X ó más MW fuera de servicio, inclusive para valores que no son la combinación de las potencias de las unidades.

5.2.5. MODELO DE CARGA PARA EL CALCULO DE LA LOLP: El modelo de carga para este cálculo está dado por una curva de carga discretizada (Sección 4.5), construida a base de picos de carga diarios, ver fig. 4.3.

5.2.6. COMBINACION DE LOS MODELOS: En el cálculo de la LOLP para el período de N días se tiene que:

$$LOLP = \frac{1}{N} \sum_{k=1}^N P_k [C < D_k] \quad (6) \quad (5.7)$$

Donde:

$C$  = Capacidad disponible en el sistema.

$D_k$  = Determina máxima del día  $k$ .

$P_k$  = Probabilidad del día  $k$ .

Si analizamos la fig. 5.1., observamos que no cubriremos la demanda cuando la salida que se produzca deje la generación menor que la carga.

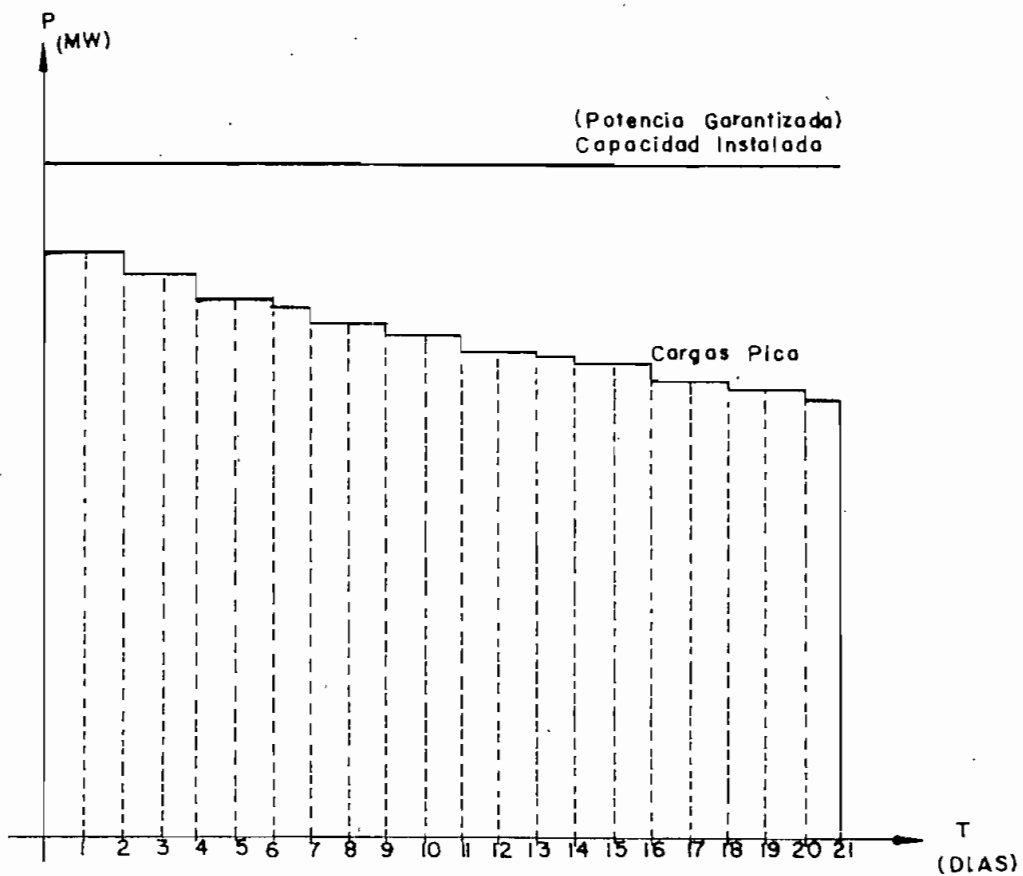


FIG.5.1.- COMBINACION DE LOS MODELOS DE GENERACION Y CARGA.

### 5.3. PROGRAMA DIGITAL:

5.3.1. Método de solución: Se dispone de una curva acumulada de carga (Sección 4.5), además de las potencias garantizadas de cada una de las centrales.

Se procede a dividir en  $N_6$  intervalos equiprobables de generación, con la potencia garantizada por el sistema en cada intervalo, y la tasa de salidas forzadas se forma una tabla de probabilidades de generación (Secciones 5.2.2, 5.2.3, 5.2.4). Se tomarán en cuenta valores exactos para mantener el esfuerzo computacional, tan bajo como sea posible. (6)

La carga está caracterizada por una curva de carga mensual. La Tabla de probabilidad de carga,  $P(D=d_k)$ , es obtenida por la discretización de la curva de duración de carga en  $N$  equiprobables intervalos (Ver 5.2.5). Si el pico de carga es incierto, puede ser tomado considerando el uso de la curva de carga modificada (7).

Por tanto para cada capacidad de generación:

$$CLOLP_i = \frac{1}{N} \sum_{k=1}^N P[C_i < d_k] \quad (5.7)$$

Donde:

$CLOLP_i$  = LOLP de la capacidad de generación  $i$ ,

$C_i$  = Capacidad de generación  $i$ ,

$d_k$  = Demanda máxima en el intervalo  $k$ ,

$P[C_i < d_k]$  = Viene directamente de la  $i$ ésima tabla de probabilidad de generación.

Este proceso es repetitivo para cada muestra de capacidad de salida de las unidades, obtenida en la simulación. (Ver 3.5) (4). Pa-

ra N equiprobables muestras, la LOLP es entonces estimada como:

$$LOLP = \frac{1}{N_g} \sum_{i=1}^{N_g} CLOLP_i \quad (5.8)$$

Sustituyendo (5.7) en (5.8):

$$LOLP = \frac{1}{N \cdot N_g} \sum_{i=1}^{N_g} \sum_{k=1}^N P[C_i < d_k] \quad (5.9)$$

Al analizar un sistema hidrotérmico de generación, este cálculo - puede ser reducido grandemente por las siguientes técnicas.

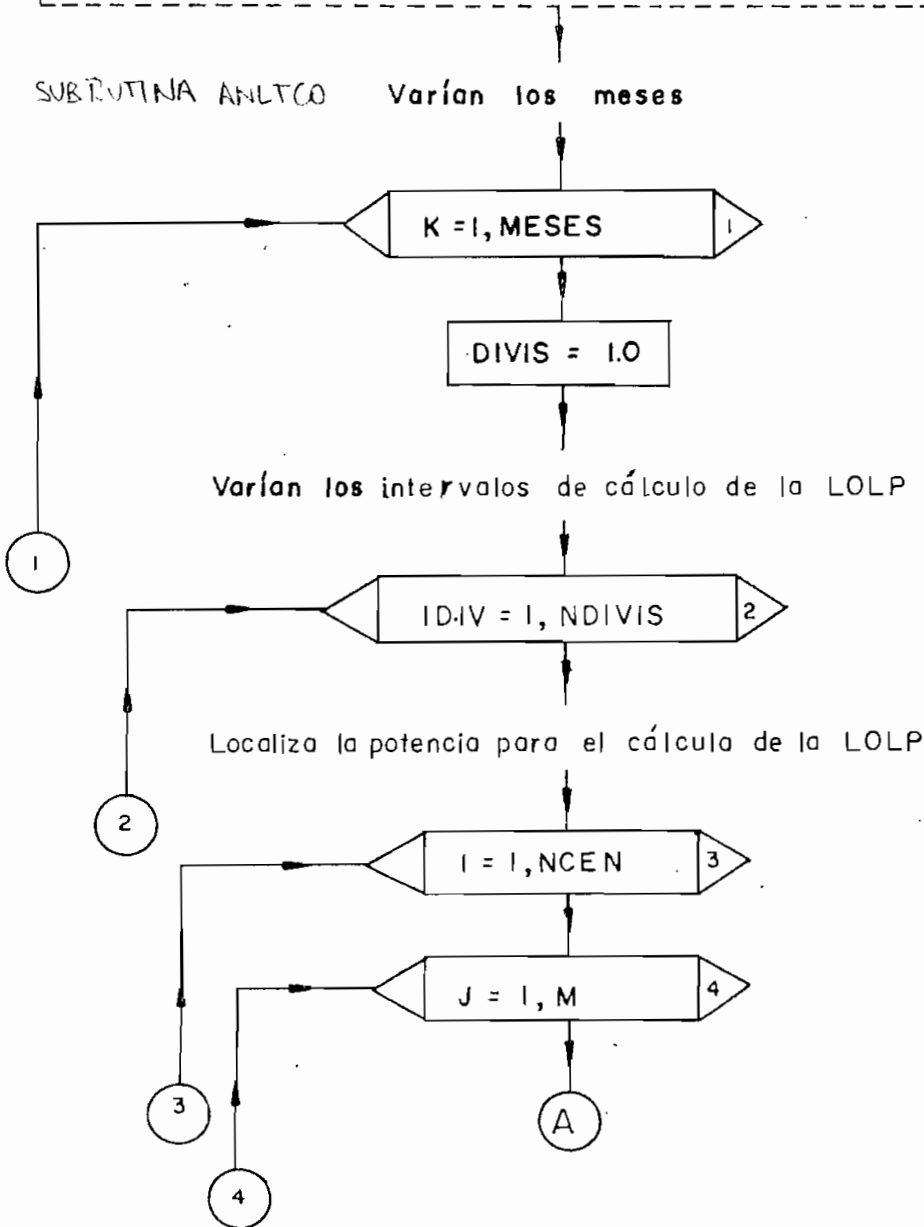
. La capacidad de salida por unidad de plantas térmicas y centrales de pasada no varía de una muestra hidrológica a otra. De este modo, solo las capacidades de generadores de plantas hidroeléctricas con cima variable deben ser consideradas cuando se recalcula la tabla de probabilidad de capacidades de generación.

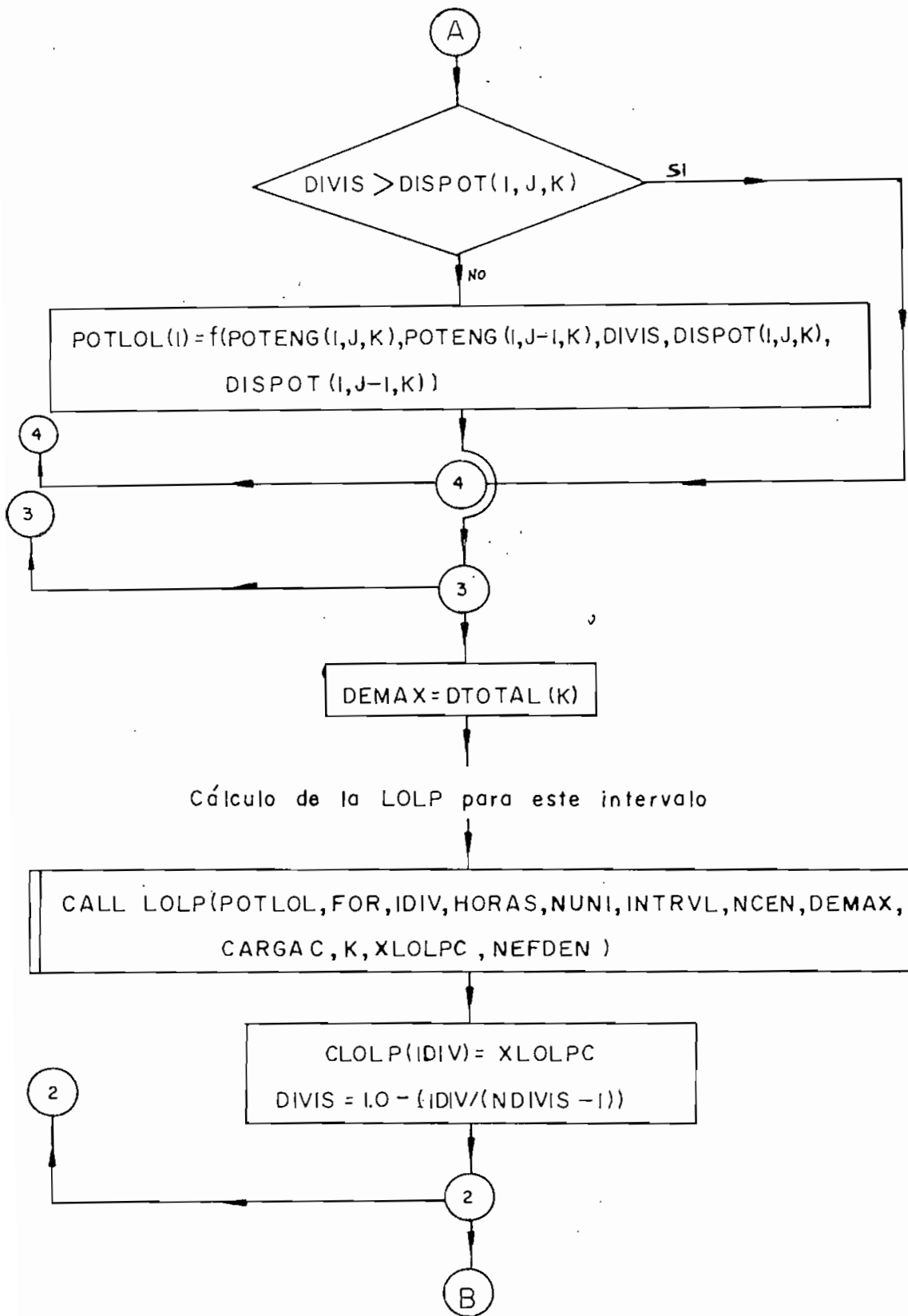
. Las muestras pueden ser ordenadas en concordancia con el decrecimiento de la capacidad virtual del sistema,  $C_i$  (Sin considerar salidas). Siempre que la diferencia en %  $(C_i - C_{i-1})/C_i$  sea muy pequeña,  $CLOLP_{i+1}$  será considerado igual al  $CLOLP_i$ , de este modo se evitan innecesarias repeticiones.

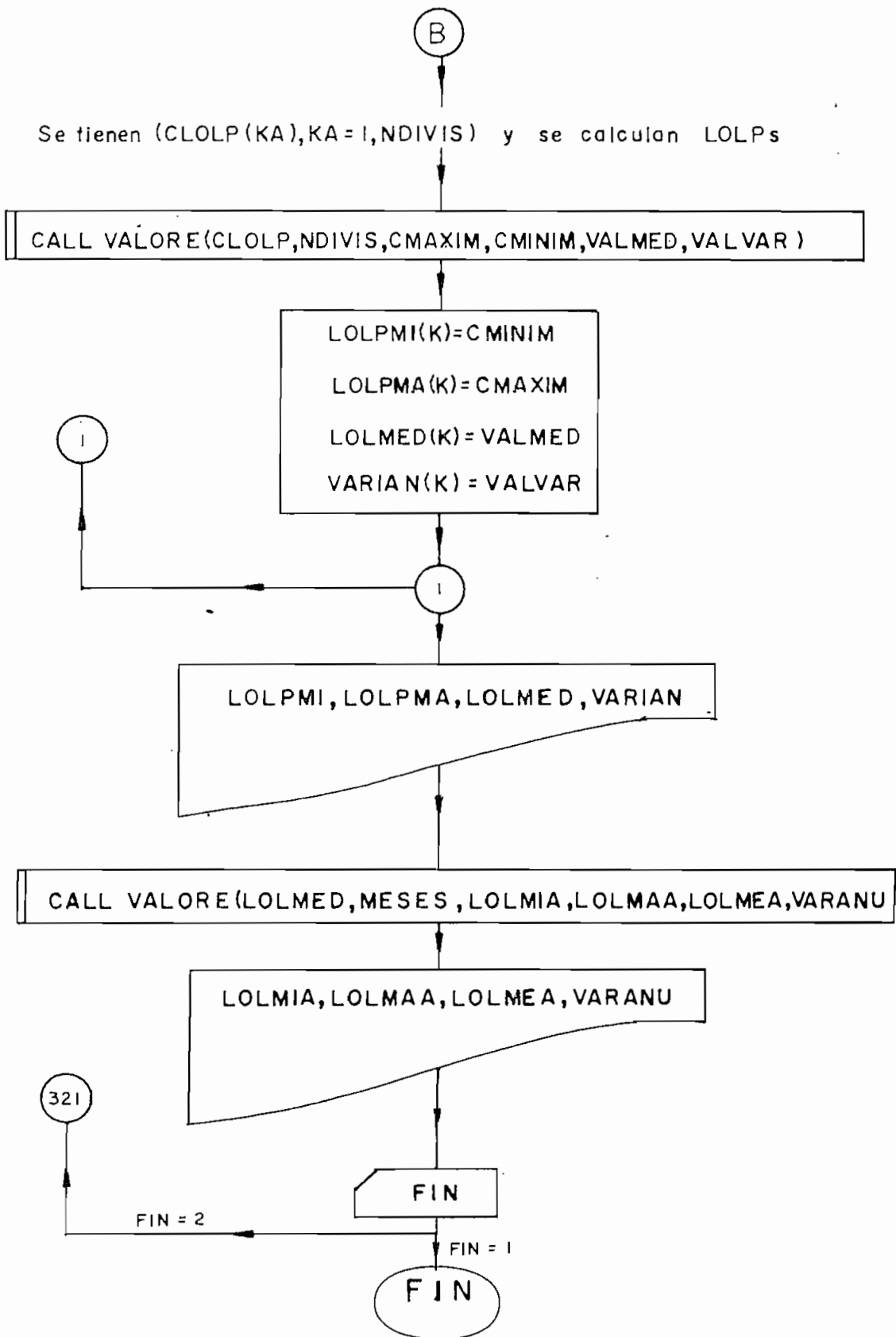
### 5.3.2. ALGORITMO DE SOLUCION:

Viene del capitulo III

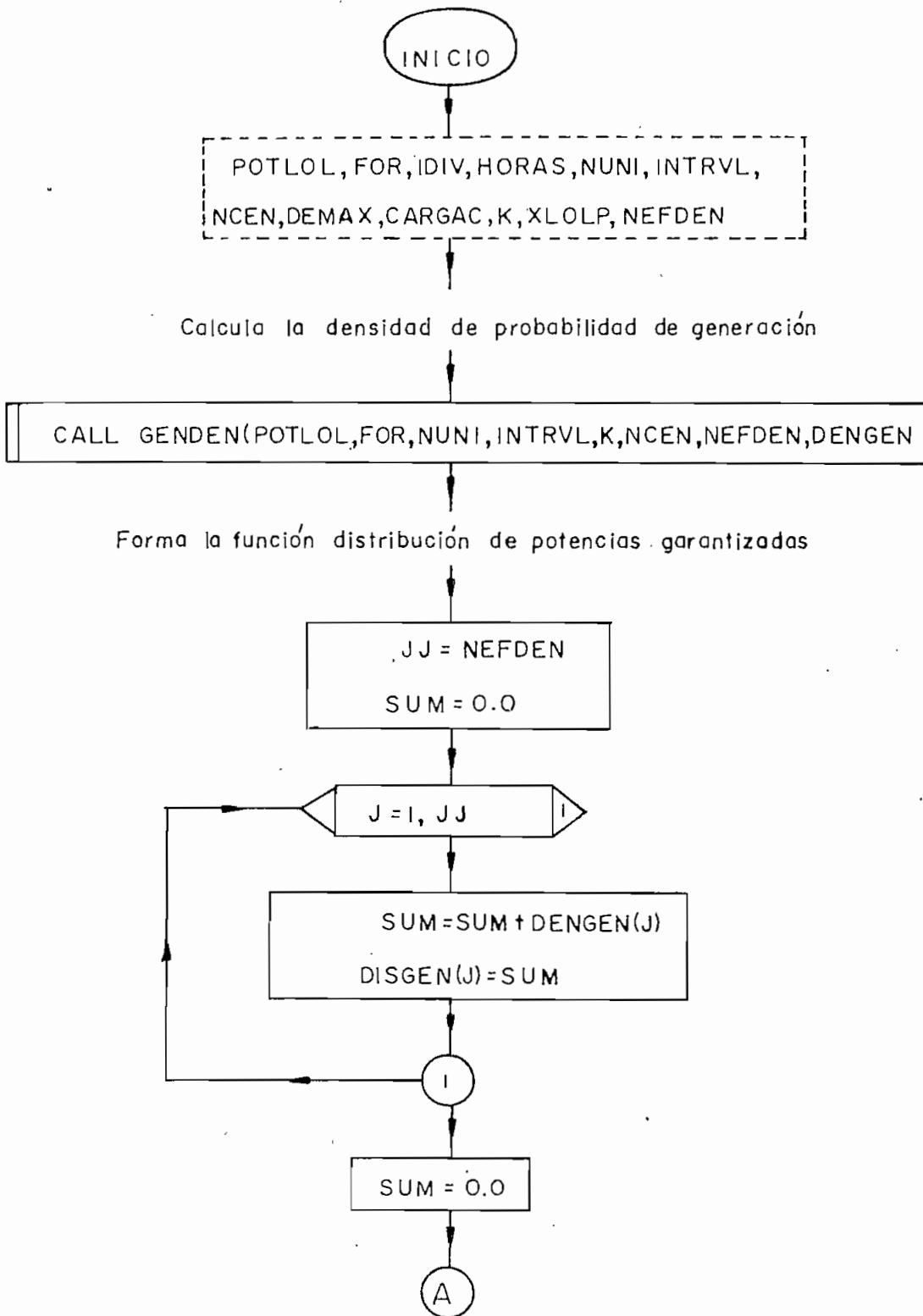
```
(((DISPOT(I,J,K),K=1,MESES),J=1,M),I=1,NCEN)  
(((POTENG(I,J,K),K=1,MESES),J=1,M),I=1,NCEN)  
FOR(I),NUNI(I),INTRVL,NCEN,DMAX,HORAS  
(CARGA(KA),KA=1,HORAS)
```



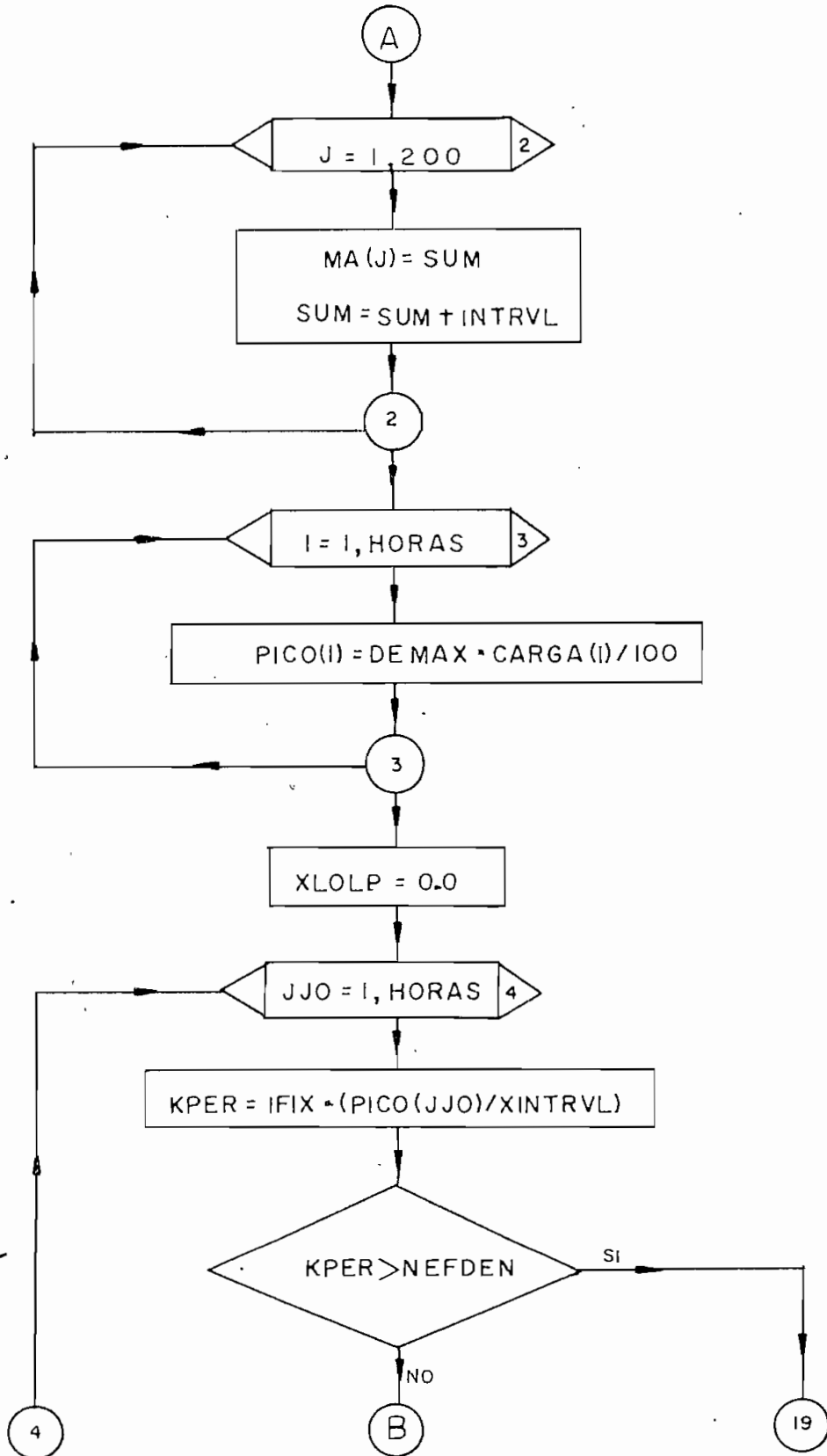


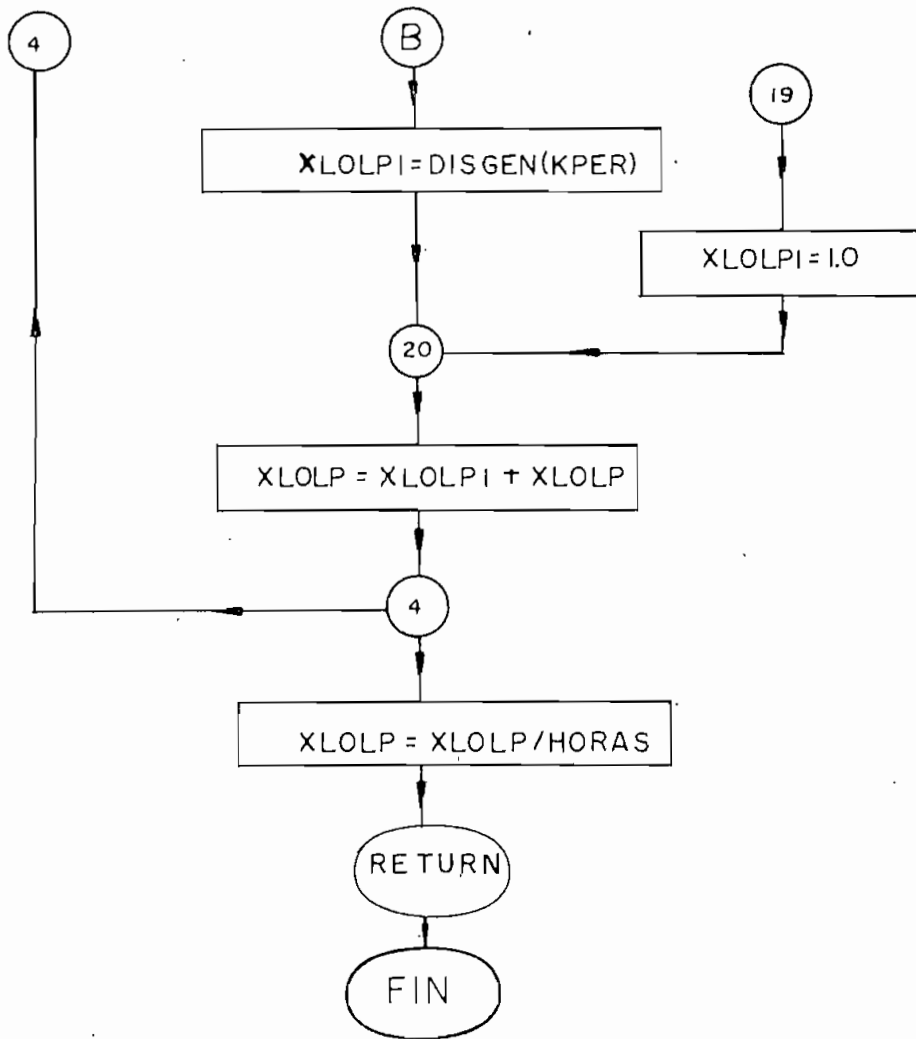


SUBROUTINA LOLP

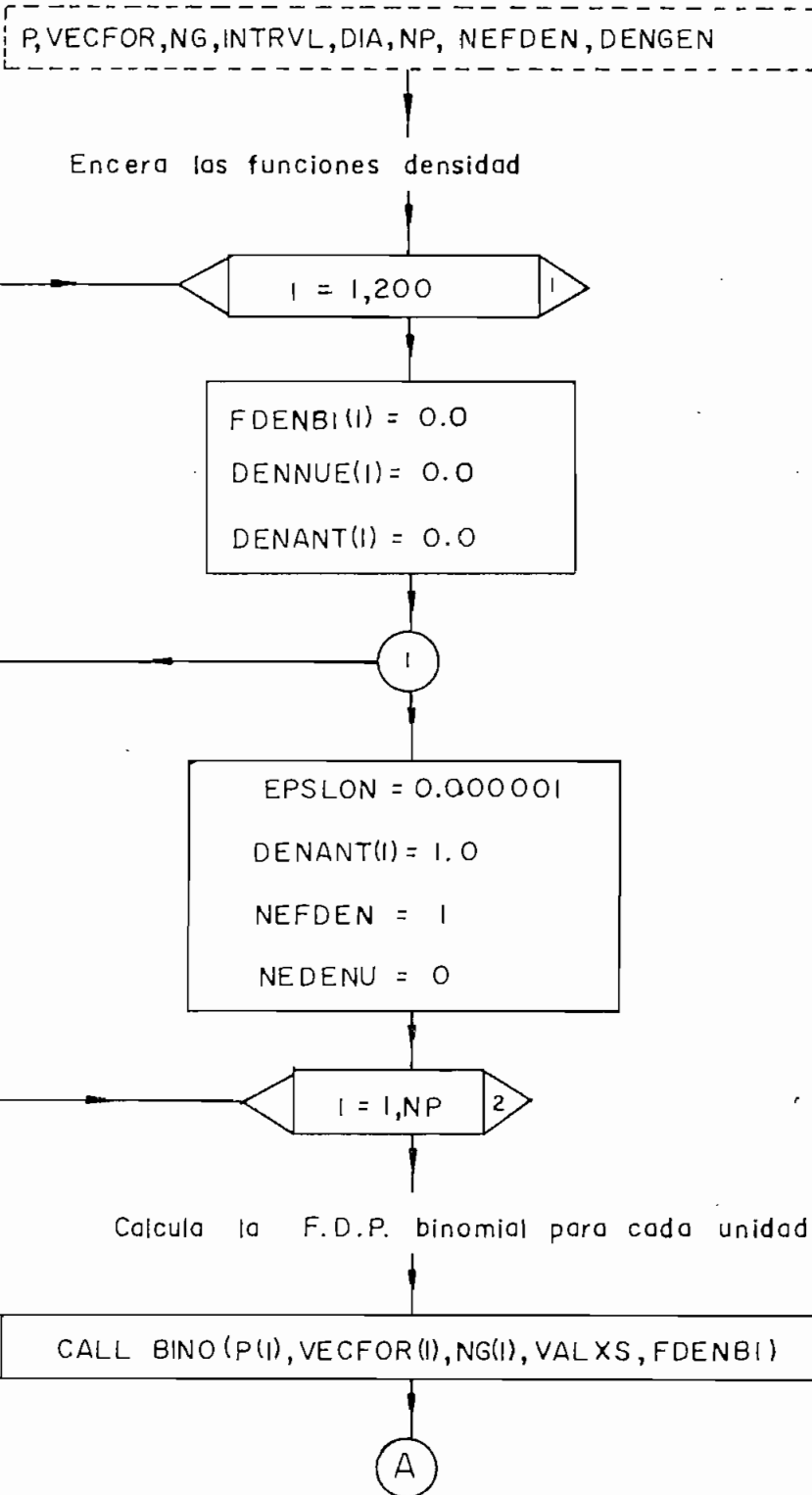


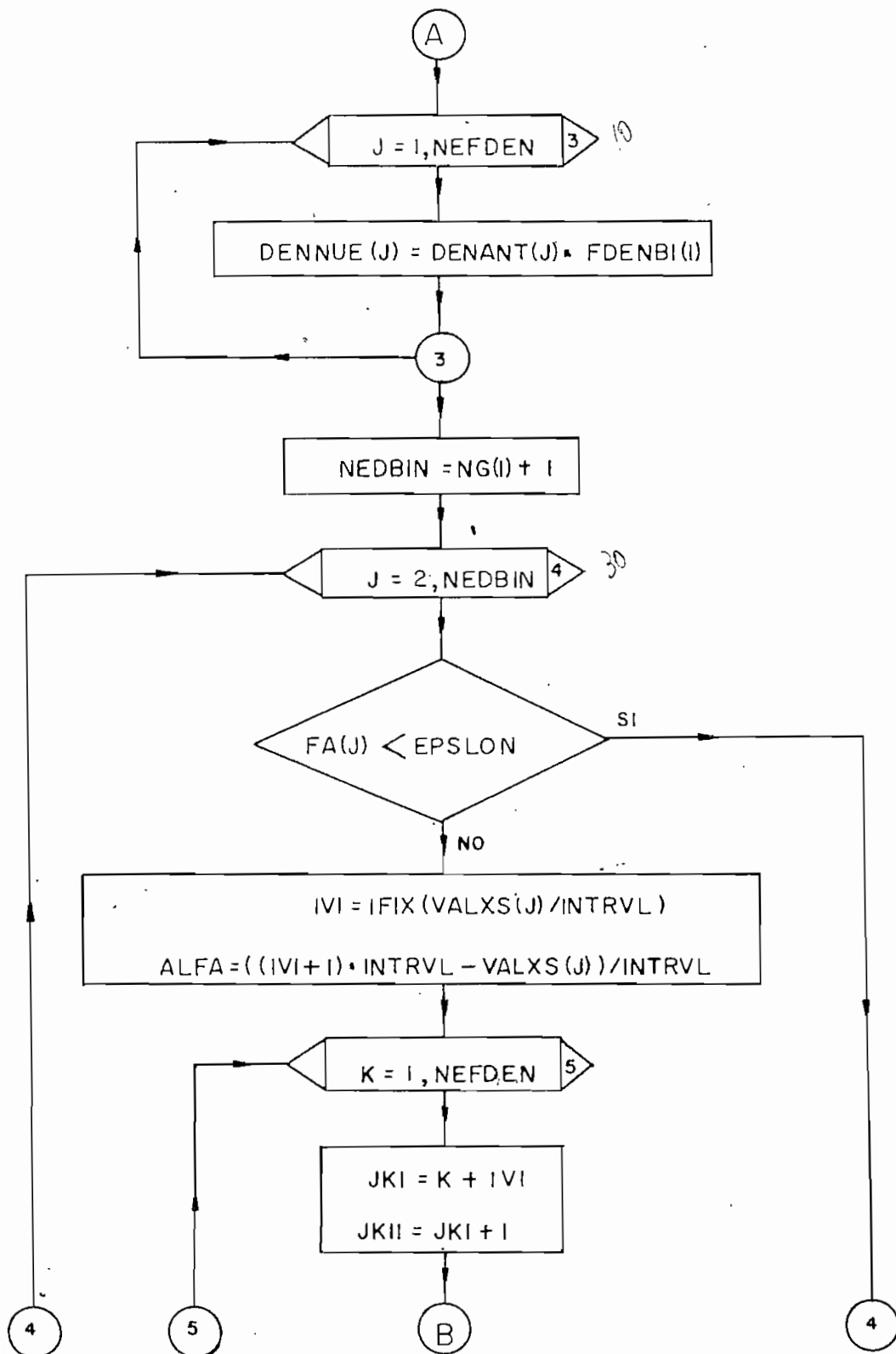


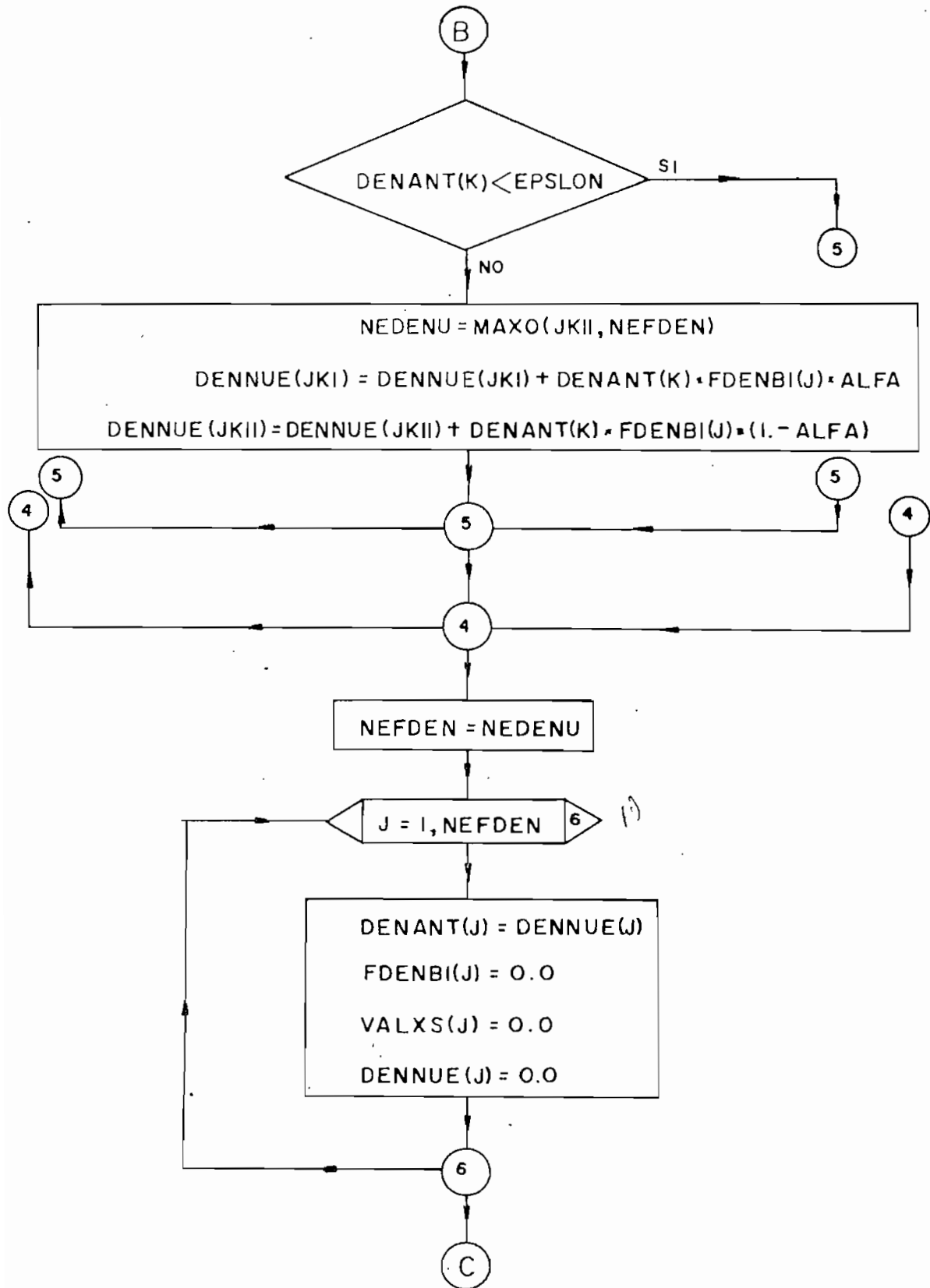


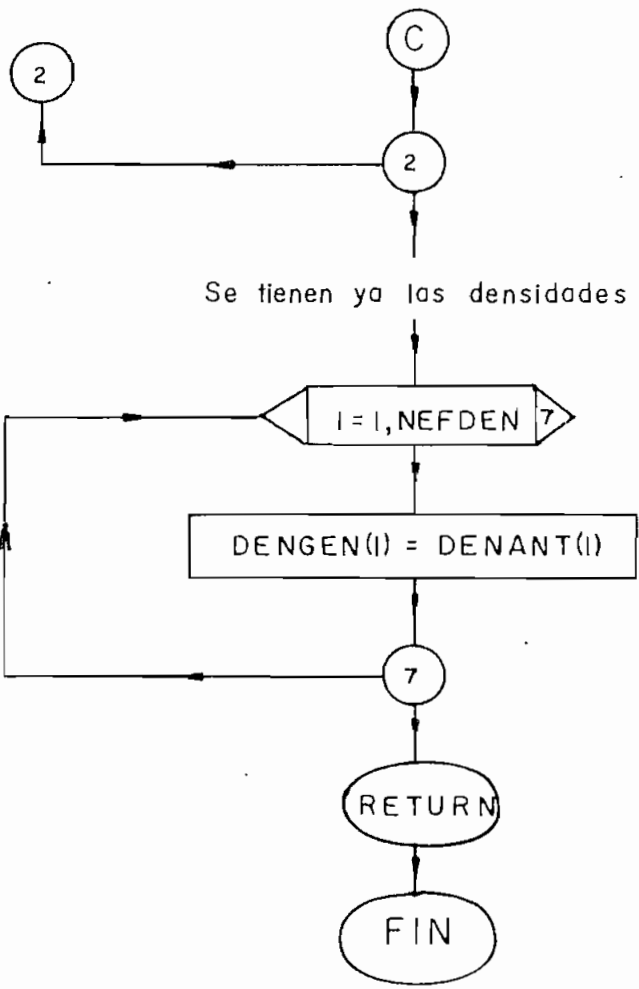


# SUBROUTINA GENDEN

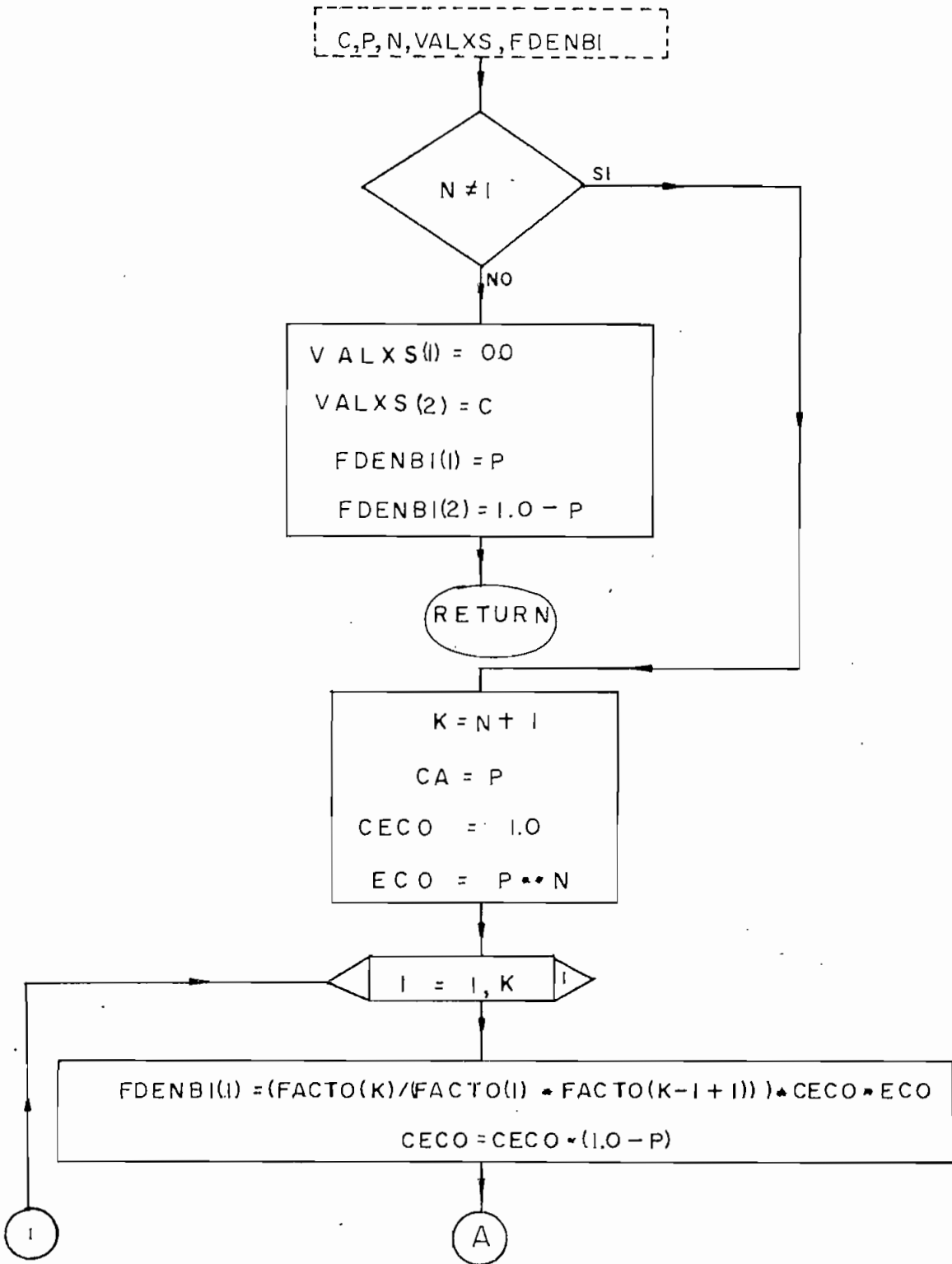


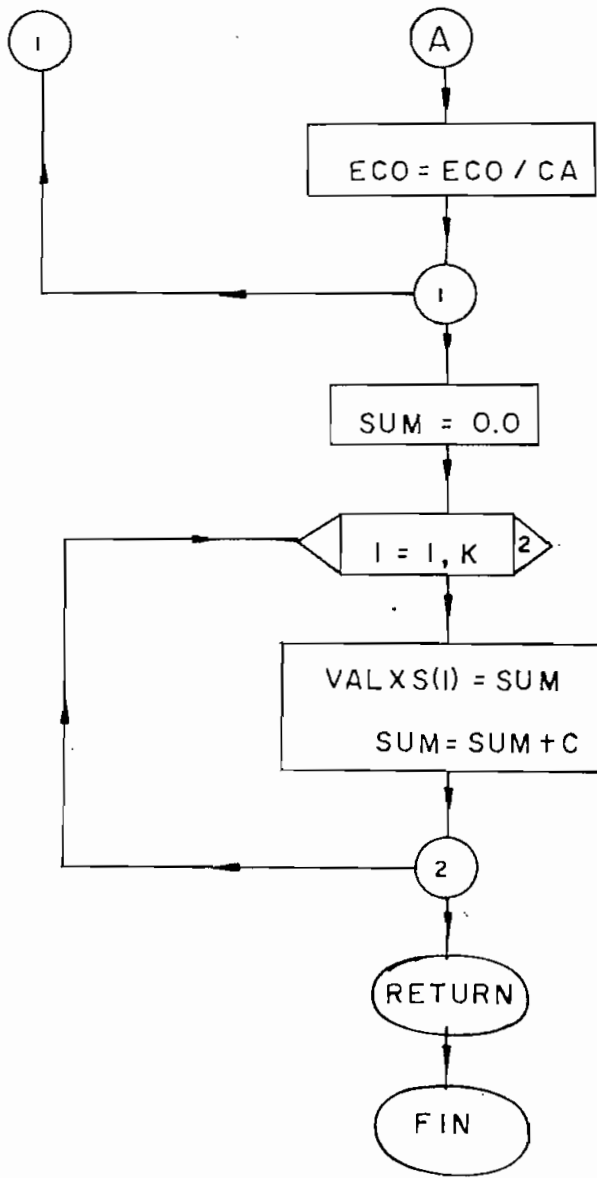






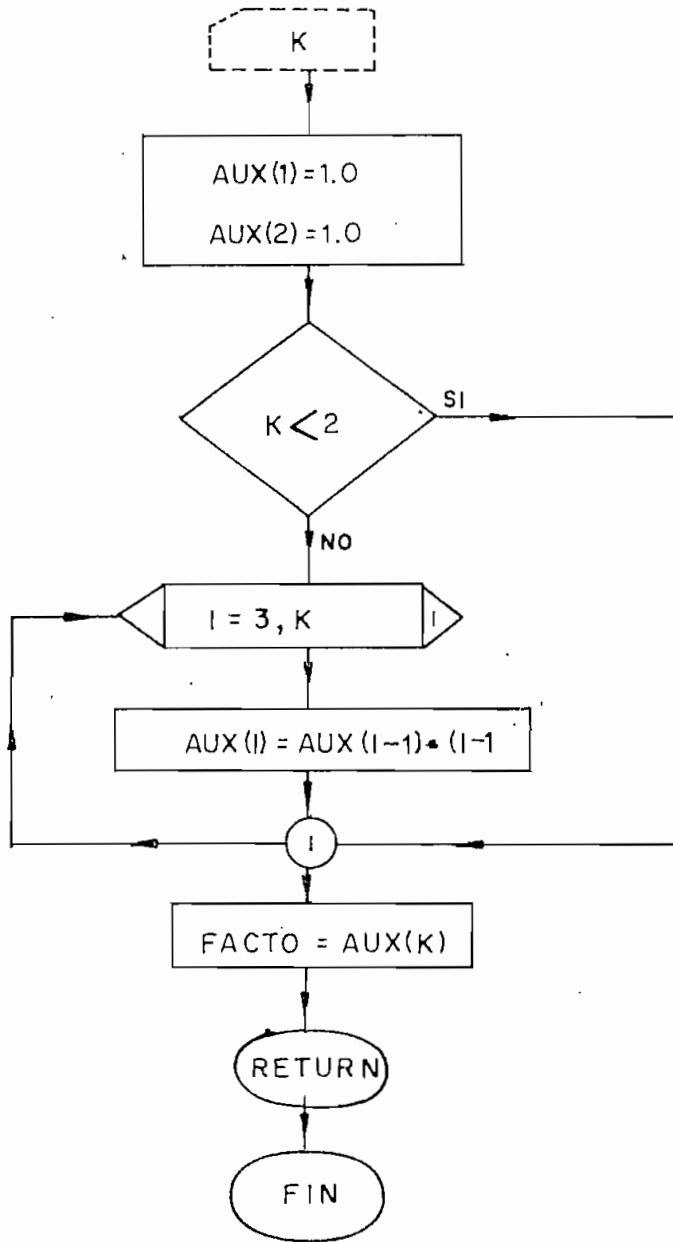
SUBROUTINA BINO



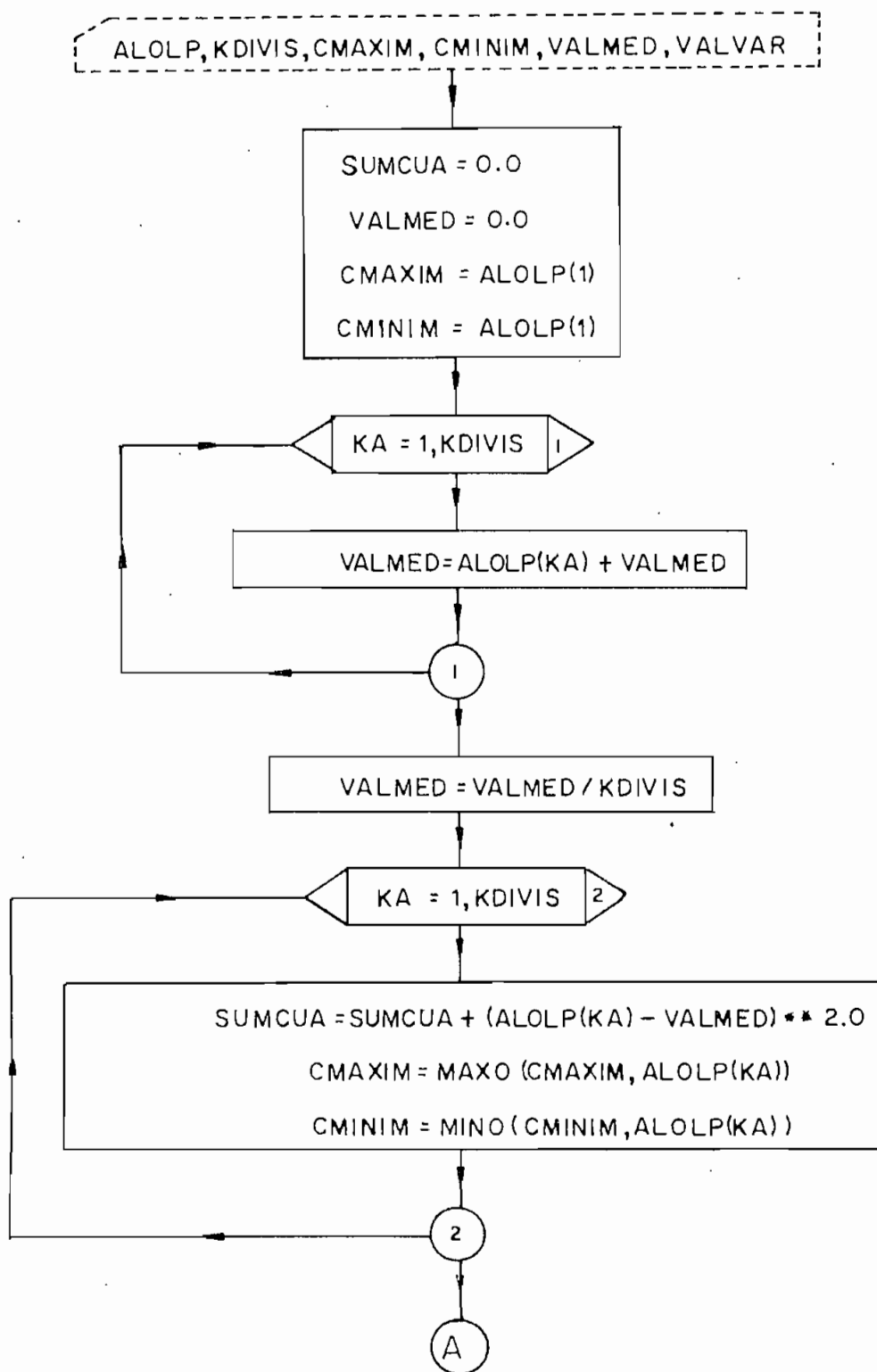


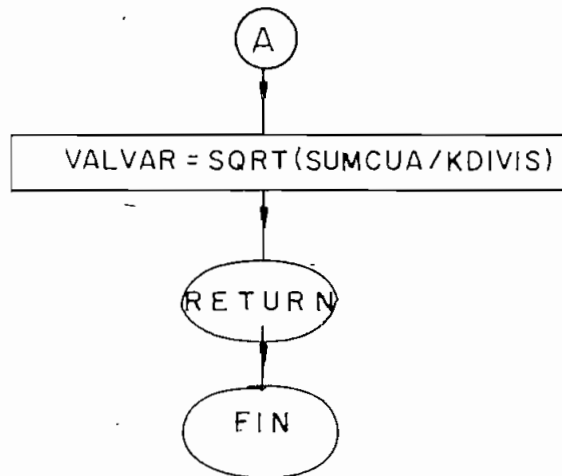


# FUNCION FACTO



# SUBROUTINA VALORE





#### 5.4. EVALUACION DE RESULTADOS:

. La LOLPmedia es el valor más probable, o valor esperado, de la LOLP, los valores reales de la LOLP estarán alrededor de la LOLPmedia. Representada la probabilidad de pérdida de carga, mensual o anual, de épocas con precipitaciones medias, es decir, ni lluviosas ni secas.

. La LOLPmínima, es el mínimo valor que se obtendrá en el sistema y se producirá si el mes ó año de estudio, para la programación de generación supuesta, está en una época lluviosa.

. La LOLPmáxima, es el máximo valor que se obtendrá en el sistema y se producirá si el mes o año de estudio, para esa programación de generación, está en una época seca.

Analisis de resultados CON MAZAR

		VALORES DE LA L.O.L.P		ANIO DE ESTUDIO 1	
		MINIMO	MAXIMO	DES.TIP.	MEDIO
MES 1		0.095648	0.095648	0.000000	0.095648
MES 2		0.055203	0.055203	0.000000	0.055203
MES 3		0.055203	0.055203	0.000000	0.055203
MES 4		0.055203	0.055203	0.000000	0.055203
MES 5		0.128004	0.128004	0.000000	0.128003
MES 6		0.128004	0.128004	0.000000	0.128003
MES 7		0.128004	0.128004	0.000000	0.128003
MES 8		0.095648	0.095648	0.000000	0.095648
MES 9		0.095648	0.095648	0.000000	0.095648
MES 10		0.095648	0.095648	0.000000	0.095648
MES 11		0.095648	0.095648	0.000000	0.095648
MES 12		0.095648	0.095648	0.000000	0.095648
ANUAL		0.055203	0.128003	0.025812	0.093625

		VALORES DE LA L.O.L.P		ANIO DE ESTUDIO 2	
		MINIMO	MAXIMO	DES.TIP.	MEDIO
MES 1		0.128004	0.128004	0.000000	0.128003
MES 2		0.095648	0.095648	0.000000	0.095648
MES 3		0.095648	0.095648	0.000000	0.095648
MES 4		0.095648	0.095648	0.000000	0.095648
MES 5		0.144182	0.144182	0.000000	0.144182
MES 6		0.144182	0.144182	0.000000	0.144182
MES 7		0.144182	0.144182	0.000000	0.144182
MES 8		0.128004	0.128004	0.000000	0.128003
MES 9		0.128004	0.128004	0.000000	0.128003
MES 10		0.128004	0.128004	0.000000	0.128003
MES 11		0.128004	0.128004	0.000000	0.128003
MES 12		0.128004	0.128004	0.000000	0.128003
ANUAL		0.095648	0.144182	0.017591	0.123959

		VALORES DE LA L.O.L.P		ANIO DE ESTUDIO 3	
		MINIMO	MAXIMO	DES.TIP.	MEDIO
MES 1		0.144182	0.144182	0.000000	0.144182
MES 2		0.128004	0.128004	0.000000	0.128003
MES 3		0.128004	0.128004	0.000000	0.128003
MES 4		0.128004	0.128004	0.000000	0.128003
MES 5		0.144182	0.144182	0.000000	0.144182
MES 6		0.144182	0.144182	0.000000	0.144182
MES 7		0.144182	0.144182	0.000000	0.144182
MES 8		0.144182	0.144182	0.000000	0.144182
MES 9		0.144182	0.144182	0.000000	0.144182
MES 10		0.144182	0.144182	0.000000	0.144182
MES 11		0.144182	0.144182	0.000000	0.144182
MES 12		0.144182	0.144182	0.000000	0.144182
ANUAL		0.128003	0.144182	0.006907	0.140137

Analisis de resultados CON MAZAR

		VALORES DE LA L.O.L.F		ANIO DE ESTUDIO 4	
		MINIMO	MAXIMO	DES.TIP.	MEDIO
MES 1		0.144182	0.144182	0.000000	0.144182
MES 2		0.128004	0.128004	0.000000	0.128003
MES 3		0.128004	0.128004	0.000000	0.128003
MES 4		0.128004	0.128004	0.000000	0.128003
MES 5		0.144182	0.144182	0.000000	0.144182
MES 6		0.144182	0.144182	0.000000	0.144182
MES 7		0.144182	0.144182	0.000000	0.144182
MES 8		0.144182	0.144182	0.000000	0.144182
MES 9		0.144182	0.144182	0.000000	0.144182
MES 10		0.144182	0.144182	0.000000	0.144182
MES 11		0.144182	0.144182	0.000000	0.144182
MES 12		0.144182	0.144182	0.000000	0.144182
ANUAL		0.128003	0.144182	0.006907	0.140137

		VALORES DE LA L.O.L.F		ANIO DE ESTUDIO 5	
		MINIMO	MAXIMO	DES.TIP.	MEDIO
MES 1		0.144182	0.144182	0.000000	0.144182
MES 2		0.128004	0.128004	0.000000	0.128003
MES 3		0.128004	0.128004	0.000000	0.128003
MES 4		0.128004	0.128004	0.000000	0.128003
MES 5		0.144182	0.144182	0.000000	0.144182
MES 6		0.144182	0.144182	0.000000	0.144182
MES 7		0.144182	0.144182	0.000000	0.144182
MES 8		0.144182	0.144182	0.000000	0.144182
MES 9		0.144182	0.144182	0.000000	0.144182
MES 10		0.144182	0.144182	0.000000	0.144182
MES 11		0.144182	0.144182	0.000000	0.144182
MES 12		0.144182	0.144182	0.000000	0.144182
ANUAL		0.128003	0.144182	0.006907	0.140137

		VALORES DE LA L.O.L.F		ANIO DE ESTUDIO 6	
		MINIMO	MAXIMO	DES.TIP.	MEDIO
MES 1		0.144182	0.144182	0.000000	0.144182
MES 2		0.128004	0.128004	0.000000	0.128003
MES 3		0.128004	0.128004	0.000000	0.128003
MES 4		0.128004	0.128004	0.000000	0.128003
MES 5		0.144182	0.144182	0.000000	0.144182
MES 6		0.144182	0.144182	0.000000	0.144182
MES 7		0.144182	0.144182	0.000000	0.144182
MES 8		0.144182	0.144182	0.000000	0.144182
MES 9		0.144182	0.144182	0.000000	0.144182
MES 10		0.144182	0.144182	0.000000	0.144182
MES 11		0.144182	0.144182	0.000000	0.144182
MES 12		0.144182	0.144182	0.000000	0.144182
ANUAL		0.128003	0.144182	0.006907	0.140137

Analisis de resultados CON MAZAR

		VALORES DE LA L.O.L.F		ANIO DE ESTUDIO 7	
		MINIMO	MAXIMO	DES.TIP.	MEDIO
MES 1		0.144182	0.144182	0.000000	0.144182
MES 2		0.128004	0.128004	0.000000	0.128003
MES 3		0.128004	0.128004	0.000000	0.128003
MES 4		0.128004	0.128004	0.000000	0.128003
MES 5		0.144182	0.144182	0.000000	0.144182
MES 6		0.144182	0.144182	0.000000	0.144182
MES 7		0.144182	0.144182	0.000000	0.144182
MES 8		0.144182	0.144182	0.000000	0.144182
MES 9		0.144182	0.144182	0.000000	0.144182
MES 10		0.144182	0.144182	0.000000	0.144182
MES 11		0.144182	0.144182	0.000000	0.144182
MES 12		0.144182	0.144182	0.000000	0.144182
ANUAL		0.128003	0.144182	0.006907	0.140137

		VALORES DE LA L.O.L.F		ANIO DE ESTUDIO 8	
		MINIMO	MAXIMO	DES.TIP.	MEDIO
MES 1		0.092001	0.309330	0.034431	0.111606
MES 2		0.028080	0.994734	0.154884	0.090513
MES 3		0.028078	0.643333	0.084150	0.058240
MES 4		0.028077	0.297232	0.036539	0.047530
MES 5		0.133748	0.133748	0.000000	0.133747
MES 6		0.133748	0.133748	0.000000	0.133747
MES 7		0.133748	0.133748	0.000000	0.133747
MES 8		0.092001	0.092001	0.000000	0.092000
MES 9		0.092001	0.092001	0.000000	0.092000
MES 10		0.092001	0.092001	0.000000	0.092000
MES 11		0.092001	0.092001	0.000000	0.092000
MES 12		0.092001	0.092001	0.000000	0.092000
ANUAL		0.047530	0.133747	0.026105	0.097428

		VALORES DE LA L.O.L.F		ANIO DE ESTUDIO 9	
		MINIMO	MAXIMO	DES.TIP.	MEDIO
MES 1		0.001187	0.766118	0.210735	0.095459
MES 2		0.000342	1.000000	0.262758	0.089781
MES 3		0.000342	1.000000	0.217326	0.063289
MES 4		0.000342	0.431482	0.060300	0.009293
MES 5		0.002072	0.241239	0.033405	0.007356
MES 6		0.002071	0.002071	0.000000	0.002071
MES 7		0.002071	0.002071	0.000000	0.002071
MES 8		0.001187	0.001187	0.000000	0.001187
MES 9		0.001187	0.001187	0.000000	0.001187
MES 10		0.001187	0.001187	0.000000	0.001187
MES 11		0.001187	0.001187	0.000000	0.001187
MES 12		0.001187	0.530522	0.074000	0.012413
ANUAL		0.001187	0.095459	0.028171	0.023873

Analisis de resultados CON MAZAR

		VALORES DE LA L.O.L.F		ANIO DE ESTUDIO 10	
		MINIMO	MAXIMO	DES.TIP.	MEDIO
MES	1	0,001777	0,841705	0,247771	0,117474
MES	2	0,000343	1,000000	0,244703	0,072309
MES	3	0,000343	1,000000	0,187645	0,039872
MES	4	0,000343	0,693734	0,096933	0,015059
MES	5	0,002641	0,771609	0,107505	0,018913
MES	6	0,002641	1,000000	0,139440	0,023706
MES	7	0,002641	0,002641	0,000000	0,002641
MES	8	0,001777	0,001777	0,000000	0,001777
MES	9	0,001777	0,001777	0,000000	0,001777
MES	10	0,001777	0,001777	0,000000	0,001777
MES	11	0,001777	0,841705	0,117439	0,019453
MES	12	0,001777	0,829444	0,115727	0,019179
ANUAL		0,001777	0,117474	0,020814	0,027828

		VALORES DE LA L.O.L.F		ANIO DE ESTUDIO 11	
		MINIMO	MAXIMO	DES.TIP.	MEDIO
MES	1	0,002072	1,000000	0,363205	0,210613
MES	2	0,000343	1,000000	0,308095	0,135432
MES	3	0,000343	1,000600	0,285693	0,117561
MES	4	0,000343	1,000000	0,146224	0,027999
MES	5	0,002641	1,000000	0,176532	0,039790
MES	6	0,002641	1,000000	0,146962	0,030816
MES	7	0,002641	0,804658	0,112128	0,019589
MES	8	0,002071	0,002071	0,000000	0,002071
MES	9	0,002071	0,002071	0,000000	0,002071
MES	10	0,002071	0,002071	0,000000	0,002071
MES	11	0,002072	0,841705	0,117422	0,019573
MES	12	0,002072	1,000000	0,195778	0,055651
ANUAL		0,002071	0,210613	0,043709	0,055270

		VALORES DE LA L.O.L.F		ANIO DE ESTUDIO 12	
		MINIMO	MAXIMO	DES.TIP.	MEDIO
MES	1	0,000638	0,822914	0,242289	0,125572
MES	2	0,000399	1,000000	0,264223	0,104876
MES	3	0,000399	1,000000	0,266996	0,098929
MES	4	0,000399	1,000000	0,182020	0,037792
MES	5	0,000700	0,993896	0,138881	0,021554
MES	6	0,000700	0,855597	0,119560	0,018526
MES	7	0,000700	0,004488	0,000640	0,000857
MES	8	0,000638	0,004145	0,000503	0,000744
MES	9	0,000638	0,004891	0,000593	0,000745
MES	10	0,000638	0,600181	0,083688	0,012841
MES	11	0,000638	1,000000	0,139816	0,021080
MES	12	0,000638	1,000000	0,148084	0,031508
ANUAL		0,000744	0,125572	0,034395	0,039585

Analisis de resultados CON MAZAR

	VALORES DE LA L.O.L.P		ANIO DE ESTUDIO 13	
	MINIMO	MAXIMO	DES.TIP.	MEDIO
MES 1	0,000638	0,959998	0,334664	0,195177
MES 2	0,000399	1,000000	0,327498	0,169044
MES 3	0,000399	1,000000	0,356660	0,195383
MES 4	0,000399	1,000000	0,203615	0,057114
MES 5	0,000700	1,000000	0,183665	0,045195
MES 6	0,000700	1,000000	0,139682	0,022074
MES 7	0,000700	0,005813	0,000835	0,000966
MES 8	0,000638	0,003938	0,000473	0,000738
MES 9	0,000638	0,009312	0,001210	0,000842
MES 10	0,000638	0,859839	0,120222	0,018111
MES 11	0,000638	1,000000	0,156384	0,031548
MES 12	0,000638	1,000000	0,251108	0,097269
ANUAL	0,000738	0,195383	0,063067	0,069455

	VALORES DE LA L.O.L.P		ANIO DE ESTUDIO 14	
	MINIMO	MAXIMO	DES.TIP.	MEDIO
MES 1	0,000638	0,973322	0,359090	0,229508
MES 2	0,000399	1,000000	0,336855	0,177906
MES 3	0,000399	1,000000	0,364336	0,201240
MES 4	0,000399	1,000000	0,211980	0,054514
MES 5	0,000700	1,000000	0,183054	0,040018
MES 6	0,000700	1,000000	0,139664	0,022243
MES 7	0,000700	0,847761	0,118456	0,018417
MES 8	0,000638	0,004070	0,000531	0,000772
MES 9	0,000638	0,004594	0,000557	0,000749
MES 10	0,000638	0,825545	0,115422	0,017424
MES 11	0,000638	1,000000	0,173469	0,036319
MES 12	0,000638	1,000000	0,247368	0,099252
ANUAL	0,000749	0,229508	0,064894	0,074863

	VALORES DE LA L.O.L.P		ANIO DE ESTUDIO 15	
	MINIMO	MAXIMO	DES.TIP.	MEDIO
MES 1	0,001363	0,807086	0,288672	0,183918
MES 2	0,000631	1,000000	0,309993	0,178330
MES 3	0,000631	0,999999	0,333348	0,203708
MES 4	0,000631	0,910056	0,200477	0,065033
MES 5	0,002152	0,999998	0,203468	0,063343
MES 6	0,002152	1,000000	0,154031	0,035422
MES 7	0,002152	0,834792	0,116250	0,021024
MES 8	0,001363	0,454993	0,063394	0,011182
MES 9	0,001363	0,908480	0,126826	0,020535
MES 10	0,001363	0,972863	0,135817	0,022001
MES 11	0,001363	1,000000	0,168774	0,041195
MES 12	0,001363	1,000000	0,245320	0,098278
ANUAL	0,011182	0,203708	0,060632	0,078664



Analisis de resultados CON MAZAR

		VALORES DE LA L.O.L.P		ANIO DE ESTUDIO 16	
		MINIMO	MAXIMO	DES.TIP.	MEDIO
MES	1	0.001585	0.847614	0.315869	0.227638
MES	2	0.000816	1.000000	0.337437	0.217372
MES	3	0.000816	1.000000	0.357950	0.247896
MES	4	0.000816	0.926458	0.226729	0.086562
MES	5	0.002767	1.000000	0.230434	0.089678
MES	6	0.002767	1.000000	0.194708	0.055412
MES	7	0.002767	0.853380	0.118678	0.022704
MES	8	0.001584	0.008051	0.001104	0.002063
MES	9	0.001584	0.007230	0.000972	0.001953
MES	10	0.001585	0.840616	0.117270	0.019605
MES	11	0.001585	0.999999	0.179385	0.046324
MES	12	0.001585	1.000000	0.279343	0.129487
ANUAL		0.001953	0.247896	0.077421	0.095558

		VALORES DE LA L.O.L.P		ANIO DE ESTUDIO 17	
		MINIMO	MAXIMO	DES.TIP.	MEDIO
MES	1	0.001587	0.844760	0.319558	0.229289
MES	2	0.000816	1.000000	0.303590	0.167733
MES	3	0.000816	1.000000	0.335182	0.213303
MES	4	0.000816	0.956176	0.205873	0.070025
MES	5	0.002872	1.000000	0.198794	0.068427
MES	6	0.002872	1.000000	0.155214	0.036771
MES	7	0.002872	0.847285	0.117852	0.022322
MES	8	0.001587	0.009009	0.001150	0.001996
MES	9	0.001587	0.006476	0.000814	0.001878
MES	10	0.001587	0.873426	0.129014	0.026553
MES	11	0.001587	1.000000	0.188697	0.048846
MES	12	0.001587	1.000000	0.258161	0.117355
ANUAL		0.001878	0.229289	0.064053	0.083708

		VALORES DE LA L.O.L.P		ANIO DE ESTUDIO 18	
		MINIMO	MAXIMO	DES.TIP.	MEDIO
MES	1	0.002550	1.000000	0.401315	0.297545
MES	2	0.001121	1.000000	0.418661	0.301852
MES	3	0.001121	1.000000	0.418646	0.306917
MES	4	0.001121	1.000000	0.288842	0.110748
MES	5	0.004119	1.000000	0.281829	0.119676
MES	6	0.004119	1.000000	0.248302	0.091427
MES	7	0.004119	1.000000	0.139079	0.032145
MES	8	0.002288	0.027123	0.003550	0.003578
MES	9	0.002288	0.867277	0.120774	0.023836
MES	10	0.002288	0.968364	0.134936	0.027666
MES	11	0.002288	1.000000	0.230950	0.074286
MES	12	0.002288	1.000000	0.370514	0.211176
ANUAL		0.003578	0.306917	0.100325	0.133404

Analisis de resultados CON MAZAR

	VALORES DE LA L.O.L.P		ANIO DE ESTUDIO 19	
	MINIMO	MAXIMO	DES.TIP,	MEDIO
MES 1	0,004331	1,000000	0,380980	0,583062
MES 2	0,004129	1,000000	0,311071	0,722264
MES 3	0,004127	1,000000	0,311326	0,755806
MES 4	0,004122	1,000000	0,372858	0,542298
MES 5	0,004120	1,000000	0,372713	0,270370
MES 6	0,004119	1,000000	0,302298	0,136451
MES 7	0,004119	1,000000	0,173428	0,047519
MES 8	0,004119	1,000000	0,140211	0,034899
MES 9	0,003797	1,000000	0,306597	0,135305
MES 10	0,004120	1,000000	0,412360	0,299621
MES 11	0,004122	1,000000	0,410392	0,662986
MES 12	0,004127	1,000000	0,291583	0,829234
ANUAL	0,034899	0,829234	0,278447	0,418318

Analisis de resultados SIN MAZAR

		VALORES DE LA L.O.L.P		ANIO DE ESTUDIO 1	
		MINIMO	MAXIMO	DES.TIP,	MEDIO
MES 1		0.095648	0.095648	0.000000	0.095648
MES 2		0.055203	0.055203	0.000000	0.055203
MES 3		0.055203	0.055203	0.000000	0.055203
MES 4		0.055203	0.055203	0.000000	0.055203
MES 5		0.128004	0.128004	0.000000	0.128003
MES 6		0.128004	0.128004	0.000000	0.128003
MES 7		0.128004	0.128004	0.000000	0.128003
MES 8		0.095648	0.095648	0.000000	0.095648
MES 9		0.095648	0.095648	0.000000	0.095648
MES 10		0.095648	0.095648	0.000000	0.095648
MES 11		0.095648	0.095648	0.000000	0.095648
MES 12		0.095648	0.095648	0.000000	0.095648
ANUAL		0.055203	0.128003	0.025812	0.093625

		VALORES DE LA L.O.L.P		ANIO DE ESTUDIO 2	
		MINIMO	MAXIMO	DES.TIP,	MEDIO
MES 1		0.128004	0.128004	0.000000	0.128003
MES 2		0.095648	0.095648	0.000000	0.095648
MES 3		0.095648	0.095648	0.000000	0.095648
MES 4		0.095648	0.095648	0.000000	0.095648
MES 5		0.144182	0.144182	0.000000	0.144182
MES 6		0.144182	0.144182	0.000000	0.144182
MES 7		0.144182	0.144182	0.000000	0.144182
MES 8		0.128004	0.128004	0.000000	0.128003
MES 9		0.128004	0.128004	0.000000	0.128003
MES 10		0.128004	0.128004	0.000000	0.128003
MES 11		0.128004	0.128004	0.000000	0.128003
MES 12		0.128004	0.128004	0.000000	0.128003
ANUAL		0.095648	0.144182	0.017591	0.123959

		VALORES DE LA L.O.L.P		ANIO DE ESTUDIO 3	
		MINIMO	MAXIMO	DES.TIP,	MEDIO
MES 1		0.144182	0.815436	0.189846	0.217437
MES 2		0.128006	1.000000	0.181852	0.186219
MES 3		0.128004	0.950138	0.124968	0.156612
MES 4		0.128002	0.128660	0.000089	0.128048
MES 5		0.144182	0.144182	0.000000	0.144182
MES 6		0.144182	0.144182	0.000000	0.144182
MES 7		0.144182	0.144182	0.000000	0.144182
MES 8		0.144182	0.144182	0.000000	0.144182
MES 9		0.144182	0.144182	0.000000	0.144182
MES 10		0.144182	0.144182	0.000000	0.144182
MES 11		0.144182	0.144182	0.000000	0.144182
MES 12		0.144182	0.805862	0.092616	0.157415
ANUAL		0.128048	0.217437	0.014360	0.154583

Analisis de resultados SIN MAZAR

	VALORES DE LA L.O.L.P		ANIO DE ESTUDIO 4	
	MINIMO	MAXIMO	DES.TIP,	MEDIO
MES 1	0,144182	0,805862	0,162757	0,199427
MES 2	0,128005	1,000000	0,180640	0,185539
MES 3	0,128004	0,961137	0,117963	0,152815
MES 4	0,128002	0,136113	0,001101	0,128557
MES 5	0,144181	0,152434	0,001121	0,144743
MES 6	0,144182	0,144182	0,000000	0,144182
MES 7	0,144182	0,144182	0,000000	0,144182
MES 8	0,144182	0,144182	0,000000	0,144182
MES 9	0,144182	0,144182	0,000000	0,144182
MES 10	0,144182	0,144182	0,000000	0,144182
MES 11	0,144182	0,144182	0,000000	0,144182
MES 12	0,144182	0,549205	0,056692	0,152282
ANUAL	0,128557	0,199427	0,013317	0,152371

	VALORES DE LA L.O.L.P		ANIO DE ESTUDIO 5	
	MINIMO	MAXIMO	DES.TIP,	MEDIO
MES 1	0,144182	0,999999	0,250116	0,259219
MES 2	0,128006	1,000000	0,241343	0,229576
MES 3	0,128004	0,973807	0,152411	0,168546
MES 4	0,128002	0,134332	0,000860	0,128434
MES 5	0,144182	0,144182	0,000000	0,144182
MES 6	0,144182	0,144182	0,000000	0,144182
MES 7	0,144182	0,144182	0,000000	0,144182
MES 8	0,144182	0,144182	0,000000	0,144182
MES 9	0,144182	0,144182	0,000000	0,144182
MES 10	0,144182	0,144182	0,000000	0,144182
MES 11	0,144182	0,144182	0,000000	0,144182
MES 12	0,144182	1,000000	0,119764	0,161662
ANUAL	0,128434	0,259219	0,026061	0,163059

	VALORES DE LA L.O.L.P		ANIO DE ESTUDIO 6	
	MINIMO	MAXIMO	DES.TIP,	MEDIO
MES 1	0,144182	0,996110	0,224920	0,242102
MES 2	0,128006	1,000000	0,227322	0,217310
MES 3	0,128004	1,000000	0,165697	0,174193
MES 4	0,128002	0,133228	0,000710	0,128359
MES 5	0,144182	0,144182	0,000000	0,144182
MES 6	0,144182	0,144182	0,000000	0,144182
MES 7	0,144182	0,144182	0,000000	0,144182
MES 8	0,144182	0,144182	0,000000	0,144182
MES 9	0,144182	0,144182	0,000000	0,144182
MES 10	0,144182	0,144182	0,000000	0,144182
MES 11	0,144182	0,144182	0,000000	0,144182
MES 12	0,144182	1,000000	0,120654	0,164105
ANUAL	0,128359	0,242102	0,023174	0,161278

Analisis de resultados SIN MAZAR

		VALORES DE LA L.O.L.F		ANIO DE ESTUDIO 7	
		MINIMO	MAXIMO	DES.TIP.	MEDIO
MES 1		0.144182	0.999999	0.214299	0.228500
MES 2		0.128006	1.000000	0.240978	0.224598
MES 3		0.128004	0.973498	0.145871	0.166138
MES 4		0.128004	0.128004	0.000000	0.128003
MES 5		0.144182	0.144182	0.000000	0.144182
MES 6		0.144182	0.144182	0.000000	0.144182
MES 7		0.144182	0.144182	0.000000	0.144182
MES 8		0.144182	0.144182	0.000000	0.144182
MES 9		0.144182	0.144182	0.000000	0.144182
MES 10		0.144182	0.144182	0.000000	0.144182
MES 11		0.144182	0.144182	0.000000	0.144182
MES 12		0.144182	1.000000	0.127164	0.168934
ANUAL		0.128003	0.228500	0.024367	0.160454

		VALORES DE LA L.O.L.F		ANIO DE ESTUDIO 8	
		MINIMO	MAXIMO	DES.TIP.	MEDIO
MES 1		0.092010	1.000000	0.345319	0.328034
MES 2		0.028094	1.000000	0.371035	0.350587
MES 3		0.028084	1.000000	0.301325	0.210833
MES 4		0.028080	0.997806	0.132562	0.076578
MES 5		0.133748	0.133748	0.000000	0.133747
MES 6		0.133748	0.133748	0.000000	0.133747
MES 7		0.133748	0.133748	0.000000	0.133747
MES 8		0.092001	0.092001	0.000000	0.092000
MES 9		0.092001	0.196368	0.014240	0.102545
MES 10		0.092001	0.092001	0.000000	0.092000
MES 11		0.092001	0.209466	0.016083	0.104676
MES 12		0.092013	1.000000	0.287841	0.281122
ANUAL		0.076578	0.350587	0.081789	0.169968

		VALORES DE LA L.O.L.F		ANIO DE ESTUDIO 9	
		MINIMO	MAXIMO	DES.TIP.	MEDIO
MES 1		0.001187	1.000000	0.440067	0.327731
MES 2		0.000343	1.000000	0.448576	0.407551
MES 3		0.000343	1.000000	0.399745	0.260390
MES 4		0.000342	1.000000	0.139846	0.020868
MES 5		0.002072	0.231891	0.032097	0.007162
MES 6		0.002071	0.002071	0.000000	0.002071
MES 7		0.002071	0.002071	0.000000	0.002071
MES 8		0.001187	0.001187	0.000000	0.001187
MES 9		0.001187	0.678009	0.094638	0.015399
MES 10		0.001187	0.702687	0.098092	0.015897
MES 11		0.001187	1.000000	0.139667	0.022120
MES 12		0.001187	1.000000	0.416738	0.298280
ANUAL		0.001187	0.407551	0.137737	0.115061

Analisis de resultados SIN MAZAR

		VALORES DE LA L.O.L.P		ANIO DE ESTUDIO 10	
		MINIMO	MAXIMO	DES.TIP,	MEDIO
MES 1	0,001777	1,000000	0,427124	0,323640	
MES 2	0,000343	1,000000	0,446478	0,410863	
MES 3	0,000343	1,000000	0,396498	0,257856	
MES 4	0,000343	1,000000	0,222341	0,057497	
MES 5	0,002641	1,000000	0,139409	0,023918	
MES 6	0,002641	0,841705	0,117310	0,020354	
MES 7	0,002641	0,002641	0,000000	0,002641	
MES 8	0,001777	0,001777	0,000000	0,001777	
MES 9	0,001777	0,797249	0,111225	0,018508	
MES 10	0,001777	0,914100	0,127565	0,020951	
MES 11	0,001777	1,000000	0,203835	0,058724	
MES 12	0,001777	1,000000	0,447353	0,419556	
ANUAL	0,001777	0,419556	0,150333	0,134690	

		VALORES DE LA L.O.L.P		ANIO DE ESTUDIO 11	
		MINIMO	MAXIMO	DES.TIP,	MEDIO
MES 1	0,002072	1,000000	0,427835	0,492080	
MES 2	0,000343	1,000000	0,449166	0,580822	
MES 3	0,000343	1,000000	0,441536	0,397859	
MES 4	0,000343	1,000000	0,222194	0,061516	
MES 5	0,002641	1,000000	0,185394	0,047702	
MES 6	0,002641	1,000000	0,139448	0,023653	
MES 7	0,002641	0,002641	0,000000	0,002641	
MES 8	0,002071	0,002071	0,000000	0,002071	
MES 9	0,002072	0,841705	0,117421	0,019584	
MES 10	0,002072	0,779888	0,108778	0,018277	
MES 11	0,002072	1,000000	0,234599	0,082190	
MES 12	0,002072	1,000000	0,448479	0,457683	
ANUAL	0,002071	0,580822	0,197289	0,182173	

		VALORES DE LA L.O.L.P		ANIO DE ESTUDIO 12	
		MINIMO	MAXIMO	DES.TIP,	MEDIO
MES 1	0,000638	1,000000	0,402920	0,364641	
MES 2	0,000399	1,000000	0,439383	0,464598	
MES 3	0,000399	1,000000	0,406860	0,311415	
MES 4	0,000399	1,000000	0,223466	0,066733	
MES 5	0,000700	1,000000	0,170072	0,036196	
MES 6	0,000700	0,012125	0,001700	0,001153	
MES 7	0,000700	0,004488	0,000640	0,000857	
MES 8	0,000638	0,004145	0,000503	0,000744	
MES 9	0,000638	0,860808	0,120357	0,018131	
MES 10	0,000638	1,000000	0,139827	0,021006	
MES 11	0,000638	1,000000	0,155473	0,035491	
MES 12	0,000638	1,000000	0,423620	0,392362	
ANUAL	0,000744	0,464598	0,161681	0,142777	

Análisis de resultados

SIN HAZAR

VALORES DE LA L.O.L.P			AÑO DE ESTUDIO 13	
	MINIMO	MAXIMO	DES. TIP,	MEDIO
MES 1	0,000638	1,000000	0,400319	0,510373
MES 2	0,000400	1,000000	0,415356	0,585197
MES 3	0,000399	1,000000	0,426238	0,410599
MES 4	0,000399	1,000000	0,233901	0,073187
MES 5	0,000700	1,000000	0,201723	0,052682
MES 6	0,000700	1,000000	0,139703	0,021914
MES 7	0,000700	0,005093	0,000743	0,000924
MES 8	0,000638	0,003938	0,000473	0,000738
MES 9	0,000638	0,999204	0,141963	0,024994
MES 10	0,000638	1,000000	0,139820	0,021055
MES 11	0,000638	1,000000	0,238705	0,098797
MES 12	0,000638	1,000000	0,431985	0,517195
ANUAL	0,000738	0,586197	0,205364	0,193221

VALORES DE LA L.O.L.P			AÑO DE ESTUDIO 14	
	MINIMO	MAXIMO	DES. TIP,	MEDIO
MES 1	0,000638	1,000000	0,404755	0,526954
MES 2	0,000400	1,000000	0,425278	0,564267
MES 3	0,000399	1,000000	0,428299	0,404473
MES 4	0,000399	1,000000	0,243623	0,078775
MES 5	0,000700	1,000000	0,178720	0,039021
MES 6	0,000700	0,987453	0,137944	0,021710
MES 7	0,000700	0,005489	0,000870	0,001005
MES 8	0,000638	0,004070	0,000531	0,000772
MES 9	0,000638	0,980861	0,137149	0,020518
MES 10	0,000638	1,000000	0,139820	0,021060
MES 11	0,000638	1,000000	0,238365	0,091027
MES 12	0,000638	1,000000	0,438322	0,513291
ANUAL	0,000772	0,564267	0,202649	0,190248

VALORES DE LA L.O.L.P			AÑO DE ESTUDIO 15	
	MINIMO	MAXIMO	DES. TIP,	MEDIO
MES 1	0,001364	1,000000	0,382958	0,448030
MES 2	0,000631	1,000000	0,399764	0,517915
MES 3	0,000631	1,000000	0,393181	0,377966
MES 4	0,000631	1,000000	0,221874	0,080972
MES 5	0,002152	1,000000	0,208183	0,066139
MES 6	0,002152	0,677649	0,094219	0,018257
MES 7	0,002151	0,009555	0,001595	0,003047
MES 8	0,001363	0,008269	0,001059	0,001748
MES 9	0,001363	0,858292	0,119814	0,019440
MES 10	0,001363	0,996839	0,139171	0,022542
MES 11	0,001363	1,000000	0,230805	0,093311
MES 12	0,001364	1,000000	0,399150	0,454770
ANUAL	0,001748	0,517915	0,181706	0,175345

Analisis de resultados SIN MAZAR

		VALORES DE LA L.O.L.F		ANIO DE ESTUDIO 16	
		MINIMO	MAXIMO	DES.TIP.	MEDIO
MES 1		0.001586	1.000000	0.389035	0.541963
MES 2		0.000816	1.000000	0.404415	0.584068
MES 3		0.000816	1.000000	0.412488	0.471205
MES 4		0.000816	1.000000	0.247220	0.100228
MES 5		0.002767	1.000000	0.231694	0.077218
MES 6		0.002767	0.965539	0.134189	0.026721
MES 7		0.002767	0.558944	0.077545	0.016275
MES 8		0.001584	0.008051	0.001104	0.002063
MES 9		0.001585	1.000000	0.139497	0.024139
MES 10		0.001585	1.000000	0.139465	0.023643
MES 11		0.001585	1.000000	0.324208	0.152345
MES 12		0.001585	1.000000	0.437845	0.579895
ANUAL		0.002063	0.584068	0.217074	0.216647

		VALORES DE LA L.O.L.F		ANIO DE ESTUDIO 17	
		MINIMO	MAXIMO	DES.TIP.	MEDIO
MES 1		0.001587	1.000000	0.391998	0.537289
MES 2		0.000817	1.000000	0.403625	0.499851
MES 3		0.000816	1.000000	0.400314	0.407026
MES 4		0.000816	1.000000	0.227223	0.083491
MES 5		0.002872	1.000000	0.203872	0.059100
MES 6		0.002872	0.016517	0.002517	0.004426
MES 7		0.002972	0.011667	0.001724	0.003830
MES 8		0.001587	0.009009	0.001150	0.001996
MES 9		0.001587	1.000000	0.161119	0.035108
MES 10		0.001587	1.000000	0.167472	0.036870
MES 11		0.001587	1.000000	0.309295	0.144689
MES 12		0.001587	1.000000	0.439150	0.543296
ANUAL		0.001996	0.543296	0.194564	0.196414

		VALORES DE LA L.O.L.F		ANIO DE ESTUDIO 18	
		MINIMO	MAXIMO	DES.TIP.	MEDIO
MES 1		0.002552	1.000000	0.397351	0.642018
MES 2		0.001122	1.000000	0.418035	0.665105
MES 3		0.001121	1.000000	0.448914	0.540363
MES 4		0.001121	1.000000	0.292187	0.120401
MES 5		0.004119	1.000000	0.254007	0.095302
MES 6		0.004119	1.000000	0.138675	0.032240
MES 7		0.004118	0.016373	0.002386	0.005817
MES 8		0.002288	0.009055	0.001336	0.003018
MES 9		0.002288	1.000000	0.139266	0.025636
MES 10		0.002288	1.000000	0.140538	0.031739
MES 11		0.002289	1.000000	0.368407	0.213966
MES 12		0.002290	1.000000	0.442458	0.646882
ANUAL		0.003018	0.665105	0.245562	0.251874



Analisis de resultados SIN MAZAR

	VALORES DE LA L.O.L.F		ANIO DE ESTUDIO 19	
	MINIMO	MAXIMO	DES, TIP,	MEDIO
MES 1	0.004349	1.000000	0.247728	0.862414
MES 2	0.004130	1.000000	0.292901	0.847106
MES 3	0.004124	1.000000	0.379773	0.746197
MES 4	0.004121	1.000000	0.415323	0.338406
MES 5	0.004120	1.000000	0.304514	0.143030
MES 6	0.004119	0.995503	0.137834	0.032627
MES 7	0.004119	0.016246	0.002635	0.006424
MES 8	0.004119	0.053261	0.007046	0.006966
MES 9	0.003797	1.000000	0.222415	0.069821
MES 10	0.004120	1.000000	0.347648	0.180059
MES 11	0.004125	1.000000	0.418877	0.678523
MES 12	0.004166	1.000000	0.177102	0.924423
ANUAL	0.006424	0.924423	0.334983	0.402999

. La Varianza da una idea de la diferencia de los valores de la LOLP que se puede presentar entre épocas lluviosas y secas, para el período analizado.

. Analizando los resultados, en primer lugar con los caudales naturales, afluentes a los lugares en donde se encuentran los reservorios de las centrales Mazar, Molinos y Sopladora, sin ningún tipo de regulación, se tiene que:

RESULTADOS OBTENIDOS SIN MAZAR

MES	LOLP (p.u.)		DURACION FALLA (días)	
	AÑO 1 (1985)	AÑO 9 (1992)	AÑO 1 (1985)	AÑO 9 (1992)
Enero	0.095648	0.327731	2.104	7.21
Febrero	0.058203	0.407551	1.214	8.966
Marzo	0.055203	0.260390	1.214	5.729
Abril	0.055203	0.020868	1.214	0.459
Mayo	0.128003	0.007162	2.816	0.1575
Junio	0.120003	0.002071	2.816	0.045
Julio	0.120003	0.002071	2.816	0.045
Agosto	0.095648	0.001187	2.104	0.026
Septbre.	0.095648	0.015399	2.104	0.339
Octubre	0.095648	0.015897	2.104	0.350
Novbre.	0.095648	0.022120	2.104	0.487
Dicbre.	0.095648	0.298280	2.104	6.562
ANUAL	0.093625	0.115061	24.343	29.916

RESULTADOS OBTENIDOS SIN MAZAR

MES	LOLP (p.u)		DURACION FALLA (Días)	
	AÑO 18 (2002)	AÑO 19 (PRUEBA)	AÑO 18 (2002)	AÑO 19 (PRUEBA)
Enero	0.642018	0.862414	14.124	18.970
Febrero	0.665105	0.847106	14.632	18.636
Marzo	0.540363	0.746197	11.888	16.416
Abril	0.120401	0.338406	2.649	7.445
Mayo	0.095302	0.143030	2.097	3.147
Junio	0.032240	0.032627	0.709	0.718
Julio	0.005817	0.006424	0.128	0.141
Agosto	0.003018	0.006966	0.066	0.153
Septbre.	0.025636	0.069821	0.564	1.536
Octubre	0.031739	0.180059	0.698	3.961
Novbre.	0.213966	0.678523	4.707	14.928
Dicbre.	0.646882	0.924423	14.231	20.337
ANUAL	0.251874	0.402999	65.487	104.780

. De la simulación por el método de Monte - Carlo, se puede obtener la potencia garantizada por las centrales mes a mes, observándose que la Central Molinos sólo durante los dos primeros años - puede garantizar los 100 MW por unidad durante todo el año; con la construcción de la fase C y la mayor producción energética, ya se nota la influencia de las épocas lluviosas en esta potencia garantizada; siendo los meses de Junio, Julio y Agosto los únicos en los que se puede garantizar 100 MW por unidad, en los otros meses mucho dependerá de si el año es lluvioso o seco. Igual sucede con las otras Centrales.

. En los primeros años se tiene una LOLP mayor en los meses de Mayo, Junio y Julio, con una aparente contradicción con lo anteriormente expuesto, ésto se debe a que se exige mayor potencia de las unidades en estos meses que en los meses de Enero, Diciembre, etc., y como ya se dijo, la potencia garantizada durante el año es la potencia instalada; la diferencia se debe tan solo a la influencia de la tasa de salidas forzadas y la diferente Demanda Máxima mensual. Ya desde el tercer año - de estudio se observa más claramente la influencia de las épocas lluviosas.

. La LOLP es mayor en los meses de Enero, Febrero, Marzo y Diciembre, a pesar de haber menor Demanda Máxima en estos meses, y la LOLP es menor en los meses de Junio, Julio y Agosto.

. Si ahora se analizan resultados de una simulación con los caudales afluentes a Amaluza y Marçayacu, considerando (desde 1985) la existencia de la Presa Mazar y se compara con los resultados obtenidos sin la Presa Mazar, se obtiene que :

#### RESULTADOS OBTENIDOS CON MAZAR

MES	LOLP (pu)		DURACION FALLA	
	AÑO 1 (1985)	AÑO 9 (1992)	AÑO 1 (1985)	AÑO 9 (1992)
Enero	0.095648	0.095459	2.104	2.100
Febrero	0.055203	0.089781	1.214	1.975
Marzo	0.055203	0.063289	1.214	1.392
Abril	0.055203	0.009293	1.214	0.204
Mayo	0.128003	0.007356	2.838	0.162
Junio	0.128003	0.002071	2.838	0.046
Julio	0.128003	0.002071	2.838	0.046
Agosto	0.095648	0.001187	2.104	0.026

RESULTADOS OBTENIDOS CON MAZAR (CONTINUACION)

Septiembre	0.095648	0.001187	2.104	0.026
Octubre	0.095648	0.001187	2.104	0.026
Novbre.	0,095648	0.001187	2.104	0.026
Dicbre.	0.095648	0.012413	2.104	0.273
ANUAL	0.093625	0.023873	24.343	6.206

MES	AÑO 18 (2002)	AÑO 19. (PRUEBA)	AÑO 18 (2002)	AÑO 19 (PRUEBA)
Enero	0.297545	0.583062	6.546	12.827
Febrero	0.301852	0.722264	6.641	15.890
Marzo	0.306917	0.755806	6.752	16.628
Abril	0.110748	0.542298	2.436	11.930
Mayo	0.119676	0.270370	2.633	5.948
Junio	0.091427	0.136451	2.011	3.002
Julio	0.032145	0.047519	0.707	1.045
Agosto	0.003578	0.034899	0.079	0.768
Septbre.	0.023836	0.135305	0.524	2.977
OCTubre	0.027666	0.299621	0.609	6.592
Novbre.	0.074286	0.662986	1.634	14.586
Dicbre.	0.211176	0.829234	4.646	18.243
ANUAL	0.133404	0.418318	34.685	108.760

. Durante los dos primeros años la LOLP es igual con o sin la existencia de la Presa Mazar.

. Desde el tercer año se observa ya una variación de la LOLP en los meses secos, Diciembre, Enero y Febrero, siendo más baja la LOLP considerando que existe la Presa.

. Con la Presa, la potencia garantizada de 100 MW por unidad en la Central Molinos, durante todo el año, se obtiene hasta el séptimo año de estudio, y no hasta el segundo como era sin Mazar.

. A medida que se aumenta la carga y el número de unidades funcionando, se nota una diferencia muy grande en la LOLP, siempre es menor con la Presa, debido a la influencia de la regulación.

. Si se comparan los valores de las LOLPs mensualmente, con o sin Mazar, se ve que por lo general el valor de la LOLP es menor considerando la existencia de la Presa Mazar, pero cuando exigimos del sistema gran potencia (en los últimos años), la LOLP con Mazar es mayor que la LOLP sin Presa, en los meses de Junio, Julio y Agosto, ésto se debe a que en éstos meses, al actuar la regulación en Mazar, los caudales disminuyen, siendo aparentemente perjudicial; pero si se compara la LOLP anual se ve que siempre es menor la LOLP con la existencia de la Presa Mazar.

. Se observa en los últimos años una LOLP máxima (mensual) igual a 1.0, ésto es una probabilidad de pérdida de carga segura, para casos en que el período de estudio esté en una época seca, pero ésto no se produce nunca en los meses de Julio y Agosto.

. Grafizando los resultados (Fig.5.2) de los estudios en los años 18 (programado) y 19 (prueba, supuesta demanda máxima mensual igual durante todo el año), se ve la necesidad de distribuir los requerimientos de potencia y energía de las centrales hidroeléctricas de acuerdo a las estaciones; mayor potencia en los meses lluviosos, disminuir los requerimientos de las centrales al final de la época lluviosa y en los períodos de sequía. Esto se deduce al ver que la LOLP de los meses

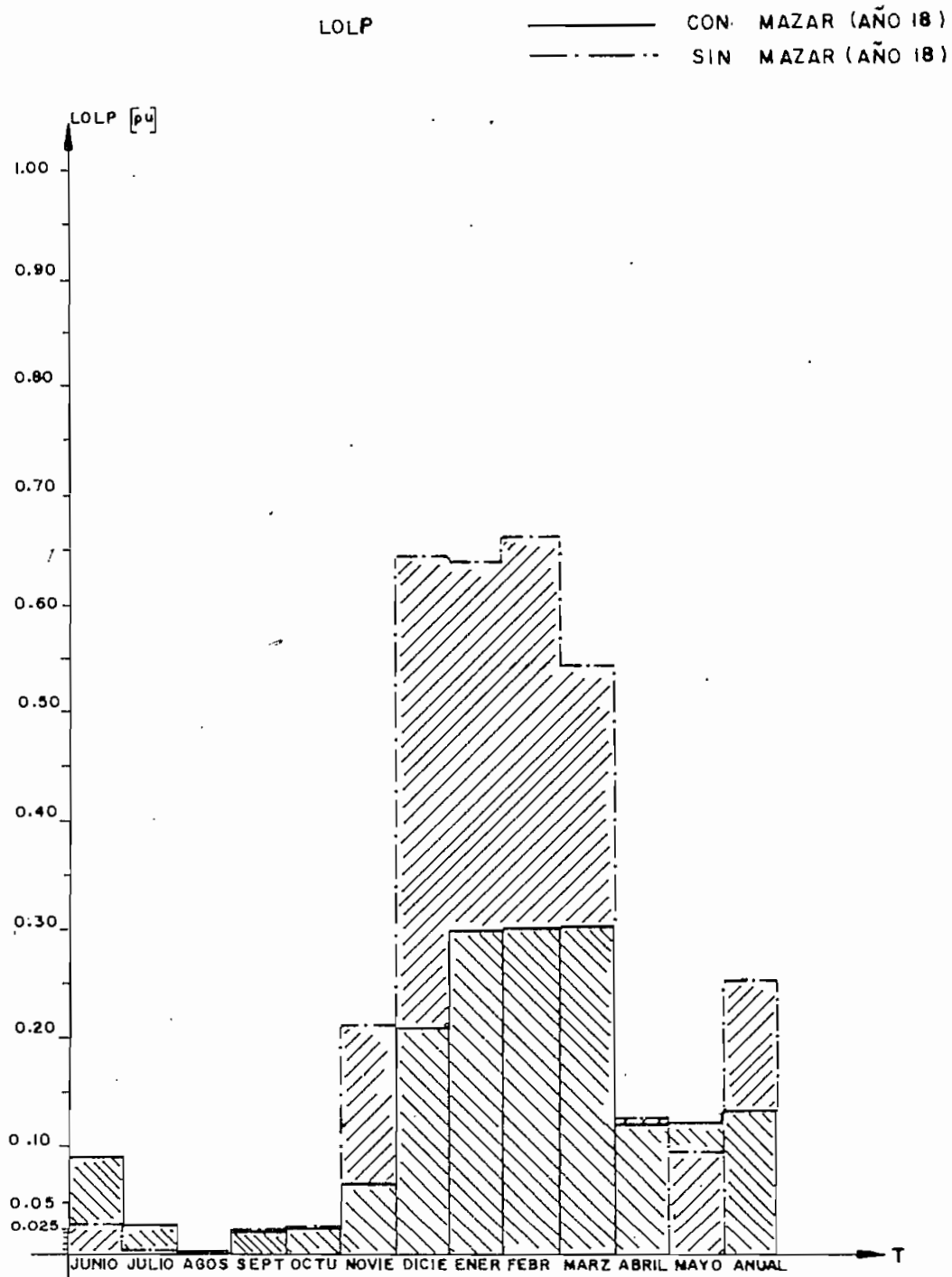


FIG.5.2.0-- LOLP PARA EL SISTEMA EN ESTUDIO , SE COMPARAN DOS POSIBILIDADES. EL AÑO 18 EQUIVALE A LA PROGRAMACION DEL INECEL EN EL AÑO 2002.

LOLP

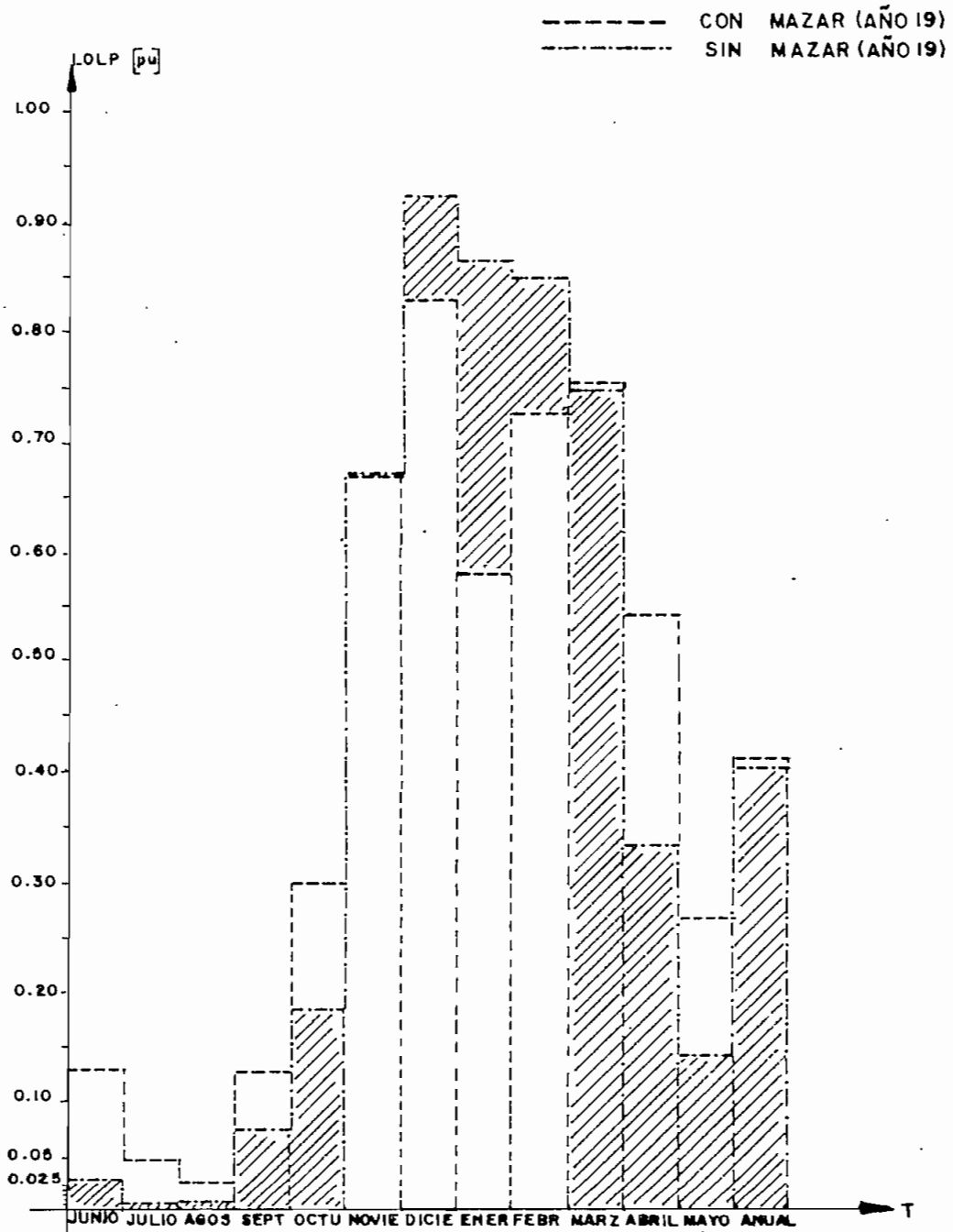


FIG.5.2.b -- LOLP PARA EL SISTEMA EN ESTUDIO , SE COMPARAN DOS POSIBILIDADES. EL AÑO 19 ES UN AÑO DE PRUEBA EN EL QUE SE PROGRAMA IGUAL GENERACION Y DEMANDA MAXIMA MENSUAL DURANTE TODO EL PERIODO.





FIG.5.2.c.- LOLP PARA EL SISTEMA EN ESTUDIO , SE COMPARAN DOS POSIBILIDADES. EL AÑO 19 ES UN AÑO DE PRUEBA EN EL QUE SE PROGRAMA IGUAL GENERACION Y DEMANDA MAXIMA MENSUAL DURANTE TODO EL PERIODO. EL AÑO 18 EQUIVALE A LA PROGRAMACION DEL INECEL EN EL AÑO 2002.

de Junio, Julio y Agosto, no varía al aumentar los requerimientos de las centrales en los meses anteriores, pero sí se nota la diferencia en los meses de Mayo, Septiembre y Octubre, una pequeña pero clara diferencia, más notable aún es la diferencia en los meses de Enero, Febrero, Noviembre y Diciembre, que son meses secos. Se llega a la conclusión de que no se puede requerir lo mismo durante todo el año, pues ésto no sería posible en caso de exigir demasiado o se perderían recursos hidráulicos en caso de exigir muy poco.

. En los últimos años la LOLP aumenta considerablemente, ésto se debe fundamentalmente a que en la programación se exige toda la potencia instalada de la Central Sopladora, sin dejarse reservas; ésto debería ser corregido en programaciones posteriores.

. La LOLP relativamente alta se debe a que se considera un sistema formado a lo más por tres centrales, ésto no da el valor de la LOLP del SNI, para ello se deberían tomar en cuenta todas las demás centrales, hidráulicas y térmicas.

. Cuando entran al sistema las 10 unidades de Molinos, el valor de la LOLP disminuye a valores tan bajos como 0.001187, que ya son aceptables, aunque posteriormente aumenta proporcionalmente la carga.

. Si se observa la Fig. 5.2, se deduce que se hace necesaria la construcción de la Presa Mazar por cuanto el Reservorio Amaluzza podría prácticamente vaciarse en un mes si de la central adjunta se requiere la energía programada y sobreviene una época seca

. Es necesario realizar las programaciones no sólo a largo plazo, sino también a corto plazo y durante todo el año, aumentando o disminuyendo la producción energética de acuerdo a los recursos hidráulicos disponibles. .

## BIBLIOGRAFIA

### CAPITULO V

- (1). ALFREDO MENA PACHANO, Confiabilidad de Sistemas de Potencia, Escuela Politécnica Nacional, Quito 1.983.
- (2). ROBERTO C. AGUIRRE PROAÑO.- Programación de Mantenimiento de de Generación, TESIS, EPN, 1983.
- (3). EDUARDO CAZCO.- Planificación de Sistemas de Potencia, Curso dictado Octubre 1984-Marzo 1985, EPN.
- (4). CUNHA, GOMEZ, OLIVEIRA.- Reability Evaluation in Hidrothermal Generating Systems, IEEE, Transactions on Powe Aparatus and Systems, Vol PAS-101, N-12 December 1982.
- (5). JAIME MARCELO NEIRA MOSCOSO, Confiabilidad de Sistemas Eléctricos, TESIS, EPN, 1977.
- (6). GALO NINA, Formulario de Descripción del Programa CONFIB, Dirección de Operación del Sistema Nacional Interconectado, - INECEL, 1983.
- (7). GIORGIO GAMBIRASIO, Computational of Loss-of-Load-Probability, IEEE, Transactions on Reliability, Vol R15 N-1, April 1976.

## C A P I T U L O VI

### CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

. Se ha demostrado en la presente tesis, la necesidad de disponer de un método específico para el análisis de confiabilidad en sistemas hidráulicos, pues la potencia disponible no siempre es la potencia instalada, ésta depende del estado de energía del sistema.

. La indisponibilidad del Sistema Paute es muy alta en los últimos años, esta indisponibilidad se debe más a la deflección de los reservorios que a la tasa de salidas forzadas de las unidades de generación.

. Como se puede analizar en la figura 6.1, la LOLP en los meses de Junio, Julio y Agosto es muy baja, pues estos meses la potencia garantizada es la potencia instalada, mientras que en los meses con menor número de precipitaciones la LOLP aumenta considerablemente.

. Si se observan los resultados, y se comparan los valores de la LOLP cuando hay regulación (Con la Presa Mazar) y cuando no hay regulación (Sin la Presa Mazar) antes de los reservorios de Amaluza y MArçayacu (Ver fig. 6.1), hay una notable diferencia a favor de la construcción de la Presa Mazar.



Para controlar la acumulación de sedimentos en el embalse Amaluza, en el INECEL se analizan varias opciones, las seleccionadas en el mes de Julio de 1985 son las siguientes: (4)

1. Proyecto Paute Mazar.
2. Dragado en la presa Amaluza hasta 50 m de profundidad.
3. Dragado en la presa hasta 80 m de profundidad
4. Dragado aguas arriba de la presa Amaluza.
5. Elevación de la toma de carga.
6. Ataguía sumergida en la sección 11, a 5 Km aguas arriba de la presa.
7. Nuevos desagües de fondo en la presa.
8. Ataguía sumergida en el sector de Frutillas y túnel de evacuación de sedimentos.
9. Presa Baja en Ingapata.
10. Presa baja en San Pablo y túnel de evacuación de sedimentos.

La presa y central Mazar entrarían en operación en 1996 de acuerdo a la programación actual.

Del estudio efectuado en la presente tesis se concluye que es necesario adelantar la construcción de la presa Mazar, pues, además de evitar acumulación de sedimentos en el embalse Amaluza, debido a su efecto regulador de las aguas del río Paute, mejora la confiabilidad del Sistema Paute notablemente, como puede observarse en los resultados obtenidos.

. Luego de observar los resultados obtenidos de la simulación del año de PRUEBA, en el que se consideran la Demanda Máxima y generación mensual iguales durante todo el año, se concluye que hay la necesidad de programar la generación de forma racional generando más en los meses lluviosos y disminuyendo la generación al final de la época lluviosa y en la época seca. ( Ver 5.4.)

. En esta tesis se ha presentado un método de estudio de Confiabilidad de Sistemas de Generación, y no de la Confiabilidad de Sistemas Eléctricos de Potencia. El presente trabajo podría complementarse con un análisis de un SEP dividido en varios subsistemas, los que estarían unidos por líneas de transmisión.

Los estudios de planeamiento para la interconexión de redes de subsistemas y la capacidad límite entre regiones requieren la evaluación de la Confiabilidad de estas regiones conectadas por líneas equivalentes, como se muestra en la Fig. 6.2.

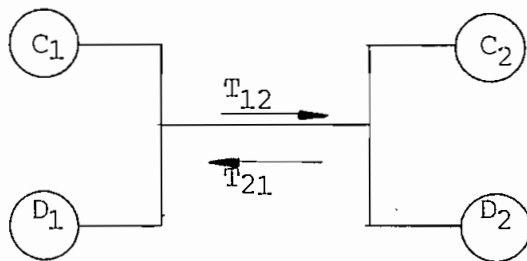


Fig 6.2.- Representación de dos sistemas interconectados.

La capacidad de generación de los sistemas C<sub>1</sub> y C<sub>2</sub>, Cargas D<sub>1</sub> y D<sub>2</sub>, y capacidades de transmisión T<sub>12</sub> y T<sub>21</sub> son todas variables discretas aleatorias, su distribución de probabilidades es estimada como sigue (1):



La distribución de probabilidades de capacidad de generación de los sistemas  $C_1$  y  $C_2$  son obtenidas por el método estudiado en el presente trabajo. La única diferencia es que el modelo de la simulación debe ser capaz de representar el límite de transferencia entre las dos regiones. En muchos casos estas restricciones no son importantes a causa de que el enlace es lo bastante grande como para permitir la transferencia de energía, la limitación concierne solamente la transferencia del pico de reserva en las horas de máxima demanda.

Las cargas  $D_1$  y  $D_2$  son representadas por su respectiva curva de duración de carga, esto es, ambos "picos" y "valles" se asume ocurren simultáneamente. Esta hipótesis es de comportamiento pesimista pero evita la representación embarazosa de correlación de cargas entre regiones.

El cálculo de la distribución de probabilidad de la capacidad de transferencia equivalente no es simple y usualmente requiere estudios eléctricos con el actual sistema y unir líneas entre regiones (1).

La LOLP en cada sistema depende de la política de interconexión, la cual determina cual es la potencia a ser transferida en caso de pérdida de carga. Posibles políticas incluyen un riesgo a compartir, en el cual las reservas son compartidas, o compartir la reserva, en la cual solamente las reservas positivas son compartidas, esto es, la carga en cada región tiene prioridad sobre los intercambios externos.

Los estudios de confiabilidad de sistemas interconectados requieren la evaluación de índices de la LOLP para cada región individual y para el sistema global. En el estudio que se

propone, estos valores pueden ser calculados para tres hipótesis de capacidad de las líneas:

1.  $IOLP_1$  : Sin interconexión,
2.  $IOLP_2$  : Capacidad de las líneas igual a una capacidad de -  
interconexión planeada (Interconexión limitada)
3.  $IOLP_3$  : Ilimitada y 100% confiable la interconexión'

En este estudio se podría dividir al SNI en dos o tres subsistemas, enlazados por medio de líneas de transmisión.

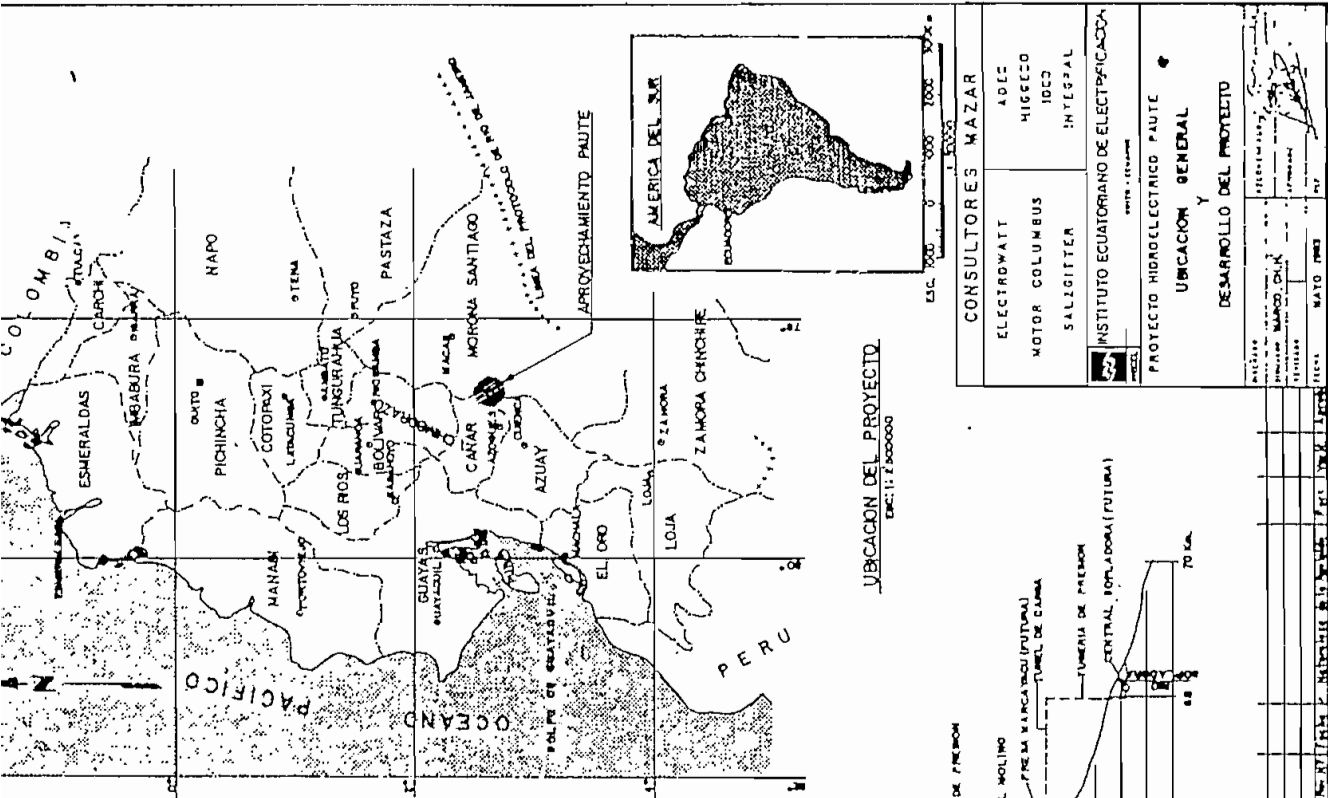
Para mayor información ver (1), (2) y (3).

## BIBLIOGRAFIA

### CAPITULO VI

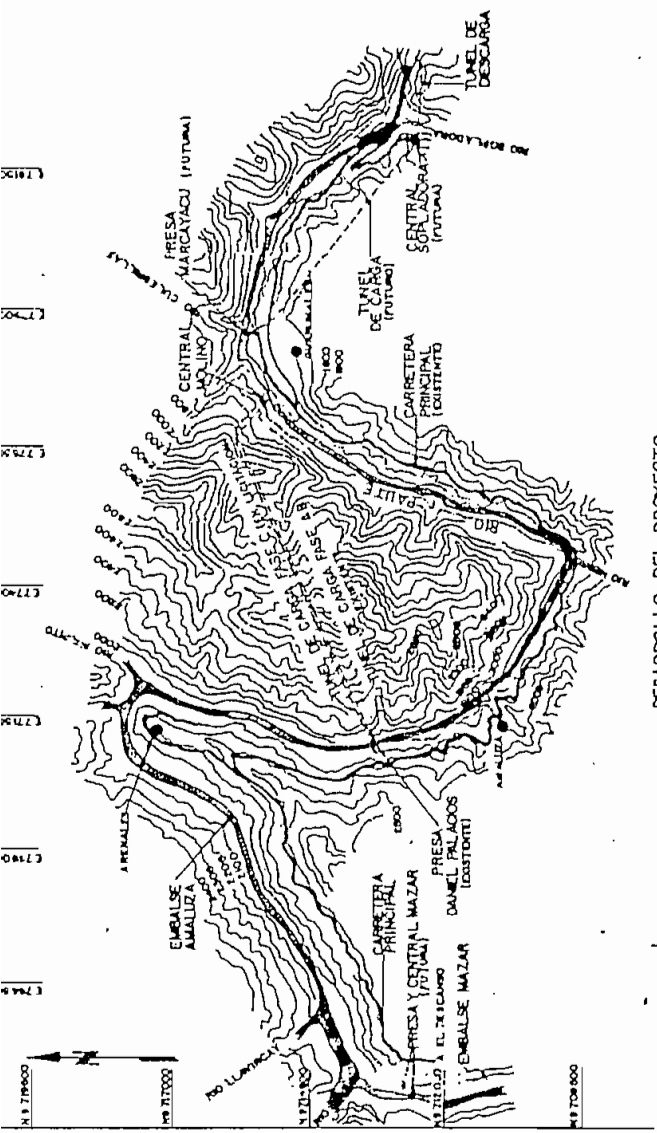
- (1) CUNHA, GOMEZ, OLIVEIRA, Reliability Evaluation in Hydrothermal Generating Systems, IEEE, Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol PAS-101, December 1982.
- (2) J.ENDRENYI, Reliability y Modeling in Electric Power Systems, John Wiley & Sons, New York,1978.
- (3) C,K, PANG, A.J.WOOD, Multi-Area Generating Systems Reliability Calculations, IEEE, Transactions on - Power Apparatus and Systems, Vol PAS-94,N22, March April 1975.
- (4) INECEL, Medidas para el Control de la Sedimentación en el Embalse Amaluza del Proyecto PAute, Informe para el BID, Noviembre 1985.

Desarrollo del Proyecto Paute, Ubicación del Proyecto (3).

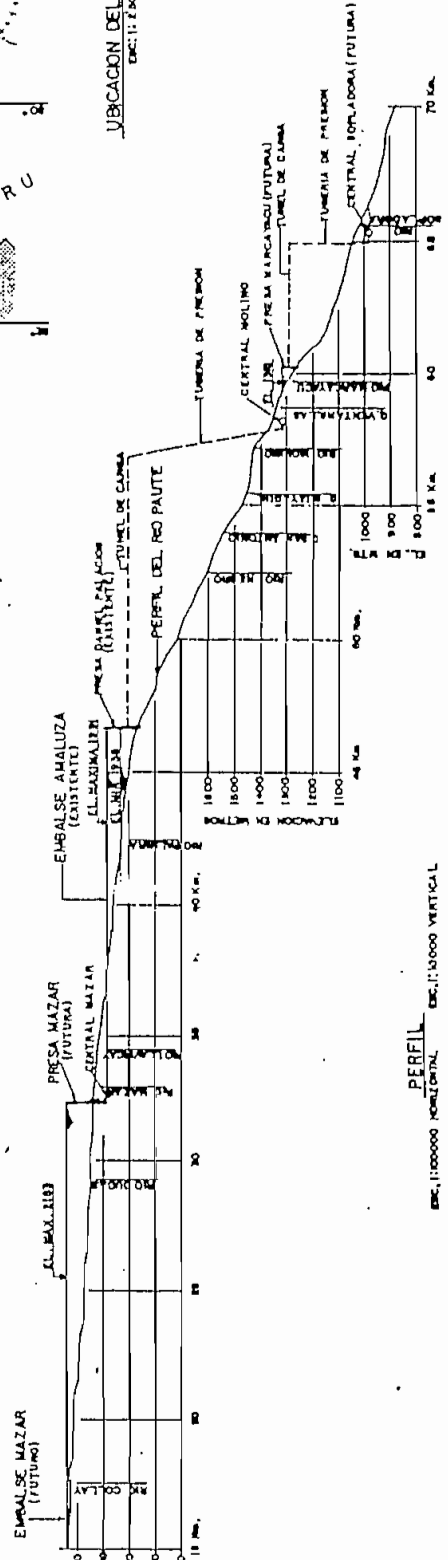


CONSULTORES MAZAR	
ELECTROWATT	ADIC
MOTOR COLUMBUS	HIGGECO
SALGITTER	INTEGAL
INSTITUTO ECUATORIANO DE ELECTRIFICACION INTELEC	
PROYECTO HIDROELECTRICO PAUTE	
UBICACION GENERAL	
DESARROLLO DEL PROYECTO	

UBICACION DEL PROYECTO  
Escala: 1:200000



DESARROLLO DEL PROYECTO  
PLANTA  
Escala: 1:50000



PERFIL  
Escala: 1:100000 Horizontal / 1:10000 Vertical

NOTA: DISTANCIAS UTMERIANAS REFERIDAS A LA LINEA CERRO EN EL PUENTE OCHT

PROYECTADO POR	INGENIERO MAZAR, S.A.
REVISADO POR	INGENIERO MAZAR, S.A.
APROBADO POR	INGENIERO MAZAR, S.A.
FECHA	MAYO 1983

LAMINA 2. ANEXO 1.

CARACTERISTICAS DE PAUTE MAZAR

TUBERIA DE PRESION		TRANSFORMADORES PRINCIPALES	
Tipo	Pozo blindado vertical con cámara de inspección y múltiple distribuidor	Número	Dos (2)
Altura	87,7 m.	Tipo	OFVP - Trifásico
Díámetro interior	4,97/3 m.	Potencia nominal	100.000 KVA
		Frecuencia nominal	60 Hz + 3 x 3,45 KV
		Voltaje Nominal A.T	138 KV - 1 x 3,45 KV
CASA DE MQUINAS			
Tipo	Subterránea		
Tamaño (l x h x a)	7x43x19 m.		
Túnel de acceso	144,16 x 7 x 10,0 m.		
Salida de emergencia	Pozo vertical		
Ascensor	400 Kg.		
CHIMENEAS DE EQUILIBRIO			
INTERIORES (2)			
Altura	76 m.		
Díámetro interior	7,8 m.		
CONDUCCION DE DESCARGA			
Túneles de descarga	Uno (1) por cada turbina		
Túnel común	De 151,9 m. de longitud y 7,5 m. de $\phi$ .		
TURBINAS			
Número	Dos (2)		
Tipo	Francis Eje Vertical		
Potencia	90 MW		
Cafda neta nominal	130 m.		
Velocidad específica	160,4 MS KM		
Velocidad de rotación	257 1/7 r.p.m.		
Caudal de diseño	71,8 m <sup>3</sup> /s		
VALVULAS			
Número	Dos (2)		
Tipo	Mariposa		
Díámetro nominal	3,3 m.		
Caudal nominal	72 m <sup>3</sup> /s		
PUENTE GRUA PRINCIPAL			
Capacidad	240 t.		
Luz	17,5 m.		
GENERADORES			
Número	Dos (2)		
Tipo	Eje Vertical		
Potencia de salida a velocidad y frecuencia nominal para:	100.000 KVA		
- Cos $\phi$ = 0,9 inductivo	100.000 KW		
- Cos $\phi$ = 1,00	13,8 KV		
Voltaje nominal	60 Hz		
Frecuencia nominal	257 1/7 r.p.m.		
Velocidad sincrónica	28		
Reemplazo a la potencia nominal	> 97,8%		
TUNEL DE OESVIO			
Longitud total	1.112,44 m.		
Díámetro interior	10,50 m.		
Compuerta deslizante	Una (1) de 4,80x10,50 m.		
Compuerta de ruedas	Una (1) de 4,80x10,50 m.		
EQUIPAMIENTO			
Nivel Máximo	2,153 m.s.n.m.		
Nivel mínimo de operación	2,098 m.s.n.m.		
Volumen Máximo	413 hm <sup>3</sup>		
Detector de Nivel	Flotador		
PRESA			
Tipo	De gravedad en hormigón		
Altura	164,5 m.		
Longitud al coronamiento	423 m.		
Volumen de hormigón	1'930.000 m <sup>3</sup>		
Volumen de excavación	2'030.000 m <sup>3</sup>		
Cuenca amortiguador	60 x 190 m.		
Túnel de acceso	523,70x4,50x4,00 m.		
Ascensor	400 Kg.		
VERTEDERO			
Tipo	Frontal con rápida sobre el paramento aguas abajo		
Compuertas radiales	Seis (6), de segmento de 10 x 14,18 m.		
Ancho	80 m.		
Capacidad	6000 m <sup>3</sup> /s		
Grúa portal	2x6,0 t.		
DESAGUE DE FONDO			
Díámetro	2x2,1 m.		
Caudal	170 m <sup>3</sup> /s		
Compuerta auxiliar	Una (1) de 4,4x5,0 m.		
Compuertas deslizantes	Cuatro (4) de 1,35x2,10 m.		
Puente Grúa	10 t.		
Longitud de conducto blindado	Aprox. 2x101 m.		
Longitud de canal blindado	Aprox. 2x35,6 m.		
TOMA DE AGUA			
Tipo	Conducto rectangular de 4x8 m.		
Caudal	151,6 m <sup>3</sup> /s		
Reja	Una (1) de 12x17 m. de inclinación negativa 5:1		
Compuerta de mantenimiento.	Una (1) de 3x6,10 m.		
Compuerta de servicio	Una (1) de 3x6,10 m.		
TUNEL DE CARGA			
Tipo	A baja presión revestido de hormigón		
Díámetro interior	6,10 m.		
Longitud total	427,8 m.		
CHIMENEA DE EQUILIBRIO SUPERIOR			
Tipo	Subterránea con cámara de expansión de 60 m.		
Altura	78,7 m.		
Díámetro Interior	12,0 m.		
EQUIPOS - SALIDA DE LINEAS			
Voltaje nominal	138 KV		
L/Th. a Cuenca	Dos (2) de 60 Km.		
L/Th. a Molino*	Dos (2) de 30 Km.		
PRODUCCION DE ENERGIA			
Energía Primaria	498 Gwh/año		
Energía Secundaria	409 Gwh/año		

# PROYECTO HIDROELECTRICO PAUTE ETAPA I

## CARACTERISTICAS

### EMBALSE

ELEVACION NIVEL NORMAL MAXIMO — 1,991 m.s.n.m.  
 VOLUMEN TOTAL — 120,000,000 m<sup>3</sup>  
 ALMACENAMIENTO UTIL — 100,000,000 m<sup>3</sup>  
**PRESA**  
 TIPO EN ARCO — GRAVEDAD  
 VOLUMEN DE HORMIGON — 1,200,000 m<sup>3</sup>  
 ALTURA — 170 m  
 ELEVACION DE LA CIMA — 1,994 m.s.n.m.  
 LONGITUD DE LA CIMA — 400 m  
 CAPACIDAD DEL VERTICEDERO — 7,724 m<sup>3</sup>/s

### TUNEL DE DESVIO

LONGITUD — 390 m  
 SECCION BAUL — 12 m  
 CAPACIDAD — 2,200 m<sup>3</sup>/seg

### ATAGUJAS PARA CONSTRUCCION

AGUAS ARRIBA (Activa) — 41 m  
 AGUAS ABAJO (Activa) — 10 m

### TUNEL DE CARGA

LONGITUD — 6,070 m  
 DIAMETRO (Rovillido) — 5 m  
 DESCARGA MAXIMA — 100 m<sup>3</sup>/s

### CHIMENEA DE EQUILIBRIO

ALTURA TOTAL — 170 m  
 DIAMETRO DEL POZO — 7 m  
 DIAMETRO ORIFICIO RESTRINGIDO — 2,3 m

### TUBERIA DE PRESION

LONGITUD — 860 m  
 LONGITUD TRAMO MORTE SUPERIOR — 40 m  
 LONGITUD TRAMO INCLINADO — 820 m  
 INCLINACION CON LA HORIZONTAL — 4.3°  
 DIAMETRO DE BLINDAJE DE ACERO — 3.75 m

### DISTRIBUIDOR

NUMERO DE RAMALES — 5  
 DIAMETRO DE RAMALES — 1,68 m  
 LONGITUD — 96,10 m

### CASA DE MAQUINAS

ELEVACION EJE DE TURBINAS — 1,323 m.s.n.m.  
 ANCHO — 23 m  
 LONGITUD — 123 m  
 ALTO — 42 m

### ACCESO A CASA DE MAQUINAS

EN TUNEL — 198 m  
 SECCION — 7,5 alta x 7 m ancho

### TUNEL DE DESCARGA

TUNEL PRINCIPAL  
 DESCARGA MAXIMA — 100 m<sup>3</sup>/s  
 LONGITUD — 280 m  
 SECCION — 8 m alto x 6,47 m ancho  
 PENDIENTE — 0,3 %  
 TUNELES DE DESCARGA (Unidades) — 5  
 LONGITUD TOTAL — 130 m  
 SECCION — 8,30 m alta x 5 m ancho

### TURBINAS

NUMERO DE UNIDADES — 5  
 TIPO PELTON, CUE VERTICAL POTENCIA CON  
 CAIDA DE 630 m — 116,000 Kw  
 NIVEL DEL ROTOR — EL 1,323

### GENERADORES

NUMERO DE UNIDADES — 5  
 POTENCIA NOMINAL POR UNIDAD — 11/127 MVA  
 FACTOR DE POTENCIA — 0,90  
 VOLTAJE NOMINAL — 13,8 KV  
 FRECUENCIA — 60 ciclos  
 VELOCIDAD NOMINAL — 360 r.p.m.

### TRANSFORMADORES DE ELEVACION

NUMERO DE UNIDADES — 5  
 CAPACIDAD POR UNIDAD — 114 / 127 MVA  
 NUMERO DE FASES — 3  
 NUMERO DE DEVANADOS — 2  
 RELACION DE TRANSFORMACION — 13,8 Kv a 138 Kv  
 TIPO ENFRIAMIENTO — F.O.W.

### PATIO DE MANIOBRAS

ELEVACION — 1520 m.s.n.m.  
 LINEAS DE SALIDA A CUENCA — 2 de 138 KV,  
 LINEAS AL S.N.T. — 4 de 230 KV,  
 RELACION DE TRANSFORMACION DE AUTOTRANS-  
 FORMADORES — 138 a 230 KV  
 NUMERO DE BANCOS — 2  
 CAPACIDAD POR BANCO — 22,5/300/375 MVA

### CAMPAMENTOS

PRINCIPAL (Zona Cera de Mecolinas) — GUARUMALES  
 ZONA PRESA — AMALUZA  
 POBLACION APROXIMADA — 4,000 HAB  
 INCLUYE: — ESCUELA, HOSPITAL, COMISARIATO

### CAMINO DE ACCESO AL SITIO DE OBRAS

1.—TRES PALMAS-ARENALES — SITIO PRESA  
 LONGITUD — 8 Km  
 ANCHO — 5 m  
 PENDIENTE (MAXIMA) — 12 %

2.—AMALUZA — RIO PAUTE — SITIO PRESA  
 LONGITUD — 3 Km  
 ANCHO — 6 m  
 PENDIENTE (MAXIMA) — 12 %

### 3.—PUENTE GUARUMALES — PATIO MANIOBRAS

LONGITUD — 2,5 Km  
 ANCHO — 6 m  
 PENDIENTE (MAXIMA) — 12 %

4.—PATIO DE MANIOBRAS — TUNEL DE CARGA  
 LONGITUD — 2,2 Km  
 ANCHO — 6 m  
 PENDIENTE (MAXIMA) — 12 %

INSTITUTO ECUATORIANO DE ELECTRICIDAD	
MATERIA: ...	
PROYECTO PAUTE - PRIMERA ETAPA	
CARACTERISTICAS	
... ..	... ..
... ..	... ..
... ..	... ..
... ..	... ..

NOTA: ESTE GRUPO DE LAMINAS CONTIENE LOS VALORES DE LAS FUNCIONES CORRESPONDIENTES A LAS CURVAS COTA-AREA Y COTA-VOLUMEN

NOTA: Este calculo se realiza considerando las siguientes funciones:

CURVA POTENCIAL:  $Y=A*X^B$   
 CURVA LOGARITMICA:  $Y=A+B*(LN X)$   
 CURVA EXPONENCIAL:  $Y=A*EXP(B*X)$   
 CURVA LINEAL:  $Y=A+B*X$

En primer lugar tenemos las curvas COTA-AREA

$X = [m]$        $Y = [Km^2]$       COTA =  $[m.s.n.m.]$

EMBALSE MAZAR .

HRIO = 2005 m.s.n.m.

X	Y	COTA
155.0	10.1	2160.00
145.0	8.7	2150.00
135.0	7.4	2140.00
120.0	6.2	2130.00
115.0	5.7	2125.00
110.0	5.1	2120.00
105.0	4.2	2110.00
95.0	3.3	2100.00
85.0	2.6	2090.00
75.0	2.0	2080.00
70.0	1.7	2075.00
65.0	1.4	2070.00
55.0	1.0	2060.00
45.0	0.6	2050.00
35.0	0.3	2040.00
25.0	0.2	2030.00
20.0	0.1	2025.00
15.0	0.1	2020.00
5.0	0.0	2010.00
0.0	0.0	2005.00

#### CURVA POTENCIAL

COEFICIENTE DE DETERMINACION R= 0.9936563338  
 COEFICIENTE A= 0.00014182  
 COEFICIENTE B= 2.21720852

#### CURVA LOGARITMICA

COEFICIENTE DE DETERMINACION R= 0.6035336345  
 COEFICIENTE A= -7.89099844  
 COEFICIENTE B= 2.71957769

## CURVA EXPONENCIAL

COEFICIENTE DE DETERMINACION R= 0,8324147237  
 COEFICIENTE A= 0,05356229  
 COEFICIENTE B= 0,03998426

## CURVA LINEAL

COEFICIENTE DE DETERMINACION R= 0,9141516540  
 COEFICIENTE A= -1,92457006  
 COEFICIENTE B= 0,06594632

EMBALSE AMALUZA

HRIO = 1855 m.s.n.m.

X	Y	COTA
145,0	3,5	2000,00
135,0	3,0	1990,00
125,0	2,5	1980,00
115,0	2,1	1970,00
105,0	1,6	1960,00
95,0	1,3	1950,00
85,0	0,9	1940,00
75,0	0,7	1930,00
65,0	0,5	1920,00
55,0	0,3	1910,00
45,0	0,2	1900,00
35,0	0,1	1890,00
25,0	0,1	1880,00
15,0	0,0	1870,00
0,0	0,0	1855,0

## CURVA POTENCIAL

COEFICIENTE DE DETERMINACION R= 0,9589810569  
 COEFICIENTE A= 0,00000732  
 COEFICIENTE B= 2,65225401

## CURVA LOGARITHICA

COEFICIENTE DE DETERMINACION R= 0,6986606670  
 COEFICIENTE A= -4,84120129  
 COEFICIENTE B= 1,43615652

## CURVA EXPONENCIAL

COEFICIENTE DE DETERMINACION R= 0,8316966467  
 COEFICIENTE A= 0,02075351  
 COEFICIENTE B= 0,04008688



## CURVA LINEAL

COEFICIENTE DE DETERMINACION R= 0,9147150637  
 COEFICIENTE A= -0,93330551  
 COEFICIENTE B= 0,02666989

EMBALSE SOPLADORA

HRIO = 1254 m.s.n.m.

X	Y	COTA
66,0	16,0	1320,00
61,0	14,3	1315,00
51,0	11,5	1305,00
41,0	8,6	1295,00
31,0	6,2	1285,00
21,0	4,2	1275,00
11,0	2,8	1265,00
0,0	0,0	1254,00

## CURVA POTENCIAL

COEFICIENTE DE DETERMINACION R= 0,9784426904  
 COEFICIENTE A= 0,22584484  
 COEFICIENTE B= 0,99634323

## CURVA LOGARITMICA

COEFICIENTE DE DETERMINACION R= 0,8733480627  
 COEFICIENTE A= -16,85839746  
 COEFICIENTE B= 7,31634820

## CURVA EXPONENCIAL

COEFICIENTE DE DETERMINACION R= 0,9870767373  
 COEFICIENTE A= 2,17631916  
 COEFICIENTE B= 0,03146370

## CURVA LINEAL

COEFICIENTE DE DETERMINACION R= 0,9864721503  
 COEFICIENTE A= -0,76317318  
 COEFICIENTE B= 0,24447592

A continuacion tenemos las curvas COTA-VOLUMEN

X = [m]            Y = [m<sup>3</sup>]            COTA = [m, s, n, m]

EMBALSE MAZAR

X	Y	COTA
155.0	479.7	2160.00
145.0	385.9	2150.00
135.0	305.7	2140.00
120.0	237.9	2130.00
115.0	208.3	2125.00
110.0	181.3	2120.00
105.0	134.8	2110.00
95.0	97.3	2100.00
85.0	67.7	2090.00
75.0	45.0	2080.00
70.0	35.9	2075.00
65.0	28.2	2070.00
55.0	16.4	2060.00
45.0	8.5	2050.00
35.0	3.8	2040.00
25.0	1.3	2030.00
20.0	0.6	2025.00
15.0	0.2	2020.00
5.0	0.0	2010.00
0.0	0.0	2005.00

CURVA POTENCIAL

COEFICIENTE DE DETERMINACION R= 0.9996936623  
 COEFICIENTE A= 0.00003434  
 COEFICIENTE B= 3.26881132

CURVA LOGARITMICA

COEFICIENTE DE DETERMINACION R= 0.4856746254  
 COEFICIENTE A= -336.70298119  
 COEFICIENTE B= 111.49968816

CURVA EXPONENCIAL

COEFICIENTE DE DETERMINACION R= 0.8420478586  
 COEFICIENTE A= 0.21369908  
 COEFICIENTE B= 0.05910926

## CURVA LINEAL

COEFICIENTE DE DETERMINACION R= 0,8186977922  
 COEFICIENTE A= -103,61910758  
 COEFICIENTE B= 2,85228872

## EMBALSE AMALUZA

X	Y	COTA
145,0	150,0	2000,00
135,0	117,5	1990,00
125,0	90,0	1980,00
115,0	67,5	1970,00
105,0	48,5	1960,00
95,0	34,0	1950,00
85,0	23,5	1940,00
75,0	15,0	1930,00
65,0	9,0	1920,00
55,0	5,0	1910,00
45,0	3,5	1900,00
35,0	2,0	1890,00
25,0	1,0	1880,00
15,0	0,5	1870,00
0,0	0,0	1855,00

## CURVA POTENCIAL

COEFICIENTE DE DETERMINACION R= 0,9711995917  
 COEFICIENTE A= 0,00019008  
 COEFICIENTE B= 2,66197467

## CURVA LOGARITMICA

COEFICIENTE DE DETERMINACION R= 0,5790780534  
 COEFICIENTE A= -187,53639629  
 COEFICIENTE B= 54,20783962

## CURVA EXPONENCIAL

COEFICIENTE DE DETERMINACION R= 0,9789116445  
 COEFICIENTE A= 0,43178269  
 COEFICIENTE B= 0,04337416

## CURVA LINEAL

COEFICIENTE DE DETERMINACION R= 0,8208783981  
 COEFICIENTE A= -43,29780220  
 COEFICIENTE B= 1,04747253

## EMBALSE SOPLADORA

X	Y	COTA
66,0	4,9	1320,00
61,0	4,0	1315,00
51,0	2,9	1305,00
41,0	1,8	1295,00
31,0	1,0	1285,00
21,0	0,5	1275,00
11,0	0,2	1265,00
0,0	0,0	1254,00

## CURVA POTENCIAL

COEFICIENTE DE DETERMINACION R= 0,9973080469  
 COEFICIENTE A= 0,00199322  
 COEFICIENTE B= 1,84541353

## CURVA LOGARITMICA

COEFICIENTE DE DETERMINACION R= 0,8070237770  
 COEFICIENTE A= -6,66545098  
 COEFICIENTE B= 2,49525995

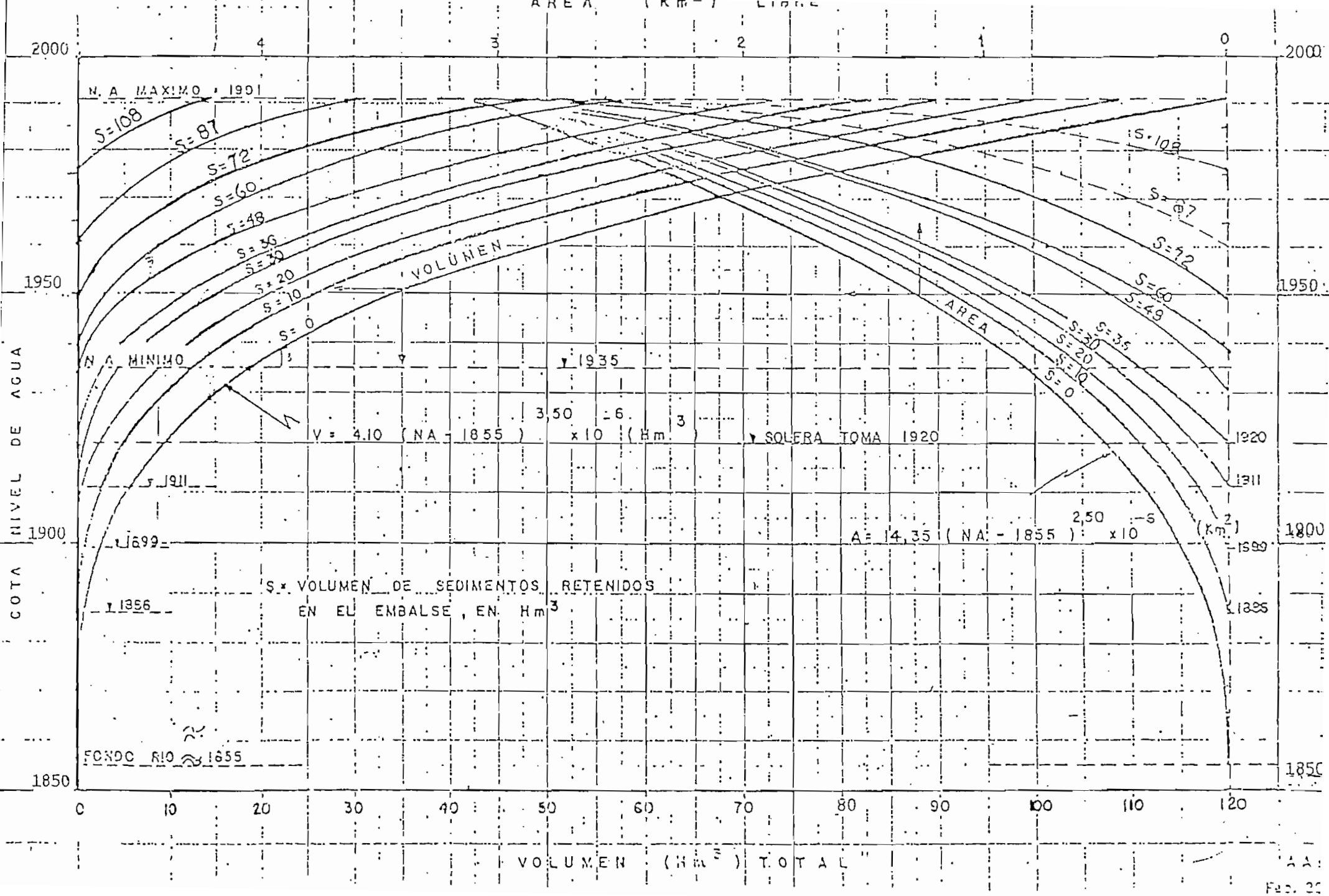
## CURVA EXPONENCIAL

COEFICIENTE DE DETERMINACION R= 0,9611481245  
 COEFICIENTE A= 0,13963242  
 COEFICIENTE B= 0,05695963

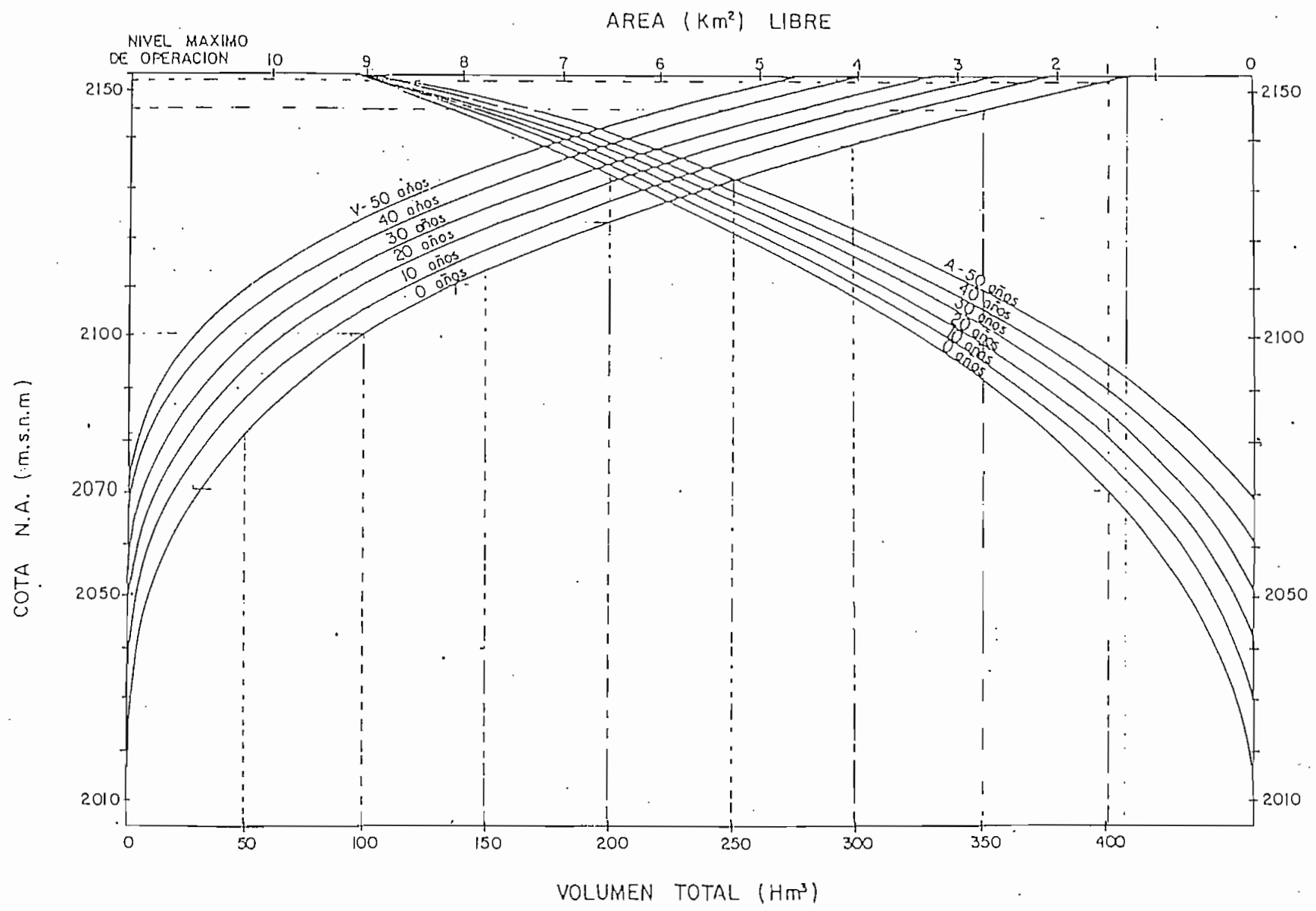
## CURVA LINEAL

COEFICIENTE DE DETERMINACION R= 0,9552510621  
 COEFICIENTE A= -1,25569390  
 COEFICIENTE B= 0,08535410





CURVAS - AREA - ALTURA - VOLUMEN



NO	CONSUMO TOTAL DE ENERGIA (Gwh)	CONSUMO DE ENERGIA DE SUSTITUCION (Gwh)	CONSUMO DE ENERGIA ELECTRICA (Gwh)	AUTOPRODUC-TORES (%)	AUTOPRODUC-TORES (Gwh)	CONSUMO S.PUBLICO (Gwh)	FACTOR DE PERDIDAS (%)	GENERACION S.PUBLICO (Gwh)	FACTOR DE CARGA (%)	D. MAXIMA S. PUBLICO (MW)
84	3867	-	3867	8.01	310	3557	16.0	4235	59.5	812
85	4095	-	4095	7.80	319	3776	15.6	4473	59.4	860
86	4321	-	4321	7.50	324	3997	15.3	4719	59.1	912
87	4565	-	4565	7.19	328	4237	14.9	4979	58.5	972
88	4834	-	4834	6.90	334	4500	14.5	5264	57.9	1038
89	5136	-	5136	6.60	339	4797	14.2	5591	57.5	1110
90	5457	1	5456	6.30	344	5112	13.8	5931	57.3	1181
91	5817	35	5782	6.11	353	5429	13.5	6276	57.1	1255
92	6213	67	6146	5.80	356	5790	13.1	6662	57.2	1330
93	6654	97	6557	5.50	361	6196	12.7	7098	57.4	1412
94	7132	136	6996	5.20	364	6632	12.4	7571	57.5	1503
95	7678	171	7507	4.90	368	7139	12.0	8113	57.7	1605
96	8285	202	8083	4.60	372	7711	12.0	8763	57.8	1731
97	8959	229	8730	4.30	375	8355	12.0	9494	58.0	1869
98	9702	250	9452	4.10	388	9064	12.0	10301	58.2	2020
99	10521	262	10259	3.90	400	9859	12.0	11203	58.3	2194
00	11420	266	11154	3.70	413	10741	12.0	12206	58.5	2382
01	12407	258	12149	3.50	425	11724	12.0	13322	58.6	2595
02	13488	238	13250	3.50	464	12786	12.0	14530	58.8	2821
03	14671	200	14471	3.50	510	14051	12.0	15967	58.9	3095
04	15965	267	15698	3.50	549	15149	12.0	17214	59.1	3325
05	17379	335	17044	3.50	597	16447	12.0	18690	59.2	3604
06	18924	403	18521	3.50	648	17873	12.0	20310	59.4	3903
07	20611	470	20141	3.50	705	19436	12.0	22086	59.5	4237
08	22452	358	22094	3.50	767	21147	12.0	24031	59.7	4595
09	24461	605	23856	3.50	835	23021	12.0	26160	59.8	4994
10	26653	672	25981	3.50	909	25072	12.0	28491	60.0	5421



AÑO	CONSUMO TOTAL DE ENERGIA (Gwh)	CONSUMO DE ENERGIA DE SUSTITUCION (Gwh)	CONSUMO ENERGIA ELECTRICA (Gwh)	AUTO- PRODUCTORES (%)	AUTO- PRODUCTORES (GWh)	CONSUMO S.PUBLICO (Gwh)	FACTOR DE PERDIDAS (%)	GENERACION S. PUBLICO (Gwh)	FACTOR DE CARGA (%)	D.MAXIMA S.PUBLICO (MW)
1984	3867	-	3867	8.01	310	3557	16.0	4235	59.5	812
1985	4091	-	4091	7.80	319	3772	15.6	4469	59.4	859
1986	4315	-	4315	7.50	324	3991	15.3	4712	59.1	910
1987	4555	-	4555	7.19	328	4227	14.9	4968	58.5	969
1988	4804	-	4804	6.90	331	4473	14.5	5231	57.9	1031
1989	5054	-	5054	6.60	334	4720	14.2	5502	57.5	1092
1990	5322	1	5321	6.30	335	4986	13.8	5784	57.3	1152
1991	5609	35	5574	6.11	341	5233	13.5	6050	57.1	1210
1992	5915	67	5848	5.80	339	5509	13.1	6339	57.2	1265
1993	6240	97	6143	5.50	338	5805	12.7	6650	57.4	1322
1994	6590	136	6454	5.20	336	6118	12.4	6984	57.5	1387
1995	6967	171	6796	4.90	333	6463	12.0	7344	57.7	1453
1996	7376	202	7174	4.60	330	6844	12.0	7777	57.8	1536
1997	7819	229	7590	4.30	326	7264	12.0	8254	58.0	1625
1998	8296	250	8046	4.10	330	7716	12.0	8768	58.2	1720
1999	8810	262	8548	3.90	333	8215	12.0	9335	58.3	1828
2000	9361	266	9095	3.70	337	8758	12.0	9953	58.5	1942
2001	9951	258	9693	3.50	339	9354	12.0	10629	58.6	2071
2002	10583	238	10345	3.50	362	9983	12.0	11344	58.8	2202
2003	11259	200	11059	3.50	387	10672	12.0	12127	58.9	2305
2004	11981	267	11714	3.50	410	11304	12.0	12845	59.1	2481
2005	12752	335	12417	3.50	435	11982	12.0	13616	59.2	2626
2006	13575	403	13172	3.50	461	12711	12.0	14444	59.4	2776
2007	14452	470	13982	3.50	489	13493	12.0	15333	59.5	2942
2008	15389	358	15031	3.50	526	14505	12.0	16483	59.7	3152
2009	16387	605	15782	3.50	552	15230	12.0	17306	59.8	3304
2010	17452	672	16780	3.50	587	16193	12.0	18401	60.0	3501

AÑO	CONSUMO TOTAL DE ENERGIA (GWh)	CONSUMO DE ENERGIA DE SUSTITUCION (GWh)	CONSUMO ENERGIA ELECTRICA (GWh)	AUTOPRO- DUCTORES (%)	AUTOPRO- DUCTORES (GWh)	CONSUMO S. PUBLICO (GWh)	FACTOR DE PERDIDAS (%)	GENERACION S. PUBLICO (GWh)	FACTOR DE CARGA (%)	D. MAXIMA S. PUBLICO (MW)
1984	3867	-	3867	8.01	310	3557	16.0	4235	59.5	812
1985	4091	-	4091	7.80	319	3772	15.6	4469	59.4	859
1986	4304	-	4304	7.50	323	3981	15.3	4700	59.1	908
1987	4528	-	4528	7.19	326	4202	14.9	4938	58.5	964
1988	4754	-	4754	6.90	328	4426	14.5	5177	57.9	1021
1989	4987	-	4987	6.60	329	4658	14.2	5429	57.5	1078
1990	5232	1	5231	6.30	330	4901	13.8	5686	57.3	1133
1991	5477	35	5442	6.11	333	5109	13.5	5907	57.1	1181
1992	5735	67	5668	5.80	329	5339	13.1	6144	57.2	1226
1993	5993	97	5896	5.50	324	5572	12.7	6382	57.4	1269
1994	6263	136	6127	5.20	319	5808	12.4	6631	57.4	1316
1995	6538	171	6367	4.90	312	6055	12.0	6881	57.7	1361
1996	6825	202	6623	4.60	305	6318	12.0	7180	57.8	1418
1997	7123	229	6894	4.30	296	6598	12.0	7497	58.0	1476
1998	7436	250	7186	4.10	295	6891	12.0	7831	58.2	1536
1999	7766	262	7504	3.90	293	7211	12.0	8195	58.3	1605
2000	8111	266	7845	3.70	290	7555	12.0	8585	58.5	1675
2001	8474	258	8216	3.50	288	7928	12.0	9010	58.6	1755
2002	8854	238	8616	3.50	302	8314	12.0	9448	58.8	1834
2003	9253	200	9053	3.50	317	8736	12.0	9927	58.9	1924
2004	9670	267	9403	3.50	329	9074	12.0	10311	59.1	1992
2005	10107	335	9772	3.50	342	9430	12.0	10716	59.2	2066
2006	10565	403	10162	3.50	356	9806	12.0	11144	59.4	2142
2007	11043	470	10573	3.50	370	10203	12.0	11594	59.5	2224
2008	11544	358	11186	3.50	392	10794	12.0	12266	59.7	2346
2009	12068	605	11463	3.50	401	11062	12.0	12570	59.8	2400
2010	12616	672	11944	3.50	418	11526	12.0	13098	60.0	2492



caudales afluentes a amaluza

CON MAZAR

AÑO	CAUDALES AFLUENTES EN M3/S					D.PALACIOS			CON MAZAR				
	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	
1943	122.6	118.3	121.8	106.9	137.8	144.0	155.5	148.3	124.5	110.8	119.4	115.9	127.3
1944	124.5	115.6	116.1	127.2	144.5	148.5	138.6	146.4	97.4	85.1	74.6	72.9	115.5
1945	72.8	76.5	91.5	124.7	128.5	129.7	139.3	113.9	97.3	92.7	78.4	73.9	106.4
1946	99.9	105.3	90.1	124.1	129.3	132.3	122.4	110.1	82.6	85.5	77.8	72.8	132.9
1947	88.5	101.1	88.1	118.9	163.9	273.2	219.5	186.1	133.6	137.3	98.4	90.5	141.5
1948	108.7	99.3	97.1	121.3	128.0	134.4	147.3	131.9	96.3	105.6	97.2	89.8	113.5
1949	108.6	106.4	95.0	120.0	140.5	149.3	171.5	169.9	136.4	102.4	95.4	97.3	124.5
1950	113.6	113.3	111.7	118.3	122.8	135.6	150.2	127.6	101.7	128.0	87.0	89.4	117.0
1951	115.3	114.5	116.0	121.9	139.4	150.3	159.8	148.0	119.8	106.4	129.3	128.8	130.1
1952	132.1	125.6	122.5	131.6	137.3	140.4	218.0	186.6	144.3	101.1	100.3	103.8	137.5
1953	113.0	114.0	118.1	111.7	147.0	155.7	197.5	164.7	132.6	110.4	102.5	115.0	132.1
1954	117.1	99.6	87.7	127.7	115.1	129.8	119.5	117.7	97.7	128.5	78.8	73.7	107.8
1955	100.3	94.8	97.5	129.5	124.7	138.2	150.3	146.0	98.6	92.2	89.8	96.2	113.3
1956	105.1	114.8	130.3	130.0	140.0	174.2	197.7	157.3	134.0	121.6	77.3	72.2	130.1
1957	79.6	95.4	85.0	120.1	141.0	149.2	160.5	158.3	126.1	98.0	83.3	90.2	114.8
1958	98.2	119.4	122.3	121.1	139.3	139.6	123.2	136.8	93.3	84.3	82.2	99.0	113.1
1959	103.6	107.2	101.3	123.2	129.8	154.4	195.8	180.0	106.6	97.2	112.2	123.1	128.1
1960	120.5	116.0	116.5	115.9	118.9	131.1	128.3	100.6	90.4	76.3	78.2	76.7	106.0
1961	75.5	73.1	71.8	109.0	154.7	246.0	233.1	196.8	141.2	119.5	89.8	92.3	134.0
1962	117.2	112.7	113.5	142.8	135.7	149.4	142.2	111.0	96.8	91.2	78.9	76.1	113.9
1963	118.9	109.5	117.9	147.9	123.9	138.5	136.2	100.5	54.1	118.0	83.9	90.6	112.6
1964	126.2	76.7	75.5	120.5	131.3	222.5	174.2	172.7	187.1	87.1	77.9	75.6	127.6
1965	76.3	75.1	77.7	90.6	137.0	179.1	185.6	146.1	120.9	102.8	128.2	108.0	118.7
1966	126.0	117.8	126.0	113.4	88.5	85.6	95.7	99.8	87.9	85.3	73.5	74.3	97.7
1967	85.8	76.6	73.9	83.8	131.7	142.6	234.8	199.9	103.5	115.5	80.7	86.9	115.9
1968	109.0	66.3	100.1	93.6	74.8	90.8	167.1	133.0	90.1	114.3	74.4	66.0	98.8
1969	68.9	85.7	78.3	132.9	115.1	110.8	138.6	147.9	106.0	75.6	95.5	127.9	107.2
1970	126.1	144.9	147.6	167.4	174.0	363.6	162.4	216.0	152.3	108.7	120.2	128.8	153.4
1971	119.7	116.4	142.7	135.2	125.1	147.2	185.7	174.0	159.8	126.0	81.9	92.1	134.9
1972	128.4	120.1	115.0	130.6	138.3	153.0	182.5	151.6	114.6	99.7	128.8	99.9	130.5
1973	128.5	126.6	116.8	130.0	134.0	135.6	148.4	159.2	144.7	52.5	87.1	74.6	122.3
1974	77.0	129.1	109.3	83.5	143.9	128.0	189.5	159.2	187.1	181.4	127.6	123.6	136.7
1975	120.5	110.2	141.7	118.1	144.1	308.4	215.2	246.5	123.7	136.6	121.4	78.2	155.7
1976	100.8	90.0	83.3	138.6	200.2	279.4	291.9	221.6	120.1	77.1	84.6	83.4	147.5
1977	77.3	115.3	124.5	136.0	126.5	157.0	161.7	149.7	111.0	110.6	72.7	80.6	118.6
1978	79.5	97.5	122.9	166.9	173.4	262.0	203.7	191.8	138.3	175.8	71.3	71.1	146.5

## CAUDALES AFLUENTES A MAZAR

251305000N MAZAR-6	1943	1978	1991	4523.6	1991	02350	5783520	1381000Y				
36	1943	1978	1991	M3/S	1991	02350	5783520	1381000Y				
							CAUDAL	MENSUAL				
1943	65.2	81.6	86.4	93.0	104.2	122.7	127.7	107.3	94.9	77.8	77.2	64.9
1944	75.3	68.1	68.5	106.2	122.5	119.7	115.8	98.1	79.5	63.3	34.6	25.8
1945	34.0	44.5	60.0	98.7	97.5	95.7	119.1	93.2	97.1	59.7	45.6	46.3
1946	48.5	54.3	57.1	87.2	102.5	103.6	107.0	91.7	80.7	67.5	45.0	34.3
1947	44.0	52.8	57.1	87.1	171.0	226.5	163.8	131.2	58.0	95.5	59.6	43.0
1948	54.1	50.7	63.1	94.4	98.7	107.5	124.4	162.7	87.1	81.5	58.9	43.7
1949	52.1	54.1	60.9	93.0	122.9	136.9	142.3	121.1	100.8	72.0	58.4	48.4
1950	61.0	66.0	70.0	90.0	90.9	115.9	121.4	162.4	92.5	93.5	52.3	41.3
1951	60.0	65.2	81.9	100.6	112.8	130.5	138.1	165.5	92.1	75.2	92.9	89.9
1952	38.7	74.0	74.4	104.5	101.2	104.3	170.8	134.1	116.0	71.3	63.0	52.1
1953	59.7	67.2	92.0	100.1	121.9	145.7	145.5	115.4	54.1	78.5	63.0	61.4
1954	65.7	51.0	55.6	103.0	75.2	95.0	114.1	99.1	90.4	95.8	44.8	29.9
1955	45.9	48.1	63.6	105.1	89.5	118.7	125.6	104.4	58.9	70.9	54.3	46.1
1956	56.8	78.6	115.5	105.7	102.5	151.8	136.7	112.2	97.3	85.2	44.1	29.9
1957	36.9	47.5	54.8	92.2	123.6	137.2	135.7	110.8	89.3	63.7	50.4	40.4
1958	51.3	74.8	97.6	92.5	109.8	107.8	88.2	110.9	90.2	61.8	54.0	48.2
1959	54.8	56.9	67.1	95.8	132.3	161.4	153.6	127.3	84.7	69.3	70.8	65.8
1960	73.8	79.2	74.4	84.4	79.1	101.4	116.3	84.8	71.3	48.1	46.2	38.3
1961	49.3	38.4	45.5	97.2	151.1	219.7	171.5	140.8	99.5	84.3	54.2	43.7
1962	63.6	62.3	74.2	118.6	105.3	135.2	91.8	76.3	78.1	74.6	46.8	36.3
1963	39.4	63.9	83.1	126.2	83.9	114.3	95.0	57.9	32.5	69.3	62.7	105.4
1964	64.2	39.2	51.6	106.6	138.5	190.5	115.6	129.7	149.6	62.3	46.0	25.9
1965	31.1	29.6	41.8	73.5	127.0	175.9	135.5	90.5	97.7	71.9	96.9	44.4
1966	38.4	56.6	71.1	80.8	59.6	68.8	90.8	91.0	62.5	56.7	30.1	32.5
1967	52.5	54.7	45.9	67.1	126.6	125.6	174.3	143.7	77.1	82.9	48.2	40.8
1968	60.0	23.3	72.7	74.3	47.7	73.5	179.4	101.7	77.3	86.9	43.6	28.3
1969	26.9	55.8	47.4	144.2	80.0	125.2	111.3	113.9	87.9	49.5	69.7	86.0
1970	78.4	145.7	164.8	116.1	118.3	208.4	117.5	146.3	115.0	72.0	72.2	75.3
1971	57.4	75.4	132.0	107.9	71.5	112.5	154.1	116.5	117.7	83.9	46.5	39.6
1972	93.6	66.8	77.9	92.9	102.7	121.5	170.8	89.2	103.2	75.2	81.0	56.8
1973	78.4	96.2	72.5	105.2	101.8	97.3	124.3	128.3	103.6	52.9	50.5	32.1
1974	34.6	38.3	68.3	51.3	127.7	85.4	178.5	108.4	124.8	138.2	84.7	81.0
1975	61.8	71.8	123.7	90.3	129.3	227.3	156.3	177.8	90.9	101.3	81.7	39.6
1976	28.3	30.0	59.3	151.2	179.7	197.9	235.1	159.4	85.2	43.3	54.6	44.4
1977	35.8	77.1	95.1	127.6	71.6	147.1	111.3	80.3	94.1	76.4	55.3	43.4
1978	30.0	48.8	96.1	155.8	120.5	192.4	145.6	140.0	95.7	138.7	41.9	32.5

30	1943	1974	1943	1974	1943	1974	1943	1974	1943	1974	1943	1974	1943	1974	1943	1974	1943	1974						
1943	112.6	132.1	144.0	133.1	179.6	203.8	218.6	184.1	158.1	133.7	122.2	102.8	126.4	113.7	117.5	174.4	207.8	204.1	185.6	171.9	129.1	107.8	62.1	50.7
1944	50.1	76.4	99.1	164.4	165.5	153.5	202.1	161.8	148.0	130.9	79.8	64.8	87.9	92.3	97.6	155.3	173.3	174.6	176.4	161.0	124.9	115.5	78.5	65.1
1945	80.3	88.0	94.4	149.0	285.2	344.7	261.6	220.9	151.6	162.2	99.7	73.0	97.6	85.9	103.3	155.6	156.7	181.5	209.1	177.4	148.3	138.8	98.9	72.7
1946	97.8	92.2	101.2	152.5	203.0	225.8	238.5	203.4	164.6	124.8	98.9	80.0	105.2	110.8	115.3	146.9	152.5	194.0	269.1	175.9	150.3	157.4	89.3	70.8
1947	104.4	113.6	133.5	160.8	191.5	218.7	234.4	178.3	146.2	128.6	144.1	142.7	147.1	124.9	125.1	169.9	170.9	176.8	294.5	218.8	175.4	121.2	104.2	87.4
1948	102.3	110.6	147.7	147.5	209.3	238.8	236.1	197.6	160.1	134.3	106.6	100.5	106.8	86.3	92.4	172.8	123.9	165.4	198.2	168.8	153.3	169.7	79.3	53.9
1949	87.0	79.9	103.3	178.4	151.1	138.1	212.8	179.9	152.7	122.1	92.6	79.1	93.2	124.6	184.3	162.6	174.6	247.4	235.4	188.8	152.3	145.2	77.1	53.9
1950	64.1	80.7	89.9	151.7	209.5	225.0	226.1	190.9	152.5	109.5	86.3	71.1	65.3	125.6	137.5	148.2	186.2	180.2	137.1	191.3	148.1	105.1	92.0	82.3
1951	91.9	94.0	108.9	159.5	172.8	258.6	256.3	214.1	151.6	119.6	116.2	110.0	128.1	125.9	123.5	134.8	132.7	172.3	197.6	150.2	123.0	80.3	80.3	65.5
1952	81.3	63.2	72.1	144.2	253.7	339.5	275.0	233.7	170.1	144.2	92.9	74.1	105.8	103.6	122.6	207.3	178.3	222.9	161.7	137.6	138.2	127.7	81.8	62.5
1953	107.8	101.7	137.7	218.7	139.8	189.7	160.6	119.1	48.4	152.7	105.7	142.1	119.3	62.0	80.9	168.7	210.8	312.7	209.6	207.4	221.2	108.8	79.7	54.0
1954	60.8	57.7	74.5	122.5	208.5	290.6	223.9	154.9	153.0	124.9	147.4	79.7	143.1	100.6	131.2	128.6	101.3	114.6	151.5	156.4	110.0	100.5	56.5	60.3
1955	137.7	88.2	75.0	110.6	203.5	206.3	287.7	237.7	127.4	138.5	84.3	70.4	98.3	40.0	113.7	121.1	78.1	126.1	298.2	150.9	129.6	144.9	73.0	36.5
1956	47.5	89.3	61.1	223.2	126.1	152.3	181.9	192.3	148.4	81.2	106.3	137.7	130.2	225.4	174.0	195.6	204.3	354.4	195.8	256.3	194.5	129.5	123.1	126.2
1957	101.3	122.5	215.9	174.6	122.6	194.9	264.6	208.1	202.1	149.4	84.9	73.6	101.3	115.3	126.1	160.7	179.5	213.9	267.7	166.6	157.8	123.5	132.8	84.0
1958	134.5	155.6	119.7	172.6	169.7	165.3	210.2	214.0	173.9	92.5	95.5	60.0	63.0	152.2	108.2	85.6	217.5	146.2	308.5	191.9	220.4	212.1	132.7	127.0
1959	128.1	108.6	202.5	134.9	207.1	363.7	252.5	289.6	151.6	151.1	125.9	58.8	88.2	76.0	87.4	237.0	291.1	317.4	344.0	262.3	146.0	76.4	97.2	75.6
1960	60.7	123.5	157.6	202.6	127.0	245.3	205.5	154.7	171.0	131.6	61.4	73.4	63.7	123.5	157.6	202.6	127.0	245.3	205.5	154.7	171.0	131.6	61.4	73.4
1961	63.7	86.6	158.9	270.6	229.8	311.8	242.0	220.0	155.1	211.9	67.4	54.5												

CAUDALES AFLUENTES A MARCAYACUC

CON MAZAR

ANNO	FEV	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ANNO	
1943	127.9	144.4	143.9	126.8	148.0	156.5	125.2	173.5	147.1	133.5	143.7	125.9	147.8
1944	144.2	141.9	149.7	148.1	151.8	169.0	164.0	175.2	155.3	101.5	90.9	89.5	125.2
1945	93.7	92.4	112.0	140.9	146.3	146.5	152.7	138.5	159.9	98.2	97.2	91.5	118.1
1946	143.5	127.5	113.8	139.1	147.3	148.5	149.6	123.9	99.9	98.4	96.5	90.7	122.5
1947	122.8	132.2	111.4	133.0	172.7	316.1	254.8	216.0	155.1	159.8	121.3	106.7	164.6
1948	128.7	119.9	121.5	136.4	146.4	148.7	161.5	156.4	117.7	126.0	118.5	105.9	122.8
1949	128.0	128.1	110.1	134.7	151.7	167.3	203.7	197.7	152.3	121.6	116.7	114.3	143.4
1950	126.5	139.4	137.6	132.3	144.6	149.9	160.9	151.8	124.6	149.6	107.0	105.2	126.7
1951	136.2	129.3	142.5	139.4	149.6	166.3	201.5	172.6	141.0	125.4	148.0	148.8	151.0
1952	152.6	144.1	142.9	151.5	165.5	164.8	257.4	216.4	168.5	119.8	122.3	121.8	160.9
1953	125.6	138.0	144.3	129.8	151.7	182.1	229.4	191.7	154.9	130.8	124.7	124.7	154.0
1954	138.4	129.6	119.7	145.0	139.0	145.4	146.8	121.7	109.9	150.2	99.0	89.9	126.5
1955	116.0	114.9	121.9	147.5	144.4	150.5	165.6	170.8	120.5	110.5	110.2	113.1	132.4
1956	124.5	143.3	148.9	148.5	149.3	207.5	229.6	183.8	155.5	143.3	96.0	89.3	152.0
1957	91.3	115.6	127.7	134.7	151.9	167.7	191.1	184.5	148.0	164.5	103.0	165.1	134.9
1958	116.6	143.2	145.7	145.3	148.9	149.5	145.4	180.1	114.7	109.3	102.5	116.4	132.3
1959	122.9	129.1	126.5	138.8	147.2	165.8	230.4	209.1	125.8	115.1	135.7	142.6	149.3
1960	143.5	143.1	141.2	130.7	142.1	146.5	151.6	109.1	99.7	93.3	93.3	92.0	124.1
1961	93.4	91.1	92.2	122.6	159.5	291.2	274.1	228.5	154.8	141.5	110.3	108.5	155.0
1962	138.2	135.9	146.3	151.6	148.9	173.9	164.6	139.9	167.1	110.1	98.9	91.0	133.3
1963	140.1	132.4	145.0	153.6	144.5	154.4	159.6	127.0	89.2	114.7	105.0	115.6	131.6
1964	143.2	102.3	97.0	137.5	152.0	242.2	202.7	200.7	217.2	104.3	96.7	89.9	149.0
1965	91.0	97.4	98.4	101.3	151.8	201.7	215.0	161.7	144.1	121.4	148.1	132.3	139.6
1966	146.3	140.3	142.5	142.7	109.6	102.0	110.3	193.0	97.0	97.5	90.3	90.8	114.2
1967	104.3	97.8	94.7	97.1	150.6	151.9	237.1	232.1	122.2	135.8	100.2	162.7	135.0
1968	129.1	88.1	119.2	104.2	93.0	108.8	171.2	155.4	109.1	135.3	92.4	87.7	115.7
1969	80.1	94.4	94.6	153.6	141.6	136.2	148.2	143.7	127.5	93.0	112.8	146.2	124.4
1970	145.0	167.0	171.6	194.2	201.9	350.6	183.3	240.5	183.9	123.6	144.5	144.8	149.0
1971	141.4	143.1	153.4	156.3	142.5	173.8	222.3	242.4	197.4	148.3	101.4	108.4	157.7
1972	145.9	142.3	142.3	146.9	148.8	175.2	218.5	174.7	137.1	118.1	146.2	124.4	152.3
1973	145.2	147.5	141.7	149.0	148.0	154.5	177.0	198.5	158.5	97.6	108.0	90.7	142.6
1974	91.1	146.6	140.0	94.9	152.9	145.2	225.0	185.7	217.0	210.3	146.3	145.2	158.5
1975	144.9	141.5	151.5	144.8	158.5	356.6	250.3	285.3	145.5	158.3	145.4	94.7	161.5
1976	112.5	109.3	105.7	155.4	218.2	312.7	337.8	256.9	141.2	92.8	102.2	97.8	171.7
1977	92.6	141.0	145.5	152.3	142.4	177.4	189.6	171.3	153.2	130.0	90.8	95.1	158.6
1978	95.6	115.5	145.7	175.3	204.5	303.5	235.4	222.9	141.2	204.7	91.6	90.0	171.1

EVAPORACION NETA PUNTIUAL EN AMALUZA

2814103.04 AMALUZA-7	36	1543	1975	2	5210.6	1700.9	0.235455783409	14103.00				
				"M	EVAPORACION NETA	MEMORAL						
1943	100.8	69.2	60.8	72.1	48.9	27.6	-10.7	-1.4	14.7	42.1	77.3	75.6
1944	81.6	64.8	48.6	57.2	37.2	25.7	12.6	33.5	28.7	42.2	79.4	87.2
1945	87.0	70.3	60.5	68.1	50.1	32.6	1.4	17.8	17.9	42.4	77.9	85.0
1946	86.7	70.2	60.2	67.6	49.7	34.4	7.5	27.3	24.3	44.9	79.2	84.8
1947	86.5	69.7	60.7	68.3	50.7	30.6	1.6	25.9	19.9	40.0	74.9	83.5
1948	86.8	70.0	59.7	66.7	45.3	34.2	9.4	23.4	19.8	41.3	77.3	82.7
1949	86.4	69.5	59.3	66.2	45.7	30.9	7.2	16.2	11.9	43.9	77.1	81.7
1950	86.1	69.1	59.0	65.7	47.9	35.1	9.1	17.0	10.9	43.5	75.1	83.8
1951	87.4	70.7	56.6	62.8	41.6	27.3	7.8	13.4	7.6	46.3	80.1	74.8
1952	84.0	67.9	53.6	59.4	39.8	29.5	12.7	-39.9	-4.0	48.3	80.9	82.5
1953	85.9	69.1	56.3	62.2	41.9	23.7	3.9	13.9	15.6	42.1	76.5	82.0
1954	86.5	69.5	61.5	69.6	46.6	34.7	9.5	17.4	15.4	42.8	76.3	84.8
1955	87.1	70.2	58.5	64.9	43.5	29.9	9.1	20.7	18.4	40.3	76.2	83.9
1956	86.9	70.0	52.4	58.4	39.5	23.9	7.3	5.1	10.3	44.6	77.1	85.1
1957	87.0	70.1	51.4	69.5	45.2	31.7	6.5	21.8	13.2	40.5	75.9	85.0
1958	86.8	70.1	55.6	61.4	41.9	27.8	8.3	42.2	20.0	45.0	81.8	84.7
1959	86.1	69.4	59.9	67.1	45.7	35.7	11.1	9.1	11.9	47.9	85.7	80.2
1960	84.8	68.5	59.1	65.8	44.8	32.6	7.2	25.6	24.4	46.4	85.6	80.1
1961	85.8	69.4	61.6	69.9	44.8	38.0	8.5	16.8	15.3	39.7	74.9	82.0
1962	86.7	70.1	57.9	64.2	43.6	31.8	11.5	28.7	25.0	36.0	75.7	83.9
1963	87.0	69.9	54.5	60.1	39.5	21.8	7.8	34.3	30.3	46.3	88.3	82.9
1964	84.7	79.0	62.8	63.9	46.3	31.6	9.2	17.3	9.1	18.0	84.3	85.8
1965	86.5	77.7	65.7	85.2	52.5	36.5	-1.5	32.1	19.8	42.9	76.4	80.0
1966	87.9	63.8	54.9	55.0	36.0	20.6	18.0	19.6	24.8	45.8	77.1	91.4
1967	86.8	56.8	62.6	84.4	51.9	28.1	11.2	-11.0	10.6	45.5	71.3	84.1
1968	91.5	72.8	63.2	57.6	38.5	27.9	14.1	2.9	6.8	48.9	72.7	87.7
1969	88.4	68.2	60.3	58.4	42.2	36.1	8.0	38.2	18.7	39.1	79.7	74.0
1970	85.4	67.6	44.5	58.7	40.7	35.8	4.2	13.9	19.1	34.1	73.0	82.3
1971	79.5	64.0	56.3	52.6	35.4	30.9	15.6	-13.2	8.2	28.3	73.7	79.7
1972	84.2	64.2	53.5	51.7	30.0	26.6	6.3	-3.6	23.3	27.1	83.2	72.9
1973	83.6	67.6	49.8	63.4	41.4	20.2	12.9	33.1	15.1	43.9	88.7	86.0
1974	87.2	80.1	64.6	88.2	55.2	36.1	8.0	-13.1	19.6	37.8	75.3	72.7
1975	82.5	66.8	58.5	66.5	59.2	21.0	-2.6	6.5	3.4	47.4	72.7	94.7
1976	92.4	62.1	68.1	72.9	50.4	32.7	-21.2	-37.5	1.9	48.9	92.7	75.6
1977	85.7	73.3	45.4	62.3	38.8	30.4	18.8	17.5	31.6	41.8	81.9	83.3
1978	70.9	70.2	57.1	62.4	31.4	42.0	2.0	20.2	22.0	24.5	75.9	82.8



EVAPORACION NETA PUNJUAL EN MAZAR

ANOS	1943	1944	1945	1946	1947	1948	1949	1950	1951	1952	1953	1954	1955	1956	1957	1958	1959	1960	1961	1962	1963	1964	1965	1966	1967	1968	1969	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978			
PRECIPITACION	129.5	131.0	138.6	142.5	142.0	141.8	141.6	141.5	142.5	140.6	141.7	142.4	142.4	142.1	142.3	142.3	141.8	141.1	141.7	142.1	142.2	142.2	142.0	142.0	142.0	142.0	142.0	142.0	142.0	142.0	142.0	142.0	142.0	142.0	142.0	142.0	142.0		
EVAPORACION	87.0	106.0	75.3	105.9	85.5	85.1	106.0	85.4	85.9	105.3	84.7	105.1	85.9	85.4	104.1	85.8	84.8	83.8	84.8	85.3	85.4	104.9	85.3	85.4	104.3	87.4	80.8	91.5	82.1	75.5	82.3	81.6	80.5	87.2	93.2	79.9	84.8	110.6	
EVAPORACION NETA	42.5	25.0	63.3	36.6	58.0	56.7	35.6	59.5	55.5	35.8	57.2	56.7	56.5	58.4	37.0	54.5	58.0	57.9	56.9	56.8	57.0	58.0	56.7	56.6	54.6	54.6	50.7	50.5	60.5	60.9	60.9	54.8	56.0	63.1	62.1	62.1	57.4		
PRECIPITACION MENSUAL	71.1	54.8	66.2	64.8	65.1	65.1	66.3	66.7	65.9	63.4	62.9	62.9	63.1	63.7	63.9	63.9	63.4	63.4	63.4	63.4	63.4	63.4	63.4	63.4	63.4	63.4	63.4	63.4	63.4	63.4	63.4	63.4	63.4	63.4	63.4	63.4	63.4	63.4	
EVAPORACION NETA MENSUAL	82.1	84.2	89.2	87.4	88.4	89.0	90.3	89.1	91.9	91.0	92.4	89.8	91.5	93.6	89.7	92.2	88.4	85.1	83.8	84.8	85.3	85.4	104.9	85.3	85.4	104.3	87.4	80.8	91.5	82.1	75.5	82.3	81.6	80.5	87.2	93.2	79.9	84.8	110.6

EVAPORACIONES EN EL EMBALSE SOPLADORA

281411600N SOPLADORA R	5404.3	1247.0	023430S73500	141166SN								
36	1943	1978	EVAPORACION NETA	MENSUAL								
	MM	MM										
1943	110.8	28.9	31.4	14.9	-53.6	2.0	14.2	41.5	36.3	43.7	47.8	55.3
1944	86.1	51.5	46.7	33.8	25.4	26.7	15.5	20.2	39.1	46.2	57.1	81.1
1945	84.9	55.4	47.9	34.0	45.3	27.4	10.8	21.2	39.7	45.0	54.8	76.3
1946	84.0	54.5	47.8	34.1	48.2	39.2	10.7	21.3	39.8	47.5	54.3	75.2
1947	86.6	56.4	48.9	34.3	26.2	35.1	29.1	28.9	29.6	42.1	47.5	71.0
1948	81.7	60.2	59.1	54.0	43.8	18.1	21.4	22.2	42.1	55.5	46.3	71.8
1949	103.0	69.5	52.7	58.0	37.3	18.8	21.9	24.6	43.0	46.9	51.8	67.3
1950	95.6	50.4	32.8	22.3	55.9	37.4	-11.8	14.7	34.5	47.8	41.4	72.6
1951	57.1	40.3	53.0	48.6	27.4	30.9	8.8	23.6	44.2	42.7	47.2	55.2
1952	57.9	22.1	56.8	8.3	24.7	17.1	18.9	27.3	45.4	57.5	47.6	69.9
1953	40.6	57.4	47.0	31.3	-123.1	7.8	17.9	25.5	49.6	44.4	53.4	71.5
1954	22.9	50.9	47.7	36.6	39.6	24.7	9.2	22.5	43.1	44.4	52.6	74.6
1955	20.4	47.3	46.6	30.7	44.0	28.3	10.7	21.2	39.7	44.2	54.8	74.7
1956	85.8	56.1	46.2	28.1	26.9	22.0	12.6	23.5	43.6	44.2	52.2	74.3
1957	83.9	57.8	48.1	35.3	27.3	24.0	14.3	22.2	39.3	44.7	54.8	76.5
1958	85.9	59.3	47.1	32.2	38.3	25.8	11.6	20.7	34.6	48.0	56.8	75.3
1959	84.6	60.4	48.4	38.9	49.5	31.5	9.9	20.3	49.0	47.6	53.2	67.5
1960	84.8	52.0	47.3	35.3	32.1	25.0	14.5	20.3	39.1	47.8	56.0	74.5
1961	86.1	60.2	48.3	43.1	44.3	31.6	14.9	19.8	39.1	43.2	54.4	72.2
1962	85.4	49.8	46.1	33.7	43.8	28.9	9.7	22.6	40.0	43.9	57.0	74.6
1963	80.2	41.5	51.3	33.0	49.9	33.9	3.4	23.9	42.0	56.4	49.8	66.7
1964	83.3	56.9	62.4	55.2	45.8	31.5	12.1	14.0	44.7	21.5	56.1	76.0
1965	86.6	63.1	55.6	42.5	19.2	17.2	13.8	18.4	26.2	51.4	48.8	76.1
1966	88.8	57.9	38.3	14.7	47.6	31.4	-2.1	30.3	39.7	53.1	53.8	83.4
1967	83.9	36.1	53.0	41.2	43.9	28.6	10.6	25.7	36.6	48.3	56.1	72.8
1968	80.8	55.2	52.7	33.0	45.8	21.5	-58.3	35.8	44.7	50.9	54.1	83.8
1969	82.2	43.2	50.5	39.5	-81.1	-0.2	14.0	20.8	46.4	43.2	52.3	57.2
1970	81.9	33.5	32.9	23.3	-33.8	-4.1	16.4	24.4	42.9	37.7	52.8	62.2
1971	85.2	55.4	58.4	25.9	46.1	-6.9	13.6	31.7	51.2	21.0	55.3	82.3
1972	93.6	44.5	42.5	36.5	25.9	29.3	18.9	19.1	39.5	12.9	73.8	71.6
1973	92.8	35.9	40.5	36.9	53.0	39.5	13.6	0.6	27.5	53.1	66.2	80.9
1974	84.8	65.0	37.5	47.4	57.8	24.4	23.9	11.6	49.0	48.5	49.4	54.8
1975	72.5	55.4	49.2	28.5	32.8	14.2	5.6	17.7	47.6	41.1	46.3	78.8
1976	83.5	58.8	51.6	42.6	-59.9	0.6	-8.1	35.6	30.7	54.2	69.0	80.4
1977	87.7	66.4	29.9	11.4	40.9	32.8	1.8	17.1	3.9	38.6	59.3	83.8
1978	67.7	61.0	37.5	13.7	-8.7	37.1	-35.9	13.1	37.7	27.1	47.3	73.3

## A N E X O 2

### CONCEPTOS BASICOS SOBRE UTILIZACION DE CENTRALES HIDROELECTRICAS Y CONFIABILIDAD

Saldo Natural: Es el desnivel entre la superficie del agua al final del remanso ocasionado por las obras de contención, y a la superficie del agua en la zona de restitución de la descarga (1).

Saldo Util Bruto: Es el desnivel entre la superficie del agua en el lugar de la toma para el aprovechamiento, y la superficie del canal de descarga.

Saldo Util Neto: Es igual al salto útil bruto descontando las pérdidas hidráulicas entre la toma de agua y la salida de las máquinas, es decir, el salto o diferencia de carga efectivamente aplicado a las turbinas o motores hidráulicos.

Caudal Medio Derivado (m<sup>3</sup>/s): Es el caudal medio diario que es posible derivar hacia las obras de generación de energía. Este caudal surge de un estudio de los aportes de agua a la cuenca a causa de las lluvias, nevadas o aportes de otras cuencas, y descontando el caudal anual que es menester reservar para riegos y otros usos, y que no está previsto que pasará por las turbinas.

Capacidad Util del Embalse (Hm<sup>3</sup>): Es el volumen comprendido entre las cotas máxima y mínima de contención, y de la configuración geométrica del embalse mismo. Es el volumen utilizable.

Energía Primaria: Es aquella que puede ser generada por la central hidroeléctrica durante un alto porcentaje de tiempo, osea con una alta seguridad hidrológica (2). En el Ecuador se toma hasta 90% del tiempo.

Si se estuviera, con una central, abasteciendo el mercado, se corre el riesgo de no poder cumplir el 10% del tiempo con la carga requerida.

Energía Media: Es aquella que puede ser generada por la central en condiciones de hidrología media y está limitada por las características del reservorio, del caudal afluente y de la capacidad instalada en la central.

Energía Secundaria: Es la diferencia entre la energía media y la energía primaria.

$$E_s = E_m - E_p$$

La central por lo menos debe ser dimensionada para la energía primaria.

Confiabilidad: Es la probabilidad de un dispositivo o de un sistema de desempeñar su función adecuadamente, por un período de tiempo determinado y bajo determinadas condiciones de operación (3).

Disponibilidad: La disponibilidad de un dispositivo reparable es la proporción de tiempo (dentro de un proceso estacionario) en que el dispositivo está en servicio o listo para el servicio.

Frecuencia: Eventos por unidad de tiempo.

Tiempo medio: Duración media.

Los índices que se acaban de definir son magnitudes probabilísticas (o variables aleatorias) de modo que en ningún caso pueden establecerse valores exactos. Todos los cálculos, estimaciones y predicciones deben hacerse usando la matemática probabilística.

Parte o Elemento: Es la última subdivisión de un sistema, o sea un ítem que no puede ser dividido sin ser destruido.

Circuito: Es una colección de partes que tienen una función determinada.

Componente (Unidad o Subsistema: eEs una reunión de partes de circuitos, que representan un elemento autocontenido de un sistema completo y desarrolla una función necesaria para la operación de todo el conjunto.

Confiabilidad de Servicio: Es la probabilidad de entregar al usuario un servicio continuo y de calidad satisfactoria. Esta última se refiere a que tanto la frecuencia como el voltaje deberán permanecer dentro de ciertos límites tolerables.

Índice de Frecuencia de Interrupción al Consumidor: Número promedio de interrupciones por unidad de tiempo, experimentados por el consumidor.

Índice de Duración de Interrupción al Consumidor: Duración promedio de la interrupción al consumidor durante un período de tiempo especificado.

Indice de Interrupción de Carga: Es el promedio de MW de carga interrumpidos por unidad de tiempo, por unidad de carga servida.

Indice de Interrupción del Consumidor: Los MW -minuto de carga interrumpida por consumidor afectado por año.

Componentes Reparables: En el caso de sistemas en reparación normal se tiene dos tiempos aleatorios:

El tiempo medio de funcionamiento (MTTF Mean Time To Fail)

( $\bar{m}$ ), equivale al valor esperado del tiempo de funcionamiento.

Y, el tiempo medio de reparación ( $\bar{r}$ , Mean Time Down, MD), equivale al valor esperado del tiempo de falla.

Los dos tiempos están asociados respectivamente a dos distribuciones de probabilidad,  $F_u(t)$  y  $F_D(t)$  y se definen:

$$\bar{m} = \int_0^{\infty} t \left( \frac{dF_u(t)}{dt} \right) dt$$

$$\bar{r} = \int_0^{\infty} t \left( \frac{dF_D(t)}{dt} \right) dt$$

En la práctica las distribuciones de probabilidad son (o se las considera) exponenciales de la siguiente forma:

$$F_u(t) = \lambda e^{-\lambda t}$$

$$F_D(t) = \mu e^{-\mu t}$$

Para las cuales si se calculan los tiempos medios de operación y falla se tiene :

$$\bar{m} = 1/\lambda$$

$$\bar{r} = 1/\mu$$

Si se disponen de datos sobre los tiempos en que el sistema está operando y los tiempos en que se encuentra en reparación, los tiempos medios se calculan fácilmente:

$$\bar{m} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n m_i$$

$$\bar{r} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n r_i$$

Se puede calcular también el período promedio también llamado - MTBF (Mean Time Between Failures), equivale al tiempo medio entre entre fallas.

$$\bar{T} = \bar{m} + \bar{r}$$

Puede definirse matemáticamente el término Disponibilidad:

$$A = \frac{\bar{m}}{\bar{T}} = \frac{\bar{m}}{\bar{m} + \bar{r}}$$

El complemento se llama Indisponibilidad:

$$\bar{A} = 1-A = \frac{\bar{r}}{\bar{m} + \bar{r}}$$

También se puede definir el concepto de frecuencia de falla:

$$f = \frac{1}{1+\bar{r}} = \frac{1}{\bar{r}}$$

La disponibilidad puede expresarse también en términos de frecuencias. Si se consideran las distribuciones exponenciales, se tiene:

$$A = \frac{\mu}{\lambda + \mu} \qquad \bar{A} = \frac{\lambda}{\lambda + \mu}$$

$\lambda$  = frecuencia de falla

$\mu$  = frecuencia de reparación

$$= \frac{\bar{A}}{\bar{r} A}$$

Modelo de los Generadores: Los generadores asociados a las respectivas máquinas motrices son subsistemas complejos que pueden encontrarse en varios estados de operación a lo largo del tiempo. Estos estados son: en servicio a capacidad completa; a capacidad reducida; en varios grados de reducción; en reparación por falla; en mantenimiento preventivo (programado); etc.

El modelo más simple tiene dos estados (en servicio y en reparación) y puede llegarse a esta representación usando el concepto de la "proporción de salida forzada" FOR (Forced Outage Rate).



$$\text{FOR} = \frac{\text{horas de salida forzada}}{\text{horas en servicio} + \text{horas de salida forzada}}$$

En estado estacionario, o sea para largo tiempo, este índice equivale a la indisponibilidad  $\bar{A}$ .

Cuando existen estados de capacidad reducida se calcula un índice llamado EFOR (Equivalent Forced Ontage Rate).

$$\text{EFOR} = \frac{\text{horas de salida forzada} + \text{horas equivalentes de salida forzada}}{\text{horas en servicio} + \text{horas de salida forzada}}$$

Las horas equivalentes de salida forzada se calculan multiplicando las horas de funcionamiento a capacidad reducida por el porcentaje correspondiente de reducción.

Estos índices determinados estadísticamente corresponden a la indisponibilidad de la unidad y definen la probabilidad de falla de la misma.

## BIBLIOGRAFIA

### ANEXO N°2

- (1) MARCELO A SOBREVILLA, Centrales Eléctricas y estaciones transformadoras, 1975
- (2) EDUARDO CAZCO, Curso de Planificación de Sistemas Eléctricos de Potencia, EPN, Quito-Ecuador, Octubre 1984-Marzo 1985.
- (3) ALFREDO MENA PACHANO, Confiabilidad de Sistemas de Potencia, Escuela Politécnica Nacional, Quito 1983

## A N E X O # 3

### MANUAL DE USO DEL PROGRAMA

#### A.3.1. Alcances y Limitaciones:

OBJETIVO: Este programa calcula los índices de confiabilidad LOLP para sistemas hidráulicos, mes a mes y anualmente, valor medio, r mínimo, máximo y desviación standard.

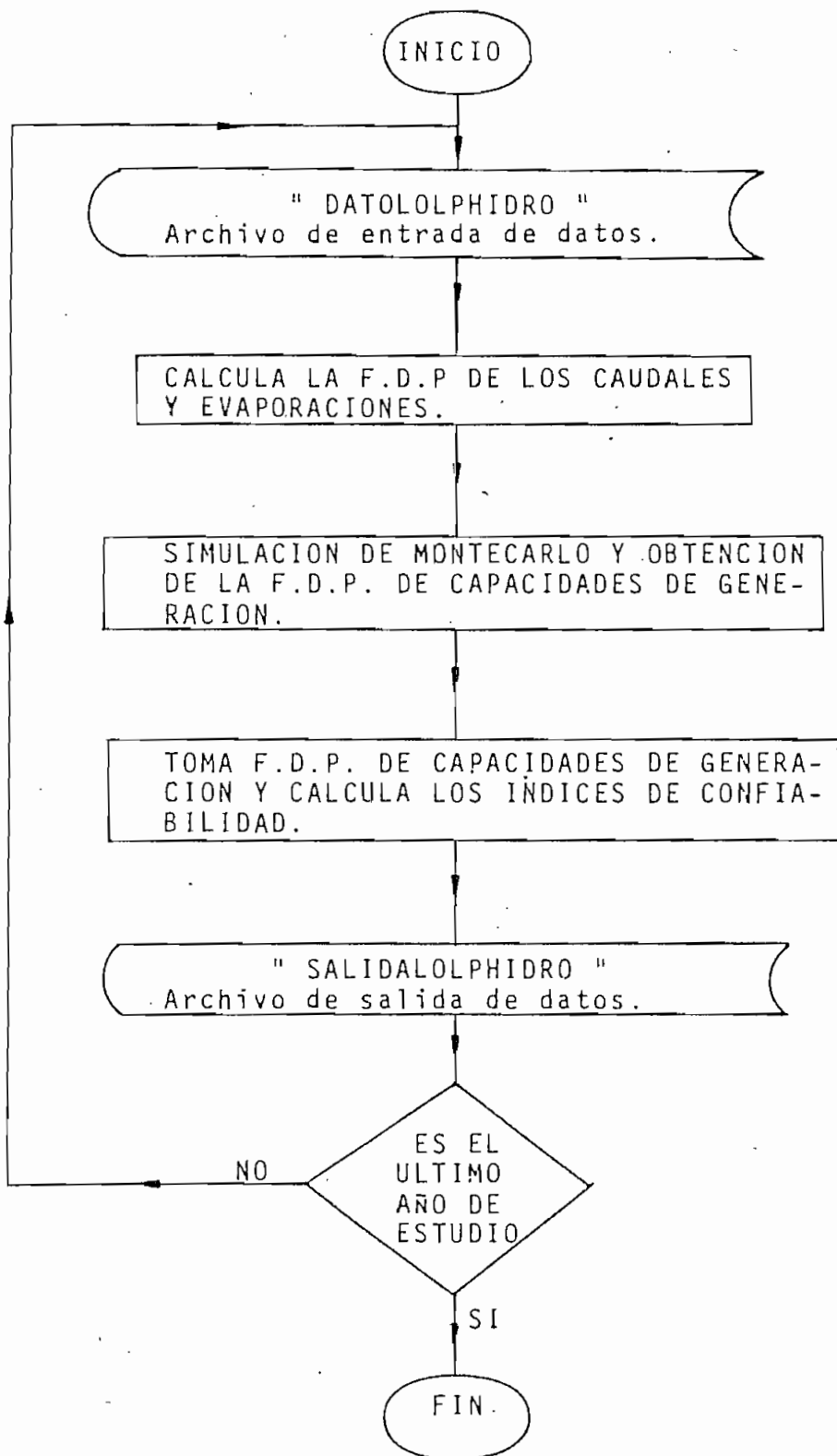
ALCANCES: Este programa calcula la Probabilidad de Pérdida de Carga (LOLP) de un sistema de centrales hidroeléctricas, mes a mes, el valor LOLP medio, la LOLP máxima y la LOLP mínima, su desviación standard, y además anualmente una LOLP mínima, LOLP máxima, LOLP promedia, su desviación standard, para ello utiliza los valores medios de la LOLP mensual.

. Determina además la potencia garantizada por cada central mes a mes, tomando en cuenta la fluctuación de los caudales y el nivel del reservorio, formando una Función Distribución de Probabilidad de Capacidades de Generación para cada central, mes a mes, durante todos los años de estudio.

. Con pequeños cambios se podría estudiar sistemas hidrotérmicos.

. Como datos se requieren los caudales de ingreso a cada reservorio, evaporación neta puntual de cada reservorio, datos específicos de las centrales, potencia y energía que se requerirán de cada central, mes a mes, y, constantes que relacionen el volumen del embalse y su área con la altura respecto al lecho del río a pie de presa.

. LIMITACIONES: Este programa ha sido elaborado para trabajar exclusivamente con centrales hidráulicas. Con pequeños cambios podría estudiar sistemas hidrotérmicos.



. Puede analizar hasta 20 centrales a la vez. Para aumentar su capacidad de análisis tendríamos que variar el dimensionamiento de las matrices y vectores.

. Para el cálculo de la LOLP se considera que las demandas máximas de cada central serán coincidentes.

A.3.2. Descripción del Programa: Basicamente el programa consta de dos partes. La primera calcula una función Distribución de Probabilidad (FDP) de los caudales y evaporaciones para cada reservorio, posteriormente con los requerimientos de cada central se simula el funcionamiento del reservorio utilizando el método de Monte Carlo; se forma una FDP de Capacidades de Generación.

La segunda parte toma en cuenta N<sub>e</sub> equiprobables Capacidades de Generación, para con cada una ir determinando analíticamente la probabilidad de pérdida de carga y al final determinar los valores antes mencionados.

Descripción de las Subrutinas:

SUBROUTINA FDISP: Determina la Función Distribución de Probabilidad de un grupo de valores.

SUBROUTINA ANLTCO: Calcula analíticamente la LOLP partiendo de la FDP de las Capacidades de Generación, para cada mes. Determina 50 valores de la LOLP para cada mes.

SUBROUTINA LOLP : Determina la LOLP para una potencia dada por cada unidad y la curva de duración de carga.

SUBROUTINA GENDEN: Calcula la Función Densidad de estados de generación, para ello toma 200 divisiones, que a partir de 0 se incrementan en el valor dado por XNTRVL.

SUBROUTINA BINO : Calcula la Función Densidad de Probabilidad de estados de generación, para una central con varias unidades idénticas.

SUBROUTINA VALORE: Calcula el valor medio y la desviación standard de un conjunto de números agrupados en un vector.

### A.3.3. Definición de Variables:

. Variables de entrada: Se las definirá en orden de ingreso o lectura.

NCEN : Número total de centrales a analizarse. En el transcurso del programa pueden analizarse solo parte o el total de las centrales. Máximo 20.

N :: Número de años de datos de caudales y evaporaciones de cada reservorio. Máximo 50.

HORAS : Número de divisiones equiprobables de distribución de la carga, para el cálculo de la LOLP.  
Si se analiza una curva diaria de carga será 24, si es - curva mensual y solo se toma en cuenta los días ordinarios, será 21. Máximo 30.

XNTRVL : Intervalo en que se incrementan los valores de las potencias para el cálculo de la Función Densidad de Probabilidad de Generación (Ver 5.2.2.).

Se recomienda escoger valores de 10 para un sumatorio de potencias de las centrales menor a 2000 MW, o, valores superiores al cociente entre el sumatorio de las potencias instaladas y 200.

- ANIO : Vector que contiene el año en el cual han sido registrados los datos de caudales y evaporaciones. No se lo utiliza en el cálculo, por lo que se puede prescindir de él.
- CN : Matriz que contiene el caudal medio mensual de ingreso al reservorio. Está expresado en M<sup>3</sup>/s.
- EN : Matriz con el valor de las evaporaciones netas puntuales en el reservorio, mes a mes, año por año. Está expresada en mm/mes.
- VMAX : Volumen máximo que se almacena en el reservorio de cada central. Vector expresado en Hm<sup>3</sup>.
- VMIN : Vector que contiene el volumen mínimo de agua que debe tener almacenado cada reservorio para un correcto funcionamiento de los elementos de la central. Expresado en Hm<sup>3</sup>.
- HRIO : Vector que contiene las alturas del lecho de los ríos a pie de presa, en m.s.n.m.
- HRES : Vector con las alturas de restitución del agua luego de ser turbinada. En m.s.n.m.
- HNON : Vector con las alturas de diseño de las caídas netas de agua. En metros.
- CVOL : Vector con la constante multiplicativa de la fórmula que relaciona al Volumen del embalse como función

exponencial de la altura. El volumen está expresado en  $\text{Hm}^3$  y la altura en m.

EXVOL : Vector con los exponentes de las fórmulas Volumen en función de la altura.

CARE,

EXARE : Similares a los anteriores, pero de la fórmula Área en función de la Altura. Área en  $\text{Km}^2$  y Altura en m. Ver Sec. 2.2.

REND : Vector con los rendimientos de las centrales, relacionando la entrada de agua con la salida de potencia eléctrica. Expresado en p.u.

FOR : Vector con la tasa de salida forzada de las unidades de cada central. En p.u.

NOTA : Los valores de los vectores y matrices anteriores se darán una vez por cada central, en grupo.

CARGAC : Vector con los valores de la carga en porcentaje de la demanda máxima, hora por hora o día por día. Expresado en %  $D_{\text{máxima}}$ . Deben darse HORAS valores.

NOTA : Los valores que vienen a continuación se darán, uno por cada año de estudio, para cada central; esto se hace para poder añadir las unidades de acuerdo a como hayan sido programadas.

NCEN1 : Vector con el número de las centrales que se analizarán este año. Las siguientes constantes se leerán de



acuerdo a éste valor.

- NMAQ : Vector con el número de unidades que están en funcionamiento en cada central, durante el año de estudio.
- VOL : Vector con los volúmenes iniciales almacenados en los reservorios, para el presente período de estudio. Expresado en  $m^3/s$ .
- QMAX : Vector con los caudales máximos turbinables por cada central. En  $m^3/s$ .
- POTINS : Vector con la potencia total instalada hasta el período de estudio en cada central. En MW.
- DMAX : Vector con las Demandas Máximas que se requerirán de la central I, mes a mes. Expresada en MW. Este Vector varía al leer para nuevas centrales. Debe tener MESES valores.
- ENE : Similar al anterior, pero con las energías mensuales. Meses valores. En GW H.
- FIN : Variable de control que nos indica si hay más datos.  
(2) Hay más datos (Nuevo año de estudio )  
(1) No hay más datos.

Variables de Salida:

- I : Número de central que estamos estudiando.  
J : Número del año en el que tenemos los datos.  
K : Mes de estudio.

- CNFDIS: Conjunto de matrices, contienen la Función Distribución de Probabilidad de caudales para cada central. Cada matriz contiene 11 valores por mes, mes a mes. Expresa en p.u.
- CNC : Conjunto de matrices con el valor de caudales de cada central; desde el mínimo caudal al máximo, con 11 valores equidistantes, mes a mes, relacionados con las matrices CNFDIS. En m<sup>3</sup>/s.
- EFDIS,  
EX : Similares a las matrices anteriores, pero con evaporaciones netas puntuales. En p.u. y mm/mes respectivamente.
- POTENG: Potencia garantizada por cada unidad de cada central. NCEN1 matrices para un determinado año de estudio, cada matriz tiene 11 valores equidistantes, mes a mes. En MW.
- DISPOT: Matrices con las FDP de las potencias garantizadas, relacionadas con POTENG. En p.u.
- MEDIA : Variable que sirve para ir contando los años de estudio.
- LOLPMI: Vector con las LOLPmínimas mes a mes.
- LOLPMA: Vector con las LOLPmáximas mes a mes.
- LOLPMED: Vector con las LOLPmedias mes a mes.



EJEMPLO DE CODIFICACION DE DATOS

EL FORMATO Y LAS VARIABLES SE INDICAN EN ESTE EJEMPLO

3 | 36 | 12 | 21 | 20 |  
N MESES HORAS XNTRVL

FORMATO: 713

A CONTINUACION VAN LOS DATOS DE LA CENTRAL 1

CAUDALES DE LA CENTRAL 1  
DATOS DEL INECEL

EN PRIMER LUGAR VAN DOS LINEAS DE TITULOS LUEGO LOS CAUDAL ES

943	96.4	113.4	123.7	114.3	154.9	175.9	188.9	158.8	136.1	114.8	104.7
944	108.4	97.4	100.6	150.3	179.4	176.2	160.1	148.1	92.2	92.2	52.4

ANIO(J) CN(J,1) CN(J,2) CN(J,3) ..... FORMATO (14,5X,MESES(F6.2)/)

"MESES" VALORES

J=1,N ("36" FILAS)

977	51.1	105.9	135.7	174.9	109.0	212.2	177.5	133.1	147.4	113.2	51.8
978	53.7	73.7	136.8	234.2	198.6	270.2	209.3	198.8	142.2	183.0	57.0

VAPORACIONES CENTRAL 1  
DATOS DEL INECEL

943	100.8	69.2	60.8	72.1	48.9	27.6	-10.7	-1.4	14.7	42.1	77.3
-----	-------	------	------	------	------	------	-------	------	------	------	------

LUEGO DE LOS CAUDALES HAY UNA LINEA EN BLANCO, DOS LINEAS DE TITULOS, POSTERIORMENTE LA MATRIZ EVAPORACIONES (N-MESES)

LOLPHIDRO

DATOS

CARLOS ALBERTO MALDONADO TERNEUS

6 DE MARZO DE 1986

2

4

NO(J)

EN(J,1)

EN(J,2)

....

"MESES"

VALORES

FORMATO (14,5X,MESES(F6.1))

"N" FILAS

9 7 7	85.7	73.3	49.4	62.3	38.8	30.4	18.8	17.5	31.6	41.8	81.9
9 7 8	70.9	70.2	57.1	62.4	31.4	42.0	2.0	20.2	22.0	24.5	75.9

LUEGO DE LAS EVAPORACIONES HAY UNA LINEA EN BLANCO ,POSTERIORMENTE LOS DATOS ESPECIFICOS DE CADA CENTRAL

120.80	19.30	1855.00	1323.00	650.00	FORMATO 8(F10.4)	
VMAX(1)	VMIN(1)	HRIO(1)	HRES(1)	HNOM(1)		
0001901	2.6619474	0.0000073	2.6522536	0.9180	0.040	FORMATO 8(F10.8)
CVOL(1)	EXVOL(1)	CARE(1)	EXARE(1)	REND(1)	FOR(1)	

DATOS DE LA CENTRAL 2

UDALES DE LA CENTRAL 2  
TOS DEL INECEL

43	65.2	81.6	86.4	93.0	104.2	122.7	127.7	107.3	94.9	77.8	77.2
44	75.3	68.1	68.5	106.2	122.5	119.7	115.8	98.1	79.6	63.3	34.6
77	36.8	77.1	95.1	127.6	71.6	147.1	111.3	80.3	94.1	76.4	35.3
78	30.0	48.8	96.1	156.8	120.6	192.4	146.6	140.0	95.7	138.7	41.9

APORACION NETA PUNTUAL  
NTRAL 2

43	129.5	101.6	87.0	106.0	92.1	71.0	54.8	66.2	64.5	80.9	117.0
----	-------	-------	------	-------	------	------	------	------	------	------	-------

978	110.6	98.3	84.8	102.0	69.0	92.7	58.5	67.5	69.7	71.0	119.6
414.10	91.30	2005.00	2004.00	130.00							
0000343	3.2688112	0.0001418	2.2172084	0.8940		0.040					
DATOS DE INECEL											
AUDALES CENTRAL 3											
943	112.6	132.1	144.0	133.1	179.6	203.8	218.6	184.1	158.1	133.7	122.2
:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:
978	63.7	86.6	158.9	270.6	229.8	311.8	242.0	230.0	165.1	211.9	67.4
VAPORACIONES PUNTUALES CENTRAL 3											
DATOS DEL INECEL											
943	110.8	28.9	31.4	14.9	-53.6	2.0	14.2	41.5	36.3	40.7	49.8
:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:
978	60.7	61.0	37.5	13.7	-8.7	37.1	-30.0	13.1	37.7	29.1	47.3
2.4	0.001	1254.00	978.00	320.00							
0019932	1.8441353	0.2258448	0.9963429	0.8940		0.040					

COMO NCEN=3, SE HAN DADO 3 GRUPOS DE DATOS

00.00	99.90	99.60	99.30	99.20	97.50
96.80	96.60	95.40	95.30	94.60	94.00
93.80	93.20	91.70	90.90	85.80	85.00
85.40	84.00	83.00			

CARGAC (KA), KA = 1, HORAS (HORAS = 21)      FORMATO (5 (6(F8.5)))

02 |  
EN1      FORMATO I3

10.00	60.00	183.20	1000.00	
NMAQ(1)	VOL(1)	QMAX(1)	POTINS(1)	FORMATO 4(F10.4)

7 3 2 . 8	7 1 0 . 4	7 1 0 . 4	7 1 0 . 4	7 4 7 . 8	7 4 7 . 8	7 4 7 . 8	7 3 2 . 8	7 3 2 . 8	7 3 2 . 8	7 3 2 . 8	7 3 2 . 8	7 3 2 . 8
DMAX(1)												
DMAX(12)												

FORMATO 12(F6.1) DEMANDA MAXIMA MENSUAL DE LA CENTRAL(1)

4 2 0 . 3	4 3 9 . 3	4 3 9 . 3	4 3 9 . 3	5 1 2 . 4	5 1 2 . 4	5 1 2 . 4	4 2 0 . 3	4 2 0 . 3	4 2 0 . 3	4 2 0 . 3	4 2 0 . 3	4 2 0 . 3
ENE(1)												
ENE(12)												

FORMATO 12(F6.1) ENERGIA MENSUAL DE LA CENTRAL (1)

2 . 0	3 3 0 . 0	1 5 1 . 6	1 7 4 . 0
NMAQ(2)	VOL(2)	QMAX(2)	POTINS(2)

1 2 9 . 7	1 2 5 . 7	1 2 5 . 7	1 2 5 . 7	1 3 2 . 3	1 3 2 . 3	1 3 2 . 3	1 2 9 . 7	1 2 9 . 7	1 2 9 . 7	1 2 9 . 7	1 2 9 . 7	1 2 9 . 7
DMAX(1)												
DMAX(12)												

DEMANDA MAXIMA DE LA CENTRAL (2)

5 5 . 4	5 8 . 0	5 8 . 0	5 8 . 0	6 7 . 6	6 7 . 6	6 7 . 6	5 5 . 4	5 5 . 4	5 5 . 4	5 5 . 4	5 5 . 4	5 5 . 4
ENE(1)												
ENE(12)												

ENERGIA MENSUAL DE LA CENTRAL (2)

SE HAN DADO NCEN1 GRUPOS DE DATOS

0 2 |  
IN

FORMATO I3

FIN = 1 NO HAY MAS DATOS

= 2 INICIA UN NUEVO CALCULO , PARTE DE LA LECTURA DE NCEN1

0 3 |

(NCEN1)

1 0 . 0	6 0 . 0	1 8 3 . 2	1 0 0 0 . 0 0									
7 4 7 . 8	7 4 7 . 8	7 4 7 . 8	7 4 7 . 8	7 4 7 . 8	7 4 7 . 8	7 4 7 . 8	7 4 7 . 8	7 4 7 . 8	7 4 7 . 8	7 4 7 . 8	7 4 7 . 8	7 4 7 . 8
5 1 2 . 4	5 1 2 . 4	5 1 2 . 4	5 1 2 . 4	5 1 2 . 4	5 1 2 . 4	5 1 2 . 4	5 1 2 . 4	5 1 2 . 4	5 1 2 . 4	5 1 2 . 4	5 1 2 . 4	5 1 2 . 4
2 . 0	3 3 0 . 0	1 5 1 . 6	1 7 4 . 0									
1 3 2 . 3	1 3 2 . 3	1 3 2 . 3	1 3 2 . 3	1 3 2 . 3	1 3 2 . 3	1 3 2 . 3	1 3 2 . 3	1 3 2 . 3	1 3 2 . 3	1 3 2 . 3	1 3 2 . 3	1 3 2 . 3
6 7 . 6	6 7 . 6	6 7 . 6	6 7 . 6	6 7 . 6	6 7 . 6	6 7 . 6	6 7 . 6	6 7 . 6	6 7 . 6	6 7 . 6	6 7 . 6	6 7 . 6
4 . 0	2 . 4	1 8 7 . 7	5 0 0 . 0 0									
5 0 0 . 0	5 0 0 . 0	5 0 0 . 0	5 0 0 . 0	5 0 0 . 0	5 0 0 . 0	5 0 0 . 0	5 0 0 . 0	5 0 0 . 0	5 0 0 . 0	5 0 0 . 0	5 0 0 . 0	5 0 0 . 0
2 7 2 . 4	2 7 2 . 4	2 7 2 . 4	2 7 2 . 4	2 7 2 . 4	2 7 2 . 4	2 7 2 . 4	2 7 2 . 4	2 7 2 . 4	2 7 2 . 4	2 7 2 . 4	2 7 2 . 4	2 7 2 . 4

0 1 |

FIN=1 SE TERMINA EL CALCULO.

A CONTINUACION SE PRESENTA UN EJEMPLO DE CODIFICACION COMPLETO

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55	56	57	58	59	60	61	62	63	64	65	66	67	68	69	70	71	72	73	74	75	76	77	78	79	80	81	82	83	84	85	86	87	88	89	90	91	92	93	94	95	96	97	98	99	100
---	---	---	---	---	---	---	---	---	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	-----

	1	2	3	4	5	6	7							
	1234567890	1234567890	1234567890	1234567890	1234567890	1234567890	1234567890	1234567890	1234567890	1234567890	1234567890	1234567890	1234567890	1234567890
00001	3	36	12	21	20									
00002	281410300N	AMALUZA-7				5218.6	1790.	023545S	783400	1410300N				
00003	36	1943	1978			M3/S				CAUDAL	MENSUAL			
00004	1943	96.4	113.4	123.7	114.3	154.9	175.9	188.9	158.8	136.1	114.8	104.7	87.8	
00005	1944	108.4	97.4	100.6	150.3	179.4	176.2	160.1	148.1	110.8	92.2	52.4	42.4	
00006	1945	50.6	64.8	84.6	141.6	142.5	140.8	174.5	139.4	128.2	86.2	67.8	54.7	
00007	1946	74.9	78.7	83.3	133.6	149.3	150.4	152.1	138.6	107.1	99.8	66.6	50.6	
00008	1947	68.2	75.0	80.5	128.2	247.0	298.8	226.3	190.9	139.1	139.7	85.1	61.8	
00009	1948	83.3	73.1	88.3	133.9	143.6	156.5	180.5	152.9	127.2	119.2	84.4	61.6	
00010	1949	83.5	78.6	86.5	131.2	179.6	195.1	206.2	175.6	141.7	107.0	84.4	68.0	
00011	1950	90.0	94.8	98.8	126.3	131.2	167.4	180.5	151.6	138.0	135.5	76.1	60.0	
00012	1951	89.2	97.2	114.6	138.4	165.2	189.0	202.6	153.7	125.7	110.4	123.8	122.6	
00013	1952	126.5	107.1	107.3	146.3	147.3	152.4	255.2	189.1	151.2	103.9	89.0	74.4	
00014	1953	87.4	94.7	127.0	126.8	179.9	206.5	204.2	170.6	137.8	115.3	91.2	85.8	
00015	1954	91.4	73.4	78.8	148.9	106.3	142.4	171.1	145.4	131.9	138.3	67.4	45.2	
00016	1955	74.0	67.9	88.3	153.8	130.0	171.0	183.8	155.1	131.3	104.6	79.0	67.2	
00017	1956	79.5	106.9	159.0	146.1	150.4	214.0	203.5	162.9	139.8	124.9	65.4	45.2	
00018	1957	54.1	68.6	76.6	130.5	180.9	195.3	195.4	164.7	131.2	93.7	73.4	60.2	
00019	1958	72.6	107.7	135.6	127.4	160.6	155.4	117.8	165.0	127.3	89.9	78.5	69.9	
00020	1959	78.2	80.2	93.1	137.3	148.9	225.5	221.7	185.0	113.0	102.5	99.5	94.2	
00021	1960	102.9	108.0	106.0	115.7	113.9	148.5	170.6	129.2	105.5	68.2	68.2	58.8	
00022	1961	68.8	53.3	61.1	124.0	219.5	294.3	239.0	202.2	146.5	124.0	79.2	62.8	
00023	1962	90.5	88.5	105.2	179.0	153.7	192.7	139.3	118.2	118.7	109.6	69.5	52.7	
00024	1963	92.2	86.9	118.3	189.0	120.2	163.7	138.2	102.1	40.4	131.3	90.4	122.1	
00025	1964	102.3	52.3	68.7	145.3	182.1	270.9	181.1	179.1	191.1	93.0	67.7	45.3	
00026	1965	51.2	48.5	63.3	105.1	180.1	251.7	193.5	133.3	140.4	107.1	126.7	67.7	
00027	1966	123.0	86.0	112.7	110.4	86.6	98.2	130.3	134.6	94.2	85.8	47.4	50.7	
00028	1967	92.1	75.1	63.6	94.7	175.7	178.2	249.1	205.5	109.3	119.0	71.7	59.6	
00029	1968	83.9	33.1	97.4	103.8	66.3	108.1	258.3	138.5	111.2	124.6	61.8	30.1	
00030	1969	39.6	76.1	68.9	192.9	108.1	145.8	156.1	166.0	127.6	69.0	90.9	118.3	
00031	1970	111.7	194.8	149.9	168.8	176.4	307.4	168.9	221.7	167.8	111.1	105.6	102.2	
00032	1971	87.1	105.1	186.5	150.4	105.2	168.2	229.0	179.7	174.5	128.5	72.2	62.3	
00033	1972	120.6	98.8	108.1	138.3	154.9	184.7	231.7	143.5	135.9	105.9	114.0	71.5	
00034	1973	115.5	134.1	102.6	148.7	146.2	142.3	181.6	184.9	149.1	79.2	81.4	50.5	
00035	1974	53.1	130.9	92.5	72.8	187.9	125.7	267.3	165.5	190.4	183.2	113.9	109.0	
00036	1975	109.9	92.9	174.8	115.8	178.8	315.5	218.4	250.8	130.4	138.7	108.0	49.5	
00037	1976	75.1	64.5	74.4	204.9	252.1	275.0	298.2	227.0	125.5	64.8	83.0	64.3	
00038	1977	51.1	105.9	135.7	174.9	109.0	212.2	177.5	133.1	147.4	113.0	51.8	62.2	
00039	1978	53.7	73.7	136.8	234.2	198.6	270.2	209.3	198.8	142.2	183.0	57.0	45.7	
00040														



	1	2	3	4	5	6	7							
	1234567890	1234567890	1234567890	1234567890	1234567890	1234567890	1234567890	1234567890	1234567890	1234567890	1234567890	1234567890	1234567890	1234567890
00041	281410300N	AMALUZA-7						5218.6	1790.0	023545S	783400	1410300N		
00042	36	1943	1978	2				MM		EVAPORACION	NETA	MENSUAL		
00043	1943	100.8	69.2	60.8	72.1	48.9	27.6	-10.7	-1.4	14.7	42.1	77.3	78.6	
00044	1944	81.6	64.8	48.6	57.2	37.2	25.7	12.5	33.5	28.7	42.2	79.4	87.2	
00045	1945	87.0	70.3	60.5	68.1	50.1	32.6	1.4	17.8	17.9	42.4	77.9	85.0	
00046	1946	86.7	70.2	60.2	67.6	49.7	34.4	7.6	27.3	24.3	44.0	79.2	84.8	
00047	1947	85.5	69.7	60.7	68.3	50.7	30.6	1.6	25.9	19.9	40.0	74.9	83.5	
00048	1948	86.8	70.0	59.7	66.7	45.3	34.2	9.4	23.4	19.8	41.5	77.3	82.7	
00049	1949	85.4	69.5	59.3	66.2	45.7	30.8	7.2	16.2	11.9	43.9	77.1	81.7	
00050	1950	86.1	69.1	59.0	65.7	47.9	35.1	9.1	17.0	15.9	40.6	75.1	85.8	
00051	1951	87.4	70.7	56.6	62.8	41.6	27.3	7.8	13.4	7.6	46.3	80.1	74.8	
00052	1952	84.0	67.9	53.6	59.4	39.8	29.6	10.7	-39.9	-4.8	48.3	80.9	82.8	
00053	1953	85.9	69.1	56.3	62.2	41.9	25.7	3.9	13.9	15.6	42.1	76.5	82.0	
00054	1954	86.5	69.5	61.6	69.6	46.6	34.7	9.5	17.4	15.4	42.8	76.3	84.8	
00055	1955	87.1	70.2	58.5	64.9	43.6	29.9	9.1	20.7	18.4	40.3	76.2	83.9	
00056	1956	86.8	70.0	52.4	58.4	39.5	23.9	7.3	5.1	10.3	44.6	77.1	85.1	
00057	1957	87.0	70.1	61.4	69.5	46.2	31.7	6.5	21.8	19.2	40.6	76.9	85.0	
00058	1958	86.8	70.1	55.6	61.4	41.9	27.8	8.3	42.2	28.0	45.0	81.8	84.7	
00059	1959	86.1	69.4	59.9	67.1	45.7	35.7	11.1	9.1	11.9	47.9	85.7	80.2	
00060	1960	84.8	68.5	59.1	65.8	44.8	32.6	7.2	25.0	24.4	46.4	85.6	86.1	
00061	1961	85.8	69.4	61.6	69.9	44.8	38.0	8.5	16.8	16.5	39.7	74.9	82.8	
00062	1962	86.7	70.1	57.9	64.2	43.6	31.6	11.5	28.7	26.0	36.0	75.7	83.9	
00063	1963	87.0	69.9	54.5	60.1	39.5	21.8	7.8	34.3	30.5	46.5	88.3	82.9	
00064	1964	84.7	79.6	62.8	63.9	46.3	31.6	9.2	17.3	9.1	18.0	84.3	85.8	
00065	1965	86.5	77.7	65.7	85.2	52.5	36.5	-1.5	32.1	19.8	42.9	76.4	80.8	
00066	1966	87.9	63.8	54.9	55.0	36.0	20.6	18.0	19.6	24.8	45.8	77.1	91.4	
00067	1967	86.8	56.8	62.6	84.4	51.0	28.1	11.2	-11.0	10.6	45.6	71.3	84.1	
00068	1968	91.5	72.8	63.2	57.6	38.5	27.9	14.1	2.9	6.8	48.9	72.7	87.7	
00069	1969	90.4	68.8	60.3	58.4	42.2	36.1	8.0	38.2	18.7	39.1	79.7	74.9	
00070	1970	85.4	67.6	44.5	58.7	40.7	35.8	4.2	13.9	19.1	34.1	73.0	82.3	
00071	1971	79.5	64.0	56.3	52.6	35.4	30.9	19.6	-13.2	8.2	28.3	73.7	79.7	
00072	1972	84.2	64.2	53.5	51.7	30.0	26.6	6.3	-3.6	25.3	27.1	83.2	72.9	
00073	1973	83.6	67.6	49.8	63.4	41.4	20.2	12.9	33.1	16.1	43.8	88.7	86.0	
00074	1974	87.3	80.1	64.6	88.2	55.2	36.1	8.0	-13.1	19.5	37.8	75.3	72.7	
00075	1975	82.8	66.8	58.5	66.5	50.2	21.0	-2.6	6.5	3.4	47.4	72.7	94.7	
00076	1976	92.4	62.1	68.1	72.9	50.4	32.7	-21.2	-37.5	4.9	48.9	92.7	75.6	
00077	1977	85.7	73.3	49.4	62.3	38.8	30.4	18.8	17.5	31.6	41.8	81.9	93.3	
00078	1978	70.9	70.2	57.1	62.4	51.4	42.0	2.0	20.2	22.0	24.5	75.9	82.8	
00079														
00080	120.8	19.3	1855.0	1323.0	650.0									



	1			2			3			4			5			6			7		
	1234567890	1234567890	1234567890	1234567890	1234567890	1234567890	1234567890	1234567890	1234567890	1234567890	1234567890	1234567890	1234567890	1234567890	1234567890	1234567890	1234567890	1234567890	1234567890		
00121	281580000N	MAZAR-6								4523.6	1990.0	023500S	783620	1380000N							
00122	36	1943	1978		2					MM									EVAPORACION NETA MENSUAL		
00123	1943	129.5	101.6	87.0	106.0	92.1	71.0	54.8	56.2	64.5	80.9	117.0	123.1								
00124	1944	118.6	96.7	75.3	101.3	92.9	84.2	64.0	68.1	71.2	83.7	118.6	125.5								
00125	1945	122.1	102.5	85.5	105.9	89.2	71.9	59.7	65.1	64.8	80.7	117.5	124.9								
00126	1946	122.0	102.5	85.3	105.8	87.4	74.5	61.3	66.9	68.1	83.2	118.5	124.6								
00127	1947	121.9	102.0	85.1	106.0	88.4	69.5	55.9	56.7	62.2	78.6	115.8	124.8								
00128	1948	122.2	102.3	85.4	105.5	89.0	78.8	61.4	64.7	65.9	80.5	116.9	124.3								
00129	1949	122.0	101.9	85.9	105.3	90.3	77.3	59.7	63.4	59.5	81.0	117.4	123.8								
00130	1950	121.8	101.6	84.7	105.1	89.1	77.9	63.1	62.9	64.1	79.2	115.2	125.8								
00131	1951	122.5	102.8	85.9	104.1	91.9	79.7	60.5	62.3	56.1	83.3	118.3	120.4								
00132	1952	120.6	100.4	81.9	102.8	91.0	82.4	61.7	52.9	50.1	83.3	118.5	123.9								
00133	1953	121.7	101.6	84.5	103.9	92.4	77.1	58.2	53.6	63.9	80.4	116.2	124.0								
00134	1954	122.0	101.9	85.3	106.5	89.8	79.1	63.7	63.4	63.1	80.6	115.3	125.3								
00135	1955	122.4	102.4	85.5	104.9	91.5	79.5	61.8	63.9	65.3	79.7	116.7	124.8								
00136	1956	122.1	102.3	85.4	102.4	93.6	80.0	61.5	51.3	60.4	81.0	116.5	125.4								
00137	1957	122.3	102.3	85.8	106.4	89.7	76.7	59.7	64.6	65.7	80.3	117.3	125.2								
00138	1958	122.2	102.4	85.4	103.6	92.2	79.8	61.5	69.9	66.1	84.2	119.1	124.7								
00139	1959	121.8	101.8	84.8	105.6	88.4	80.0	62.2	61.3	61.6	86.1	119.6	122.3								
00140	1960	121.0	101.1	83.0	105.2	89.4	78.7	59.5	65.1	68.6	85.9	120.4	124.9								
00141	1961	121.7	101.8	83.8	106.6	83.1	79.6	59.1	62.9	64.0	78.6	115.6	124.5								
00142	1962	122.1	102.4	84.8	104.6	90.5	79.9	63.0	65.7	69.2	79.4	116.0	124.9								
00143	1963	122.2	102.2	85.3	103.1	95.0	78.7	64.7	67.6	71.6	86.4	121.3	123.1								
00144	1964	121.2	107.6	76.1	104.3	90.3	78.0	62.1	72.2	58.5	64.9	121.2	124.8								
00145	1965	122.0	106.7	92.1	112.1	85.8	66.8	54.7	61.9	65.2	80.8	116.1	120.8								
00146	1966	123.2	97.0	87.4	101.1	95.3	80.6	74.8	63.8	69.4	85.2	114.9	130.7								
00147	1967	120.9	76.3	80.8	111.4	92.9	75.2	65.9	59.7	62.7	84.6	105.2	126.8								
00148	1968	125.7	104.1	91.3	101.5	93.8	88.4	67.7	61.7	57.5	87.0	110.8	126.1								
00149	1969	124.8	102.6	82.1	102.5	83.6	87.0	59.4	69.7	59.5	77.8	118.7	119.2								
00150	1970	121.8	100.0	70.6	103.2	84.9	76.5	58.8	67.6	66.7	75.4	111.6	126.4								
00151	1971	116.8	96.6	88.1	100.7	91.1	84.2	70.0	61.8	60.8	72.1	112.8	126.3								
00152	1972	120.1	95.8	82.3	98.7	92.8	76.1	60.7	46.1	74.1	73.3	120.6	117.3								
00153	1973	120.2	101.1	81.6	105.1	94.6	75.6	66.3	61.3	59.7	81.0	122.9	125.7								
00154	1974	121.5	107.3	86.5	113.4	91.2	71.8	57.4	47.2	67.8	74.4	114.1	114.0								
00154	1974	121.5	107.3	86.5	113.4	91.2	71.8	57.4	47.2	67.8	74.4	114.1	114.0								
00155	1975	121.0	100.7	87.2	104.5	93.7	69.1	51.8	65.2	49.2	80.8	111.6	127.5								
00156	1976	126.4	93.7	93.2	110.0	84.6	68.8	50.5	61.3	63.2	87.2	122.7	113.5								
00157	1977	121.2	105.9	79.9	103.0	89.3	92.0	54.4	61.9	67.5	83.7	121.2	129.0								
00158	1978	110.6	98.5	84.8	102.0	69.0	92.7	58.5	67.5	69.7	71.0	119.6	127.3								
00159																					

	1	2	3	4	5	6	7												
	1234567890	1234567890	1234567890	1234567890	1234567890	1234567890	1234567890	1234567890	1234567890	1234567890	1234567890	1234567890	1234567890	1234567890	1234567890	1234567890	1234567890	1234567890	1234567890
00161	0.000034343	5.268811320	.000141822	.217208520	.894	0.04													
00162	281411600N	SOPLADORA	8			5404.3	1247.	023430S	783000	14	11660N								
00163	36	1943	1978			M3/S					CAUDAL								MENSUAL
00164	1943	112.6	132.1	144.0	133.1	179.6	203.8	218.6	184.1	158.1	133.7	122.2	102.8						
00165	1944	126.4	113.7	117.5	174.4	207.8	204.1	185.6	171.9	129.1	107.8	62.1	50.7						
00166	1945	60.1	76.4	99.1	164.4	165.5	163.5	202.1	161.8	149.0	100.9	79.8	64.8						
00167	1946	87.9	92.3	97.6	155.3	173.3	174.6	176.4	161.0	124.9	116.5	78.5	60.1						
00168	1947	80.3	88.0	94.4	149.0	285.2	344.7	261.6	220.9	161.6	162.2	99.7	73.0						
00169	1948	97.6	85.9	103.3	155.6	166.7	181.5	209.1	177.4	148.0	138.8	98.9	72.7						
00170	1949	97.8	92.2	101.2	152.5	208.0	225.8	238.5	203.4	164.6	124.8	98.9	80.0						
00171	1950	105.2	110.8	115.3	146.9	152.5	194.0	209.1	175.9	160.3	157.4	89.3	70.8						
00172	1951	104.4	113.6	133.5	160.8	191.5	218.7	234.4	178.3	146.2	128.6	144.1	142.7						
00173	1952	147.1	124.9	125.1	169.9	170.9	176.8	294.6	218.8	175.4	121.2	104.2	87.4						
00174	1953	102.3	110.6	147.7	147.5	208.3	238.8	236.1	197.6	160.1	134.3	106.6	100.5						
00175	1954	106.9	86.3	92.4	172.8	123.9	165.4	198.2	168.8	153.3	160.7	79.3	53.9						
00176	1955	87.0	79.9	103.3	178.4	151.1	198.1	212.8	179.9	152.7	122.1	92.6	79.1						
00177	1956	93.2	124.6	184.3	169.6	174.6	247.4	235.4	188.8	162.3	145.2	77.1	53.9						
00178	1957	64.1	80.7	89.9	151.7	209.5	226.0	226.1	190.9	152.5	109.5	86.3	71.1						
00179	1958	85.3	125.6	157.5	148.2	186.2	180.2	137.1	191.3	148.1	105.1	92.0	82.3						
00180	1959	91.8	94.0	108.9	159.5	172.8	260.6	256.3	214.1	131.6	119.6	116.2	110.0						
00181	1960	120.1	125.9	123.6	134.8	132.7	172.3	197.6	150.2	123.0	80.3	80.3	69.6						
00182	1961	81.0	63.2	72.1	144.2	253.7	339.5	276.0	233.9	170.1	144.2	92.9	74.1						
00183	1962	105.8	103.6	122.6	207.3	178.3	222.9	161.7	137.6	138.2	127.7	81.8	62.5						
00184	1963	107.8	101.7	137.7	218.7	139.8	189.7	160.6	119.1	48.4	152.7	105.7	142.1						
00185	1964	119.3	62.0	80.9	168.7	210.8	312.7	209.6	207.4	221.2	108.8	79.7	54.0						
00186	1965	60.8	57.7	74.6	122.5	208.6	290.6	223.9	154.9	163.0	124.9	147.4	79.7						
00187	1966	143.1	100.6	131.2	128.6	101.3	114.6	151.5	156.4	110.0	100.5	56.5	60.3						
00188	1967	107.7	88.2	75.0	110.6	203.5	206.3	287.7	237.7	127.4	138.5	84.3	70.4						
00189	1968	98.3	40.0	113.7	121.1	78.1	126.1	298.2	160.9	129.6	144.9	73.0	36.6						
00190	1969	47.5	89.3	81.1	223.2	126.1	169.3	181.0	192.3	148.4	81.2	106.3	137.7						
00191	1970	130.2	225.4	174.0	195.6	204.3	354.4	195.8	256.3	194.5	129.5	123.1	126.2						
00192	1971	101.9	122.5	215.9	174.6	122.6	194.9	264.6	208.1	202.1	149.4	84.9	73.6						
00193	1972	140.3	115.3	126.1	160.7	179.6	213.9	267.7	166.6	157.8	123.5	132.8	84.0						
00194	1973	134.5	155.8	119.7	172.6	169.7	165.3	210.2	214.0	173.0	92.9	95.5	60.0						
00195	1974	63.0	152.2	108.2	85.6	217.5	145.2	308.5	191.9	220.4	212.1	132.7	127.0						
00196	1975	128.1	108.6	202.5	134.9	207.1	363.7	252.5	289.6	151.6	161.1	125.9	58.8						
00197	1976	88.2	76.0	87.4	237.0	291.1	317.4	344.0	262.3	146.0	76.4	97.2	75.8						
00198	1977	60.7	123.5	157.6	202.6	127.0	245.3	205.5	154.7	171.0	131.6	61.4	73.4						
00199	1978	63.7	86.6	158.9	270.6	229.8	311.8	242.0	230.0	165.1	211.9	67.4	54.5						
00200																			



	1	2	3	4	5	6	7
00241	123456789012345678901234567890123456789012345678901234567890123456789	0.6019932	1.8441353	0.2259448	0.996343	0.918	
00242		100.00	99.90	99.60	99.30	99.20	97.50
00243		96.80	96.60	95.40	95.30	94.60	94.00
00244		93.80	93.20	91.70	90.90	85.80	85.00
00245		85.40	84.60	83.00			
00246		002					
00247		010.000	50.00	103.2	1000.00		
00248		732.8	710.4	710.4	747.8	747.8	732.8
00249		424.3	439.3	439.3	512.4	512.4	420.3
00250		002.00000	330.00	151.6	174.00		
00251		129.7	125.7	125.7	132.3	132.3	129.7
00252		55.4	58.0	58.0	67.6	67.6	55.4
00253		002					
00254		003.00					
00255		3010.00	55.5	153.2	1000.00		
00256		747.8	747.8	747.8	747.8	747.8	747.8
00257		512.4	512.4	512.4	512.4	512.4	512.4
00258		002.00	313.36	151.6	174.00		
00259		132.3	132.3	132.3	132.3	132.3	132.3
00260		67.6	67.6	67.6	67.6	67.6	67.6
00261		004.00	2.40000	187.7	500.00		
00262		500.0	500.0	500.0	500.0	500.0	500.0
00263		272.4	272.4	272.4	272.4	272.4	272.4
00264		001					



## CAUDALES MEDIOS MENSUALES

(43/5)

## CENTRAL 1

ANIO	ENERO	FEBRE	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOST	SEBRE	OCBRE	NOBRE	DEBRE
1943	96.4	113.4	123.7	114.3	154.9	175.9	188.9	158.9	136.1	114.8	104.7	87.8
1944	108.4	97.4	100.6	150.3	179.4	174.2	160.1	148.1	110.8	92.2	52.4	42.4
1945	50.6	64.8	84.6	141.6	142.5	140.8	174.5	139.4	129.2	86.2	67.8	54.7
1946	74.9	78.7	83.3	133.6	149.3	153.4	152.1	136.6	107.1	99.8	66.6	50.6
1947	68.2	75.0	80.5	129.2	247.2	298.8	226.3	190.9	139.1	139.7	85.1	61.8
1948	83.3	73.1	88.3	133.9	143.6	156.5	180.5	152.9	127.2	119.2	84.4	61.6
1949	83.5	78.6	86.5	131.2	179.6	195.1	206.2	175.6	141.7	107.0	84.4	68.0
1950	90.0	94.8	98.8	126.3	131.2	167.4	180.5	151.6	138.0	135.5	76.1	60.0
1951	89.2	97.2	114.6	138.4	165.2	189.0	202.6	154.7	125.7	110.4	123.8	122.6
1952	126.5	107.1	107.3	146.3	147.3	152.4	255.2	183.1	151.2	103.9	89.0	74.4
1953	87.4	94.7	127.0	126.8	179.9	206.5	204.2	170.6	137.3	115.3	91.2	85.8
1954	91.4	73.4	78.8	148.9	106.3	142.4	171.1	145.4	131.9	138.3	67.4	45.2
1955	74.0	67.9	88.3	153.8	130.0	171.0	183.9	155.1	131.3	104.6	79.0	67.2
1956	79.5	136.9	159.0	146.1	150.4	214.0	203.5	162.9	139.8	124.3	65.4	45.2
1957	54.1	68.6	76.6	139.5	180.9	195.3	195.4	161.7	131.2	93.7	73.4	60.2
1958	72.6	107.7	135.6	127.4	160.6	155.4	117.3	165.0	127.3	89.9	78.5	69.9
1959	78.2	80.2	93.1	137.3	148.9	225.5	221.7	185.0	113.0	102.5	99.5	94.2
1960	102.9	108.0	106.0	115.7	113.9	149.5	170.6	129.2	105.5	68.2	68.2	58.8
1961	68.8	53.3	61.1	124.0	219.5	294.3	239.0	202.2	146.5	124.0	79.2	62.8
1962	90.5	98.5	105.2	179.0	153.7	192.7	139.3	118.2	118.7	109.6	69.5	52.7
1963	92.2	86.9	118.3	189.0	120.2	163.7	138.2	102.1	40.4	131.3	90.4	122.1
1964	102.3	52.3	68.7	145.3	182.1	270.9	181.1	179.1	191.1	93.0	67.7	45.3
1965	51.2	48.5	63.3	105.1	190.1	251.7	195.5	133.3	140.4	107.1	126.7	67.7
1966	123.0	86.0	112.7	110.4	86.6	98.2	130.3	134.5	94.2	85.8	47.4	50.7
1967	92.1	75.1	63.6	94.7	175.7	178.2	249.1	205.5	109.3	119.0	71.7	59.6
1968	83.9	33.1	97.4	103.8	66.3	108.1	258.3	139.5	111.2	124.6	61.8	30.1
1969	39.6	76.1	68.9	192.9	108.1	145.8	156.1	165.0	127.6	69.0	96.9	118.3
1970	111.7	194.8	149.9	168.8	176.4	307.4	168.7	221.7	167.8	111.1	105.6	108.2
1971	87.1	105.1	186.5	150.4	105.2	168.2	229.0	179.7	174.5	128.5	72.2	62.3
1972	120.6	98.8	108.1	138.3	154.9	184.7	231.7	143.5	135.9	105.9	114.0	71.5
1973	115.5	134.1	102.6	148.7	146.2	142.3	181.6	184.9	149.1	79.2	81.4	50.5
1974	53.1	130.9	92.5	72.8	187.9	123.7	267.3	165.5	190.4	185.2	113.9	103.0
1975	109.9	92.9	174.8	115.8	178.8	315.5	218.4	250.8	130.4	139.7	108.0	49.5
1976	75.1	64.5	74.4	204.9	252.1	275.0	298.2	227.0	125.5	64.8	83.0	64.3
1977	51.1	105.9	135.7	174.9	107.0	212.2	177.5	133.1	147.4	113.0	51.8	62.2
1978	53.7	73.7	136.8	234.2	198.6	270.2	247.3	148.8	142.2	183.0	57.0	45.7



FUNCION DISTRIBUCION DE PROBABILIDADES MES A MES

0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
0.19	0.17	0.31	0.08	0.06	0.11	0.14	0.08	0.03	0.17	0.14	0.17
0.31	0.69	0.67	0.50	0.28	0.56	0.50	0.47	0.06	0.56	0.50	0.61
0.67	0.92	0.86	0.83	0.67	0.78	0.75	0.83	0.44	0.86	0.78	0.78
0.83	0.97	0.94	0.94	0.92	0.86	0.94	0.92	0.89	0.94	0.89	0.86
1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00

VALORES DE LAS ABCISAS CORRESPONDIENTES MES A MES

39.60	33.10	61.10	72.80	66.30	98.20	117.80	102.10	40.40	64.80	47.40	30.10
56.98	65.44	86.18	105.08	103.46	141.66	153.88	131.84	70.54	88.48	63.26	48.60
74.36	97.78	111.26	137.36	140.62	185.12	189.96	151.58	100.68	112.16	79.12	67.10
91.74	130.12	136.34	169.64	177.78	228.58	226.04	191.32	130.82	135.84	94.98	85.60
109.12	162.46	161.42	201.92	214.94	272.04	262.12	221.06	160.96	159.52	110.84	104.10
126.50	194.80	186.50	234.20	252.10	315.50	298.20	250.80	191.10	183.20	126.70	122.60

EVAPORACIONES PUNTUALES MENSUALES (MM/MES)

CENTRAL 1

ANIO	ENERO	FEBRE	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOST	SEBRE	OCBRE	NVBRE	DCBRE
1943	100.8	69.2	60.8	72.1	48.9	27.6	-10.7	-1.4	14.7	42.1	77.3	78.6
1944	81.6	64.8	48.6	57.2	37.2	25.7	12.6	35.5	28.7	42.2	79.4	87.2
1945	87.0	70.3	60.5	68.1	50.1	32.6	1.4	17.8	17.9	42.4	77.9	85.0
1946	86.7	70.2	60.2	67.6	49.7	34.4	7.6	27.3	24.3	44.0	79.2	84.8
1947	86.5	69.7	60.7	68.3	50.7	30.6	1.6	25.9	19.9	40.0	74.9	83.5
1948	86.8	70.0	59.7	66.7	45.3	34.2	9.4	23.4	19.8	41.5	77.3	82.7
1949	86.4	69.5	59.3	66.2	45.7	30.8	7.2	16.2	11.9	43.9	77.1	81.7
1950	86.1	69.1	59.0	65.7	47.9	35.1	9.1	17.0	15.9	40.6	75.1	85.8
1951	87.4	70.7	56.6	62.8	41.6	27.3	7.8	13.4	7.6	46.3	80.1	74.8
1952	84.0	67.9	53.6	59.4	39.8	29.6	10.7	-39.9	-4.8	48.3	80.9	82.8
1953	85.9	69.1	56.3	62.2	41.9	25.7	3.9	13.9	15.6	42.1	76.5	82.0
1954	86.5	69.5	61.6	69.6	46.6	34.7	9.5	17.4	15.4	42.8	76.3	84.8
1955	87.1	70.2	58.5	64.9	43.6	29.9	9.1	20.7	18.4	40.3	76.2	83.9
1956	86.8	70.0	52.4	58.4	39.5	23.9	7.3	5.1	10.3	44.6	77.1	85.1
1957	87.0	70.1	61.4	69.5	46.2	31.7	6.5	21.8	19.2	40.6	76.9	85.0
1958	86.8	70.1	55.6	61.4	41.9	27.8	8.3	42.2	23.3	45.0	81.8	84.7
1959	86.1	69.4	59.9	67.1	45.7	35.7	11.1	9.1	11.9	47.9	85.7	80.2

1960	84.8	68.5	59.1	65.8	44.8	32.6	7.2	25.0	24.4	45.4	85.6	86.1
1961	85.8	69.4	61.6	69.9	44.8	38.0	8.5	16.8	16.5	39.7	74.9	82.8
1962	86.7	70.1	57.9	64.2	43.6	31.6	11.2	28.7	26.0	56.0	75.7	83.9
1963	87.0	69.9	54.5	60.1	39.5	21.8	7.8	34.3	30.5	46.5	86.3	82.9
1964	84.7	79.6	62.8	63.9	46.3	31.6	9.2	17.3	9.1	18.6	84.3	85.8
1965	86.5	77.7	65.7	85.2	52.5	36.5	-1.5	32.1	19.8	42.9	76.4	80.8
1966	87.9	63.8	54.9	55.9	36.0	20.6	18.0	19.6	24.8	45.8	77.1	91.4
1967	86.8	56.8	62.6	84.4	51.0	23.1	11.2	-11.0	10.6	45.6	71.3	84.1
1968	91.5	72.8	63.2	57.6	38.5	27.9	14.1	2.7	6.8	48.9	72.7	87.7
1969	90.4	68.8	60.3	58.4	42.2	36.1	8.0	39.2	18.7	37.1	79.7	74.9
1970	85.4	67.6	44.5	58.7	40.7	35.8	4.2	13.9	19.1	34.1	73.0	82.3
1971	79.5	64.0	56.3	52.6	35.4	30.9	17.6	-13.2	3.2	28.3	73.7	79.7
1972	84.2	64.2	53.5	51.7	30.0	25.6	6.3	-3.6	25.3	27.1	83.2	72.9
1973	83.6	67.6	49.8	63.4	41.4	20.2	12.7	33.1	16.1	43.8	88.7	85.0
1974	87.3	80.1	64.6	88.2	55.2	36.1	8.0	-13.1	19.5	37.8	75.3	72.7
1975	82.8	66.8	58.5	66.5	50.2	21.2	-2.6	5.5	3.4	47.4	72.7	94.7
1976	92.4	62.1	68.1	72.9	50.4	32.7	-21.2	-37.5	4.7	48.9	92.7	75.6
1977	85.7	73.3	49.4	62.3	38.8	30.4	18.9	17.5	31.6	41.8	81.9	93.3
1978	70.9	70.2	57.1	62.4	31.4	42.0	2.0	29.2	22.0	24.5	75.9	82.8

FUNCION DISTRIBUCION DE PROBABILIDADES MES A MES

0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
0.03	0.03	0.36	0.22	0.06	0.14	0.33	0.33	0.36	0.03	0.03	0.25	0.14
0.11	0.17	0.19	0.61	0.28	0.36	0.36	0.36	0.14	0.19	0.11	0.59	0.25
0.89	0.86	0.47	0.92	0.56	0.69	0.19	0.31	0.31	0.47	0.17	6.83	0.81
0.97	0.92	0.92	0.92	0.83	0.94	0.81	0.75	0.75	0.78	0.53	0.94	0.92
1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00

VALORES DE LAS ABCISAS CORRESPONDIENTES MES A MES

70.90	56.89	44.50	51.70	30.00	20.20	-21.20	-39.20	-4.80	18.00	71.30	72.70
76.88	61.46	49.22	59.00	35.04	24.56	-13.14	-23.48	2.49	24.19	75.58	77.10
82.86	66.12	53.94	65.30	40.08	28.92	-4.88	-7.06	9.75	30.36	79.86	81.50
88.84	70.78	58.66	73.60	45.12	33.28	3.28	9.36	17.04	36.54	84.14	85.90
94.82	75.44	63.38	80.90	50.16	37.64	11.44	25.78	24.32	42.72	88.42	90.30
100.80	80.10	68.10	88.20	55.20	42.00	19.60	42.20	31.60	48.90	92.70	94.70

VOLUMEN MAXIMO (HM3) = 120.800

VOLUMEN MINIMO (HM3) = 15.500

ALT. RES (M.S.N.M.) = 1323.000

ALT. RIO (M.S.N.M.) =

CAIDA NETA (M) =

1855.000

650.000

CONSTANTE VOLUMEN = 0.0001901  
 CONSTANTE AREA = 0.0000073  
 RENDIMIENTO (PU) = 0.9183000

EXPONENTE VOLUMEN = 2.6619744  
 EXPONENTE AREA = 2.6522536  
 F.O.R. (P.U.) = 0.0400000

CAUDALES MEDIOS MENSUALES

(M<sup>3</sup>/S)

CENTRAL 2

ANIO	ENERO	FEBRE	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOST	SEPTRE	OCBRE	NOVBRE	DCBRE
1943	65.2	81.6	86.4	95.0	104.2	122.7	127.7	107.3	94.9	77.8	77.2	64.9
1944	75.3	68.1	68.5	106.2	122.5	119.7	115.8	98.1	79.5	63.3	34.6	25.8
1945	34.6	44.5	60.3	98.7	97.5	96.7	119.1	93.0	87.1	59.7	45.6	40.3
1946	48.5	54.3	57.1	87.2	102.5	103.6	107.0	91.7	80.7	67.5	45.0	34.0
1947	44.0	52.8	57.1	87.1	171.0	226.5	163.8	131.2	98.0	95.5	59.6	43.0
1948	54.1	50.7	63.1	94.4	98.7	107.5	124.4	102.7	87.1	81.5	58.9	43.7
1949	52.1	54.1	68.9	93.0	122.9	135.9	142.3	121.1	100.8	72.0	58.4	48.4
1950	61.0	66.0	70.0	90.0	90.9	115.9	121.4	102.4	92.5	93.6	52.3	41.5
1951	60.0	69.2	81.9	100.6	112.8	130.5	138.1	105.5	92.1	75.2	92.9	89.9
1952	88.7	74.0	74.4	104.5	101.2	104.3	170.8	134.1	111.0	71.0	63.0	52.1
1953	59.7	67.2	92.9	100.1	121.9	145.7	140.5	115.4	94.1	78.5	63.0	61.4
1954	65.7	51.0	55.6	103.0	75.2	95.0	114.1	99.1	90.4	95.8	44.8	29.9
1955	45.9	48.1	63.6	106.1	89.6	119.7	125.6	104.4	88.9	70.9	54.3	46.1
1956	56.8	78.6	115.5	106.7	102.5	151.8	136.7	112.2	97.3	85.2	44.1	29.9
1957	36.9	47.5	54.8	92.2	123.6	137.2	135.7	110.8	89.3	63.7	50.4	40.4
1958	51.3	74.8	97.6	92.5	109.8	107.8	88.2	110.9	90.2	61.8	54.0	48.2
1959	54.8	56.9	67.1	95.9	102.3	151.4	153.6	127.3	84.7	69.3	70.8	65.8
1960	73.8	79.2	74.4	84.4	79.1	101.4	116.3	84.8	71.3	48.1	46.2	38.3
1961	49.5	36.4	45.5	87.2	151.1	219.7	171.5	140.8	99.5	84.3	54.2	43.7
1962	63.6	62.3	74.2	118.6	105.3	135.2	91.9	76.3	78.1	74.6	46.8	36.3
1963	59.4	63.9	83.1	126.2	83.9	114.3	95.0	57.8	32.5	69.5	62.7	105.4
1964	64.2	39.2	51.6	106.6	138.5	190.5	116.6	129.7	149.6	62.3	46.0	25.9
1965	31.1	29.6	41.8	73.5	127.0	175.9	135.5	90.5	97.7	71.9	96.9	44.4
1966	88.4	56.6	71.1	80.8	59.6	69.8	90.8	91.0	62.5	56.7	30.1	32.6
1967	62.5	54.7	45.9	67.1	126.6	125.6	174.3	143.7	77.1	82.9	48.2	40.0
1968	60.0	23.0	72.7	74.3	47.7	73.5	179.4	101.7	77.3	86.9	43.6	20.3
1969	26.9	55.8	47.4	144.2	80.0	125.2	111.3	113.9	87.9	49.6	69.7	86.0
1970	78.4	145.7	104.8	116.1	110.3	208.4	117.5	146.3	115.0	72.0	72.2	75.0
1971	59.4	75.4	132.0	107.9	71.5	112.5	154.1	116.5	117.7	83.9	46.5	39.8
1972	83.6	66.8	77.9	92.9	102.7	121.5	170.8	89.2	103.2	75.2	81.3	56.8
1973	78.4	96.2	72.5	106.2	101.8	97.3	126.3	129.3	103.6	52.9	50.5	32.1
1974	34.6	88.3	68.3	51.3	127.7	85.4	178.5	104.4	124.8	139.2	84.7	81.0

1975	81.8	71.8	123.7	90.3	129.3	227.0	156.3	177.8	90.9	101.3	81.7	39.6
1976	56.3	50.0	59.3	151.2	179.7	197.9	235.1	159.4	85.2	43.9	54.6	44.4
1977	36.8	77.1	95.1	127.6	71.6	147.1	111.3	80.3	94.1	76.4	35.3	43.4
1978	30.0	48.8	96.1	156.8	120.6	192.4	146.6	140.0	95.7	138.7	41.9	32.0

FUNCION DISTRIBUCION DE PROBABILIDADES MES A MES

0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
0.19	0.17	0.28	0.06	0.11	0.17	0.33	0.08	0.03	0.22	0.11	0.28	
0.33	0.72	0.67	0.44	0.33	0.58	0.69	0.44	0.17	0.69	0.58	0.75	
0.69	0.97	0.83	0.81	0.81	0.73	0.92	0.78	0.81	0.92	0.78	0.86	
0.93	0.97	0.92	0.92	0.94	0.86	0.97	0.74	0.97	0.94	0.92	0.94	
1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00

VALORES DE LAS ABCISAS CORRESPONDIENTES MES A MES

26.90	23.00	41.80	51.30	47.70	63.80	88.20	57.80	32.50	43.90	30.10	20.30	
39.26	47.54	59.84	72.40	74.10	100.44	117.50	81.30	55.92	62.86	43.46	37.32	
51.62	72.08	77.88	93.50	100.50	132.08	146.96	105.30	79.34	81.82	56.82	54.34	
63.98	96.62	95.92	114.60	126.90	163.72	176.34	129.80	102.76	100.76	70.18	71.36	
76.34	121.16	113.96	135.70	153.30	195.36	205.72	153.80	126.18	119.74	83.54	88.36	
88.70	145.70	132.00	156.80	179.70	227.00	235.10	177.30	149.60	138.70	96.90	105.40	

EVAPORACIONES PUNTUALES MENSUALES (MM/MES)

CENTRAL 2

ANIO	ENERO	FEBRE	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOST	SEPTRE	OCBRE	NOBRE	DIEMBRE
1943	129.5	101.6	87.0	106.0	92.1	71.0	54.8	65.2	64.5	80.9	117.0	123.1
1944	118.6	96.7	75.3	101.3	92.9	84.2	64.0	68.1	71.2	83.7	118.6	125.5
1945	122.1	102.5	85.5	105.9	89.2	71.9	59.7	65.1	64.3	80.7	117.5	124.9
1946	122.0	102.5	85.3	105.8	87.4	74.5	61.3	65.9	68.1	83.2	118.5	124.6
1947	121.9	102.0	85.1	106.0	88.4	69.5	55.9	65.7	62.2	78.6	115.8	124.8
1948	122.2	102.3	85.4	105.5	89.0	78.8	61.4	64.7	65.9	80.5	116.9	124.3
1949	122.0	101.9	85.9	105.3	90.3	77.3	59.7	63.4	59.5	81.0	117.4	123.8
1950	121.8	101.6	84.7	105.1	89.1	77.9	63.1	62.9	64.1	79.2	115.2	125.8
1951	122.5	102.8	85.9	104.1	91.9	79.7	60.5	62.3	56.1	83.3	118.3	120.4
1952	120.6	100.4	81.9	102.8	91.0	82.4	61.7	52.9	50.1	83.3	118.5	123.9
1953	121.7	101.6	84.5	103.9	92.4	77.1	58.2	63.6	63.9	80.4	116.2	124.0
1954	122.0	101.9	85.3	106.5	89.8	79.1	63.7	63.4	63.1	80.6	115.3	125.3
1955	122.4	102.4	85.5	104.9	91.5	79.5	61.8	63.9	65.3	79.7	116.7	124.8

1956	122.1	102.3	85.4	102.4	93.6	90.0	61.5	61.3	60.4	81.0	116.5	125.4
1957	122.3	102.3	85.8	106.4	89.7	75.7	59.7	64.6	65.7	80.3	117.3	125.2
1958	122.2	102.4	85.4	103.6	92.2	79.8	61.5	69.7	66.1	84.2	119.1	124.7
1959	121.8	101.8	84.8	105.6	88.4	80.0	62.2	61.3	61.6	86.1	119.6	122.3
1960	121.0	101.1	83.0	105.2	89.4	78.7	59.5	65.1	68.6	85.9	120.4	124.9
1961	121.7	101.8	83.8	105.5	83.1	79.6	59.1	62.9	64.3	78.6	115.6	124.5
1962	122.1	102.4	84.9	104.6	90.5	79.9	63.0	65.7	69.2	79.4	116.0	124.9
1963	122.2	102.2	85.3	103.1	95.0	78.7	64.7	67.6	71.6	86.4	121.3	123.1
1964	121.2	107.6	76.1	104.3	90.3	78.0	62.1	72.2	58.5	64.9	121.2	124.8
1965	122.0	106.7	92.1	112.1	85.8	66.8	54.7	61.9	65.2	80.8	116.1	120.8
1966	123.2	97.0	87.4	101.1	95.3	80.5	74.8	63.8	69.4	85.2	114.9	130.7
1967	120.9	76.3	80.8	111.4	92.9	75.2	65.9	59.7	62.7	84.6	105.2	125.8
1968	125.7	104.1	91.3	101.5	93.8	88.4	67.7	61.7	57.5	87.0	110.8	126.1
1969	124.8	102.6	82.1	102.5	83.6	87.0	59.4	69.7	59.5	77.8	118.7	119.2
1970	121.8	100.0	70.6	103.2	84.9	75.5	58.9	67.6	66.7	75.4	111.6	125.4
1971	116.8	96.6	88.1	100.7	91.1	84.2	70.0	61.8	60.8	72.1	112.8	126.3
1972	120.1	95.8	82.3	98.7	92.8	76.1	60.7	46.1	74.1	73.3	120.6	117.3
1973	120.2	101.1	81.6	105.1	94.6	75.6	66.3	61.3	59.7	81.0	122.9	125.7
1974	121.5	107.3	85.5	113.4	91.2	71.8	57.4	47.2	67.8	74.4	114.1	114.0
1975	121.0	100.7	87.2	104.5	93.7	69.1	51.8	65.2	49.2	83.8	111.6	127.5
1976	126.4	93.7	93.2	110.0	84.6	68.8	50.5	51.3	63.2	87.2	122.7	113.5
1977	121.2	105.9	79.9	103.0	89.3	92.0	54.4	61.9	67.5	83.7	121.2	129.0
1978	110.6	98.3	84.8	102.0	69.0	92.7	58.5	67.5	69.7	71.0	119.6	127.3

FUNCION DISTRIBUCION DE PROBABILIDADES MES A MES

0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
0.03	0.03	0.03	0.14	0.03	0.10	0.14	0.06	0.06	0.03	0.03	0.06	0.06
0.06	0.03	0.08	0.47	0.03	0.39	0.44	0.08	0.14	0.11	0.11	0.11	0.11
0.50	0.06	0.31	0.89	0.11	0.81	0.86	0.25	0.50	0.19	0.31	0.28	0.28
0.94	0.33	0.92	0.92	0.44	0.92	0.94	0.81	0.83	0.64	0.75	0.89	0.89
1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00

VALORES DE LAS ABCISAS CORRESPONDIENTES MES A MES

110.60	76.30	70.60	98.70	59.00	66.80	50.50	46.10	49.20	64.90	105.20	113.50	113.50
114.38	82.56	75.12	101.64	74.26	71.98	55.36	51.32	54.18	69.36	108.74	116.94	116.94
118.16	88.82	79.64	104.58	79.52	77.16	60.22	56.54	59.15	73.82	112.28	120.38	120.38
121.94	95.08	84.16	107.52	84.78	82.34	65.08	61.76	64.14	78.28	115.82	123.82	123.82
125.72	101.34	88.68	110.46	90.04	87.52	69.94	66.98	69.12	82.74	119.56	127.26	127.26
129.50	107.60	93.20	113.40	95.30	92.70	74.80	72.20	74.10	87.20	122.90	130.70	130.70

VOLUMEN MAXIMO (HM3) = 414.100  
 VOLUMEN MINIMO (HM3) = 91.300  
 ALT. RES (M.S.N.M.) = 2004.000

ALT. RIO (M.S.N.M.) = 2005.000  
 CAIDA NETA (M) = 130.000

CONSTANTE VOLUMEN = 0.0000343  
 CONSTANTE AREA = 0.0001418  
 RENDIMIENTO (PU) = 0.8939999

EXPONENTE VOLUMEN = 3.2688112  
 EXPONENTE AREA = 2.2172084  
 F.O.R. (P.U.) = 0.0400000

CAUDALES MEDIOS MENSUALES (M3/S)

CENTRAL 3

ANIO	ENERO	FEBRE	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOST	SEBRE	OCBRE	NVBRE	DCBRE
1943	112.6	132.1	144.0	133.1	179.6	203.8	218.5	184.1	158.1	133.7	122.2	102.8
1944	126.4	113.7	117.5	174.4	207.8	204.1	185.6	171.9	129.1	107.8	62.1	50.7
1945	60.1	76.4	99.1	164.4	165.5	163.5	202.1	161.8	149.0	100.9	79.8	64.8
1946	87.9	92.3	97.6	155.3	173.3	174.6	176.4	161.0	124.9	116.5	78.5	60.1
1947	80.3	88.0	94.4	149.0	285.2	344.7	261.5	220.9	161.5	162.2	99.7	73.0
1948	97.6	85.9	103.3	155.6	140.7	181.5	209.1	177.4	148.0	138.8	98.9	72.7
1949	97.8	92.2	101.2	152.5	208.0	225.8	238.5	203.4	164.6	124.8	98.9	80.0
1950	105.2	110.8	115.3	146.9	152.5	174.0	209.1	175.9	160.3	157.4	89.3	70.8
1951	104.4	113.6	133.5	160.8	191.5	218.7	234.4	178.3	146.2	128.6	144.1	142.7
1952	147.1	124.9	125.1	169.9	170.9	176.8	294.5	218.8	175.4	121.2	104.2	87.4
1953	102.3	110.6	147.7	147.5	208.3	239.8	236.1	197.6	160.1	134.3	106.5	100.5
1954	106.9	86.3	92.4	172.8	123.9	165.4	198.2	168.8	153.3	160.7	79.3	53.9
1955	87.0	79.9	103.3	178.4	151.1	198.1	212.8	179.9	152.7	122.1	92.6	79.1
1956	93.2	124.6	184.3	169.5	174.6	247.4	235.4	188.8	162.3	145.2	77.1	53.9
1957	64.1	80.7	89.9	151.7	209.5	225.0	226.1	199.9	152.5	109.5	86.3	71.1
1958	85.3	125.6	157.5	148.2	186.2	180.2	137.1	191.3	148.1	105.1	92.0	82.3
1959	91.8	94.0	108.9	159.5	172.8	260.6	256.3	214.1	131.6	119.6	116.2	110.0
1960	120.1	125.9	123.6	134.8	132.7	172.3	197.6	150.2	123.0	80.3	80.3	69.6
1961	81.0	63.2	72.1	144.2	253.7	339.5	276.0	233.9	170.1	144.2	92.9	74.1
1962	105.8	103.6	122.6	207.3	178.3	222.9	161.7	137.6	138.2	127.7	81.8	62.5
1963	107.8	101.7	137.7	218.7	139.8	189.7	163.6	119.1	48.4	152.7	105.7	142.1
1964	119.3	62.0	80.9	168.7	210.9	312.7	209.5	207.4	221.2	108.8	79.7	54.0
1965	60.8	57.7	74.6	122.5	208.6	290.5	223.9	154.9	163.0	124.9	147.4	79.7
1966	143.1	109.6	131.2	128.6	101.3	114.6	151.5	155.4	110.0	100.5	55.5	60.3
1967	107.7	88.2	75.0	110.5	203.5	206.3	287.7	237.7	127.4	138.5	84.3	70.4
1968	98.3	40.0	113.7	121.1	78.1	125.1	298.2	160.9	129.6	144.9	73.0	36.6
1969	47.5	89.3	81.1	223.2	126.1	149.3	181.0	192.3	149.4	51.2	106.3	137.7
1970	130.2	225.4	174.0	195.5	294.3	354.4	195.8	256.3	194.5	129.5	123.1	126.2

1971	101.9	122.5	215.9	174.6	122.6	194.9	264.6	208.1	202.1	149.4	84.9	73.6
1972	140.3	115.3	126.1	160.7	179.5	213.9	267.7	166.6	157.8	123.5	132.8	84.0
1973	134.5	155.8	119.7	172.6	169.7	155.3	210.2	214.0	173.0	92.9	95.5	60.0
1974	63.0	152.2	108.2	85.5	217.5	145.2	338.5	191.9	220.4	212.1	132.7	127.0
1975	128.1	108.6	202.5	134.9	207.1	353.7	252.5	289.5	151.5	161.1	125.9	58.8
1976	88.2	76.0	87.4	237.0	291.1	317.4	344.0	262.3	145.0	76.4	97.2	75.8
1977	60.7	123.5	157.6	202.6	127.3	245.3	205.5	154.7	171.0	131.6	61.4	73.4
1978	63.7	86.6	158.7	270.6	229.8	311.8	242.0	230.0	165.1	211.9	67.4	54.5

FUNCIÓN DISTRIBUCION DE PROBABILIDADES MES A MES

0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
0.19	0.17	0.31	0.11	0.06	0.11	0.14	0.08	0.33	0.17	0.14	0.17	0.17
0.31	0.69	0.67	0.50	0.28	0.55	0.56	3.47	0.05	0.56	0.50	0.61	0.61
0.67	0.92	0.86	0.93	0.67	0.78	0.75	0.83	0.44	0.86	0.78	0.78	0.78
0.83	0.97	0.94	0.94	0.92	0.86	0.94	0.92	0.89	0.94	0.89	0.86	0.86
1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00

VALORES DE LAS ABCISAS CORRESPONDIENTES MES A MES

47.50	40.00	72.10	85.60	78.10	114.60	137.10	119.10	48.40	76.40	56.50	36.60	36.60
67.42	77.08	100.86	122.60	120.70	164.42	178.48	153.20	82.96	103.54	74.68	57.82	57.82
87.34	114.16	129.62	159.50	163.30	214.24	219.86	197.30	117.52	130.68	92.86	79.04	79.04
107.26	151.24	158.38	196.60	205.90	264.06	251.24	221.40	152.08	157.82	111.04	100.26	100.26
127.18	188.32	187.14	233.60	248.50	313.88	302.62	255.50	186.64	184.96	129.22	121.48	121.48
147.10	225.40	215.90	270.60	291.10	363.70	344.00	289.50	221.20	212.10	147.40	142.70	142.70

EVAPORACIONES PUNTUALES MENSUALES (MM/MES)

CENTRAL 3

ANIO	ENERO	FEBRE	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOST	SEPTRE	OCBRE	NOVRE	DCBRE
1943	110.8	28.9	31.4	14.9	-57.6	2.0	14.2	41.5	36.3	46.7	40.8	55.3
1944	86.1	51.5	46.7	33.8	25.4	26.7	15.5	20.2	39.1	46.2	57.1	81.1
1945	84.9	56.4	47.9	34.0	45.3	27.4	10.8	21.8	39.7	45.0	54.3	76.3
1946	84.0	54.5	47.5	34.1	49.2	30.2	10.7	21.3	38.8	47.5	54.3	75.2
1947	86.6	56.4	48.0	34.3	26.2	35.1	29.1	29.5	29.5	42.1	47.5	71.0
1948	81.7	69.2	59.1	54.0	43.9	18.1	21.4	22.2	42.1	55.5	45.3	71.8
1949	103.0	69.5	56.7	58.0	37.3	19.8	21.7	24.5	45.0	46.9	61.8	67.3
1950	95.6	50.4	32.8	22.0	55.0	37.4	-11.4	14.7	34.5	47.8	41.4	72.6
1951	57.1	40.3	53.0	48.6	27.4	30.0	8.3	23.5	44.2	42.7	47.2	53.2

1952	53.9	22.1	55.8	8.3	24.7	17.1	18.9	27.5	45.4	57.5	47.6	69.9
1953	88.6	57.4	47.0	31.3	123.1	7.8	17.9	25.5	40.6	44.4	53.4	71.5
1954	82.9	50.9	47.7	36.0	39.6	24.7	9.2	21.5	40.1	44.4	52.6	74.6
1955	80.4	47.3	46.6	30.7	44.3	23.3	10.7	21.2	39.7	44.2	54.8	74.7
1956	85.8	56.1	46.2	28.1	26.9	22.0	12.6	23.5	40.6	44.2	52.2	74.3
1957	83.9	57.8	48.1	35.3	27.3	24.0	14.3	22.2	39.5	44.7	54.8	76.5
1958	85.5	59.3	47.1	32.2	38.3	25.8	11.5	20.7	34.6	48.0	50.8	75.5
1959	84.5	60.4	48.4	38.0	49.5	31.5	9.7	22.3	40.0	47.8	53.2	69.5
1960	84.8	52.0	47.3	35.3	32.1	25.0	14.0	20.3	39.1	47.8	56.0	79.5
1961	86.1	60.2	48.3	43.1	44.3	31.6	14.0	19.8	39.1	43.2	54.4	72.2
1962	85.4	49.8	46.1	33.7	43.8	28.9	9.7	22.6	40.0	43.9	57.0	74.6
1963	85.2	41.5	51.3	33.0	49.9	33.9	3.4	23.9	42.0	56.4	49.8	66.7
1964	83.3	56.0	60.4	55.2	45.3	31.5	12.1	14.0	44.7	21.5	56.1	75.0
1965	86.6	65.1	55.6	42.5	19.2	17.2	13.8	18.4	25.2	51.4	48.8	75.1
1966	88.8	57.9	38.5	14.7	47.6	31.4	-2.1	30.3	39.7	53.1	50.8	80.4
1967	83.9	36.1	53.0	41.9	43.9	28.5	10.6	25.7	36.5	48.3	56.1	72.8
1968	85.8	55.2	52.7	33.0	45.8	21.9	-58.3	59.8	44.7	50.8	54.1	83.8
1969	82.2	43.2	50.5	39.5	-81.1	-0.2	14.0	20.8	49.4	43.2	52.3	57.2
1970	81.9	33.5	32.9	23.3	-33.8	-4.1	16.4	24.4	42.9	37.7	52.8	62.2
1971	85.2	55.4	53.4	25.9	46.1	-6.9	13.6	31.7	51.2	21.0	55.3	82.3
1972	93.6	44.5	42.5	36.9	26.9	29.3	18.2	19.1	39.5	12.9	73.8	71.6
1973	82.8	35.0	40.5	36.9	53.0	39.5	13.5	0.5	27.5	55.1	66.9	80.9
1974	84.8	65.0	37.5	47.4	57.8	24.4	23.9	11.5	49.0	48.5	49.4	54.6
1975	92.5	55.4	49.2	28.5	32.8	14.2	5.5	19.7	47.6	41.1	46.3	78.8
1976	89.5	58.8	51.6	42.6	-59.9	0.6	-8.1	35.6	30.7	54.2	69.0	80.4
1977	27.7	66.4	29.9	11.4	40.9	32.8	1.8	17.1	3.9	38.6	59.2	89.8
1978	60.7	61.0	37.5	13.7	-8.7	37.1	-30.0	13.1	37.7	29.1	47.3	73.3

FUNCION DISTRIBUCION DE PROBABILIDADES MES A MES

0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
0.08	0.06	0.11	0.14	0.08	0.14	0.03	0.06	0.03	0.03	0.03	0.19	0.11
0.08	0.17	0.22	0.25	0.14	0.17	0.06	0.59	0.03	0.11	0.11	0.58	0.19
0.78	0.33	0.58	0.72	0.53	0.31	0.11	0.94	0.14	0.17	0.17	0.89	0.64
0.94	0.78	0.83	0.89	0.97	0.72	0.47	0.97	0.69	0.78	0.78	0.94	0.94
1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00

VALORES DE LAS ABCISAS CORRESPONDIENTES MES A MES

53.90	22.10	29.70	8.30	-81.10	-6.90	-59.30	0.50	3.90	12.90	41.40	54.60	
65.28	31.58	36.00	18.24	-40.26	2.38	-45.82	12.44	13.35	21.82	47.88	61.64	
76.56	41.06	42.10	28.18	0.58	11.56	-23.34	24.28	22.82	30.74	54.36	68.68	



88.04	50.54	48.20	38.12	41.42	20.94	-5.86	36.12	32.28	39.66	60.84	75.72
99.42	60.02	54.30	48.06	62.26	30.22	11.62	47.96	41.74	48.58	67.32	82.76
110.80	69.50	60.40	58.00	123.10	39.50	29.10	59.80	51.20	57.50	73.80	89.80

VOLUMEN MAXIMO (HM3) = 2.400  
 VOLUMEN MINIMO (HM3) = 0.100  
 ALT. RES (M.S.N.M.) = 978.000

ALT. RIO (M.S.N.M.) = 1254.000  
 CAIDA NETA (M) = 320.000

CONSTANTE VOLUMEN = 0.0019932  
 CONSTANTE AREA = 0.2258448  
 RENDIMIENTO (PU) = 0.9180000

EXPONENTE VOLUMEN = 1.8441353  
 EXPONENTE AREA = 0.9963429  
 F.O.R. (P.U.) = 0.0400000

CURVA DE CARGA ACUMULADA PORCENTUAL

100.0000	99.9000	99.6000	99.3000	99.2000	97.5000
96.8000	96.6000	95.4000	95.3000	94.6000	94.0000
93.8000	93.2000	91.7000	90.9000	85.8000	85.5000
85.4000	84.0000	83.0000			

DEMANDA MAXIMA (MW)

732.80	710.40	710.40	710.40	747.80	747.80	747.80	732.80	732.80	732.80	732.80	732.80
--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------

GENERACION MENSUAL (GW-H)

420.30	439.30	439.30	439.30	512.40	512.40	512.40	420.30	420.30	420.30	420.30	420.30
--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------

NUMERO DE UNIDADES = 10.00 (P.U.)  
 POTENCIA INSTALADA = 1000.00 (MW)  
 CAUDAL MAXIMO TURBINABLE = 183.20 (M3/S)  
 VOLUMEN INICIO ANIO = 50.00 (HM3)

CENTRAL NUMERO = 1

POTENCIA GARANTIZADA MES A MES (MW)

38.76	22.52	38.09	45.33	40.11	61.61	100.00	100.00	72.43	50.58	37.32	20.06
44.89	30.27	44.28	50.80	44.10	65.44	100.00	100.00	75.19	53.52	43.59	28.35
51.31	38.02	50.47	56.27	52.09	69.28	100.00	100.00	77.94	50.46	49.86	36.35
57.14	45.77	56.66	61.73	58.08	73.12	100.00	100.00	80.70	65.40	56.13	44.04
63.26	53.51	62.85	67.20	64.07	76.96	100.00	100.00	83.46	70.30	62.39	52.04

69.38	61.26	69.04	72.67	70.06	80.80	100.00	100.00	86.22	75.29	68.66	60.03
75.51	69.01	75.24	78.13	76.95	84.64	100.00	100.00	98.97	90.23	74.93	68.02
81.63	76.76	81.45	83.60	82.03	88.48	100.00	100.00	91.73	85.17	81.20	76.02
87.75	84.50	87.62	89.07	88.02	92.32	100.00	100.00	94.49	90.12	87.46	84.01
93.88	92.25	93.81	94.53	94.01	95.16	100.00	100.00	97.24	95.06	93.73	92.01
100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00

DISTRIBUCION ACUMULADA MES A MES (P.U.)

0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
0.10	0.03	0.09	0.01	0.00	0.00	1.00	1.00	0.00	0.00	0.00	0.02
0.22	0.11	0.20	0.03	0.01	0.01	1.00	1.00	0.00	0.00	0.01	0.06
0.25	0.21	0.31	0.05	0.02	0.01	1.00	1.00	0.00	0.00	0.03	0.16
0.32	0.38	0.39	0.09	0.03	0.01	1.00	1.00	0.00	0.00	0.05	0.27
0.49	0.57	0.51	0.14	0.05	0.01	1.00	1.00	0.00	0.00	0.12	0.40
0.58	0.67	0.54	0.14	0.07	0.01	1.00	1.00	0.00	0.00	0.15	0.55
0.58	0.69	0.54	0.14	0.07	0.01	1.00	1.00	0.00	0.00	0.15	0.62
0.58	0.69	0.54	0.14	0.07	0.01	1.00	1.00	0.00	0.00	0.15	0.62
1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00

DEMANDA MAXIMA (MW)

129.70	125.70	125.70	125.70	132.30	132.30	132.30	129.70	129.70	129.70	129.70	129.70
--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------

GENERACION MENSUAL (GW-H)

55.40	58.00	58.00	58.00	67.60	67.60	67.60	55.40	55.40	55.40	55.40	55.40
-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------

NUMERO DE UNIDADES = 2.00 (P.U.)  
 POTENCIA INSTALADA = 174.00 (MW)  
 CAUDAL MAXIMO TURBINABLE = 151.60 (M3/S)  
 VOLUMEN INICIO ANIO = 330.00 (HM3)

CENTRAL NUMERO = 2

POTENCIA GARANTIZADA MES A MES (MW)

87.00	52.45	31.28	38.71	35.81	37.07	43.26	58.15	63.55	59.81	24.90	19.08
87.00	55.90	36.85	43.54	40.93	42.06	47.64	51.33	65.87	62.52	31.11	25.88
87.00	59.36	42.42	48.37	46.05	47.06	52.01	63.72	68.24	65.24	37.32	32.67
87.00	62.81	47.99	53.20	51.17	52.05	56.38	66.80	70.58	67.96	43.53	39.46
87.00	66.27	53.57	58.93	56.29	57.04	60.76	69.69	72.93	70.68	49.74	46.25
87.00	69.72	59.14	62.86	61.41	62.04	65.13	72.57	75.27	73.40	55.95	53.04
87.00	73.18	64.71	67.69	66.52	67.03	69.51	75.46	77.62	76.12	62.16	59.83
87.00	76.63	70.28	72.51	71.64	72.02	73.88	76.34	79.95	78.84	68.37	66.63
87.00	80.09	75.86	77.34	76.76	77.01	78.25	81.23	82.31	81.56	74.58	73.42
87.00	83.54	81.43	82.17	81.89	82.01	82.63	84.11	84.65	84.28	80.79	80.21
87.00	87.00	87.00	87.00	87.00	87.00	87.00	87.00	87.00	87.00	87.00	87.00

DISTRIBUCION ACUMULADA MES A MES (P.U.)

0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1.00	0.00	0.00	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1.00	0.00	0.01	0.02	0.01	0.00	0.00	0.01	0.00	0.00	0.00	0.01
1.00	0.00	0.02	0.03	0.02	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.00	0.01
1.00	0.00	0.03	0.04	0.03	0.02	0.02	0.02	0.01	0.01	0.00	0.01
1.00	0.00	0.03	0.06	0.05	0.04	0.03	0.02	0.02	0.01	0.00	0.01
1.00	0.01	0.04	0.10	0.07	0.05	0.04	0.03	0.02	0.01	0.01	0.02
1.00	0.04	0.08	0.11	0.09	0.06	0.05	0.03	0.02	0.01	0.01	0.02
1.00	0.09	0.14	0.14	0.10	0.08	0.05	0.04	0.02	0.02	0.02	0.02
1.00	0.17	0.21	0.19	0.12	0.08	0.05	0.04	0.03	0.02	0.02	0.02
1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00

VALORES DE LA L.O.L.P ANIO DE ESTUDIO 1

MES		MINIMO	MAXIMO	DES. TIP.	MEDIO
MES	1	0.000638	1.000000	0.412397	0.382232
MES	2	0.000400	1.000000	0.426043	0.552401
MES	3	0.000389	1.000000	0.428285	0.396219
MES	4	0.000399	1.000000	0.250769	0.090061
MES	5	0.000814	1.000000	0.226396	0.065157
MES	6	0.000814	1.000000	0.139728	0.021716
MES	7	0.000814	0.005558	0.000731	0.001035
MES	8	0.000638	0.002508	0.000275	0.000700
MES	9	0.000638	0.299064	0.041747	0.006776
MES	10	0.000638	1.000000	0.153820	0.021054

MES	11	0.000638	1.000000	0.252256	0.097914
MES	12	0.000638	1.000000	0.435724	0.484755
ANUAL		0.000700	0.552401	0.193506	0.176668

DEMANDA MAXIMA (MW)

747.80	747.80	747.80	747.80	747.80	747.80	747.80	747.80	747.80	747.80	747.80	747.80	747.80
--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------

GENERACION MENSUAL (GW-H)

512.40	512.40	512.40	512.40	512.40	512.40	512.40	512.40	512.40	512.40	512.40	512.40	512.40
--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------

NUMERO DE UNIDADES =	10.00	(P.U.)
POTENCIA INSTALADA =	1000.00	(MW)
CAUDAL MAXIMO TURBINABLE =	183.20	(M <sup>3</sup> /S)
VOLUMEN INICIO ANIO =	55.50	(HM <sup>3</sup> )

CENTRAL NUMERO = 1

POTENCIA GARANTIZADA MES A MES (MW)

31.40	18.76	34.05	42.11	38.51	57.58	98.20	100.00	48.59	40.35	29.07	16.82
38.26	25.88	40.65	47.90	44.55	61.82	58.38	100.00	53.81	46.31	36.16	25.14
45.12	35.01	47.24	53.69	50.81	66.06	68.56	100.00	58.94	52.28	43.25	33.45
51.98	43.13	53.94	59.48	56.95	70.33	72.74	100.00	64.08	58.24	50.35	41.77
58.84	51.25	60.43	65.27	63.10	74.55	76.92	100.00	69.21	64.21	57.44	50.09
65.70	59.38	67.03	71.05	69.25	78.72	79.10	100.00	74.34	70.17	64.53	58.41
72.56	67.50	73.62	76.84	75.40	83.03	83.28	100.00	79.47	76.14	71.53	66.73
79.42	75.63	80.22	82.63	81.55	87.27	87.46	100.00	84.60	82.10	78.72	75.05
86.28	83.75	86.81	88.42	87.70	91.52	91.64	100.00	89.74	88.07	85.81	83.36
93.14	91.88	93.41	94.21	93.85	95.75	95.82	100.00	94.87	94.00	92.91	91.68
100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00

DISTRIBUCION ACUMULADA MES A MES (P.U.)

0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
0.14	0.06	0.14	0.03	0.01	0.01	0.00	1.00	0.01	0.01	0.33	0.09
0.22	0.13	0.28	0.05	0.02	0.01	0.00	1.00	0.02	0.01	0.09	0.38
0.32	0.32	0.41	0.08	0.03	0.01	0.00	1.00	0.03	0.02	0.18	0.61

0.55	0.55	0.57	0.20	0.06	0.01	0.00	1.00	0.04	0.06	0.33	0.72
0.71	0.74	0.71	0.32	0.08	0.01	0.00	1.00	0.04	0.12	0.49	0.82
0.83	0.82	0.82	0.42	0.12	0.01	0.00	1.00	0.04	0.16	0.68	0.95
0.85	0.91	0.83	0.42	0.12	0.01	0.00	1.00	0.04	0.16	0.73	0.97
0.85	0.91	0.83	0.42	0.12	0.01	0.00	1.00	0.04	0.16	0.73	0.97
0.85	0.91	0.83	0.42	0.12	0.01	0.00	1.00	0.04	0.16	0.73	0.97
1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00

DEMANDA MAXIMA (MW)

132.30	132.30	132.30	132.30	132.30	132.30	132.30	132.30	132.30	132.30	132.30	132.30	132.30
--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------

GENERACION MENSUAL (GW-H)

67.60	67.60	67.60	67.60	67.60	67.60	67.60	67.60	67.60	67.60	67.60	67.60	67.60
-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------

NUMERO DE UNIDADES = 2.00 (P.U.)  
 POTENCIA INSTALADA = 174.00 (MW)  
 CAUDAL MAXIMO TURBINABLE = 151.50 (M3/S)  
 VOLUMEN INICIO ANIO = 313.36 (HM3)

CENTRAL NUMERO = 2

POTENCIA GARANTIZADA MES A MES (MW)

81.92	31.21	20.53	25.75	23.27	35.78	45.65	37.55	30.35	22.11	15.02	10.23
82.43	36.79	27.18	31.88	29.64	40.20	49.79	44.38	36.02	28.60	22.22	17.91
82.94	42.37	33.82	39.00	36.01	46.02	53.42	49.12	41.68	35.09	29.42	25.58
83.45	47.95	40.47	44.13	42.39	51.14	58.05	53.85	47.35	41.58	36.52	33.26
83.95	53.53	47.12	50.25	48.75	56.27	62.19	58.59	53.01	48.06	43.81	40.94
84.46	59.11	53.77	55.38	55.13	61.39	66.33	63.32	58.68	54.55	51.01	48.61
84.97	64.69	60.41	62.50	61.51	66.51	71.44	68.06	64.34	61.04	59.21	56.29
85.48	70.26	67.06	69.63	67.88	71.63	74.60	72.79	70.01	67.53	65.41	63.97
85.98	75.84	73.71	74.75	74.25	76.76	78.73	77.53	75.67	74.02	72.60	71.65
86.49	81.42	80.35	80.58	80.63	81.88	82.87	82.26	81.34	80.51	79.80	79.32
87.00	87.00	87.00	87.00	87.00	87.00	87.00	87.00	87.00	87.00	87.00	87.00

DISTRIBUCION ACUMULADA MES A MES (P.U.)



```

C
CCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCC
C
C
C      ESCUELA POLITECNICA NACIONAL
C
C
C      FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA
C
C
C      TESIS PREVIA A LA OBTENCION DEL TITULO DE INGENIERO
C
C
C      FECHA DE REVISION = 06- ENERO   -1986
C
C
C      ELABORADA POR : CARLOS ALBERTO MALDONADO TERNEUS
C
C
C      DIRECTOR DE TESIS:  ING. ALFREDO HENA
C
C
C      OBJETIVO : CALCULAR LA PROBABILIDAD DE PERDIDA DE
C                  CARGA DE SISTEMAS DE GENERACION HIDRAU
C                  LICOS
C
C
CCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCC
C
CCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCC
C
C
C      METODO DE SOLUCION
C
C
C      A PARTIR DE LOS CAUDALES, EVAPORACIONES, ENERGIA MENSUAL, DEMANDAS
C      MAXIMAS MENSUALES Y DATOS ESPECIFICOS DE LAS CENTRALES SE FORMA UNA
C      FUNCION DISTRIBUCION DE PROBABILIDAD DE LAS POTENCIAS GARANTIZADAS
C      MEDIANTE UNA SIMULACION DE MONTECARLO.
C      EN BASE A DEMANDAS MAXIMA Y POTENCIAS GARANTIZADAS DE CADA CENTRAL
C      SE CALCULAN 50 VALORES DE LA LOLP, Y CON ESTOS, UNA LOLPMEDIA,
C      LOLFMAXIMA, LOLPMINIMA Y SU DEVIACION TIPICA.
C
C
CCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCC
C
C

```

```

C          DEFINICION DE LAS VARIABLES PRINCIPALES
C
C
C  NCEN    : NUMERO TOTAL DE CENTRALES A ANALIZARSE
C  N       : NUMERO DE ANIOS DE DATOS DE CAUDALES Y EVAPORACIONES
C  MESES   : NUMERO DE MESES POR ANIO QUE SE ANALIZARA
C  HORAS   : NUMERO DE DIVISIONES EQUIPROBABLES DE LA CARGA
C  XNTRVL  : INTERVALO EN QUE SE INCREMENTAN LOS VALORES DE LAS
C           POTENCIAS PARA EL CALCULO DE LA FDP DE GENERACION
C
C XXXXXXXXXXXXXXXX
C
C  ANIO    : VECTOR CON EL ANIO DE LOS DATOS
C  CN      : MATRIZ CON EL CAUDAL MEDIO MENSUAL ANIO POR ANIO
C  EN      : MATRIZ CON LAS EVAPORACIONES MENSUALES ANIO POR ANIO
C  VMAX    : VOLUMEN MAXIMO DEL RESERVORIO
C  VMIN    : VOLUMEN MINIMO DEL RESERVORIO
C  HRIO    : ALTURA DEL LECHO DEL RIO A PIE DE PRESA
C  HRES    : ALTURA DE RESTITUCION DE LA DESCARGA
C  HNOH    : ALTURA DE CAIDA DE DISEÑO
C  CVOL    : CONSTANTE DE LA FUNCION VOLUMEN-COTA
C  EXVOL   : CONSTANTE DE LA FUNCION VOLUMEN-COTA
C  CARE,   :
C  EXARE   : CONSTANTES DE LA FUNCION AREA-COTA
C  REND    : RENDIMIENTO DE LA CENTRAL
C  FOR     : TASA DE SALIDAS FORZADAS DE LAS UNIDADES DE LA CENTRAL
C
C XXXXXXXXXXXXXXXX          NCEN VECES .
C
C  CARGAC  : VECTOR CON LOS VALORES DE LA CARGA EN PORCENTAJE DE LA
C           DEMANDA MAXIMA.
C
C  NCEN1   : NUMERO DE CENTRALES A ANALIZARSE ESTE ANIO .
C
C XXXXXXXXXXXXXXXX
C
C  NMAQ    : NUMERO DE UNIDADES QUE ESTAN EN FUNCIONAMIENTO
C  VOL     : VOLUMEN INICIAL ALMACENADO EN EL RESERVORIO
C  QMAX    : CAUDAL MAXIMO TURBINABLE
C  POTINS  : POTENCIA TOTAL INSTALADA ESTE ANIO
C  DMAX    : DEMANDA MAXIMA DE LA CENTRAL MES A MES
C  ENE     : VECTOR CON LA ENERGIA MENSUALES
C
C XXXXXXXXXXXXXXXX          NCEN1 VECES
C
C  FIN     : COMANDO      SI FIN = 1 ACABA EL CALCULO
C           FIN = 2 LEE NCEN1 Y PROSIGUE
C
C
C
C
C          VARIABLES DE SALIDA

```





```

C      SE LEEN LAS VARIABLES
C
      WRITE (6,2100)
V READ (5,100) NCEN,N,MESES,HORAS,XNTRVL
      FRMT01(4)=VALOR(MESES)
      FRMT02(5)=VALOR(MESES)
      FRMT03(3)=VALOR(MESES)
C
C      SE DAN ALGUNOS VALORES
C
      GRAV=9,81
      CONS=0,05
      NDIVIS = 50
      M=6
      T=30
      MEDIDA=0
      SEMIYA=12345678,9
C
C      SE VARIAN LOS RESERVORIOS DE LAS CENTRALES
C
      DO 1 I=1,NCEN
C
C      SE LEEN Y ESCRIBEN LOS CAUDALES
C
      READ (5,FRMT01) (ANIO(J),(CN(J,K),K=1,MESES),J=1,N)
      WRITE (6,3455)
      WRITE (6,300) I
      WRITE (6,FRMT02) (ANIO(J),(CN(J,KA),KA=1,MESES),J=1,N)
C
C      CON LOS DATOS DE CAUDALES SE FORMA LA FUNCION DISTRIBUCION
C      DE PROBABILIDAD, PARA LA SIMULACION
C
C
C      SE UTILIZA ESTA FORMA PARA NO REQUERIR DE MUCHA MEMORIA
C
      DO 811 K=1,MESES
      DO 812 J=1,N
      XFDD(J)=CN(J,K)
812 CONTINUE
      CALL FDISP(M,N,XFDD,CFDIS,CX,K)
      DO 813 J=1,M
      CNFDIS(I,J,K) = CFDIS(J)
      CNX(I,J,K) = CX(J)
813 CONTINUE
811 CONTINUE
C
C      SE TIENEN CN(J,K),CFDIS(I,J,K),CX(I,J,K),K=1,MESES)J=1,M)
C
      WRITE (6,400)
      WRITE (6,FRMT03) ((CNFDIS(I,J,KA),KA=1,MESES),J=1,M)
      WRITE (6,401)
      WRITE (6,FRMT03) ((CNX(I,J,KA),KA=1,MESES),J=1,M)
C

```

```

C      SE LEEN EVAPORACIONES
C
      READ (5,FRMT01) (ANIO(J),(EN(J,K),K=1,MESES),J=1,N)
      WRITE (6,3456)
      WRITE (6,300) I
      WRITE (6,FRMT02) (ANIO(J),(EN(J,KA),KA=1,MESES),J=1,N)
      DO 815 K=1,MESES
      DO 816 J=1,N
      XFDD(J)=EN(J,K)
816  CONTINUE
      → CALL FOISF(M,N,XFDD,CFOIS,CX,K)
      DO 817 J=1,M
      EFDIS(I,J,K) = CFOIS(J)
      EX(I,J,K) = CX(J)
817  CONTINUE
815  CONTINUE
555  WRITE (6,400)
      WRITE (6,FRMT03) ((EFDIS(I,J,KA),KA=1,MESES),J=1,M)
554  WRITE (6,401)
      WRITE (6,FRMT03) ((EX(I,J,KA),KA=1,MESES),J=1,M)
553  READ(5,600) VMAX(I),VMIN(I),HRIO(I),HRES(I),HNOM(I),FOR(I)
550  WRITE(6,800) VMAX(I),VMIN(I),HRIO(I),HRES(I),HNOM(I)
552  READ (5,600) CVOL(I),EXVOL(I),CARE(I),EXARE(I),REND(I),FOR(I)
      WRITE (6,900) CVOL(I),EXVOL(I),CARE(I),EXARE(I),REND(I),FOR(I)

C
C      SE INICIA EL CALCULO DE LA VARIACION DEL VOLUMEN
C
C      CONTINUE
C
      → READ (5,3600) (CARGAC(KA),KA=1,HORAS)
      WRITE (6,3700) (CARGAC(KA),KA=1,HORAS)
C      SE ENCERAN LAS VARIABLES DTOTAL(KA)
C
3108 DO 3125 KA=1,MESES
      DTOTAL(KA)=0.0
3125 CONTINUE
      MEDIDA = MEDIDA + 1
C
      READ (5,1800) NCEN
      DO 21 I=1,NCEN
      READ (5,1900) NMAQ(I),VOL(I),QMAX(I),POTINS(I)
      XUNI(I) = NMAQ(I)
      → READ (5,500) (DMAX(KA),KA=1,MESES)
      VAUXIL=VOL(I)
      DO 3126 KA=1,MESES
      DTOTAL(KA)= DTOTAL(KA)+DMAX(KA)
3126 CONTINUE
      READ (5,500) (ENE(KA),KA=1,MESES)
      WRITE (6,700) (DMAX(KA),KA=1,MESES)
      WRITE (6,701) (ENE(KA),KA=1,MESES)
      MAUX = 400
      DO 2 J=1,MAUX
      DO 3 K=1,MESES
      A=RANDPA (SEMIYA)

```

```

DO 4 IDIS=2,M
  IF (A.GT,CNFDIS(I,IDIS,K)) GO TO 4
  IDISA = IDIS-1
  QI=(CNX(I,IDIS,K)-CNX(I,IDISA,K))*(A-CNFDIS(I,IDIS,K))/(CNFDIS(I,I
  *DIS,K)-CNFDIS(I,IDISA,K))+CNX(I,IDIS,K)
  GO TO 101
4  CONTINUE
101 B=1,-A
  DO 5 IDIS=2,M
  IF(B.GT,EFDIS(I,IDIS,K)) GO TO 5
  IDISA=IDIS-1
  EI=(EX(I,IDIS,K)-EX(I,IDISA,K))*(B-EFDIS(I,IDIS,K))/(EFDIS(I,IDIS,
  *K)-EFDIS(I,IDISA,K))+EX(I,IDIS,K)
  GO TO 102
5  CONTINUE
102 NRO=0
  HIN =(VOL(I)/CVOL(I))* *(1./EXVOL(I))
103 ALT=HIN+HRID(I)
  CONSTC=1000.0
  COPOT=REND(I)*GRAV*(ALT-HRES(I))*SQRT((ALT-HRES(I))/HNDM(I))
  CAUDAL=DMAX(K)*CONSTC/COPOT
  POTG=QMAX(I)*COPOT/CONSTC
  IF(POTG.LE,POTINS(I)) GO TO 104
  POTG=POTINS(I)
104 POTGAR(J,K)=POTG
  IF (CAUDAL.LE,QMAX(I)) GO TO 105
  CAUDAL=QMAX(I)
  KONTRL= 0
105 AREA=CARE(I)*HIN *EXARE(I)
  FACCAR=1.38889*ENE(K)/DMAX(K)
  DELV=((QI-CAUDAL*FACCAR)*2.592-AREA*EI/1000.0)*T/30.
  VOLF=VOL(I)+DELV
  IF (VOLF.LE,VMAX(I)) GO TO 106
  VOLF=VMAX(I)
  KONTRL= 1
106 IF(VOLF.GT,VMIN(I)) GO TO 107
  QDEMAS=(VOLF-VMIN(I))*30/T/2.592
  CAUDL = CAUDAL + QDEMAS/FACCAR
  POTGAR(J,K)= CAUDL * COPOT /CONSTC
  VOLF=VMIN(I)
  IF (POTGAR(J,K).LT,POTINS(I)) GO TO 107
  POTGAR (J,K) = POTINS(I)
  KONTRL= 2
107 HFIN=(VOLF/CVOL(I))* *(1./EXVOL(I))
  IF(ABS((HIN-HFIN)/HIN).LE,CONS) GO TO 108
  NRO = NRO+1
  IF(NRO.GE,2) GO TO 108
  HIN = (HIN+HFIN)/2.
  GO TO 103
108 PERA=POTGAR(J,K)
  VOL(I) = VOLF
3  CONTINUE
VOL(I)=VAUXIL
2  CONTINUE

```

```

      MPOT = 11
      NPOT = MAUX
      MESPOT = MESES
      DO 821 K=1,MESPOT
      DO 822 J=1,NPOT
      XFDO(J)=POTGAR(J,K)
822  CONTINUE
      → CALL FOISF(MPOT, NPOT, XFDO, CFDIS, CX, K)
      DO 823 J=1, MPOT
      POTDIS(J,K) = CFDIS(J)
      POTX(J,K) = CX(J)
823  CONTINUE
821  CONTINUE
      DO 6 JOTA=1, MPOT
      DO 6 K=1, MESPOT
      POTENG(I, JOTA, K) = POTX(JOTA, K) / XUNI(I)
      DISPOT(I, JOTA, K) = POTDIS(JOTA, K)
6    CONTINUE
      WRITE (6, 2000) NMAQ(I), POTINS(I), QMAX(I), VOL(I)
      WRITE (6, 1500) I
      WRITE (6, FRMT03) ((POTENG(I, J, KA), KA=1, MESES), J=1, MPOT)
      WRITE (6, 1501)
      WRITE (6, FRMT03) ((DISPOT(I, J, KA), KA=1, MESES), J=1, MPOT)
21   CONTINUE
      M=11
      INTRVL = XNTRVL
      DO 8 K=1, MESES
      → CALL ANLTCC(NCEN, MESES, M, NDIVIS, HORAS, INTRVL, DISPOT, POTENG, FOR,
      *XUNI, DTOTAL, CARGAC, K, CLOLP)
      → CALL VALORE (CLOLP, NDIVIS, CMAXIM, CMINIM, VALMED, VALVAR)
      LOLPHI(K)=CMINIM
      LOLPHA(K)=CMAXIM
      LOLMED(K)=VALMED
      VARIAN(K)=VALVAR
8    CONTINUE
      WRITE(6, 1600) MEDIDA, (KA, LOLPHI(KA), LOLPHA(KA), VARIAN(KA), LOLMED(
      *KA), KA=1, MESES)
      → CALL VALORE (LOLMED, MESES, CMAXIM, CMINIM, VALMED, VALVAR)
      WRITE (6, 1700) CMINIM, CMAXIM, VALVAR, VALMED
      READ(5, 3105) FIN
      GO TO (3106, 3108), FIN
3106 CALL SRCH##(K#CLOS, 'DATOLOLPHIDRO', 13, 0, 0)
      CALL SRCH##(K#CLOS, 'SALIDALOLPHIDRO', 15, 0, 0)
      CALL EXIT

C
C      FORMATOS
C

100  FORMAT (7I3)
3455 FORMAT (20X, 'CAUDALES MEDIOS MENSUALES (M3/S)'//)
3456 FORMAT (20X, 'EVAPORACIONES PUNTAUALES MENSUALES (MM/MES)'//)
→ 500 FORMAT (12(F6, 1))
600  FORMAT (8(F10, 4))
300  FORMAT('1', 20X, 'CENTRAL', I3, //20X, 'ANIO', 6X, 'ENERO FEBRE MARZO ABR

```



```

CCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCC
C
C          SUBROUTINA  FDISP
C
C
C          OBJETIVO  :  DETERMINA LA FUNCION DISTRIBUCION DE PROBABILIDAD
C                      DE UN GRUPO DE VALORES
C
C
C          DEFINICION DE VARIABLES DE ENTRADA
C
C          M          :  NUMERO DE DIVISIONES PARA FORMAR LA F.D.P. = 6
C          N          :  NUMERO DE ELEMENTOS DEL VECTOR XFDO      : 36
C          XFDO       :  VECTOR CON LOS VALORES DE LAS ABCISAS
C
C
C          VARIABLES DE SALIDA
C
C          CFDIS     :  VALORES DE LAS ABCISAS PARA LOS QUE SE DAN LOS VALORES
C                      DE LA F.D.P.
C          CX        :  VALORES DE LA F.D.P. CORRESPONDIENTES A LAS ABCISAS
C
C
CCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCC
C
CC
          SUBROUTINE FDISP(M,N,XFDO,CFDIS,CX,K)
          INTEGER M,N
          REAL XFDO(400),XMEDIO(12),XFMIN(12),XFMAX(12)
          REAL FDEN(20),CX(12),CFDIS(12)
C
C
C          SE ORDENAN LOS VALORES DE X DE MENOR A MAYOR
C
          NMENOS = N-1
          DO 23 J=1,NMENOS
          JMAS=J+1
          DO 23 KA=JMAS,N
          IF(XFDO(J),LT,XFDO(KA)) GO TO 23
          AUX=XFDO(J)
          XFDO(J)=XFDO(KA)
          XFDO(KA)=AUX
23      CONTINUE
C
C          SE DETERMINAN LOS VALORES MINIMO Y MAXIMO
C
C          SE SEPARAN EN M-1 DIVISIONES
C
          XFMIN(K)=XFDO(1)
          XFMAX(K)=XFDO(N)
          DELTAF = (XFDO(N)-XFDO(1))/FLOAT(M-1)

```

```

C
C   SE ENCERA FDENSIDAD Y DETERMINAN LOS VALORES DE X EN EL INTERVALO
C
C   DO 24 L=1,M
C   FDEN(L)=0,0
C   CX(L)=XFDO(1)+FLOAT(L-1)*DELTA F
24  CONTINUE
C
C   PARA USAR ,GT, AL DETERMINAR FDEN SE INCREMENTA X EN 0,000001
C
C   CX(M)=CX(M)+0,001
C   DO 26 I=1,M
C   DO 25 J=2,M
C   IF (XFDO(I),GT,CX(J)) GO TO 25
C   FDEN(J)= FDEN(J)+1,
C   GO TO 26
25  CONTINUE
26  CONTINUE
C
C   SE ENCERAN LOS VALORES DE FDIS
C
C   CFDIS(1)=0,0
C   DO 27 J=2,M
C   JMENOS=J-1
C   CFDIS(J)=CFDIS(JMENOS)+FDEN(J)/FLOAT(N)
27  CONTINUE
C
C   RETURN
C   END
CCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCC
C
C   SUBROUTINA   ANLTCD
C
C
C   OBJETIVO   :   CALCULA ANALITICAMENTE LA LOLP PARTIENDO DE LA FDP
C                 DE LAS CAPACIDADES DE GENERACION, PARA CADA MES,
C                 PROPORCIONA 50 VALORES DE LA LOLP,
C
C
C   DEFINICION DE VARIABLES DE ENTRADA
C   NCEN      :   NUMERO DE CENTRALES
C   MESES     :   NUMERO DE PERIODOS A ANALIZAR
C   M         :   NUMERO DE DIVISIONES DE LAS ABCISAS PARA FORMAR LA FDP
C   NDIVIS   :   NUMERO DE CALCULOS DE LA LOLP, TOMANDO DIFERENTES VALO
C                 RES DE LAS POTENCIAS GARANTIZADAS
C   HORAS    :   NUMERO DE DIVISIONES EQUIPROBABLES DE DISTRIBUCION DE
C                 CARGA, PARA EL CALCULO DE LA LOLP
C   INTRVL   :   INTERVALO EN QUE SE INCREMENTAN LAS POTENCIAS PARA EL
C                 CALCULO DE LA FUNCION DENSIDAD DE PROBABILIDAD DE LA
C                 GENERACION

```



```

C  DISPOT  :  MATRIZ CON LA FUNCION DISTRIBUCION DE LAS POTENCIAS
C            GARANTIZADAS, MES A MES
C  POTENG  :  POTENCIAS CORRESPONDIENTES A LOS VALORES DADOS EN LA
C            MATRIZ DISPOT
C  FOR     :  VECTOR CON LAS TASAS DE SALIDA FORZADA DE LAS UNIDADES
C            DE LAS CENTRALES
C  NUNI    :  VECTOR CON EL NUMERO DE UNIDADES QUE FUNCIONAN EN CADA
C            CENTRAL
C  DTOTAL  :  VECTOR CON LAS DEMANDAS MAXIMAS MENSUALES TOTALES
C  CARGAC  :  VECTOR CON 'HORAS' ELEMENTOS, CONTIENE LA CARGA EN
C            PORCENTAJE DE LA DEMANDA MAXIMA
C  K       :  MES DE ESTUDIO
C
C            VARIABLES DE SALIDA
C
C  CLOLP   :  VECTOR CON LOS VALDRES DE LA LOLP
C
C
C
CCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCC
SUBROUTINE ANLTQ(NCEN,MESES,M,NDIVIS,HORAS,INTRVL,DISPOT,POTENG,
*FOR,NUNI,DTOTAL,CARGAC,K,CLOLP)
INTEGER NCEN,MESES,M,NDIVIS,HORAS,I,J,K,KA,IDIV,KPRO
INTEGER NUNI(20),JMENOS,NEFDEN
REAL INTRVL,XLOLPC,XLOLPI
REAL DISPOT(20,11,12),FOR(20),DTOTAL(30),CLOLP(50)
REAL POTENG(20,11,12),POTLOL(20),PICO(30)
REAL CARGAC(30)
C
C  CALCULO ANALITICO DEL LOLP PARTIENDO DE L FDISP DE LA CAPA, GENERA.
C
C  SE VARIAN LOS MESES
C
C      DIVIS = 0.9999
C
C  SE COMIENZAN A TOMAR LAS POTENCIAS Y CALCULAR LOLP, DE MAYOR A MENOR
C
C      DO 3 IDIV = 1,NDIVIS
C      DO 4 I = 1,NCEN
C
C
C  SE LOCALIZA LA POTENCIA GARANTIZADA
C
51  IF(DIVIS.GT.DISPOT(I,1,K)) GO TO 50
52  POTLOL(I)=POTENG(I,1,K)
   GO TO 4
50  DO 5 J=2,K
53  IF (DIVIS.GT.DISPOT(I,J,K)) GO TO 5
54  JMENOS = J - 1
56  POTLOL(I)=(POTENG(I,J,K)-POTENG(I,JMENOS,K))*(DIVIS-DISPOT(I,J,K))
   */(DISPOT(I,J,K)-DISPOT(I,JMENOS,K))+POTENG(I,J,K)
57  GO TO 4
5  CONTINUE

```

```

4   CONTINUE
58  DEMAX = DTOTAL(K)
C
C   CON LOS DATOS DE POTENCIA FOR, NUNI, CARGACUMULADA, SE LLAMA SUBR LOLP
C
59  CALL LOLP(POTLOL, FOR, IDIV, HORAS, NUNI, INTRVL, NCEN, DEMAX, CARGAC, K, XL
      *XOLPC, NEFDEN)
C
C   SE OBTIENE CLOLP(IDIV) PARA ESTE MES
C
      CLOLP(IDIV) = XLOLPC
      XIDIV = IDIV
      XDIVIS = NDIVIS
      DIVIS = 1,0 - XIDIV / (XDIVIS - 1)
3   CONTINUE
      RETURN
      END

```

```

C
CCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCC
C

```

### SUBROUTINA LOLP

OBJETIVO : DETERMINA LA LOLP (PROBABILIDAD DE PERDIDA DE CARGA),  
DADAS LAS POTENCIAS POR CADA UNIDAD DE GENERACION Y  
LA CURVA DE DURACION DE CARGA

### DEFINICION DE VARIABLES DE ENTRADA

```

C   POTLOL   : VECTOR CON LAS POTENCIAS DE CADA UNIDAD DE GENERACION
C   FOR      : VECTOR CON LAS TASAS DE SALIDA FORZADAS PARA CADA UNIDAD
C             DE GENERACION
C   IDIV     : DIVISION DE ESTUDIO ('NDIVIS' DIVISIONES)
C   HORAS    : NUMERO DE DIVISIONES EQUIPROBABLES DE DISTRIBUCION DE LA
C             CARGA
C   NUNI     : VECTOR CON EL NUMERO DE UNIDADES QUE FUNCIONAN EN CADA
C             CENTRAL
C   INTRVL   : INTERVALO EN QUE SE INCREMENTAN LAS POTENCIAS PARA EL
C             CALCULO DE LA FUNCION DENSIDAD DE PROBABILIDAD DE
C             GENERACION
C
C   NCEN     : NUMERO DE CENTRALES
C   DEMAX    : DEMANDA MAXIMA (PICO)
C   CARGAC   : VECTOR CON 'HORAS' ELEMENTOS, CONTIENE LA CARGA EN
C             PORCENTAJE DE LA DEMANDA MAXIMA
C   K        : MES DE ESTUDIO

```

### VARIABLES DE SALIDA

```

C  XLOLPC  : LOLP PARA ESTE INTERVALO DE ESTUDIO
C  NEFDEN  : NUMERO DE ELEMENTOS DE LA FUNCION DENSIDAD DE CAPACIDAD
C           DE GENERACION
C
C
C
C
CCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCC
SUBROUTINE LOLP(POTLLOL,FOR,IDIV,HORAS,NUNI,INTRVL,NCEN,DEMAX,CARGA
*C,K,XLOLPC,NEFDEN)
C
C  DECLARACION DE LAS VARIABLES
C
C      INTEGER NUNI(20)
C      INTEGER K,NCEN,NEFDEN
C      INTEGER JJ,I,J,HORAS
C      REAL POTLLOL(20),FOR(20),PICO(30)
C      REAL DENGEN(200),DISGEN(200),MA(200)
C      REAL DEMAX,CARGAC(30),SUM,INTRVL
C
C  SE LLAMA A LA SUBROUTINA GENDEEN QUE CALCULA DENSIDAD DE PROBABILIDADES
C  DE LOS GENERADORES
C
C      CALL GENDEEN(POTLLOL,FOR,NUNI,INTRVL,K,NCEN,NEFDEN,DENGEN)
C
C  SE FORMA LA FUNCION DISTRIBUCION DE POTENCIAS GARANTIZADAS
C
C      JJ=NEFDEN
C      SUM=0.0 /
C      DO 6 J=1,JJ /
C      SUM = SUM + DENGEN(J) /
6      DISGEN(J)=SUM /
C      SUM=0.0 /
C      DO 7 J=1,200 /
C      MA(J)=SUM /
7      SUM=SUM+INTRVL /
C      DO 8 I=1,HORAS /
C      PICO(I)=DEMAX*CARGAC(I)/100. /
8      CONTINUE /
C      XLOLPC=0.0 /
C      DO 9 JJO=1,HORAS /
C      KPER=IFIX(PICO(JJO)/INTRVL) /
C      KPRO=KPER
C      IF(KPER.GT,NEFDEN) GO TO 19 /
C      XLOLPI=DISGEN(KPER)
20      XLOLPC=XLOLPC + XLOLPI
C      KPER=KPRO
9      CONTINUE
C      GO TO 21
19      XLOLPI=1.0
C      GO TO 20
21      XLOLPC= XLOLPC/HORAS
C      RETURN
C      END

```

CC

C

C

C

## SUBROUTINA GENDEN

C

C

C

C

OBJETIVO : CALCULA LA FUNCION DENSIDAD DE ESTADOS DE GENERACION,  
PARA ELLO TOMA 200 DIVISIONES, Y A PARTIR DE 0 DA LA  
PROBABILIDAD DE GENERACION PARA POTENCIAS,  
INCREMENTANDOLAS EN EL VALOR DE 'INTRVL'

C

C

C

C

C

C

## DEFINICION DE VARIABLES DE ENTRADA

C

C

C

C

P : VECTOR CON LAS POTENCIAS DE LAS UNIDADES DE CADA CENTRAL  
VECFOR : VECTOR CON LAS TASAS DE SALIDAS FORZADAS DE LAS UNIDADES  
DE CADA CENTRAL  
NG : VECTOR CON EL NUMERO DE UNIDADES EN CADA CENTRAL  
INTRVL : INTERVALO EN QUE SE INCREMENTAN LAS POTENCIAS PARA EL  
CALCULO DE LA FUNCION DENSIDAD DE PROBABILIDAD DE  
GENERACION  
DIA : SUBPERIODO DEL MES EN ESTUDIO  
NP : NUMERO DE CENTRALES

C

C

C

C

C

C

C

C

C

C

## VARIABLES DE SALIDA

C

C

C

C

NEFDEN : NUMERO DE ELEMENTOS DE LA FUNCION DENSIDAD DE PROBABILIDAD  
DE GENERACION  
DENGEN : VECTOR CON LA FUNCION DENSIDAD DE GENERACION PARA  
POTENCIAS DE 0 A 'NEFDEN\*INTRVL', CON INCREMENTOS DADOS  
POR 'INTRVL'

C

C

C

C

C

C

C

C

C

C

C

C

C

C

C

C

C

C

C

C

C

C

C

C

C

C

C

C

C

SUBROUTINE GENDEN(P,VECFOR,NG,INTRVL,DIA,NP,NEFDEN,DENGEN)

INTEGER DIA,NP,NEFDEN,NG(100)

REAL P(100),VECFOR(100),DENGEN(200),INTRVL

INTEGER NEDENU,J,NEDBIN,IVI,K,JKI,JKII

REAL VALXS(200),FDENBI(200),DENNUE(200),DENANT(200),ALFA,EPSLON

C

C

INICIALIZACIONES

DO 18 I=1,200

FDENBI(I)=0.0

DENNUE(I)=0.0

DENANT(I)=0.0

18

CONTINUE

C

EPSLON = 0.0000001

DENANT(1) = 1.

```

      NEFDEN      = 1
      NEDENU      = 0
C      SE VARIAN LAS UNIDADES
C
      DO 50 I     = 1,NF
C
C      SE CALCULA LA F.D.P. BINOMIAL PARA CADA UNIDAD
C
      CALL BIND (P(I),VECFOR(I),NG(I),VALXS,FDENBI)
      DO 10 J     = 1,NEFDEN
10     DENNUE(J)  = DENANT(J) * FDENBI(1)
      NEDBIN      = NG(I) + 1
      DO 30 J     = 2,NEDBIN
      IF ( FDENBI(J) ,LT. EPSLON ) GO TO 30 ✓
C
C      SE CALCULAN COEFICIENTES DE ARREDONDIAMIENTO
C
      IVI         = IFIX ( VALXS(J) / INTRVL )
      ALFA        = ( ( IVI + 1 ) * INTRVL - VALXS(J) ) / INTRVL
      DO 20 K     = 1,NEFDEN ✓
      JKI         = K + IVI
      JKII        = JKI + 1
      IF ( DENANT(K) ,LT. EPSLON ) GO TO 20 ✓
      NEDENU      = MAXO (JKII,NEFDEN)
      DENNUE(JKI) = DENNUE(JKI) + DENANT(K) * FDENBI(J) * ALFA
      DENNUE(JKII)=DENNUE(JKII) + DENANT(K) * FDENBI(J) * ( 1. - ALFA )
20     CONTINUE
30     CONTINUE
C
C      SE ACTUALIZAN EL NUMERO DE PUNTOS SIGNIFICATIVOS
C
      NEFDEN      = NEDENU
C
C      SE PREPARA PARA ACRESANTAR NUEVA UNIDAD
C
      DO 40 J     = 1,NEFDEN
      DENANT(J)   = DENNUE(J)
      FDENBI(J)   = 0.0
      VALXS(J)    = 0.0
40     DENNUE(J)  = 0.0
50     CONTINUE
      DO 60 I     = 1,NEFDEN
60     LENGEN(I) = DENANT(I)
      RETURN
      END
CCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCC
C
C
C      SUBROUTINA  BIND
C
C      OBJETIVO : CALCULA LA FUNCION DENSIDAD DE GENERACION EN BASE A
C                LA EXPANSION BINOMIAL, PARA UNA CENTRAL CON VARIAS
C                UNIDADES IDENTICAS

```





```
CCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCC
```

```
FUNCTION FACTO(K)  
REAL AUX(20)  
AUX(1) = 1.0  
  
AUX(2) = 1.0  
IF ( K ,GT. 2 ) GO TO 5  
GO TO 15  
5 DO 10 I = 3,K  
10 AUX(I) = AUX(I-1) * (I-1)  
15 FACTO = AUX(K)  
RETURN  
END
```



## BIBLIOGRAFIA

- . ROBERTO C. AGUIRRE PROAÑO, Programación de Mantenimiento de - Generación, Tesis, EPN, 1983.
- . EDUARDO CAZCO, Curso de Planificación de Sistemas Eléctricos - de Potencia, EPN, Quito-Ecuador, Octubre 1989-Marzo 1985.
- . LUIS M. CALDERON, Método de Monte-Carlo Aplicado al Análisis - de Redes de Puesta a Tierra en un SEP, Tesis, EPN, Junio/84.
- . CUNHA, GOMEZ, OLIVEIRA, Reliability Evaluation In Hydrothermal - Generating Systems, IEEE, Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol PAS-101, N° 12, December 1982.
- . J. ENARENYI, Reliability Modeling in Electric Power Systems, - John Wiley & Sons, New York, 1978.
- . GIORGIO GAMBIRASIO, Computational of loss - of - load - Proba- bility, IEEE, Transactions on Reliability, Vol 15-N°1, April 1976.
- . JULIO C. GOMEZ, Planamiento Operativo de Sistemas Hidrotérmicos Mediante Programación en Redes, Tesis EPN, 1984.
- . IEICO-ASICA, Informe Interino sobre el Desarrollo del Proyecto - Hidroeléctrico PAute, INECEL, Septiembre 1976.
- . INECEL, DOSNI-MOVIMIENTO DE ENERGIA, La operación del Sistema Nacional Interconectado en el Largo Plazo: 1986-2000, Informe Preliminar, SME 001, 80, 01/Marzo/85.

- . INECEL, DOSNI, Predespacho de Carga para el SNI, Miércoles 24 de Abril de 1985.
- . INECEL, Plan Nacional de Electrificación, 1984.
- . INECEL, Plan Maestro de Electrificación - Plan Maestro de Generación 1984-2010 (DP-1-DM), Programa de Computación. 18/03/85, Quito.
- . INECEL, PAute, Energía Para el Desarrollo, Folleto informativo, Editorial Voluntad, Quito-Ecuador, 1983.
- . INECEL, Proyecto Hidroeléctrico Paute A-B , INECEL, Quito 1979 (Folleto Informativo).
- . INECEL, Proyecto Hidroeléctrico Paute - Mazar, INECEL, Quito - 1979. (Folleto Informativo)
- . INECEL, Missure di Rendimento con Método Termodinámico Sul - Grupo N° 3, INECEL , Informe Provisional Interno, Quito-Ecuador, Abril 1985.
- . DEPARTAMENTO DE PLANIFICACION, INECEL, Plan MAestro de ELectri-ficación del Ecuador, Registros del Computador, Quito, Noviembre 13, 1984.
- . INECEL, Concepción y Explotación de Centrales Hidroeléctricas, INECEL.
- . SVIATOSLAV KROCHIN, Diseño Hidráulico, Editorial Universitaria, Quito, Ecuador, 1968.
- . PEDRO LANDAZURI, OSCAR MARIN, Guía para el Estudio de Mini y - Microcentrales Hidroeléctricas, TESIS, Ing. Civil, EPN, Abril 1985.

- . ALFREDO MENA PACHANO, Confiabilidad de Sistemas de Potencia, - Colección Escuela Politécnica Nacional, 1983.
- . JAIME MARCELO NEIRA MOSCOSO, Confiabilidad de Sistemas Eléctricos, EPN, 1977.
- . GALO NINA, Un Sistema Integrado para la Planificación de la - Operación, Jornadas Ingeniería ELÉctrica , Ecuador, Vol 5,1984
- . GALO NINA, Formulario de Descripción del Programa CONFIB, Dirección de Operación del Sistema Nacional Interconectado, INECEL, 1983.
- . C.K. PANG, A.J. WOOD, Multi-Area Generating Systems Reliability Calculations, IEEE, Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-94, N° 2, March/April 1975.
- . CARLOS RIO FRIO, Comportamiento de líneas de Transmisión a Descargas Atmosféricas Directas, Modelos de Análisis, TESIS, EPN, - 1977.
- . SANTIAGO SANCHEZ, Métodos de Demanda de Corto Plazo para la - Operación de Sistemas de Potencia, Jornadas Ingeniería Eléctrica Ecuador, Vol 6, 1985.
- . MARCELO A. SOBREVILLA, Centrales Eléctricas y Estaciones Transformadoras, 1.975.

## I N D I C E

<u>TEMA</u>	<u>PAGINA</u>
CAPITULO I : INTRODUCCION	
Introducción	1
Bibliografía Capitulo I	5
CAPITULO II: DESCRIPCION DEL SISTEMA PAUTE	
2.1.- Introducción	6
2.2.- Central Eléctrica Molino (I Etapa)	7
2.2.1.- Area y Volumen como función de la Cota	8
2.3.- Central Eléctrica Molino (II Etapa)	9
2.4.- Central Eléctrica Mazar	10
2.5.- Central Eléctrica Sopladora	11
Bibliografía Capítulo II	14
CAPITULO III: MODELO DE LA GENERACION HIDRAULICA	
3.1.- Introducción	15
3.2.- Análisis Hidrológico	15
3.2.1.- Generalidades Sobre los Ríos	16
3.2.2.- Datos Hidrológicos Necesarios	17
3.2.3.- Caudales de diseño	21
3.3.- Tipos de Centrales	21
3.4.- Efecto de los Reservorios	22
3.4.1.- Producción Energética	22
3.4.2.- Potencia de Salida	23
3.4.3.- Operación de un Reservorio	27
3.5.- Disponibilidad de la Generación	29
3.5.1.- Función Distribución de Probabilidad de caudales	29
3.5.2.- Método de Monte-Carlo	32
3.5.3.- Simulación de las Plantas Hidroeléctricas	35
Bibliografía Capítulo III	46

TEMAPAGINA

## CAPITULO IV : MODELO DE LA CARGA

4.1.-	Introducción	48
4.2.-	Análisis de la Demanda	48
4.3.-	Métodos de Pronóstico de la Demanda	51
4.3.1.-	Clasificación	51
4.3.2.-	Métodos Causales	52
4.3.2.1.	Método de Regresión	52
4.3.3.-	Métodos de Series de Tiempo	53
4.3.3.1.	Método de Suavizamiento	53
4.3.3.2.	Método de Descomposición	54
4.3.3.3.	Método de Box & Jenkins	55
4.3.3.4.	Modelo con filtro de Kalman	57
4.3.3.5.	Selección del Método de Predicción	58
4.4.-	Proyección de la demanda del Sistema Nacional Interconectado centralizada por el INECEL.	59
4.5.-	Curvas de Duración de Carga	62
4.6.-	Hipótesis del Modelo	64
	Bibliografía del Capítulo IV	68

## CAPITULO V : ANALISIS DE LA PROBABILIDAD DE PERDIDA DE CARGA

5.1.-	Definiciones	70
5.2.-	Combinación de los modelos de Generación y carga.	71
5.2.1.-	Modelo de los Generadores	71
5.2.2.-	Tabla de Probabilidades Acumuladas de Salida en la Generación.	72
5.2.3.-	Probabilidad de Disponibilidad hallada en la expansión binomial.	74
5.2.4.-	Algoritmo para la formulación de la Tabla de Probabilidades Acumuladas	75
5.2.5.-	Modelo de Carga para el cálculo de la LOLP.	77

<u>TEMA</u>	<u>PAGINA</u>
5.2.6.- Combinación de los Modelos	77
5.3.- Programa Digital	79
5.3.1.- Método de Solución	79
5.3.2.- Algoritmo de Solución	80
5.4.- Evaluación de Resultados	95
.- Valores de la LOLP Obtenidos con MAZAR	96
.- Valores de la LOLP Obtenidos sin MAZAR	103
Bibliografía del Capítulo V.	120
CAPITULO VI : CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	
Conclusiones y Recomendaciones	121
Bibliografía Capítulo VI	127
ANEXO # 1.	
A.1.- Desarrollo del Proyecto Paute, ubicación.	128
A.2 - Características del Paute-Mazar	129
A.3.- Características del Paute-AB	130
A.4.- Valores de ls funciones correspondientes a las curvas COTA-AREA y COTA-VOLUMEN	131
A.1.5.- Rendimiento del Paute-AB	137
A.1.6.a. Curvas COTA-AREA, COTA-VOLUMEN, del Reservorio AMALUZA	138
A.1.6.s. Curvas COTA AREA, COTA-VOLUMEN, del Embalse INGAZAPA II	139
A.1.7.- Proyección de Demanda y Generación del SNI.	140
A.1.8.- Datos de Caudales y Evaporaciones	143
Bibliografía Anexo # 1	
ANEXO # 2.	
CONCEPTOS BASICOS SOBRE UTILIZACION DE CENTRALES HIDROELECTRICAS Y CONFIABILIDAD	
	151
Bibliografía Anexo # 2	158

TEMAPAGINA

## ANEXO # 3

## MANUAL DE USO DEL PROGRAMA LOLPHIDRO

A.3.1.-	Alcances y Limitaciones	159
A.3.1.1.	Algoritmo del Programa LOLPHIDRO	160
A.3.2.-	Descripción del Programa LOLPHIDRO	161
A.3.3.-	Definición de Variables	162
A.3.4.-	Entrada de Datos	167
A.3.4.1.	Codificación de Datos	168
A.3.4.2.	Ejemplo completo de entrada de datos	172
A.3.5.-	Ejemplo de Salida de Resultados	180
A.3.6.-	Listado del Programa	198
	Bibliografía	217

## F I G U R A S

<u>TEMA</u>	<u>PAGINA</u>
FIG. 3.1.- Caudales medios mensuales de ingreso a los distintos reservorios, sin considerar regulación en la Preza Mazar	19
FIG. 3.2.- Caudales medios mensuales de ingreso a los distintos reservorios, considerando la existencia de la Presa Mazar	20
FIG. 3.3.- Curva de Duración de Caudales	22
FIG. 3.4.- Representación de la Plantas Hidroeléctricas	23
FIG. 3.5.- Variación de la capacidad de salida de una unidad con deflexión del reservorio.	26
FIG. 3.6.- Funciones densidad y distribución de probabilidad	31
FIG. 3.7.- Aplicación del Método de Monte-Carlo	34
FIG. 4.1.- Clasificación de los métodos cuantitativos de pronóstico de la demanda.	51
FIG. 4.2.- Filtro Lineal	56
FIG. 4.3.- Curva de Carga diaria del sistema Nacional Interconectado	62
FIG. 4.4.- Curva de Duración de Carga	63
FIG. 5.2.a.- LOLP para el Sistema en estudio, se comparan 2 posibilidades, con y sin Mazar.	115
FIG. 5.2.b.- LOLP para el Sistema en estudio se comparan 2 posibilidades, con y sin MAzar.	116
FIG. 5.2.c.- LOLP para el Sistema en estudio, se comparan 2 posibilidades, una programación con demanda máxima y generación mensual igual, y, - otra con estos valores en función de la época, lluviosa o seca.	117



TEMA

PAGINA

FIG. 6.1.- Valores de la LOLP en el año II  
(1995) de estudio, con o sin Ma-  
zar.

122