



Universidad Nacional Autónoma de México

FACULTAD DE INGENIERIA

División de Ingeniería Civil, Topográfica y Geodesica

28
143
"OPERACION DE UNA PLANTA
HIDROELECTRICA DE PICOS."

TESIS PROFESIONAL

Elaborada para obtener el Título de

I N G E N I E R O C I V I L

p o r

ARTURO NAVA MASTACHE



México, D. F.

Mayo 1984



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

I N D I C E

	PAG.
NOTACION	1
EQUIVALENCIAS	2
CAPITULO I	
INTRODUCCION	4
CAPITULO II	
ANTECEDENTES	8
II.1 Definiciones	8
II.2 Descripción de la generación	11
II.3 Demanda de energía eléctrica	14
II.4 Simulación Hidrológica	17
CAPITULO III	
ANALISIS DE LA DEMANDA	23
III.1 Distribución de la demanda	23
III.2 Planta de Picos	28
III.3 Relación demanda - volumen, carga	30

CAPITULO IV

SIMULACION DE LA OPERACION DE UNA PLANTA DE PICOS.....	33
IV.1 Planteamiento del problema	33
IV.2 Distribución de la capacidad instalada del Siste- ma Eléctrico Nacional	35
IV.3 Características de la planta	44
IV.4 Consideraciones	49
IV.5 Procedimiento de Cálculo	62
IV.6 Programa de Solución	64
IV.7 Aplicación del programa y resultados	72

CAPITULO V

OPERACION REAL DE UNA PLANTA DE PICOS	115
V.1 Distribución de la generación	117
V.2 Operación anual	122
V.3 Operación semanal y diaria	126

CAPITULO VI

CONCLUSIONES Y COMENTARIOS	132
VI.1 Conclusiones	132
VI.2 Posibilidades de aplicación	136
VI.3 Comentarios	137
REFERENCIAS	139

NOTACION

Ap	Aportación, m ³
CE	Consumo específico, m ³ /KWH
E	Energía, kg·m
Et	Extracción turbinada, m
Ge	Generación, KWH
H	Carga, m
P	Potencia, Kg m/s, KW
P max.	Potencia máxima, GW
% P	Porcentaje de potencia máxima, %
Q	Gasto, m ³ /s
t	Tiempo, s, Hrs
Vu	Volumen útil, m ³
W	Trabajo, Joule
γ	Peso específico del agua, Kg/m ³
η	Eficiencia, %

EQUIVALENCIAS

$$1 \text{ kg} = 9.81 \text{ N (NEWTON)}$$

$$1 \text{ Joule} = 1 \text{ N.m}$$

$$1 \text{ KW} = \frac{1000}{9.81} \frac{\text{Kg m}}{\text{s}}$$

$$1 \text{ Kilowatt (KW)} = 10^3 \text{ watt}$$

$$1 \text{ Megawatt (MW)} = 10^6 \text{ watt}$$

$$1 \text{ Gigawatt (GW)} = 10^9 \text{ watt}$$

$$1 \text{ Terawatt (TW)} = 10^{12} \text{ watt}$$

C A P I T U L O I

Para la generación de energía eléctrica la Comisión Federal de Electricidad cuenta con nueve tipos de centrales eléctricas (ver sección IV.2). Dentro de las más importantes debido a su capacidad instalada y generación se encuentran las térmicas a base de combustóleo y las hidroeléctricas.

En algunas regiones del país es con estos dos tipos de centrales como se cubre la demanda de energía. En este trabajo en particular se escogió una región en la que la demanda es cubierta principalmente por los dos tipos de centrales mencionados.

Para esa región las térmicas proporcionan aproximadamente el 40% de la generación total anual, correspondiendo a las hidroeléctricas el 60% restante.

Durante un día normal de operación se tienen variaciones en la demanda, presentándose los valores máximos alrededor del medio día y de las 20 horas (ver figura III.1.1.).

Debido a las características propias de su funcionamiento, para las centrales térmicas es muy difícil tener variaciones bruscas que aumenten su potencia, además baja mucho su eficiencia y aumenta el consumo de combustible. En cambio las hidroeléctricas pueden tomar las variaciones sin que su eficiencia cambie considerablemente.

De lo anterior se desprende la necesidad de operar a las centrales termoeléctricas a potencia constante correspondiendo a las hidroeléctricas tomar las variaciones.

El objetivo de este trabajo es mostrar la operación de una planta hidroeléctrica que proporcione la potencia necesaria para cubrir las horas de máxima demanda llamadas también de picos.

Para lograrlo, es necesario conocer una serie de antecedentes acerca de la generación, la demanda y su distribución, las características de las plantas de picos y sus posibilidades de operación; así como una serie de datos para poder llevar a cabo una simulación hidrológica entre los que se encuentran la aportación, evaporación y características propias de la planta en estudio.

En base a lo anterior se hacen simulaciones de la operación de una planta hidroeléctrica de picos con ayuda de un programa de computadora, donde los resultados obtenidos dan una idea de las posibilidades de operación en la realidad.

Para realizar las simulaciones se escogió la planta hidroeléctrica "Manuel Moreno Torres" (CHICOASEN) perteneciente al Area Oriental del Sistema Eléctrico Nacional.

Posteriormente se presentan los resultados de la operación-

real de Chicoasén y en base a la comparación con los obtenidos en las simulaciones se obtienen conclusiones.

C A P I T U L O I I

CAPITULO II ANTECEDENTES

II.1 Definiciones.

Carga aprovechable.

Es el desnivel entre la cota del nivel máximo de operación - (NAMO) y el nivel del agua en el sitio de desfogue, cuando la planta está generando.

Potencia.

Es el trabajo hecho en la unidad de tiempo y está dada por-

$$P = \gamma Q H \eta \quad (\text{II.1.1})$$

donde

- P potencia entregada por el sistema, en - Kg m/s
- γ peso volumétrico del agua, en Kg/m³
- Q gasto, en m³/s
- H carga aprovechable, en m
- η eficiencia media global del conjunto -- conducción-turbo generador, en función- de la carga, H, y el gasto Q, en %

Energía generada.

La energía es la capacidad de hacer trabajo. Considerando- la definición de potencia se tiene que la energía generada

en un intervalo de tiempo es

$$E_{(t_0, t)} = \int_{t_0}^t P(t) dt \quad (\text{II.1.2})$$

donde

$E_{(t_0, t)}$ energía generada en el intervalo-
(t_0, t), en KWH.

(t_0, t) intervalo de tiempo considerado, -
en horas.

Energía media anual.

Es el promedio anual de la energía generada por un aprovechamiento, expresada comúnmente en GWH/año (1 GWH es igual a 10^6 KWH)

Energía media anual generada en el pico.

Es la energía media anual generada considerando únicamente las horas de máxima demanda en cada día, en GWH/año.

Energía media anual generada en la base.

Es la energía anual generada, considerando las horas de operación en la base, en GWH/año.

Potencia instalada.

Es la capacidad de la planta en KW y corresponde a la potencia que se puede entregar con todas las unidades funcionando, con el nivel del agua entre el correspondiente a la carga

ga de diseño y el NAMO y el gasto de diseño.

Potencia garantizada.

Es la potencia que puede producirse en cualquier momento. -
Corresponde a la potencia que puede entregarse con el nivel
de agua mínimo de operación (NAMINO).

Factor de Planta.

Es la relación entre la energía generada en un intervalo -
de tiempo y lo que se podría producir si durante ese inter
valo se genera la máxima capacidad, es decir lo que se ge
neró entre lo que se podría haber generado. Los valores -
son menores que la unidad, ya que sería muy difícil que al
guna planta trabajara todo el tiempo al máximo de su capa-
cidad.

11.2 Descripción de la generación.

Sabiendo que la energía potencial de un volumen de agua, es el producto de su peso por su carga, para transformar esta energía en trabajo útil en el caso de una hidroeléctrica se tiene que la energía del volumen de agua almacenada al pasar a través de una turbina bajo una carga bruta aprovechable es

$$E = \gamma V H \eta \quad (\text{II.2.1})$$

donde

- E energía, en Kg m
- γ peso volumétrico del agua, en Kg/m³
- V volumen, en m³
- η eficiencia total del conjunto, que incluye las pérdidas en la conducción, la turbina y el generador
- H Carga aprovechable, en m

Conversión de unidades.

Al pasar el gasto Q (m³/s) por las turbinas, en un tiempo t (s), el volumen será

$$V = Q t \quad (\text{II.2.2})$$

y al sustituir en II.2.1 se tiene

$$E = \gamma Q H \eta t \quad (\text{II.2.3})$$

La cual es la energía de la corriente en un tiempo t , en Kg m.

Por otra parte, de la definición de potencia sabemos que

$$P = \frac{W}{t} \quad (\text{II.2.4})$$

donde

P potencia, en watts

W trabajo, en joules

t tiempo, en s

y con las equivalencias conocidas, la expresión II.1.1 queda

$$P = \gamma Q H \eta \left(\frac{9.81}{1000} \right) \quad (\text{II.2.5})$$

donde

P está dada en KW

γ en Kg/m^3

Q en m^3/s

H en m

Ahora, si se considera una eficiencia media $\eta = 0.815$ y $\gamma = 1000 \text{ Kg}/\text{m}^3$ se llega a

$$P = 8 Q H \quad (\text{II.2.6})$$

La expresión anterior en función del volumen queda

$$P = 8 \frac{V}{t} H \quad (\text{II.2.7})$$

donde

V está en m^3

t en s

Sabiendo que $E = P t$ se tiene

$$E = \frac{8 V H}{t} t \quad (\text{II.2.8})$$

Para tener la energía en KWH en función del volumen se tiene

$$E = 0.0022 V H \quad (\text{II.2.9})$$

donde

E es la energía generada, en KWH

V es el volumen en una hora, en m^3

H es la carga aprovechable, en m

II. 3 Demanda de Energía Eléctrica.

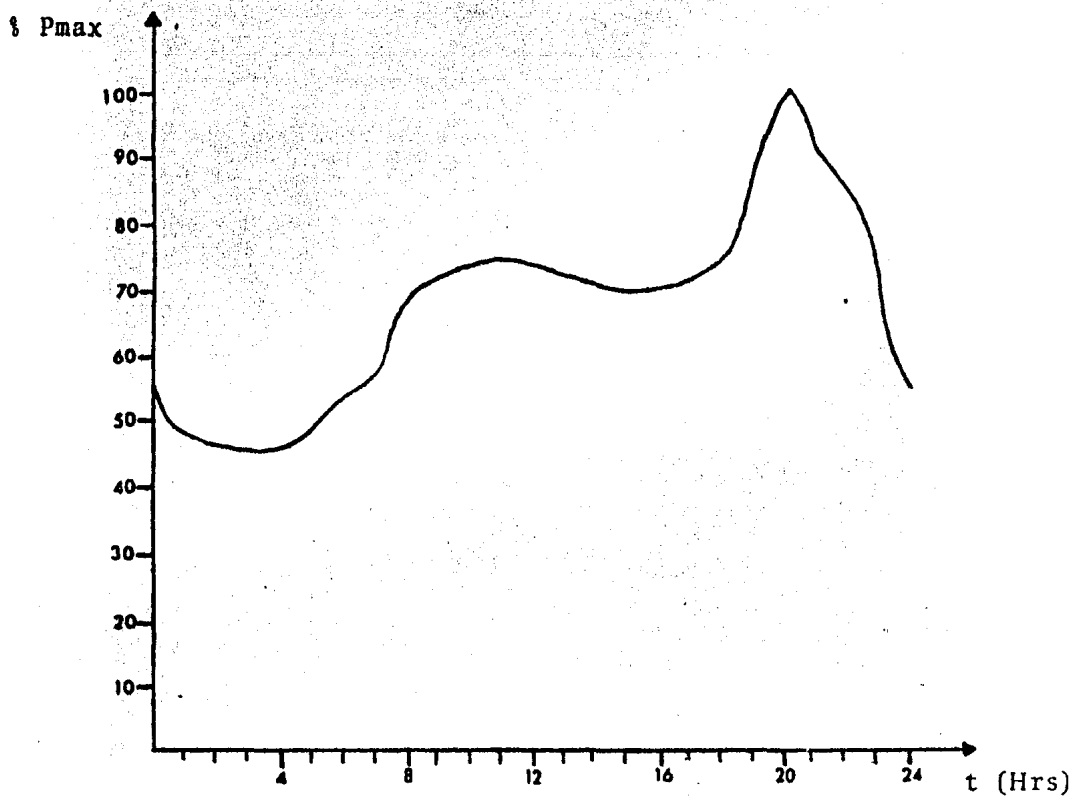
En la ecuación II.2.7 se observa que la potencia es directamente proporcional al producto del volumen requerido -- por la carga aprovechable. A continuación se presenta un análisis para saber como se determina la energía a generar que a su vez nos da la potencia requerida en un tiempo t .

Curva de demanda

En la figura II.3.1 se muestra la forma típica de la demanda de energía eléctrica para un día cualquiera. Esta curva varía de acuerdo con la zona del país, la época del año y el día de la semana; dependiendo también del uso de la energía (urbana, industrial, agrícola, etc), y de las características del clima.

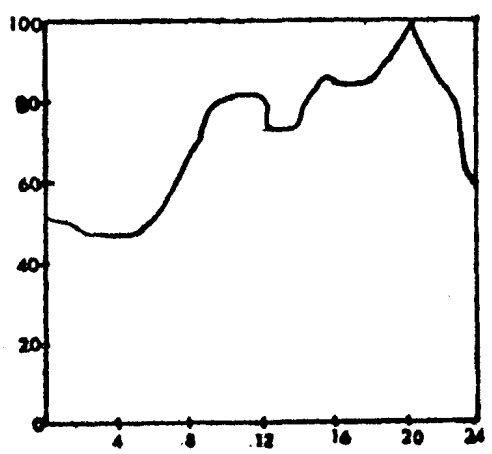
En la figura II.3.2 se muestran curvas de demanda diarias para diferentes zonas del país expresadas en función de la potencia máxima para cada región y para cada hora.

Con estas curvas se podrán hacer las simulaciones de operación aplicando la expresión II.2.7.

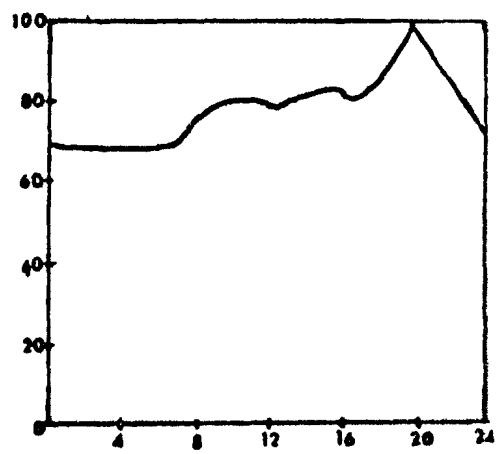


Area total = 1,625 Hrs · % Pmax

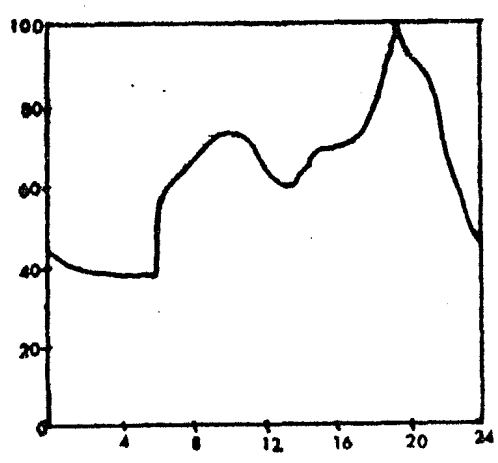
Figura 11. 3. 1 Curva de demanda diaria.



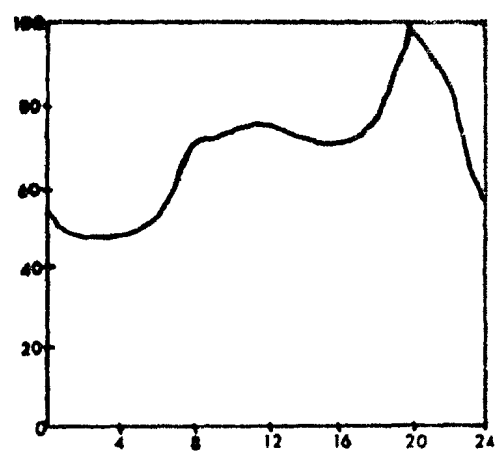
Area Noreste



Area Noroeste



Sistema Peninsular



Area Oriental

Figura II. 3. 2 Curvas de demanda diarias para diferentes regiones del país, en Hrs- $\text{\$P}$.

II.4 Simulación hidrológica.

La simulación hidrológica se utiliza en el caso de diseño para determinar las principales dimensiones asociadas a la presa, como: niveles de operación, volumen útil, volumen destinado al control de avenidas y la estimación de la energía que podrá generarse.

La simulación se puede realizar para diferentes volúmenes de entrada y diferentes políticas de operación.

Los volúmenes de entrada se pueden obtener de registros históricos, cuando la simulación se haga por un período igual al registrado, usando el valor anual resultante de los promedios mensuales, o de registros sintéticos, obtenidos con procedimientos estadísticos a partir de la muestra histórica, que incluyen las condiciones de aportación máxima o mínima.

Las políticas de extracción pueden ser; a extracción constante, en la que se fija el gasto para todo el período de simulación; a extracción variable, que dependerá de la ley para generar de acuerdo a la época del año, y a potencia constante, en la que se calcula el volumen a extraer.

Determinación de los niveles de un aprovechamiento hidroeléctrico.

Para determinar los niveles de un aprovechamiento se puede hacer a potencia constante y año medio, requiriéndose como datos:

1. Curva elevaciones-áreas-capacidades.
2. Registro histórico de volúmenes de entrada.
3. Registro histórico de volúmenes de lluvia y evaporación.

El problema se puede resolver para tres etapas:

Primera etapa

Generación sin derrames

Procedimiento

- a) Escoger un valor cualquiera de potencia en KW
- b) Escoger un nivel inicial y su carga aprovechable sobre las turbinas.
- c) Hacer el funcionamiento de vaso debiéndose cumplir

$$VE - VS = \Delta V \quad (II.4.1)$$

donde

VE volumen que entra al vaso en el intervalo de cálculo

VS volumen que sale del vaso en el intervalo de cálculo

ΔV variación del volumen almacenado

Siendo las entradas

$$VE = ICP + IT + VLL$$

y las salidas

$$V S = V D E M - V E V A - V I N F - D E R R$$

con lo que la expresión II.4.1 queda

$$I C P + I T + V L L - V D E M - V E V A - V I N F - D E R R = \Delta V$$

(II.4.2)

donde

I C P Escurrimiento de la cuenca.

Se cuantifica a partir de mediciones en estaciones hidrométricas

I T Entrada por transferencia de otras cuencas

Proviene principalmente de presas ubicadas aguas -- arriba

V L L Volumen de lluvias en el vaso

Es el producto de la altura de precipitación por el área media obtenida de la curva elev.-áreas.

V D E M Volumen extraído para satisfacer la demanda.

Es el que sale por la toma y depende de la ley de demanda fijada (Puede estar dada por la curva de deman da)

V E V A Volumen evaporado.

Es el producto del área media por la lámina evaporada en el intervalo de tiempo, esta última se puede calcular multiplicando los valores obtenidos en un evaporímetro por un factor de corrección, o por fór-

mulas en función de la velocidad del viento, la temperatura, la presión de vapor y la de saturación.

V I N F Volumen infiltrado.

Este es difícil de medir y normalmente se desprecia.

D E R R Volumen derramado.

Es un resultado de la simulación, depende de los niveles característicos y de la política de operación.

Se dará por bueno el funcionamiento del vaso si al finalizar el período escogido se obtiene el mismo nivel que se propuso al inicio.

- d) De este análisis se obtiene para la potencia seleccionada el NAMINO, el NAMO y el volumen útil, sin déficit ni derrames, donde el NAMO es el nivel máximo obtenido y el NAMINO el mínimo del funcionamiento del vaso que deberá de ser mayor que el de la capacidad de azolves.

Segunda etapa.

Generación aceptando derrames.

Procedimiento

- e) Escoger una potencia menor que la del paso a) de la primera etapa.
- f) Hacer el funcionamiento del vaso, variando el NAMO hasta obtener un valor en el que el correspondiente NAMINO sea igual al obtenido en el paso d) de la primera etapa.

- g) Repetir los pasos e) y f) para otras potencias y graficar potencia contra elevación, donde se selecciona el NAMO más conveniente.

Tercera etapa.

Máxima energía generada para diferentes alturas de aprovechamiento.

Procedimiento.

- h) Repetir la primera y segunda etapas para diferentes potencias, obteniéndose diferentes curvas.
- i) Se dibujan todas las curvas anteriores en una misma gráfica y se convierten las potencias en energía anual generada.
- j) Se dibuja una envolvente a las curvas del paso i), la cual representa la máxima energía generada para una altura de aprovechamiento.

C A P I T U L O I I I

CAPITULO III ANALISIS DE LA DEMANDA

III.1 *Distribución de la Demanda*

En la figura III.1.1., se tiene un diagrama horario típico de una curva de distribución de demanda o consumo. En el se observa que la parte gruesa de la generación es proporcionada por las Termoeléctricas con 60% aproximadamente y el 40% restante por las Hidroeléctricas.

En época de estiaje las hidroeléctricas de derivación de ba se pueden parar, por lo cual el sistema debe de tener una reserva termoeléctrica base. Los picos deberán ser cubiertos por las hidroeléctricas con almacenamiento y las térmicas de gas.

Se observa también que para esa curva la potencia media es aproximadamente el 68% de la máxima, y que la distribución de la misma tiene tres zonas cubiertas por diferentes tipos de plantas.

A continuación se dan los rangos de potencia en la curva y las plantas que los cubren.

Potencia base.

Esta va del 0 al 60% de la máxima pudiendo tener variaciones de acuerdo a la zona a la que corresponda la curva y --

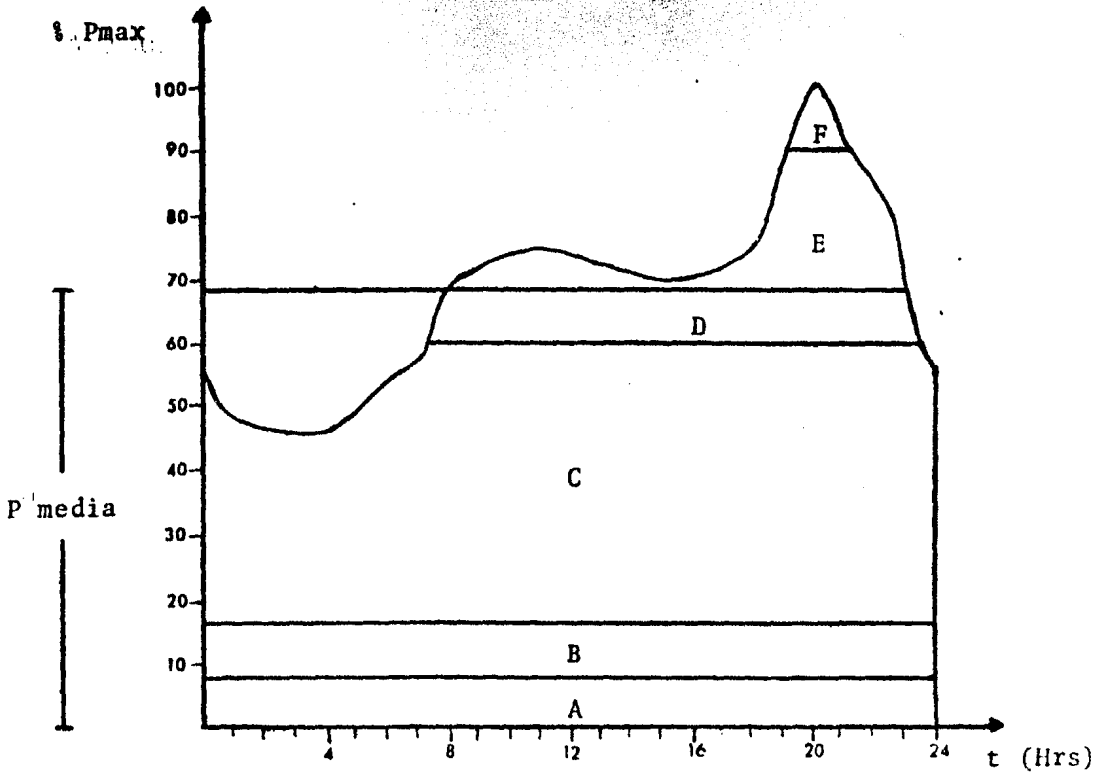


Figura III. 1. 1 Curva de distribución de demanda.

está cubierta por:

- Zona A Hidroeléctricas Superficiales o de Derivación
- Zona B' Nucleoeléctricas (solo en caso de que las haya, sino termoeléctricas)
- Zona C Termoeléctricas convencionales (se pueden incluir aquí a las posibles geotérmicas)

Potencia de Semipunta

Abarca del 60 al 68% y está cubierta por:

- Zona D Hidroeléctricas de Semipuntas
- Zona E Hidroeléctricas de puntas (en un 7% del total - aproximadamente)

Potencia de Puntas

Cubre del 68% hasta la máxima (100%) y la proporcionan:

- Zona E Hidroeléctricas de puntas (en un 15% del total)
- Zona F Térmicas de Gas (actúan en un tiempo muy corto-ya que cubren un área pequeña)

En general no todas las regiones del país pueden ser cubiertas con todos los tipos de centrales, sobre todo geotérmicas y nucleoeléctricas, pero en una visión general- y dependiendo de la región sería más o menos en esa forma

como deberían cubrir el área total.

La figura III.1.2., nos proporciona en porcentaje la duración que tiene cada valor de potencia de la curva de demanda (figura III.1.1.). Es decir, un valor de potencia menor que el 46% de la máxima se tendrá que proporcionar durante todo el día (100% del tiempo).

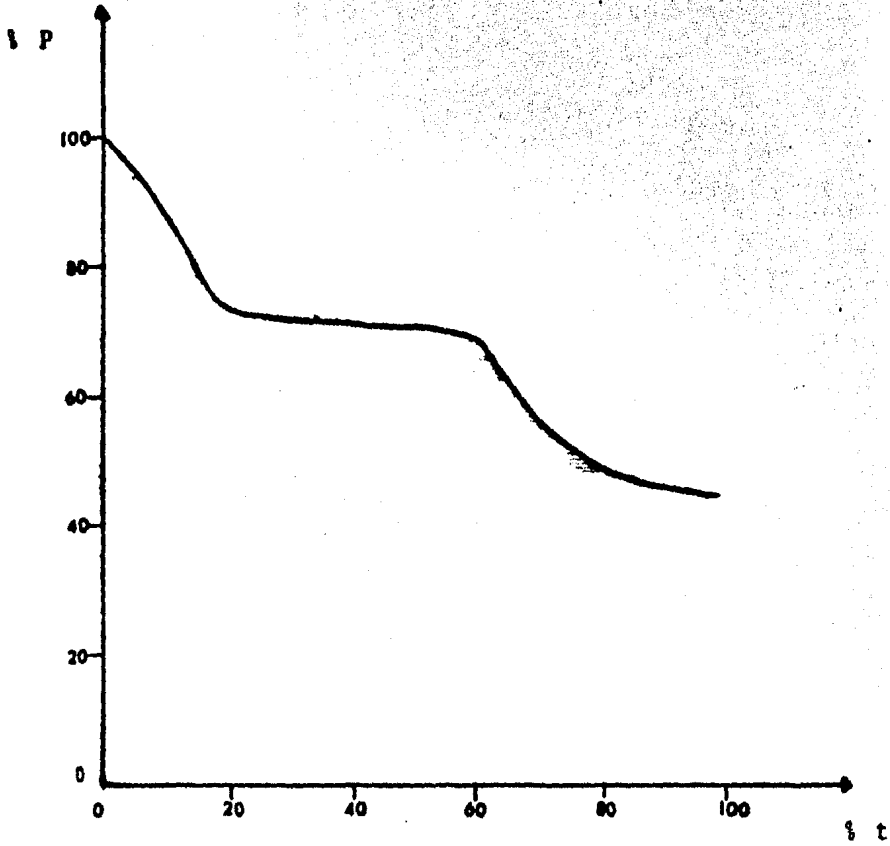


Figura III. 1. 2 Curva de duraci3n de carga.

III. 2 Planta de Picos

Una planta de picos es la que trabaja con porcentajes de demanda mayores que la demanda media.

Su factor de planta es bajo ya que debe operar tan solo en las horas de mayor demanda, pero a mayor potencia.

Esto último trae como consecuencia que para esas horas se opere con las cargas más altas procurando no tener extracciones del vaso muy grandes.

En la figura III.1.1. se observa que el pico de la demanda se presenta aproximadamente de las 17 a las 23 horas, es decir en teoría se tendrían 6 horas de operación por 18 de suspensión; en estas últimas se aprovecharía para incrementar el almacenamiento al no haber volumen demandado.

Puede presentarse el caso en que la planta trabaje para picos de menor duración que el mencionado líneas arriba. Esto puede deberse a que no se cuente con un almacenamiento considerable y se requiera mayor tiempo de suspensión para destinarlo a almacenar.

Cabe la posibilidad de que una planta pico opere también en horas que no son de gran demanda. Esto puede deberse a que la capacidad instalada en el sistema al que pertenece

no sea la suficiente para distribuirse adecuadamente e impida que la planta pico tenga los intervalos de suspensión que requiere para mantenerse con carga alta, y se tenga necesidad de que genere durante un tiempo mayor.

En estos casos la operación dependerá principalmente de la capacidad instalada de la propia planta como de las centrales alternativas de potencia para la misma región, es decir tratarán de cubrir el área bajo la misma curva de demanda.

De este último análisis surge la interrogante siguiente: ¿Qué horas además de las de pico deberá de trabajar la planta?

Para responder a esta pregunta líneas abajo se hará un análisis de la operación de una planta hidroeléctrica de picos considerando los pros y contras correspondientes tanto al problema en sí como a las características propias de la planta.

III.3 Relación demanda - volumen, carga.

Como se vió en la expresión II.2.7., $(P = 8 \frac{V}{t} H)$ existe un factor cuya variación depende principalmente de la eficiencia total de la planta (conducción turbo generador). Para el análisis que se realizó se supuso de $\eta=0.815$ para que el factor diera un número cerrado, en este caso 8; pero su valor puede tener variaciones que proporcionen eficiencias aproximadamente entre 0.75 y 0.90 que nos darían valores de 7.35 y 8.82 respectivamente.

Estos valores como se ve dependen de eficiencias que en realidad no pueden ser constantes todo el tiempo ya que varían principalmente con la carga, gasto y rango de operación de la turbina (todos ellos interrelacionados como pérdidas).

Para el caso de este trabajo se tomará un valor medio de -- eficiencia constante para el intervalo de operación de que se trate, con lo que de antemano se sabe que los resultados de las simulaciones no son estrictamente exactos, ya que en casos extremos puede haber variaciones del orden del 10% en las potencias obtenidas.

Considerando que esto pudiera ocurrir en algún momento de la simulación, se puede decir a favor de la "exactitud" de la misma que esto ocurriría en condiciones verdaderamente extremas y en intervalos de tiempo que no podrían ser gran-

des por esas mismas condiciones. (Por ejemplo tener la --
misma carga durante un tiempo considerable).

Por lo tanto la influencia de las variaciones de eficiencia en los resultados de la potencia obtenida, de ningún modo -
tendrán un efecto radical. Con lo que se podrán considerar lo suficientemente confiables para su interpretación en el-
momento de satisfacer el área bajo la curva de demanda.

CAPITULO IV

CAPITULO IV SIMULACION DE LA OPERACION DE UNA PLANTA DE PICOS.

IV.1 Planteamiento del problema.

En el capítulo III, sección 2, se planteó la interrogante -- acerca de las horas que debe de operar una planta de picos, -- considerando que puede cubrir demandas en la zona limitada -- por la potencia media (68%) y la potencia máxima (100%).

Se mencionó también que en algunas regiones las plantas de -- picos operan en horas de baja demanda. Es decir, entran a -- cubrir áreas de potencia de base, destinadas por lo general -- a centrales termoeléctricas.

En este capítulo se simulará la operación de una planta hi-- droeléctrica para diferentes distribuciones de demanda; con-- siderando que opera en conjunto con otro tipo de centrales -- y que juntas cubren la demanda total de la región.

La potencia de base, será proporcionada por plantas térmicas hasta donde su capacidad instalada les permita, y lo harán -- de manera constante durante las 24 horas de cada día.

La demanda restante estará formada por generación de base y generación de puntas y será cubierta por las plantas hidro-- eléctricas.

Por lo tanto la planta hidroeléctrica escogida para la simulación operará en las zonas de potencia de base, de semipuntas y de puntas, de acuerdo con la figura III.1.1.

Para llevar a cabo la simulación será necesario conocer para la región en estudio: la distribución de la demanda, capacidad instalada y generación, los tipos de centrales que la integran y las características de la planta en estudio.

IV.2 Distribución de la capacidad instalada del Sistema Eléctrico Nacional.

En la tabla IV.2.1 se presenta una relación de las regiones que integran el sistema eléctrico nacional (ver figura IV.2.1). Para cada región se proporcionan la capacidad instalada y la generación durante el año de 1982, así como los respectivos porcentajes.

De la tabla IV.2.2.a a la IV.2.2.j se tienen todas las regiones del sistema eléctrico nacional en las que se incluyen los tipos de centrales, la capacidad, generación y los porcentajes correspondientes para cada una.

En la tabla IV.2.2.k se presenta un resumen a nivel nacional de los tipos de plantas con su capacidades y generaciones, - incluyéndose el valor del factor de planta promedio para cada tipo.

REGION	CAPACIDAD (MW)	%	GENERACION (GWH)	%
1.- Area Central	5,127.00	27.88	27,206.46	28.79
2.- Area Oriental	5,197.00	28.26	20,786.30	21.99
3.- Area Occidental	2,096.00	11.40	12,906.88	13.66
4.- Area Noroeste	1,630.00	8.86	9,814.78	10.39
5.- Area Noreste	1,910.50	10.39	10,597.98	11.21
6.- Sistema Tijuana-Mexicali	676.00	3.68	3,638.90	3.85
7.- Area Norte	1,068.00	5.81	5,560.85	5.88
8.- Sistema Peninsular	517.00	2.81	2,992.42	3.17
9.- Sistema La Paz	119.14	0.65	740.33	0.78
10.- Sistemas Pequeños	49.36	0.27	263.92	0.28
Total Sistema	18,390.00		94,508.83	

Tabla IV.2.1. Sistema eléctrico nacional. Capacidad instalada - y generación para 1982.

SISTEMA ELECTRICO NACIONAL

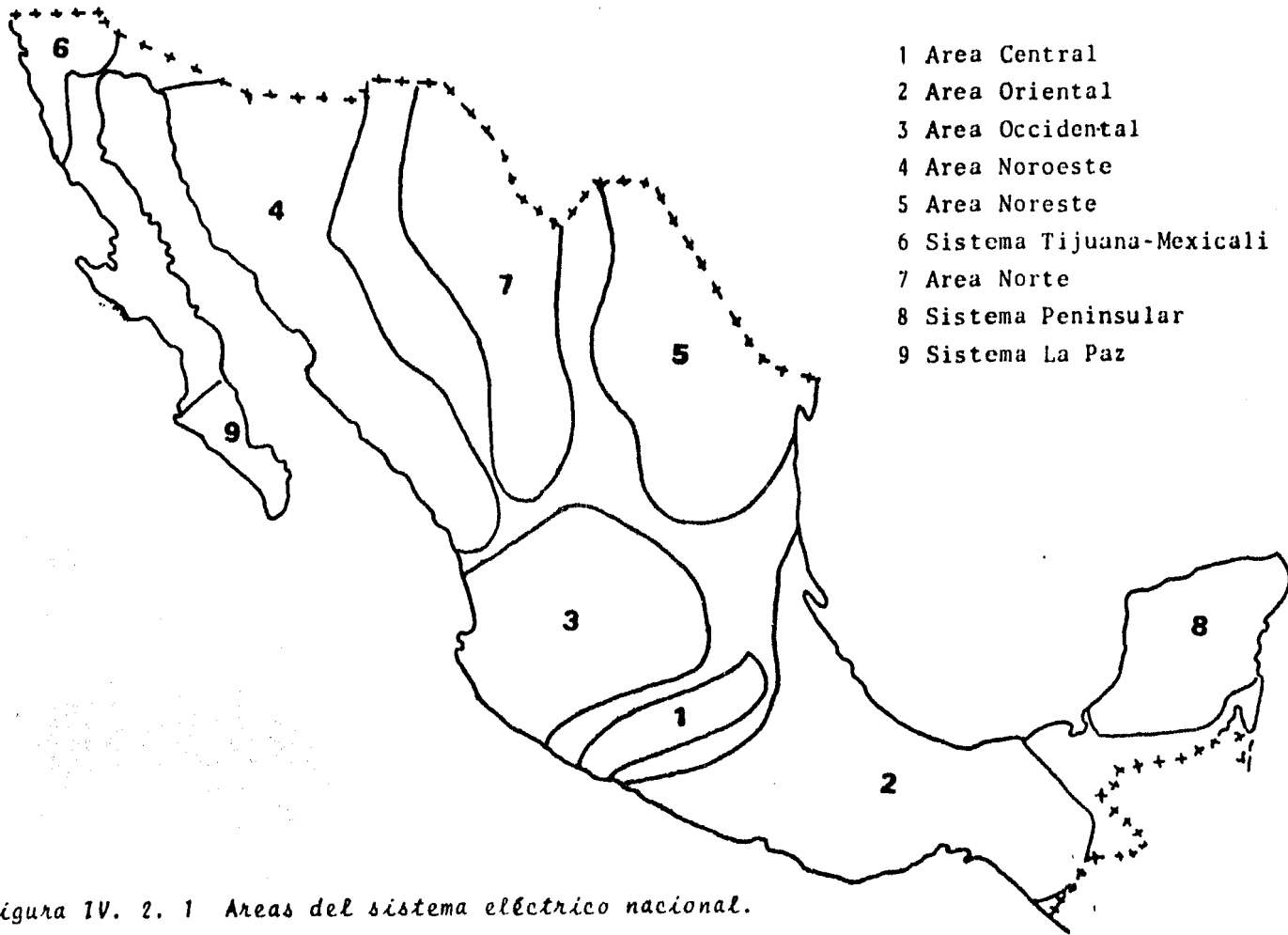


Figura IV. 2. 1 Areas del sistema eléctrico nacional.

TIPO DE CENTRAL	CAPACIDAD (MW)	%	GENERACION (GWH)	%
Hidroeléctricas (H)	2,049.00	39.96	8,185.00	30.08
Combustóleo (V)	2,454.00	47.86	17,197.63	63.21
Gas (G)	346.00	6.75	606.19	2.23
Ciclo combinado (A)	278.00	5.42	1,217.64	4.48
Total Sistema	5,127.00		27,206.46	

Tabla IV.2.2.a. Area Central.

TIPO DE CENTRAL	CAPACIDAD (MW)	%	GENERACION (GWH)	%
Hidroeléctricos (H)	3,830.00	73.70	12,636.00	60.79
Combustóleo (V)	915.00	17.61	6,412.32	30.85
Gas (G)	37.00	0.71	64.82	0.31
Móviles (M)	55.00	1.06	96.36	0.46
Ciclo combinado (A)	360.00	6.93	1,576.80	7.59
Total Sistema	5,197.00		20,786.30	

Tabla IV.2.2.b. Area Oriental.

TIPO DE CENTRAL		CAPACIDAD (MW)	%	GENERACION (GWH)	%
Hidroeléctricas	(H)	313.00	14.93	1,518.00	11.76
Combustóleo	(V)	1,462.00	69.75	10,245.70	79.38
Diesel	(D)	9.00	0.43	63.07	0.49
Gas	(G)	112.00	5.34	196.22	1.52
Móviles	(M)	22.00	1.05	38.54	0.30
Geotérmicas	(T)	25.00	1.19	175.20	1.36
Ciclo combinado	(A)	153.00	7.30	670.14	5.19
Total Sistema		2,096.00		12,906.88	

Tabla IV.2.2.c. Area Occidental.

TIPO DE CENTRAL		CAPACIDAD (MW)	%	GENERACION (GWH)	%
Hidroeléctricas	(H)	327.00	20.06	1,025.00	10.44
Combustóleo	(V)	1,238.00	75.95	8,675.90	88.40
Gas	(G)	65.00	3.99	113.88	1.16
Total Sistema		1,630.00		9,814.78	

Tabla IV.2.2.d. Area Noroeste.

TIPO DE CENTRAL	CAPACIDAD (MW)	%	GENERACION (GWH)	%
Hydroeléctricas (H)	31.50	1.65	100.00	0.94
Combustóleo (V)	945.00	49.46	6,622.56	62.49
Gas (G)	382.00	19.99	669.26	6.32
Carbón (C)	300.00	15.70	2,102.40	19.84
Ciclo combinado (A)	252.00	13.19	1,103.76	10.41
Total Sistema	1,910.50		10,597.98	

Tabla IV.2.2.e. Area Noreste.

TIPO DE CENTRAL	CAPACIDAD (MW)	%	GENERACION (GWH)	%
Combustóleo (V)	287.00	42.46	2,011.30	55.27
Gas (G)	189.00	27.96	331.13	9.10
Móviles (M)	20.00	2.96	35.04	0.96
Geotérmicas (T)	180.00	26.63	1,261.44	34.67
Total Sistema	676.00		3,638.90	

Tabla IV.2.2.f. Sistema Tijuana-Mexicali.

TIPO DE CENTRAL		CAPACIDAD (MW)	%	GENERACION (GWH)	%
Combustóleo	(V)	612.00	57.30	4,288.90	77.13
Gas	(G)	276.00	25.84	483.55	8.70
Ciclo Combinado	(A)	180.00	16.85	788.40	14.18
Total Sistema		1,068.00		5,560.85	

Tabla IV.2.2.g. Area Norte.

TIPO DE CENTRAL		CAPACIDAD (MW)	%	GENERACION (GWH)	%
Combustóleo	(V)	367.00	70.99	2,571.94	85.95
Diesel	(D)	30.00	5.80	210.24	7.03
Gas	(G)	112.00	21.66	196.22	6.56
Móviles	(M)	8.00	1.55	14.02	0.47
Total Sistema		517.00		2,992.42	

Tabla IV.2.2.h. Sistema Peninsular.

TIPO DE CENTRAL		CAPACIDAD (MW)	%	GENERACION (GWH)	%
Combustóleo	(V)	75.00	62.95	525.60	71.00
Diesel	(D)	26.14	21.94	183.19	24.74
Gas	(G)	18.00	15.11	31.54	4.26
Total Sistema		119.14		740.33	

Tabla IV.2.2.i. Sistema La Paz.

TIPO DE CENTRAL		CAPACIDAD (MW)	%	GENERACION (GWH)	%
Diesel	(D)	33.76	68.40	236.59	89.64
Gas	(G)	3.60	7.29	6.31	2.39
Móviles	(M)	12.00	24.31	21.02	7.97
Total Sistema		49.36		263.92	

Tabla IV.2.2.j. Sistemas Pequeños.

TIPO DE CENTRAL	CAPACIDAD (MW)	%	GENERACION (GWH)	%	F.P*
Hidroeléctricas (H)	6,550.50	35.62	23,464.00	24.83	0.41
Combustóleo (V)	8,355.00	45.43	58,551.84	61.95	0.80
Diesel (D)	98.90	0.54	693.09	0.73	0.80
Gas (G)	1,540.60	8.38	2,699.13	2.86	0.20
Móviles (M)	117.00	0.64	204.98	0.22	0.20
Geotérmicas (T)	205.00	1.11	1,436.64	1.52	0.80
Carbón (C)	300.00	1.63	2,102.40	2.22	0.80
Nucleares (N)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Ciclo combinado (A)	1,223.00	6.65	5,356.74	5.67	0.50
Total Sistema	18,390.00		94,508.83		0.59

* F.P.- Factor de planta promedio.

IV.3 Características de la planta.

Para realizar la simulación se escogió la Planta Hidroeléctrica "Manuel Moreno Torres" (Chicoasén), de la que a continuación se proporcionan algunas características generales y datos necesarios a este trabajo:

Localización.

La Planta Hidroeléctrica "Chicoasén", se localiza en el estado de Chiapas, sobre el río Grijalva, en la cuenca del mismo nombre (aproximadamente en los 93° de longitud oeste y 17° de latitud norte).

Datos Técnicos.

Escorrentamiento medio anual	12,000	m ³ x10 ⁶
Gasto medio anual	380	m ³ /s
NAME	395.0	m. s. n. m
NAMO	394.0	m. s. n. m
NAMINO	380.0	m. s. n. m
Nivel medio desfogue	203.0	m. s. n. m
Capacidad útil (NAMINO-NAMO)	250.6	m ³ x10 ⁶

Turbinas	5	FRANCIS
Carga de Diseño	180	m
Gasto de Diseño	189	m ³ /s
Potencia de Diseño	300	MW
Eficiencia media de la Planta	90.0	%
Capacidad instalada	1,500	MW
Generación media anual	5,580	GWH

Curva Elevaciones-Areas-Capacidades

En la figura IV.3.1 se muestran las áreas y volúmenes útiles desde el nivel correspondiente al NAMINO hasta el NAMO.

El resto de la curva se ha eliminado debido a que no es útil para las necesidades de la simulación.

También se obtuvo la ecuación de la misma para volúmenes que van del NAMINO al NAMO de la siguiente forma:

Elevación NAMINO = 380 m.s.n.m.

Elevación NAMO = 394 m.s.n.m.

Capacidad = 250.6 m³x10⁶

Elevaciones (m)

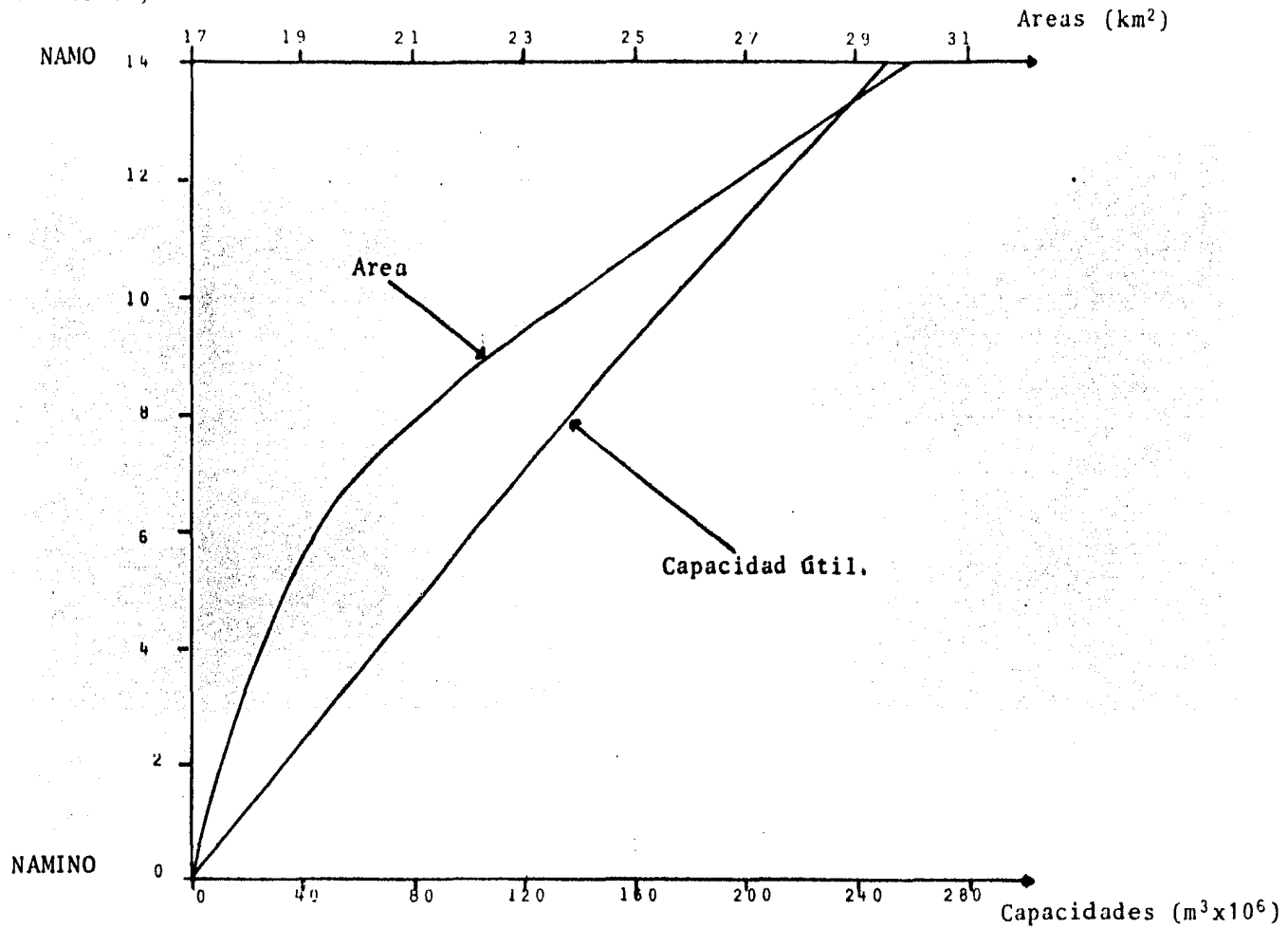


Figura IV. 3. 1 Curva elevaciones-areas-capacidades del NAMINO al NAMO.

Se realizó el ajuste a una ecuación del tipo $y=bx^a$ considerando, de acuerdo a la figura IV.3.1, que para el NAMINO se tiene $V=0.0 \text{ m}^3$, $H=0.0 \text{ m}$ y para el NAMO $V=250.6 \text{ m}^3 \times 10^6$, $H=14 \text{ m}$; se obtuvo la siguiente ecuación:

$$H_i = 0.078 V^{0.94} \quad \text{IV.3.1.}$$

por lo tanto

$$a = 0.94$$

$$b = 0.078$$

La cual nos da los siguientes valores:

H_i (m)	V ($\text{m}^3 \times 10^6$)
0.0	0.0
1.0	15.2
2.0	31.7
3.0	48.7
4.0	66.0
5.0	83.7
6.0	101.5
7.0	119.7
8.0	138.0
9.0	156.4
10.0	174.9
11.0	193.5
12.0	212.2
13.0	231.2
14.0	250.6

Para el funcionamiento, a la carga obtenida por esta ecuación se le sumará la diferencia entre el NAMINO (380 m.s.n.m) y el nivel de desfogue (203 m.s.n.m.) que nos da una carga adicional de 177 m, con lo que:

$$H = 177 + H_1$$

IV.3.2

donde

H es la carga aprovechable medida desde el des
fogue, en m.

IV.4 Consideraciones

Para poder llevar a cabo la simulación es necesario explicar cada una de las variables que intervienen y en las cuales se han considerado algunas variantes debido a efectos propios del trabajo o de la variable misma, como se analiza a continuación:

Carga aprovechable

Se obtendrá de la figura IV.3.1 en función del volumen. Debido a que el intervalo en el funcionamiento es de 1 hora las extracciones, aportaciones y pérdidas no son lo suficientemente grandes para provocar grandes variaciones en la carga, por lo que no se considerarán valores promedio, entre el inicio y final del intervalo, que incrementarían el tiempo de máquina y de la simulación. Esto es recomendable para intervalos mayores en que las variaciones de carga provoquen cambios notables en la potencia.

Eficiencia

De acuerdo a datos de operación, se considerará para esta planta un valor medio constante del 90%, debido a que los niveles del vaso y la carga en sí no sufren variaciones importantes.

Aportación

Debido a que aproximadamente 106 km aguas arriba de la -- planta Chicoasén, sobre el mismo río Grijalva, se localiza la Planta Hidroeléctrica "Belisario Domínguez" (La Angostura), las aportaciones al vaso de Chicoasén dependen principalmente de las extracciones en el vaso de la ya mencionada Angostura. Esto último trae como consecuencia una interrelación entre las dos plantas, cuyo análisis se sale de -- los límites y objetivos de este trabajo al ser necesario estudiar otras alternativas en el funcionamiento y poder definir políticas de operación para ambas plantas y una tercera (Malpaso) localizada aproximadamente 81 km. aguas abajo de Chicoasén sobre el mismo río Grijalva.

A un análisis como el que se mencionó líneas arriba es lo -- que se conoce comunmente como "Operación de plantas hidro--eléctricas en cascada", lo cual no se pretende presentar -- aquí.

Debido a lo anterior, a los datos de aportaciones al vaso -- de Chicoasén no se les hará ninguna consideración en cuanto a su origen, ya que lo que interesa es tan solo la cantidad registrada y que sea factible de turbinar.

Cabe mencionar que los valores de aportación al vaso de --- Chicoasén durante el año de 1982 fueron del orden de 14,000 $m^3 \times 10^6$, lo cual arroja un valor medio diario de más de 38-

$m^3 \times 10^6$. Este valor diario puede tener variaciones desde -- casi cero hasta más de $50 m^3 \times 10^6$, como el día 4 del mes de - octubre del mismo año, en que los escurrimientos, tan solo - por cuenca propia, fueron de $51.9 m^3 \times 10^6$.

De lo anterior podemos decir a favor de la simulación que - se pretende mostrar, que basta con tener la aportación de - un día hábil cualquiera siempre y cuando no haya sido muy - pequeña o casi nula.

Este valor se tomará como un dato sabiendo que las aporta-- ciones por cuenca propia varían de acuerdo a la época del - año y las provenientes de Angostura de acuerdo a la opera-- ción que se tenga. Esta última es muy variable, ya que en ocasiones la planta tiene que reducir su operación casi a - cero para dar solución a problemas propios de la misma. Por lo tanto la aportación será un dato casi "instantáneo" al - tratarse de registros diarios para esta simulación.

Volumen extraído

Este dependerá directamente de la potencia demandada y el - tiempo que dure e inversamente de la carga que se tenga en el intervalo de análisis.

Al conocer la demanda y la carga de acuerdo con la ecuación 11.2.7 ($P=8 \frac{V}{t} H$) es posible obtener el volumen que es necesario extraer del vaso, siempre y cuando se utilice el fac-

tor que tenga la planta de acuerdo a su eficiencia (no necesariamente 8), como se vió en el capítulo III.3 (relación - demanda - volumen, carga), con lo que la fórmula II.2.7 queda:

$$V = K P/H \quad \text{IV.4.1}$$

donde

K es una constante de conversión.

Con este volumen extraído y el volumen que había anteriormente en el vaso de acuerdo a la expresión II.4.1 ($V_E - V_S = \Delta V$), se puede realizar el funcionamiento y obtener el nuevo volumen en el vaso, y con este de la figura IV.3.1 y la ecuación IV.3.2 la nueva carga, con lo que al cambiar de intervalo - se tendrá otro nivel y con una nueva demanda se podrá continuar la simulación.

Evaporación

Para poder evaluar el peso de la evaporación se contemplará el siguiente análisis basado en datos medidos en operación.

Para el año de 1982 se tuvieron pérdidas por evaporación del orden de $43 \text{ m}^3 \times 10^6$ habiendo estado el nivel en la cota 392 - en promedio.

Para esta elevación el área del vaso es de 27 km^2 aproximadamente, con lo que la altura evaporada media anual es de 4.36 mm/día .

Para el mes más alto (abril) se tuvieron $5.7 \text{ m}^3 \times 10^6$ de pérdidas por evaporación habiendo estado el nivel arriba de la 392 en promedio con lo que la lámina media sería 7.03 mm por día.

Todavía más drástico el día 28 de ese mes se presentó la máxima pérdida en todo el año con $0.3 \text{ m}^3 \times 10^6$ con el nivel en la 391.98 m. lo cual nos da una altura de evaporación de 11.11 mm .

Del análisis anterior se puede decir lo siguiente:

- La máxima altura de evaporación es de 11.11 mm/día .
- El volumen perdido es de $300,000 \text{ m}^3$ para ese día.
- Para el nivel 392.0 se tiene una carga aprovechable de 189 m y para proporcionar una potencia de $1,500 \text{ MW}$, con una eficiencia media del 90% se tendría que tener un gasto de $898.91 \text{ m}^3/\text{s}$ para las cinco turbinas. Esto nos da una extracción turbinada de $77.666 \text{ m}^3 \times 10^6/\text{día}$ con una generación de 36 GWH/día .
- Si se considerara la máxima altura de evaporación obtenida, la carga se reduciría en 11 mm a la elevación 391.989

lo que da una carga de 188.989 m y para la misma potencia y generación se requiere un gasto de 898.96 m³/s y la extracción es de 77.670 m³x10⁶.

- Se observa que de tomar en cuenta la evaporación se necesitarían 4,500 m³/día más de extracción.
- Este volumen sería para el caso extremo de la altura de evaporación máxima. Para la altura de evaporación media de 4.3 mm el mismo análisis reduce la extracción "adicional" a 1,800 m³/día.
- Además la evaporación es acumulada durante todo el día, es decir va incrementándose conforme pasan las horas con sol.
- Por lo tanto para este trabajo la evaporación se considerará despreciable debido a que su efecto en la variación de carga y generación es muy pequeño para tiempos cortos, considerando las máximas alturas de evaporación como se vió anteriormente.
- Esto se puede considerar así debido a que la simulación se hará diaria con intervalos de 1 hora y para estos es muy difícil considerar las pérdidas por evaporación. No así cuando las simulaciones fueron para intervalos más grandes. Por ejemplo mensuales en un año o más.

Infiltración

Esta al ser muy difícil de valuar se considerará despreciable en este trabajo.

Demanda

a) Distribución

La planta hidroeléctrica Chicoasén forma parte del área oriental del Sistema Eléctrico Nacional.

En la tabla IV.4.1 se presenta una relación del tipo - de centrales eléctricas instaladas en el área oriental; incluyendo su capacidad instalada y generación

Para la tabla IV.4.2 se presenta un resumen de acuerdo al tipo de central, considerando la capacidad, genera-- ción y factor de planta; para la misma área oriental

En esta última tabla se aprecian los valores totales de capacidad instalada y generación; así como el factor de planta promedio de la región.

b) Análisis

En la figura IV.4.1 se tiene una distribución promedio de la demanda en el área oriental; está expresada en -- "porcentaje de potencia hora" (Hr - % P).

El área bajo la curva vale aproximadamente 1.625 --- (Hr - % P), que debe corresponder al valor de genera-- ción media anual para un día hábil en la región que es de 57.0 GWh (para el año de 1982).

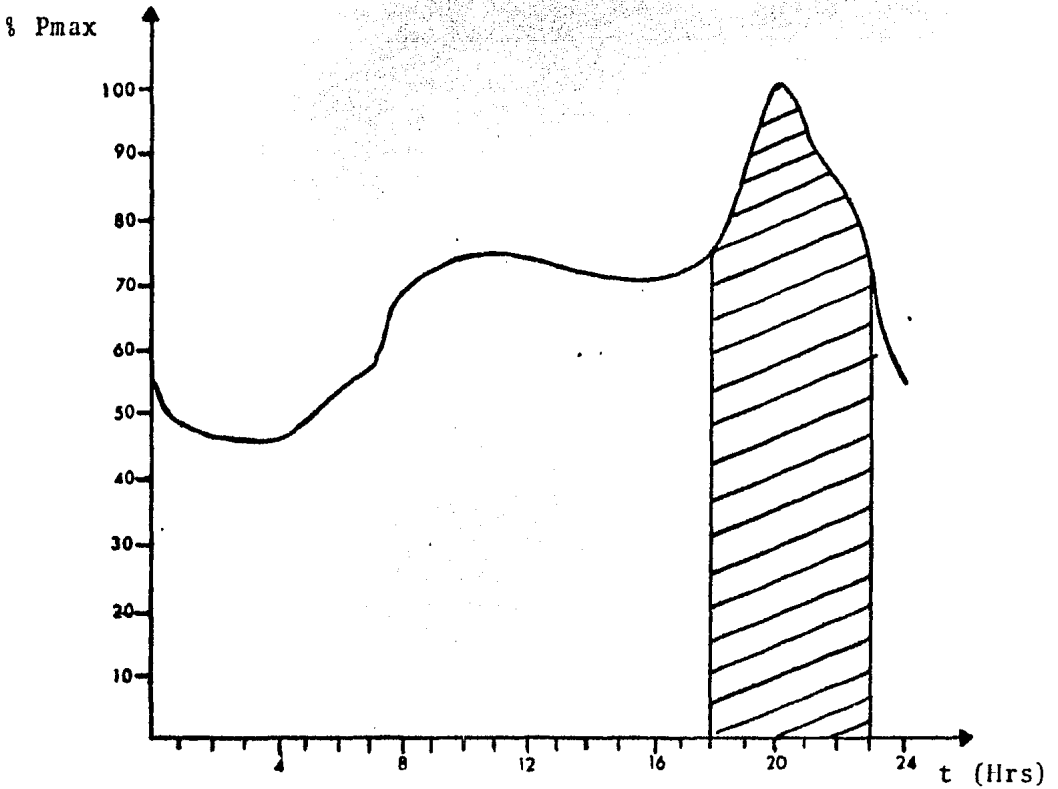
NOMBRE	TIPO	CAPACIDAD MW	GENERACION GWH
TEMASCAL	H	154.0	800.0
MINAS	H	15.0	80.0
ENCANTO	H	10.0	65.0
TEXOLO II	H	1.6	8.0
CHIILAPAN	H	26.0	110.0
TUXPANGO	H	36.0	185.0
PORTEZUELO I	H	2.4	13.0
PORTEZUELO II	H	2.0	6.0
EL SALTO	H	18.0	80.0
ELECTRO QUIMICA	H	1.4	7.0
MICOS	H	0.6	6.0
TAMAZULAPAN	H	2.4	8.0
BOMBANA	H	5.2	30.0
SCHPOINA	H	2.2	12.0
MALPASO	H	1,080.0	3,400.0
ANGOSTURA	H	900.0	2,100.0
CHICOASEN	H	1,500.0	5,500.0
IXTACZOQUITLAN	H	1.0	10.0
HUAZUNTLAN	H	1.5	10.0
EL RETIRO	H	21.0	51.0
EL OLIMPO	H	0.7	1.0
TEPAZOLCO	H	11.0	10.0
COLOTLIPA	H	8.0	30.0
LA VENTA	H	30.0	114.0
DOS BOCAS	V	20.0	140.1
POZA RICA	V	117.0	819.9
S.B.DE MIER	V	38.0	266.3
ALTAMIRA	V	740.0	5,185.9
DOS BOCAS	A	360.0	1,576.8
LAS CRUCES	G	37.0	64.8
LAS CRUCES (M)	M	55.0	96.3
TOTAL SISTEMA		5,197.4	20,786.3

Tabla IV.4.1 Relación de Centrales eléctricas instaladas en el -
Area Oriental.

TIPO DE CENTRAL		CAPACIDAD MW	GENERACION GWH	F.P.
Hidroeléctricas	(H)	3,830.0	12,636.0	0.38
Combustóleo	(V)	915.0	6,412.3	0.80
Diesel	(D)	0.0	0.0	0.00
Gas	(G)	37.0	64.8	0.20
Móviles	(M)	55.0	96.3	0.20
Geotérmicas	(T)	0.0	0.0	0.00
Carbón	(C)	0.0	0.0	0.00
Nucleares	(N)	0.0	0.0	0.00
Ciclo combinado	(A)	360.0	1,576.8	0.43
Total Sistema		5,197.0	20,783.3	0.46

Tabla IV.4.2 Resumen del tipo de centrales para el Area Oriental.

Pmax (100%) 3.504 GW
 .Pmed (68%) 2.372 GW



Area total 1,625 Hrs · % Pmax
 Generación 57 GWH

CHICOASEN

Area 430 Hrs · % Pmax
 Generación 15 GWH

Figura IV. 4. 1 Curva de demanda tipo del Area Oriental

En esa misma figura se tiene sombreada el área correspondiente a la posible generación de la planta Chicoasén, que es del orden de 15.17 GWH/día y equivale a la generación total en la región de las 18 a las 23 Hrs.

Esto implica que la planta Chicoasén trabajando a su máxima capacidad en un día hábil medio, es capaz de producir aproximadamente el 26.5% de la generación del área-oriental (para el mismo año).

Este porcentaje corresponde a 429.9 H - % P en la gráfica. Si se considera que las Termoeléctricas cubren el área correspondiente hasta el 60% de la potencia máxima, se tendrá que deberán cubrir un área de 1,369 H - % P - que es el 83.5 % del área total y equivale a 47.63 GWH-día.

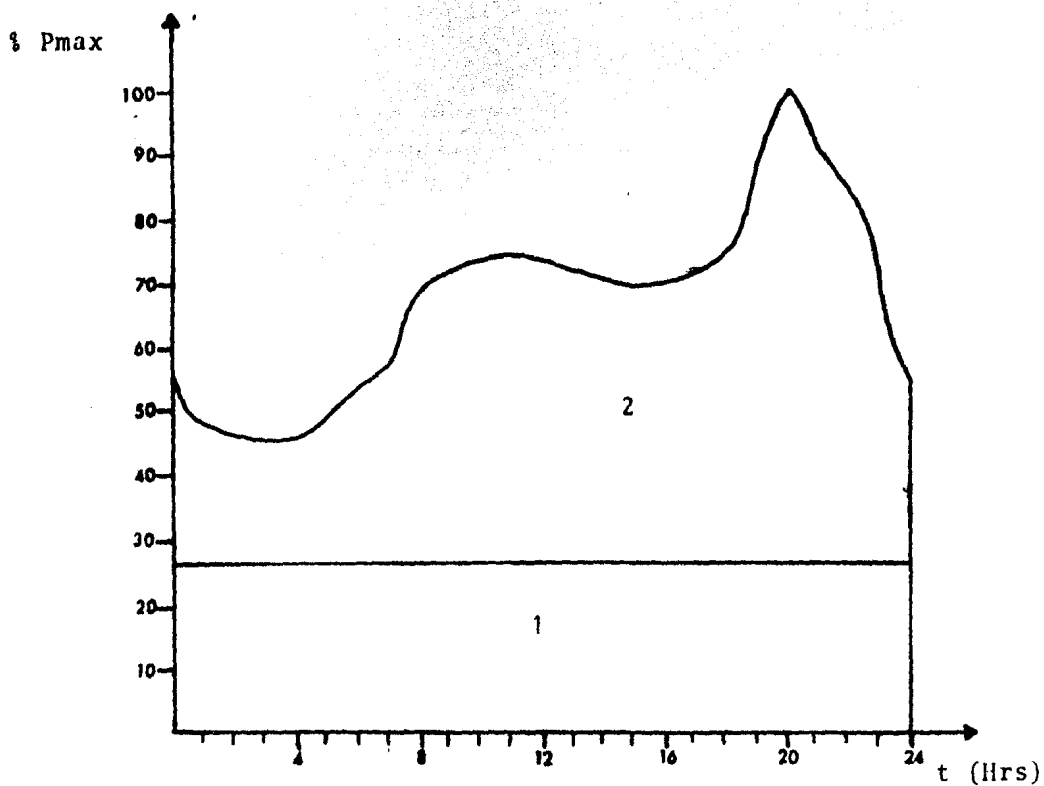
Del análisis anterior se observa lo siguiente:

- Si Chicoasén genera 15.17 GWH/día y las Térmicas 47.63-GWH/día esto da un total de 62.80 GWH/día, que es mayor que la demanda de la región que vale 57 GWH/día.
- Además de Chicoasén existen otras plantas hidroeléctricas en la región que en total pueden producir el 60.8 % de la generación.
- Para que trabajen todas es necesario que las térmicas-"bajen" su generación, que de hecho para la región es-

del 39.2 %.

- Por lo que las plantas hidroeléctricas tendrán que tomar un área de demanda mayor, que "bajaría" a las térmicas al 27 % de la potencia máxima.
- En la figura IV.4.2 se tiene la distribución de la demanda en la región oriental. Las centrales termoeléctricas cubren el área hasta el 27 % de la P máx, y las hidroeléctricas cubren el resto incluyendo los picos.
- Será dentro de esta área donde podrá operar Chicoasén, tratando de ajustarse en algunos casos a la forma superior de la curva, independientemente de la operación de las otras hidroeléctricas.

Area total 1,625 Hrs · % Pmax
 Generación 57 GWH



1	Termoeléctricas	Area	637	Hrs · % Pmax
		Generación	22.4	GWH
2	Hidroeléctricas	Area	988	Hrs · % Pmax
		Generación	34.6	GWH

Figura IV. 4. 2 Distribución de la demanda en el Area Oriental.

IV.5 Procedimiento de cálculo

Para poder realizar la simulación se tomarán en cuenta las consideraciones vistas en la sección IV.4 y se procederá con intervalos de 1 hora durante 1 semana.

Procedimiento de cálculo

- a) De la curva de demanda correspondiente determinar los valores de la potencia máxima y la generación para la región que se esté analizando.
- b) Determinar el área por cubrir para las hidroeléctricas, estableciendo los valores de potencia para cada hora del día, considerando que un porcentaje de la parte inferior de la curva será proporcionado por las termoeléctricas.
- c) Definir los siguientes datos para la planta en estudio:
 - Niveles de operación, NAMO, NAMINO y desfogue.
 - Ecuación de la curva elevaciones-capacidades para el tramo del volumen útil.
 - Aportaciones al vaso, constantes para cada hora salvo que se conozca alguna ley de entradas.
 - Volumen inicial
 - Carga inicial

- Hora inicial. Esta nos da el porcentaje de potencia correspondiente a su intervalo, obtenido del inciso-- b).
 - Volumen útil
 - Potencia máxima inicial para la planta
 - Tiempo de simulación. En este caso 1 semana, pero -- pueden ser tan grande como datos confiables se tengan sobre todo de aportación y demanda.
- d) Con el programa de solución que se presenta en la sección IV.6 se realiza la simulación y se obtienen.
- Niveles en el vaso para cada hora (carga)
 - Extracción turbinada para cada hora
 - Generación para cada hora
 - Consumo específico diario. Relación entre el gasto - turbinado y la generación, en m^3/KWH .
- e) Se grafican la variación de niveles durante la simulación y la generación en una curva de demanda.

IV.6 Programa de solución

Está destinado a simular la operación de una planta hidroeléctrica, en función de las características y consideraciones ya analizadas.

El programa fue elaborado para una calculadora programable de bolsillo "TI-59". Esto da una idea de lo práctico que puede ser en un momento dado, ya que no es necesario contar con instalaciones especiales para correr el programa, teniendo no -- tan solo un ahorro de tiempo, sino que se puede realizar en -- cualquier parte.

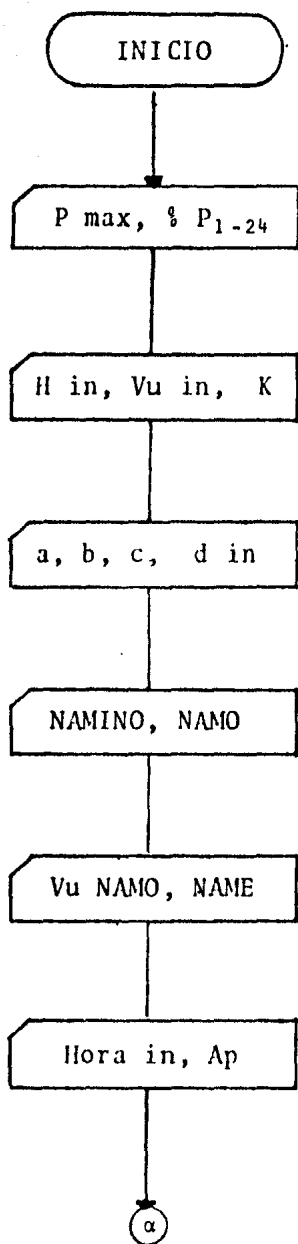
A continuación se tiene una relación con las variables, símbolos y memorias que intervienen en el programa. Especificándose algunas condiciones en la columna destinada a observaciones.

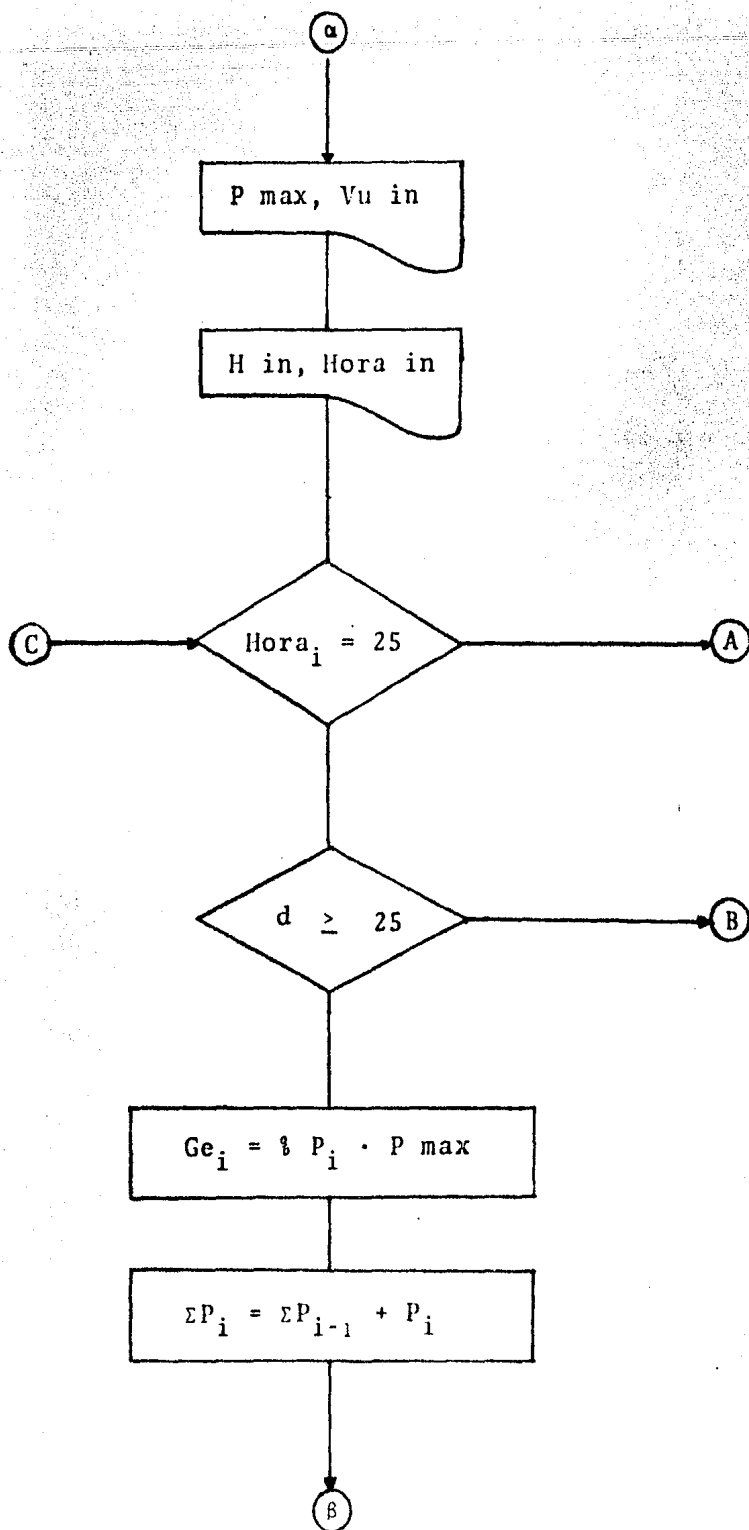
LISTA DE VARIABLES Y MEMORIAS

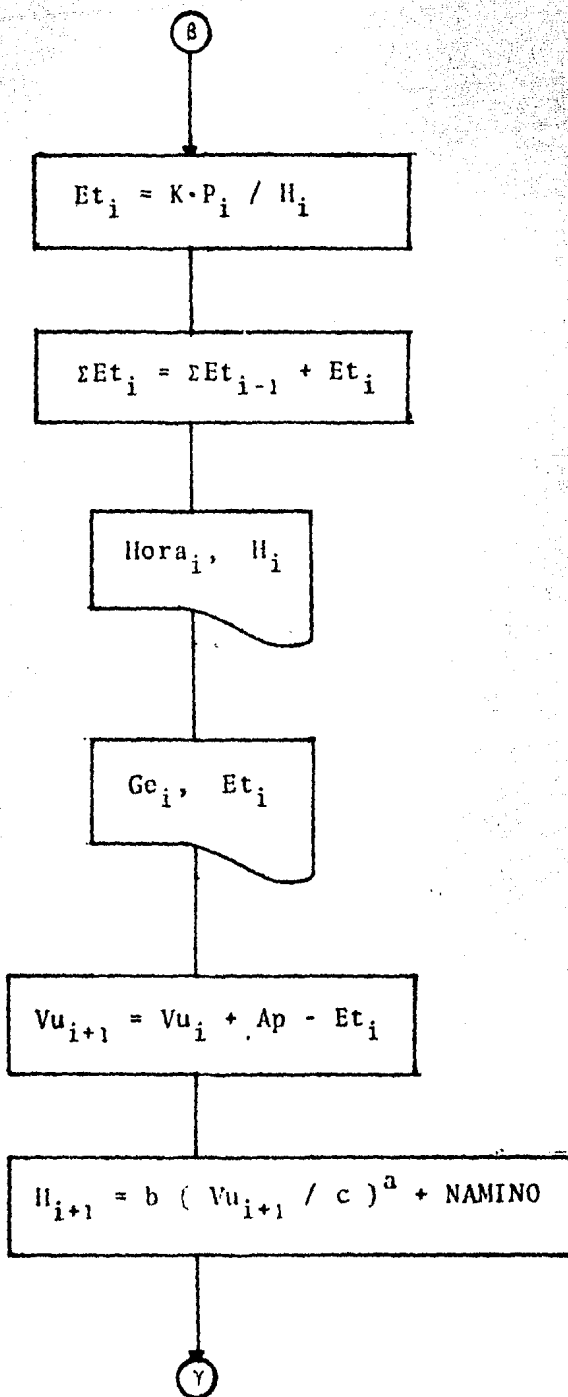
MEMORIA	VARIABLE	SIMBOLO	OBSERVACIONES
00	Potencia Máxima	$P \text{ máx.}$	
01-24	Porcentaje de potencia máxima para cada hora del día	$\% P_i$	El número de la memoria corresponde a la hora del día.
25	Generación	Ge_i	Corresponde a la hora i .
26	Carga Aprovechable	H_i	Medida desde el nivel de desfogue.
27	Aportación	Ap_i	Se considera constante las 24 horas.
28	Volumen Util	Vu_i	
29	Ext. turbinada	Et_i	
30	Constante de Fórmula	a	Exponente, fórmula IV.3.1.
31	Constante de Fórmula	b	Coefficiente, fórmula IV.3.1.
32	Constante de Conversión	c	Vale 1,000.000 m ³ .
33	Hora	$Hora_i$	
34	Contador	d	Varía de 1 a 25.
37	Ext. turbinada acumulada.	ΣEt_i	
38	Generación acumulada	ΣGe_i	
39	Constante de conversión	K	Coefficiente, fórmula IV.4.1.
40	Carga al NAMINO	NAMINO	

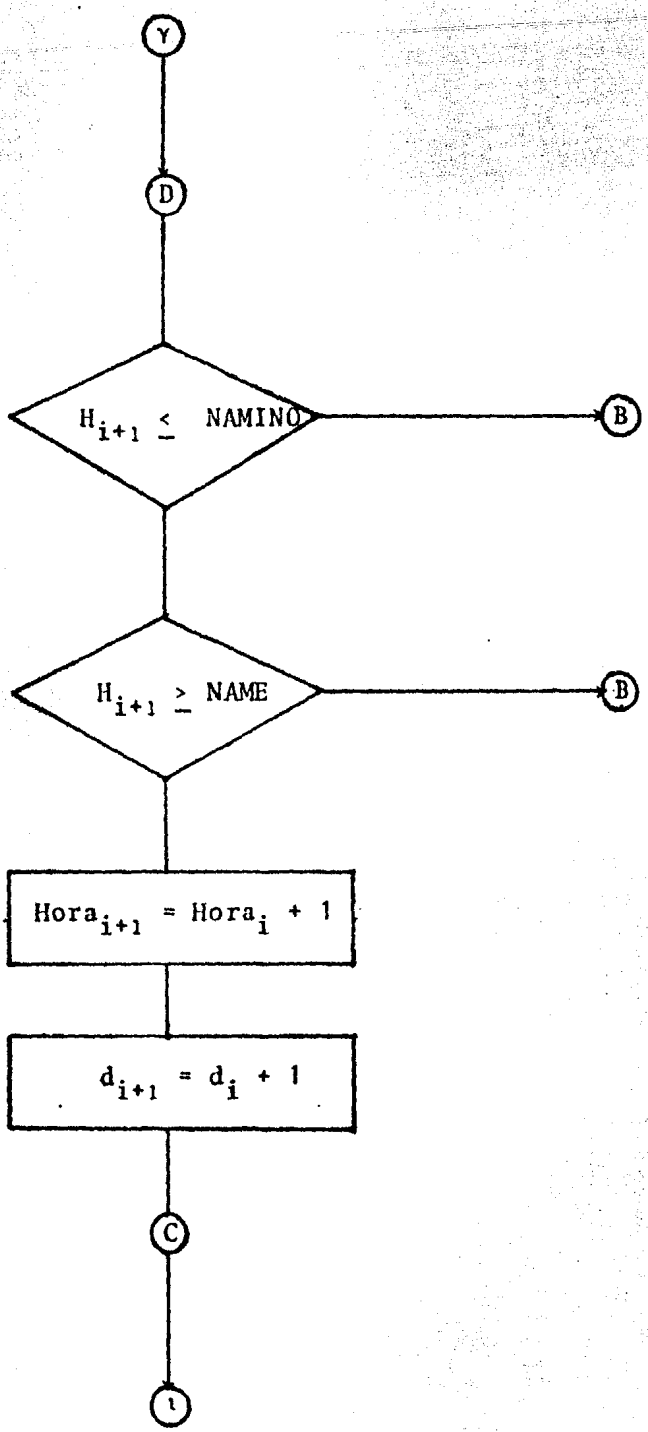
MEMORIA	VARIABLE	SIMBOLO	OBSERVACIONES
41	Carga al NAMO	NAMO	
43	Volumen Util al NAMO	Vu NAMO	
45	Consumo Específico	CE	$CE = \frac{\sum Et_i}{\sum Ge_i}$
46	Hora Inicial	Hora in	
47	Carga al NAME	NAME	

DIAGRAMA DE FLUJO









IV.7 Aplicación del programa y resultados.

De la figura IV.7.1 se observa que las termoeléctricas cubren de 0 al 27% de la P max. con lo que los porcentajes para las hidroeléctricas quedan:

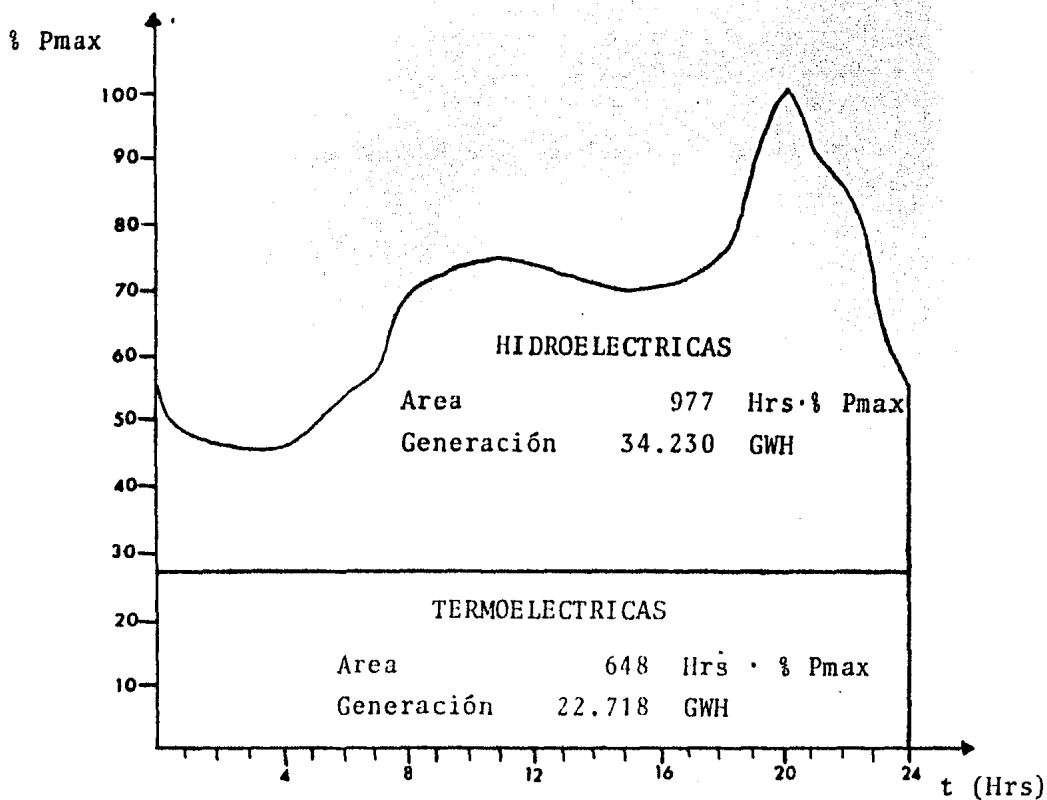
HORA	% P	HORA	% P
		13	45
1	21	14	43
2	20	15	43
3	19	16	44
4	19	17	45
5	21	18	48
6	25	19	62
7	31	20	73
8	44	21	63
9	46	22	57
10	47	23	39
11	48	24	27
12	47		
			$\Sigma 1,625$ H·%P

De la misma figura se tiene que el valor de potencia media es del orden del 68 % de la máxima y equivale a 2.372 GW. El valor de la potencia máxima es de 3.504 GW. Con este último valor y los porcentajes anteriores se podrá definir la potencia y generación para cada hora.

Se observa también que Chicoasén genera 15.068 GWh/día, lo cual representa el 43.7 % del área destinada a las hidroeléctricas. Para proporcionar esta generación Chicoasén tendría que operar durante 10.05 horas a su máxima potencia (1.5 GW).

De lo anterior se puede detectar la necesidad de tener una

Area total	1,625	Hrs · % Pmax
Generación	56.948	GWH
Potencia máxima	3.504	GW
Potencia media	2.372	GW



CHICOASEN

Potencia máxima	1.5	GW
Generación máxima	36	GWH
Generación media	15	GWH
Area equivalente	428	Hrs · % Pmax

Figura IV. 7. 1 Curva de distribución de demanda para el Area Oriental.

distribución de operación durante el día para poder generar lo más posible con las menores extracciones.

Esto último se contemplará en las simulaciones que se muestran a continuación para diferentes distribuciones de generación.

Simulación I

Aplicación del programa

En esta simulación se operará las 24 horas durante una semana y se tratará de ir cubriendo el total del área demandada en la curva para cada intervalo, siempre y cuando no exceda a la máxima capacidad de la planta. En este último caso se operará con el % de P max. correspondiente a la capacidad máxima de la planta, es decir si $P_{max} = 3.504$ GW y la máxima en la planta es de 1.5 GW, se tiene entonces que se operará a un 42.8 % de P max. para los intervalos que tengan un porcentaje mayor que el anterior.

Para los domingos se reducirá la demanda a un 40 % de la P max. que se tuvo de lunes a sábado, quedando un valor de 1.401 GW como potencia máxima y los porcentajes podrán ser los normales que corresponden a la figura IV.6.1 y que se indican en la relación de datos y memorias.

RELACION DE DATOS Y MEMORIAS PARA LA SIMULACION I.

MEMORIA	DATO	VALOR	OBSERVACIONES
00		3,504.539 KW	1,401,815 KW Domingo (40%)
01	% Pmax 1 Hrs	0.21	Const.diario
02	% Pmax 2 Hrs	0.20	Const.diario
03	% Pmax 3 Hrs	0.19	Const.diario
04	% Pmax 4 Hrs	0.19	Const.diario
05	% Pmax 5 Hrs	0.21	Const.diario
06	% Pmax 6 Hrs	0.25	Const.diario
07	% Pmax 7 Hrs	0.31	Const.diario
08	% Pmax 8 Hrs	0.428	0.44 Domingo
09	% Pmax 9 Hrs	0.428	0.46 Domingo
10	% Pmax 10 hrs	0.428	0.47 Domingo
11	% Pmax 11 Hrs	0.428	0.48 Domingo
12	% Pmax 12 Hrs	0.428	0.47 Domingo
13	% Pmax 13 Hrs	0.428	0.45 Domingo
14	% Pmax 14 Hrs	0.428	0.43 Domingo
15	% Pmax 15 Hrs	0.428	0.43 Domingo
16	% Pmax 16 Hrs	0.428	0.44 Domingo
17	% Pmax 17 hrs	0.428	0.45 Domingo
18	% Pmax 18 Hrs	0.428	0.48 Domingo
19	% Pmax 19 Hrs	0.428	0.62 Domingo
20	% Pmax 20 Hrs	0.428	0.73 Domingo
21	% Pmax 21 Hrs	0.428	0.63 Domingo
22	% Pmax 22 Hrs	0.428	0.57 Domingo
23	% Pmax 23 Hrs	0.39	Const.diario
24	% Pmax 24 Hrs.	0.27	Const.diario
25	P_i, G_e_i	Variable	Generación en 1 Hr
26	H_i	Variable	Inicia en NAMO
27	A_p	1,375,000 m ³	Const.cada hora
28	V_{u_i}	Variable	250 m ³ x10 ⁶ inicial
29	E_{t_i}	Variable	
30	Const.exp.	0.94	Fórmula IV.3.1.
31	Const.coef.	0.078	Fórmula IV.3.1.
32	Const.conv.	1,000,000	
33	H_i	Variable	Inicia a las 8 Hrs.
34	Contador	Variable	Inicia con 1 diario
37	ΣE_t	Variable	Ext.acumulada
38	ΣG_e	Variable	Gen.acumulada
39	Const.conv.	407.747	Fórmula IV.4.1.
40	Carga al NAMINO	177.0 m	
41	Carga al NAMO	191.0 m	
43	Cap.útil NAMO	250.6 m ³ x10 ⁶	
45	Cons.especif.	Variable	
46	Hora inicial	24	Const.al inicio.
47	NAME	192.0	

Resultados

Para esta primera simulación en los resultados mostrados en las tablas IV.7.I.a la IV.7.I.h, se observa que para cada día hábil se generan 30.28 GWH, lo que representa el 88.4 % de la generación correspondiente a hidroeléctricas y el 53.17 % del total de la región, de acuerdo con la figura IV.7.I.1.

En la figura IV.7.I.2 se observa la variación de los niveles en el vaso para toda la semana. De aquí se puede concluir que de continuar este ritmo de operación la capacidad útil del vaso se agotaría en una semana más, observando el incremento que sufre el consumo específico ("CE") al ir disminuyendo la carga y ser necesario más gasto para proporcionar la potencia requerida.

HORA	CARGA (m)	EXTRACCION TURBINADA ($m^3 \times 10^6$)	GENERACION (GWH)
00	191.00	2.020	0.946
01	191.00	1.571	0.735
2	190.99	1.496	0.700
3	190.98	1.421	0.665
4	190.98	1.421	0.665
5	190.98	1.571	0.735
6	190.97	1.870	0.876
7	190.94	2.319	1.086
8	190.89	3.204	1.500
9	190.89	3.205	1.500
10	190.70	3.207	1.500
11	190.60	3.208	1.500
12	190.50	3.210	1.500
13	190.41	3.212	1.500
14	190.31	3.213	1.500
15	190.21	3.215	1.500
16	190.12	3.217	1.500
17	190.02	3.218	1.500
18	189.92	3.220	1.500
19	189.82	3.222	1.500
20	189.73	3.223	1.500
21	189.63	3.225	1.500
22	189.53	3.227	1.500
23	189.43	2.941	1.366
24	189.35	2.037	0.946

Día lunes hora inicial 00

Nivel inicial	191.00 m	Vol.inicial	250.6 $m^3 \times 10^6$
Nivel final	189.35 m	Aportación	33.000 $m^3 \times 10^6$
Generación	30.280 GWH	Ext.turbinada	64.866 $m^3 \times 10^6$
Consumo Específico	2.142 m^3/KWH	Volumen final	218.733 $m^3 \times 10^6$

Tabla IV. 7.I.a. Resultados simulación I (lunes).

HORA	CARGA (m)	EXTRACCION TURBINADA ($m^3 \times 10^6$)	GENERACION (GWH)
0	189.35	2.037	0.946
1	189.31	1.585	0.735
2	189.30	1.509	0.700
3	189.30	1.434	0.700
4	189.29	1.434	0.665
5	189.29	1.585	0.665
6	189.28	1.887	0.735
7	189.25	2.340	0.876
8	189.20	3.232	1.086
9	189.10	3.234	1.500
10	189.00	3.236	1.500
11	188.90	3.237	1.500
12	188.80	3.239	1.500
13	188.70	3.241	1.500
14	188.60	3.242	1.500
15	188.51	3.244	1.500
16	188.41	3.246	1.500
17	188.31	3.248	1.500
18	188.21	3.249	1.500
19	188.11	3.251	1.500
20	188.01	3.253	1.500
21	187.90	3.254	1.500
22	187.80	3.256	1.500
23	187.70	2.969	1.366
24	187.62	2.056	0.946

Día martes hora inicial 0.00

Nivel inicial	189.35 m	Vol. inicial	218.733 $m^3 \times 10^6$
Nivel final	187.35 m	Aportación	33.000 $m^3 \times 10^6$
Generación	30.280 GWH	Ext. turbinada	65.452 $m^3 \times 10^6$
Consumo específico	2.161 m^3/KWH	Volumen final	186.280 $m^3 \times 10^6$

Tabla IV. 7.I.b. Resultados simulación I (martes).

HORA	CARGA (m)	EXTRACCION TURBINADA ($m^3 \times 10^6$)	GENERACION (GWH)
0	187.62	2.056	0.946
1	187.58	1.599	0.735
2	187.57	1.523	0.700
3	187.56	1.447	0.665
4	187.56	1.447	0.665
5	187.55	1.599	0.735
6	187.54	1.094	0.876
7	187.51	2.362	1.086
8	187.46	3.262	1.500
9	189.36	3.264	1.500
10	187.26	3.266	1.500
11	187.16	3.267	1.500
12	187.05	3.269	1.500
13	186.95	3.271	1.500
14	186.85	3.273	1.500
15	186.75	3.275	1.500
16	186.85	3.276	1.500
17	186.54	3.278	1.500
18	186.44	3.280	1.500
19	186.34	3.282	1.500
20	186.23	3.284	1.500
21	186.13	3.285	1.500
22	186.03	3.287	1.500
23	185.92	2.997	1.366
24	185.84	2.076	0.946

Día miércoles hora inicial 0.00

Nivel inicial	189.35 m	Vol. inicial	186.280 $m^3 \times 10^6$
Nivel final	187.35 m	Aportación	33.000 $m^3 \times 10^6$
Generación	30.280 GWH	Ext.turbinada	66.066 $m^3 \times 10^6$
Consumo específico	2.181 m^3/KWH	Volumen final	153.213 $m^3 \times 10^6$

Tabla IV. 7.I.c. Resultados simulación I (miércoles).

HORA	CARGA (m)	EXTRACCION TURBINADA ($m^3 \times 10^6$)	GENERACION (GWH)
0	185.84	2.076	0.946
1	185.80	1.615	0.735
2	185.79	1.538	0.700
3	185.78	1.461	0.665
4	185.77	1.461	0.665
5	185.77	1.615	0.735
6	185.75	1.923	0.876
7	185.72	2.385	1.086
8	185.67	3.294	1.500
9	185.57	3.295	1.500
10	185.46	3.297	1.500
11	185.36	3.299	1.500
12	185.25	3.301	1.500
13	185.15	3.303	1.500
14	185.04	3.305	1.500
15	184.94	3.307	1.500
16	184.83	3.309	1.500
17	184.72	3.310	1.500
18	184.62	3.312	1.500
19	184.51	3.314	1.500
20	184.41	3.316	1.500
21	184.30	3.318	1.500
22	184.19	3.320	1.500
23	184.09	3.027	1.366
24	184.00	2.096	0.946

Día jueves hora inicial 0.00

Nivel inicial	185.84 m	Vol.inicial	153.213 $m^3 \times 10^6$
Nivel final	184.00 m	Aportación	33.000 $m^3 \times 10^6$
Generación	30.280 GWH	Ext.turbinada	66.712 $m^3 \times 10^6$
Consumo específico	2.203 m^3/KWH	Volumen final	119.501 $m^3 \times 10^6$

Tabla IV. 7.I.d. Resultados simulación I (jueves).

HORA	CARGA (m)	EXTRACCION TURBINADA ($m^3 \times 10^6$)	GENERACION (GWH)
0	184.00	2.096	0.946
1	183.96	1.631	0.700
2	183.94	1.553	0.665
3	183.93	1.476	0.665
4	183.93	1.476	0.665
5	183.92	1.631	0.735
6	183.91	1.942	0.876
7	183.88	2.309	1.086
8	183.82	3.327	1.500
9	183.71	3.329	1.500
10	183.60	3.331	1.500
11	183.49	3.331	1.500
12	183.39	3.335	1.500
13	183.28	3.337	1.500
14	183.17	3.339	1.500
15	183.06	3.341	1.500
16	182.95	3.343	1.500
17	182.84	3.345	1.500
18	182.73	3.347	1.500
19	182.62	3.349	1.500
20	182.51	3.351	1.500
21	182.40	3.353	1.500
22	182.29	3.355	1.500
23	182.28	3.059	1.366
24	182.08	2.118	0.946

Día viernes hora inicial 0:00

Nivel inicial	184.00 m	Vol.inicial	119.501 $m^3 \times 10^6$
Nivel final	182.08 m	Aportación	33.000 $m^3 \times 10^6$
Generación	30.280 GWH	Ext.turbinada	67.393 $m^3 \times 10^6$
Consumo específico	2.225 m^3/KWH	Volumen final	85.107 $m^3 \times 10^6$

Tabla IV. 7.1.e. Resultados simulación I (viernes).

HORA	CARGA (m)	EXTRACCION TURBINADA ($m^3 \times 10^6$)	GENERACION (GWH)
0	182.08	2.118	0.946
1	182.04	1.648	0.735
2	182.03	1.570	0.700
3	182.02	1.491	0.665
4	182.01	1.491	0.665
5	182.00	1.648	0.735
6	181.99	1.962	0.876
7	181.95	2.434	1.086
8	181.90	3.372	1.500
9	181.78	3.364	1.500
10	181.67	3.366	1.500
11	181.56	3.368	1.500
12	181.45	3.370	1.500
13	181.33	3.372	1.500
14	181.22	3.375	1.500
15	181.11	3.377	1.500
16	180.99	3.379	1.500
17	180.88	3.381	1.500
18	180.76	3.386	1.500
19	180.65	3.385	1.500
20	180.53	3.387	1.500
21	180.42	3.390	1.500
22	180.30	3.392	1.500
23	180.78	3.092	1.366
24	180.08	0.856	0.378

Día sábado hora inicial 0:00

Nivel inicial	182.08 m	Vol.inicial	85.107 $m^3 \times 10^6$
Nivel final	180.08 m	Aportación	33.000 $m^3 \times 10^6$
Generación	30.280 GWH	Ext.turbinada	68.118 $m^3 \times 10^6$
Consumo específico	2.249 m^3/KWH	Volumen final	49.988 $m^3 \times 10^6$

Tabla IV. 7.1.6. Resultados simulación 1 (sábado).

HORA	CARGA (m)	EXTRACCION TURBINADA ($m^3 \times 10^6$)	GENERACION (GWH)
0	180.08	0.856	0.378
1	180.11	0.666	0.294
2	180.15	0.634	0.280
3	180.20	0.602	0.266
4	180.24	0.602	0.266
5	180.29	0.665	0.294
6	180.83	0.792	0.350
7	180.36	0.892	0.434
8	180.38	1.394	0.616
9	180.38	1.457	0.644
10	180.38	1.489	0.658
11	180.37	1.521	0.672
12	180.36	1.489	0.658
13	180.36	1.426	0.630
14	180.35	1.362	0.602
15	180.35	1.362	0.602
16	180.35	1.394	0.616
17	180.35	1.426	0.630
18	180.35	1.521	0.672
19	180.34	1.965	0.669
20	180.31	2.314	1.023
21	180.25	1.997	0.883
22	180.22	1.807	0.799
23	180.19	1.237	0.546
24	180.20	-----	-----

Día domingo hora inicial 0:00

Nivel inicial	180.08 m	Vol.inicial	49.988 $m^3 \times 10^6$
Nivel final	180.20 m	Aportación	33.000 $m^3 \times 10^6$
Generación	13.695 GWH	Ext.turbinada	30.971 $m^3 \times 10^6$
Consumo específico	2.261 m^3/KWH	Volumen final	52.017 $m^3 \times 10^6$

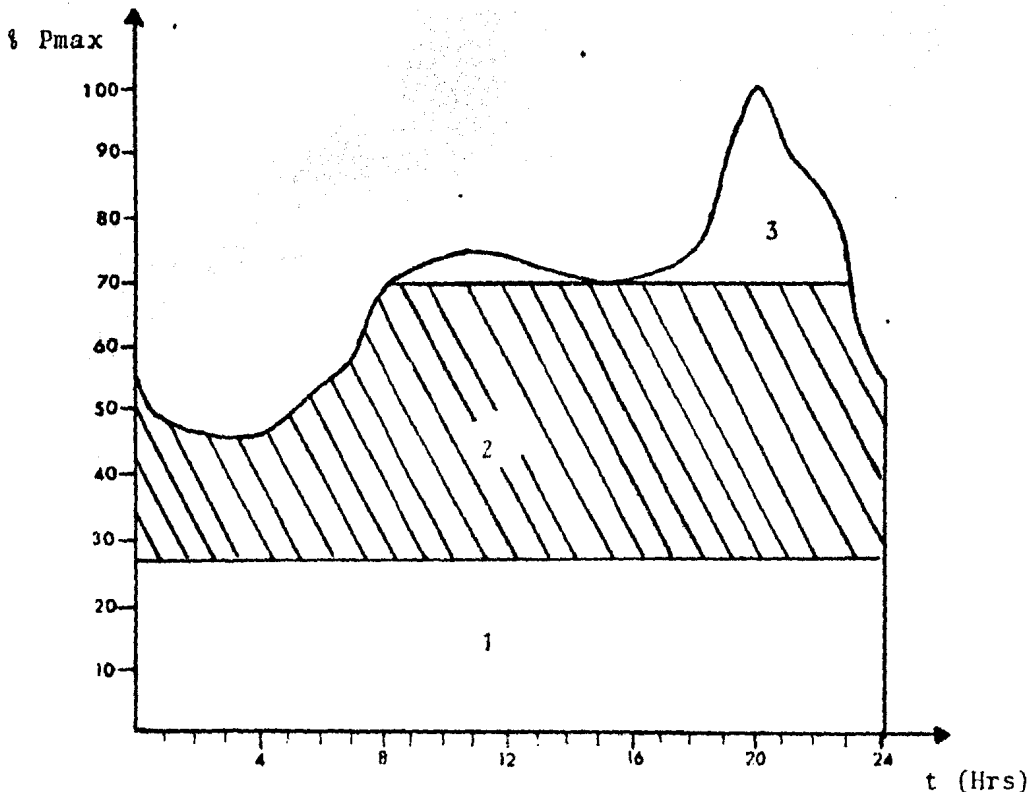
Tabla IV. 7.1.g. Resultados simulación I (domingo).

Simulación I.

Hora inicial	0:00	lunes
Hora final	24:00	domingo
Nivel inicial	191.00	m
Nivel final	180.20	m
Volumen inicial	250.600	$m^3 \times 10^6$
Volumen final	52.017	$m^3 \times 10^6$
Aportación	231.000	$m^3 \times 10^6$
Ext. turbinada	429.582	$m^3 \times 10^6$
Generación	195.376	GWH
Consumo específico	2.198	m^3/KWH

Tabla IV. 7.1.h. Resultados simulación I. Resumen.

Area total	1,625	Hrs · % Pmax
Generación	56.948	GWH
Potencia máxima	3.504	GW
Potencia media	2.372	GW



1 Termoeléctricas	Area	648	Hrs · % Pmax
	Generación	22.7	GWH
2 CHICOASEN	Area	864	Hrs · % Pmax
	Generación	30.2	GWH
3 Otras hidroeléctricas	Area	113	Hrs · % Pmax
	Generación	4.1	GWH

Nota: Para el domingo cambia la distribución debido a que baja la demanda.

Figura IV. 7. I. 1 Distribución de la generación proporcionada en la simulación I.



Figura IV. 7. 1. 1 Variación del nivel durante la simulación I.

Simulación II

Aplicación del programa

La operación será de las 8-13 y de las 17-23 Hrs. durante 1-semana. Los días hábiles se considerarán de lunes a sábado y se trabajarán a la capacidad máxima de la planta que es 1.5 GW, esto representa el 42.8 % de la potencia máxima de la región (3.504 GW).

Para el domingo se considerará una baja en la demanda de tal modo que se trabaje con una $P_{max} = 1,612$ GW (46 % de la P_{max} que se tuvo de lunes a sábado), lo que permitirá recuperar el nivel inicial del lunes (NAMO).

A continuación se presenta la lista de datos y memorias correspondientes, considerando que el domingo varían los porcentajes de potencia.

LISTA DE DATOS Y MEMORIAS PARA LA SIMULACION II.

MEMORIA	DATO	VALOR	OBSERVACIONES
00	P max	3,504,539 KW	1,612,087 KW Domingo (46 %)
01-07	% P max 1-7 Hrs	0.0	No se opera
08	% P max 8 Hrs	0.428	0.44 Domingo
09	% P max 9 Hrs	0.428	0.46 Domingo
10	% P max 10 Hrs	0.428	0.47 Domingo
11	% P max 11 Hrs	0.428	0.48 Domingo
12	% P max 12 Hrs	0.428	0.47 Domingo
13-16	% P max 13-16 Hrs	0.0	No se opera
17	% P max 17 Hrs	0.428	0.45 Domingo
18	% P max 18 Hrs	0.428	0.48 Domingo
19	% P max 19 Hrs	0.428	0.62 Domingo
20	% P max 20 Hrs	0.428	0.71 Domingo
21	% P max 21 Hrs	0.428	0.63 Domingo
22	% P max 22 Hrs	0.428	0.57 Domingo
23-24	% P max 23-24 Hrs	0.0	No se opera

NOTA: Las restantes memorias se mantienen con los mismos valores y consideraciones de la Simulación I.

Resultados

En las tablas IV.7.II.a-h se presentan los resultados de la Simulación II. Los niveles correspondientes a la carga aprovechable medidos a partir del nivel medio de desfogue. Este último se encuentra en la elevación 203 m.s.n.m, el NAMINO - en la 380 m.s.n.m. ($H_{\min} = 177$ m) y el NAMO en la 391 m.s.n.m ($H_{\max} = 191$ m). Por lo tanto el rango de carga aprovechable será de 177 a 191 m. Los niveles se medirán a partir del desfogue.

En la figura IV.7.II.1 se tiene la distribución de la generación proporcionada por la planta.

En la figura IV.7.II.2 se presenta la variación de niveles - durante toda la semana.

HOJA	CARGA (m)	EXTRACCION TURBINADA ($m^3 \times 10^6$)	GENERACION (GWH)
8	191.00	3.202	1.500
9	190.94	3.203	1.500
10	190.84	3.204	1.500
11	190.74	3.206	1.500
12	190.65	3.208	1.500
13	190.55	0.0	0.0
14	190.62	0.0	0.0
15	190.70	0.0	0.0
16	190.77	0.0	0.0
17	190.84	3.204	1.500
18	190.74	3.206	1.500
19	190.65	3.208	1.500
20	190.55	3.209	1.500
21	190.45	3.211	1.500
22	190.36	3.213	1.500
23	190.26	0.0	0.0
24	190.33	0.0	0.0
1	190.41	0.0	0.0
2	190.48	0.0	0.0
3	190.55	0.0	0.0
4	190.62	0.0	0.0
5	190.70	0.0	0.0
6	190.77	0.0	0.0
7	190.84	0.0	0.0
8	190.91	3.203	1.500

Día lunes hora inicial 8:00

Nivel inicial	191.00 m	Vol. inicial	250.600 $m^3 \times 10^6$
Nivel final	190.91 m	Aportación	33.000 $m^3 \times 10^6$
Generación	16.500 GWH	Ext.turbinada	35.278 $m^3 \times 10^6$
Consumo Especifico	2.138 m^3/KWH	Volumen final	248.321 $m^3 \times 10^6$

Tabla IV. 7.II.a. Resultados simulación II (lunes-martes)

HORA	CARGA (m)	EXTRACCION TURBINADA ($m^3 \times 10^6$)	GENERACION (GWH)
8	190.91	3.203	1.500
9	190.82	3.205	1.500
10	190.72	3.206	1.500
11	190.62	3.208	1.500
12	190.53	3.210	1.500
13	190.43	0.0	0.0
14	190.50	0.0	0.0
15	190.57	0.0	0.0
16	190.65	0.0	0.0
17	190.72	3.206	1.500
18	190.62	3.206	1.500
19	190.53	3.210	1.500
20	190.43	3.211	1.500
21	190.33	3.213	1.500
22	190.24	3.215	1.500
23	190.14	0.0	0.0
24	190.21	0.0	0.0
1	190.28	0.0	0.0
2	190.36	0.0	0.0
3	190.43	0.0	0.0
4	190.50	0.0	0.0
5	190.57	0.0	0.0
6	190.65	0.0	0.0
7	190.72	0.0	0.0
8	190.79	3.205	1.500

Día martes hora inicial 8:00

Nivel inicial	190.91 m	Vol.inicial	248.321 $m^3 \times 10^6$
Nivel final	190.79 m	Aportación	33.000 $m^3 \times 10^6$
Generación	16.500 GWH	Ext.turbinada	35.300 $m^3 \times 10^6$
Consumo Específico	2.139 m^3/KWH	Volumen final	246.020 $m^3 \times 10^6$

Tabla IV. 7.II.b. Resultados simulación II (martes-miércoles).

HORA	CARGA (m)	EXTRACCION TURBINADA ($m^3 \times 10^6$)	GENERACION (GWH)
8	190.79	3.205	1.500
9	190.69	3.207	1.500
10	190.60	3.208	1.500
11	190.50	3.210	1.500
12	190.40	3.212	1.500
13	190.31	0.0	0.0
14	190.38	0.0	0.0
15	190.45	0.0	0.0
16	190.53	0.0	0.0
17	190.60	3.208	1.500
18	190.50	3.210	1.500
19	190.40	3.212	1.500
20	190.31	3.213	1.500
21	190.21	3.215	1.500
22	190.11	3.217	1.500
23	190.02	0.0	0.0
24	190.09	0.0	0.0
1	190.16	0.0	0.0
2	190.23	0.0	0.0
3	190.31	0.0	0.0
4	190.38	0.0	0.0
5	190.45	0.0	0.0
6	190.52	0.0	0.0
7	190.60	0.0	0.0
8	190.67	3.207	1.500

Día miércoles hora inicial 8:00

Nivel inicial	190.79 m	Vol.inicial	246.020 $m^3 \times 10^6$
Nivel final	190.67 m	Aportación	33.000 $m^3 \times 10^6$
Generación	16.500 GWH	Ext.turbinada	35.323 $m^3 \times 10^6$
Consumo específico	2.140 m^3/KWH	Volumen final	243.697 $m^3 \times 10^6$

Tabla IV. 7.II.c. Resultados simulación II (miércoles-jueves).

HORA	CARGA (m)	EXTRACCION TURBINADA ($m^3 \times 10^6$)	GENERACION (GWH)
8	190.67	3.207	1.500
9	190.57	3.209	1.500
10	190.48	3.211	1.500
11	190.38	3.212	1.500
12	190.28	3.214	1.500
13	190.18	0.0	0.0
14	190.26	0.0	0.0
15	190.33	0.0	0.0
16	190.40	0.0	0.0
17	190.47	3.211	1.500
18	190.38	3.211	1.500
19	190.28	3.214	1.500
20	190.18	3.215	1.500
21	190.09	3.217	1.500
22	189.99	3.219	1.500
23	189.89	0.0	0.0
24	189.96	0.0	0.0
1	190.04	0.0	0.0
2	190.11	0.0	0.0
3	190.18	0.0	0.0
4	190.25	0.0	0.0
5	190.33	0.0	0.0
6	190.40	0.0	0.0
7	190.47	0.0	0.0
8	190.55	3.209	1.500

Día jueves hora inicial 8:00

Nivel inicial	190.67 m	Vol.inicial	243.697 $m^3 \times 10^6$
Nivel final	190.55 m	Aportación	33.000 $m^3 \times 10^6$
Generación	16.500 GWH	Ext.turbinada	35.345 $m^3 \times 10^6$
Consumo específico	2.142 m^3/KWH	Volumen final	241.351 $m^3 \times 10^6$

Tabla IV. 7.II.d. Resultados simulación II (jueves-viernes)

HORA	CARGA (m)	EXTRACCION TURBINADA ($m^3 \times 10^6$)	GENERACION (GWH)
8	190.55	3.209	1.500
9	190.45	3.211	1.500
10	190.35	3.213	1.500
11	190.25	3.214	1.500
12	190.16	3.216	0.0
13	190.06	0.0	0.0
14	190.13	0.0	0.0
15	190.21	0.0	0.0
16	190.28	0.0	0.0
17	190.35	3.213	1.500
18	190.25	3.214	1.500
19	190.16	3.216	1.500
20	190.06	3.218	1.500
21	189.96	3.219	1.500
22	189.86	3.221	1.500
23	189.77	0.0	0.0
24	189.84	0.0	0.0
1	189.91	0.0	0.0
2	189.98	0.0	0.0
3	190.06	0.0	0.0
4	190.13	0.0	0.0
5	190.20	0.0	0.0
6	190.27	0.0	0.0
7	190.35	0.0	0.0
8	190.42	3.211	1.500

Día viernes hora inicial 8:00

Nivel inicial	190.55 m	Vol.inicial	241.351 $m^3 \times 10^6$
Nivel final	190.42 m	Aportación	33.000 $m^3 \times 10^6$
Generación	15.500 GWH	Ext.turbinada	35.369 $m^3 \times 10^6$
Consumo específico	2.143 m^3/KWH	Volumen final	238.982 $m^3 \times 10^6$

Tabla IV. 7.II.e. Resultados simulación II (viernes-sábado).

HORA	CARGA (m)	EXTRACCION TURBINADA ($m^3 \times 10^6$)	GENERACION (GWH)
8	190.42	3.211	1.500
9	190.32	3.213	1.500
10	190.23	3.215	1.500
11	190.13	3.216	1.500
12	190.03	3.218	1.500
13	189.93	0.0	0.0
14	190.01	0.0	0.0
15	190.08	0.0	0.0
16	190.15	0.0	0.0
17	190.22	3.215	1.500
18	190.13	3.216	1.500
19	190.03	3.218	1.500
20	189.93	3.220	1.500
21	189.83	3.221	1.500
22	189.74	3.223	1.500
23	189.64	0.0	0.0
24	189.71	0.0	0.0
1	189.78	0.0	0.0
2	189.86	0.0	0.0
3	189.93	0.0	0.0
4	190.00	0.0	0.0
5	190.08	0.0	0.0
6	190.15	0.0	0.0
7	190.22	0.0	0.0
8	190.29	1.519	0.709

Día sábado hora inicial 8:00

Nivel inicial	190.42 m	Vol.inicial	238.982 $m^3 \times 10^6$
Nivel final	190.20 m	Aportación	33.000 $m^3 \times 10^6$
Generación	16.500 GWH	Ext.turbinada	35.392 $m^3 \times 10^6$
Consumo específico	2.144 m^3/KWH	Volumen final	236.590 $m^3 \times 10^6$

Tabla IV. 7.II.6. Resultados simulación II (sábado-domingo).

HORA	CARGA (m)	EXTRACCION TURBINADA ($m^3 \times 10^6$)	GENERACION (GWH)
8	190.29	1.519	0.709
9	190.29	1.589	0.741
10	190.27	1.623	0.757
11	190.26	1.658	0.773
12	190.25	1.623	0.757
13	190.23	0.0	0.0
14	190.31	0.0	0.0
15	190.38	0.0	0.0
16	190.45	0.0	0.0
17	190.52	1.552	0.725
18	190.51	1.656	0.773
19	190.50	2.139	0.999
20	190.46	2.450	1.144
21	190.40	2.174	1.015
22	190.36	1.968	0.918
23	190.33	0.0	0.0
24	190.40	0.0	0.0
1	190.47	0.0	0.0
2	190.55	0.0	0.0
3	190.62	0.0	0.0
4	190.69	0.0	0.0
5	190.76	0.0	0.0
6	190.84	0.0	0.0
7	190.91	0.0	0.0
8	190.98	-----	-----

Día domingo hora inicial 8:00

Nivel inicial	190.29 m	Vol.inicial	236.590 $m^3 \times 10^6$
Nivel final	190.98 m	Aportación	33.000 $m^3 \times 10^6$
Generación	9.317 GWH	Ext.turbinada	19.956 $m^3 \times 10^6$
Consumo específico	2.141 m^3/KWH	Volumen final	249.633 $m^3 \times 10^6$

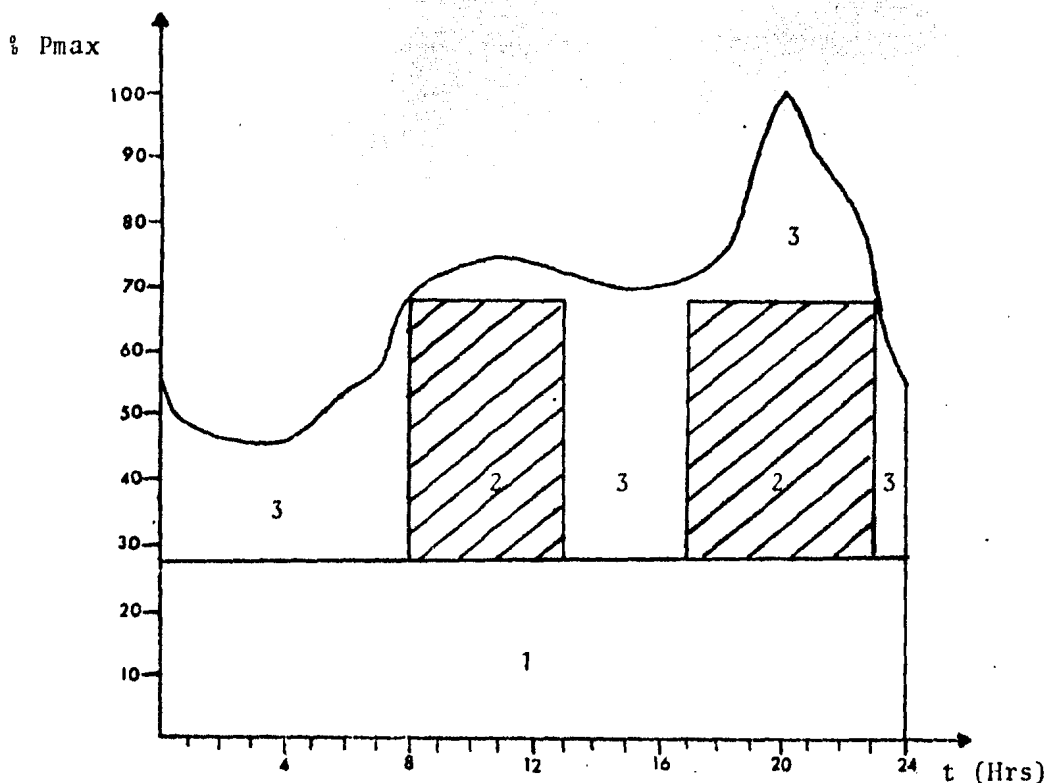
Tabla Iv. 7.11.g. Resultados simulación 11 (domingo-lunes).

Simulación II.

Hora inicial	8:00	lunes
Hora final	8:00	domingo
Nivel inicial	191.00	m
Nivel final	190.98	m
Volumen inicial	250.600	$m^3 \times 10^6$
Volumen final	249.633	$m^3 \times 10^6$
Aportación	231.000	$m^3 \times 10^6$
Ext.turbinada	231.000	$m^3 \times 10^6$
Generación	108.317	GWH
Consumo específico	2.141	m^3/KWH

Tabla IV. 7.II.h. Resultados simulación II. Resumen.

Area total	1,625	Hrs · % Pmax
Generación	56.948	GWH
Potencia máxima	3.504	GW
Potencia media	2.372	GW



1 Termoeléctricas	Area	648	Hrs · % Pmax
	Generación	22.7	GWH
2 CHICOASEN	Area	470	Hrs · % Pmax
	Generación	16.5	GWH
3 Otras hidroeléctricas	Area	507	Hrs · % Pmax
	Generación	17.8	GWH

Nota: Para el domingo cambia la distribución debido a que baja la demanda.

Figura IV. 7. II. 1 Distribución de la generación proporcionada en la simulación II.

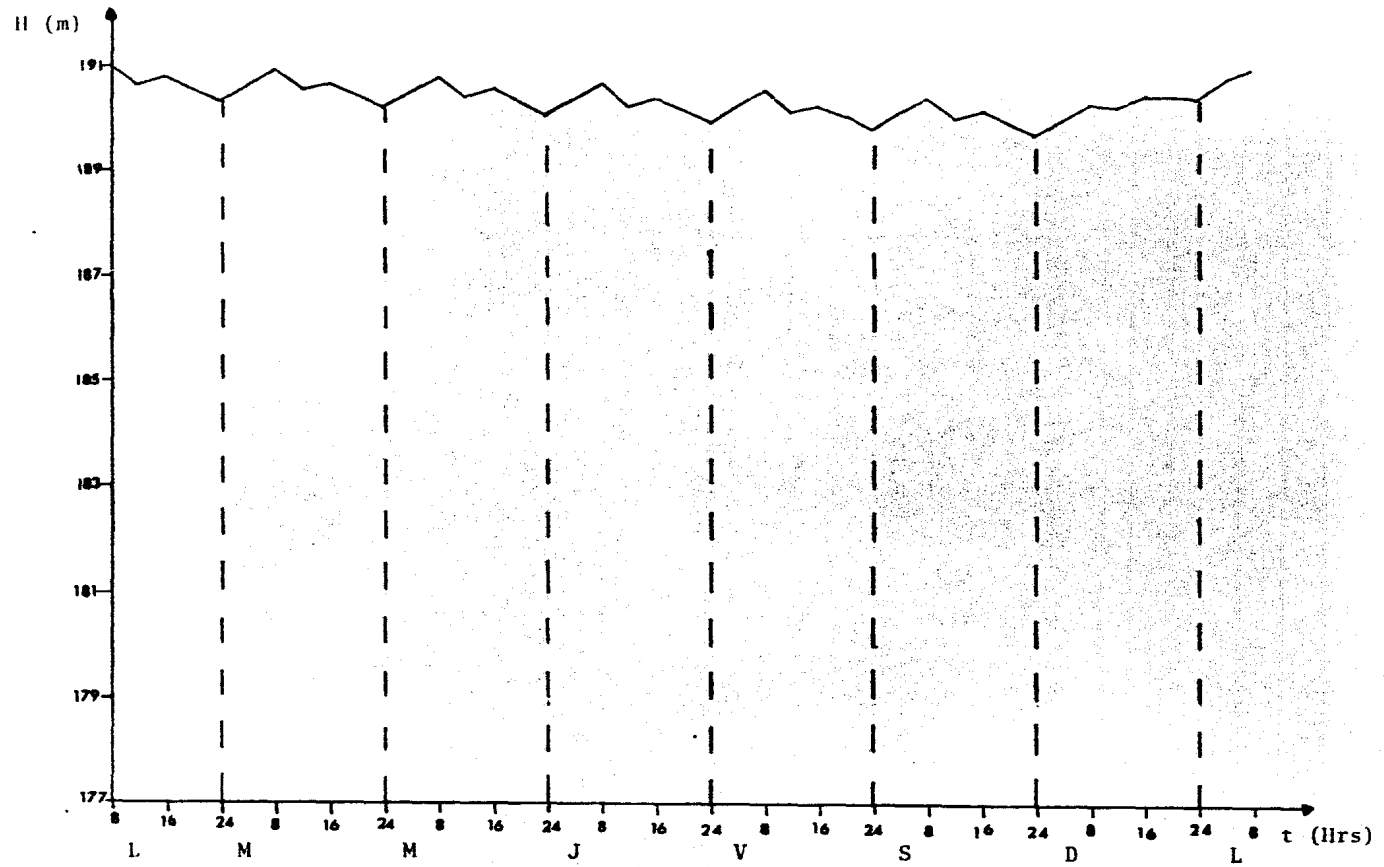


Figura IV. 7. 11. 2 Variaciones del nivel durante la simulación 11.

Simulación III

Aplicación del programa

En este caso se operará durante las 24 Hrs. a potencia constante de 0.665 GW, que equivale al 19 % de la P max de la región (3.504 GW), y para la planta representa el 44.39 % de su capacidad máxima que es de 1.5 GW.

Para el domingo se operará con una P max = 2.698 GW, que es el 77 % de la P max para día hábil. Con esta baja de demanda se podrá recuperar el nivel con el que se inició el lunes a las 0 Hrs. que era el correspondiente al NAMO.

A continuación se tiene la relación de datos y el número de memorias utilizados.

LISTA DE DATOS Y MEMORIAS PARA LA SIMULACION III

MEMORIA	DATO	VALOR	OBSERVACIONES
00	P max	3,504,539 KW	2,698,495 KW Domingo (77 %)
01-24	% P max	0.19	Const.diario

NOTA: Para las memorias faltantes se tomarán idénticas a las de la Simulación I.

Resultados

En las tablas IV.7.III.a-h se presentan los resultados correspondientes a la Simulación III.

En la figura IV.1.III.1 se tiene la distribución de demanda cubierta por la planta Chicoasén, incluyendo el domingo.

En la figura IV.7.III.2 se presenta la variación de niveles durante la Simulación III.

En la figura IV.7.III.3 se presenta otra alternativa de distribución de demanda para la misma Simulación III. En esta se observa que para cada hora Chicoasén genera la misma cantidad con la diferencia de que el área cubierta está más arriba.

HORA	CARGA (m)	EXTRACCION TURBINADA ($m^3 \times 10^6$)	GENERACION (GWII)
0	191.00	1.421	0.665
1	191.00	1.421	0.665
2	191.00	1.421	0.665
3	191.00	1.421	0.665
4	191.00	1.421	0.665
5	190.99	1.421	0.665
6	190.99	1.421	0.665
7	190.99	1.421	0.665
8	190.98	1.421	0.665
9	190.98	1.421	0.665
10	190.98	1.421	0.665
11	190.97	1.421	0.665
12	190.97	1.421	0.665
13	190.97	1.421	0.665
14	190.97	1.421	0.665
15	190.97	1.421	0.665
16	190.97	1.421	0.665
17	190.97	1.421	0.665
18	190.97	1.421	0.665
19	190.97	1.421	0.665
20	190.96	1.421	0.665
21	190.96	1.421	0.665
22	190.96	1.421	0.665
23	190.96	1.421	0.665
24	190.96	1.421	0.665

Día lunes hora inicial 00

Nivel inicial	191.00 m	Vol. inicial	250.600 $m^3 \times 10^6$
Nivel final	190.96 m	Aportación	33.000 $m^3 \times 10^6$
Generación	15.980 GWII	Ext.turbinada	34.115 $m^3 \times 10^6$
Consumo específico	2.134 $m^3/KWII$	Volumen final	249.485 $m^3 \times 10^6$

Tabla IV. 7.III.a. Resultados simulación III (lunes).

HORA	CARGA (m)	EXTRACCION TURBINADA ($m^3 \times 10^6$)	GENERACION (GWH)
0	190.96	1.421	0.665
1	190.96	1.421	0.665
2	190.96	1.421	0.665
3	190.96	1.421	0.665
4	190.96	1.421	0.665
5	190.96	1.421	0.665
6	190.96	1.421	0.665
7	190.96	1.421	0.665
8	190.95	1.421	0.665
9	190.95	1.421	0.665
10	190.95	1.421	0.665
11	190.95	1.421	0.665
12	190.94	1.421	0.665
13	190.94	1.421	0.665
14	190.94	1.421	0.665
15	190.94	1.421	0.665
16	190.93	1.421	0.665
17	190.93	1.422	0.665
18	190.93	1.422	0.665
19	190.93	1.422	0.665
20	190.92	1.422	0.665
21	190.92	1.422	0.665
22	190.92	1.422	0.665
23	190.92	1.422	0.665
23	190.91	1.422	0.665

Día martes hora inicial 00

Nivel inicial	190.96 m	Vol.inicial	249.485 $m^3 \times 10^6$
Nivel final	190.91 m	Aportación	33.000 $m^3 \times 10^6$
Generación	15.980 GWH	Ext.turbinada	34.125 $m^3 \times 10^6$
Consumo específico	2.135 m^3/KWH	Volumen final	248.359 $m^3 \times 10^6$

Tabla Iv. 7.III.b. Resultados simulación III (martes).

HORA	CARGA (m)	EXTRACCION TURBINADA ($m^3 \times 10^6$)	GENERACION (GWH)
0	190.91	1.422	0.665
1	190.91	1.422	0.665
2	190.91	1.422	0.665
3	190.91	1.422	0.665
4	190.91	1.422	0.665
5	190.90	1.422	0.665
6	190.90	1.422	0.665
7	190.90	1.422	0.665
8	190.89	1.422	0.665
9	190.89	1.422	0.665
10	190.89	1.422	0.665
11	190.89	1.422	0.655
12	190.88	1.422	0.665
13	190.88	1.422	0.665
14	190.88	1.422	0.665
15	190.88	1.422	0.665
16	190.87	1.422	0.665
17	190.87	1.422	0.665
18	190.87	1.422	0.665
19	190.87	1.422	0.665
20	190.86	1.422	0.665
21	190.86	1.422	0.665
22	190.86	1.422	0.665
23	190.86	1.422	0.665
24	190.85	1.422	0.665

Día miércoles hora inicial 00

Nivel inicial	190.91 m	Vol.inicial	248.359 $m^3 \times 10^6$
Nivel final	190.85 m	Aportación	33.000 $m^3 \times 10^6$
Generación	15.980 GWH	Ext.turbinada	34.136 $m^3 \times 10^6$
Consumo específico	2.136 m^3/KWH	Volumen final	247.223 $m^3 \times 10^6$

Tabla IV. 7.III.c. Resultados simulación III (miércoles).

HORA	CARGA (m)	EXTRACCION TURBINADA ($m^3 \times 10^6$)	GENERACION (GWH)
0	190.85	1.422	0.665
1	190.85	1.422	0.665
2	190.85	1.422	0.665
3	190.85	1.422	0.665
4	190.84	1.422	0.665
5	190.84	1.422	0.665
6	190.84	1.422	0.665
7	190.84	1.422	0.665
8	190.83	1.422	0.665
9	190.83	1.422	0.665
10	190.83	1.422	0.665
11	190.83	1.422	0.665
12	190.82	1.422	0.665
13	190.82	1.422	0.665
14	190.82	1.422	0.665
15	190.82	1.422	0.665
16	190.81	1.422	0.665
17	190.81	1.422	0.665
18	190.81	1.422	0.665
19	190.81	1.422	0.665
20	190.80	1.422	0.665
21	190.80	1.422	0.665
22	190.80	1.422	0.665
23	190.80	1.422	0.665
24	190.79	1.422	0.665

Día jueves hora inicial 00

Nivel inicial	190.85 m	Vol.inicial	247.223 $m^3 \times 10^6$
Nivel final	190.79 m	Aportación	33.000 $m^3 \times 10^6$
Generación	15.980 GWH	Ext.turbinada	34.146 $m^3 \times 10^6$
Consumo específico	2.136 m^3/KWH	Volumen final	246.076 $m^3 \times 10^6$

Tabla IV. 7.III.d. Resultados simulación III (jueves).

HORA	CARGA (m)	EXTRACCION TURBINADA ($m^3 \times 10^6$)	GENERACION (GWH)
0	190.79	1.423	0.665
1	190.79	1.423	0.665
2	190.79	1.423	0.665
3	190.79	1.423	0.665
4	190.78	1.423	0.665
5	190.78	1.423	0.665
6	190.78	1.423	0.665
7	190.78	1.423	0.665
8	190.77	1.423	0.665
9	190.77	1.423	0.665
10	190.77	1.423	0.665
11	190.77	1.423	0.665
12	190.76	1.423	0.665
13	190.76	1.423	0.665
14	190.76	1.423	0.665
15	190.76	1.423	0.665
16	190.75	1.423	0.665
17	190.75	1.423	0.665
18	190.75	1.423	0.665
19	190.75	1.423	0.665
20	190.74	1.423	0.665
21	190.74	1.423	0.665
22	190.74	1.423	0.665
23	190.74	1.423	0.665
24	190.73	1.423	0.665

Día viernes hora inicial 00

Nivel inicial	190.70 m	Vol.inicial	246.076 $m^3 \times 10^6$
Nivel final	190.73 m	Aportación	33.000 $m^3 \times 10^6$
Generación	25.980 GWH	Ext.turbinada	34.157 $m^3 \times 10^6$
Consumo específico	2.137 m^3/KWH	Volumen final	244.919 $m^3 \times 10^6$

Tabla IV. 7.III.e. Resultados simulación III (viernes).

HORA	CARGA (m)	EXTRACCION TURBINADA ($m^3 \times 10^6$)	GENERACION (GWH)
0	190.73	1.423	0.665
1	190.73	1.423	0.665
2	190.73	1.423	0.665
3	190.73	1.423	0.665
4	190.72	1.423	0.665
5	190.72	1.423	0.665
6	190.72	1.423	0.665
7	190.72	1.423	0.665
8	190.71	1.423	0.665
9	190.71	1.423	0.665
10	190.71	1.423	0.665
11	190.71	1.423	0.665
12	190.70	1.423	0.665
13	190.70	1.423	0.665
14	190.70	1.423	0.665
15	190.69	1.423	0.665
16	190.69	1.423	0.665
17	190.69	1.423	0.665
18	190.69	1.423	0.665
19	190.68	1.423	0.665
20	190.68	1.423	0.665
21	190.68	1.423	0.665
22	190.68	1.423	0.655
23	190.67	1.423	0.665
24	190.67	1.096	0.512

Día sábado hora inicial 00

Nivel inicial	190.73 m	Vol.inicial	244.919 $m^3 \times 10^6$
Nivel final	190.67 m	Aportación	33.000 $m^3 \times 10^6$
Generación	15.980 GWH	Ext.turbinada	34.168 $m^3 \times 10^6$
Consumo específico	2.138 m^3/KWH	Volumen final	243.750 $m^3 \times 10^6$

Tabla IV. 7.III.f. Resultados simulación III (sábado).

HORA	CARGA (m)	EXTRACCION TURBINADA ($m^3 \times 10^6$)	GENERACION (GWH)
0	190.67	1.096	0.512
1	190.69	1.096	0.512
2	190.70	1.096	0.512
3	190.72	1.096	0.512
4	190.73	1.096	0.512
5	190.75	1.096	0.512
6	190.76	1.095	0.512
7	190.77	1.095	0.512
8	190.79	1.095	0.512
9	190.80	1.095	0.512
10	190.82	1.095	0.512
11	190.83	1.095	0.512
12	190.85	1.095	0.512
13	190.86	1.095	0.512
14	190.88	1.095	0.512
15	190.89	1.095	0.512
16	190.91	1.095	0.512
17	190.92	1.094	0.512
18	190.94	1.094	0.512
19	190.95	1.094	0.512
20	190.96	1.094	0.512
21	190.97	1.094	0.512
22	190.98	1.094	0.512
23	190.99	1.094	0.512
24	191.00	1.094	0.512

Día domingo hora inicial 00.

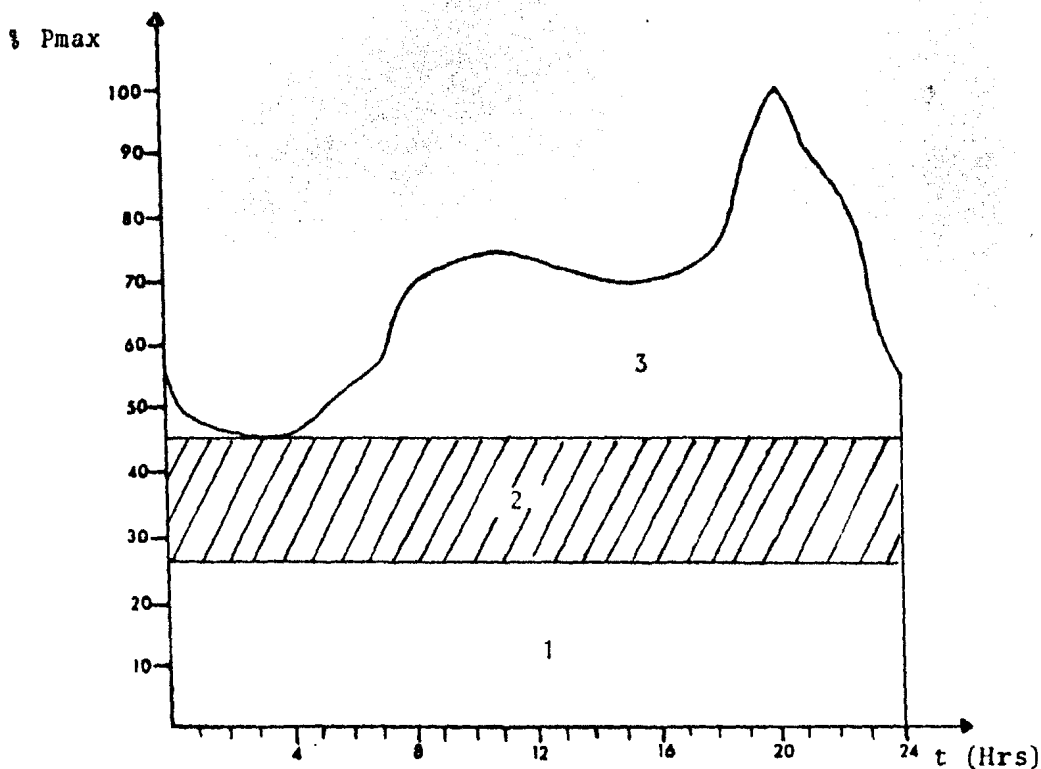
Nivel inicial	190.67 m	Vol.inicial	243.750 $m^3 \times 10^6$
Nivel final	191.00 m	Aportación	33.000 $m^3 \times 10^6$
Generación	12.305 GWH	Ext.turbinada	26.150 $m^3 \times 10^6$
Consumo específico	2.136 m^3/KWH	Volumen final	250.600 $m^3 \times 10^6$

Tabla IV. 7 III.g. Resultados simulación III (domingo).

Simulación IV.

Hora inicial	0:00	lunes
Hora final	24:00	domingo
Nivel inicial	191.00	m
Nivel final	191.00	m
Volumen inicial	250.600	$m^3 \times 10^6$
Volumen final	250.600	$m^3 \times 10^6$
Aportación	231.000	$m^3 \times 10^6$
Ext. turbinada	231.000	$m^3 \times 10^6$
Generación	108.189	GWH
Consumo específico	2.136	m^3/KWH

Area total	1,625	Hrs · % Pmax
Generación	56.948	GWH
Potencia máxima	3.504	GW
Potencia media	2.372	GW



1 Termoeléctricas	Area	648	Hrs · % Pmax
	Generación	22.7	GWH
2 CHICOASEN	Area	456	Hrs · % Pmax
	Generación	15.9	GWH
3 Otras hidroeléctricas	Area	521	Hrs · % Pmax
	Generación	18.4	GWH

Nota: Para el domingo cambia la distribución debido a que baja la demanda.

Figura IV. 7. III. 1 Distribución de la generación proporcionada en la simulación III. Alternativa 1.

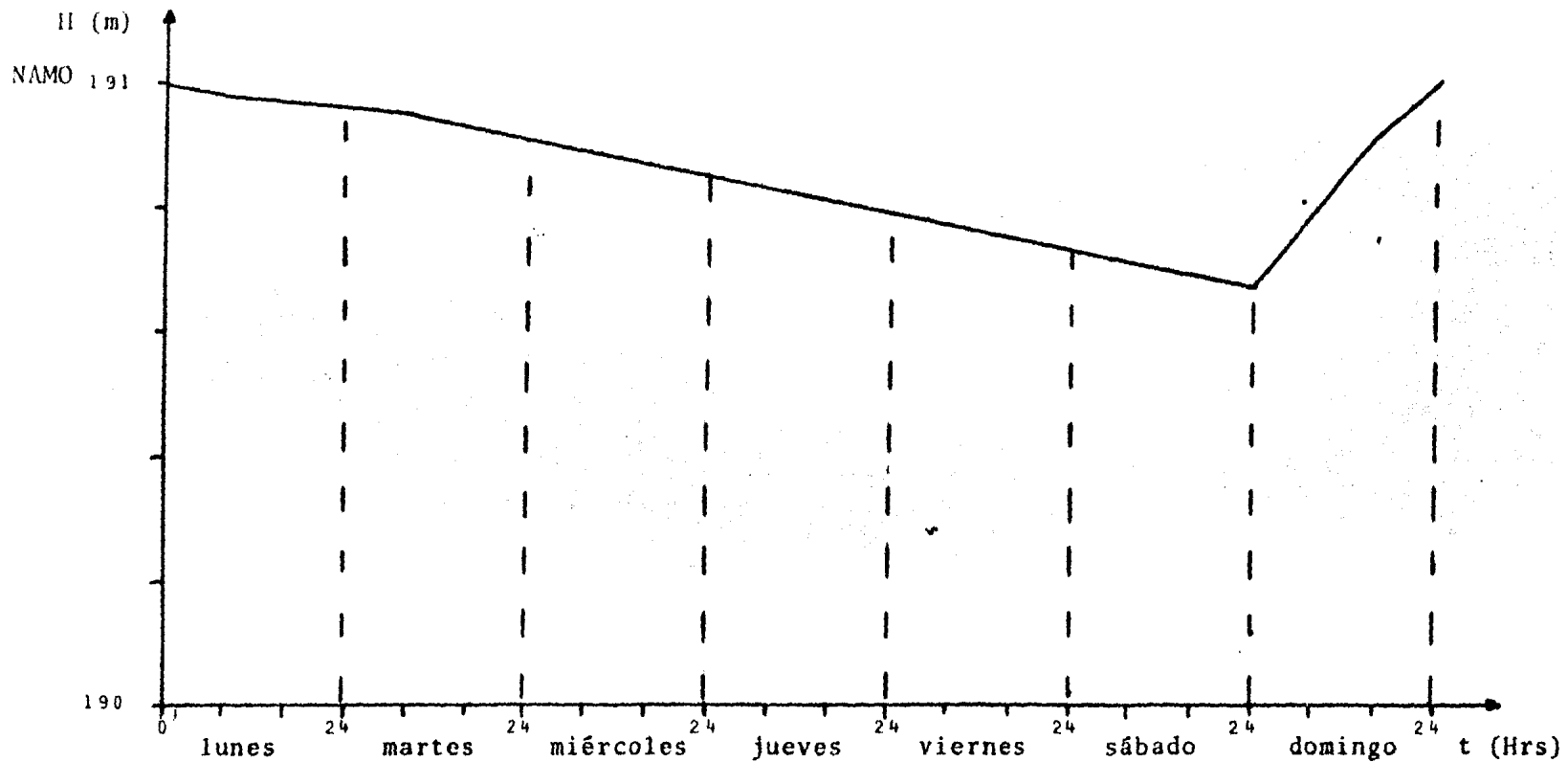


Figura IV. 7. III. 2 Variación del nivel durante la simulación III.

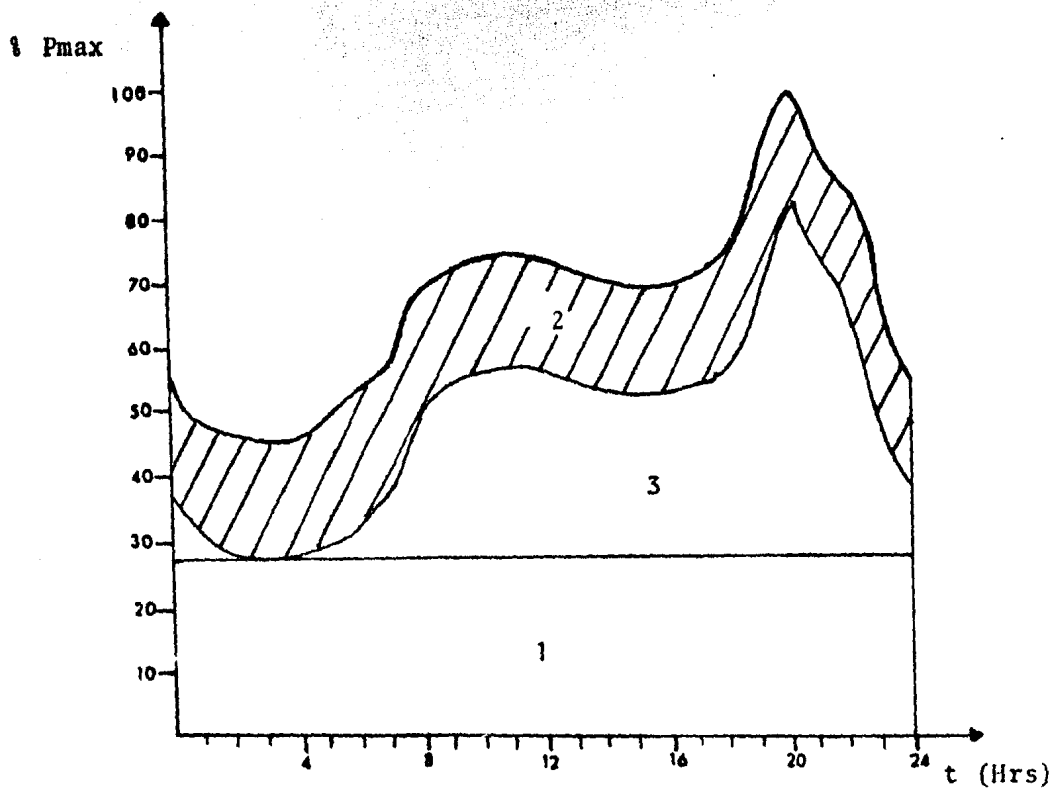


Figura IV. 7. III. 3 Distribución de la generación proporcionada en la simulación III. Alternativa 2.

C A P I T U L O V

CAPITULO V OPERACION REAL DE UNA PLANTA DE PICOS

En este capítulo se presentan algunos resultados de la operación de la planta hidroeléctrica Chicoasén, para los años de 1982 y 1983.

En ellos se puede observar que en la realidad la operación de la planta tiene variaciones durante el año debidas a los cambios en la demanda, pero su distribución en la curva se puede considerar similar para todos los días, a excepción de los domingos en que disminuye.

Dentro de los datos se tienen valores de aportación y evaporación para cada día; los primero tiene grandes variaciones, debido a que dependen principalmente de las extracciones del vaso de Angostura; los segundos son relativamente pequeños, habiendo días en que el valor es casi nulo.

En general como la planta trabaja en conjunto con otras centrales y es poco probable que se tengan dos días idénticos en la demanda, las variaciones en su operación se pueden considerar hasta cierto punto normales, siempre y cuando se logre cubrir la demanda y la planta no sufra bajas demasiado grandes en su volumen útil.

Puede suceder que la planta de Angostura no opere algún

día, con lo que Chicoasén tiene que reducir su operación.

Estas situaciones se analizarán en el Capítulo VI corres
diente a las conclusiones.

V.1 Distribución de la generación.

En la tabla V.1.1 se presenta la distribución de la generación en un día medio de operación, considerando el número de turbinas que operan y la potencia para cada intervalo.

En la figura V.1.1, se tiene la distribución del número de turbinas en operación durante el mismo día, en el que la generación es de 17.76 GWh.

En la figura V.1.2 se presenta el área en la curva de demanda que cubre la planta con esa generación.

Como ya se mencionó la generación real en Chicoasén cambia diariamente. Este cambio algunas veces es muy brusco, sobre todo cuando disminuye la generación, o permanece con variaciones pequeñas, que provocan que se tenga una generación del mismo orden.

Esos cambios de generación se pueden realizar de las siguientes formas:

- Aumentando o disminuyendo el número de turbinas en operación en cualquier intervalo.
- Operando las turbinas a una potencia menor de 300 MW (Capacidad máxima por turbina)
- Variando la duración de los intervalos de acuerdo al número de turbinas que operan en cada uno.

HORAS	TURBINAS	POTENCIA* (GW)	% P max	GENERACION (GWH)
0:00- 1:00	2	0.6	17.1	0.60
1:00- 6:00	1	0.3	8.6	1.50
6:00-10:00	2	0.6	17.1	2.40
10:00-13:00	3	0.9	25.7	2.70
13:00-18:00	2	0.6	17.1	3.00
18:00-18:30	4	1.2	34.2	0.60
18:00-22:00	5	1.5	42.8	5.25
22:00-22:30	4	1.2	34.2	0.60
22:30-23:00	3	0.9	25.7	0.45
23:00-24:00	2	0.6	17.1	0.60
				Σ17.76

* Potencia por turbina = 300 MW

Tabla V.1.1. Distribución de la generación en un día medio para la planta Chicoasén.

Generación total en al día 17.76 GWH

Potencia por turbina 300 MW

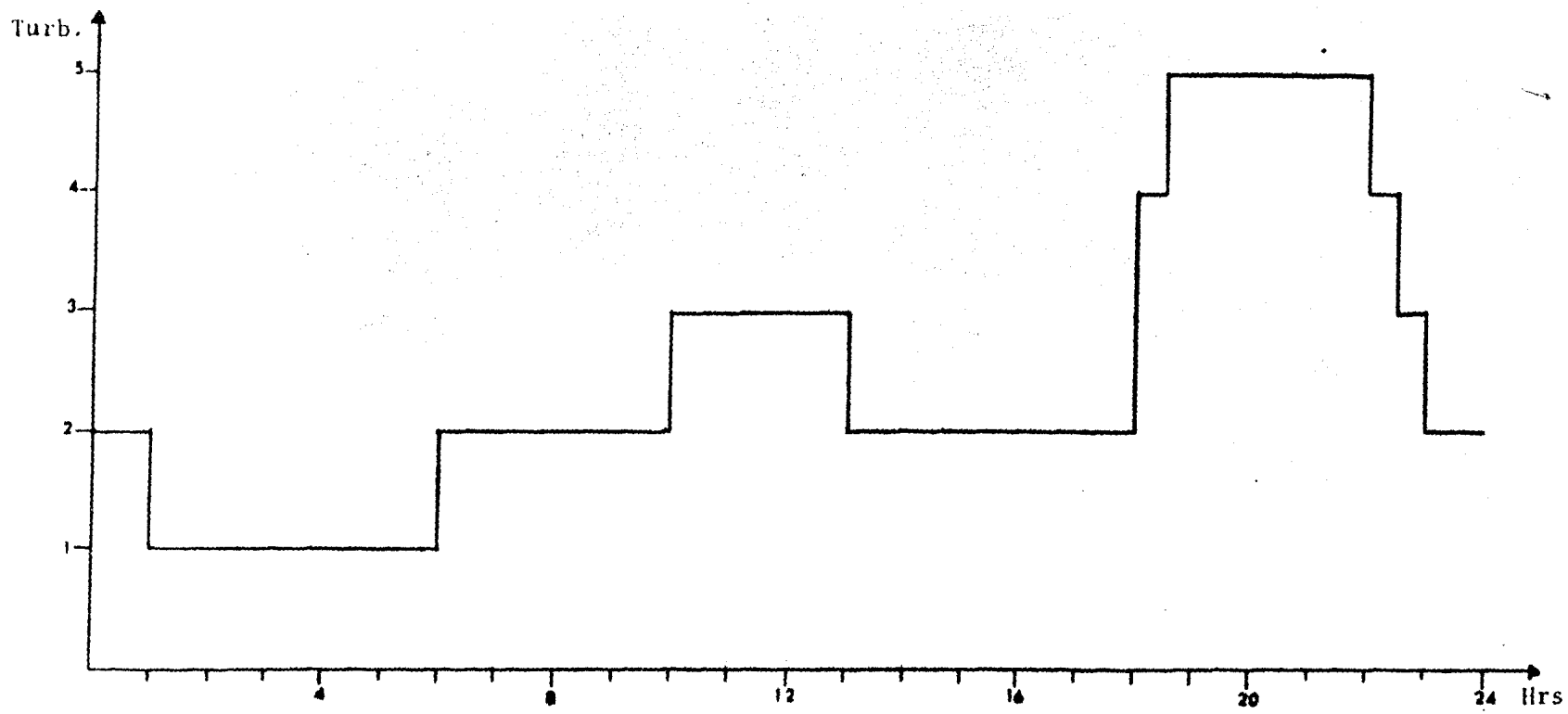
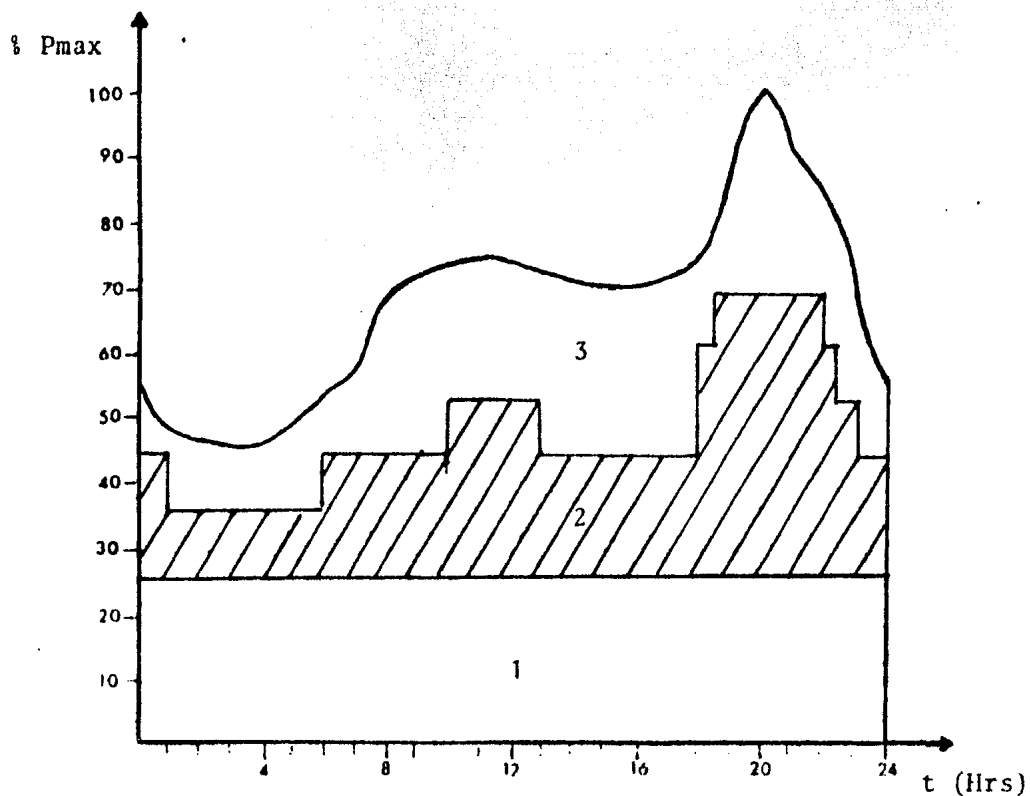


Figura V. 1. 1 Distribución de turbinas en operación para un día medio.

Area total 1,625 Hrs · % Pmax
 Generación 56.948 GWH



1	Termoeléctricas	Area	648	Hrs · % Pmax
		Generación	22.7	GWH
2	CHICOASEN	Area	505	Hrs · % Pmax
		Generación	17.7	GWH
3	Otras hidroeléctricas	Area	472	Hrs · % Pmax
		Generación	16.6	GWH

Figura V. 1. 2 Generación real de Chicoasén para un día medio.

El área cubierta en la curva de demanda no queda exactamente en la forma ilustrada, ya que es en conjunto con las -- otras plantas como se cubre el total, pudiendo cubrir Chiscoasén una zona más "alta" sin que afecte su operación.

V.2 Operación anual

En las tablas V.2.1 y V.2.2 se presentan los resultados de la operación real de Chicoasén para cada mes durante los años de 1982 y 1983.

En la figura V.2.1 se tiene la variación de niveles durante los dos años. Se observa que para 1982 inicia en la carga-189.39 m y finaliza en la 189.11, para 1983 inicia en la 189.11 m y finaliza en la 189.39 m, es decir se mantiene el nivel durante el año, teniéndose poca variación a excepción del mes de octubre de 1983 donde la carga bajó hasta la 186.03, casi 5 metros abajo del NAMO.

En general se procura mantener el nivel lo más alto posible para que los consumos específicos no sean muy grandes, ya que esto implicaría una mayor extracción del vaso.

Mes	Día	H in (m)	Vu in (Millones de metros cúbicos)	Ap	Ev	Ext.turb.	Gen. (GWH)	C E (m ³ /KWH)
E	1	189.39	213.1	1,508.7	3.8	1,498.8	695.517	2.155
F	1	189.66	219.4	1,178.1	4.0	1,171.0	544.158	2.152
M	1	189.79	222.4	1,386.6	5.2	1,393.8	647.232	2.153
A	1	189.26	210.1	954.1	5.7	952.2	442.510	2.152
M	1	189.10	206.3	1,076.7	4.2	1,067.6	496.272	2.151
J	1	189.31	211.2	1,167.9	3.7	1,181.5	548.290	2.155
J	1	188.50	194.1	1,313.0	2.4	1,293.2	599.261	2.158
A	1	189.32	211.5	1,290.7	2.8	1,297.3	600.448	2.161
S	1	188.90	202.0	1,353.5	3.1	1,370.3	634.524	2.160
O	1	187.89	181.9	1,194.6	2.9	1,159.1	535.584	2.164
N	1	189.45	214.5	1,086.5	2.8	1,111.7	514.716	2.160
D	1	188.10	186.10	718.1	2.0	695.5	322.151	2.159
E	1	189.11	206.6	-----	---	-----	-----	-----

Operación de enero 1 de 1982 a enero de 1983

Carga Inicial	189.39 m	Vol.inicial	213.1 m ³ x10 ⁶
Carga Final	189.11 m	Aportación	14,228.5 m ³ x10 ⁶
Generación	6,580.663 GWH	Evaporación	42.6 m ³ x10 ⁶
Consumo Especifico	2.157 m ³ /KWH	Ext.turbinada	14,192.0 m ³ x10 ⁶
Derrame por vert.	0.0 m ³	Volumen final	206.6 m ³ x10 ⁶

Tabla V.2.1 Resultados de la operación real de Chicoasén para el año de 1982.

Mes	Día	H in (m)	Vu in (Millones de metros cúbicos)	Ap	Ev	Ext.turb.	Gen (GWH)	C E (m ³ /KWH)
E	1	189.11	206.6	997.1	3.1	1,006.6	466.097	2.160
F	1	188.47	193.5	1,081.3	1.7	1,074.7	497.047	2.162
M	1	188.77	198.3	263.4	1.5	257.1	118.958	2.161
A	1	188.80	200.0	1,249.9	2.9	1,252.6	579.864	2.160
M	1	188.52	194.5	201.8	2.3	200.0	92.661	2.158
J	1	188.71	198.3	874.8	4.1	859.3	397.917	2.159
J	1	189.29	210.8	552.3	3.6	577.2	266.262	2.168
A	1	187.90	188.1	698.8	0.0	694.2	318.876	2.177
S	1	187.66	177.4	901.4	2.1	929.1	427.880	2.171
O	1	186.03	144.7	1,180.5	1.2	1,143.1	527.209	2.168
N	1	187.98	183.7	1,310.7	3.0	1,275.5	589.177	2.165
D	1	189.52	216.1	1,008.7	3.1	1,008.5	467.967	2.155
E	1	189.39	213.1	-----	---	-----	-----	-----

Operación de enero 1 de 1983 a enero 1 de 1984.

Carga Inicial	189.11 m	Vol. Inicial	206.6 m ³ x10 ⁶
Carga Final	189.39 m	Aportación	10,311.7 m ³ x10 ⁶
Generación	4,749.915 GWH	Evaporación	28.6 m ³ x10 ⁶
Consumo específico	2.163 m ³ /KWH	Ext.turbinada	10,277.9 m ³ x10 ⁶
Derrame por vert.	0.0 m ³	Volumen final	213.1 m ³ x10 ⁶

Tabla V.2.2. Resultados de la operación real de Chicoasén durante - el año de 1983.

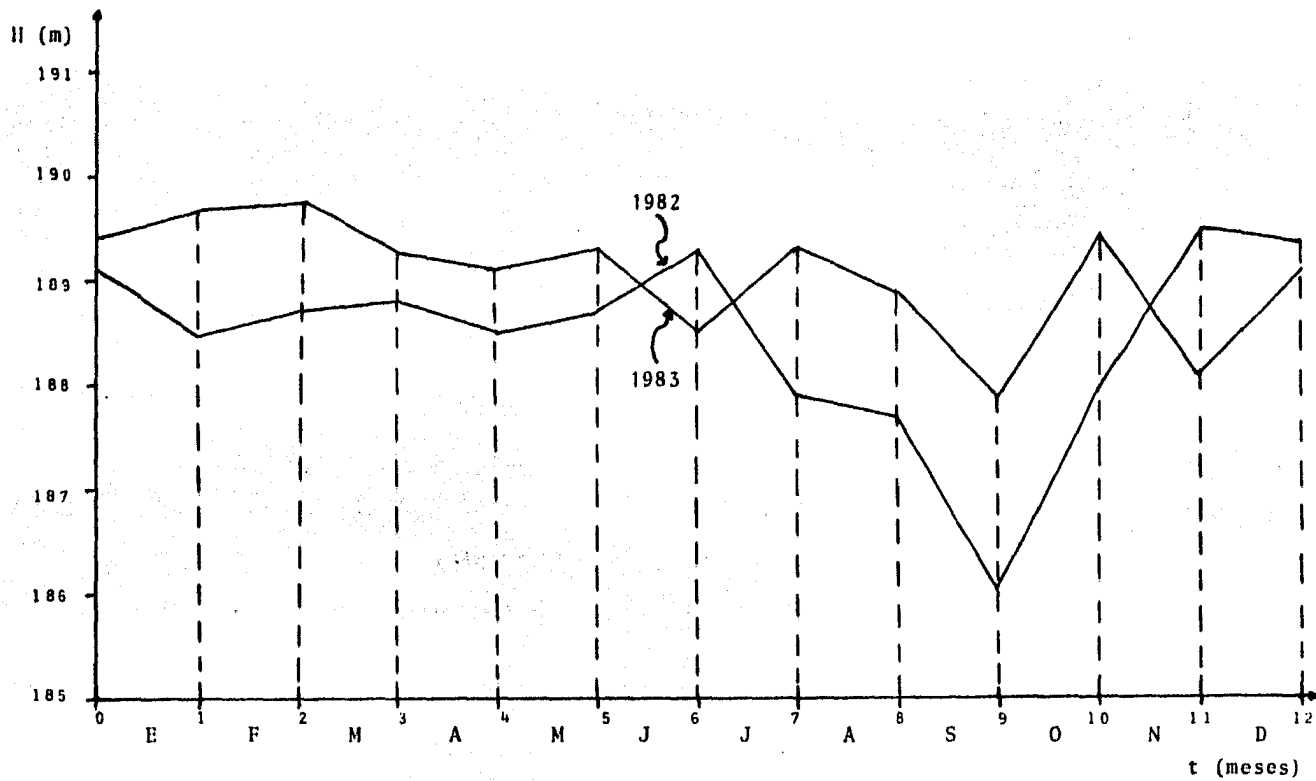


Figura V. 2. 1 Variación del nivel durante la operación de los años 1982 y 1983

V.3 Operación semanal y diaria

En la tabla V.3.1 se presentan los resultados de operación durante la semana del 6 al 12 de septiembre de 1982 y del 11 al 17 de julio de 1983.

En la primera semana se tiene una generación de más de 156 GWH y en la segunda la generación es de tan solo 71 GWH. Esto da una idea de que tan variable puede ser la operación para cada día, teniéndose un valor máximo de 25.2 GWH el jueves 9 de septiembre de 1982 y un mínimo de 1.1 GWH el domingo 17 de julio de 1983.

En la figura V.3.1 se tiene la variación de niveles para esas dos semanas.

En la tabla V.3.2 se tienen los resultados de operación para el día 9 de septiembre de 1982, en que se presentó una demanda de 25.2 GWH, mayor que la media para ese año que fue del orden de 18 GWH/día.

En la figura V.3.2 se muestra la distribución de la generación para ese mismo día, observándose que la planta trabajó a su máxima capacidad durante los picos de medio día y de la noche.

Día	H in (m)	Vu in (Millones de metros cúbicos)	Ap	Ev	Ext.turb.	Gen. (GWH)	C E (m ³ /KWH)
6 L	189.54	216.6	28.9	0.1	48.9	22.695	2.155
7 M	188.62	196.5	53.2	0.1	52.7	24.395	2.161
8 M	188.64	196.9	61.2	0.1	52.8	24.480	2.158
9 J	189.05	205.2	50.6	0.1	54.4	25.203	2.157
10 V	188.86	201.2	51.1	0.1	54.0	25.032	2.159
11 S	188.71	198.3	50.4	0.1	54.5	25.203	2.161
12 D	188.50	194.1	37.9	0.1	19.9	9.222	2.157
13 L	189.34	211.9	----	----	----	-----	-----

Operación del 6 al 12 de septiembre de 1982.

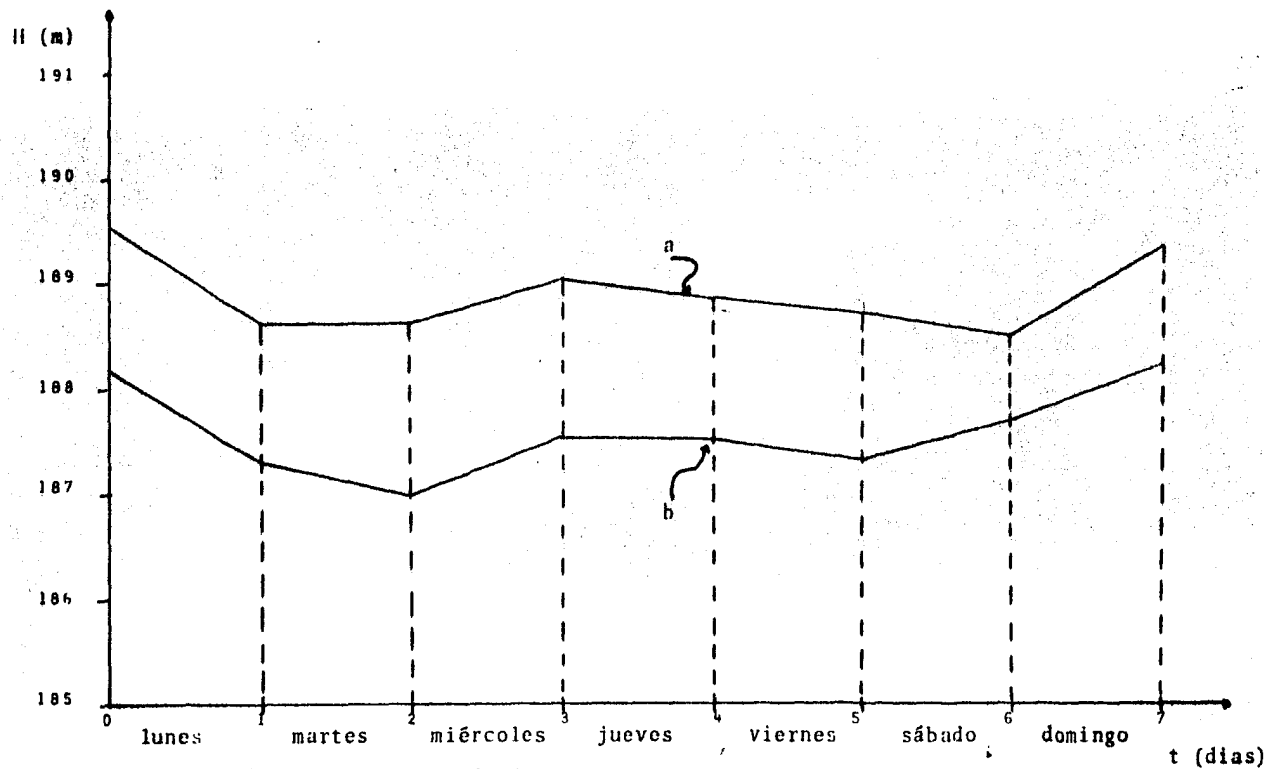
Carga Inicial	189.54 m	Vol.inicial	216.6 m ³ x10 ⁶
Carga Final	188.50 m	Aportación	333.3 m ³ x10 ⁶
Generación	156.23 GWH	Evaporación	0.7 m ³ x10 ⁶
Consumo específico	2.158 m ³ /KWH	Ext.turbinada	337.2 m ³ x10 ⁶
Derrame por vert.	0.0 m ³	Volumen final	211.9 m ³ x10 ⁶

Día	H in (m)	Vu in (Millones de metros cúbicos)	Ap	Ev	Ext.turb.	Gen. (GWH)	C E (m ³ /KWH)
11 L	188.19	187.9	13.5	0.1	31.5	14.493	2.171
12 M	187.28	169.8	22.3	0.1	28.1	12.920	2.178
13 M	186.98	163.9	33.6	0.1	22.4	10.285	2.177
14 J	187.54	175.0	28.5	0.1	28.8	13.260	2.174
15 V	187.52	174.6	22.9	0.2	26.9	12.367	2.175
16 S	187.31	170.4	15.2	0.2	14.8	6.800	2.174
17 D	187.71	178.4	13.4	0.1	2.6	1.190	2.168
18 L	188.25	189.1	----	---	----	-----	-----

Operación del 11 al 17 de julio de 1983.

Carga Inicial	188.19 m	Vol.inicial	187.9 m ³ x10 ⁶
Carga Final	188.25 m	Aportación	149.4 m ³ x10 ⁶
Generación	71.315 GWH	Evaporación	0.9 m ³ x10 ⁶
Consumo específico	2.174 m ³ /KWH	Ext.turbinada	155.1 m ³ x10 ⁶
Derrame por vert.	0.0 m ³	Volumen final	189.1 m ³ x10 ⁶

Tabla V.3.1. Resultados de la operación real de ChicoasEn del 6- al 12 de septiembre de 1982 y del 11 al 17 de julio de 1983.



a) Niveles durante la operación del 6 al 12 de septiembre de 1982

b) Niveles durante la operación del 11 al 17 de julio de 1983

Figura V. 3. ! Variación del nivel durante las operaciones del 6 al 12 de septiembre de 1982 y del 11 al 17 de julio de 1983.

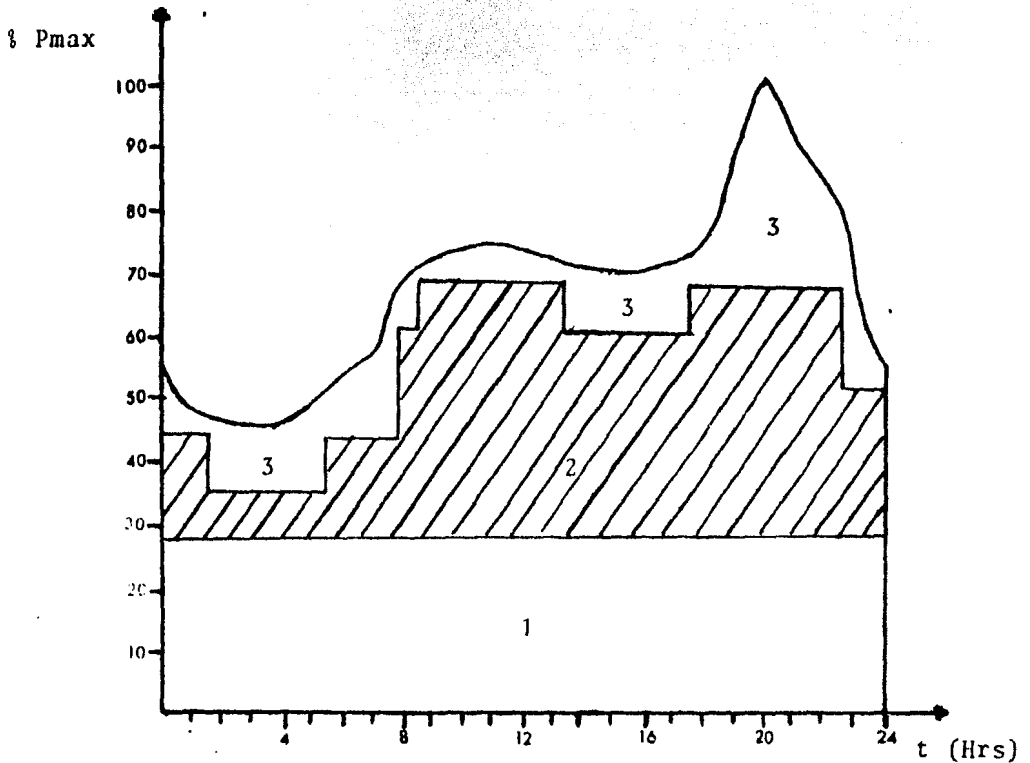
HORAS	TURBINAS	POTENCIA* (GW)	% P max	GENERACION (GWH)
0:00- 1:30	2	0.6	17.1	0.9
1:30- 5:30	1	0.3	8.6	1.2
5:30- 8:00	2	0.6	17.1	1.5
8:00- 8:30	4	1.2	34.2	0.6
8:30-13:30	5	1.5	42.8	7.5
13:30-17:30	4	1.2	34.2	4.8
17:30-22:00	5	1.5	42.8	6.75
22:00-22:30	4	1.2	34.2	0.6
22:30-24:00	3	0.9	25.7	1.35
				Σ25.2

* Potencia por turbina = 300 MW

Tabla V.3.2 Resultados de operación para el día 9 de septiembre de 1982.

Area total
Generación

1,625 Hrs · % Pmax
56.948 GWH



1 Termoeléctricas	Area Generación	648 22.7	Hrs · % Pmax GWH
2 CHICOASEN	Area Generación	719 25.2	Hrs · % Pmax GWH
3 Otras hidroeléctricas	Area Generación	198 9.1	Hrs · % Pmax GWH

Nota: Para el domingo cambia la distribución debido a que baja la demanda.

Figura V. 3. 2 Distribución de la generación para el día 9 de septiembre de 1982.

C A P I T U L O VI

CAPITULO VI CONCLUSIONES Y COMENTARIOS

VI.1 Conclusiones

Aportación

Debido a que los escurrimientos por cuenca propia en Chicoasén la mayor parte del año son relativamente bajos, las aportaciones dependen en gran parte de las extracciones en Angostura.

Si Angostura reduce su operación por cualquier causa (mantenimiento, reparaciones, baja captación), Chicoasén tenderá a reducirla, ya que de no hacerlo, el nivel en su vaso bajaría y aumentaría el consumo específico.

Si Angostura aumenta su extracción en Chicoasén se tienen las siguientes opciones:

- a) Mantener el mismo nivel generando lo necesario para extraer el volumen de entrada adicional.
- b) Disminuir el nivel generando una cantidad mayor a la del inciso a).
- c) Aumentar el nivel generando una cantidad menor a la del inciso a)
- d) Si la generación fuera muy poca se incrementaría el nivel hasta que se tuviera que derramar por el vertedor.

Este último inciso sería factible solo en caso de una emergencia.

Consumo específico

El consumo específico en Chocoasén es del orden de 2.13 -- m^3/KWH operando en el NAMO y de 2.30 m^3/KWH para el NAMINO, esto da una variación del 8% con respecto al valor para el NAMO.

Por otra parte la diferencia de carga entre el NAMO y el NAMINO (14 m) representa el 7.3% de la carga al NAMO (191m), - lo que da una idea de lo que puede influir la variación del volumen útil en la generación.

De lo anterior se resume que para un descenso de 1 m en la carga a partir del NAMO, se tendrá un aumento en el consumo específico del orden de 0.012 m^3/KWH , es decir se necesitarán 12 lt más por cada KWH generado, teniendo una variación mínima cuando el nivel esté en el NAMINO.

Para períodos cortos lo anterior no es significativo, aunque en 1 año se tendría una extracción adicional de $66 m^3 \times 10^6$ con lo que se podrían generar aproximadamente 30 GWH, lo cual se incrementaría con un descenso mayor.

Con este análisis se puede decir que Chocoasén puede operar 3 ó 4 metros abajo del NAMO sin que se tengan variaciones -- considerables en su generación, siendo necesario conocer tanto los niveles como volúmenes útiles de ambas plantas para - tener idea de las posibilidades de generar.

Operación real

En esta parte se puede observar que en Chicoasén, para los años de operación mostrados, los niveles en el vaso no tienen grandes variaciones con lo que los consumos específicos van de 2.15 a 2.17 m /KWH para cargas de 189 a 187 m respectivamente.

Se observa también que los niveles, aunque no llegan al NAMO, empiezan y terminan más o menos igual al inicio y finalizan cada año. No así en las operaciones semanales en que puede haber semanas en que el nivel tienda a descender y en otras a recuperarse.

Curva de Demanda y Capacidad Instalada.

La demanda como ya se vió tiene variaciones que para determinados días pueden ser de consideración. Si a esto se le agrega que no todas las centrales que integran la región pueden operar normalmente, se puede detectar la necesidad de tener una cierta capacidad de reserva, con la cual se puedan tomar estas variaciones.

Es por eso que en la operación real de Chicoasén se tienen resultados tan variables; ya que sería prácticamente imposible mantener en forma permanente la misma distribución en la generación.

Simulaciones

En general los resultados obtenidos en las simulaciones, pese a las consideraciones tomadas, muestran una idea bastante aproximada en cuanto a los valores de lo que ocurre en la realidad; no así en la distribución de la operación, que como ya se ha analizado depende en gran parte de condiciones que se tengan cada día.

Las simulaciones realizadas tienen el propósito de ilustrar la operación de la planta para diferentes condiciones, más no se pretende hacer una propuesta de operación, ya que no se cuenta en un momento dado con las condiciones reales tanto de la propia planta como de la región a la que pertenece.

1.2 Posibilidades de aplicación

El programa mostrado en el trabajo puede ser ampliado con otras subrutinas de acuerdo con el tipo de consideraciones que se tuvieran.

También se puede adaptar a otro lenguaje en una máquina de mayor capacidad para realizar simulaciones más grandes.

En cierto modo al conocer todas las plantas hidroeléctricas instaladas en una región se podría pensar en realizar una simulación integral, de tal modo que se pudiera satisfacer el área en la curva de demanda de la misma.

Si además se conocieran las condiciones de operación de los otros tipos de plantas, se podría simular la operación total de la región.

De hecho en la realidad este tipo de simulaciones son de gran utilidad para poder definir las operaciones de las centrales instaladas en cada región y a nivel nacional.

Con los resultados obtenidos se pueden definir las posibilidades y condiciones de operación para cada planta, tratando de optimizar los rendimientos.

VI.3 Comentarios

Se pudo haber realizado una simulación que siguiera la misma distribución en la curva de demanda que la operación real, pero el objeto del trabajo no era comparar resultados sino - ilustrar la forma en que se opera una planta hidroeléctrica - para cubrir un cierto intervalo de demanda.

Además de haberlo hecho se habría caído en una situación tal, en la que la simulación tendería a obtener resultados lo más parecido posible a la realidad. Esto último de hecho es - posible si se realiza con las mismas condiciones.

Por otra parte tratar de proponer un tipo de operación para Chicoasén no es tan simple, ya que no bastaría con operar la planta un día o una semana con condiciones hasta cierto punto ideales sino que se tendría que realizar para situaciones que son más que imposibles de conocer con suficiente anticipación para poderse tomar en cuenta. Sobre todo las aportaciones, evaporaciones y la demanda de energía que de hecho - tiene variación instantánea.

En general al realizar este trabajo se trató de exponer de - la manera más sencilla posible todos los factores que intervienen en la operación de una planta hidroeléctrica destinada a cubrir las demandas en las zonas de picos.

Se mostraron también los factores que pueden obligar a que -

la planta opere durante horas que no son de picos y las justificaciones para hacerlo.

Se proporciona también información de capacidad instalada, generación, regiones y tipos de plantas que integran el Sistema Eléctrico Nacional.

En conjunto se espera que el trabajo pueda proporcionar información y antecedentes sobre la operación más conveniente de una planta hidroeléctrica, de lo cual según la información a la que se tuvo acceso hay muy poco publicado y menos con el enfoque que se le da aquí.

Cabe mencionar que uno de los motivos para hacer este trabajo es el de poder conocer, lo más a fondo posible, la política de operación de una planta hidroeléctrica, habiéndose escogido la de mayor capacidad instalada con que se cuenta en el país hasta la fecha (Chicoasén).

Es la intención que este trabajo pueda contribuir a dar una visión general de una de las formas en que se puede obtener energía eléctrica en el país mediante el uso de un recurso todavía renovable.

REFERENCIAS

- C.F.E, "Proyecto Hidroeléctrico Chicoasén", México, 1976.

- C.F.E, "Manual de Diseño de Obras Civiles", A.2.8, Planeación de Sistemas de Aprovechamiento Hidroeléctrico. México, 1983.

- C.F.E, Reporte de Centrales Instaladas del Sistema Eléctrico Nacional, a noviembre de 1983.

- C.F.E, Reporte de Operación de Centrales -- Eléctricas, a enero de 1984.