



**INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL**

---

---

**ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA  
MECÁNICA Y ELÉCTRICA**

**SECCIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO E INVESTIGACIÓN**

**PLANEACIÓN DE LA OPERACIÓN A MEDIANO  
PLAZO DE UN SISTEMA HIDROTÉRMICO  
MEDIANTE PROGRAMACIÓN LINEAL**

**T E S I S**

**QUE PARA OBTENER EL GRADO DE  
MAESTRO EN CIENCIAS  
CON ESPECIALIDAD EN INGENIERIA ELECTRICA**

**P R E S E N T A:**

**OBED ZARATE MEJIA**

**Director: Dr. RICARDO MOTA PALOMINO  
CODIRECTOR: M en. C. GILBERTO HENRIQUEZ HARPER**



**MEXICO, D. F. FEBRERO DE 2006**



**INSTITUTO POLITECNICO NACIONAL**  
**SECRETARIA DE INVESTIGACIÓN Y POSGRADO**

SIP-14

*ACTA DE REVISION DE TESIS*

En la Ciudad de México, D.F. siendo las 17:00 horas del día 19 del mes de Diciembre del 2005 se reunieron los miembros de la Comisión Revisora de Tesis designada por el Colegio de Profesores de Estudios de Posgrado e Investigación de la E.S.I.M.E. para examinar la tesis de grado titulada:

**“PLANEACIÓN DE LA OPERACIÓN A MEDIANO PLAZO DE UN SISTEMA HIDROTÉRMICO MEDIANTE PROGRAMACIÓN LINEAL”**

Presentada por el alumno:

**ZARATE**

Apellido paterno

**MEJÍA**

materno

**OBED**

nombre(s)

Con registro: 

B	0	3	1	5	1	4
---	---	---	---	---	---	---

aspirante al grado de:

**MAESTRO EN CIENCIAS**

Después de intercambiar opiniones los miembros de la Comisión manifestaron **SU APROBACION DE LA TESIS**, en virtud de que satisface los requisitos señalados por las disposiciones reglamentarias vigentes.

LA COMISIÓN REVISORA

Director de tesis

DR. RICARDO OCTAVIO MOTA PALOMINO

DR. JAIME ROBLES GARCÍA

DR. DANIEL RUIZ VEGA

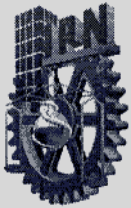
M. EN C. GILBERTO ENRIQUEZ HARPER

DR. DAVID SEBASTIÁN BALTAZAR

EL PRESIDENTE DEL COLEGIO

DR. JAIME ROBLES GARCÍA





# INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL COORDINACIÓN GENERAL DE POSGRADO E INVESTIGACIÓN

## CARTA SESIÓN DE DERECHOS

En la Ciudad de México, distrito Federal, el día 19 del mes de DICIEMBRE del año 2005, el (la) que suscribe ZARATE MEJIA OBED alumno(a) del Programa de MAESTRÍA EN CIENCIAS EN INGENIERÍA ELÉCTRICA con número de registro B031514, adscrito a la Sección de Estudios de Posgrado e Investigación de la ESIME Zacatenco, manifiesta que es autor(a) intelectual del presente trabajo de tesis bajo la dirección del DR. RICARDO OCTAVIO MOTA PALOMINO y cede los derechos del trabajo intitulado: “PLANEACIÓN DE LA OPERACIÓN A MEDIANO PLAZO DE UN SISTEMA HIDROTÉRMICO MEDIANTE PROGRAMACIÓN LINEAL”, al Instituto Politécnico Nacional para su difusión, con fines académicos y de investigación.

Los usuarios de la información no deben reproducir el contenido textual, graficas o datos del trabajo sin el permiso del autor y/o director del trabajo. Este puede ser obtenido escribiendo a la siguiente dirección: obedzam@hotmail.com, rmotap@ipn.mx.

Si el permiso se otorga, el usuario deberá dar el agradecimiento correspondiente y citar la fuente del mismo

ZARATE MEJIA OBED

Nombre y Firma

# *DEDICATORIAS*

*CON TODO MI CARIÑO A MIS PADRES:*

*HÉCTOR ZARATE VILLALOBOS  
ROSALINA MEJIA ALBA*

*QUE POR SU COMPRENSIÓN, AMOR Y APOYO SUPIERON  
MOSTRARME EL CAMINO PARA LOGRAR MIS METAS,  
QUIERO DECIRLES QUE ESTE TRABAJO LOGRADO ES MAS  
SUYO QUE MIO YA QUE ES A QUIEN LES DEBO TODO LO QUE  
SOY.*

*A MIS HERMANOS:*

*HÉCTOR EDUARDO ZARATE MEJIA  
EDDER ZARATE MEJIA*

*POR SU APOYO INCONDICIONAL .*

*A MI NOVIA ROSA MARIA MANZANILLA IÑIGO Y A MI  
HIJO OBED ZARATE MANZANILLA QUE HAN SIDO UNA  
MOTIVACIÓN MAS EN MI VIDA PARA SEGUIR ADELANTE.*

## AGRADECIMIENTOS

*Al Dr. Ricardo Mota Palomino por la acertada dirección de este trabajo de tesis, que gracias a su experiencia y sugerencias brindadas gracias a estas lograron guiarme a la culminación de este trabajo. Gracias por brindarme su amistad y confianza de no darme por vencido, agradezco sus consejos que fueron importantes para mi formación profesional y personal.*

*A mi familia por el apoyo en las buenas y en las malas, la comprensión, el cariño brindado, por haber sido la mayor motivación en mi vida.*

*A los profesores de la SEPI-ESIME-IPN, que contribuyeron a mi formación académica y me ayudaron a adquirir las herramientas necesarias para la culminación de esta tesis. En especial al Dr. Daniel Olguín Salinas, gracias a la amistad, apoyo y consejos brindados forman parte de mi desarrollo profesional.*

*A los miembros del jurado: Dr. Jaime Robles García, Dr. Daniel Ruiz Vega, M. en C. Gilberto Enriquez Harper, Dr. David Sebastián Baltasar y Dr. Ricardo Mota Palomino por sus comentarios y sugerencias enriquecedoras para este trabajo.*

*A mis amigos: Fabián, Jonathan, Águila, Alex, Mercedes, Ismael, Manuel, Marco, Enrique, Toño, Leticia, jahel, Francisco, Carla, yudiche por su apoyo y con quien compartí momentos agradables en el transcurso de mis estudios de maestría.*

*Al CONACYT por el apoyo económico recibido durante mis estudios de maestría.*

## RESUMEN

La filosofía y solución de la operación óptima de sistemas eléctricos de potencia ha sido analizada por diferentes investigadores a nivel internacional, así mismo se han desarrollado técnicas de optimización matemática, las cuales se han implementado utilizando métodos computacionales eficientes. La complejidad de la operación del sistema obliga a simplificar el problema dividiéndolo en diferentes etapas de tiempo, en donde cada subproblema estará interrelacionado con los otros. Sin embargo la solución del mismo requiere que el planteamiento se realice de manera específica de acuerdo a las condiciones, restricciones y particularidades de cada sistema.

En este trabajo se presentan tres metodologías determinísticas para resolver el problema de la planeación de la operación a mediano plazo de un sistema generador de energía, que tiene como parte fundamental las centrales del río Grijalva que conforman el complejo hidroeléctrico mas importante del país, ya que el Sistema Eléctrico Mexicano cuenta con un parque generador predominantemente termoeléctrico, por lo que se tiene la necesidad de buscar la mejor gestión posible de los recursos hídricos, con el fin de minimizar costos de esperados de operación a lo largo del periodo de planeación. Para ello primeramente se presenta el análisis del sistema puramente hidroeléctrico, presentando la formulación y un programa computacional para simular la operación de plantas hidroeléctricas en forma independiente utilizando cinco reglas de operación diferentes que son, “Potencia Constante”, “Cota Fija”, “Turbinamiento Fijo”, “Mínima Extracción” y “Máxima Extracción”. Este modelo puede ser usado para analizar la evolución de almacenamiento en embalses, además de establecer metas de generación en cada etapa del periodo analizado.

En particular para el análisis del sistema hidrotérmico se presentan dos metodologías, la primera mediante Programación Dinámica, en la que se presenta un programa computacional para la solución de este, considerando embalses en forma aislada y un grupo de unidades termoeléctricas en forma agregada, con el fin de hallar soluciones óptimas para el despacho hidrotérmico. La segunda metodología de optimización implementada es denominada Programación Lineal, la cual se realizó para la solución de n embalses en forma independiente o en configuración en cascada, así como la consideración de n plantas termoeléctricas, esto da lugar a que el sistema sea considerando en forma detallada, con esto se presenta la metodología basada en una herramienta computacional, formulada como un problema lineal asociado a cada etapa, en la cual se utiliza el método Simplex Primal para generar una solución óptima factible encontrando el mínimo costo de operación del parque hidrotérmico en cada una de las etapas del periodo de análisis.

Se presentan los resultados de las tres metodologías, analizando como embalse independiente la presa de Angostura, ya que es considerada como el embalse regulador de energía hidroeléctrica. Asimismo se presentan resultados de la cuenca del río Grijalva en configuración en cascada, utilizando la metodología de programación lineal mostrando las metas de generación obtenidas en cada etapa del horizonte de planeación.

## ABSTRACT

The approach, formulation and solution of the optimal operation of an electrical power system have been analyzed internationally by several researchers. They have also developed mathematical optimization methods which have been implemented through efficient computational techniques. The burden of operating a power system requires a simplification of the problem, decomposing the problem into several stages in time, establishing links among different subproblems. However, the solution of the complete problem requires a specific formulation according to the conditions, constraints and particular features of every system.

In this work, three different deterministic methodologies are presented to solve the midterm operational planning of a power generating system, which has as a main component the hydroelectric system on the Grijalva river; this is the most important hydro complex in Mexico; since the Mexican system is mostly a thermoelectric system it is very important to minimize the operational costs through the optimal management of the hydro resources. In order to get this result, first we develop the analysis of a hydroelectric system presenting the formulation and computer program to simulate hydroelectric power plants defining operating rules such as “constant power”, “defined final level”, “defined water volume for generation”, “minimal extraction”, and “maximal extraction”. This model can be used to analyze the dam level evolution, and to establish production goals in every stage of the time period being simulated.

For the hydrothermal coordination problem, two different methodologies are presented; the first one is based on dynamic programming, in which a computer program is presented to solve this problem, considering water dams independently and a set of aggregated thermoelectric generators in order to solve the hydrothermal coordination problem. The second formulation is based on linear programming, which is developed to simulate independent water dams or a cascaded system, and also a set of independent thermal generators; that is that a detailed modelling of the generator system can be simulated. Hence the primal simplex method can be applied to every single stage of the detailed formulation of the hydrothermal system.

The results obtained from the use of the three proposed methodologies are presented, considering as an independent dam the “Angostura” which is a multiannual storage dam. Also, the results obtained from the detailed hydro complex of the Grijalva river are presented. The detailed optimal generation plans as given by the computer program are given.

# ÍNDICE DE CONTENIDOS

**RESUMEN**

**ABSTRACT**

**ÍNDICE DE TABLAS**

**ÍNDICE DE FIGURAS**

**NOMENCLATURA**

## **CAPÍTULO 1                    INTRODUCCIÓN**

1.1	Generalidades	1
1.2	Planteamiento del Problema	1
1.3	Objetivo del Problema	3
1.4	Justificación	4
1.5	Revisión Bibliografía	5
	1.5.1 Técnicas Heurísticas y/o de Simulación	5
	1.5.2 Técnicas Basadas en Métodos de Optimización Matemática	5
	1.5.2.1 Agregación y Desagregación de Embalses	5
	1.5.2.2 Equivalente Determinístico	6
	1.5.2.3 Aproximaciones Sucesivas	6
	1.5.2.4 Descomposición de Programación Lineal	6
1.6	Trabajos Realizados en la SEPI	6
1.7	Estructura del Trabajo	7
1.8	Aportaciones	9

## **CAPÍTULO 2                    REPRESENTACIÓN DEL SISTEMA HIDROTÉRMICO**

2.1	Introducción	10
2.2	Dimensión Temporal	11
	2.2.1 Planificación de Largo Plazo	11
	2.2.2 Planificación de Mediano Plazo	11



2.2.3	Planificación de Corto Plazo	12
2.3	Determinación de las Estrategias de Operación	14
2.4	Dimensión Espacial	15
2.5	Criterios del Planeamiento Operativo	15
2.6	Modelado de los Elementos del Sistema	16
2.6.1	Sistema Hidráulico	17
2.6.1.1	Estructura y Operación de una central Hidroeléctrica	17
2.6.1.1.1	Central Hidroeléctrica	17
2.6.1.1.2	Estructura Física	17
2.6.1.1.3	Tipos de Plantas Hidráulicas	18
2.6.1.1.3.1	Plantas Filo de Agua	18
2.6.1.1.3.1.2	Plantas de Almacenamiento	18
2.6.1.1.3.3	Plantas en Cadena	19
2.6.1.1.4	Independencia de la Generación	20
2.6.1.1.5	Acoplamiento Temporal	20
2.6.1.1.6	Modelación del Sistema Hidroeléctrico	20
2.6.1.1.6.1	Modelos Hidrológicos	20
2.6.1.1.6.1.1	Modelo Determinístico	20
2.6.1.1.6.1.2	Modelo Estocástico	20
2.6.1.1.6.1.3	Modelo de Optimización	20
2.6.1.1.6.1.4	Modelo de Simulación	21
2.6.1.1.6.1.4.1	Modelos Agregados de Simulación	22
2.6.1.1.6.1.4.2	Modelos Detallados de Simulación	24
2.6.1.1.7	Comportamiento de la Reserva Hidráulica	26
2.6.1.1.8	Energía Hidroeléctrica	27
2.6.1.8.1	Determinación de Volúmenes Turbinados	29
2.6.1.1.9	Curvas Características de las Plantas Hidroeléctricas	30
2.6.1.1.10	Restricciones Operativas del Parque Hidroeléctrico	32
2.6.1.1.11	Costos de Operación en Unidades Hidroeléctricas de Embalses	34
2.6.2	Sistema Térmico	35
2.6.2.1	Estructura y Operación de centrales Termoeléctricas	35

2.6.2.1.1	Descripción del Proceso de las Centrales	
	Termoeléctricas	35
2.6.2.1.2	Secuencia de Transformaciones de Energía	35
2.6.2.1.3	Modelado de Unidades Térmicas	36
	2.6.2.1.3.1 Desacoplamiento Temporal	36
	2.6.2.1.3.1.2 Independencia de la Generación	36
	2.6.2.1.3.1.3 Eficiencia de las Centrales Térmicas	36
	2.6.2.1.3.1.4 Características de las Unidades Térmicas	37
	2.6.2.1.3.1.5 Costos Asociados a las Plantas	
	Termoeléctricas	39
	2.6.2.1.3.1.6 Restricciones de las Unidades	
	Termoeléctricas	43
2.6.3	Representación de los Aportes Hidráulicos	44
2.6.4	Representación de la Demanda	44
<b>CAPÍTULO 3</b>	<b>MODELO HIDRÁULICO PARA LA PLANEACIÓN DE LA OPERACIÓN A MEDIANO PLAZO MEDIANTE REGLAS DE OPERACIÓN</b>	
3.1	Introducción	53
3.2	Formulación del Criterio Determinista de la Operación de una Central	54
	3.2.1 Curvas Características	55
	3.2.2 Límites de Almacenamiento	56
	3.2.3 Límites en los Volúmenes de Salida	56
	3.2.4 Reglas de Operación	57
3.3	Análisis del Sistema de Prueba Utilizando Diferentes Reglas de Operación	58
	3.3.1 Análisis del Sistema de Prueba Utilizando la Regla de Operación de Potencia Constante	60
	3.3.2 Análisis del Sistema de Prueba Utilizando la Regla de Operación de Cota Fija	62
	3.3.3 Análisis del Sistema de Prueba Utilizando la Regla de Operación de Mínima Extracción	63

3.3.3	Análisis del Sistema de Prueba Utilizando la Regla de Operación de Máxima Extracción	64
3.3.4	Análisis del Sistema de Prueba Utilizando la Regla de Operación de Turbinamiento Fijo	65
3.4	Análisis de Resultados de la Metodología	67

#### **CAPÍTULO 4      MODELO HIDROTÉRMICO PARA LA PLANEACIÓN DE LA OPERACIÓN A MEDIANO PLAZO MEDIANTE PROGRAMACIÓN DINÁMICA**

4.1	Introducción	68
4.2	Formulación del Modelo de Optimización	69
4.3	Metodología de Optimización Usando Programación Dinámica	71
4.3.1	Programación Dinámica Aplicada a la Planeación de la Operación de Embalses	72
4.4	Optimización de los Sistemas de Prueba Utilizando Programación Dinámica	75
4.4.1	Sistema de Prueba 4.A	75
4.4.2	Sistema de Prueba 4.B	80

#### **CAPÍTULO 5      MODELO HIDROTÉRMICO PARA LA PLANEACIÓN DE LA OPERACIÓN A MEDIANO PLAZO MEDIANTE PROGRAMACIÓN LINEAL**

5.1	Introducción	89
5.2	Formulación del Despacho Hidrotérmico a través de Programación Lineal	90
5.2.1	Costos de Producción	92
5.2.2	Costos Térmicos	92
5.2.3	Costos de Racionamiento	93
5.2.4	Costos Terminales o de Continuación	93
5.2.5	Penalizaciones	95
5.2.6	Restricciones	95
5.3	Optimización de los Sistemas de Prueba Utilizando Programación Lineal	96

5.3.1	Sistema de Prueba 5.A (Valoración de Resultados)	97
5.3.2	Sistema de Prueba 5.B (Valoración de Resultados)	99
5.3.3	Sistema de Prueba 5.C (Sistema Real)	101
5.4	Análisis de Resultados	117

**CAPÍTULO 6            CONCLUSIONES,            APORTACIONES            Y**  
**RECOMENDACIONES**

6.1	Conclusiones	118
6.2	Aportaciones	120
6.3	Recomendaciones	121

**BIBLIOGRAFIA CONSULTADA            122**

**APÉNDICE A            MODELADO    DEL    COMPLEJO    HIDROELÉCTRICO**  
**GRIJALVA**

A.1	Características del Sistema Grijalva	1-A
A.2	Modelados Matemáticos de los Embalses	5-A
A.3	Modelado del Sistema de Múltiples Embalses del Complejo Hidroeléctrico Grijalva	9-A
A.4	Datos Característicos e Históricos de Aportaciones de c/u de los Embalses	11-A

**APÉNDICE B            DESCRIPCIÓN DE LOS ELEMENTOS DEL SISTEMA**  
**EMPLEADOS EN LA TESIS**

B.1	Modelo Equivalente Determinístico	1-B
B.2	Descripción del Soporte Termoeléctrico	1-B
B.3	Descripción del Soporte Hidroeléctrico	2-B
B.4	Representación de los Aportes Hidráulicos	2-B
B.5	Representación de la Demanda	3-B
B.6	Horizonte de Estudio	3-B

**APÉNDICE C      PROGRAMACIÓN LINEAL**

C.1	Introducción	1-C
C.2	Modelo de Programación Lineal	1-C
C.3	Suposiciones del Modelo de Programación Lineal	2-C
C.4	Limitaciones del Modelo de Programación Lineal	3-C
C.5	Conceptos Generales del Método Simplex	3-C
C.6	Forma Estándar del Modelo de PL	4-C
C.7	Método Simplex Formulación General	6-C
C.8	Solución de Problemas de Programación Lineal	7-C
C.9	Caracterización de las Bases Óptimas	8-C
C.10	Método primal Simplex	9-C

**APÉNDICE D      PROGRAMACIÓN DINÁMICA**

D.1	Introducción	1-D
D.2	Programación Dinámica Caso Determinístico	4-D

**APÉNDICE E      CONSIDERACIONES PARA LA IMPLEMENTACIÓN DEL  
SIMULADOR      HIDROTÉRMICO      MEDIANTE  
PROGRAMACIÓN LINEAL (SHPL)**

E.1	Programa principal	1-E
E.1.1	1er Modulo. Subrutina Modelohidrotermico	1-E
E.1.2	2do Modulo. Llamado del Archivo con Terminación SPC	5-E
E.1.3	3er Modulo. Llamado de la Subrutina Minos	5-E
E.1.4	4to Modulo. Llamado de la Subrutina MATRI	5-E
E.1.5	5to Modulo. Interpolación y Cálculo de Turbinamiento	5-E
E.1.6	6to Modulo. Impresión de Resultados	6-E
E.1.7	7to Modulo. Graficado de las Variables	7-E
E.2	Archivos de datos	10-E
E.3	Código fuente	13-E

**APÉNDICE F      CONSIDERACIONES PARA LA IMPLEMENTACIÓN DEL  
SIMULADOR      HIDROTÉRMICO      MEDIANTE  
PROGRAMACIÓN DINÁMICA (PD)**

F.1	1er Modulo. Lectura de Datos	1-F
F.2	2do Modulo. Desarrollo	3-F
F.3	3er Modulo. Impresión de Resultados	6-F
F.4	4to Modulo. Graficación de Resultados	6-F
F.5	Archivos de Datos	9-F
F.6	Código Fuente	12-F

**APÉNDICE G      CONSIDERACIONES PARA LA IMPLEMENTACIÓN DEL  
SIMULADOR HIDROELÉCTRICO MEDIANTE REGLAS DE  
OPERACIÓN (SHRO)**

G.1	1er Modulo. Lectura de Archivo de Datos y Desarrollo	1-G
G.2	2do Modulo. Lectura de la Regla de Operación a Emplear	2-G
G.3	3er Modulo. Impresión de Resultados	4-G
G.4	4to Modulo. Graficas de los Parámetros de Solución	4-G
G.5	Archivo de Datos	10-G
G.6	Código Fuente	14-G

**APÉNDICE H      TABLAS DE RESULTADOS OBTENIDAS MEDIANTE LOS  
SIMULADORES DE PLANEACIÓN DE LA OPERACIÓN A  
MEDIANO PLAZO DE LOS CAPITULOS 3,4 Y 5**

H.1	Tablas de Resultados del Capitulo 3	1-H
	H.1.1    Tablas del Análisis del Sistema de Prueba Utilizando la Regla de Operación de Potencia Constante	1-H
	H.1.2    Tablas del Análisis del Sistema de Prueba Utilizando la Regla de Operación de Cota Fija	3-H
	H.1.3    Tablas del Análisis del Sistema de Prueba Utilizando la Regla de	

Operación de Mínima Extracción	4-H
H.1.4 Tablas del Análisis del Sistema de Prueba Utilizando la Regla de Operación de Máxima Extracción	4-H
H.1.5 Tablas del Análisis del Sistema de Prueba Utilizando la Regla de Operación de Turbinamiento Fijo	5-H
H.2 Tablas de Resultados del Capítulo 4	6-H
H.2.1 Tablas de Resultados del Análisis 4.A.1	6-H
H.2.2 Tablas de Resultados del Análisis 4.B.1	14-H
H.2.3 Tablas de Resultados del Análisis 4.B.2	14-H
H.2.4 Tablas de Resultados del Análisis 4.B.3	15-H
H.2.5 Tablas de Resultados del Análisis 4.B.4	16-H
H.3 Tablas de Resultados del Capítulo 5	17-H
H.3.1 Tablas de Resultados Sistema de Prueba 5.C.1	17-H
H.3.2 Tablas de Resultados Sistema de Prueba 5.C.2	22-H
H.3.3 Tablas de Resultados Sistema de Prueba 5.C.3	28-H
H.3.4 Tablas de Resultados Sistema de Prueba 5.C.4	29-H
H.3.5 Tablas de Resultados Sistema de Prueba 5.C.5	31-H
H.3.6 Tablas de Resultados Sistema de Prueba 5.C.6	32-H

# ÍNDICE DE TABLAS

## CAPÍTULO 3

3.1 Datos de la Central de Angostura (3.A.1)	59
3.2 Potencias Constantes Utilizadas para el Análisis (3.3.1)	60
3.3 Volúmenes Finales para el Análisis (3.3.2)	62
3.4 Porcentaje de la Potencia Máxima de Generación	63
3.5 Turbinamientos para la Regla de Operación de Turbinamiento Fijo	65

## CAPÍTULO 4

4.1 Demandas (4.A.1)	75
4.2 Aportaciones (4.A.1)	75
4.3 Costos de Remuneración (4.A.1)	76
4.4 Datos de las Plantas Termoeléctricas (4.B.1)	80
4.5 Datos de las Planta Hidroeléctrica de Angostura (4.B.1)	80
4.6 Datos de las Demandas y Periodos de Simulación (4.B.1)	80
4.7 Datos de las Plantas Termoeléctrica (4.B.3)	84
4.8 Datos de las Planta Hidroeléctrica de Angostura (4.B.3)	84
4.9 Datos de las Demandas y Periodos de Simulación (4.B.3)	84
4.10 Datos de las Plantas Termoeléctricas (4.B.4)	86
4.11 Datos de la Planta hidroeléctrica de Angostura (4.B.4)	86
4.12 Datos de las Demandas y Periodos de Simulación (4.B.4)	86

## CAPÍTULO 5

5.1 Datos de Plantas Termoeléctricas (5.A)	97
5.2 Datos de Plantas Hidroeléctricas (5.A)	97
5.3 Resultados de la Optimización (5.A)	98
5.4 Datos de las Plantas Termoeléctricas (5.B)	99
5.5 Datos de las Plantas Hidroeléctricas (5.B)	99



5.6 Demanda y Duración del Periodo (5.B)	99
5.7 Resultado de la Optimización (5.B)	100
5.8 Datos de Plantas Termoeléctricas (5.C.1)	101
5.9 Datos de Plantas Hidroeléctricas (5.C.1)	101
5.10 Datos de la Demanda y Duración del Periodo de Estudio (5.C.1)	101
5.11 Demandas Semanales de los 52 Periodos de Análisis (5.C.2)	106
5.12 Datos de las Centrales Termoeléctricas (5.C.3)	110
5.13 Datos de las Central de Angostura (5.C.3)	110
5.14 Datos de la Demanda y Periodo de Análisis (5.C.3)	110

## APÉNDICE A

A.1 Capacidad Instalada del Complejo Hidroeléctrico Grijalva	4-A
A.2 Polinomios Característicos Nivel VS Volumen (Angostura)	5-A
A.3 Polinomios Característicos Nivel VS Consumo Específico (Angostura)	5-A
A.4 Polinomios Característicos Nivel VS Potencia (Angostura)	6-A
A.5 Polinomios Característicos Nivel VS Volumen (Chicoasen)	6-A
A.6 Polinomios Característicos Nivel VS Consumo Específico (Chicoasen)	6-A
A.7 Polinomios Característicos Nivel VS Potencia (Chicoasen)	7-A
A.8 Polinomios Característicos Nivel VS Volumen (Malpaso)	7-A
A.9 Polinomios Característicos Nivel VS Consumo Específico (Malpaso)	7-A
A.10 Polinomios Característicos Nivel VS Potencia (Malpaso)	7-A
A.11 Polinomios Característicos Nivel VS Volumen (Peñitas)	8-A
A.12 Polinomios Característicos Nivel VS Consumo Específico (Peñitas)	8-A
A.13 Polinomios Característicos Nivel VS Potencia (Peñitas)	8-A
A.14 Aportaciones 1952-1997 Planta Angostura	11-A
A.15 Datos Característicos Planta Angostura (1)	12-A
A.16 Datos Característicos Planta Angostura (2)	12-A
A.17 Datos Característicos Planta Angostura (3)	12-A
A.18 Aportaciones 1952-1997 Planta Chicoasen	14-A
A.19 Datos Característicos Planta Chicoasen (1)	15-A
A.20 Datos Característicos Planta Chicoasen (2)	15-A

A.21	Datos Característicos Planta Chicoasen (3)	15-A
A.22	Aportaciones 1952-1997 Planta Malpaso	17-A
A.23	Datos Característicos Planta Malpaso (1)	18-A
A.24	Datos Característicos Planta Malpaso (2)	19-A
A.25	Datos Característicos Planta Malpaso (3)	19-A
A.26	Aportaciones 1952-1997 Planta Peñitas	20-A
A.27	Datos Característicos Planta Peñitas (1)	21-A
A.28	Datos Característicos Planta Peñitas (2)	21-A
A.29	Datos Característicos Planta Peñitas (3)	21-A

## APÉNDICE E

E.1	Modelado Hidrotérmico PL	4-E
E.2	Datos de las Plantas del Sistema Hidrotérmico	9-E
E.3	Archivo de Datos Característicos Angostura (Dhangost.dat)	10-E
E.4	Datos Históricos de Aportaciones Angostura (Angostur.dat)	11-E

## APÉNDICE F

F.1	Archivo de Datos de la Simulación (grij1.dat)	9-F
F.2	Archivo de Datos de Aportaciones Hidrológicas (angostur.dat)	10-F
F.3	Archivo de Datos Característicos (dhangost.dat)	10-F

## APÉNDICE G

Tabla. G.1	Archivo de Datos de la Planta de Angostura (Angdat.m)	11-G
------------	---	------

## APÉNDICE H

H.3.1	Resultados de la Operación del Embalse de Angostura para una Potencia de 169MW Constantes	2-H
H.3.2	Resultados de la Operación del Embalse de Angostura para una Potencia de 515 MW Constantes	2-H
H.3.3	Resultados de la Operación del Embalse de Angostura para una de Cota Fija de 16719.036Mm <sup>3</sup>	3-H

H.3.4	Resultados de la Operación Embalse de Angostura para una Cota Fija de 2389.795Mm <sup>3</sup>	3-H
H.3.5	Resultados de la Operación de la Central de Angostura Aplicando una Mínima Extracción	4-H
H.3.6	Resultados de la Operación del Embalse de Angostura Aplicando una Máxima Extracción	4-H
H.3.7	Resultados de la Operación del Embalse de Angostura Aplicando un Turbinamiento Fijo de 472 Mm <sup>3</sup>	5-H
H.3.8	Resultados de la Operación del Embalse de Angostura Aplicando un Turbinamiento Fijo de 1667 Mm <sup>3</sup>	5-H
H.4.1	Resultados de la Cuarta Etapa Estado 0 (4.A.1)	6-H
H.4.2	Resultados de la Cuarta Etapa Estado 1 (4.A.1)	6-H
H.4.3	Resultados de la Cuarta Etapa Estado 2 (4.A.1)	6-H
H.4.4	Resultados de la Cuarta Etapa Estado 3 (4.A.1)	7-H
H.4.5	Resultados de la Cuarta Etapa Estado 4 (4.A.1)	7-H
H.4.6	Resultados de la Cuarta Etapa Estado 5 (4.A.1)	7-H
H.4.7	Costos de Remuneración Actualizados Para la Etapa 4 (4.A.1)	7-H
H.4.8	Resultados de la Tercera Etapa Estado 0 (4.A.1)	80-H
H.4.9	Resultados de la Tercera Etapa Estado 1 (4.A.1)	80-H
H.4.10	Resultados de la Tercera Etapa Estado 2 (4.A.1)	80-H
H.4.11	Resultados de la Tercera Etapa Estado 3 (4.A.1)	81-H
H.4.12	Resultados de la Tercera Etapa Estado 4 (4.A.1)	81-H
H.4.13	Costos de Remuneración Actualizados para la Etapa 3 (4.A.1)	81-H
H.4.14	Resultados de la Segunda Etapa Estado 0 (4.A.1)	81-H
H.4.15	Resultados de la segunda Etapa Estado 1 (4.A.1)	81-H
H.4.16	Resultados de la segunda Etapa Estado 2 (4.A.1)	82-H
H.4.17	Resultados de la segunda Etapa Estado 3 (4.A.1)	82-H
H.4.18	Resultados de la segunda Etapa Estado 4 (4.A.1)	82-H
H.4.19	Resultados de la segunda Etapa Estado 5 (4.A.1)	82-H
H.4.20	Costos de Remuneración Actualizados para la Etapa 2 (4.A.1)	82-H

H.4.21	Resultados de la primera Etapa Estado 0 (4.A.1)	82-H
H.4.22	Resultados de la primera Etapa Estado 1 (4.A.1)	83-H
H.4.23	Resultados de la primera Etapa Estado 2 (4.A.1)	83-H
H.4.24	Resultados de la primera Etapa Estado 3 (4.A.1)	83-H
H.4.25	Resultados de la primera Etapa Estado 4 (4.A.1)	83-H
H.4.26	Resultados de la primera Etapa Estado 5 (4.A.1)	83-H
H.4.27	Costos de Remuneración Actualizados para la Etapa 1 (4.A.1)	84-H
H.4.28	Resultados Para el Estado Inicial (4.A.1)	84-H
H.4.29	Resultados de la Optimización (4.A.1)	86-H
H.4.30	Resultados Arrojadados por el Programa P.D. Para una Discretización de 12 Etapas (4.B.1)	6-H
H.4.31	Resultados Arrojadados por el Programa P.D. Para una Discretización de 12 Etapas sin Considerar Costo Terminal (4.B.1)	88-H
H.4.32	Resultados Arrojadados por el Programa P.D. Para una Discretización de 52 Etapas (4.B.2)	90-H
H.4.33	Resultados Arrojadados por el Programa de P.D. Para una Discretización de 52 Etapas (4.B.3)	93-H
H.5.1	Metas de Generación Obtenidas para la planta Angostura (5.C.1)	108-H
H.5.2	Metas de Generación Obtenidas para la planta Chicoasen (5.C.1)	109-H
H.5.3	Metas de Generación Obtenidas para la planta Malpaso (5.C.1)	110-H
H.5.4	Metas de Generación Obtenidas para la planta Peñitas (5.C.1)	111-H
H.5.5	Metas de Generación Obtenidas Para la Planta Angostura (5.C.2)	117-H
H.5.6	Metas de Generación Obtenidas Para la Planta Chicoasen (5.C.2)	109-H
H.5.7	Metas de Generación Obtenidas Para la Planta Malpaso (5.C.2)	110-H
H.5.8	Metas de Generación Obtenidas Para la Planta Peñitas (5.C.2)	111-H
H.5.9	Resultados de la Planta de Racionamiento Ante una Demanda Variable (5.C.2)	12-H
H.5.10	Resultados de la Planta Termoeléctrica Ante una Demanda Variable (5.C.2)	113-H
H.5.11	Metas de Generación de la planta Angostura Manteniendo los Embalses a un Nivel Máximo	118-H
H.5.12	Metas de Generación Obtenidas Para la Planta de Angostura (5.C.4)	120-H

H.5.13 Resultados de la Planta de Racionamiento (5.C.4)	121-H
H.5.14 Metas de Generación Obtenidas Para la Planta de Angostura Considerando Costo Terminal (5.C.5)	120-H
H.5.15 Resultados de la Planta Termoeléctrica	
H.5.16 Metas de Generación Obtenidas Para la Planta de Angostura sin Considerar Costo Terminal (5.C.5)	120-H
H.5.17 Metas de Generación Obtenidas Para la Planta de Angostura sin Considerar Costo Terminal (5.C.6)	120-H

# ÍNDICE DE FIGURAS

## CAPÍTULO 1

1.1 Representación Esquemática de un Sistema Hidrotérmico	1
1.2 Representación de la Capacidad Efectiva Instalada en el SEN	4

## CAPÍTULO 2

2.1 Representación Esquemática de los Niveles de Planificación	13
2.2 Dilema del Operador de Sistemas Hidrotérmicos	14
2.3 Perfil de una Planta Hidroeléctrica	17
2.4 Planta Tipo Filo de Agua	18
2.5 Planta con Embalse	18
2.6 Plantas en Cadena	19
2.7 Elementos Básicos de un Modelo de Simulación	21
2.8 Representación de las Variables en Embalses en Operación	27
2.9 Curva Característica de la Tasa Incremental del Agua en las Centrales	30
2.10 Curva Característica de Entrada Salida de una Planta hidroeléctrica	31
2.11 Curva de Tasa Incremental del Agua para una Planta Hidroeléctrica	31
2.12 Familia de Curvas Características Entrada –Salida Para una Planta Hidroeléctrica con Altura Variable	31
2.13 Curva Característica Potencia-Nivel de una Planta Hidroeléctrica	33
2.14 Curva Característica de Turbinamiento-Nivel de una Planta Hidroeléctrica.	33
2.15 Costo Inmediato y Futuro de Operación Contra Agua Almacenada	34
2.16 Esquema de una Unidad Generadora Termoeléctrica	35
2.17 Curva Característica Entrada –Salida de una Planta Termoeléctrica	36
2.18 Curva Característica de Costos Incrementales de una Planta Termoeléctrica	38
2.19 Curva característica de Eficiencia de una Planta Termoeléctrica	38
2.20 Comportamiento de los Costos de Arranque de una Planta Termoeléctrica	39
2.21 Aproximación Lineal de los Costos de Producción por medio de un segmento	41

2.22 Aproximación Lineal de los Costos de Producción por Medio de Varios Segmentos	42
2.23 Consumo Total de Calor	42
2.24 Consumo Unitario de Calor	42
2.25 Variación Anual de la Demanda	45
2.26 Variación Mensual o Semanal de la Demanda	45
2.27 Variación Diaria de la Demanda	45
2.28 Variación Horaria	45
2.29 Curva de la Demanda Diaria de un Sistema Eléctrico	46
2.30 División de la Demanda en Zonas Típicas de Operación	46
2.31 Curva de Duración Anual de Demandas Clasificadas	47
2.32 Curva Integrada de Carga	48
2.33 Curva de Proyección de Demanda Máxima Anual	48

### **CAPÍTULO 3**

3.1 Característica Nivel-Volumen	55
3.2 Característica Nivel Consumo Específico	55
3.3 Comportamiento del Embalse de Angostura Aplicando la Regla de Operación de Potencia Constante	61
3.4 Comportamiento del Embalse de Angostura Aplicando la Regla de Operación de Cota Fija	62
3.5 Comportamiento del Embalse de Angostura Aplicando la Regla de Operación de Mínima Extracción	64
3.6 Comportamiento del Embalse de Angostura Aplicando la Regla de Operación de Máxima Extracción	65
3.7 Comportamiento del Embalse de Angostura Aplicando la Regla de Operación de Turbinamiento Fijo	66

## CAPÍTULO 4

4.1 Demanda de los Periodos (4.A.1)	75
4.2 Aportaciones Hidrológicas (4.A.1)	75
4.3 Costos de Remuneración de la Última Etapa (4.A.1)	76
4.4 Análisis de las Trayectorias Analizadas (4.A.1)	77
4.5 Secuencia Óptima de la Regla de Decisión (4.A.1)	77
4.6 Comportamiento de la Operación del Sistema Hidrotérmico (4.A.1)	79
4.7 Comportamiento de la Operación del Sistema Hidrotérmico para una Discretización de 12 Etapas (4.B.1)	81
4.8 Comportamiento de la Operación del Sistema Hidrotérmico sin Considerar Costo Terminal para una Discretización de 12 Etapas (4.B.2)	83
4.9 Comportamiento de la operación del Sistema Hidrotermico Discretización 52 etapas (4.B.3)	85
4.10 Comportamiento de la Operación del Sistema Hidrotérmico Discretización 52 etapas (4.B.4)	87

## CAPÍTULO 5

5.1 Curva Linealizada de Costos Térmicos	93
5.2 Curva de Costos de Terminación	94
5.3 Configuración del Sistema Hidrotérmico (5.A)	97
5.4 Representación de la Demanda (5.A)	97
5.5 Configuración del Sistema Hidrotérmico (5.B)	99
5.6 Representación de la Demanda (5.B)	99
5.7 Comportamiento de las Plantas Termoeléctricas del Sistema (5.C.1)	102
5.8 Comportamiento de la Hidroeléctrica de Angostura (5.C.1)	103
5.9 Comportamiento de la Hidroeléctrica de Chicoasen (5.C.1)	103
5.10 Comportamiento de la Hidroeléctrica de Malpaso (5.C.1)	103
5.11 Comportamiento de la Hidroeléctrica de Peñitas (5.C.1)	104
5.12 Comportamiento de la Demanda en Periodos Semanales (5.C.1)	106
5.13 Comportamiento de las Plantas Termoeléctricas del Sistema (5.C.1)	106



5.14	Comportamiento de la Hidroeléctrica de Angostura (5.C.2)	107
5.15	Comportamiento de la Hidroeléctrica de Chicoasen (5.C.2)	107
5.16	Comportamiento de la Hidroeléctrica de Malpaso (5.C.2)	108
5.17	Comportamiento de la Hidroeléctrica de Peñitas (5.C.2)	108
5.18	Configuración del Sistema Hidrotérmico (5.C.3)	110
5.19	Comportamiento de la Hidroeléctrica de Angostura en Forma Independiente (5.C.3)	111
5.20	Comportamiento de la Hidroeléctrica de Angostura (5.C.4)	112
5.21	Comportamiento de las Plantas Termoeléctricas (5.C.4)	113
5.22	Comportamiento de la hidroeléctrica de Angostura (5.C.5)	115
5.22	Comportamiento de la hidroeléctrica de Angostura (5.C.6)	116

## APÉNDICE A

A.1	Ubicación Geográfica de la Cuenca del Río Grijalva	1-A
A.2	Central de Angostura	2-A
A.3	Central de Chicoasen	2-A
A.4	Central de Malpaso	3-A
A.5	Central de Peñitas	3-A
A.6	Estructura del Sistema Hidroeléctrico del Complejo Hidroeléctrico Grijalva	9-A
A.7	Configuración de la Red Área Oriental (Complejo Grijalva)	10-A
A.8	Curvas Características de la Central de Angostura	13-A
A.9	Curvas Características de la Central Chicoasen	16-A
A.10	Curvas Características de la Central Malpaso	19-A
A.11	Curvas Características de la Central Peñitas	22-A

## APÉNDICE B

B.1	Representación de la Demanda Máxima de Energía	3-B
B.2	Curva Horaria de Carga	3-B
B.3	Curva de Duración de Carga	3-B

### **APÉNDICE C**

C.1	Politopo e Poliedro	5-C
-----	---------------------	-----

### **APÉNDICE D**

D.1	Proceso Determinístico	2-D
-----	------------------------	-----

### **APÉNDICE E**

E.1	Esquema Funcional del Modelo	1-E
E.2	Modelado en el Archivo MPS	4-E
E.3	Diagrama de Bloques del Archivo Principal	8-E
E.4	Diagrama de Bloques de la subrutina Hidrotérmico	9-E

### **APÉNDICE F**

F.1	Estructura del Programa Computacional	1-F
F.1	Diagrama de Flujo de Programación Dinámica Hacia Atrás	7-F
F.2	Diagrama de Flujo de Programación Dinámica Hacia Adelante	8-F

### **APÉNDICE G**

G.1	Diagrama de Flujo del Programa Principal de las Reglas de Operación	5-G
G.2	Diagrama de Flujo de la Regla de Potencia Constante	6-G
G.3	Diagrama de Flujo de la Regla de Turbinamiento Fijo	7-G
G.4	Diagrama de Flujo de la Regla de Cota Fija	8-G
G.5	Diagrama de Flujo de la Regla de Mínima Extracción	9-G
G.6	Diagrama de Flujo de la Regla de Máxima Extracción	10-G

# NOMENCLATURA

A	Área
$A_t(i)$	Aportaciones Hidrológicas de la Etapa $t$ del Embalse $i$
$a, b, c$	Constantes de la Función Cuadrática de Costos de Producción de Potencia
$bc$	Constante de Tiempo de Enfriamiento de la Caldera
Ca	Costo Constante de Arranque de la Turbina
C	Costos de Combustibles
CE	Consumo Específico
Cs	Costos de Arranque de la Unidad Termoeléctrica
Cbc	Costo Variable de Arranque en Frío de la Caldera
$C_E$	Costo Constante en Combustible
$C_{PM}$	Costo de Puesta en Marcha o Costo de Arranque
$CT(P)$	Costo Total de Calor
CVC	Costos Variables Combustible
CVNC	Costos Variables No Combustibles
CV	Costos Variables
CF	Costos Fijos
CFO	Costo Futuro de Operación
CI	Costo Incremental de Combustible
CIO	Costos Inmediatos de Operación
$CV_A$	Costos en Vacío de la Unidad
$C_i(Q_i)$	Costos de Operación Asociados a la Decisión $U_i$ en la Etapa $t$
CM	Costo Medio
CS	Suma de Costos de Penalización por Vertimiento
Cter	Costo Terminal que Depende del Nivel del Embalse de la Etapa Final del Análisis
D	Demanda
EA	Energía Almacenada
EC	Energía Controlable

$E_t(i)$	Volumen Perdido por Escurrimiento por el Embalse de Análisis
$E_t(m)$	Volumen Perdido por Evaporaciones en la Etapa t al Embalse i
E	Energía
$E_B$	Energía Base
Ed	Energía Diaria
EH	Energía Hidroeléctrica en el Periodo
FC	Factor de Conversión o Factor de Productividad
FDIV	Factor de Diversidad
FCA	Factor de Carga
$F_i$	Conjunto de Plantas Filo de Agua Situadas Entre Embalses i y el Próximo Embalse Aguas Abajo
F	Fuerza
F.O	Función Objetivo
$f_t(V_t, Q_t, A_t)$	Ecuación de Continuidad del Sistema Hidroeléctrico
$G_{T+1}(V_{t+1})$	Conjunto de Restricciones de Estado en la Etapa t+1
GT	Generación Térmica
GR	Generación Termoeléctrica de Racionamiento
g	Aceleración de la Gravedad (9.81)
h	Altura de Caída Neta del Embalse (diferencia entre nivel de espejo de agua y nivel de desfogue)
hEQ	Altura de la Caída del Embalse Equivalente
$H_t(Q_t)$	Conjunto de Restricciones Sobre la Variable de Decisión
H	Entrada de Calor en Unidades de Calor MBtu/h
I	Conjunto de plantas Hidroeléctricas i
$I_t(Q_t)$	Conjunto de Restricciones del Sistema
i	Índice de la Planta Hidroeléctrica que se Esta Analizando
ic	Numero de Curvas de Demanda de Análisis
J	Conjunto de Embalses Localizados Aguas Abajo del embalse i (incluyéndolo)
j	Índice de la Planta Hidroeléctrica que se Esta Aguas Abajo
K	Conjunto de Plantas Termoeléctricas

M	Conjunto de Plantas m Localizadas inmediatamente Arriba de la Planta i
NAMO	Nivel de Aguas Máximas
NAMINO	Nivel de Aguas Mínimas
Nd	Numero de Días que se Considera el Periodo de Discretización
Ng	Número de Unidades Generadoras
NS	Número de Segmentos
PCI	Poder Calorífico Inferior
P	Potencia de Salida Generada
$P_{med}$	Potencia Media
$P_{min}$	Potencia Mínima
$P_{max}$	Potencia Máxima
$P_{pico}$	Potencia Pico
$ps$	Presión
PH	Potencia Teórica del Agua
PGH	Potencia Generada Hidroeléctrica
Pg	Potencia Generada de Cada Unidad de la Planta
PR	Potencia de Racionamiento
$Q_{i,t}$	(Caudal) Volumen Correspondiente a la Masa de Agua Turbinada en la Planta i Durante el Intervalo de Tiempo t
R	Conjunto de Embalses
$R^{min}(i)$ y $R^{max}(i)$	Limites Mínimos y Máximos de Aguas de Salida de la Central
RA	Número de Plantas de Racionamiento
S	Vertimientos del Embase de Análisis
$S_i(i)$	Volumen Perdido por Escurrimiento en la Etapa t por El Embalse i de Análisis
$S_i(m)$	Volumen Perdido por Escurrimientos en la Etapa t por el Embalse m (aguas arriba)
T	Periodo de Tiempo o Etapas de análisis
t	Subperiodo de Tiempo o Etapa de Análisis
$U_i(m)$	Volumen de Salida (turbinado) en la Etapa t Pero en el Embalse Aguas Arriba
$U^{min}(i)$ y $U^{max}(i)$	Limite Mínimo y Máximo del Turbinamiento del Embalse de Análisis

- $U_t(i)$  Volumen Turbinado en el Periodo  $t$  para la Central de Análisis
- $V$  Volumen Almacenado
- VNAMO Volumen de Nivel de Aguas Máximas
- VNAMINO Volumen de Nivel de Aguas Mínimas
- Vel Velocidad
- $V_{t+1}(i)$  Volumen al Final de la etapa  $t$  del Embalse  $i$  o Inicio de la Siguiete Etapa
- $V_t(i)$  Volumen al Inicio de la Etapa  $t$  del Embalse  $i$
- $V^{\min}(i)$  Volumen Mínimo de Almacenamiento en el Embalse
- $V^{\max}(i)$  Volumen Máximo de Almacenamiento en el Embalse
- $W_t(m)$  Afluencias de Entrada de la Etapa  $t$  del Embalse Aguas Arriba
- $\tau$  Tiempo en el Cual la Caldera ha Estado Enfriándose o a Sido Desconectada.
- $\Delta CT$  Incremento de Costo Total
- $\Delta P$  Incremento de la Potencia
- $\Delta V$  Variación del Volumen Almacenado
- $\Delta E$  Variación de la Energía Almacenada.
- $\eta_{CH}$  Eficiencia de la Conducción Hidráulica.
- $\eta_{TV}$  Eficiencia de la Turbina.
- $\eta_{GE}$  Eficiencia del Generador.
- $\eta_{tg_i}$  Eficiencia del Conjunto Turbina –Generador de la planta  $i$ .
- $10^3$  Factor Para que el Resultado se de en Millones de Metros Cúbicos
- $\rho$  Densidad del agua ( $10^{-3}$ )
- $\alpha$  Costo de Penalización

# CAPÍTULO 1

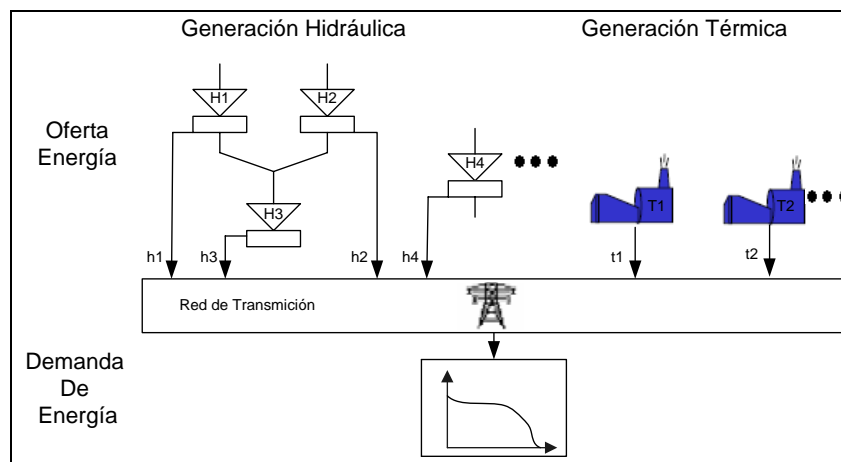
## 1 INTRODUCCIÓN

### 1.1 GENERALIDADES

La necesidad de energía eléctrica eficiente, confiable y de bajo costo a hecho que en el mundo se este incrementando la capacidad de las unidades generadoras, la interconexión de sistemas eléctricos de potencia, la búsqueda de nuevas tecnologías para generar, la incorporación de nuevos dispositivos y tecnologías que permiten una mejor operación, así como el desarrollo de nuevos modelos y herramientas computacionales que garanticen el suministro energético al mejor costo económico de producción preservando la seguridad y calidad de la energía.

### 1.2 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

El constante crecimiento de la demanda de la energía eléctrica ha exigido la expansión compleja de los SEP, a través de instalación de nuevas fuentes generadoras e interconexión de los sistemas. Estas interconexiones permiten lograr altos niveles de confiabilidad, garantizando a la vez calidad y continuidad del servicio. Sin embargo, la creciente complejidad de los sistemas ha tornado el problema de la operación en una tarea difícil de ejecutar, estimulando el desarrollo de nuevos algoritmos matemáticos y herramientas computacionales que apoyen la toma de decisiones. Un sistema de generación de energía eléctrica hidrotérmico, está compuesto de dos formas de producción de energía hidráulica y generación térmica (vapor de carbón, gas, diesel, nuclear, etc.) enlazadas a los centros de consumo a través de líneas de transmisión; tal como se muestra en la Figura 1.1. El sistema hidráulico generalmente se compone de múltiples embalses y plantas hidráulicas dispuestas en una o varias cuencas hidrográficas. Las centrales termoeléctricas a vapor utilizan el calor procedente de la combustión de carbón o petróleo para generar energía eléctrica.



**Figura 1.1 Representación Esquemática de un Sistema Eléctrico Hidrotérmico**

Generalmente los sistemas hidrotérmicos son de gran tamaño, lo que sumado a las características inherentes de los sistemas hidráulicos (acoplamiento hidráulico y acoplamiento eléctrico), y principalmente a las diferencias que existen entre un sistema y otro, complican el desarrollo de modelos generalizados. Por lo tanto, el establecimiento de una representación adecuada de cada sistema dependerá de las características propias de cada uno. La disponibilidad de cantidades limitadas de energía hidráulica, en forma de agua almacenada en los embalses del sistema, hace de la operación óptima de sistemas hidrotérmicos un problema muy complejo, ya que los embalses crean una vinculación entre decisiones de operación adoptadas en una etapa dada (presente) y las consecuencias futuras de estas decisiones. Esto torna el problema en uno *dinámico* [33]. En otras palabras, si se utiliza en el presente toda la energía hidráulica disponible por acumulación de agua en los embalses y en el futuro resultan bajos aportes hidrológicos, es necesario utilizar generación térmica con alto costo de operación o eventualmente recurrir al racionamiento del suministro de energía (falla en el abastecimiento de la demanda). Por otro lado, si se mantienen los embalses del sistema en altos valores de cotas, utilizando generación térmica cara para satisfacer la demanda y si en el futuro se suceden altas afluencias, se tendría que verter el recurso hidráulico, lo cual, significa un gasto de energía y consecuentemente alto costo de operación. Existe por lo tanto, una operación que consiste en generar una parte del agua disponible y almacenar el resto para sustituir generación térmica cara y/o falla en el futuro.

De lo anterior se desprende que, aún cuando la generación en una central de embalse no signifique un gasto monetario directo, el agua si tiene un valor económico. El valor del agua utilizada en un instante cualquiera corresponde al costo actualizado de operación y falla que ella sustituye en ese momento [21]; este valor actualizado es llamado también “*valor estratégico*”. Por lo tanto, la función objetivo es *no-separable*, ya que el valor de la energía generada por una planta hidráulica no puede ser medido directamente como una función del estado de la planta sola, sino en términos de los ahorros de combustible de la generación térmica evitada. Debido al comportamiento hidrológico es imposible tener perfectas predicciones de las futuras secuencias de las afluencias y en cierta medida, de la demanda futura propiamente dicha, por lo tanto, el problema de la operación de sistemas eléctricos es *estocástico* [31]. La existencia de múltiples embalses interconectados y la necesidad de optimización mediante un proceso de decisiones multi-etapa caracterizan al problema de *gran tamaño*. La función objetivo es *no-lineal* debido no solamente a la función de costos de las unidades térmicas, si no también al producto de la descarga por la cota en los embalses de las plantas hidroeléctricas. En el problema del mediano plazo se deben considerar entre otras, el análisis de las siguientes restricciones operativas: capacidades de transmisión, restricciones de seguridad de la operación, restricciones de energía en embalses, limitación de combustibles, energías mínimas etc. La solución global del problema se puede clasificar como determinístico o estocástico, según sea el enfoque de solución según sea la función objetivo (costo de producción y/o confiabilidad) y según sea la técnica de solución (heurística o de optimización). El problema de optimización involucra la minimización o la maximización de un funcional sencillo o multicomponente, el cual considera los costos de producción y confiabilidad, en los que se mezclan factores sujetos a incertidumbres como el valor esperado de la carga y las salidas forzadas de generadores.



### 1.3 OBJETIVO GENERAL

Al no considerar la incertidumbre de las aportaciones a centrales hidroeléctricas, la operación de los complejos hidroeléctricos del país está basada en técnicas heurísticas o simulación que se basan en reglas operativas, dichas técnicas no son muy exactas y proporcionan soluciones subóptimas.

El objetivo de esta tesis es desarrollar una herramienta computacional para la optimización del despacho de energía a mediano plazo utilizando el método equivalente determinístico, en el cual supone un comportamiento determinístico de los aportes a los embalses, de la disponibilidad de las centrales térmicas del sistema y de la demanda, la cual trata de repartir de manera óptima, a lo largo del año, la utilización de los aportes hidráulicos a fin de recurrir lo menos posible a la energía térmica, cuyo costo por concepto de combustible resulta elevado.

Con esto se persigue determinar una estrategia óptima de operación de sistemas hidrotérmicos, satisfaciendo restricciones de carácter técnico, de disponibilidad de unidades generadoras y restricciones de confiabilidad, de tal modo de asegurar la cobertura de la demanda en cantidad y calidad al mínimo costo. El costo de operación incluye el costo de combustible de las unidades térmicas y el costo de falla en el abastecimiento de la demanda.

Asimismo esta investigación persigue alcanzar los siguientes objetivos.

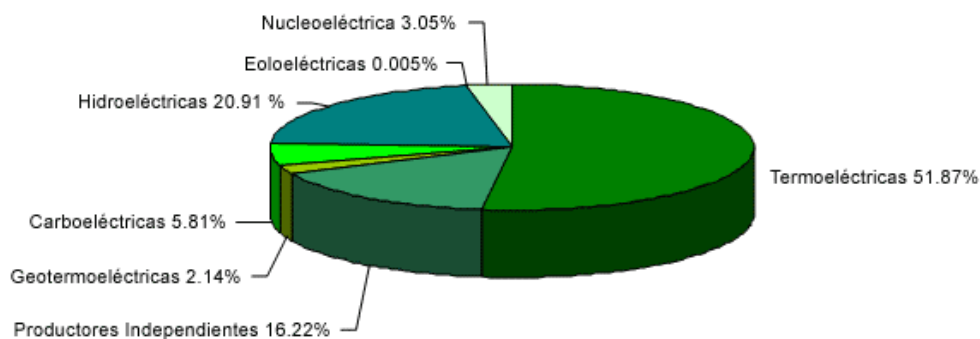
- a) Codificar esta herramienta computacional utilizando un lenguaje de programación.
- b) Validar la herramienta en base a resultados obtenidos en trabajos.
- c) Resolver en forma óptima la operación a mediano plazo del sistema de prueba propuesto que contempla el complejo hidroeléctrico del río Grijalva formado por cuatro embalses que son Angostura, Chicoasen, Malpaso y Peñitas, en forma aislada, así como la representación detallada del sistema en cascada.

## 1.4 JUSTIFICACIÓN

Actualmente el Sistema Eléctrico Nacional (SEN), cuenta con un parque generador predominante termoeléctrico basado en combustibles tradicionales [4], debido a que los recursos hídricos están limitados por las capacidades de almacenamiento de los embalses, la naturaleza aleatoria de las aportaciones hídricas y factores económicos tal como la crisis de los combustibles no renovables (combustible, carbón, gas, etc.), todo esto aunado a una eminente reestructuración del sector eléctrico, se plantea la necesidad de contar con un aprovechamiento óptimo de los recursos hídricos con los que cuenta el país para la producción de la energía eléctrica.

El problema de contar con centrales hidroeléctricas radica en definir las reglas y metodologías de la planeación de la generación, debido a que los recursos hídricos presentan una gran incertidumbre por la aleatoriedad de las lluvias.

Actualmente en México, incluyendo los productores independientes de energía, cuenta con una capacidad efectiva instalada para generar energía eléctrica de 44,787.71 Mega Watts (MW), de los cuales: 7,264.90 MW son de los productores independientes (termoeléctricas), 9,363.82 MW son de hidroeléctricas, 23,232.44 MW corresponden a las termoeléctricas de CFE que consumen hidrocarburos; 2,600.00 MW a carboeléctricas; 959.50 MW a geotermoeléctricas; 1,364.88 MW a la nucleoelectrica y 2.18 MW a la eoloeléctrica. En la figura 1.2 se puede observar que la mayor parte de la energía generada en nuestro país proviene de plantas ajenas a las hidroeléctricas y solo el 20.91% proviene de plantas hidroeléctricas, por lo que no se tiene que menospreciar esta parte de generación de energía eléctrica y se debe tomar en cuenta para encaminar trabajos de investigación de este tipo [14].



**Figura 1.2 Representación de la Capacidad Efectiva Instalada de Generación en el SEN [14]**

Asimismo en México la planeación de la operación de los complejos hidroeléctricos del país está basada en técnicas heurísticas y modelos de simulación que conllevan a una solución subóptima lo que presenta desperdicio de los recursos hídricos. Por lo que en este trabajo se pretende desarrollar una herramienta computacional en base a una metodología de optimización matemática, la cual nos garantice la obtención de políticas óptimas de generación con la flexibilidad computacional requerida para analizar la operación de complejos hidroeléctricos importantes como es el caso del río Grijalva ante condiciones operativas.

## 1.5 REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA

El problema de planeación de sistemas suministradores de energía ha sido abordado de acuerdo a la naturaleza de sus parques generadores. La mayor parte de la literatura consultada reporta metodologías para sistemas hidrotérmicos esto es sistemas conformados principalmente por centrales hidroeléctricas y termoeléctricas operando conjuntamente. Las técnicas de solución que se han implementado a lo largo de los años pueden ser clasificadas como técnicas heurísticas y/o de simulación y técnicas de optimización matemática.

**1.5.1 Las Técnicas Heurísticas y/o de Simulación.**- Proveen la respuesta del sistema a determinadas entradas, tal que es posible examinar las futuras consecuencias de diferentes escenarios, se basan en la utilización de reglas de operación, siendo en la mayoría de los casos implementadas con simuladores para la aproximación de las características de un sistema, lo cual lleva por razones muy obvias a una pérdida de exactitud y que nos den soluciones subóptimas y en algunos casos a que el cálculo sea muy laborioso. Estos resultados siempre dependen del criterio de la persona que suministra los datos [3,25].

**1.5.2 Técnicas Basadas en Métodos de Optimización Matemática.**- Métodos más usados son de programación lineal (Dantzig, 1963), [ver 2, 8, 9, 18, 26], y la Programación Dinámica (Richard Bellman en los 50's), [ver 5, 8, 15, 20, 40]. Así el problema de la planeación de la operación es resuelto con una discretización en el tiempo, una función objetivo a minimizar y un conjunto de restricciones. Las técnicas más utilizadas pueden ser determinísticas o estocásticas dependiendo de la forma en que se consideran las aportaciones hídricas, además que no necesita conocer el costo de déficit energético. Con lo anterior el problema de programación hidrotérmica, se han desarrollado múltiples alternativas de solución a lo largo del mundo, las cuales pueden ser agrupadas en cuatro categorías.

### 1.5.2.1 Agregación y Desagregación de los Embalses (AD)

Este método consiste en un proceso de optimización de dos etapas:

1) Agregar los embalse hidráulicos en un “*embalse equivalente*” de energía y utilizar Programación Dinámica Estocástica (PDE) para calcular la proporción óptima de generación hidráulica y térmica.

2) Desagregar el total de generación hidráulica en asignaciones individuales para cada central hidroeléctrica y el total de generación térmica en asignaciones individuales para cada unidad térmica. Con el método AD se pretende reducir el número de variables de estado, manteniendo la estructura estocástica de las variables aleatorias. La justificación para la utilización de esta metodología es que el costo de operación de las centrales térmicas depende de la generación total del sistema hidráulico y no de la generación de cada unidad hidráulica individual. La principal ventaja de este método es que todo el esfuerzo se concentra en la variable económicamente más importante la proporción de generación térmica, sin embargo es sumamente inexacta, especialmente en aquellos sistemas donde las características de los embalses y/o el comportamiento hidrológico de los ríos no son similares. La inconveniencia se presenta principalmente en el proceso de

desagregación, no pudiendo asegurarse el cumplimiento de las restricciones asociadas a cada embalse. Se han desarrollado algunas extensiones de esta técnica por ejemplo, el procedimiento de Agregación–Descomposición, en el cual, el problema se resuelve mediante optimización de cada embalse del sistema frente al embalse equivalente (agregado) del resto [ver 7, 15, 31, 28].

### **1.5.2.2 Equivalente Determinístico (ED)**

Los métodos suponen un comportamiento determinístico de los aportes de los embalses, de la disponibilidad de las centrales térmicas y del sistema de la demanda. Estos métodos se basan en el “principio de equivalencia” de ciertos problemas de control estocástico. Consiste en sustituir los componentes aleatorios por sus valores esperados, transformándose a un problema lineal determinístico. La ventaja principal de los métodos ED es la de permitir una perfecta representación del sistema de generación sin embargo, presenta la dificultad de proporcionar una operación “optimista”, la cual generalmente es de menor costo que la operación real [ver 12, 31, 32].

### **1.5.2.3 Aproximaciones Sucesivas(AS)**

En el método AS, también denominado “uno por vez”, cada embalse del sistema es optimizado suponiendo conocido el valor esperado del resto de los embalses del sistema, esta operación se repite hasta lograr la convergencia. La desventaja más importante de este método es justamente la de suponer conocida la forma de operación de los embalses en cada paso del primer ciclo iterativo, por lo que para contemplar la retroalimentación existente en el proceso de optimización entre variable de control correspondientes a cuencas independientes es necesario realizar por lo menos dos ciclos iterativos completos. Su principal ventaja es mantener una representación detallada de cada cuenca del sistema [ver 8, 35].

### **1.5.2.4 Descomposición de Programación Lineal**

En vista de las limitaciones que presentan los métodos descritos en las primeras tres categorías, en la actualidad se han venido desarrollando nuevos desarrollos con extensiones de métodos de descomposición lineales tales como: Dantzig - Wolfe y Benders, los cuales han reportado buenos resultados [ver 1, 15, 16, 20, 22, 33, 34, 41].

## **1.6 Trabajos Realizados En La Sección De Estudios De Posgrado del IPN (Zacatenco)**

En 1989 se desarrolló una metodología para la solución del problema de planeación a corto plazo del Sistema Interconectado Nacional [6]. En 1996 se desarrollo de un modelo de simulación de la operación de las principales centrales hidroeléctricas de la CFE [3], que presenta alternativas para simular diferentes decisiones para centrales hidroeléctricas .En 1998 se desarrolló un simulador para complejo hidroeléctrico Grijalva [25], que simula la operación del sistema basado en reglas de operación (proporciones de generación entre centrales hidroeléctricas). En 2001 se desarrolló una metodología para el planeamiento estocástico de la operación a largo plazo para un sistema hidrotérmico [15].

## 1.7 Estructura del Trabajo

El presente trabajo está constituido por seis capítulos y ocho apéndices los cuales se describen a continuación.

En este *capítulo I* se introduce al problema de la coordinación hidrotérmica, se presentan los objetivos que se persiguen alcanzar y se realiza una revisión bibliográfica donde se analizan los modelos y metodologías planteadas por otros investigadores.

En el *capítulo II* se presenta el enfoque general para representar en forma detallada todos los componentes del sistema hidrotérmico: centrales hidráulicas, centrales termoeléctricas, representación de las aportaciones hidrológicas, así como la representación de la demanda. Se incluyen restricciones técnicas a la operación de los distintos elementos tales como; costo de falla, niveles de operación etc.

El *capítulo III* presenta la formulación matemática del modelo hidroeléctrico utilizando cinco reglas de operación que son: potencia constante, cota fija, turbinamiento fijo, mínima extracción y máxima extracción, así como la aplicación de estas reglas a la central de Angostura mostrando los resultados de este análisis para un horizonte de planeación de un año.

El *capítulo IV* presenta el modelo de despacho hidrotérmico a utilizar en este apartado, se caracteriza al problema de Programación Dinámica (PD), formulándose la función objetivo y las distintas variables a utilizar. Se presenta la aplicación de esta metodología a dos distintos sistemas de prueba, uno de ellos para valorar resultados de la metodología que se presentan en las referencias [15, 29], y el otro aplicado a un sistema real que es al embalse regulador (Angostura) del complejo hidroeléctrico Grijalva, además de mostrar resultados obtenidos de estos sistemas y por último se discuten los inconvenientes de dimensionalidad que se presentan en la Programación Dinámica para el desarrollo de embalses en cascada en forma detallada.

El *capítulo V* presenta la metodología de solución al despacho hidrotérmico en base a la Programación Lineal (PL), además de la formulación, costos relacionados, restricciones y penalizaciones que se presentan en este tipo de problema. Con lo anterior se presenta la aplicación de esta metodología a tres sistemas de prueba, los primeros dos sistemas obtenidos de las referencias [35,38] para la valoración de resultados y el tercer sistema aplicado al complejo hidroeléctrico del río Grijalva, que consta de los embalses Angostura, Chicoasen, Malpaso y Peñitas, mostrándose resultados del sistema hidrotérmico en forma determinística, utilizando el sistema hidroeléctrico con una configuración en cascada de los cuatro embalses así como el sistema hidroeléctrico en forma aislada, utilizando en este caso solamente el embalse de Angostura.

En el último capítulo (VI) se presentan conclusiones, aportaciones y recomendaciones para trabajos Futuros.

En el *apéndice A* se presenta el modelado del sistema de análisis, tanto la modelación del sistema en cascada en variables de estado, como de los polinomios característicos de cada uno de los embalses del complejo hidroeléctrico, estos realizados en base al método de

aproximación discreta de mínimos cuadrados, además de la descripción del complejo hidroeléctrico utilizado.

En el *apéndice B* se representa la descripción de los distintos elementos utilizados en esta tesis, como son: demanda, aportaciones, soporte termoeléctrico.

En el *apéndice C* se da una descripción detallada de la Técnica de Optimización denominada Programación Lineal.

En el *apéndice D* se da una descripción detallada de la Técnica de Optimización denominada Programación Dinámica.

En el *apéndice E* se da una descripción completa de la implementación computacional de la metodología de Programación Lineal para la solución del sistema hidrotérmico en configuración en cascada y para plantas independientes.

En el *apéndice F* se da una descripción completa de la implementación computacional de la metodología de Programación Dinámica para la solución del sistema hidrotérmico de embalses independientes.

En el *apéndice G* se da una descripción completa de la implementación computacional de la metodología del programa hidroeléctrico en base a las diferentes Reglas de Operación.

En el *apéndice H* se presentan las tablas de los resultados de las simulaciones para las Reglas de Operación, Programación Dinámica y Programación Lineal, las cuales son provenientes de los capítulos 3, 4 y 5 respectivamente.

## 1.8 APORTACIONES

El Sistema Eléctrico de Potencia Mexicano requiere de programas computacionales para planear la operación de sistemas hidrotérmicos en los diferentes horizontes de tiempo, para esto se requiere una cadena modelos computacionales para su solución. En esta tesis se implementan modelos para la planeación de mediano plazo utilizando el modelo equivalente determinístico esto se indica como sigue.

Desarrollo de una herramienta computacional bajo cinco reglas de operación que son de potencia constante, cota fija, turbinamiento fijo, máxima extracción y mínima extracción, que permite ver la evolución de los embalses durante el un periodo establecido en forma numérica y gráfica. Para la solución de embalses en forma aislada, el cual da solución de acuerdo a los diferentes planes y estrategias que se tengan establecidos.

Investigación y utilización de la metodología de Programación Dinámica tradicional, además del desarrollo de una herramienta computacional mediante esta, para la planeación de la operación de embalses en forma aislada y detallada, tomando en forma determinística los elementos del sistema, el cual permite obtener metas de generación de energía eléctrica para cada periodo de estudio, contemplando restricciones de estado (volúmenes), de la variable de decisión (turbinamientos) y de generación (hidroeléctrica y termoeléctrica), además de incluir costos terminales.

Investigación de la utilización del software Minos 5.51 (Bruce A. Murtagh), Programación Lineal y modelado hidrotérmico de acuerdo a esta metodología, permitiendo con esto el desarrollo de la subrutina “**modelohidrotermico**”, que permite el desarrollo de estrategias de operación, ya sea para plantas hidroeléctricas en forma aislada, embalses detallados con una configuración en cascada, o el análisis puramente termoeléctrico, además del enlace con el software Matlab, que mediante una subrutina realizada permite la visualización de la solución gráfica lo que permite realizar diferentes estrategias para su análisis. Este conjunto de subrutinas realizadas, nos permiten tener soluciones más rápidas, si es que se encuentran abiertos los dos paquetes (Matlab, Fortran).

La herramienta computacional mediante el método de Programación Lineal es de fácil entendimiento tanto para la creación de datos como de resultados, además que permite la solución de sistemas hidrotérmicos considerando restricciones como son: límites de almacenamiento, de generación (térmica e hidráulica), restricciones de demanda así como la inclusión de costos por penalización, costos terminales, costos variables y costos de racionamiento. Aunado a esto la consideración del sistema en forma detallada que mediante la valoración en base a resultados obtenidos en trabajos, demostró la validez, potencialidad y robustez del software realizado para ser implementado en complejos hidroeléctricos importantes como lo es el caso del complejo del río Grijalva, ya sea considerando embalses independientes o con configuración en cascada lo cual no se desarrollo en las otras herramientas computacionales debido a los inconvenientes de estas metodologías ya que la Programación Lineal no tiene el problema de sobredimensionamiento que se presenta en la Programación Dinámica ni la realización de muchas simulaciones para determinar la solución adecuada lo cual se presenta con las reglas de operación.

# CAPÍTULO 2

## 2 REPRESENTACIÓN DEL SISTEMA HIDROTÉRMICO

### 2.1 INTRODUCCIÓN

El problema de la operación y planificación económica de sistemas hidrotérmicos ha cobrado un reciente interés por parte de las empresas generadoras, debido a la gran cantidad de recursos involucrados; y a la necesidad de coordinar múltiples generadores participando en el negocio eléctrico.

Los gobiernos y sus agentes reguladores también han demostrado su interés en el tema, debido al impacto que una adecuada operación económica en marcos legislativos. La complejidad para determinar la operación económica de un sistema eléctrico ha ido creciendo en mayor o igual ritmo que el crecimiento y expansión de los sistemas eléctricos de potencia, al mismo tiempo se han venido desarrollando avances metodológicos de importancia.

En la actualidad, debido a que los sistemas hidrotérmicos son de gran tamaño, es difícil contar con un modelo global general que represente todos los embalses de un sistema, por lo que se utilizan modelos individuales para cada cuenca hidrográfica.

En esta investigación se plantea el objetivo de desarrollar una herramienta computacional que permita resolver el problema de operación en sistemas multiembalse y con una representación precisa de las características más importantes de los diversos componentes de un sistema eléctrico hidrotérmico, de la situación hidrológica y de los embalses.

En este capítulo se describen la representación de cada uno de los elementos del sistema hidrotérmico como son hidroeléctricas, termoeléctricas, representación de la demanda etc.



## 2.2 Dimensión Temporal

La planificación de la operación de un sistema eléctrico requiere de la coordinación de todas las decisiones de programación efectuadas en los diferentes niveles de planificación. Se puede identificar tres niveles en la cadena de planificación: largo, mediano y corto plazo [31].

### 2.2.1 Planificación de Largo Plazo

La planificación de largo plazo comprende el análisis del comportamiento de la operación del sistema bajo diferentes condiciones hidrológicas. En esta fase se decide las necesidades de regulación de energía afluente, a través del uso adecuado de los embalses. Se toma en cuenta la evolución plurianual de los embalses, la probabilidad de escasez futura de energía hidráulica, previsión de los consumos y demandas máximas programas de obras y mantenimiento. Algunos de los factores condicionales de los costos futuros pueden ser considerados como conocidos con certeza, el programa para los años de estudio, otros pueden ser conocidos mediante una función de probabilidad. El periodo de planeación por lo general es de 1 a 5 años con discretizaciones mensuales. Los modelos utilizados en este análisis son los que requieren del menor grado de detalle de toda la cadena de procedimientos. Desarrollando por lo general modelos equivalentes de las fuentes de generación. Normalmente este problema se resuelve utilizando metodologías de programación dinámica determinística (PDD) y estocástica (PDE). Debido a que la unidad de discretización es el mes, la demanda se puede representar con valores medios mensuales para cada etapa considerada (el comportamiento diario de la demanda no incide en el modelo de la demanda a largo plazo). Por esta misma razón restricciones tales como tiempos mínimos de conexión y desconexión, restricciones de rampa en unidades termoeléctricas, etc. No tienen incidencia directa en el modelado del planeamiento a largo plazo [15, 31,35].

### 2.2.2 Planificación de Mediano Plazo

La planificación de la operación de mediano plazo tiene como objetivo principal realizar la programación mensual y/o semanal de la generación. La información con que se cuenta además de las restricciones son más detalladas que para el caso de largo plazo y está compuesta por: análisis de la predicción de la demanda de energía y demanda máxima del sistema, disponibilidad de las unidades generadoras, contratos de intercambio de potencia y energía entre empresas generadoras, precio consumo esperado de combustibles de las centrales térmicas, coordinación de los programas de mantenimiento de las empresas etc. Los resultados de la programación de largo plazo imponen un marco de referencia para este nivel. Se considera que el mediano plazo es el enlace entre el largo plazo y el corto plazo en el planeamiento operativo, generalmente el estudio se realiza en periodos de 6 meses a un año, con una discretización mensual y/o semanal. La solución para el problema de mediano plazo se obtiene generalmente por métodos determinístico y se pretende minimizar los costos inmediatos de la etapa resultante de la complementación termoeléctrica de las decisiones de turbinamientos, más los costos futuros resultantes de esas decisiones. En la actualidad el problema de la operación en este nivel se resuelve utilizando metodologías de Programación Dinámica o Programación Lineal ya sea en forma Determinística y/o Estocástica [12, 21, 31, 35, 40].

### 2.2.3 Planificación a Corto Plazo

La planificación de corto plazo, determina la programación horaria, económica y confiable de la operación de cada unidad generadora del sistema. En esta etapa, se descompone las potencias de generación semanales en asignaciones horarias, tomando en cuenta los efectos de corto plazo de los embalses. Se requieren estudios muy detallados de la operación del sistema tales como: Reglas de control de las crecidas o afluencias diarias del sistema fluvial, simulación del flujo de potencia horario, despacho hidrotérmico con restricciones de seguridad, pre-despacho óptimo de carga, etc. La modelación del problema de corto plazo es similar en el mediano plazo, sin embargo la variación de la altura de las cotas de las centrales hidráulicas tiende a ser menos significativa y las predicciones de las afluencias son más exactas. La planeación de la operación a corto plazo se ha resuelto tanto con métodos heurísticos como de optimización matemática estos pueden ser programación no lineal, programación entera, algoritmos de optimalidad progresiva también mediante técnicas de descomposición y coordinación las cuales conllevan la ventaja de realizar separadamente la programación óptima de la parte hidroeléctrica y termoeléctrica.

En la operación en tiempo real, el atender al mercado es a través del constante ajuste de las unidades generadoras, respondiendo instantáneamente a las variaciones de la demanda. Las complejidades del problema de operación no pueden ser acomodadas por un modelo matemático único y se torna indispensable la utilización de cadenas de modelos con diferentes horizontes para el planeamiento y grados de detalle en la representación del sistema. La comunicación entre modelos de planeamiento de la operación se hace a través de la determinación de metas energéticas (dado por los niveles de embalse) y a través de elementos condicionantes provenientes de modelos más detallados con horizonte menor. La estructura básica de modelos en todos los niveles es esencialmente la misma. Sin embargo, algunas diferencias de modelado simplificaciones o algoritmos de solución pueden llevar a una gran eficiencia computacional.

En la Figura 2.1 muestra la descomposición más común del problema de planeamiento operativo mediante una cadena de procedimientos. Puede notarse que el grado de detalle crece en la medida en que se reduce el horizonte de influencia de las decisiones. La información sobre efectos de más largo plazo además el horizonte de influencia de cada nivel es dado por los resultados del nivel jerárquico precedente. Además de esto se puede utilizar retroalimentación de los niveles jerárquicos inferiores para los superiores de forma que se garantice una optimización global de los procedimientos. Cualquiera que sea la descomposición adoptada para la resolución del problema del planteamiento operativo, en los estudios de largo plazo estará insertada una de las principales actividades de la cadena de procedimientos: el cálculo de las estrategias de operación. El objetivo de la estrategia es definir las proporciones de utilización de los recursos hidráulicos y térmicos en la operación del sistema cada mes, que minimicen el valor esperado del costo de producción en el horizonte de estudio considerando las incertidumbres en las aportaciones hidrológicas.

En sistemas con predominancia de generación hidroeléctrica, la producción de energía hidroeléctrica tiene un costo cero y reduce la necesidad de utilizar plantas termoeléctricas, cuyos combustibles tienen un costo asociado. No obstante, el volumen que fluye a los embalses proviene básicamente de las lluvias, que varían según las estaciones, aún de un año para otro, no siendo posible pronosticarlo con certeza [41, 43, 44].

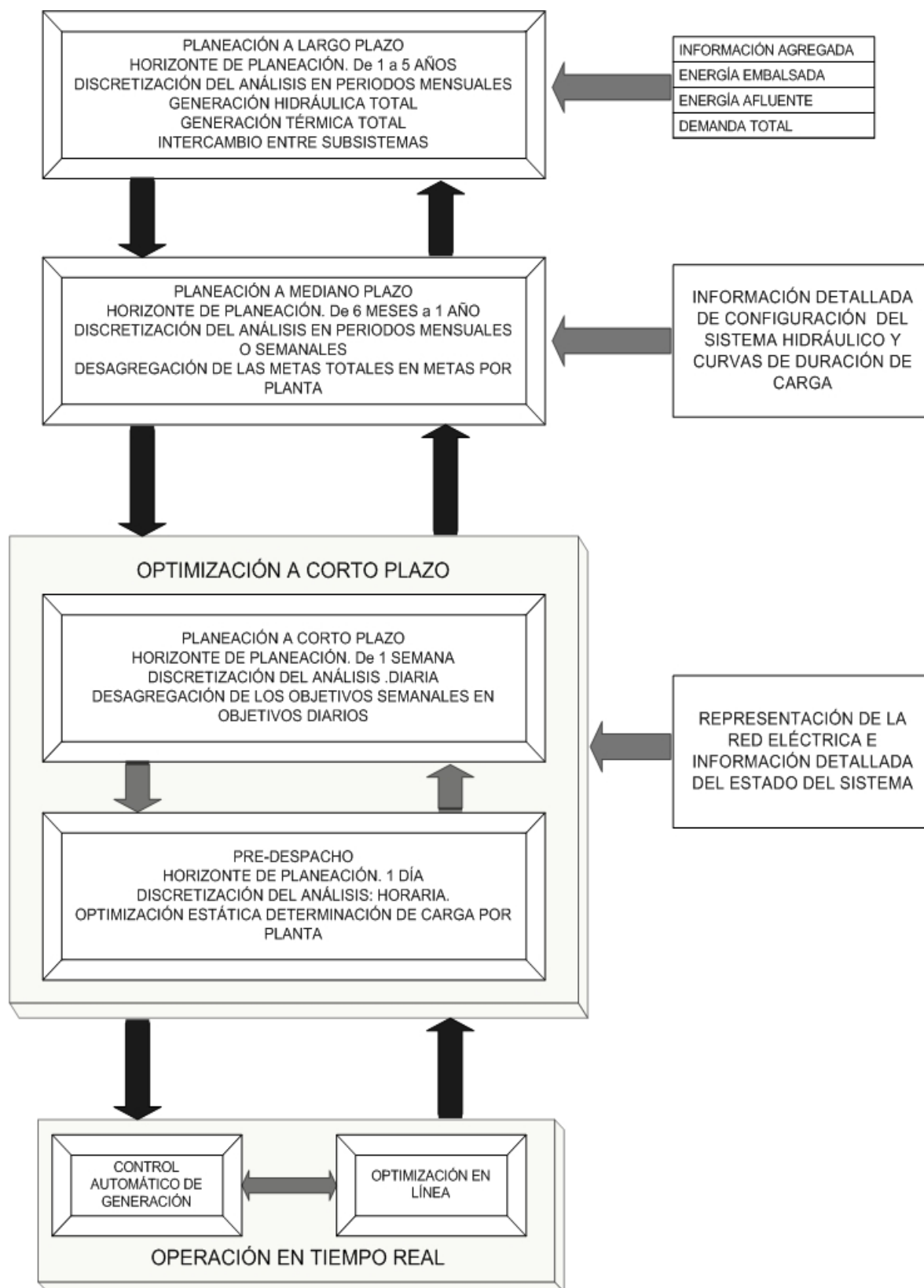
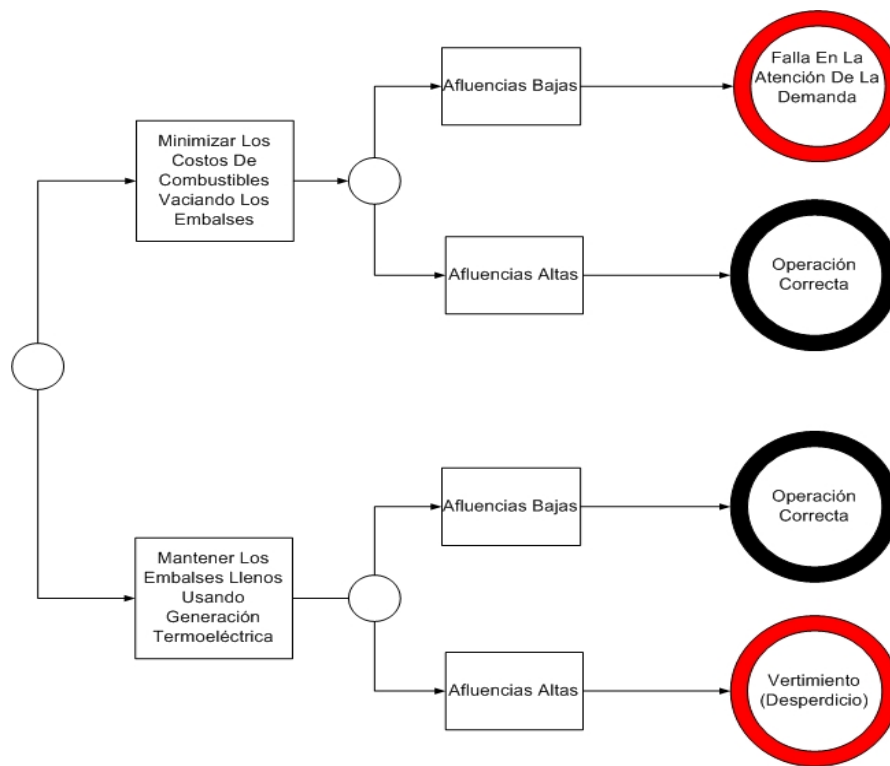


Figura 2.1 Representación Esquemática de los Niveles de Planificación [31,40]

### 2.3 Determinación de Estrategias de Operación

Debido a la restricción de la capacidad de acumulación de agua en los embalses, la operación del sistema se torna a un más complejo, pues la toma de decisiones operativas exige analizar las consecuencias futuras. Si se decide vaciar los embalses para atender el mercado en caso de afluencias bajas, las hidroeléctricas no podrán disponer en el futuro, de la cantidad de agua suficiente para atender la demanda. Consecuentemente será necesario utilizar generación termoeléctrica de alto costo o más aún, racionar la energía. Por otro lado, si utilizamos de forma más intensa la generación termoeléctrica, los embalses permanecerán llenos, siendo capaces de acumular afluencias elevadas. En caso que estas ocurran, habrá necesidad de vertimientos en el sistema y se habrá incurrido en el aumento innecesario del costo de operación, como se puede observar en la figura 2.2.



**Figura 2.2 Dilema del Operador de Sistemas Hidrotérmicos [15]**

Por lo tanto, es necesario determinar una estrategia de operación, es decir, una decisión operativa para cada etapa en función de los posibles estados del sistema en ese periodo.

La definición de estado del sistema debe incluir todos los parámetros que afectan los costos operativos. En sistemas hidroeléctricos, por lo menos dos tipos de información deben ser representados: los niveles de almacenamiento de los embalses y los datos indicativos de la tendencia hidrológica futura del sistema.

Como la estrategia de operación debe ser calculada para todas las posibilidades de combinación de niveles de los embalses y tendencias hidrológicas, el problemas de

operación óptima del sistema se torna rápidamente intratable desde el punto de vista computacional ya que el número de estados crece exponencialmente con el número de embalses y aún con sistemas de pocos embalses, es necesario adoptar simplificaciones.

## **2.4 DIMENSIÓN ESPACIAL**

Debido a la complicación de incorporar el modelo de la red de transmisión, conjuntamente con los modelos de las centrales hidráulicas y centrales termoeléctricas, el enfoque para la dimensión espacial es uninodal. Tanto la oferta como la demanda se concentran en un único punto, es decir se considera intacta la configuración hidráulica de los embalses; y todas las centrales termoeléctricas en conjunto con las centrales hidráulicas alimentando directamente a los consumos. Se desprecian por lo tanto, las variaciones de las pérdidas de transmisión ante distintas operaciones del sistema, así como el efecto que las restricciones de transmisión tienen en el despacho hidrotérmico.

## **2.5 CRITERIOS PARA EL PLANEAMIENTO OPERATIVO**

Los criterios del planeamiento de la operación de sistemas deben involucrar tanto aspectos económicos como de garantía de suministro que refleje un balance entre la calidad del servicio y su costo asociado. El criterio utilizado en la operación de los Sistemas Eléctricos de Potencia es el de atender los requisitos del mercado de energía eléctrica, con parámetros que aseguren una calidad de servicio satisfactoria para los usuarios a un costo mínimo [30].

En los estudios de la operación es necesario evaluar las condiciones de atendimento del mercado por el sistema generador en un determinado instante del futuro, tanto en términos de energía, como de demanda máxima. Así se trabaja con previsiones de mercado, de energía, de demanda y disponibilidades estimadas de generación.

Esas disponibilidades de generación son estimadas con base en los criterios de garantía de abastecimiento, que buscan un punto de equilibrio entre los costos involucrados en la operación del sistema y la calidad del servicio dado. Naturalmente, cuanto más restrictivos sean los criterios de abastecimiento adoptados, mayores serán los costos de operación necesarios para satisfacerlos, y consecuentemente, los costos de energía eléctrica para los usuarios. Debido a la existencia de factores aleatorios asociados tanto a las capacidades de producción estimada como a las previsiones del mercado, es posible obtener la garantía total de atendimento. La adopción de criterios extremadamente rígidos de garantía de abastecimiento, en que los riesgos de no atendimento al mercado tiendan a cero, es en realidad inviable económicamente, tornando los costos de la energía muy elevados para los usuarios. De esta forma de garantía de abastecimiento adoptados en la práctica usualmente admiten un margen de riesgo de no atendimento total del mercado previsto, sea en términos de energía o de demanda máxima, aunque no consideren explícitamente una verificación de los riesgos involucrados [36].

En sistemas hidrotérmicos, los factores determinantes de riesgo de déficit están asociados a la insuficiencia de los caudales afluentes a las plantas hidroeléctricas y a las indisponibilidades de las plantas generadoras. Dichas indisponibilidades corresponden a mantenimientos programados, salidas forzadas de operación por fallas en turbinas,

generadores, calderas, equipos auxiliares y demás equipo de las plantas hidroeléctricas y termoeléctricas.

En sistemas con predominancia hidroeléctrica, el análisis del mercado debe contemplar la posibilidad de déficit de suministro a la demanda máxima y de déficit de energía. Ambos tipos de déficit tienen naturalezas distintas. Los déficit de energía resultan de la insuficiencia de agua para que las plantas hidroeléctricas atiendan su parcela del mercado. A través de previsiones de caudales futuros y de análisis de los niveles de almacenamiento del sistema, este déficit puede prevenirse con anticipación [30].

Las condiciones de suministro del mercado de energía influyen las condiciones de suministro a la punta, a través de la operación de los embalses, la cual define los niveles de entrada y salida. Así en condiciones desfavorables de afluencias, el suministro del mercado de energía lleva al vaciamiento de los embalses, lo que puede provocar a su vez déficit de potencia. La planeación de la operación de sistemas generadores se basa en atender los requisitos a un costo mínimo, manteniendo una calidad de servicio adecuada.

Los criterios de garantía de abastecimiento representan la forma de establecer la calidad del servicio y se basan en la verificación de parámetros operativos del sistema. En función de la propia naturaleza el abastecimiento puede ser separado en criterios de suministro de energía y de potencia. En función de la representación de las características aleatorias de los factores que afectan los parámetros operativos, cada uno de esos se divide en criterios determinísticos y probabilísticos.

## 2.6 MODELADO DE LOS ELEMENTOS DEL SISTEMA

Existen algoritmos de optimización que permiten simular la operación de los sistemas de producción de energía eléctrica con parques de generación mixtos (hidráulicos, térmicos) teniendo en cuenta las restricciones técnicas de dichos parques, satisfaciendo en todo momento la demanda de energía eléctrica y la confiabilidad del sistema eléctrico. Los modelos de optimización al mismo tiempo que satisfacen las restricciones, pueden minimizar una función objetivo definido para el periodo de estudio, lo que implica, en algún sentido, un uso óptimo de los recursos disponibles.

Los aspectos que influyen en el proceso de optimización y simulación son numerosos, la forma de considerarlos debe estar de acuerdo con el tipo de problema a resolver y normalmente, se requiere de un mayor grado de detalle en aquellos modelos aplicados a la operación que en aquellos que implican cálculos ligados a problemas de planificación. A su vez, los modelos de operación deben ser utilizados más frecuentemente, lo que hace necesario utilizar herramientas con requerimientos computacionales reducidos. Estos últimos requerimientos están en contraposición con las consideraciones de un mayor grado de detalle en los modelos utilizados. La forma de reducir este conflicto es a través de la consideración de hipótesis simplificativas de cálculo, lo que conduce a modelos matemáticos más sencillos y normalmente menos precisos aunque adecuados para resolver los problemas existentes en cada situación. La consideración de estos aspectos simplificativos en el modelado matemático, da como resultado, herramientas computacionales más versátiles, pero a su vez no debe dejarse de lado el considerar la incidencia que podría tener sobre los resultados.

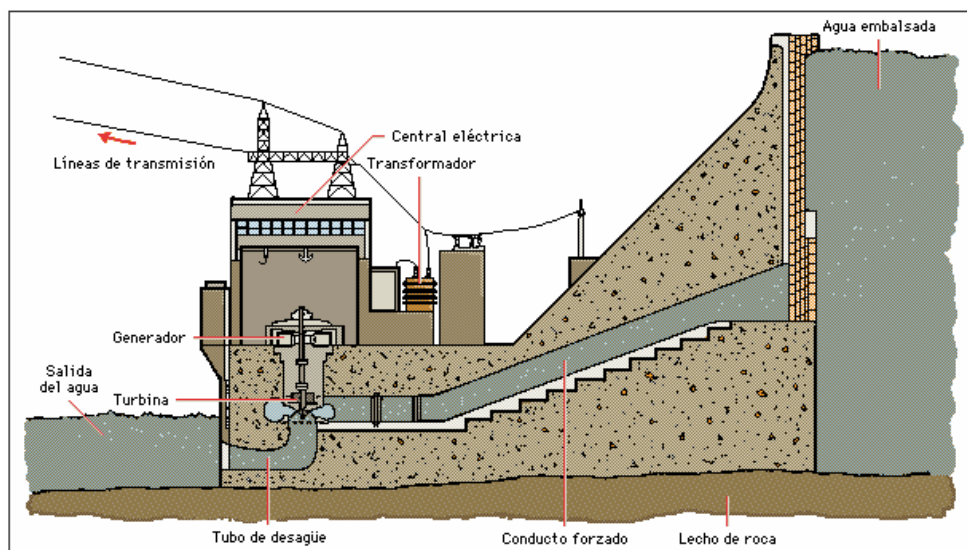
## SISTEMA HIDRÁULICO

El sistema hidráulico está compuesto por presas (embalses) las cuales pueden estar unidas físicamente por ríos (vías) formando cuencas o ser representadas en forma aislada, a continuación se define la estructura y operación de una planta hidroeléctrica [43].

### 2.6.1.1 ESTRUCTURA Y OPERACIÓN DE UNA CENTRAL HIDROELÉCTRICA

#### 2.6.1.1.1 Central Hidroeléctrica

Se conoce como planta hidroeléctrica que consta de un conjunto de unidades conectadas al mismo nodo eléctrico, con las mismas características generación – gasto y que toman agua del mismo embalse descargándola sobre la misma vía [43]. Básicamente la generación de una planta dependerá; del gasto en la planta, de la forma en que el gasto se distribuye entre sus unidades y de todo aquello que afecte la generación de sus unidades. En la figura 2.3 se muestra las principales partes de las centrales hidroeléctricas.



**Figura 2.3 Perfil de una Planta Hidroeléctrica**

#### 2.6.1.1.2 Estructura Física

Un aprovechamiento hidráulico para la generación de energía eléctrica está compuesto básicamente por los siguientes elementos [3,14, 23, 43]:

- Presa
- Una toma de agua
- Conductos forzados
- Casa de máquinas
- Canal de descarga
- Aliviaderos.
- Subestación elevadora

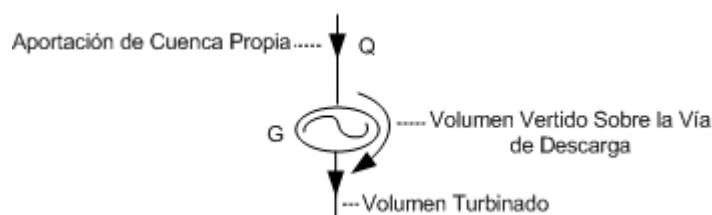
En el proceso de generación de energía eléctrica, la energía potencial del agua almacenada en el embalse es transformada en energía cinética y energía de presión dinámica por el paso del agua a través de conductos forzados. Al paso del agua por las turbinas, esta energía es convertida en energía mecánica, a su vez transmitida mediante el eje del generador; en este último la energía mecánica es transformada en energía eléctrica, la cual pasa por una subestación elevadora de tensión, siendo entonces en la red de transmisión que la hará llegar a los centros de consumo.

De acuerdo con su capacidad de almacenamiento los embalses o plantas se pueden clasificar como sigue [3,35]:

### 2.6.1.1.3 TIPOS DE PLANTAS HIDRAULICAS

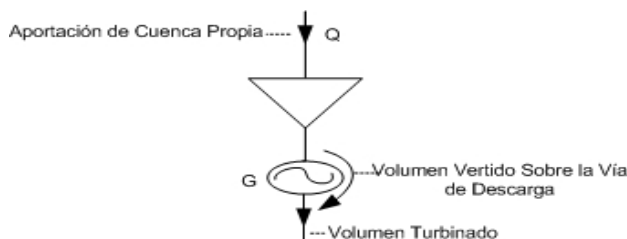
Se clasifican dependiendo de la regulación del agua:

**2.6.1.1.3.1 Plantas Filo de Agua:** Son aquellas que no tienen embalse o si lo tienen es muy pequeño, generan dependiendo del caudal que el río lleva, no tienen capacidad de regulación durante el periodo de análisis también son llamadas plantas con embalse de compensación o plantas de pasada o de aguas fluyentes.



**Figura 2.4 Plantas Tipo Filo de Agua**

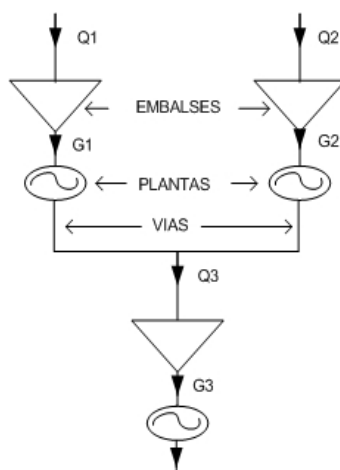
**2.6.1.1.3.2 Plantas de Almacenamiento:** Tienen la capacidad de almacenar agua y la regulación es superior al periodo de análisis. Las centrales hidroeléctricas de embalse tienen capacidad para acumular cierta cantidad de agua (y por ende de energía). Según la capacidad de almacenamiento del embalse puede hacerse una regulación estacional o incluso interanual. Así, para operar en forma óptima una central de este tipo, la energía almacenada debe usarse en el momento más oportuno para reducir el costo de operación del sistema. Además, en este tipo de central debe tomarse en cuenta que para sacar el máximo provecho al agua la cota debe estar lo más cercana posible a la cota máxima del embalse. Es por ello que en la programación de la generación, para obtener la mayor cantidad de potencia posible por cada metro cúbico de agua, debe procurarse que la cota permanezca lo más alta posible, aunque no a tal punto que llegue a producirse vertimiento y desperdicio del agua.



**Figura 2.5 Planta con Embalse**



**2.6.1.1.3.3 Plantas en Cadena:** Se conoce como cuenca, ya que es el conjunto de embalses unidos físicamente por vías, estas pueden admitir cualquier topología representada en términos de embalses, plantas y vías como se muestra en la figura 2.6. Para tomar decisiones en esas plantas se deben tener en cuenta todo el conjunto, ya que hay que manejar muy bien la operación de la cadena para optimizar el despacho económico del sistema.



**Figura 2.6 Plantas en Cadena**

En la operación de los sistemas hidroeléctricos se tienen diversos factores que influyen en el desempeño de los mismos como son:

*Evaporaciones.* Ya que las pérdidas por evaporación depende del área espejo del agua y consecuentemente su equivalente energético es función de la energía almacenada.

*Aportaciones Naturales.* Los caudales de los ríos son causados por los escurrimientos producidos por las precipitaciones y en cuencas sin desarrollo de obras artificiales, las variaciones de niveles y descargas resultan de los cambios en la duración, frecuencias, intensidad y distribución espacial de las precipitaciones o de las características de la cuenca.

*Filtraciones.* Son volúmenes de agua que son filtrados por las paredes del embalse, pueden ser representados por un volumen de pérdidas incluido junto con las evaporaciones [24].

*Volumen Turbinado.* Es la cantidad de agua que pasa por las turbinas de las plantas que toman agua del embalse produciendo energía eléctrica.

*Volumen Almacenado.* Es la cantidad de agua que se tiene en el embalse.

*Volumen Útil.* Es la cantidad de agua que puede ser turbinada, comprendida entre el nivel de vaso y el nivel mínimo de operación.

*Nivel de Aguas Máximo de Generación (NAMO) y Nivel de Aguas Mínimo de Operación (NAMINO).* Son los niveles máximo y mínimo respectivamente permitidos en el embalse para su operación [3,15, 29, 43].

#### 2.6.1.1.4 DEPENDENCIA DE LA GENERACIÓN

En los sistemas puramente hidroeléctricos la disponibilidad energética de una determinada unidad puede depender de cuanto genera otra unidad ya que si dos o más centrales hidroeléctricas se hayan en serie hidráulica, la disponibilidad de agua en las centrales que se hallen aguas abajo dependerá de la cantidad de agua que estén utilizando las centrales aguas arriba. De este modo, la disponibilidad de generación de algunas unidades depende de la generación de otras, lo que impone ciertas restricciones especiales a los sistemas hidroeléctricos con series hidráulicas [35,42].

#### 2.6.1.1.5 ACOPLAMIENTO TEMPORAL

Las unidades hidroeléctricas son acopladas en el tiempo ya que lo que haga en un presente puede afectar en un futuro para la generación de energía eléctrica.

#### 2.6.1.1.6 MODELACIÓN DEL SISTEMA HIDROELÉCTRICO

Un modelo matemático es siempre una representación aproximada de la realidad, este modelo debe ser capaz de definir parámetros que permitan evaluar cuantitativamente los meritos de diferentes alternativas de operación. Si por un lado, un modelo debe representar el mayor número posible de variables que reflejan la toma de decisiones, por otro lado debe ser suficientemente simple para que pueda ser implementado en computadoras y permitir el análisis de una gran cantidad de escenarios.

##### 2.6.1.1.6.1 MODELOS HIDROLÓGICOS

Existen diferentes tipos de modelos hidrológicos, pueden ser *determinísticos*, *estocásticos*, de simulación o de optimización.

###### 2.6.1.1.6.1.1 Modelo Determinístico

Son ejemplos de modelos determinísticos la ecuación del balance hidrológico, la fórmula racional y el hidrógrama unitario. Un modelo de este tipo corresponde a un algoritmo de cálculo que da un resultado único.

###### 2.6.1.1.6.1.2 Modelo Estocástico

En los modelos estocásticos el algoritmo de cálculo incluye una o varias componentes probabilísticas. Con los modelos estocásticos se generan series futuras de lluvias, de caudales, de niveles de embalses, o de eventos extremos. Dado un valor de entrada se obtiene una respuesta diferente cada vez que se corre el modelo.

###### 2.6.1.1.6.1.3 Modelos de Optimización

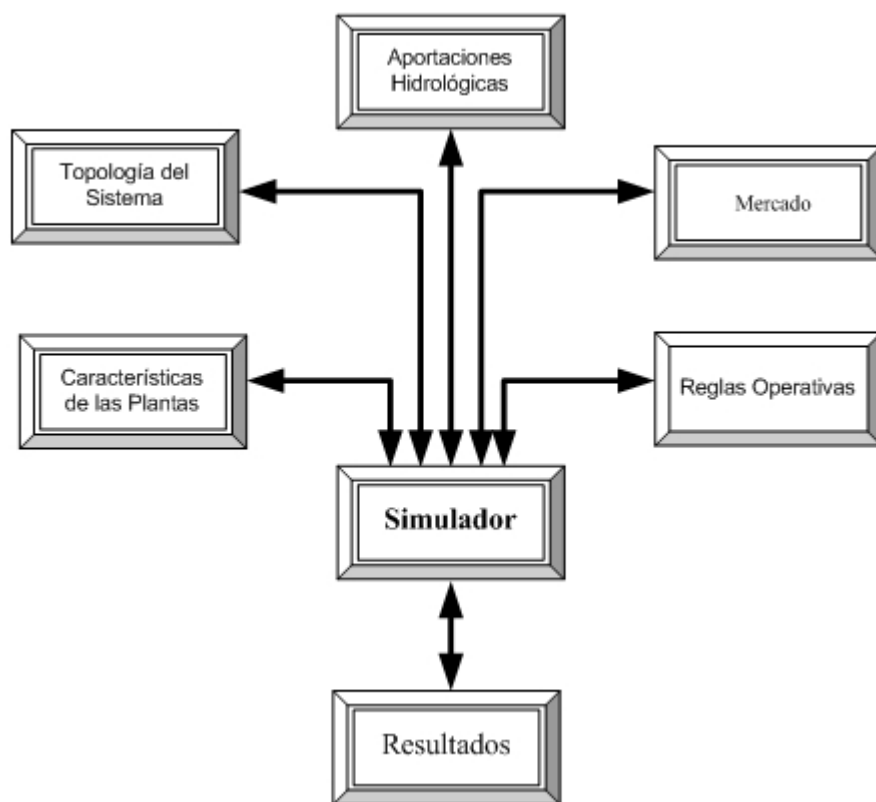
Por último los *modelos de optimización* combinan la simulación con los costos y los beneficios para determinar las soluciones más económicas.

#### 2.6.1.6.1.1.4 Modelos de Simulación

Los *modelos de simulación* permiten analizar diferentes situaciones para obtener un panorama amplio de posibles resultados de un problema. En los estudios de planificación de la operación de la energía eléctrica, en los cuales se analizan diferentes periodos de tiempo de algunos años hacia delante, trabajándose con un nivel de discretización en periodos de meses, cuando se simula la operación de un parque hidroeléctrico puede causar gran dificultad o es más complejo para su solución. Para esto por la necesidad que se presenta al resolver problemas como este es necesario representar diversas interrelaciones que interfieren en las condiciones operativas tales como [15,24]:

- Diversidad hidrológica entre cuencas hidrológicas.
- Características de la carga a ser suministrada.
- Acoplamientos hidrológicos entre aprovechamientos situados en cascada en la misma cuenca.
- Diferentes grados de regulación de los embalses.
- Características físicas y restricciones operativas de las plantas generadoras.
- Restricciones debido a los múltiples objetivos del agua acumulada en los embalses, tales como irrigación, navegación, control de venidas.
- Reglas operativas propias del sistema.

A continuación se muestra en la figura 2.7 los principales elementos básicos de un modelo de simulación de un sistema hidroeléctrico.



**Figura 2.7 Elementos Básicos de un Modelo de Simulación [24]**

En función del grado de detalle en la representación del parque generador, los modelos pueden ser divididos en dos grupos:

- Modelos agregados de simulación
- Modelos detallados de simulación.

#### 2.6.1.1.6.1.4.1 Modelos Agregados de Simulación

En la operación de un sistema eléctrico de potencia, la suma de las generaciones de las plantas hidroeléctricas y termoeléctricas debe ser igual a la demanda de energía de cada instante. Esto permite que el costo de operación del sistema pueda ser considerado como una función de la generación total de hidroelectricidad y no de las generaciones individuales de las plantas [24,36].

En los modelos de simulación, el conjunto de plantas a filo de agua y plantas con embalse de regulación son representadas por un embalse único y una sola planta de filo de agua.

En la formulación agregada, el potencial energético del agua acumulado en los diversos embalses del sistema es representado no por el volumen acumulado, sino por una estimativa de la energía producida por el vaciamiento completo de los embalses a partir de los volúmenes conocidos, lo que depende de su localización y de la forma como son operados. De manera análoga, las afluencias a los diversos embalses son representados como afluencias energéticas agregadas [24].

Esta técnica de agregación es más conocida como *Embalse Equivalente*, en la cual está tiene como conceptos fundamentales la Energía Almacenada y Energía Afluente al sistema agregado.

*Energía Almacenada.* Esta energía es producida por el vaciamiento de un volumen de agua almacenado siendo una función de la energía potencial gravitatoria. Cuando se presenta el caso de que se tienen dos o tres o más embalses en cascada que se encuentren aguas abajo el volumen que se turbinan en la primer embalse también se utiliza por los siguientes embalses que se encuentran aguas abajo [15]. Donde dependiendo el agua que se valla sacando, es la energía que se va suministrando ya que si se turbinan un volumen de agua, dependiendo este volumen que se saque se tendrá la energía, en cambio el agua que tengamos almacenada esa nos representa una energía que depende del vaciamiento completo del embalse para obtener dicha energía por lo cual la energía almacenada es en función del volumen del embalse y el factor de productividad de la planta. En las plantas filo de agua no se almacena agua ya que no tiene embalse por lo tanto la energía suministrada por estas plantas hidroeléctricas al sistema será función solo de la hidrológica, cuando se despachan solo se examinan restricciones de operación. La energía total producida para embalses de almacenamiento se determina por la ecuación 2.1 [15, 24, 29]:

$$\Delta E = (FC_1 \cdot h(v_1) + FC_2 \cdot h(v_2) + \dots) \Delta V_1 \quad (2.1)$$

**Donde:**

- $\Delta E$  Energía producida (MWh)  
 FC Factor de conversión (constante gravitatoria multiplicada por el rendimiento del grupo turbina generador)  
 $h(v)$  Altura de caída neta del embalse en metros, la cual es función del volumen almacenado  
 $\Delta V$  Variación del volumen almacenado

También se puede expresar como:

*Energía afluente al sistema agregado.* La energía afluente al sistema agregado es dividida en dos fundamentalmente que es la **energía controlable** y en la **energía no controlable** [15].

*Energía Controlable.*- Es la que llega a los embalses del sistema la energía controlable se define como el producto de la descarga natural afluente a cada embalse por la productividad promedio de la planta, sumada a las productividades promedio de todas las plantas a filo de agua abajo hasta el embalse siguiente de acuerdo con la ecuación 2.2 [15, 24, 29].

$$EC_t = 9.81 \times 10^{-3} \sum_{i \in R} Q_{it} \left[ \eta t g_i \cdot hEQ_i + \sum_{j \in Fi} \eta t g_j h_j \right] \quad (2.2)$$

**Donde:**

- EC Energía controlable  
 $t$  Índice del mes  
 R conjunto de embalses  
 Fi Conjunto de plantas a filo de agua situadas entre el embalse  $i$  y el próximo embalse aguas abajo  
 $Q_{it}$  Caudal natural afluente al embalse  $i$  en el mes  $t$   
 $hEQ_i$  Altura de la caída del embalse equivalente  
 $\eta t g_i$  Rendimiento del conjunto turbina –generador de la planta  $i$   
 $h_j$  Altura de caída líquida de la planta a filo de agua

*Energía no Controlable.*- Que corresponde a las descargas afluentes a las plantas filo de agua. La energía afluente a las plantas filo de agua son de uso obligatorio durante la simulación ya que no tienen embalse para almacenar. Esta energía es calculada en cada planta a partir de sus descargas naturales afluentes, de las cuales, son deducidas las afluentes a las plantas de embalse aguas arriba. El caudal máximo que puede ser turbinado en una planta filo de agua es limitado por la capacidad de generación de la planta. La afluencia no controlable representa el flujo lateral que llega a cada planta de pasada por su productividad.

#### 2.6.1.1.6.1.4.2 Modelos Detallados de Simulación

Estos modelos se tiene más cuidado en el análisis del sistema hidroeléctrico ya que se tiene que tomar muchos aspectos del sistema a analizar, ya que en estos modelos se representa en forma individualizada las plantas de embalse y filo de agua con la representación de sus características físicas y restricciones operativas. En la cadena de procedimientos de la planeación de la operación de los modelos de simulación a plantas individualizadas son empleados en los estudios de planeamiento anual, la complejidad del modelo dependerá de las características del sistema que se va analizar y el cual se va a representar además de depender de la naturaleza de estudio con el cual se va realizar siempre teniendo en cuenta cuidando el aspecto de solvencia computacional [15].

En estos estudios se evalúa la evolución a lo largo del tiempo de las variables relevantes como niveles de los embalses, déficit de energía, vertimientos, restricciones operativas, etc. Ya en la fase del planeamiento semanal de la operación, los modelos detallados de simulación son usados para determinar las metas de generación, en función de una política de operación definida por el largo plazo, y de series de afluencias calculadas por modelos de previsión de caudales. Generalmente los modelos detallados deben ser capaces de:

- Interligarse con modelos de cálculo de estrategias de operación.
- Representar cuencas específicas en las cuales se necesiten más detalle y las cuales merezcan un tratamiento especial.
- Representar interdependencia operativa entre las plantas.
- Representar el desvío de las afluencias de un río en determinado local para los aprovechamientos aguas abajo.
- Tomar en cuenta restricciones de volumen, generación, turbinamiento o difluencias. Para esto cada elemento del parque de generación hidroeléctrico debe ser representado en forma detallada como sigue:

*Para los embalses de la planta hidroeléctrica se debe tener los elementos siguientes:*

- Volumen máximo al que opera cada embalse
- Volumen mínimo al que opera cada embalse
- Volumen útil
- Volumen de punta del vertedero
- Volumen del canal de desvío
- Curvas o características de los embalses como son:
  - Curva Nivel-Volumen
  - Curva Nivel-Potencia
  - Curva Nivel-Consumo Específico
- Límites superior e inferior del caudal turbinado mensual

*Para las plantas hidroeléctricas son definidas en función de parámetros tales como:*

- Número de unidades por cada planta de generación
- La potencia efectiva por máquina
- La potencia efectiva por conjunto
- Curva Nivel-Consumo específico
- Curva cota del canal de fuga – caudal defluente (agua de salida)
- Rendimiento variable de la turbina
- Nivel mínimo operativo de generación de potencia
- Nivel máximo operativo
- Turbinamiento efectivo
- Factor de capacidad máxima
- Tasa de salida forzada
- Tasa de indisponibilidad programado
- Factor de pérdidas hidráulicas
- Tipo de turbina

*Restricciones que se deben de tomar en cuenta como son:*

- Cotas mínima y máxima del embalse
- Límites superior e inferior del caudal turbinado
- Límites superior e inferior de generación de energía
- Límites superior e inferior de defluencia (salida de agua)
- Volúmenes máximos operativos
- Desvíos de afluencias para otros usos
- Liberación de vertimiento

*Usos alternativos del agua:*

Además de las ya mencionadas, pueden existir restricciones tales como caudales mínimos para riego aguas abajo o cotas mínimas en embalses usados, por ejemplo, con fines turísticos. También se deben de considerar restricciones impuestas por saneamiento, control de crecidas, navegación, control ambiental, irrigación, etc [15].

### 2.6.1.1.7 COMPORTAMIENTO DE LA RESERVA HIDRÁULICA

El comportamiento de la reserva de agua a lo largo de un periodo de estudio obedece al Principio de Conservación del agua [15, 29] que dice:

*“El volumen de agua que fluye al aprovechamiento en el periodo es igual a la suma de los volúmenes: perdido bajo la forma de evaporación y filtración; de variación de nivel del embalse (Almacenamiento o vaciado) y liberado por las turbinas o vertederos.”*

Este principio debe ser representado mediante la ecuación de balance hídrico, también llamado ecuación de balance de masas, ecuación de continuidad, ecuación de transición o ecuación de la reserva hidráulica [3, 6, 15, 31, 39, 40].

$$V_{t+1}(i) = V_t(i) + A_t(i) - [U_t(i) + S_t(i) + E_t(i)] + W_t(m)$$

Donde :

$$W_t(m) = \sum_{m \in M_i} [U_t(m) + S_t(m) - E_t(m)] \quad (2.3)$$

Por lo Tanto :

$$V_{t+1}(i) = V_t(i) + A_t(i) - [U_t(i) + S_t(i) + E_t(i)] + \sum_{m \in M_i} [U_t(m) + S_t(m) - E_t(m)]$$

Para i.....I

**Donde:**

- I Conjunto de plantas i
- M Conjunto de plantas m localizadas inmediatamente aguas arriba de la planta i
- $m \in M$  Embalse m perteneciente al conjunto de embalses M del sistema
- $V_{t+1}(i)$  Volumen al final de la etapa t del embalse i o inicio de la siguiente etapa t+1
- $V_t(i)$  Volumen al inicio de la etapa t del embalse i
- $A_t(i)$  Volumen de las aportaciones hidrológicas en la etapa t del embalse i
- $U_t(i)$  Volumen de salida (turbinado), en la etapa t del embalse i
- $S_t(i)$  Volumen vertido en la etapa t del embalse i
- $E_t(i)$  Volúmenes de pérdida de evaporación y filtraciones en la etapa t del embalse i
- $U_t(m)$  Volúmenes de salida (turbinado), en la etapa t pero en el embalse m (aguas arriba)
- $S_t(m)$  Volumen vertido en la etapa t por el embalse m (aguas arriba)
- $E_t(m)$  Es el volumen perdido por evaporaciones, en la etapa t al embalse i

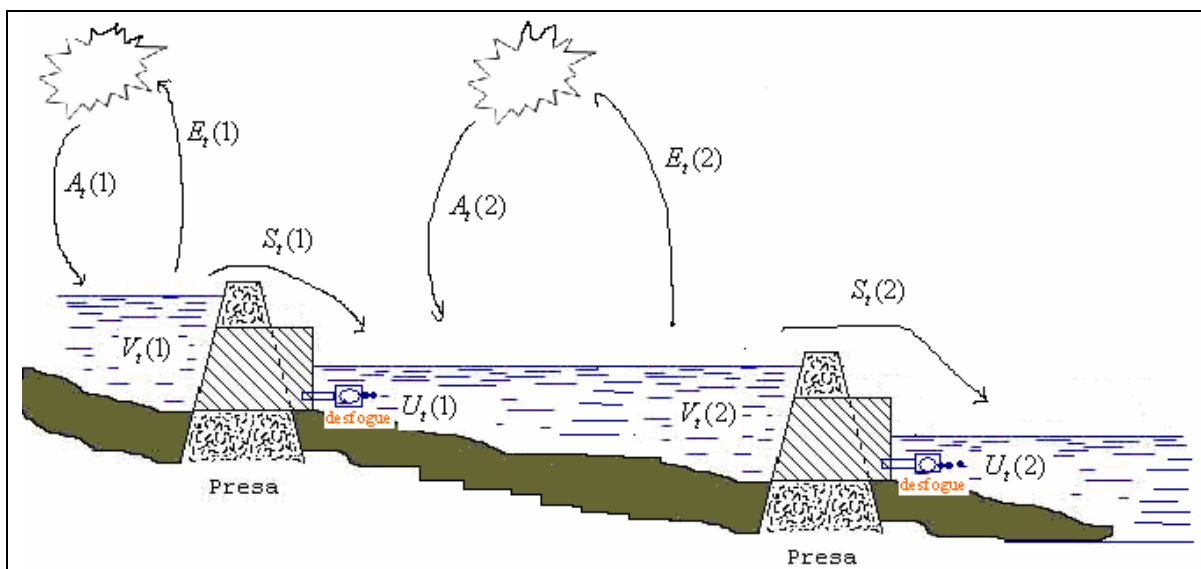
Si se hace referencia a volúmenes finales de la etapa t (inicio de la etapa t+1), del embalse i, siendo este el embalse inicial del sistema hidrológico, la sumatoria  $W_t(m) = \sum_{m \in M_i} [U_t(m) + S_t(m) - E_t(m)]$ , será cero, puesto que se trata del primer

embalse. En la ecuación de continuidad se toman en cuenta las evaporaciones y filtramientos, aunque como no contamos con estos datos se desprecian estos datos aunque bien se puede implementar en el programa si se contara con estos datos.



Lo que se refiere a turbinamientos vertimientos o filtraciones se les denomina **defluencias**, por lo tanto aguas como aportaciones, caudal son llamados **afluencias**.

Para ejemplificar en la figura 2.8 se muestra las variables de la ecuación 2.3 en un sistema de dos embalses acoplados [15, 3].



**Figura 2.8 Representación de las Variables en Embalses en Operación**

### 2.6.1.1.8 ENERGÍA HIDROELÉCTRICA

El proceso de generación de energía eléctrica puede expresarse como la transformación de energía potencial del agua almacenada, a través del conjunto turbina – generador, definida por las siguientes relaciones [15, 29, 35].

Para el agua se tiene que:

$$ps = \rho \cdot g \cdot h \quad (2.4)$$

$$PH = F \cdot Vel \quad (2.5)$$

$$F = ps \cdot A \quad (2.6)$$

$$PH = [ps \cdot A] \cdot Vel \quad (2.7)$$

$$PH = [\rho \cdot g \cdot h] \cdot A \cdot Vel \quad (2.8)$$

$$Q = A \cdot Vel \quad (2.9)$$

$$PH = \rho \cdot g \cdot h \cdot Q = (1000)(9.8)(h)(Q) = \text{Wattio} \quad (2.10)$$

$$PH = 9.8(h)(Q) = \text{kW} \quad (2.11)$$

La potencia generada por planta hidroeléctrica se obtiene multiplicando la potencia teórica del agua por la eficiencia del grupo turbina generador aunque en estudios de planeación de la operación a largo plazo o mediano plazo normalmente los rendimientos de la turbina, del generador y de la conducción hidráulica son considerados constantes e iguales sin embargo en estudios a corto plazo es necesaria una descripción más detallada de los elementos.

$$PGH = PH \cdot (\eta_{CH}) \cdot (\eta_{TV}) \cdot (\eta_{GE}) \quad (2.12)$$

$$PGH = [9.8 \cdot h \cdot Q] \cdot (\eta_{CH}) \cdot (\eta_{TV}) \cdot (\eta_{GE}) \quad (2.13)$$

Si los valores de las eficiencias y el valor de h se mantienen constantes se puede poner como una constante como sigue:

**Donde:**

$$FC = [9.8 \times h] \cdot (\eta_{CH}) \cdot (\eta_{TV}) \cdot (\eta_{GE}) = \text{Constante KW/ (m}^3\text{/seg)} \quad (2.14)$$

FC es el factor de conversión o de productividad (FC) y al inverso de este se le conoce como consumo específico (CE).

Una expresión para la energía puede ser:

$$PGH = (FC) \cdot Q \quad (2.15)$$

$$E = (FC) \cdot Q \cdot T \quad (2.16)$$

$$U = Q \cdot T \quad (2.17)$$

$$\boxed{EH = FC \cdot U = (MW \cdot h)} \quad (2.18)$$

**Donde:**

- PH* Potencia teórica del agua
- EH* Energía hidroeléctrica en el periodo
- FC* Factor de productividad
- Q* Caudal
- T* Periodo de tiempo

$\eta_{CH}$	Eficiencia de la conducción hidráulica
$\eta_{TV}$	Eficiencia de la turbina.
$\eta_{GE}$	Eficiencia del generador
$PGH$	Potencia generada hidroeléctrica.
$U$	El desembalsamiento de agua en un periodo
$CE$	Consumo Específico
$\rho$	Densidad del agua
$g$	Gravedad
$h$	Altura de caída neta
$F$	Fuerza
$Vel$	Velocidad
$A$	Área
$ps$	Presión

La potencia generada de una planta hidroeléctrica es una función del volumen turbinado y de la altura de caída, que a su vez es una función no lineal del volumen almacenado y del caudal fluyente.

#### 2.6.1.1.8.1 Determinación de Volúmenes Turbinados

La forma de poder determinar los volúmenes turbinados, al emplear la ecuación del modelo hidráulico (ecuación de continuidad), es de acuerdo al principio de conservación del agua estableciéndose el número de unidades en la planta generadora (capacidad instalada) [15].

$$U_t(i) = \frac{(CE)(Pg)(Ng)(24hrs)(Nd)}{1000} = \dots\dots\dots Mm^3 \quad (2.19)$$

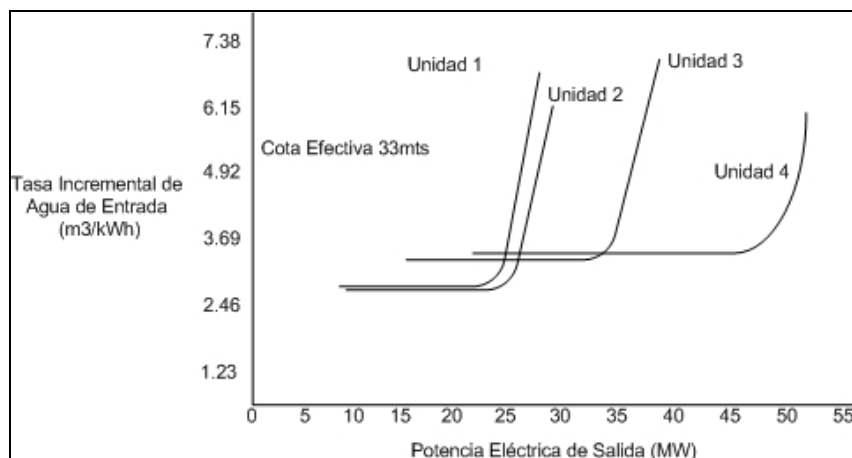
#### Donde:

CE	Es el Consumo Específico dado en $m^3 / kWh$
Ng	Es el número de unidades generadoras
Pg	Potencia generada dada en MW
$10^3$	Es un factor para que el resultado se de en millones de metros cúbicos
Nd	Número de días que se considera el periodo de discretización
$U_t(i)$	Volumen turbinado en el periodo t para la central de análisis

### 2.6.1.1.9 Curvas Características De las Plantas Hidroeléctricas [8, 15, 25]

Las plantas hidroeléctricas se pueden representar a través de un modelo de entrada y salida, en el cual la entrada corresponde a la tasa incremental del agua expresada en ( $m^3/\text{seg.}$ ) Y la salida es la potencia eléctrica efectiva expresada en (MW).

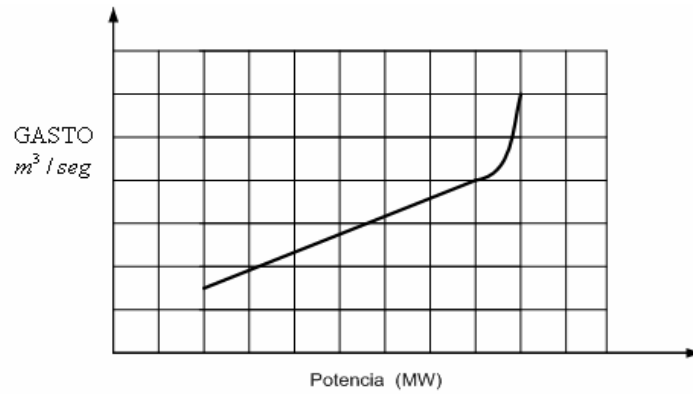
La figura.2.9 muestra las típicas curvas características de una central de cota intermedia con cuatro unidades.



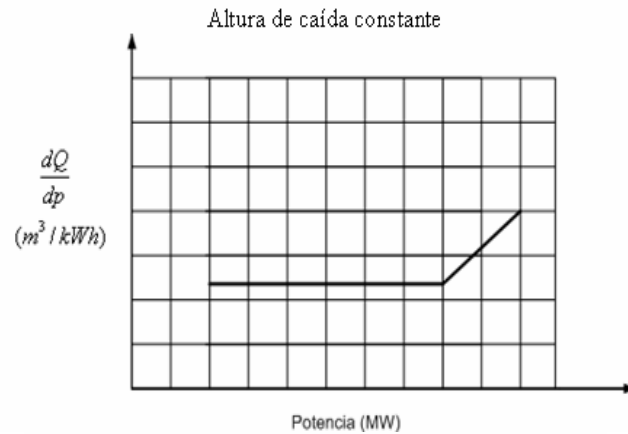
**Figura 2.9 Curva característica de la Tasa Incremental del Agua en las Centrales**

Tal como se aprecia en las curvas, en las centrales de embalse, la potencia de salida depende principalmente de la descarga de agua ( $Q$ ) y de la cota efectiva ( $h$ ),  $GH \text{ (MW)} = f(Q, h)$ . Esta función depende de la expresión existente en el agua a una profundidad  $h$  con gasto afluente  $Q$ , y de la eficiencia de la turbina – generador  $\eta_{tg}$  que a su vez depende de  $h$  y  $Q$ . En estudios de planificación de la operación se considera despreciable la variación de la cota a lo largo del día, por lo tanto es posible definir un factor de productividad (F.C) como una constante que depende de la altura  $h$ (mts) y de la eficiencia ( $\eta_{tg}$ ). Por lo tanto se obtiene la relación para la generación hidráulica en MW que dependerá solo de la variable descargada expresada en ( $m^3/\text{seg.}$ ) y la cual será utilizada [6].

En la figura 2.10 se muestra una curva característica de entrada salida para plantas hidroeléctrica donde la caída de altura se considera constante. Debido a esta consideración se obtiene una curva casi lineal. La curva de tasa incremental de agua se muestra en la figura 2.11; la cual matemáticamente se define como la primera derivada del gasto con respecto a la potencia.

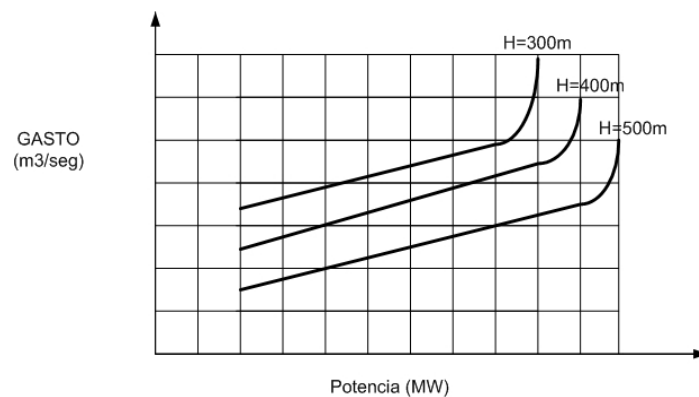


**Figura 2.10 Curva Característica de Entrada – Salida de una Planta Hidroeléctrica**



**Figura 2.11 Curva Característica de Tasa Incremental del Agua para una Planta Hidroeléctrica**

Al hacer la consideración de la altura de caída variable, lo que se obtiene es una familia de curvas entrada-salida; correspondiendo para cada altura de caída una curva correspondiente, esto se muestra en la figura 2.12:



**Figura 2.12 Familia de Curvas Características Entrada-salida para una Planta Hidroeléctrica con Altura de Caída Variable**

### 2.6.1.1.10 RESTRICCIONES OPERATIVAS DEL PARQUE HIDROELÉCTRICO

Generalmente las plantas hidroeléctricas están sujetas a diferentes restricciones físicas y operativas de su propia naturaleza las más importantes que se manejan son las que se presentan a continuación.

#### Límites de Almacenamiento del Embalse

Esto se refiere a los volúmenes que se permiten tener en los embalses, estos son volumen máximo y mínimo de almacenamiento dados en millones de metros cúbicos.

$$V(i)^{\min} \leq V_t(i) \leq V(i)^{\max} \quad i \in I \quad t \in T \quad (2.20)$$

Donde:

$V(i)^{\min}$	Volumen mínimo de almacenamiento en el embalse
$V(i)^{\max}$	Volumen máximo de almacenamiento en el embalse
$V_t(i)$	Volumen que se tiene en el embalse en la etapa t
$i$	Embalse que se está analizando
$I$	Conjunto de plantas (embalses) i
$T$	Etapas que se está analizando de un periodo T

#### Límites en los Volúmenes de Salida

Estos son los turbinamientos mínimos y los turbinamientos máximos que puede dar la planta los cuales representan los límites de generación en las plantas hidroeléctricas los cuales se representa por el agua que va del embalse a la turbina.

$$U(i)^{\min} \leq U_t(i) \leq U(i)^{\max} \quad i \in I \quad t \in T \quad (2.21)$$

Donde:

$U(i)^{\min}$	Límite mínimo del turbinamiento en embalse i
$U(i)^{\max}$	Límite máximo del turbinamiento en el embalse i
$U_t(i)$	Turbinamiento del embalse i en el periodo t

#### Límites de Defluencias

Estos son los límites mínimos y máximos de defluencias los cuales son representados por los vertimientos y turbinamientos de la central hidroeléctrica y los cuales representan las restricciones para el control de crecidas en cada etapa.

$$R(i)^{\min} \leq U_t(i) + S_t(i) \leq R(i)^{\max} \quad i \in I \quad t \in T \quad (2.22)$$

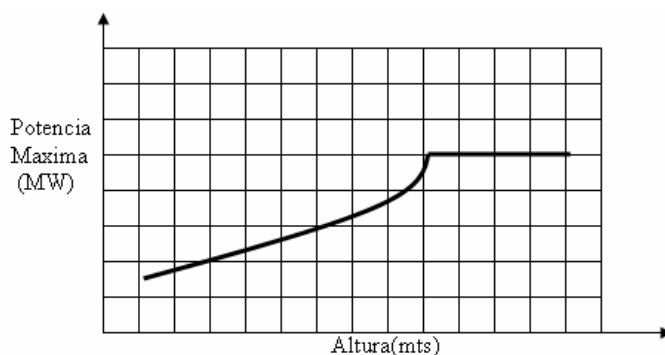
Donde:

$U_t(i) + S_t(i)$	Defluencias, vertimientos y turbinamientos en la etapa t para la planta i
$R(i)^{\min}$ Y $R(i)^{\max}$	Defluencias mínima y máxima respectivamente de la planta i en la etapa t que se está analizando

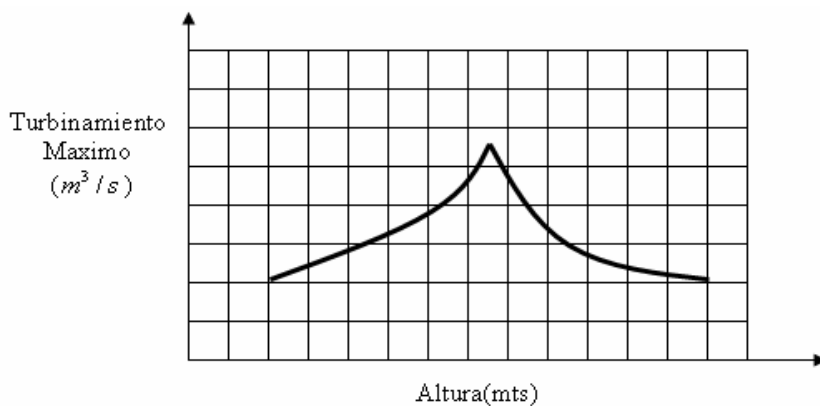
A continuación se describirá una característica muy importante a considerar cuando se analizan plantas hidroeléctricas.

Los generadores de las centrales hidroeléctricas están diseñados para entregar cierta potencia eléctrica por lo cual estos dependen de la altura de caída de agua y del turbinamiento que se tenga de está. La potencia generada está limitada por los dos equipos turbina generador. Con esto la operación de la turbina en situaciones cuando tenemos una altura o caída menor a la nominal hace que la producción de energía eléctrica quede limitada por la turbina. Para estas caídas, la potencia mecánica máxima producida por la turbina es inferior al valor de el cual fue diseñado dicho generador y el cual debe recibir en su eje para producir su potencia nominal.

Al contrario lo que sucede cuando se tienen alturas mayores a la nominal esto no quiere decir que va producir mayor potencia que la diseñada de los generadores. En estas condiciones, la turbina es capaz de producir potencias mecánicas superiores a aquellas que el generador puede absorber en su eje, debiendo funcionar con el distribuidor parcialmente cerrado. Esta situación se refleja en la naturaleza de las curvas características de las plantas hidroeléctricas así como se muestra en las figura 2.13 y 2.14.



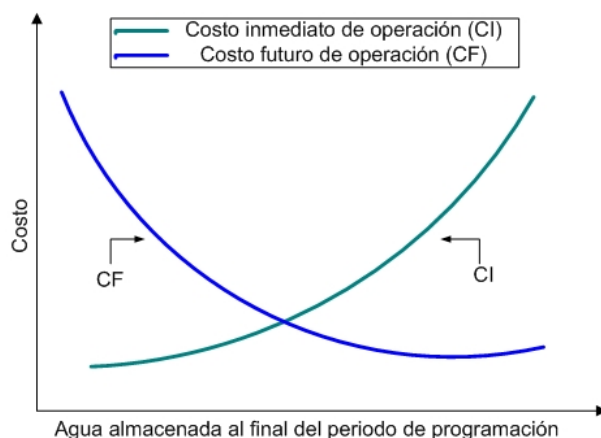
**Figura 2.13 Curva Característica Potencia-Nivel de una Planta Hidroeléctrica**



**Figura 2.14 Curva Característica Turbinamiento – Nivel de una Planta Hidroeléctrica**

### 2.6.1.1.11 Costos de Operación en Unidades Hidroeléctricas de Embalse

El agua llega a los embalses en forma gratuita, por lo que tiende a pensarse que su costo es cero. Sin embargo, ya que la generación hidroeléctrica produce ahorros en el sistema debido a la generación termoeléctrica que desplaza, en realidad el agua tiene asociado un costo de oportunidad. De este modo, si el agua de los embalse se utiliza cuando la demanda del sistema es alta, se está desplazando el consumo de combustibles de mayor precio que si el agua se usara cuando la demanda es baja. Además debe tomarse en cuenta que si el agua no se usa en un período determinado puede almacenarse para uso futuro, por lo que no sólo debe considerarse un período de la programación, sino que deben analizarse también los costos en los períodos siguientes. La Figura 2.15 ilustra la relación entre el costo inmediato y el costo futuro asociados al agua en sistemas hidrotérmicos, contra el agua almacenada al final de un período de la programación.



**Figura 2.15 Costos Inmediato y Futuro de Operación Contra Agua Almacenada [44]**

#### *Costo Inmediato de Operación (CIO)*

El costo inmediato de operación (CIO) está relacionado con los costos de la generación térmica durante el período de análisis. De acuerdo a lo observado en la figura 2.15 si el agua almacenada al final de este período es mayor, significa que se usó menos agua durante el período y que por lo tanto debió usarse una mayor cantidad de generación térmica para satisfacer la demanda y en consecuencia el costo de producción para el período se incrementa. Inversamente, si el agua almacenada al final del período es menor, implica que durante el período se usó menos generación térmica y el costo inmediato es menor [44].

#### *Costo Futuro de Operación (CFO)*

El costo futuro de operación (CFO) está asociado a los costos de la generación térmica esperada desde el período siguiente al de análisis hasta el final de un horizonte de Planificación de mediano o largo plazo.

En la Figura 2.15 se aprecia que el costo futuro es decreciente en la medida que crece la cantidad de agua almacenada al final del período de análisis, como una consecuencia lógica de tener más agua disponible en los períodos siguientes. Las curvas de costo futuro se calculan a partir de un proceso de optimización estocástico de mediano/largo plazo [42].



## 2.6.2 SISTEMA TÉRMICO

### 2.6.2.1 ESTRUCTURA Y OPERACIÓN DE CENTRALES TERMOELÉCTRICAS

Para la producción de energía termoeléctrica, existe una clasificación de acuerdo a la tecnología utilizada para hacer girar los generadores eléctricos, denominándoseles como sigue [14]:

- Vapor.- Con vapor se produce el movimiento de una turbina acoplada al generador eléctrico.
- Turbogás.- Con los gases de combustión se produce el movimiento de una turbina acoplada al generador eléctrico.
- Combustión Interna.- Con un motor de combustión interna se produce el movimiento del generador eléctrico.

Una segunda clasificación corresponde al tipo de centrales que utilizan una combinación de las tecnologías de turbogás y vapor para la generación de energía eléctrica, denominada:

- Ciclo combinado

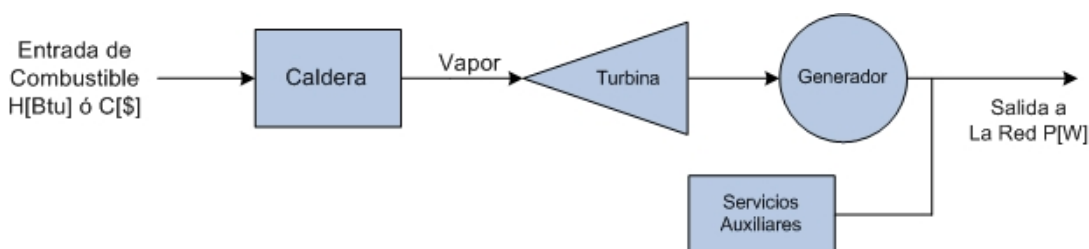
Otra clasificación de las centrales termoeléctricas corresponde al combustible primario para la producción de vapor, según:

- Vapor (combustóleo, gas y diesel).
- Carboeléctrica (carbón).
- Dual (combustóleo y carbón).
- Geotermoeléctrica (vapor extraído del subsuelo).
- Nucleoeléctrica (uranio enriquecido).

#### 2.6.2.1.1 Descripción del Proceso de las Centrales Termoeléctricas

Una central termoeléctrica de tipo vapor es una instalación industrial en la que la energía química del combustible (carbón, gas, diesel, etc.) se transforma en energía calorífica para producir vapor, este se conduce a la turbina donde su energía cinética se convierte en energía mecánica, la que se transmite al generador, para producir energía eléctrica. La secuencia de transformación de energía se puede ver en la figura 2.16.

#### 2.6.2.1.2 Secuencia de Transformaciones de Energía



**Figura 2.16 Esquema de una Unidad Generadora Termoeléctrica [44]**

### 2.6.2.1.3 MODELADO DE UNIDADES TÉRMICAS

#### 2.6.2.1.3.1 DESACOPLAMIENTO TEMPORAL

En general, las decisiones que se toman en los sistemas con generación puramente térmica durante una etapa de la programación (una semana por ejemplo) no tienen mayores consecuencias en los períodos siguientes, ya que mientras se tenga dinero para comprar combustible siempre se podrá generar energía eléctrica [33].

#### 2.6.2.1.3.1.2 INDEPENDENCIA DE LA GENERACIÓN

En los sistemas puramente térmicos la disponibilidad energética de una determinada unidad no depende de cuanto genera otra unidad (las centrales son independientes) cada central tiene sus propios sistemas de abastos [33].

#### 2.6.2.1.3.1.3 EFICIENCIA DE CENTRALES TÉRMICAS DE POTENCIA

La producción de las centrales térmicas se basa en el segundo principio de la termodinámica, según el cual el nivel de eficiencia depende de las diferencias de temperatura en el ciclo térmico.

En otras palabras, del calor producido por un combustible solo parte puede ser transformado en trabajo mecánico, el resto es evacuado a una fuente más fría que es en general, el medio ambiente. Además de la eficiencia del ciclo termodinámico debe considerarse la eficiencia de los equipos utilizados.

Las centrales de vapor de alta presión y alta temperatura alcanzan 38 a 40% de eficiencia. Las turbinas a gas entre 20 y 30%; está última cifra cuando se recupera calor de los gases de escape. Las centrales diesel tienen eficiencias de 30 a 37%. Las centrales nucleares que usan como moderador y refrigerante agua liviana o agua pesada tienen eficiencias en el ámbito de 30 a 31%, pues los elementos combustibles no permiten parámetros de vapor más elevados. Las plantas nucleares del tipo AGR (diseño avanzado, enfriadas por gas, moderada con grafito) pueden llegar a 38-39%. Las centrales de ciclo combinado, con eficiencias de 4% o superiores.

Estas centrales termoeléctricas son mucho menos flexible operativamente que las hidroeléctricas ya que en frío demoran varias horas en partir y en caliente, necesitan un máximo de velocidad de toma de carga. También es importante considerar el hecho que bajo cierta potencia mínima no pueden funcionar en forma estable. Debido a las características de sus componentes, las unidades térmicas tienen un límite de generación, la cual es generalmente expresada en términos de los MW máximos a generar.

La disponibilidad de las centrales térmicas a vapor, depende mucho del tamaño de las unidades, unidades con mayor MW de potencia tienen mayor porcentaje de disponibilidad. Generalmente se consideran como factores que afectan la disponibilidad, al mantenimiento programado requerido (1 a 2 meses) y a las salidas intempestivas de servicio. De aquí es factible derivar un *factor de capacidad* para generación continua que afectara a la potencia instalada de la central [40].

### 2.6.2.1.3.1.4 CARACTERÍSTICAS DE LAS UNIDADES TÉRMICAS [8, 15, 40, 41, 44]

Una unidad típica de vapor requiere entre 2-6% de salida de energía para los requerimientos de sus equipos auxiliares. Pero de manera general se habla de entrada total de combustible contra salida de potencia total.

Para la definición de las características de las unidades de vapor, es común el utilizar los términos:

H Entrada de calor en unidades de calor en MBtu/h

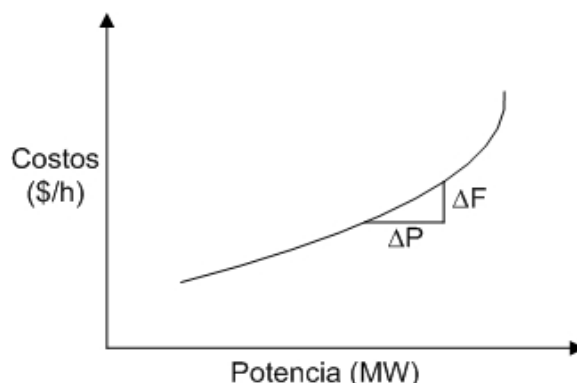
#### Donde:

Btu (British thermal units)

C Costos de combustibles en \$/h

P Potencia de salida en MW

En la figura 2.17 se muestra una curva característica entrada salida de una unidad de vapor de manera idealizada. La entrada de la unidad puede estar dada en términos de los requerimientos de energía de calor (MBtu/h) o en términos del costo total (\$/h). La salida es normalmente la salida total de potencia eléctrica.

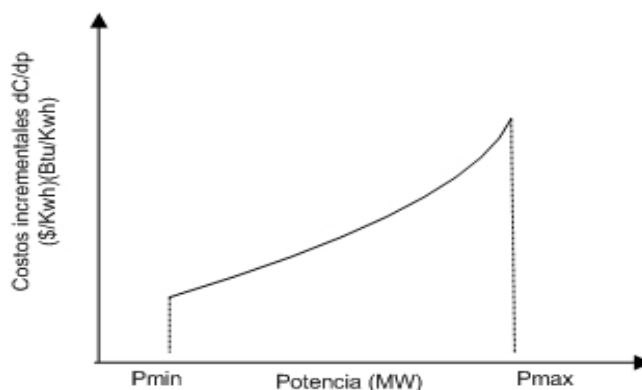


**Figura 2.17 Curva Característica Entrada Salida de una Planta Termoeléctrica**

Las unidades generadoras de turbinas de vapor por lo general tienen algunas restricciones críticas de operación. Generalmente, la carga mínima en la cual una unidad puede trabajar está influenciada más por la caldera y ciclo regenerativo que por la turbina. Los únicos parámetros críticos para la turbina son los niveles de temperatura en los elementos. Las limitaciones de carga mínima son generalmente causadas por la estabilidad de combustión y restricciones inherentes al generador de vapor.

Las características de tasa de calor incremental no es más que la pendiente de la curva Entrada-Salida. Matemáticamente se define como la primera derivada de los costos de combustibles (entrada), con respecto a la potencia de salida  $dC/dP$  y sus unidades son MBtu/MWh (figura 2.18). Esta característica de las unidades térmicas es ampliamente

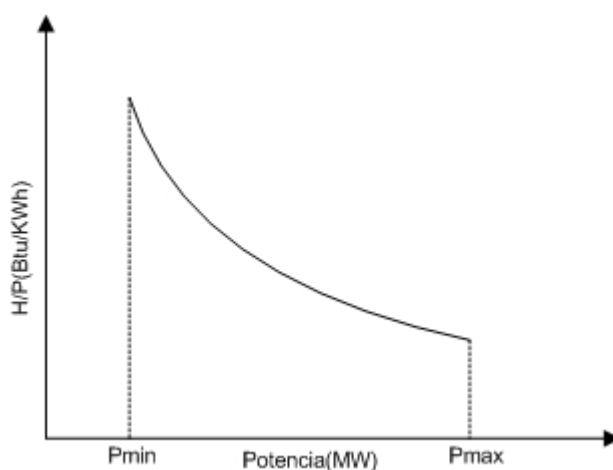
usada en el despacho económico de las unidades. Frecuentemente esta curva característica es aproximada por un conjunto de segmentos lineales [8].



**Figura 2.18 Curva Característica de Costos Incrementales de una Planta Termoeléctrica**

Dependiendo como se usen las unidades de entrada en la característica se denomina *Costos Incrementales de Combustible* (\$/kWh), o bien; *Tasa de Calor Incremental* (Btu/Kwh). La última característica de importancia de una unidad térmica es la unidad neta de índice de calor. Esta característica es determinada de la relación H/P contra P y es proporcional al recíproco de la característica usual de eficiencia desarrollada por la máquina. Esta característica muestra la entrada de calor por kWh de salida contra la salida en MW de la unidad. Las unidades típicas de vapor se encuentran entre 30-35% de eficiencia y en unidades térmicas con un equivalente de 11,400Btu/Kwh y 9800Btu/Kwh (mientras que un Kwh tiene un equivalente térmico de aproximadamente 3412 Btu).

Esta característica es una función de los parámetros de diseño de la unidad termoeléctrica tales como condiciones iniciales del vapor, etapas y temperaturas de recalentamiento, presión del condensador y de la complejidad del ciclo regenerativo de alimentación de agua. Una curva típica de esta característica se muestra en la figura 2.19.



**Figura 2.19 Curva Característica de Eficiencia de una Planta Termoeléctrica**

Existen diferentes formas de representar la característica entrada-salida de las unidades térmicas. Los datos que se obtienen de pruebas de tasa de calor o de los diseños de las

plantas pueden ser ajustados por una curva polinomial. En muchos casos la característica se ajusta al polinomio cuadrático. Otra opción es la de aproximar la curva mediante segmentos lineales interconectados para representar dicha característica [8, 15].

### 2.6.2.1.3.1.5 COSTOS ASOCIADOS A LAS PLANTAS TERMOELÉCTRICAS

Los costos de operación de las centrales térmicas son mucho mayores que los equivalentes hidroeléctricos, para las plantas termoeléctricas basadas en combustibles tradicionales tienen diferentes tipos de costos de operación que se describen a continuación.

#### *Costos de Arranque*

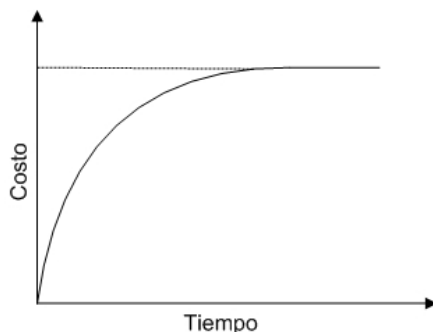
El costo de partida de las unidades termoeléctricas está asociado a la cantidad de combustible requerido para llevar la caldera a la temperatura y presión necesarias para operar la turbina, así como a costos de operación y mantenimiento. Los costos de arranque (sincronización) de una unidad termoeléctrica dependen principalmente del tiempo que la unidad ha estado apagada (fuera de línea o desincronizada). Se debe tener contemplado que entre más tiempo haya pasado la unidad desconectada, mayor será el costo de arranque. No es igual poner en funcionamiento una unidad fría que una unidad recientemente apagada y que no necesita volver a calentarse desde la temperatura ambiente. Este costo de arranque dependen exponencialmente del tiempo que la caldera ha sido enfriada este costo se puede expresar por la siguiente ecuación.

$$C_s = C_{bc}(1 - e^{-\tau/bc}) + C_a \quad (2.23)$$

**Donde:**

- $C_s$  Costos de arranque de la unidad
- $C_{bc}$  Costos variable de arranque en frío de la caldera
- $b_c$  Constante de tiempo de enfriamiento de la caldera
- $C_a$  Costo Constante de arranque de la turbina
- $\tau$  Tiempo en el cual la caldera ha estado enfriándose o ha sido desconectada

En la ecuación 2.20 se puede observar que entre mayor sea el tiempo de desconexión, los costos de arranque pueden alcanzar el valor máximo posible equivalente a  $C_{bc} + C_a$ . La constante de tiempo  $bc$  dependerá de las características de recuperación de calor de la unidad específica.



**Figura 2.20 Comportamiento de los Costos de Arranque de una Planta Termoeléctrica**

Por la dificultad de manejar esta curva dentro del modelo de optimización, una simplificación práctica es aproximar esta curva con dos segmentos lineales. Aunque en la mayoría de los casos de aplicación se realiza una simplificación la cual involucra solo dos tipos de costos.

**Arranque en Frío.** Si la caldera ha estado enfriándose por más de un tiempo crítico  $t_c$  determinado por los operadores.

**Arranque en Caliente.** Si la caldera ha estado enfriándose por un tiempo menor al tiempo crítico  $t_c$ . Mantener las calderas a la temperatura de operación condición llamada “*tener la central embancada*”, tiene un costo constante en combustible  $C_E$ . Por lo tanto el costo de puesta en marcha de la central en la próxima partida después de mantenerla embancada durante  $t$  horas es:

$$C_{PM} = C_E \cdot T \quad (2.24)$$

**Donde:**

- $C_E$  Costo constante en combustible.
- $T$  Periodo de tiempo.
- $C_{PM}$  Costo de puesta en marcha o costo de arranque.

**Costos de Paro.** Este costo es por lo general un valor constante y representa los costos asociados a la desconexión de la unidad y equipo auxiliar.

**Costos de Producción.** Se pueden representar mediante diferentes aproximaciones lineales. En las figuras 2.21 y 2.22 se presentan dos aproximaciones lineales para función de costos en términos de la potencia eléctrica de salida de la unidad. Estos costos se descomponen en dos tipos.

- Costos Fijos.
- Costos Variables
  - ❖ Costos Variables Combustibles
  - ❖ Costos Variables no Combustibles

**Costos Fijos (CF).** Dependen del tiempo y consideran los ítems de personal, contribuciones seguros, costos de capital, servicios de alumbrado, mantenimientos independientes de las horas de operación, administración etc.

**Costos Variables (CV).** Estos son combustible, servicios auxiliares y costos de mantenimiento proporcionales a las horas de operación.

Los costos variables de producción de potencia son generalmente modelados por medio de la función cuadrática:

$$CT(P) = a + bP + cP^2 \quad (2.25)$$

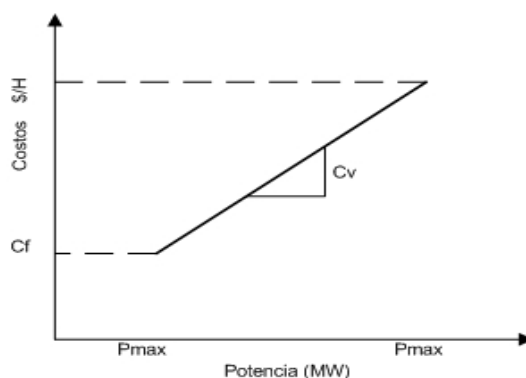
**Donde:**

- $a, b, c$  Constantes \$/hr, \$/MWh y \$/MW<sup>2</sup>hr respectivamente.
- $P$  Potencia generada (MW)
- $CT(P)$  Consumo total de calor (MW/h)

**Costos Variables de Combustible (CVC).** Una vez puesta en marcha una unidad termoeléctrica, su potencia de salida depende directamente de la energía calórica que recibe a través de la quema de combustible. Por ende, si se conoce el precio unitario del combustible, puede establecerse una relación entre el costo del combustible que entra y la potencia eléctrica que sale. Generalmente representan más de la mitad del costo total y pueden ser determinados a partir del CE (Consumo Específico), del PCI (Poder calorífico inferior), del precio del combustible y la generación neta. EL PCI es la cantidad de calor que se desprende en la combustión completa de la unidad de combustible, quedando finalmente el agua en la combustión en forma de vapor.

$$CVC = CE \left( \frac{kcal}{kWh} \right) \cdot PCI^{-1} \left( \frac{kg}{kcal} \right) \cdot Precio \left( \frac{\$}{kg} \right) \cdot Energía(kWh) \quad (2.26)$$

**Costos Variables No Combustibles (CVNC).** Corresponden a los gastos de operación y manutención, los cuales dependen del nivel de generación. Son aproximadamente un 5% de la estructura de costo variable total. Para la figura 2.21 la componente fija  $C_f$  está asociada al costo de producir la potencia mínima de operación y la componente variable  $C_v$  es una función de la potencia de salida.



**Figura 2.21 Aproximación Lineal de los Costos de Producción por Medio de un Segmento**

En el modelo de la figura 2.21, una vez que la planta es arrancada, está operando en su punto más bajo de potencia y tendrá un costo de operación fijo correspondiente al mínimo (costo fijo). Los costos generales se incrementan en el rango de los costos variables  $C_v$ , a medida que la producción de potencia sea incrementada del mínimo al máximo de producción de potencia. Si se conocen los costos en vacío se obtiene la relación lineal entre los costos de producción y potencia de salida.

$$C(P) = CV_A + (CI) \cdot P \quad (2.27)$$

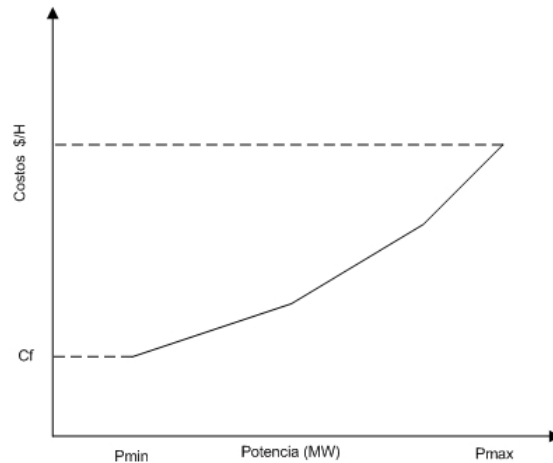
**Donde:**

- C (P) Costos totales de producción en función de la potencia de salida.
- $CV_A$  Costos en vacío de la unidad.
- CI Costos incrementales.
- P Potencia de salida de la unidad.

Sujeta a los límites de generación de la unidad.

$$P^{\min} \leq P_T \leq P^{\max} \quad (2.28)$$

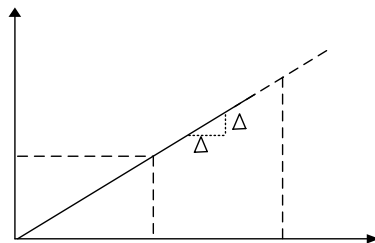
En la práctica, los componentes de los costos totales son calculados de los datos disponibles de cada planta. Para el caso de la figura 2.22 la diferencia radica en que ya se tiene varios segmentos lineales y cada uno de ellos estará activo solamente para determinado intervalo de potencia. Aunque este modelo de la función de costos podría representar más trabajo computacional, tiene la ventaja de ser una mejor aproximación para la representación de una planta termoeléctrica [8, 15, 40].



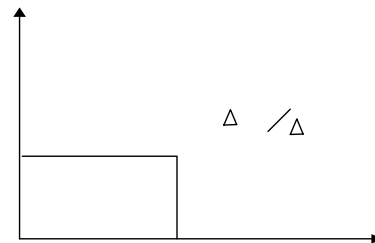
**Figura 2.22 Aproximación Lineal de los Costos de Producción por Medio de Varios Segmentos**

### MODELADO DE UNIDADES TÉRMICAS CON UN COSTO UNITARIO DE COMBUSTIBLE INDEPENDIENTE DEL NIVEL DE CARGA (GENERACIÓN)

En una primera aproximación se puede considerar que el consumo de calor por unidad producida es independiente del nivel de carga de la unidad. El consumo total de calor (CT(P)) por hora en función del nivel de carga, es en este caso, una recta cuya pendiente es a la vez el consumo específico incremental (CI) y medio (CM), que son iguales. El costo de combustible, total por hora o unitario por Kwh. resulta multiplicar el calor correspondiente por el costo del combustible por unidad de calor. En la figura.2.23 se representa el consumo total de calor por hora en función de la potencia, y la figura.2.24 el consumo unitario medio CM y el consumo incremental o marginal CI [40].



**Figura 2.23 Consumo Total de Calor**



**Figura 2.24 Consumo Unitario de Calor**



El despacho económico en un sistema con unidades térmicas que tengan un costo unitario de generación constante, igual para todo nivel de carga se realizará colocando inicialmente aquella unidad que tenga el menor costo variable, cualquier otra unidad que produjera lo haría a un costo mayor por cada kWh producido, cuando la demanda  $D$  sea mayor que la potencia máxima de esta primera unidad, utilizaremos la unidad con el menor costo mayor, y así sucesivamente. Por lo tanto, en un instante dado, en ausencia de restricciones la forma óptima de operar un sistema térmico puro es cargar las unidades en el orden de sus costos variables crecientes.

### **MODELADO DE UNIDADES CON COSTO UNITARIO DE COMBUSTIBLE EN FUNCIÓN DEL NIVEL DE CARGA (GENERACIÓN)**

La hipótesis del párrafo anterior es una simplificación para las unidades de vapor y turbinas a gas, pues el consumo unitario de calor varía con el nivel de carga. El consumo de calor se puede modelar por una curva convexa entre la potencia mínima y máxima.

El consumo medio de calor para cada nivel de generación se calcula como  $\Delta CT / \Delta P$  (incremento del consumo total de calor entre el incremento de potencia).

El consumo incremental o marginal de calor, para cada potencia generada, es la pendiente  $\Delta CT / \Delta P$  a la curva de consumo total y se expresa en unidades de calor por kWh. El concepto de costo marginal o incremental es de gran importancia y muy usado en la operación de las unidades. El costo de combustible incremental corresponde al consumo incremental de calor (expresado en kcal/KWh) por el costo de combustible (expresado en \$/cal).

Una forma usual de expresar el consumo total de calor en función de la potencia generada es a través de un polinomio de grado dos ecuación 2.13.

#### **2.6.2.1.3.1.6 RESTRICCIONES DE LAS UNIDADES TERMOELÉCTRICAS**

Al resolver el problema de programación de unidades, es necesario respetar numerosas restricciones, tanto provenientes de las características de las unidades, como impuestas por el sistema eléctrico por razones de seguridad.

a) Restricciones impuestas por las características de las unidades.

- Potencia máxima, Potencia mínima.
- Tiempo mínimo de operación: una vez que la unidad es apagada, hay un tiempo mínimo antes de volver a ser reconectada.
- Tiempo de Partida: El tiempo que transcurre entre el instante en el cual la unidad se enciende y aquel en que puede conectarse al sistema. Este periodo es de varias horas. Asociado al tiempo de partida hay un costo de puesta en marcha.
- Limitaciones de Potencia por indisponibilidad.
- Velocidad de toma de carga: debido a la inercia térmica, existe una velocidad máxima a la cual se puede variar la potencia de la unidad, medida en MW/minuto.

b) Restricciones relacionadas con las centrales. Existen algunas restricciones que se plantean a nivel de una central, con más de una unidad:

- Máximo número de unidades que pueden poner en marcha en el periodo. Una unidad requiere de personal especial para las maniobras de puesta en marcha. Una central con varias unidades puede presentar limitaciones de personal que no permitan poner varias unidades en servicio simultáneamente.
- Potencia máxima de la central. Consideraciones de tipo ambiental pueden imponer una limitación a la potencia máxima de una central con varias unidades. Disponibilidad de combustible.

c) Restricciones impuestas por el Sistema Eléctrico. Entre las limitaciones que imponen la operación del sistema a la puesta en marcha de unidades térmicas se pueden mencionar:

- Abastecimiento de la demanda, reserva rodante, seguridad de abastecimiento en ciertas áreas, transmisión [39].

### 2.6.3 REPRESENTACIÓN DE LOS APORTES HIDROLÓGICOS

Las secuencias de los caudales tienen un papel crítico en los estudios de la operación de sistemas eléctricos con alta proporción de generación hidráulica. El gasto afluente al embalse de una central hidroeléctrica es fundamentalmente estocástico. Por lo tanto la energía generable en ellas también es una variable aleatoria. El fenómeno hidrológico se modela generalmente con procesos estocásticos por ejemplo a través del método de simulación de Monte Carlo desarrollada en [13, 21, 31]. O también se modela a través del método de simulación Box-Jenkis desarrollados en [3, 4, 10]. En los cuales se utilizan informaciones estadísticas, provenientes de registros históricos de caudales, para simular distintas operaciones.

El objetivo de los modelos de síntesis de caudales es obtener el máximo de información posible de datos históricos. Estos modelos analizan el registro histórico como una realización del proceso estocástico e intentan estimar los parámetros de este proceso. Los modelos de generación de caudales sintéticos son utilizados para suministrar diversas secuencias de caudales igualmente probables. Cuanto Mayor sea el registro histórico mejor será el proceso de obtención de los parámetros de proceso estocástico.

### 2.6.4 REPRESENTACIÓN DE LA DEMANDA

La demanda del sistema de potencia la constituye el consumo de energía de todos los usuarios considerados conjuntamente. El problema más importante de la demanda es el hecho de que la energía eléctrica no puede producirse y almacenarse fácilmente para ser entregada posteriormente al usuario. Por el contrario, se debe generar y entregar la cantidad exacta de energía demandada en el instante preciso, Por esta razón se debe contar con la suficiente capacidad instalada y disponibilidad para atender los altos picos de demanda. El modelado de la demanda se basa sobre el tipo de análisis a realizar, la

selección del modelo de la demanda tiene una fuerte influencia sobre los costos y precisión de los análisis del desempeño de sistemas de generación y requiere una evaluación crítica de los compromisos involucrados en cada aplicación. Existen diferentes aspectos que son relevantes para el modelado de la demanda en el ámbito del planeamiento operativo. A continuación se describen dichos aspectos y posibles efectos que la representación de la demanda puede tener sobre la precisión y los costos computacionales de los diversos modelos empleados en el planeamiento operativo.

### MODELAJE Y PARÁMETROS DE LA DEMANDA [15, 28, 35, 45]

La demanda de energía eléctrica varía de acuerdo con las solicitudes de consumo, por lo tanto está directamente asociadas al comportamiento de ellos. Mientras bastante compleja, la variación de la demanda puede ser explicada o representada por cuatro factores básicos que se muestran en las figuras 2.25, 2.26, 2.27, 2.28

- Variación anual: A lo largo del horizonte de planeamiento de la operación.
- Tendencia mensual o semanal: A lo largo del año.
- Variación diaria: A lo largo de la semana.
- Variación horaria: A lo largo del día.

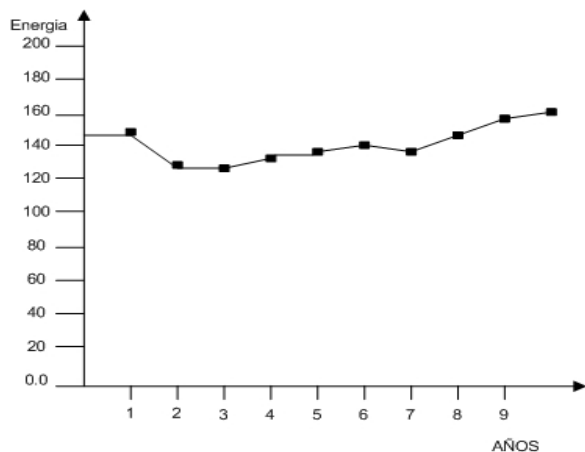


Figura 2.25 Variación anual

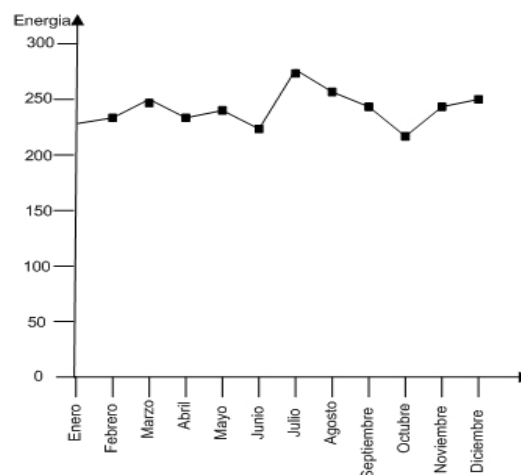


Figura 2.26 Variación Mensual o Semanal

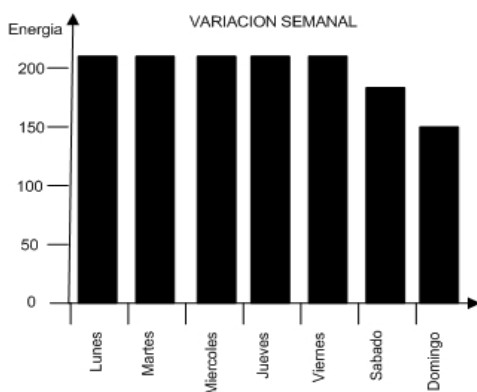


Figura 2.27 Variación Diaria

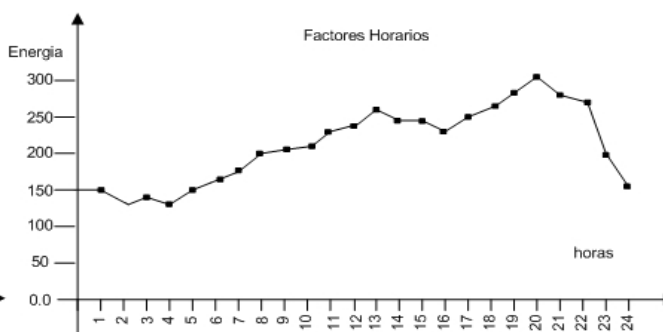
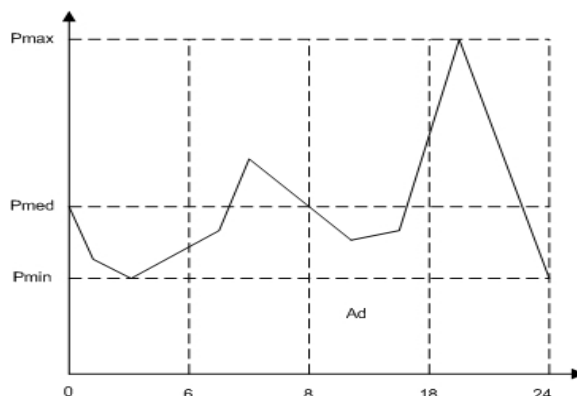


Figura 2.28 Variación Horaria

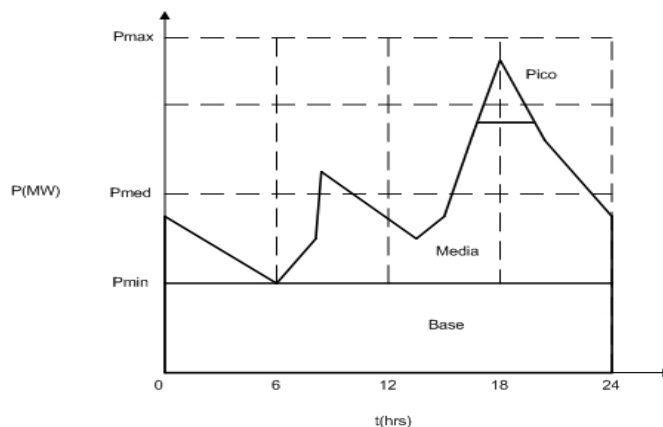
Existen diversas curvas características que se utilizan en los diferentes periodos de tiempo como lo son: *Curva Horaria de Carga (corto plazo)*, *Curva de duración horaria de carga (mediano y largo plazo)*, *Curva integrada de carga (largo plazo)* y *Curva de proyección de demanda máxima anual*, cada una de estas se describe continuación.

**Curva Horaria de Carga.** Para estudios de corto plazo (un día de anticipación) se utiliza normalmente la curva horaria de carga, cuya área bajo la curva es la energía que consume la carga durante el periodo. La importancia de este tipo de curva se debe a que la carga esta variando continuamente en el tiempo, está forma de cambio se repite constantemente aún con valores diferentes, está curva se muestra en la figura 2.29.



**Figura 2.29 Curva de la Demanda Diaria de un Sistema Eléctrico**

En la figura 2.29 es un patrón común ver en los centros consumidores, en donde los requerimientos de potencia aumentan al iniciar con las actividades laborales, debido a la puesta en marcha de industrias y otros grandes consumidores. Este aumento se mantiene hasta cerca del medio día, seguido de una disminución, para después aumentar sostenidamente hacia las primeras horas de la noche, cuando empieza a funcionar todo tipo de alumbrado, los mayores consumos en los hogares, etc. Hacia la media noche la potencia disminuye rápidamente, para alcanzar la demanda mínima en las primeras horas de la mañana. Los diagramas de cargas sirven para caracterizar zonas. Por ejemplo la curva 2.30 se define por tres zonas: Demanda base, demanda media y demanda pico. Estas zonas permiten tipificar algunas centrales y ayuda a definir la central más conveniente para esa zona [15].



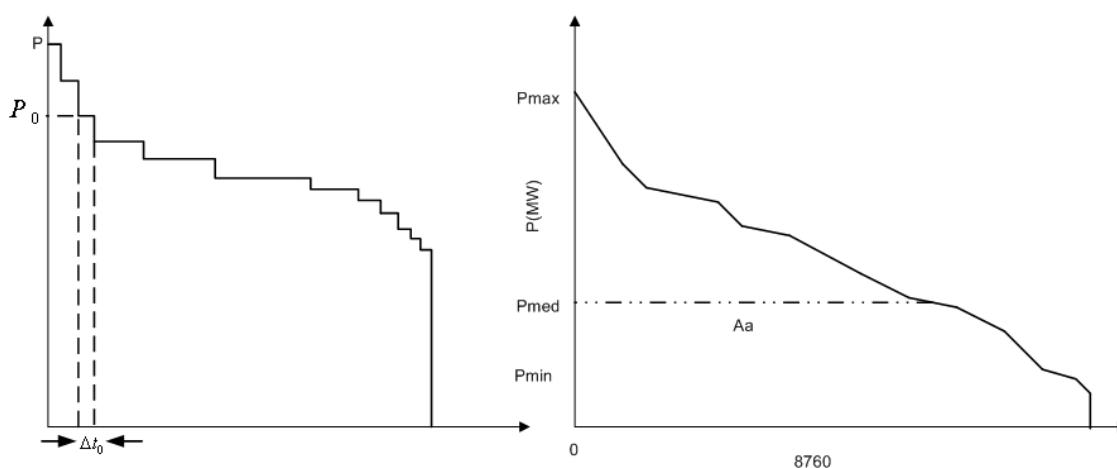
**Figura 2.30 División de la Curva de Demanda en Zonas Típicas de Operación**

El área delimitada por la curva de la demanda y el eje del tiempo de la figura 2.30 representa a la energía diaria la cual es definida por:

$$E_d = \int_0^{24} P dt = \sum_0^{24} P \cdot T \quad (2.29)$$

### Curva de Duración Horaria de Carga

Es habitual otra representación de la demanda eléctrica, que consiste en ordenar los valores de potencia horaria de mayor a menor, y agrupar en barras horarias de la misma altura todos los valores repetidos de una misma potencia. Se obtendría así una curva decreciente en escalones, la cual se designa como *curva de duración de carga* o *monótona de cargas* o *Diagrama de potencias clasificadas*. Cada barra se identifica por un valor de potencia y un ancho en horas como se muestra en la figura 2.31.



**Figura 2.31 Curva de Duración Anual de Demandas Clasificadas**

En esta representación de la demanda, a veces se sustituye la curva en escalones por una curva que se puede representar analíticamente mediante un polinomio, o incluso, cuando no se necesita mucha precisión, por una línea recta.

La ventaja de usar una curva de duración de carga es que simplifica los cálculos necesarios para la simulación. Pero tiene la desventaja de que esta representación las diferentes demandas horarias pierden su identidad. Es decir, no se puede saber a partir de esta curva en que momento en el tiempo se produjo una determinada demanda.

Con este diagrama se puede determinar el número de horas durante el año en las cuales el sistema ha suministrado la potencia indicada. Por lo general este tipo de curva se construye para un año (8760 hrs.), la superficie encerrada por la curva y delimitada por el eje del tiempo es la energía anual producida, la cual es definida por:

$$E_d = \int_0^{8760} P dt = \sum_0^{8760} P \cdot T \quad (kWh) \quad (2.30)$$

En el diagrama se puede apreciar los valores de potencia máxima anual; que por lo general pasa 1 vez por año, la potencia media anual y la potencia mínima anual, el cual es de gran

significado dado que representa la demanda que el sistema debe estar suministrando de manera permanente.

### Curva Integrada de Carga

Esta curva que se muestra en la figura 2.32 relaciona potencia y energía, es una curva fácil de trabajar, ya que esta curva muestra la cantidad de energía para una potencia determinada y es utilizada en estudios de largo plazo.

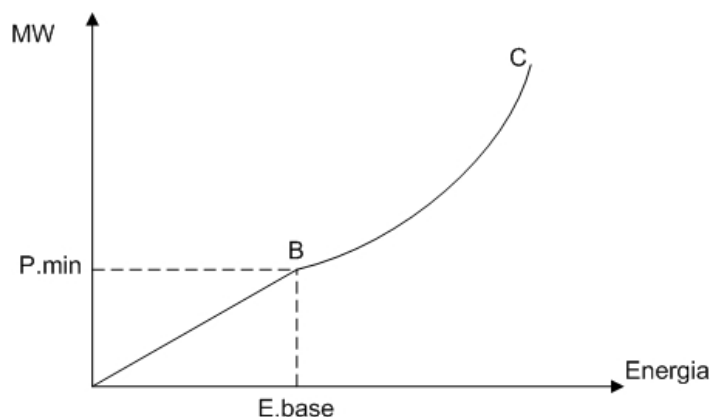


Figura 2.32 Curva Integrada de Carga

### Curva de Proyección de Demanda Máxima Anual

En estudios de largo plazo es muy importante predecir los valores máximos de potencia que puede tomar la demanda en un año, así como la demanda de energía, con el fin de proyectar y diseñar las expansiones y el crecimiento requerido por el sistema eléctrico. Para poder planear y proyectar los valores de la demanda, se debe efectuar un análisis de los planes de desarrollo de la región, por ejemplo, su grado de industrialización presente y futura, además de revisar los valores históricos de la demanda anual, esta curva se muestra en la figura 2.33.

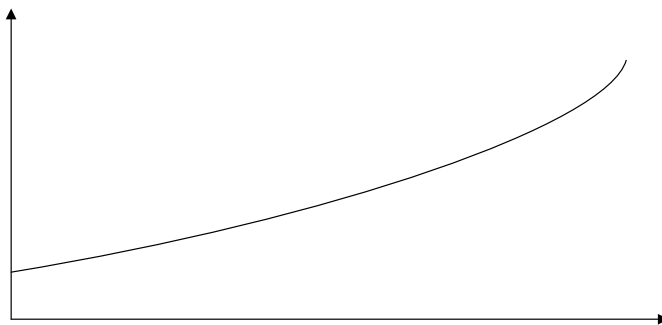


Figura 2.33 Curva de Proyección de Demanda Máxima Anual

## PARÁMETROS QUE DEFINEN LA DEMANDA

**Potencia Pico ( $P_{pico}$ ): Máxima demanda de potencia.** El conocimiento de la demanda máxima de grupos de carga y sus efectos en todo el sistema eléctrico, es de gran importancia porque determina la capacidad del sistema. Por ejemplo, las cargas alimentadas por un grupo de transformadores de distribución, pueden dar como resultado una demanda máxima que indicara la capacidad del circuito alimentador primario; la demanda máxima combinada de un grupo de alimentadores primarios, puede determinar la capacidad de la subestación, y así se puede llegar finalmente al cálculo de la capacidad de generación requerida. La demanda máxima de potencia y de energía sobre un año es uno de los parámetros más importantes para la planeación del crecimiento y expansión de un sistema eléctrico.

**Potencia Máxima ( $P_{max}$ ):** Es el valor máximo de energía demandada a lo largo del periodo (año o día).

**Potencia Media.** Esta potencia estará dada por la expresión 2.31

$$P_{med} = \frac{Energía}{T} \quad (2.31)$$

Este es el valor medio en forma horaria de la energía total demandada a lo largo del periodo (24hrs o año=8760hrs).

**Potencia Mínima ( $P_{min}$ ):** Es el valor mínimo de energía demandada a lo largo del periodo (día o año).

**Energía y Potencia:** Desde el punto de vista del sistema de potencia, la energía representa la cantidad de electricidad producida, transmitida y entregada al usuario, mientras que la potencia está asociada con la razón o rapidez instantánea con la cual se produce, transmite y consume energía. Para energía se habla entonces de Kilovatio-hora, Megavatio-hora y Tetravatio-hora. En potencia se utilizan unidades del orden de vatios, Kilovatios, Megavatios y Horse Power.

$$Energía = \int P(t)dt \quad (2.32)$$

**Factor de Carga (FCA):** El factor de carga estará dado por la relación 2.33:

$$FCA = \frac{Energía}{Demanda\ máxima \cdot T} = \frac{Energía}{P_{pico} \cdot T} \quad (2.33)$$

Básicamente el factor de carga indica el grado en que el pico de carga es sostenido durante el periodo. Se puede entender como la relación que existe entre la verdadera energía que se tiene en el periodo y la energía que se tendría si todo el tiempo hubiera demanda máxima de potencia.

-El factor de carga toma valores entre cero y uno. Lo ideal sería tener un factor de carga igual a uno, o sea que la demanda fuera constante, pero en la práctica esto no sucede.

-A menor valor de FCA, mayor cantidad de picos y valles se presentan en la curva horaria de carga (cargas residenciales). A medida que el FCA va tomando valores más altos es porque se va haciendo cada vez más plana (cargas industriales).

**Factor de Diversidad (FDIV):** Se le conoce también como factor de simultaneidad o factor de Coincidencia. Se fundamenta en la similitud de formas que toma la curva horaria diaria cuando las cargas eléctricas son del mismo tipo. La diversidad entre las demandas máximas es medida por el factor de diversidad. Este se puede definir como la relación de la suma de las demandas máximas individuales, a la demanda máxima de todo el grupo y puede referirse a dos o más cargas separadas, o puede incluir todas las cargas de cualquier parte de un sistema eléctrico o el sistema eléctrico total.

$$\text{Factor de diversidad} = \text{FDIV} = \frac{P_{\max \text{ Total}}}{\sum P_{\max ic}} \quad (2.34)$$

Para  $ic$  desde 1 hasta el número total de curvas de demanda que se quiere analizar.

El factor de diversidad se usa para determinar la demanda máxima que resulta de la combinación de un grupo de cargas individuales, o de la combinación de dos o más grupos de estos y puede también definirse como el porcentaje promedio de cada una de las demandas máximas individuales de un grupo, el cual coincide en el tiempo con la demanda máxima del grupo.

**Carga Base:** Es la energía que está por debajo de la potencia mínima ( $P_{\min}$ ) [45, 35].

## REPRESENTACIÓN DE LA DEMANDA PARA EL PLANEAMIENTO OPERATIVO

Los estudios de operación de largo plazo requieren la evaluación del comportamiento del sistema bajo escenarios de evolución del mercado de energía eléctrica. Así en la formulación de modelos matemáticos para los estudios de planificación energética a mediano y largo plazo, se aceptan representaciones más simplificadas de la demanda que para los estudios de corto plazo, igualmente se aceptan simplificaciones en la representación de aquellos aspectos que, de acuerdo a la configuración del sistema, tienen menor incidencia en los costos de operación y en la confiabilidad del mismo.

Los factores más determinantes en la representación de la demanda son:

a) Nivel de consumo; el cual está sujeto a dos incertidumbres :

1.-Incertidumbre con respecto a la evolución futura del consumo. El principal factor es el crecimiento económico, cuyo comportamiento también es una incertidumbre.

2.-Variación aleatoria del nivel de la demanda a corto plazo, siendo los factores climáticos determinantes. Esto se agudiza en regiones donde el aire acondicionado o calefacción estén



muy difundidos. Por su naturaleza, estos tipos de incertidumbre son tratados normalmente en los estudios de la operación a corto plazo como de 1 mes o 1 semana.

- b) Periodo elemental de análisis. En algunos estudios se trabaja con periodos anuales, pero son más comunes los periodos de 3 meses, mensuales o semanal. Los de base anual son normalmente para estudios de la expansión a largo plazo (del orden de años), pero para los estudios de la planificación de la operación a largo plazo y a mediano plazo (de 6 meses hasta 5 años), se considera por lo general intervalos mensuales. Una de sus desventajas es la no-uniformidad en su caracterización (diferentes cantidades de días), y de duración (el año no es múltiplo entero de los meses). En estos casos el mejor intervalo es el semanal desde el punto de vista estructural (mismos días y el año es múltiplo entero de las semanas). Siendo posible tener intervalos de 1 semana o de conjuntos de semanas, por ejemplo 13 conjuntos de 4 semanas cada uno. Así, la selección del periodo de análisis para establecer el plan de operación debe ser hecha desde dos puntos de vista: de los efectos de representación de la demanda que tiene sobre la precisión de los resultados de la simulación y por el otro lado; de los esfuerzos computacionales asociados a cada representación de la demanda. Es muy común utilizar periodos semanales para los programas de mantenimientos de las unidades.
- c) Forma de la demanda. La modulación de la demanda se caracteriza por la superposición de ciclos debido a condiciones climáticas y de forma de vida de la sociedad. Así, el comportamiento de la demanda de potencia y consumo de energía no es uniforme a lo largo del año.
- d) La representación más detallada de este comportamiento variable, (mayor precisión en la obtención de los costos de producción), corresponde a la curva de carga cronológica anual. Sin embargo para estudios de mediano plazo y largo plazo es necesario recurrir a representaciones más simples, como la curva de duración de potencias, que puede ser representada en forma continua o por medio de un número reducido de bloques o escalones.

Este comportamiento no uniforme de la demanda puede ser traducido a través de los componentes cíclicos y estacionales de potencia y de la energía y puede ser cuantificado por medio de los factores de estacionalidad, los cuales son obtenidos por medio de un tratamiento estadístico de datos de la serie de demandas históricas. Ellos representan la ventaja de facilidad de interpretación, miden la variación relativa de la demanda máxima de potencia o el consumo de energía eléctrica de un mes a otro. Con los cuales se pueden obtener pronósticos de demanda de energía y de punta mensuales, partiendo de las previsiones de mercado anuales. Estas demandas son importantes para la elaboración de los planes de operación y de mantenimiento en base mensual.

El planeamiento operativo requiere del conocimiento de los ciclos diarios y semanales de la demanda, a través de curvas típicas, que establecen la forma de consumo de energía en el ámbito diario y semanal. Sobre la base de estas curvas se puede hacer el despacho de las unidades generadoras y la programación de los intercambios de energía y de la potencia a corto plazo.

- e) Distribución geográfica. Se debe conocer la variación de consumos en los principales centros de carga de un sistema interconectado, siempre y cuando exista una dispersión significativa de horarios de demanda pico de los centros de carga. Esta dispersión puede ser medida mediante factores de participación de demanda por centros de consumo respecto a la demanda global. Si la correlación entre consumos por centros de carga es fuerte, los estudios de planificación operativa puede concentrar la demanda de centros de consumo en un número reducidos de centros de consumo [15].

Debido a la imposibilidad de efectuar pronósticos exactos de las afluencias futuras y, en cierta medida, de las propias cargas, el problema de operación es esencialmente estocástico. Sin embargo, debido a que uno de los objetivos básicos de la presente tesis es el desarrollo de una herramienta para un modelo de optimización que pueda ser implementado y utilizado, es que se plantea un desarrollo determinístico, lo cual, simplificará significativamente en esta primera etapa el obtener una herramienta útil y confiable, a ser utilizada en la operación de sistema eléctrico.

# CAPÍTULO 3

## 3 MODELO HIDRÁULICO PARA LA PLANEACIÓN DE LA OPERACIÓN A MEDIANO PLAZO MEDIANTE REGLAS DE OPERACIÓN

### 3.1 INTRODUCCIÓN

Los déficit de energía resultan de la insuficiencia de agua para que las centrales hidroeléctricas provean su parte al mercado. A través de previsiones de la operación del sistema hidráulico y de caudales futuros, estas fallas pueden ser previstas con cierta antecedencia.

Los déficit de potencia resultan de la indisponibilidad forzadas o programadas de los equipos de generación. En el caso de las plantas hidroeléctricas, la reducción de capacidad generadora, debido a la disminución de la altura de caída disponible debido a las bajas en los niveles en los embalses, es un factor relevante en el análisis de la calidad de suministro de energía. La altura de caída en una planta es afectada por las variaciones de entrada como de su nivel de salida. Por lo que las reducciones que se tienen de entrada son causadas por el vaciamiento del embalse, que normalmente está asociada a las condiciones hidrológicas desfavorables; y la elevación del nivel de desfogue es provocada por el aumento de la defluencia del embalse, sea por el aumento del caudal turbinado o por la existencia de vertimientos. De esta forma se puede tener déficit de suministro de potencia a un en condiciones hidrológicas favorables. Debido a la presencia de déficit de energía en centrales hidráulicas es necesario tener una herramienta la cual nos dé idea del comportamiento de estos ante deferentes condiciones hidrológicas.

La metodología propuesta para la operación de plantas hidroeléctricas que se muestra en este capítulo fue implementada en un programa de computadora, escrito en lenguaje Matlab 7.0 (ver apéndice G). Este programa permite simular la operación de plantas hidroeléctricas que tienen grandes vasos de almacenamiento con el objeto de determinar el comportamiento de las mismas para determinadas condiciones de aportaciones, generaciones, niveles etc. que se estima podrán tener en el futuro. Está diseñado para operar bajo 5 reglas de operación como son potencia constante, máxima extracción, mínima extracción, cota final fija y volumen a turbinar fijo esto nos permite determinar alternativas óptimas de operación, y por lo tanto saber como se comporta el embalse ante diferentes condiciones.

En este capítulo se muestra la formulación del balance hídrico, reglas de operación y simulaciones para la central de Angostura para dichas reglas.

### 3.2 FORMULACIÓN DEL CRITERIO DETERMINISTA DE OPERACIÓN DE LA CENTRAL

El método de simulación está basado principalmente en un modelo de balance hídrico, obedeciendo al principio de conservación del agua en los embalses que dice:

“El volumen almacenado en el embalse al final de la etapa  $t$  (inicio de la etapa  $t+1$ ), es igual al volumen en el inicio de la etapa  $t$ , más el volumen afluente, menos el volumen de salida del embalse (turbinado y vertido), mas los volúmenes de salida de los embalses agua arriba”

$$V_{t+1}(i) = V_t(i) + A_t(i) - U_t(i) - S_t(i) - E_t(i) + \sum_{m \in M} [U_t(m) + S_t(m) - E_t(m)] \quad (3.1)$$

Para  $i = 1, \dots, I$

Donde:

$V_{t+1}(i)$	Es el volumen de final de la etapa $t$ (inicio de la etapa $t+1$ ), del embalse $i$
$V_t(i)$	Es el volumen de inicio de la etapa $t$ , en el embalse $i$
$A_t(i)$	Es el volumen de aportación a la etapa $t$ , en el embalse $i$
$U_t(i)$	Es el volumen de salida (turbinado), a la etapa $t$ , en el embalse $i$
$E_t(i)$	Es el volumen perdido por evaporaciones en la etapa $t$ , en el embalse $i$
$S_t(i)$	Es el volumen vertido, en la etapa $t$ , en el embalse $i$
$U_t(m)$	Es el volumen de salida (turbinado), del embalse $m$ , aguas arriba al embalse $i$ , a la etapa $t$
$E_t(m)$	Es el volumen perdido por evaporaciones, aguas arriba del embalse $m$ , hacia el embalse $i$ , en la etapa $t$
$S_t(m)$	Es el volumen vertido aguas arriba del embalse $m$ , hacia el embalse $i$ en la etapa $t$
$m \in M$	Embalse $m$ , perteneciente al conjunto de embalses $M$ del sistema

Si se hace referencia a volúmenes finales de la etapa  $t$  (inicio de la etapa  $t+1$ ), del embalse  $i$ , siendo este el embalse inicial del sistema hidrológico, la sumatoria  $\sum_{m \in M} [U_t(m) + S_t(m) - E_t(m)]$ , será cero, puesto que se trata del primer embalse para simular la operación.

En la ecuación de balance se toma en cuenta las pérdidas por evaporaciones y/o filtraciones, aunque en el programa de simulación se desprecian las pérdidas por evaporaciones, puesto que no se cuenta con los datos necesarios.

### 3.2.1 Curvas Características

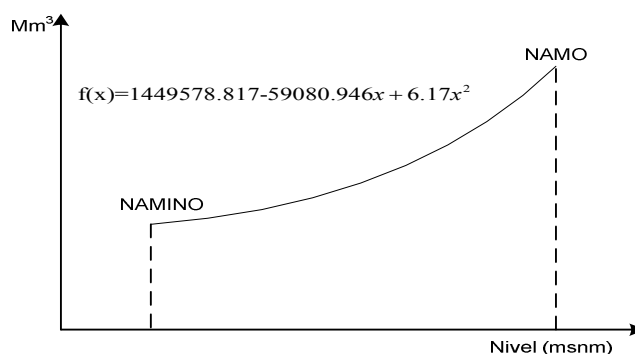
En el *apéndice A* se adjuntan las principales características de las plantas del sistema hidroeléctrico y sus respectivos polinomios con diferentes grados según se requiera, estos datos sirven como base para los respectivos análisis.

El modelo matemático de cada embalse está determinado por la relaciones entre Altura Bruta VS Volumen del Embalse, Altura Bruta VS Consumo Específico y Altura Bruta VS Potencia.

Altura= (msnm) Volumen= (Mm<sup>3</sup>) Consumo Específico= (m<sup>3</sup>/Kwh.) Potencia= (MW)

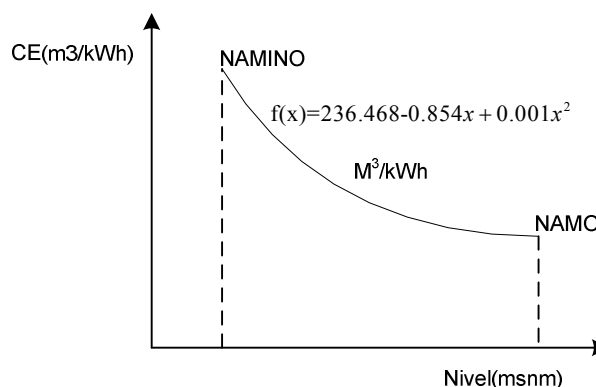
Estos modelos se obtuvieron mediante un programa de obtención de curvas de mejor ajuste por el método de *Aproximación Discreta de Mínimos Cuadrados*, asimismo estos polinomios se comprobaron con subrutinas como son esplines cúbicos & interpolación lineal (Matlab).

Con la figura 3.1 se puede observar que a cada nivel le corresponde un volumen y con los datos característicos del embalse se obtiene su polinomio respectivo.



**Figura 3.1 Característica Nivel-Volumen**

De la figura 3.2 se observa que a mayor nivel se tiene un consumo específico menor el cual está dado en m<sup>3</sup>/kWh. Y con los datos característicos del embalse se determina el polinomio característico para la curva de consumo específico para realizar la interpolación.



**Figura 3.2 Característica Nivel-Consumo Específico**

Para la curva de volumen el polinomio característico se determina en forma contraria es decir dejando al volumen como el eje de las ordenadas y al eje de las abscisas al nivel.

Ya con los polinomios de la curva de volumen y de consumo específico se puede determinar correctamente el consumo específico para cada etapa de estudio.

La forma de poder determinar los volúmenes turbinados, al emplear la ecuación de balance del modelo hidráulico, es de acuerdo al principio de conservación del agua; estableciéndose el número de unidades en la planta generadora (Capacidad Instalada).

Donde el *Volumen Turbinado* del embalse  $i$ , al periodo  $t \dots t(i)$ , con los polinomios de la curva de volumen y de consumo específico se puede determinar correctamente el consumo específico para cada etapa de estudio y así calcular el turbinamiento adecuado  $U_t(i)$  y está descrito por los parámetros:

$$U_t(i) = (CE) \times (N_g) \times (P_g) \times (24 \text{ Horas}) \times (ND) \quad (3.2)$$

**Donde:**

$U_k(i)$	Es el Volumen turbinado del embalse $i$ .
$CE$	Es el Consumo Específico dado en $m^3/kWh$ .
$N_g$	Es el Número de Unidades Generadoras.
$P_g$	Es la Potencia de cada Unidad Generadora en MW.
$ND$	Número de días.

### 3.2.2 Límites de Almacenamiento

$$V^{\min}(i) \leq V_{t+1}(i) \leq V^{\max}(i) \quad (3.3)$$

**Donde:**

$V^{\min}(i)$  Y  $V^{\max}(i)$  Son respectivamente los volúmenes máximo y mínimo de almacenamiento del embalse ( $Mm^3$ ).

### 3.2.3 Límites en los Volúmenes de Salida

Los límites de turbinamiento representan los límites de generación en las plantas hidroeléctricas y corresponden a:

$$U_t^{\min}(i) \leq U_t(i) \leq U_t^{\max}(i) \quad (3.4)$$

**Donde:**

$U_t^{\min}(i)$  Y  $U_t^{\max}(i)$  Son los límites mínimos y máximo de turbinamiento del embalse a la etapa  $t$  ( $Mm^3$ ).

### 3.2.4 Reglas de Operación [43]

Para poder efectuar estudios en los cuales sea posible operar los embalses de diferente forma, con el fin de poder decidir cual estrategia de operación es la más oportuna debido a las condiciones hidrológicas del sistema, se ha incorporado el manejo de cinco reglas de operación, estas son: máxima extracción, mínima extracción, cota final fija, potencia fija y volumen a turbinar fijo. Debido a que las reglas de operación se asignan a nivel embalse (manteniéndose durante todo el horizonte de estudio), las plantas asociadas a cada embalse operaran en conjunto, bajo la regla especificada en el embalse.

#### **Máxima Extracción**

Esta regla de operación es la solicitud de extraer, a través de las turbinas de las unidades asociadas a las plantas que toman agua del embalse, la mayor cantidad de agua que sea posible durante el horizonte de planeación. Esta cantidad de agua depende de varios factores:

- Estado de las unidades.
- Limitaciones debidas a la vía sobre la que se descarga el volumen turbinado.
- Limitaciones debido a los embalses aguas abajo.
- Límites de generación de los grupos a los que pertenecen las plantas que toman agua del embalse.
- La magnitud de la demanda de energía.

#### **Mínima Extracción**

Esta regla de operación es la solicitud de extraer, a través de las turbinas de las unidades asociadas a las plantas que toman agua del embalse, la menor cantidad de agua que sea posible durante el horizonte de planeación. Esta regla depende además de los siguientes factores:

- Estado de las unidades que toman agua del embalse.
- Limitaciones debidas a la vía sobre la que se descarga el volumen turbinado.
- Limitaciones debidas a los embalses agua abajo.
- Disponibilidad de generación termoeléctrica.
- Magnitud de la demanda del sistema.

#### **Cota Final Fija**

Esta regla de operación establece el nivel al que debe llegar el embalse al final del horizonte de planeación. Este valor deberá estar comprendido entre el NAMO y el NAMINO.

### **Potencia Fija**

Esta regla de operación establece la potencia que debe producirse durante el horizonte de planeación con las unidades asociadas a las plantas que toman agua del embalse. Esto se realiza tomando en cuenta que se va a tener diferentes niveles en el periodo de estudio por lo que se tiene una parte muy importante en la simulación que es: *Volumen a Turbinar Variable*. Con la regla de operación establece el volumen total que deberá ser turbinado durante el horizonte de planeación por las plantas que toman agua del embalse. Ya que al turbinar una cantidad de agua en un periodo de tiempo establecido se tendrá un volumen diferente por lo que de acuerdo a las curvas características de cada embalse se tendrá un diferente factor de productividad con lo cual lleva a tener un turbinamiento diferente.

### **Volumen a Turbinar Fijo**

Esta regla de operación establece el volumen total que deberá ser turbinado durante el horizonte de planeación por las plantas que toman agua del embalse.

## **3.3 Análisis del Sistema de Prueba Utilizando Diferentes Reglas de Operación**

A continuación se realiza la simulación de distintos casos para la presa Angostura, por ser la de mayor importancia para el complejo hidroeléctrico del río Grijalva. Se efectúan simulaciones con cinco reglas de operación a un mismo nivel inicial, con esto se pretende comprender la conducta y estudiar los límites en los cuales puede operar en forma adecuada el embalse sin recurrir a otra energía adicional para satisfacer la demanda. Cabe mencionar que como no se cuentan con otro tipo de generación este estudio puede llevarnos al infactibilidad de suministro de energía.

El análisis se realiza mediante el Simulador Hidroeléctrico Mediante Reglas de Operación (SHRO) codificado en Matlab 7.0 el cual arroja tanto resultados gráficos, como resultados numéricos, este utiliza modelos de los embalses basados en polinomios característicos obtenidos mediante el programa de aproximación discreta de mínimos cuadrados, estos son comprobados con subrutinas de Matlab como son esplines cúbicos e interpolación lineal (ver apéndice A y G).



## SIMULACIÓN DEL EMBALSE HIDROELÉCTRICO DE ANGOSTURA EN FORMA AISLADA Y EN FORMA DETERMINÍSTICA

El problema de planeación de la operación a mediano plazo en Sistemas Eléctricos de Potencia involucra la necesidad de determinar, para cada etapa del horizonte de planeación, la generación adecuada, de tal forma que no se tengan déficit de energía o vertimientos en los embalses de tal manera que no se recurra al uso de otro tipo de generación que nos cause un costo de operación.

El plan de operación a determinar deberá cumplir los siguientes requisitos:

Satisfacer la demanda energética en cada una de las etapas de análisis.

No sobrepasar límites de generación, ni de almacenamiento.

Mantener una reserva de energía almacenada, con el fin de que está pueda ocuparse en periodos futuros y así satisfacer bloques de energía, lo cual es la estrategia buscada cuando se analiza sistemas puramente hidroeléctricos, ya que en este caso no se busca minimizar costos de operación sino la satisfacción de la demanda.

La simulación de embalses en forma independiente generalmente se realiza en aquellos que tienen gran capacidad de almacenamiento y que no dependen de volumen turbinado o vertido aguas arriba, estos presentan baja sensibilidad en cambios de nivel ante variación de volumen. Debido a ello, el nivel de estos no varía considerablemente en el transcurso de una semana, pero sufre cambios considerables en transcurso mensuales, o anuales.

En esta parte se pretende hacer un análisis de la central de Angostura en un periodo de mediano plazo en cuanto al programa de cómputo realizado para centrales hidroeléctricas, el cual analiza diferentes reglas de operación, con la intención de conocer el comportamiento de este en base a diferentes criterios de operación, además de mostrar límites en los cuales podemos manejar de manera adecuada la central en un periodo establecido sin que se tenga desbordamientos de energía o en su caso déficit energético y así realizar un plan de operación adecuado para esta central además de atender de manera adecuada una demanda requerida, esta central debido a su gran capacidad de almacenamiento es considerada la principal de la cuenca del río Grijalva la operación de esta depende la manipulación de centrales aguas abajo por lo que este programa permite obtener diferentes alternativas de operación según el aprovechamiento posible del agua en las condiciones dadas.

La simulación se realizó para un año discretizando en 12 etapas mensuales cada una de 720 horas periodo que corresponden al Mediano Plazo. Los datos iniciales para cada una de las reglas de análisis se observan en la tabla 3.1.

**Tabla 3.1 Datos de la Central Angostura**

Central.	Pot. Min (MW)	Pot. Máx. (MW)	Vol. Min. (MW)	Vol. Máx. (MW)	CE (m <sup>3</sup> /kW*h)	Vol. Inicial	Año de Simulación.
Angostura	0	900	2379.53	16737.43	3.91	11652.2	1962

### 3.3.1 Análisis del Sistema de Prueba Utilizando la Regla de Operación de Potencia Constante

Para la simulación de la central Angostura se determinaron las potencias de generación mínimas y máximas partiendo de la potencia máxima de generación disminuyéndola 1 MW por cada una de las iteraciones hechas de tal manera que en el embalse no existieran desbordamiento con el turbinamiento de cierta potencia (mínima) y que tampoco existiera déficit de almacenamiento con la potencia generada (máxima), en la tabla 3.2 se muestran los resultados de las potencias generadas sin que exista desbordamiento y/o déficit de almacenamiento.

**Tabla 3.2 Potencias Constantes Utilizadas Para el Análisis**

Regla	Análisis 1	Análisis 2
Potencia Constante.	169 MW	515MW

Los resultados de la simulación con la potencia mínima y máxima de generación (tabla 3.2), son potencia de generación, volumen, consumo específico, turbinamiento, energía y vertimientos de la central, los cuales están mostrados en el apéndice H en las tablas H.3.1 y H.3.2 para la potencia de generación respectivamente.

Se observa en la figura 3.3 y de acuerdo a la regla de operación la potencia generada permanece constante en las etapas del horizonte de planeación, por consecuencia el turbinamiento varía ya que el volumen en el embalse es modificado a cada etapa debido a la producción de la potencia y a la afluencia natural que tiene dicho embalse, con lo que también la energía almacenada varía.

De acuerdo a esta regla de operación la central de Angostura puede suministrar una potencia de 169 MW sin que haya vertimientos, con lo que el volumen al final del horizonte de planeación tendrá el 98 % de su capacidad de almacenamiento, para etapas futuras se puede suministrar una potencia mayor a la establecida con esta regla si fuera necesario, si la potencia generada se disminuye en 1 MW en el embalse existirá vertimientos con los cuales se tendrá desperdicio de energía almacenada produciendo una mala operación de la central.

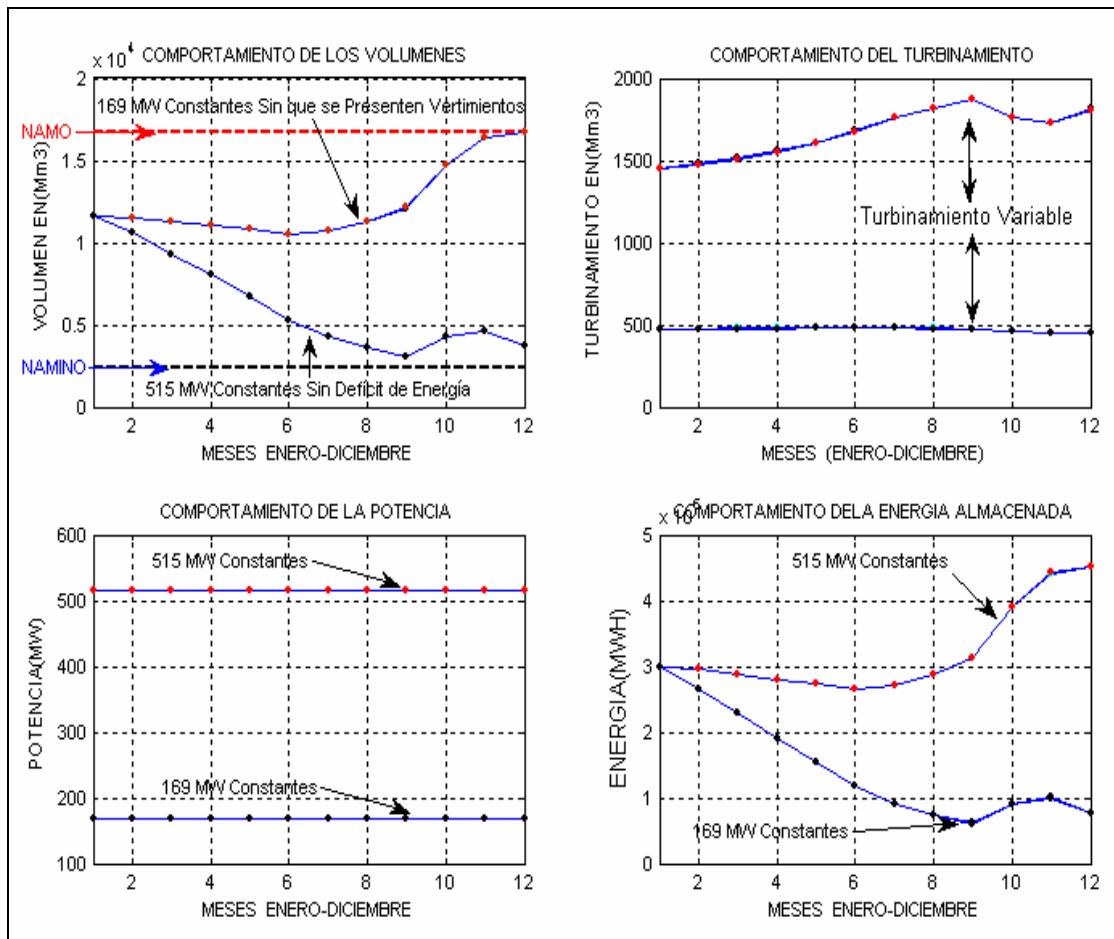
Si la potencia generada en la central es de 515 MW, al final del horizonte de planeación en el embalse se tendrá una energía almacenada del 22% de su capacidad, este almacenamiento está cerca del nivel mínimo de generación sin que haya déficit de producción de potencia mostrado en la figura 3.3, si la potencia suministrada es aumentada en 1 MW en la central existirá déficit de producción de potencia generada.

Con las potencia máxima y mínima del embalse obtenida mediante la regla de operación de potencia constante se tiene un margen de operación para la central, con lo que el operador del sistema puede determinar con mayor facilidad la potencia que se desea suministrar en cada etapa, sin violar las restricciones de almacenamiento y de generación de la central.

Para esta simulación se consideró un nivel inicial de 11652.2 Mm<sup>3</sup> con el cual se obtuvieron los límites permitidos de generación (potencia mínima y máxima) sin violar las restricciones de la central. Si el nivel al inicio del horizonte de planeación es diferente se tendrá que buscar la potencia mínima y máxima de generación respetando las restricciones del embalse y de generación. Con lo que se concluye que los límites permitidos de generación dependen del nivel inicial de la central y de las aportaciones hidrológicas (determinísticas) que tendrá la central

Este análisis se realiza determinísticamente mediante el conocimiento de las aportaciones hidrológicas para las etapas del horizonte de planeación.

La central Angostura es la de mayor capacidad del complejo del río Grijalva por lo que determina la operación de centrales aguas abajo (Chicoasen, Malpaso y Peñitas), si existe una mala operación en esta central, las demás centrales violarán sus restricciones operativas



**Figura 3.3 Comportamiento del embalse de Angostura Aplicando la Regla de Operación de Potencia Constante**

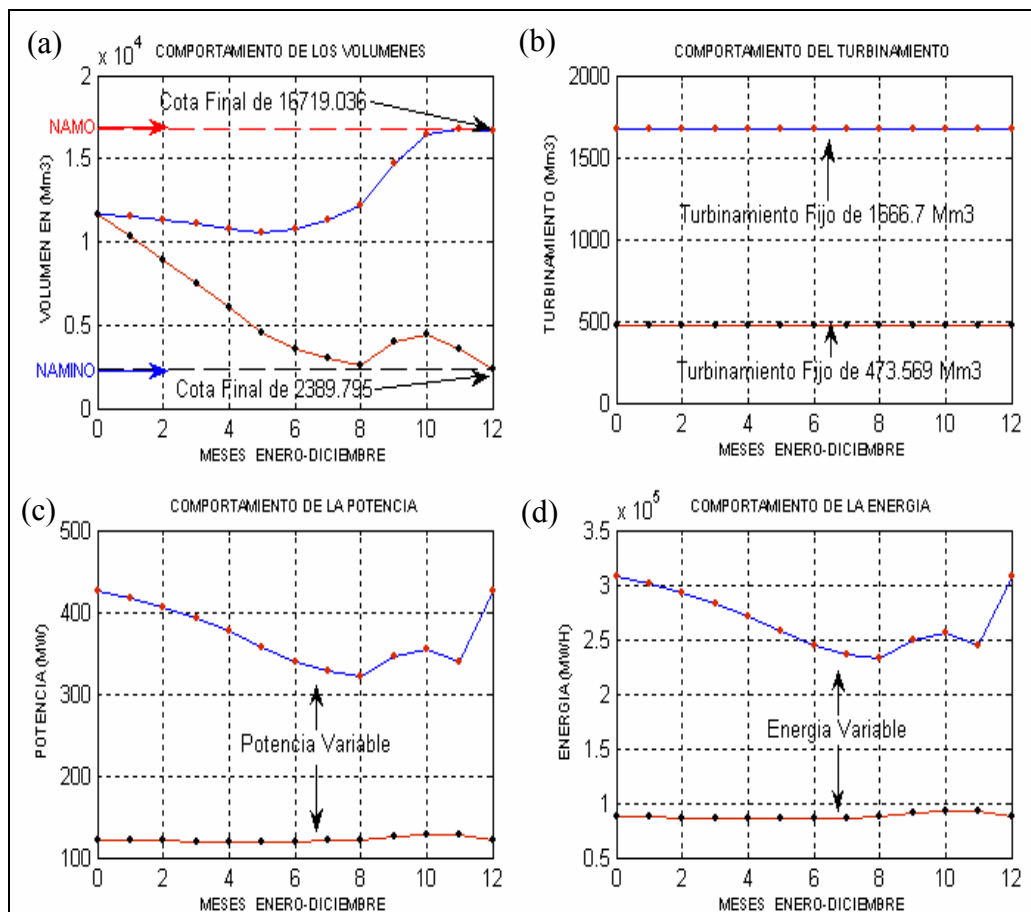
### 3.3.2 Análisis del Sistema de Prueba Utilizando la Regla de Operación de Cota Fija

Los resultados obtenidos del volumen al final del horizonte de planeación de la regla de operación de potencia constante (potencia mínima y máxima), es propuesto como el volumen final de la central en la culminación del análisis del horizonte de planeación, los cuales están mostrados en la tabla 3.3.

**Tabla 3.3 Volúmenes Finales Utilizados Para el Análisis**

Regla	Análisis 1	Análisis 2
Cota Fija.	16719.036 $Mm^3$	2389.795 $Mm^3$

La simulación realizada en el Simulador Hidroeléctrico Mediante Reglas de Operación (SHRO) da como resultado la altura, volumen, consumo específico, caudal, turbinamiento, potencia, energía y vertimientos, los cuales son mostrados en el apéndice H en las tablas H.3.3 y H.3.4 para las cotas finales que se desean tener al termino del horizonte de planeación.



**Figura 3.4 Comportamiento del Embalse de Angostura Aplicando la Regla de Operación de Cota Fija**

La figura 3.4 (a) muestra el comportamiento del volumen en el horizonte de planeación el cual al final del estudio se encuentra en el límite establecido al inicio del mismo, encontrando el turbinamiento (figura 3.4 (b)) constante para el periodo de estudio ya sea para tener un mínimo o máximo almacenamiento en la central. Las aportaciones a la central son conocidas (determinísticas), y estableciendo el volumen deseado al final del horizonte se determina en forma constante el turbinamiento para cada etapa de dicho estudio el cual es mostrado en la figura 3.4 (b). Como el turbinamiento es constante la potencia generada es variable debido a la altura y al factor de productividad de la central que se tiene en cada una de las etapas del horizonte mostrado en la figura 3.4 (c). La energía producida depende de la potencia generada por lo que está es también variable en cada etapa (figura 3.4 (d))

### 3.3.3 Análisis del Sistema de Prueba Utilizando la Regla de Operación de Mínima Extracción

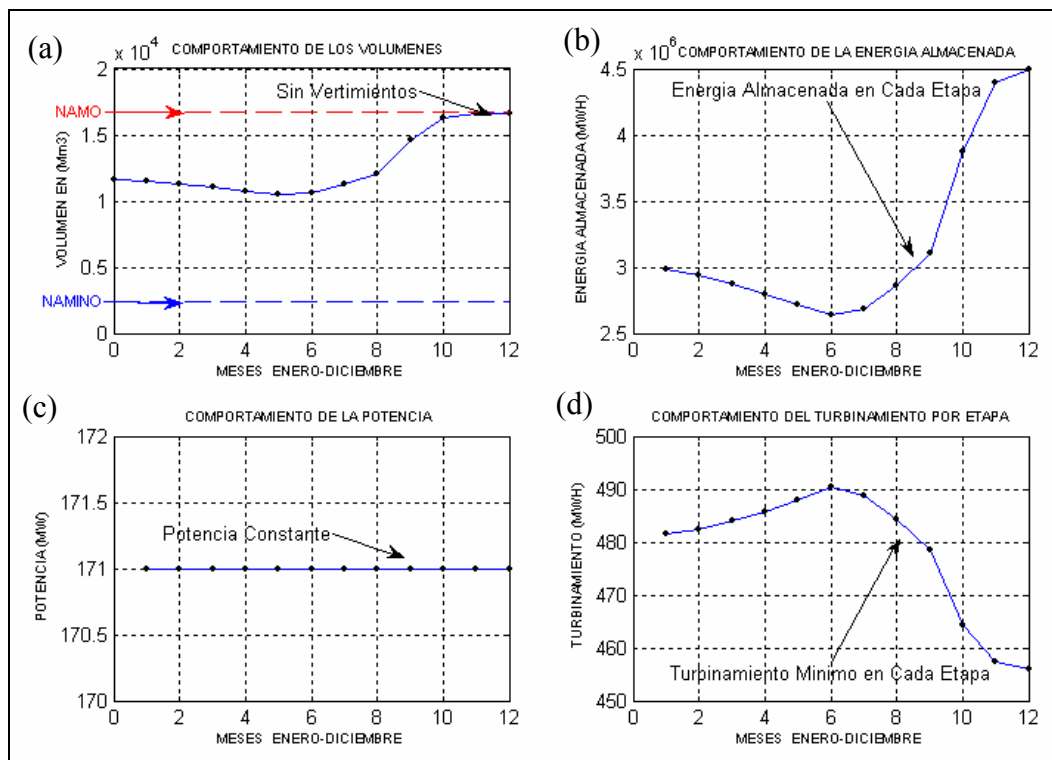
La extracción mínima con la que se realiza este análisis del embalse depende de la potencia mínima que se puede generar en está sin que existan vertimientos partiendo del volumen inicial (11652.2 Mm<sup>3</sup>), esta potencia de generación es dependiente del porcentaje de la potencia máxima que el operador del sistema le quiera suministrar, para este análisis el porcentaje proporcionado al simulador es mostrado en la tabla 3.4.

**Tabla 3.4 Porcentaje de la Potencia Máxima de Generación**

Regla de Operación	Potencia de Generación
Mínima Extracción.	19% Pmax

Los resultados de la simulación realizada en el *SHRO* muestra el comportamiento del volumen, nivel, consumo específico, entre otros, los cuales son mostrados en la tabla H.3.5 del apéndice H.

Al tener una mínima extracción en el embalse el comportamiento del volumen se incrementa mostrado en la figura 3.5 (a). Esto se debe a las aportaciones hidrológicas y por el pequeño consumo de agua que se tiene en las etapas del horizonte de planeación, obteniendo así al final del horizonte un volumen de casi el 100 % de su capacidad máxima de almacenamiento, sin que exista vertimiento en alguna etapa. Este volumen almacenado se considera como energía que puede ser utilizada en un futuro horizonte de planeación y de acuerdo a las necesidades que se tengan en el sistema, este comportamiento se observa en la figura 3.5 (b), con esto la potencia permanece constante (figura 3.5 (c)) en las etapas debido a la generación mínima con lo que el turbinamiento es variable dependiendo del nivel que se tiene en la etapa correspondiente mostrado en la figura 3.5 (d).



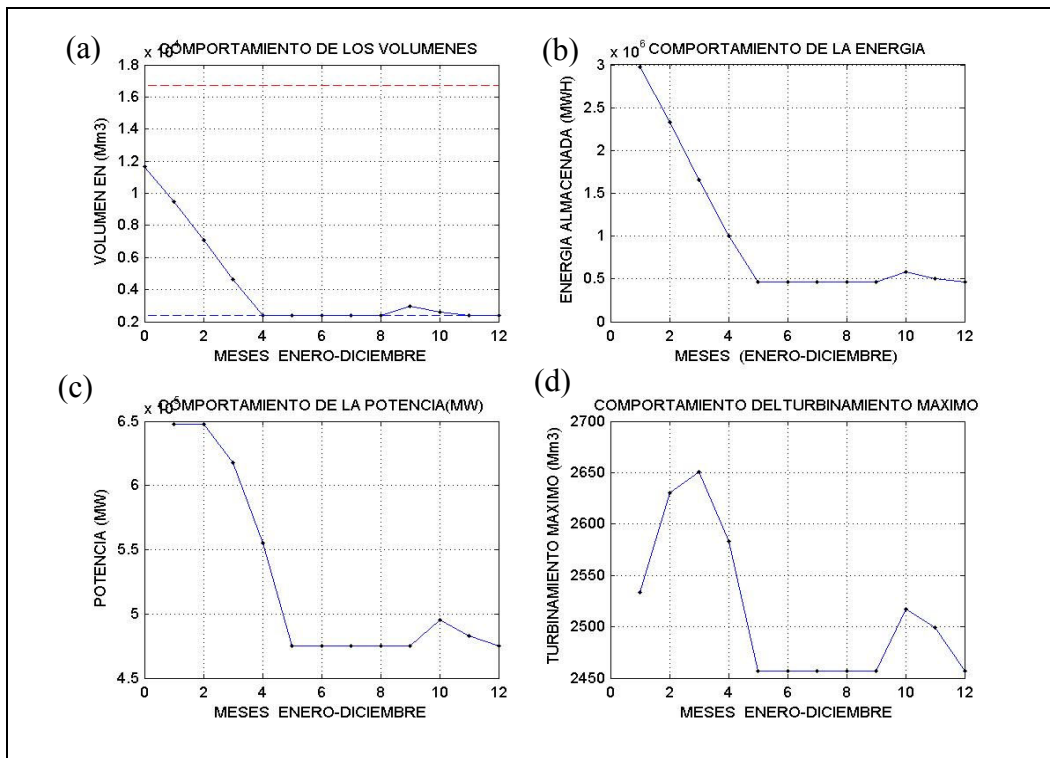
**Figura 3.5 Comportamiento del Embalse de Angostura Aplicando la Regla de Operación de Mínima Extracción**

### 3.3.4 Análisis del Sistema de Prueba Utilizando la Regla de Operación de Máxima Extracción

La cantidad de agua que puede ser extraída del embalse depende primordialmente de la altura que tiene y de la cantidad de unidades que están dispuestas a generar con lo que se supone que todas las unidades están operando debido al horizonte de planeación y con ello la potencia generada resulta variable. Este análisis se estudia el comportamiento del embalse regulador del río Grijalva al aplicarle una máxima defluencia en todo el periodo de planeación de mediano plazo.

La simulación realizada en el *SHRD* da como resultado los datos mostrados en la tabla H.3.6 del apéndice H.

En la figura 3.6(a), el volumen drásticamente disminuye en las cuatro primeras etapas, con lo que para las siguientes etapas se tiene el nivel mínimo de operación, con este volumen la cantidad energía almacenada presenta el mismo comportamiento (figura 3.6 (b)), lo que ocasiona que para un estudio posterior a éste se tenga que utilizar la mínima extracción de energía, para que la central disponga nuevamente de energía almacenada. La figura 3.6(c) muestra el comportamiento de la potencia generada que es debida al nivel de cada etapa y al máximo turbinamiento (figura 3.6 (d)) que se tiene en la misma.



**Figura 3.6 Comportamiento del Embalse de Angostura Aplicando la Regla de Operación de Máxima Extracción**

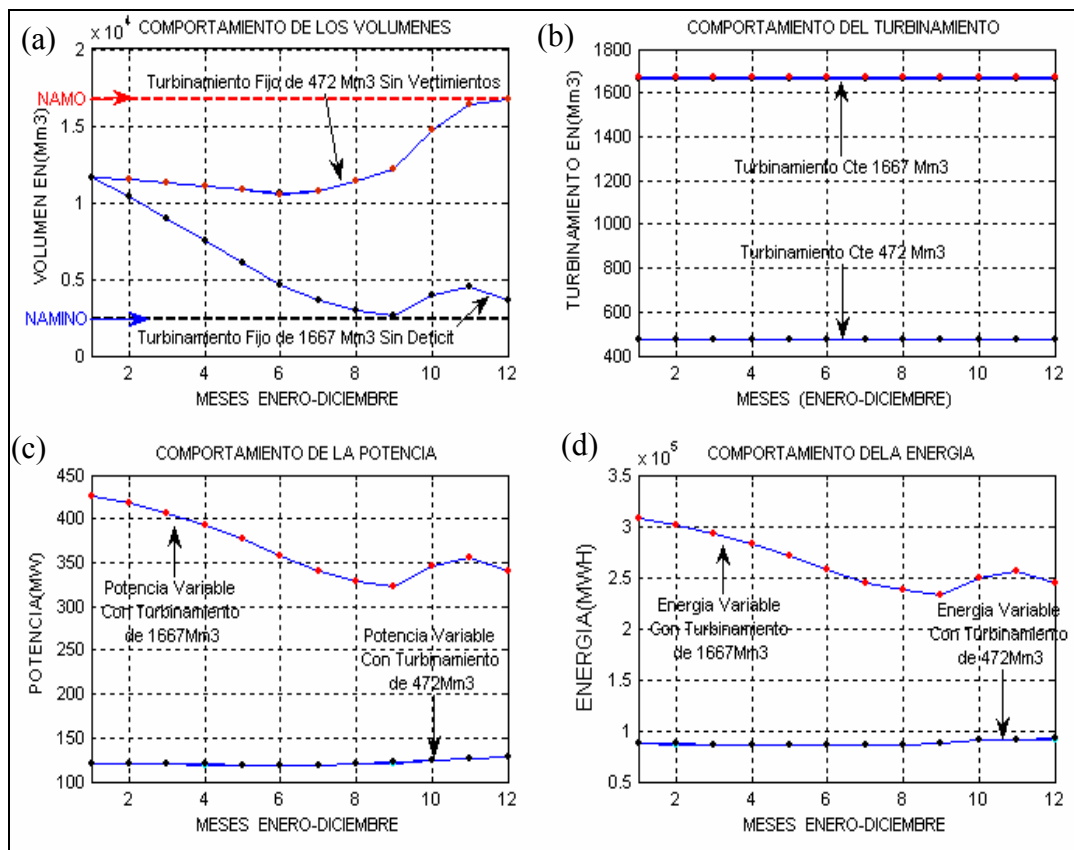
### 3.3.5 Análisis del Sistema de Prueba Utilizando la Regla de Operación de Turbinamiento Fijo

Los turbinamientos empleados para esta regla mostrados en la tabla 3.11 fueron determinados para este estudio de tal manera que no existieran vertimientos o déficit de energía decrementando 1 Mm<sup>3</sup> del turbinamiento máximo de la central. Los datos característicos e iniciales de esta central son los que se muestran en la tabla 3.1

**Tabla 3.5 Turbinamientos para la Regla de Operación de Turbinamiento Fijo**

Regla de Operación	Turbinamiento 1	Turbinamiento 2
Turbinamiento Fijo.	472 Mm <sup>3</sup>	1667 Mm <sup>3</sup>

El SHRO mediante la regla de operación de turbinamiento fijo da como resultado altura, volumen, consumo específico, caudal, entre otros los cuales son mostrados en la tabla H3.7 y H.3.8 del apéndice H, la representación del embalse siguiendo esta regla se observa en la figura 3.6.



**Figura 3.7 Comportamiento del Embalse de Angostura Aplicando la Regla de Operación de Turbinamiento Fijo**

Al turbinar  $1667.0 \text{ Mm}^3$  (figura 3.7 (b)) el volumen se decreta drásticamente hasta llegar a su nivel mínimo de operación (etapa 9) y debido a las aportaciones hidrológicas este nivel se incrementa para que al final del horizonte este por encima de su nivel mínimo. La figura 3.7(c) muestra el comportamiento de la potencia generada la cual disminuye en la etapa 9 debido al bajo nivel que tiene el embalse, para las otras etapas está potencia es mucho mayor, de forma similar es el comportamiento de la energía producida (figura 3.7(d)) por la central.

En cambio cuando el turbinamiento es de  $472.0 \text{ Mm}^3$  (figura 3.7 (b)) el volumen del embalse se incrementa llegando a su nivel máximo de operación al final del horizonte de planeación mostrado en la figura 3.7(a), al turbinar esta cantidad de agua la potencia generada (figura 3.7(c)) se incrementa en las últimas etapas debido al nivel que se tiene en éstas, la energía que produce la central depende de la potencia generada y del tiempo de la etapa, este comportamiento es mostrado en la figura 3.7(d).

Al analizar el embalse bajo esta regla de operación ante las condiciones iniciales dadas en las tablas 3.1 y 3.5 dan una perspectiva de los límites en los cuales se puede emplear de manera adecuada el embalse, respetándose límites operativos de la central.



### 3.4 Análisis de Resultados de la Metodología del Método Heurístico

Como se puede apreciar en las simulaciones realizadas este programa se basa en el empleo de un procedimiento heurístico como alternativa para simular plantas hidroeléctricas, en lugar de formulaciones muy complejas este ayuda al usuario a definir gran cantidad de escenarios, en donde el problema principal no es el de minimizar costos de operación, si no de garantizar el suministro de recursos para su aprovechamiento en el futuro, de acuerdo a las necesidades de demanda de energía y de la ubicación del embalse.

Con estas reglas de operación se puede prever la operación del embalse para horizontes futuros de planeación previniendo un déficit o desperdicio energético, evitando así la mala operación del sistema.

Estas reglas de operación son llevadas a cabo cuando en el embalse se desea tener un máximo almacenamiento energético (mínima extracción), cuando se desea tener un almacenamiento final específico del horizonte de planeación (Cota Fija), cuando en el embalse existe una gran cantidad de almacenamiento de energía y las aportaciones hidrológicas son muchas en el embalse se recurre a la máxima potencia generada (máxima extracción), también son útiles para establecer límites de generación y turbinamientos cumpliendo con las restricciones del embalse.

En este capítulo se refleja el empleo del modelo heurístico utilizado para la operación de embalses de regulación por medio de cinco reglas de operación, su mayor desventaja consiste en que es necesario definir un número finito de planes alternativos, aunque resulta claro que para uno de estos se obtiene la mejor operación del sistema.

Si estas reglas de operación fueran llevadas a cabo en un sistema en cascada la solución adecuada de la operación tomaría una gran cantidad de simulaciones para poder encontrar una que satisfaga la operación del sistema, y el tiempo computacional sería excesivo. Y debido a estas limitaciones el análisis realizado únicamente se desarrolló para un embalse en forma aislada y detallada.

La posibilidad de ejecutar repetitivamente el programa planteado en este capítulo permite al usuario explorar diferentes estrategias de operación, e inclusive plantear nuevos esquemas que en la práctica no se han presentado. De esta forma, el analista de Sistemas de Potencia puede llegar a aprender nuevas formas de operar conforme vaya ganando confianza en el uso del sistema.

Para validar la herramienta se basó en problemas presentados en [43] además de compararlos con los métodos de los capítulos 4 y 5.

# CAPÍTULO 4

## 4 MODELO HIDROTÉRMICO PARA LA PLANEACIÓN DE LA OPERACIÓN A MEDIANO PLAZO MEDIANTE PROGRAMACIÓN DINÁMICA (PD)

### 4.1 INTRODUCCIÓN

Existen algoritmos de optimización que permiten simular la operación de los sistemas de producción de energía eléctrica con parques de generación mixtos (hidráulico, térmico, etc.), teniendo en cuenta las restricciones técnicas de dichos parques, satisfaciendo en todo momento la demanda de energía eléctrica y la confiabilidad del sistema eléctrico. Los modelos de optimización al mismo tiempo que satisfacen las restricciones, pueden minimizar una función objetivo definida para el periodo de estudio, lo que implica en algún sentido, un uso óptimo de los recursos disponibles.

En este capítulo se presenta el método denominado Programación Dinámica como una alternativa de solución al problema de operación de sistemas hidrotérmicos para embalses independientes en forma detallada así como la representación del sistema termoeléctrico en forma agregada y el sistema uninodal, además considerándose para simulación el modelo equivalente determinístico. Esta metodología está basada en dos procedimientos secuenciales de simulación hacia adelante y simulación hacia atrás. La simulación hacia *atrás* del proceso de decisiones secuenciales determina los costos asociados a cada etapa, conjuntamente establece estrategias de operación óptima para cada una satisfaciendo todas las restricciones de carácter técnico, físico y económico del sistema hidrotérmico, de modo de abastecer los requerimientos de la demanda, maximizando las extracciones del agua y minimizando de esta forma los costos actualizados de operación. En cuanto al proceso de simulación hacia *adelante* traza la trayectoria óptima factible a seguir basándose en resultados derivados del proceso hacia atrás, logrando así el mínimo costo de operación en cada una de las etapas y en todo el periodo establecido.

En este capítulo inicialmente se describe el modelo utilizado, en seguida se introduce al principio de Programación Dinámica aplicada a este modelo y por último se presenta algunos resultados obtenidos del Simulador Hidrotérmico Mediante Programación Dinámica (“SHPD”) (ver apéndice F).

## 4.2 Formulación del Modelo de Optimización

El caso determinístico de la planeación a mediano plazo considera la evolución de los estados de almacenamiento en los embalses, considerando las series históricas de aportaciones a los embalses y el valor definido del soporte de la energía termoeléctrica.

El horizonte a mediano plazo se considera de 6 meses a un año y el periodo de planeamiento es discretizado en pasos mensuales y/o semanales. La función objetivo es la minimización de los costos de operación a lo largo del horizonte de planeación [15,19].

En términos matemáticos, el objetivo de la planeación a mediano plazo de un sistema hidrotérmico es encontrar una estrategia de operación la cual, para cada etapa del periodo de planeación, dado el estado del sistema al inicio de la misma, produzca los objetivos de generación para el parque de generador.

Modelo de optimización para la planeación a mediano plazo del parque generador [13,15].

$$\text{Min} \sum_{t \in T} C_t(Q_t) \quad (4.1)$$

Sujeta a:

$$V_{t+1} = f_t(V_t, Q_t, A_t) \quad t \in T \quad (4.2)$$

$$G_{t+1}(V_{t+1}) \geq 0 \quad t \in T \quad (4.3)$$

$$H_t(Q_t) \geq 0 \quad t \in T \quad (4.4)$$

$$I_t(Q_t) \geq 0 \quad t \in T \quad (4.5)$$

$V_t$	Vector de estados del sistema al inicio de la etapa t, dado por el nivel de los embalses $V_t$ y las aportaciones de la etapa previa $A_{t-1}$
$A_{t-1}$	Vector de aportaciones durante la etapa t
$Q_t$	Vector de decisión para la etapa t, que por lo general representa los desembalsamientos por turbina, $U_t$ y por vertimientos $S_t$
$C_t(Q_t)$	Costos de operación asociados a la decisión $U_t$ en la etapa t
$f_t(V_t, Q_t, A_t)$	Ecuaciones de continuidad del sistema hidroeléctrico
$G_{t+1}(V_{t+1})$	Conjunto de restricciones de estado en la etapa t+1
$H_t(Q_t)$	Conjunto de restricciones sobre las variables de decisión
$I_t(Q_t)$	Conjunto de restricciones de generación del sistema

Detallando las restricciones, se tiene de la siguiente manera:

$$\text{Min} \sum_{t=1}^T \sum_{j=1}^J CT_t(GT_{t,j}) \quad (4.6)$$

Ecuación de Continuidad.

$$\begin{aligned}
 V_{t+1}(i) &= V_t(i) + A_t(i) - [U_t(i) + S_t(i) + E_t(i)] + W_t(m) \quad i \in I, t \in T \\
 V_{t+1}(i) &= V_t(i) + A_t(i) - [U_t(i) + S_t(i) + E_t(i)] + \sum_{m \in M_i} [U_t(m) + S_t(m) - E_t(m)] \quad (4.7) \\
 W_t(m) &= \sum_{m \in M_i} [U_t(m) + S_t(m) - E_t(m)]
 \end{aligned}$$

Restricciones de Estado.

$$V^{\min}(i) \leq V_{t+1}(i) \leq V^{\max}(i) \quad i \in I, t \in T \quad (4.8)$$

Restricciones de las Variables de Decisión.

$$0 \leq U_t(i) \leq U(i)^{\max} \quad i \in I, t \in T \quad (4.9)$$

Restricciones de Generación hidroeléctrica.

$$GH(U_t) = PGH \cdot \text{tiempo} = \sum_{i=1}^I FC(i) \cdot U_t(i) \quad t \in T \quad (4.10)$$

Restricciones de Generación Termoeléctrica.

$$\begin{aligned}
 \sum_{j=1}^J GT_t(j) &= D_t - GH(Q_t) \\
 GT(j)^{\min} &\leq GT_t(j) \leq GT^{\max}(j) \quad j \in J, t \in T
 \end{aligned} \quad (4.11)$$

**Donde:**

- I Conjunto de plantas i
- M Conjunto de plantas m localizadas inmediatamente aguas arriba de la planta i
- T Horizonte de estudio de la planeación
- $m \in M$  Embalse m perteneciente al conjunto de embalses M del sistema
- $V_{t+1}(i)$  Volumen al final de la etapa t del embalse i o inicio de la siguiente etapa t+1
- $V_t(i)$  Volumen al inicio de la etapa t del embalse i
- $A_t(i)$  Volumen de las aportaciones hidrológicas en la etapa t del embalse i
- $U_t(i)$  Volumen de salida turbinado en la etapa t del embalse i
- $S_t(i)$  Volumen vertido en la etapa t del embalse i
- $E_t(i)$  Volúmenes de pérdida de evaporación y filtraciones en la etapa t del embalse i
- $U_t(m)$  Volúmenes de salida turbinado en la etapa t pero en el embalse m (aguas arriba)
- $S_t(m)$  Volumen vertido en la etapa t por el embalse m (aguas arriba)
- $E_t(m)$  Es el volumen perdido por evaporaciones, en la etapa t al embalse i
- $FC(i)$  Factor de productividad o factor de conversión de la planta hidroeléctrica i
- GT Generación termoeléctrica
- GH Generación hidroeléctrica
- $D_t$  Demanda

### 4.3 Metodología de Optimización Usando Programación Dinámica

La Programación Dinámica es una técnica de optimización que se adecua para la solución de problemas que envuelve decisiones secuenciales interrelacionadas. Cada decisión cambia la situación corriente, transformándola en una nueva situación. El objetivo del análisis es determinar la secuencia de decisiones, que conlleva a una secuencia de situaciones que maximiza o minimiza un valor [40].

La Programación Dinámica es un método recursivo muy rápido para definir la solución óptima, y puede incluir las dificultades mencionadas del problema. Sus principales ventajas son: no se imponen requerimientos a la naturaleza de la función objetivo, puede incluir las no linealidades de la generación hidroeléctrica y de los costos de producción en la función de la generación termoeléctrica.

La programación dinámica fue desarrollada por el Dr. Richard Bellman con un método digital aplicable a una variedad de problemas de optimización dinámica. Esta técnica reduce de forma considerable los esfuerzos requeridos al localizar trayectorias óptimas. En la búsqueda de rutas óptimas (políticas óptimas), la Programación Dinámica se fundamenta en el teorema de Optimalidad, el cual afirma que [15,40]:

***Una política óptima tiene que contener solo subpolíticas óptima.***

Este teorema denominado por Bellman y Dreyfus como el principio de Optimalidad enuncia:

***Una política es óptima, si cualquiera que haya sido la decisión precedente, las decisiones a ser tomadas constituye una política óptima cuando se incluye el resultado de la decisión previa [8, 9, 15, 40].***

La Programación Dinámica, es un algoritmo de optimización que transforma un problema extenso en una serie de pequeños problemas. Este método se utiliza para resolver problemas de ubicación de recursos, en los cuales las variables a optimizar no se pueden representar a través de una función lineal y que además deben satisfacer determinadas restricciones. Así se tiene que un problema extenso, se descompone en pequeños problemas denominados “Etapas”, y las variables en cada etapa se discretizan en “Estados”. Cada uno de estos subproblemas se resuelve considerando todas las opciones posibles.

El fundamento del método radica en que la función objetivo global está compuesta de una serie de funciones objetivo individuales (una por cada etapa), las cuales son funciones para esa etapa en particular de las variables de estado y de control. Se puede evaluar un número finito de posibilidades para cada etapa y se valora la función objetivo acumulativo, incluyendo el presente estado. Una vez que todos los estados han sido evaluados se obtiene la solución seleccionando de las series de decisiones posibles, las que lleven al mejor valor de la función objetivo acumulativa (máximo o mínimo). La PD ha sido utilizada en la programación de la generación en los Sistemas de Potencia y se han desarrollado técnicas para:

- Despacho Económico en Sistemas Térmicos.
- Solución Práctica de Selección de Unidades.

## Solución del Problema del Despacho Hidrotérmico.

### 4.3.1 Programación Dinámica Aplicada a la Planeación de la Operación de Embalses

La inclusión de plantas hidroeléctricas a un sistema productor de energía, torna el problema de la operación más complicado, debido principalmente a:

La disponibilidad de energía hidroeléctrica dependerá de las afluencias futuras, sobre las cuales se tiene un grado de incertidumbre.

La interrelación entre las decisiones tomadas y sus consecuencias futuras.

La diferencia existente entre todos los sistemas hidroeléctricos, debida principalmente a: características propias de cada sistema, las diferentes restricciones impuestas a la operación entre ellas, los usos del sistema de generación de energía, fuentes de agua potable, navegación, riego, etc.

El problema de la operación de embalses con una función objetivo, la cual es expresada como la maximización de la suma de retornos de diferentes objetivos, como de generación de energía, riego, suministro de agua etc.

En cualquier caso las restricciones son impuestas básicamente por la dinámica del sistema lineal, la cual está constituida por las ecuaciones de continuidad de los embalses y otras condiciones.

La función objetivo de los modelos de operación que consideran la generación de energía, es usualmente no lineal. Por esta razón la Programación Dinámica es ampliamente reconocida como uno de los procedimientos más poderosos para la optimización de la operación de embalses, Sin embargo uno de los problemas de la programación dinámica es la alta dimensionalidad.

El objetivo en este caso es el de encontrar trayectorias del costo mínimo, es decir, los volúmenes en cada etapa, pudiendo haber una gran cantidad de trayectorias factibles.

Los rangos de turbinamiento de las unidades hidroeléctricas son fijados por los niveles de almacenamiento inicial y final y estos a su vez establecen los valores de generación hidroeléctrica y termoeléctrica.

Puede haber estados de volumen en el conjunto  $V_T$  que sean inalcanzables desde los estados  $V_i$  a causa de los límites de operación de las plantas (turbinamientos máximos).

Usando los niveles como variables de estado restringe el número de los niveles de salida de las plantas hidroeléctricas que se consideran en cada etapa en donde los rangos de descarga fija los valores de potencia.

La formulación general del problema de optimización es un problema que puede ser descompuesto en dos subproblemas: Un subproblema hidroeléctrico y un subproblema

termoeléctrico. De esta manera la formulación del problema de optimización se ajusta al formato general para la utilización de la Programación Dinámica.

En el caso hidroeléctrico lo que se pretende es el uso máximo de esta energía con lo que si la generación no es suficiente para abastecer la demanda de energía se tiene que recurrir a una energía complementaria que en este caso es la energía termoeléctrica.

Esta energía termoeléctrica tiene un costo de operación asociado a la decisión  $Q_t$ , esto corresponde a suministrar la carga restante con generación termoeléctrica, por lo que los subproblemas quedarían de la siguiente forma [13,15].

#### *Subproblema Hidroeléctrico*

Cálculo de la máxima energía hidroeléctrica posible del sistema.

$$GH(Q_t) = \text{Maximizar} \sum_{i=1}^I FC_i \cdot U_t(i) \quad (4.12)$$

#### **Donde:**

- $i$  Es el conjunto de plantas hidroeléctricas
- $U_t$  Es el volumen turbinado
- $FC_t$  Es el factor de productividad de la planta

#### *Subproblema Termoeléctrico*

El complemento de la demanda de energía a un mínimo costo se calcula como el resultado de la optimización térmica que es como sigue.

$$C_t(Q_t) = \text{Min} \sum_{j=1}^J CT_j(GT_j) \quad t \in T \quad (4.13)$$

Sujeto a:

$$\sum_{j=1}^J GT_t(j) = D_t - GH(Q_t) \quad t \in T \quad (4.14)$$

$$GT(j)^{\min} \leq GT_t(j) \leq GT^{\max}(j) \quad j \in J, t \in T \quad (4.15)$$

#### **Donde:**

- $J$  Conjunto de plantas hidroeléctricas.
- $D_t$  Demanda en la etapa  $t$ .
- $GT$  Generación termoeléctrica.

Generalmente la función de costo  $C_t(Q_t)$  se calcula antes de la ejecución de la recursión en el procedimiento de la Programación Dinámica. El algoritmo de Programación Dinámica

que se aplica está basado en una función recursiva hacia atrás, bajo las siguientes adecuaciones:

- El problema es discretizado en etapas “t” para un horizonte de tiempo T.
- Se consideran a los volúmenes turbinados como la variable decisión  $U_t$ .
- Se consideran a los volúmenes de los embalses como las variables de estado “ $V_t$ ” con los t posibles estados de los volúmenes de los embalses.

Con estas consideraciones se obtiene una descripción muy adecuada del sistema. Para la implementación de la metodología de Programación Dinámica, la ecuación recursiva de optimalidad está basada en la minimización de los costos de la energía termoeléctrica a suministrar.

$$\begin{aligned}
 F.O &= \text{Min} \sum_{i=1}^T \sum_{j=1}^J CT_i(GT_i(j)) \\
 &= \text{Min} \sum_{i=1}^T CT_i \{D_i - GH(Q_i)\}
 \end{aligned}
 \tag{4.16}$$

Esta ecuación necesita ser manipulada y descompuesta en dos secciones para utilizar Programación Dinámica hacia atrás:

$$F.O = \text{Min} \sum_{i=1}^{T-1} CT_i \{D_i - GH(Q_i)\} + \text{Min} \{CT_{t=T} (D_{t=T} - GH(Q_{t=T}))\}
 \tag{4.17}$$

Donde el primer término representa los beneficios de la generación hidroeléctrica por la decisión  $Q_t$  y el segundo término representa el beneficio futuro resultante de la decisión  $Q_t$ .

Buscando minimizar:

En el último periodo.

$$CT_{t=T}(GT_T) = \{CT_{t=T}(D_{t=T} - GH(Q_{t=T}))\}
 \tag{4.18}$$

En el penúltimo Periodo

$$\begin{aligned}
 CT_{T-1}(GT_{T-1}) &= CT_T(GT_T) + CT_{T-1} \{D_{t=T} - GH(Q_{t=T})\} \\
 \bullet & \quad \bullet \quad \bullet \\
 \bullet & \quad \bullet \quad \bullet \\
 \bullet & \quad \bullet \quad \bullet
 \end{aligned}
 \tag{4.19}$$

En el periodo t.

$$CT_t(GT_t) = \sum_{i=1}^T CT_{i+1} \{L_{i+1} - GH(Q_{i+1})\} + CT_t \{D_t - GH(Q_t)\}
 \tag{4.20}$$

Esto es lo que se denomina una ecuación recursiva. El análisis se acaba cuando se llega al primer periodo (t=1).



#### 4.4 Optimización de los Sistemas de Prueba Utilizando Programación Dinámica

La simulación se realiza para dos sistemas de prueba de coordinación hidrotérmica utilizando el Simulador Hidrotérmico Mediante Programación Dinámica (SHPD) desarrollado en Fortran 90 Power Station (ver apéndice F), el primer ejemplo es de las referencias [15,29]. Se simula este ejemplo para comprobar que la herramienta computacional se desarrollo adecuadamente. Posterior a la comprobación de la herramienta se simulan ejemplos de la central Angostura. La herramienta computacional entrega como resultado la potencia generada por etapa del horizonte y el costo global de operación, utilizando el modelo equivalente determinístico.

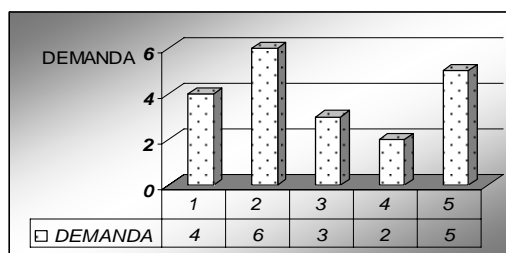
##### 4.4.1 Sistema de Prueba 4.A

##### 4. A.1 Sistema Hidrotérmico con 1 Embalse [15,29]

Si tiene un sistema compuesto por una central hídrica y una térmica en el cual se quiere maximizar la potencia hídrica para minimizar los costos totales de operación. La capacidad del vaso hidroeléctrico es de 5 unidades energéticas (5u.e). La capacidad máxima de turbinamiento es de 4 unidades energéticas (4u.e) y el estado inicial del periodo de estudio es de 3 unidades energéticas (3 u.e). Existe una función de remuneración asociada al estado final del horizonte de estudio dado por la siguiente fórmula  $FR(X_t) = -\sqrt{X_t}$ . Los costos termoeléctricos están dados por la siguiente fórmula  $C(GT) = GT^2$ , no se consideran límites de generación termoeléctrica, asimismo no se consideran vertimientos en el vaso. Los datos de demanda y aportaciones se muestran en las tablas 4.1 y 4.2 respectivamente así como su representación gráfica en las figuras 4.1 y 4.2.

**Tabla 4.1 Demandas (4.A.1)**

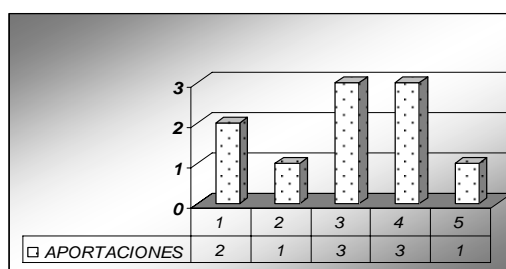
ETAPA	DEMANDA
1	4
2	6
3	3
4	2
5	5



**Figura 4.1 Demandas de los Periodos (4.A.1)**

**Tabla 4.2 Aportaciones (4.A.1)**

ETAPA	APORTACIONES
1	2
2	1
3	3
4	3
5	1



**Figura 4.2 Aportaciones Hidrológicas (4.A.1)**

**Solución del ejemplo 4.A.1**

Para la solución del problema consideramos como variables de estado a los volúmenes del embalse, los cuales deben de respetar los límites mínimos y máximos de almacenamiento, si por alguna razón son quebrantados existirá un déficit energético o vertimientos energéticos respectivamente, estos límites son de acuerdo a la ecuación 4.8 quedando:

$$0 \leq V_t \leq 5 \tag{4.21}$$

Como variables de decisión para esta simulación son consideradas las aportaciones (tabla 4.2 ( $A_t$ )) y turbinamientos ( $U_t$ ) los cuales están restringidos por la ecuación 4.9 obteniéndose así:

$$0 \leq U_t \leq 4 \tag{4.22}$$

De acuerdo a las variables descritas anteriormente la ecuación de balance hídrico de la ecuación 4.7 queda formulada de la siguiente forma:

$$V_{t+1} = V_t + A_t - U_t \tag{4.23}$$

Para la solución de este problema por medio de programación dinámica nuestra ecuación recursiva de optimalidad es la siguiente:

$$F[v, t] = \min_{u^{(t)} \in U} \langle L[v, u^{(t)}, t] + F[v^{(t)}, t + 1] \rangle \tag{4.24}$$

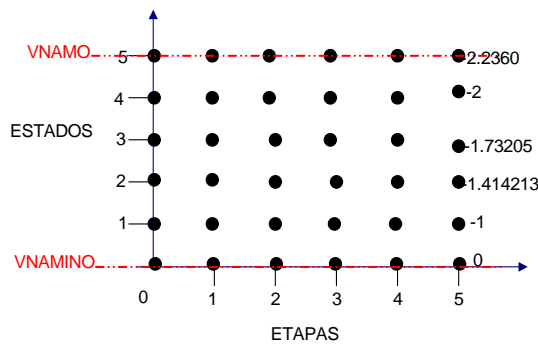
En la cual el término  $L[v, u^{(m)}, t]$  representa el costo actual o inmediato a la decisión  $u^{(t)}$  que en este caso se hace por medio de la complementación térmica. El término  $F[v^{(t)}, t + 1]$  representa el costo futuro resultante de la decisión  $u^{(t)}$ . Con lo dicho anteriormente el modelo se formula de la siguiente manera:

$$F.O = \min \sum_{t=0}^5 F[v, t] \tag{4.25}$$

Sujeto a las restricciones impuestas por las ecuaciones 4.7, 4.8 y 4.9.

La función terminal representa una remuneración para el nivel del embalse al final del estudio lo cual es mostrado en la figura 4.3 y en la tabla 4.3.

**Tabla 4.3 Costos de Remuneración Para la Etapa 5 (4.A.1)**



ETAPA 5	
ESTADO	COSTO
0	0
1	-1
2	-1.414213
3	-1.73205
4	-2
5	-2.23607975

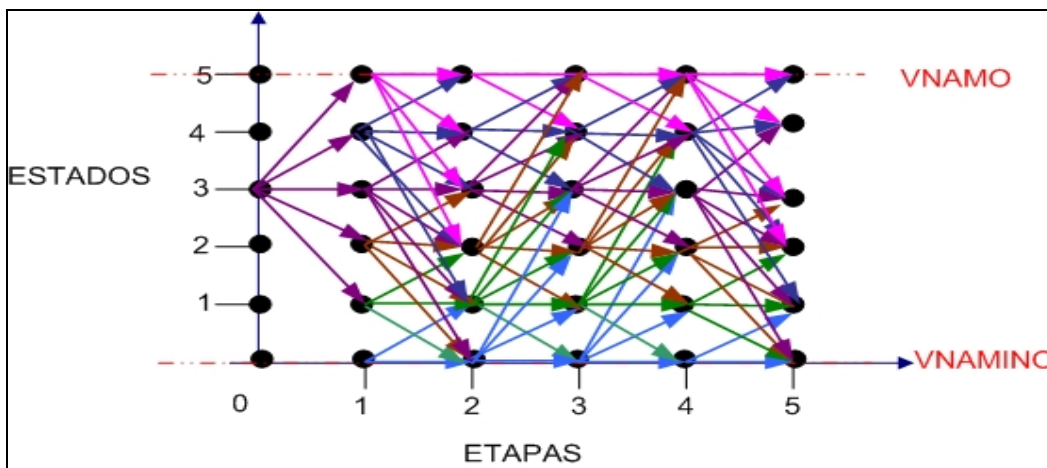
**Figura 4.3 Costos de Remuneración De la Última Etapa (4.A.1)**

Con la Programación Dinámica hacia atrás se parte de la penúltima etapa tomando como datos iniciales la aportación ( $A_4 = 1$ ) y demanda ( $D_4 = 5$ ) en esta etapa. El mínimo costo total de aplicar el turbinamiento  $u^{(t)}$  en “n” estado de la etapa (T-1), se alcanza por simple comparación de M cantidades de acuerdo a la ecuación funcional 4.24:

$$F[v, N - 1] = \min_{u^{(m)} \in U} \langle L[v, u^{(m)}, k] + F[v^{(t)}, N] \rangle \tag{4.26}$$

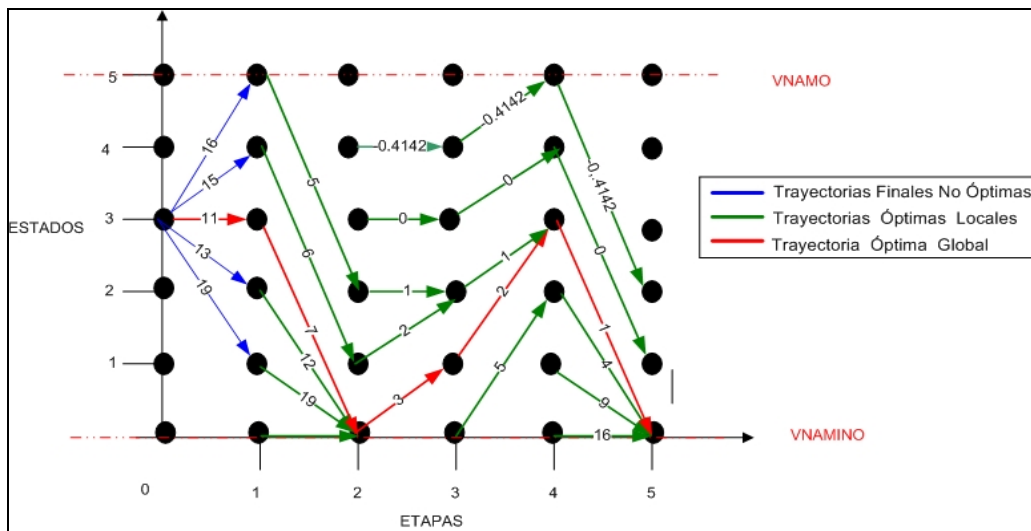
En las tablas H.4.1 a H.4.29 son mostrados los resultados de la minimización de los costos totales por etapa iniciando en la penúltima etapa y terminando en la etapa inicial ver apéndice H.

Las trayectorias factibles de una etapa a otra, en cada estado son mostradas en la figura 4.4



**Figura 4.4 Análisis de las Trayectorias Analizadas (4.A.1)**

La trayectoria óptima de la simulación es mostrada en la figura 4.5



**Figura 4.5 Secuencia Óptima de la Política de Decisión (4.A.1)**

Con el volumen, turbinamiento y costo que se tiene por etapa de la Programación Dinámica hacia atrás. La programación dinámica hacia adelante construye la trayectoria óptima de generación minimizando los costos de producción.

Este procedimiento de encontrar la trayectoria óptima se efectúa utilizando la ecuación 4.21 y el cálculo de los costos termoeléctricos dados por la siguiente fórmula  $C(GT) = GT^2$  se muestra a continuación:

El turbinamiento que tiene el mínimo costo para el nivel inicial corresponde a un turbinamiento de  $U_0 = 2$ .

$$V_1 = V_0 + A_0 - U_0 = 3 + 2 - 2 = 3$$

$$GH=2; \quad GT = \text{DEMANDA} - GH = 4 - 2; \quad C(GT) = (2)^2 = 4$$

Con el nivel final hallado para la etapa uno que ahora se vuelve el volumen inicial para esta, del proceso hacia atrás se encontró el mejor turbinamiento con el mínimo costo que es  $U_1 = 4$  calculando de nuevo con la ecuación de balance hídrico.

$$V_2 = V_1 + A_1 - U_1 = 3 + 1 - 4 = 0$$

$$GH=4; \quad GT = \text{DEMANDA} - GH = 6 - 4 = 2; \quad C(GT) = (2)^2 = 4$$

Siguiendo el procedimiento anterior se tiene:

Llegando a la etapa 2 con un volumen de 0  $U_2 = 2$ .

$$V_3 = V_2 + A_2 - U_2 = 0 + 3 - 2 = 1$$

$$GH=2; \quad GT = \text{DEMANDA} - GH = 3 - 2 = 1; \quad C(GT) = (1)^2 = 1$$

Llegando a la etapa 3 con un volumen de 1  $U_3 = 1$ .

$$V_4 = V_3 + A_3 - U_3 = 1 + 3 - 1 = 3$$

$$GH=1; \quad GT = \text{DEMANDA} - GH = 2 - 1 = 1; \quad C(GT) = (1)^2 = 1$$

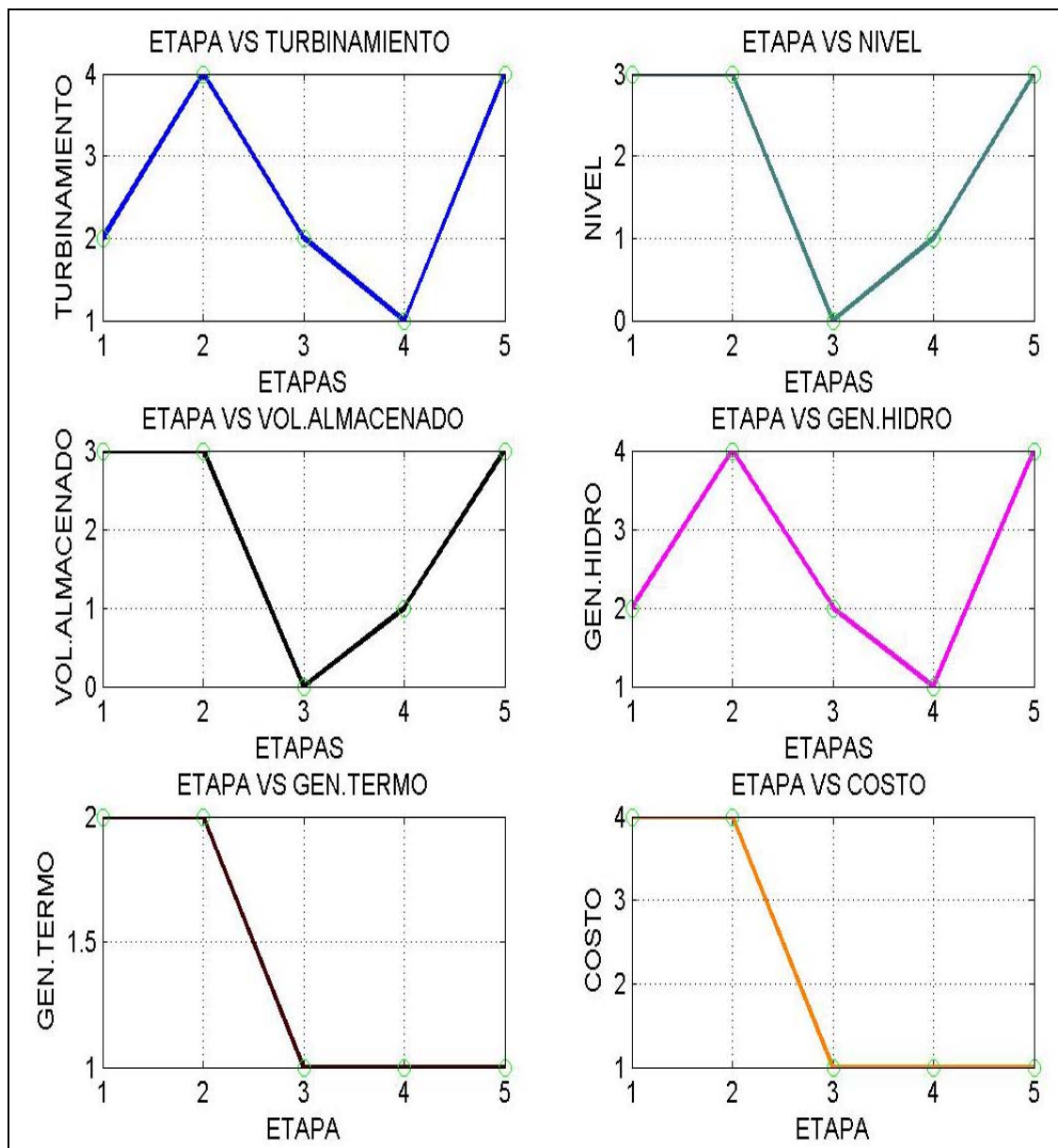
Llegando a la etapa 4 con un volumen de 3  $U_4 = 4$ .

$$V_5 = V_4 + A_4 - U_4 = 3 + 1 - 4 = 0$$

$$GH=4; \quad GT = \text{DEMANDA} - GH = 5 - 4 = 1; \quad C(GT) = (1)^2 = 1$$

Los resultados obtenidos por el simulador son mostrados en la tabla H.4.29 (ver apéndice H) y su representación gráfica es presentada en la figura 4.6

### Costo Total de la Operación \$ 11.0



**Figura 4.6 Comportamiento de la Operación del Sistema Hidrotérmico (4.A.1)**

Se puede observar que la herramienta desarrollada entrega la operación adecuada de cada central en cada una de las etapas del horizonte de planeación minimizando el costo global de operación debido al uso adecuado de la generación hídrica, respetándose en todo momento límites operativos lo que corresponde a una solución adecuada para el problema.

#### 4.4.2 Sistema de Prueba 4.B

### Simulación del Sistema de Generación Mediante Programación Dinámica Análisis del Embalse de Angostura en Forma Aislada

#### Análisis 4.B.1

En base a la validez de los resultados del ejemplo 4.A.1, demostrando que la metodología desarrollada es una herramienta útil para la realización del planeamiento de la operación de sistemas hidrotérmicos, el análisis en esta parte se realiza con la finalidad de saber como funcionan los embalses del sistema en forma independiente, cabe señalar que el análisis para embalses independientes se efectúa solo con aquellos embalses que tienen gran capacidad de almacenamiento ya que es preciso conocer la energía que puede satisfacer en un momento dado con estos, ya que si consideráramos embalses filo de agua estos generalmente proporcionan energía pero esta no puede ser controlada como es el caso de Chicoasen o Peñitas ya que según la cantidad de agua que les vaya llegando a cada embalse, está es la que se genera. Uno de los requisitos fundamentales de esta prueba en la operación del sistema es el cumplimiento de los requerimientos de la demanda. El análisis del comportamiento que registran los consumos del sistema eléctrico es fundamental para el fin de pronosticar su evolución futura y poder planificar en forma adecuada la operación de los recursos de generación.

Este ejemplo presenta la simulación del embalse de mayor capacidad de almacenamiento (Angostura) ya que considerado como el principal del complejo hidroeléctrico del río Grijalva de él depende la operación de los demás embalses. El horizonte de decisión definido es de un año, esto por cuanto la utilización de un horizonte de más años involucra lógicamente mayor incertidumbre, por lo que una solución determinística podría ser inadecuada. Se realiza la simulación con una discretización mensual con el fin de establecer metas de generación por etapa durante el horizonte de planeación. Los datos de las centrales que forman el sistema Hidrotérmico y datos iniciales que son necesarios para la simulación son mostrados en las tablas 4.4, 4.5 y 4.6.

**Tabla 4.4 Datos de las Plantas Termoeléctricas (4.B.1)**

Termoeléctrica	Pot. Mín (MW)	Pot. Máx. (MW)	E. Máx. (MWh)	Costo (K\$)	Costo (\$/MWh)
1	100	500	360000	1	5.9523805238
Racionamiento	0	50000	36000000	10	59.523805238

**Tabla 4.5 Datos de la Planta Hidroeléctrica de Angostura (4.B.1)**

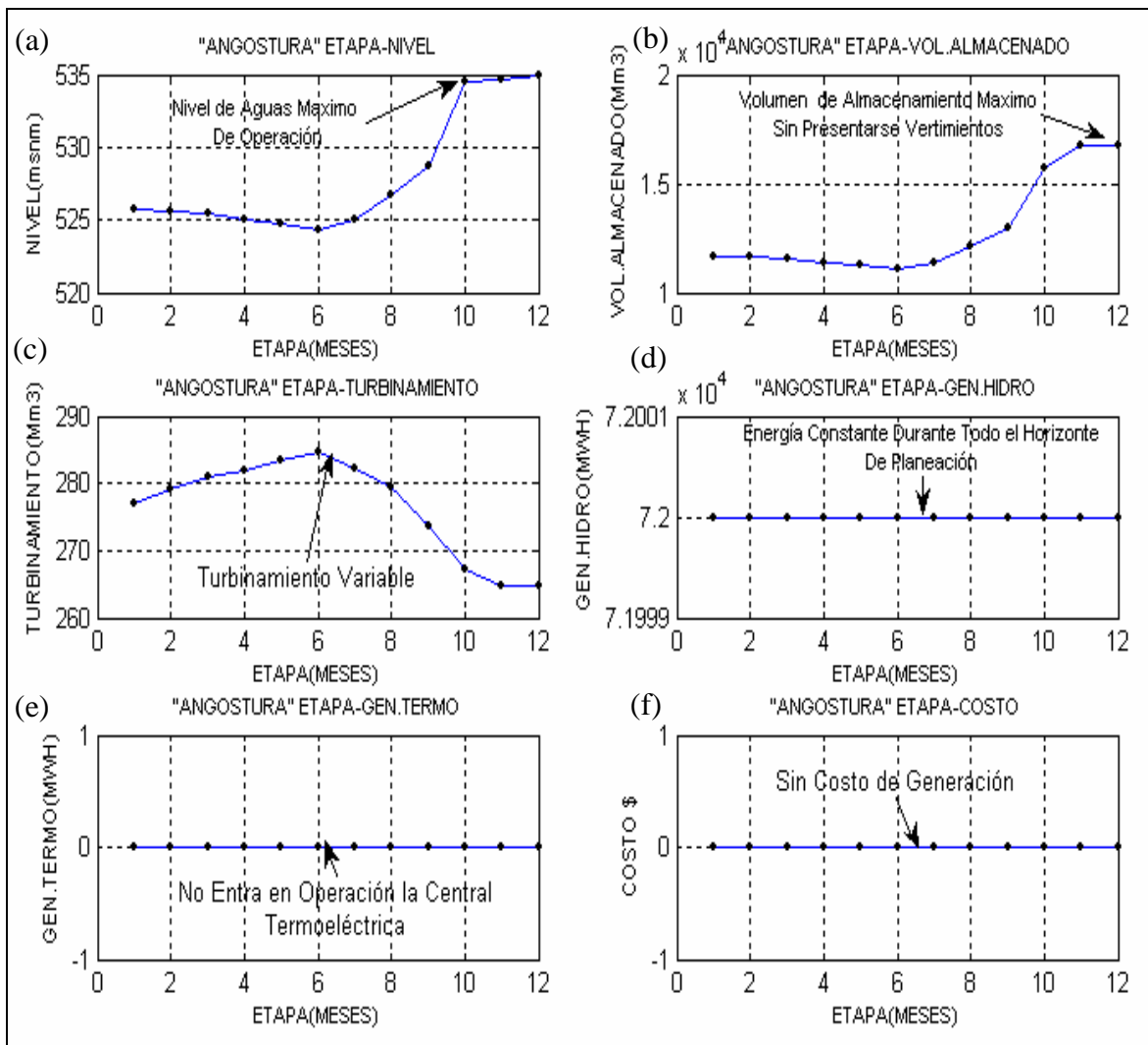
Hidroeléctricas	Pot. Mín (MW)	Pot. Máx. (MW)	Vol. Mín. (MW)	Vol. Máx. (MW)	CE (m <sup>3</sup> /kW*h)	Vol. Inicial	Costo Penalización (K\$)	Costo Terminal (K\$)	Año Simu.
Angostura	0	900	2379.53	16737.43	3.91	11652.2	1	-1	1962

**Tabla 4.6 Datos de las Demandas y Periodo de Simulación (4.B.1)**

Demanda cte. (MW)	Demanda cte. (MWh)	Tiempo (cada/periodo)(horas)	Periodos(mensuales)
100	68400	720	12=1año

Como se puede apreciar en la tabla H.4.30 (apéndice H) los resultados de la optimización mediante Programación Dinámica la energía que se puede suministrar constantemente durante todo el periodo de estudio es de 72000 MWh sin que se presenten vertimientos en la central los cuales ocasionarían un desperdicio energético, esto haciendo la consideración del costo futuro del embalse de almacenamiento para mantener este en niveles adecuados para simulaciones futuras. Cabe mencionar que la energía que se está suministrando no es la máxima de la central, pero con esta se puede desplazar energía térmica en el horizonte de planeación definido, conjuntamente manteniendo niveles adecuados para emplear la máxima capacidad de energía hidráulica en caso de ser requerida.

En la figura 4.7 se observa el comportamiento del embalse en cada etapa del periodo de análisis de las características principales como son nivel (figura 4.7(a)), volumen (figura 4.7 (b)), turbinamiento (figura 4.7 (c)), energía térmica (figura 4.7 (e)), energía hidroeléctrica (figura 4.7(d)) y costo operativo (figura 4.7(f)).



**Figura 4.7 Comportamiento de la Operación del Sistema Hidrotérmico para una Discretización de 12 Etapas (4.B.1)**

Generalmente se considera el costo de operación de las plantas hidroeléctricas como cero; dado a que no intervino el uso de energía termoeléctrica los costos globales de operación son nulos obteniendo así el mejor plan de operación para la planta hidroeléctrica.

En este análisis se establecen diferentes estados en la simulación, que son discretización en el tiempo, volumen y turbinamiento. El horizonte de planeación está conformado por 12 etapas de simulación, en cada una de estas existen 36 estados y por consecuencia 36 variables óptimas de decisión, dándonos un total de 396 variables, tomando en cuenta que se realizó una discretización del turbinamiento máximo de 600 particiones. Si existiera un mayor número de particiones serían eliminadas por las restricciones impuestas de la central, lo cual nos hace saber que no existe un cambio razonable en los resultados pero si un aumento en el tiempo computacional dado el número de variables a analizar, por lo que se recomienda utilizar una discretización de 600 particiones para la simulaciones con esta herramienta.

La presentación del método denominado Programación Dinámica, muestra una buena alternativa de solución del problema de operación de sistemas hidrotérmicos para un solo embalse de almacenamiento, no así considerado, cuando intervienen más de uno en forma detallada, ya que la dimensionalidad se presenta no solo por las variables como son (etapas (como se mostrara en ejemplos posteriores), estados, turbinamientos, y restricciones impuestas en el sistema), crecen de manera abrupta cuando incrementan el número de embalses, lo que conlleva al sobredimensionamiento de variables haciendo el problema muy difícil de resolver, de igual manera el tiempo de solución aumentaría considerablemente.

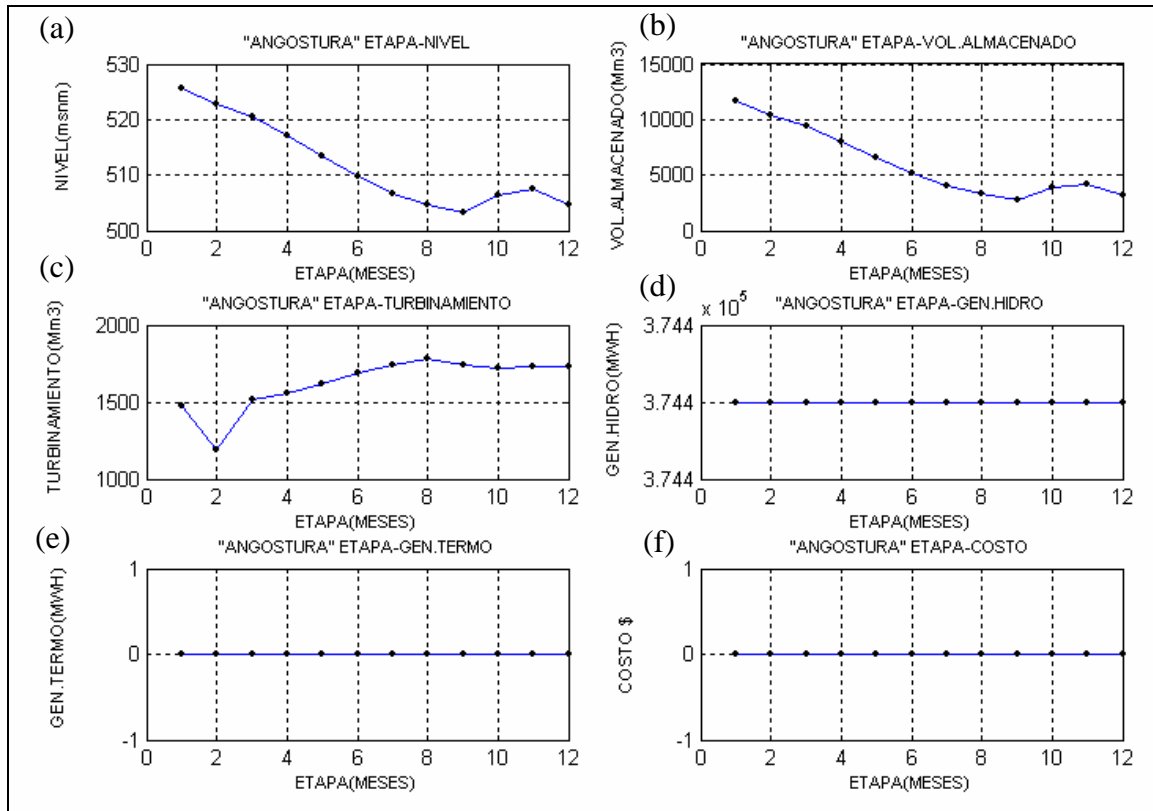
En análisis posteriores se mostrara el uso de la herramienta computacional sin la inclusión del costo futuro del embalse de almacenamiento, como del aumento del número de etapas de simulación.



### Análisis 4.B.2

Para este análisis del sistema hidrotérmico no es considerado el costo futuro del almacenamiento de energía. Los datos para realizar esta simulación son los mismos del ejemplo 4.B.1.

La figura 4.8 muestra el comportamiento del sistema hidrotérmico en el periodo de planeación, los resultados numéricos se pueden apreciar en el apéndice H, en la tabla H.4.32



**Figura 4.8 Comportamiento de la Operación del Sistema Hidrotérmico sin Considerar Costo Terminal para una Discretización de 12 Etapas (4.B.2)**

Al no considerar el costo futuro del agua el embalse puede generar una energía máxima de 374400.0 MW/h (figura 4.8 (d)) sin que exista déficit energético de la central (figura 4.8 (b)) y que las plantas termoeléctricas no intervengan (figura 4.8 (e)) en la generación de esta energía. Como el agua tiene un valor de cero, el embalse al final del periodo de estudio llega a su NAMINO (figura 4.8 (a)) con lo cual para horizontes futuros de planeación se tendrá que incurrir a la generación térmica para satisfacer la demanda ya que el embalse solo contara con la energía que puede generar de acuerdo a las aportaciones hídricas que tenga en dicho horizonte. Como la planta puede generar la totalidad de la demanda el costo global de operación es cero (figura 4.8 (f)) pero el consumo específico se incrementa etapa a etapa (figura 4.8 (c)) con lo que al final del periodo el embalse tiene la energía mínima almacenable con lo que el costo futuro de esta energía será muy elevado.

### Análisis 4.B.3

Para el ejemplo se contempla una discretización de 52 periodos (semanas), con el fin de establecer una estrategia óptima de operación para el análisis de mediano plazo, comparando los resultados de esta simulación con los obtenidos en el análisis 4.B.1. Los datos para esta simulación son mostrados en las tablas 4.7, 4.8 y 4.9.

**Tabla 4.7 Datos de las Plantas Termoeléctricas (4.B.3)**

Termoeléctrica	Pot.Min (MW)	Pot.Máx. (MW)	E.Máx. (MWh)	Costo (K\$)	Costo (\$/MW*h)
1	100	500	360000	1	5.9523805238
Racionamiento	0	50000	36000000	10	59.523805238

**Tabla 4.8 Datos de la Planta Hidroeléctrica de Angostura (4.B.3)**

Hidroeléctricas	Pot.Min (MW)	Pot.Máx. (MW)	Vol.Min. (MW)	Vol.Máx. (MW)	CE (m <sup>3</sup> /kW*h)	Vol. Inicial	Costo Penalización (K\$)	Costo Terminal (K\$)	Año Simulación
Angostura	0	900	2379.53	16737.43	3.91	11652.2	1	-1	1962

**Tabla 4.9 Datos de las Demandas y Periodo de Simulación (4.B.3)**

Demanda cte. (MW)	Demanda cte. (MWh)	Tiempo (cada/periodo) (horas)	Periodos (semanales)
100	15960	168	52=1año

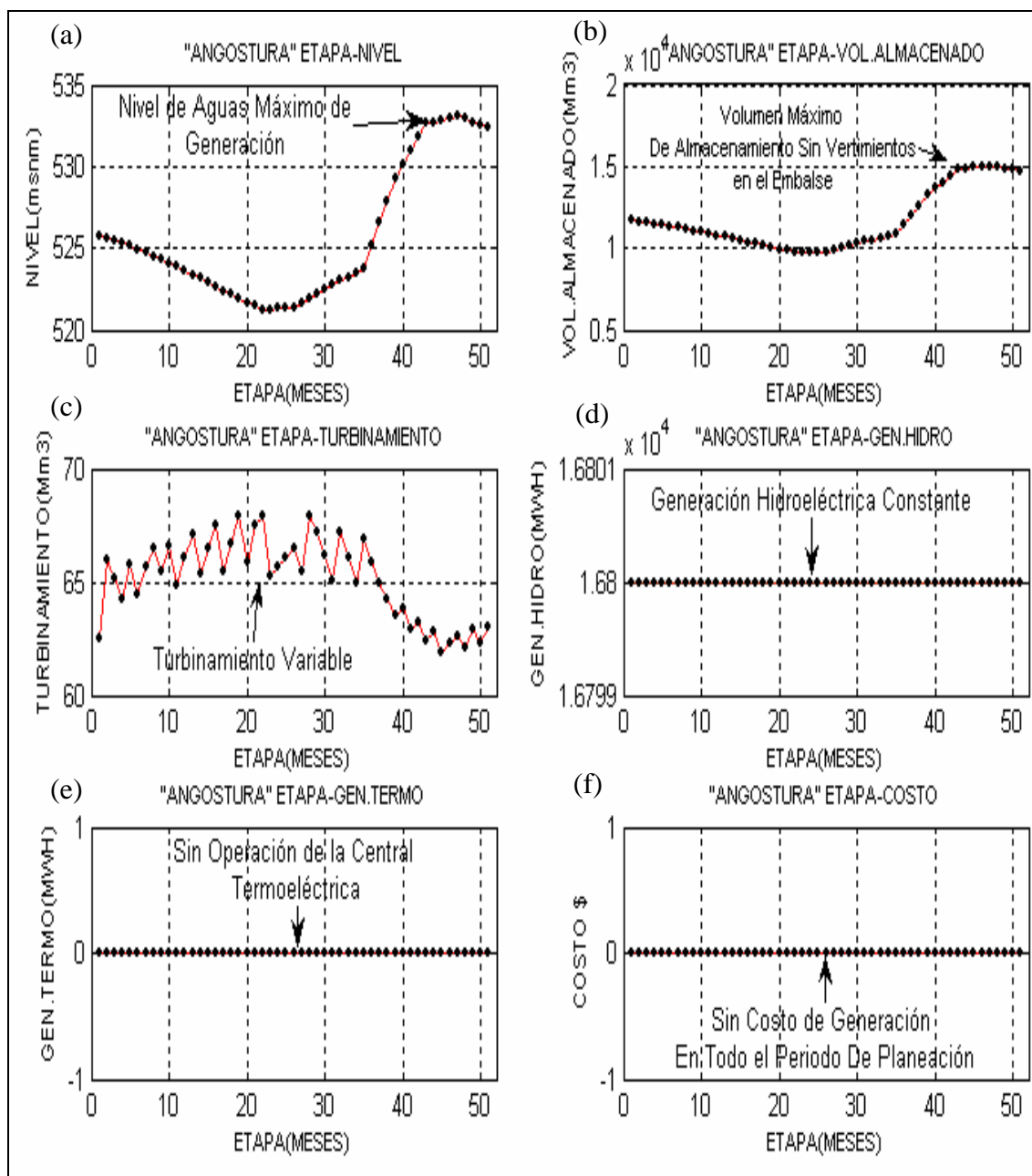
Los resultados de la optimización para el periodo de 1 año discretizado en etapas semanales se muestran en la tabla H.4.33 (apéndice H). Estos resultados muestran metas semanales de la generación, cumpliéndose de manera adecuada las políticas impuesta en resultados mensuales mostrados en la tabla H.4.30, tanto en potencia como en energía eléctrica, repartiéndose de manera adecuada, logrando así el proceso de optimización buscado utilizando en cada etapa solamente la cantidad necesaria de agua y permitiendo embalsar el resto para su utilización en el futuro sin necesidad de verter este recurso.

Como la discretización se hace de manera semanal el consumo específico que se tiene en cuatro semanas (un mes) es diferente al que se tiene en una mensual por lo que el volumen al final del horizonte es diferente para cada discretización.

Cabe mencionar que el análisis de mediano plazo es el enlace entre el largo y el corto plazo ya que este recibe metas de generación mensuales o anuales (largo plazo) convirtiéndolas en metas de generación semanales que son utilizadas por el corto plazo

Esto lleva a la conclusión que así como puede almacenar gran cantidad de energía también puede suministrar esta a niveles máximos de generación en periodos semanales sin llegar al vaciamiento total del reservorio al final del análisis, esto lleva a considerar a este como embalse regulador de energía multisemanal o multimensual.

En la figura 4.8 se observa el comportamiento mas detallado de las características del embalse durante todo el horizonte de planeación.



**Figura 4.9 Comportamiento de la Operación del Sistema Hidrotérmico para una Discretización de 52 Etapas (4.B.3)**

### Análisis 4.B.4

#### Operación del embalse de Angostura a una Demanda Constante de Energía Cercana a la Máxima Capacidad de la Planta

Dado a las restricciones que se tienen en el programa se evita el vaciamiento de los embalse ya que se elimina toda posibilidad de que ocurra un déficit energético, lo mismo ocurre con los vertimientos ya que se puede turbinar una mayor capacidad de energía hidráulica con el fin de que no se presente un desperdicio de energía, cabe mencionar que las plantas hidroeléctricas se cuenta con un turbinamiento máximo según el diseño de la unidad por lo que en periodos en los cuales se tiene una gran cantidad de aportaciones hídricas se recurre al vertimiento en la realidad. Según datos históricos hídricos no se tiene registro alguno de que esta central haya presentado vertimientos por su gran capacidad de almacenaje, por lo que se descarta la posibilidad de tener vertimientos.

En este ejemplo se tiene una demanda (tabla 4.12) próxima a la potencia máxima de generación de la central (800 MW), el objetivo de esta simulación es observar el comportamiento del embalse así como también el de la planta térmica, obteniendo el costo mínimo de generación para el horizonte de planeación. Los datos para esta simulación se presentan en las tablas (4.10, 4.11, 4.12).

**Tabla 4.10 Datos de las Plantas Termoelectricas (4.B.4)**

Termoelectrica	Pot.Min (MW)	Pot.Máx. (MW)	E.Máx. (MWh)	Costo (K\$)	Costo (\$/MW*h)
1	100	500	360000	1	5.9523805238
Racionamiento	0	50000	36000000	10	59.523805238

**Tabla 4.11 Datos de la Planta Hidroeléctrica de Angostura (4.B.4)**

Hidroeléctricas	Pot.Min (MW)	Pot.Máx. (MW)	Vol.Min. (MW)	Vol.Máx. (MW)	CE (m <sup>3</sup> /kW*h)	Vol. Inicial	Costo Penalización (K\$)	Costo Terminal (K\$)	Año Simu.
Angostura	0	900	2379.53	16737.43	3.91	11652.2	1	-1	1962

**Tabla 4.12 Datos de las Demandas y Periodo de Simulación (4.B.4)**

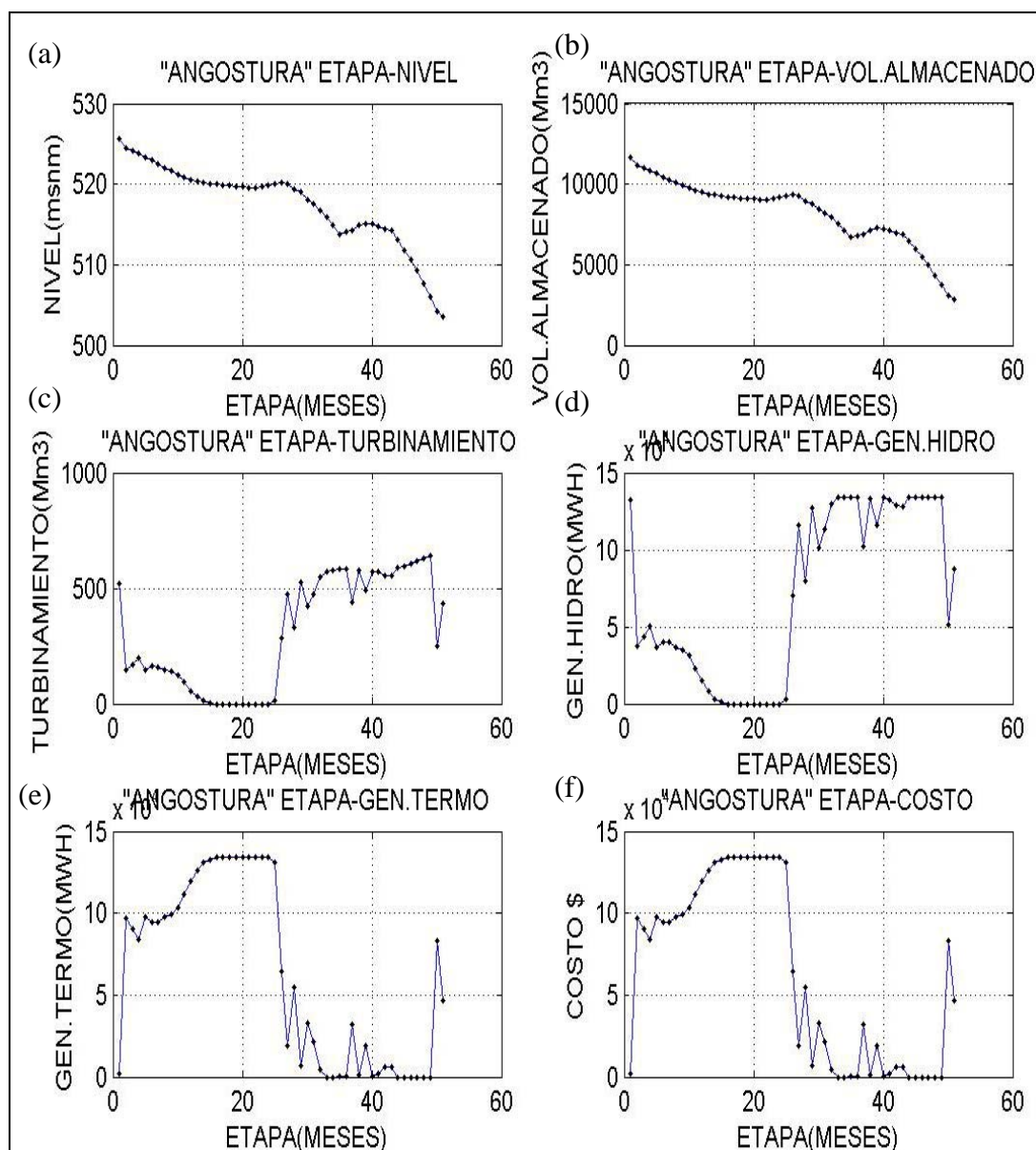
Demanda etc. (MW)	Demanda etc. (MWh)	Tiempo (cada/periodo) (horas)	Periodos (semanales)
800	134400	168	52=1año

Así mismo en la tabla H.4.33 (ver apéndice H) se presentan las metas impuestas por el programa de simulación.

En la figura 4.10 se puede observar como el nivel disminuye (figura 4.10 (a)) conforme avanza el periodo de análisis, asimismo el volumen almacenado (figura 4.10 (b)) esto conlleva a tener un bajo costo de operación (figura 4.10 (f)) ya que se emplea la mayor cantidad de energía hidráulica (figura 4.10 (d)) en cada etapa del periodo de análisis

además de satisfacer la demanda solicitada en todo momento, dando con esto la mejor estrategia de operación del periodo establecido.

El método aplicado cuida que se pueda generar en algunos periodos la demanda solicitada desplazando así el uso de centrales termoeléctricas (figura 4.10 (e)). Si el costo terminal de la central hídrica es elevado el volumen al final del periodo por consecuencia también es elevado lo que lleva a que la central térmica tenga que producir una mayor cantidad de energía produciendo un costo de generación elevado y para el periodo inmediato futuro un costo de producción económico. En cambio cuando el costo es inferior se tiene un comportamiento inverso al descrito con anterioridad.



**Figura 4.10 Comportamiento de la Operación del Sistema Hidrotérmico para una Discretización 52 Etapas (4.B.4)**

#### 4.5 Análisis de Resultados de la Metodología de Programación Dinámica

Como se puede apreciar en los resultados obtenidos, la herramienta computacional nos permite resolver la operación de este tipo de embalses en particular de esta cuenca en un solo proceso de optimización, considerando las ecuaciones de continuidad hidráulica en cada etapa del periodo de estudio.

Se puede observar que la aplicación del método de Programación Dinámica permite separar el problema global en las 12 y 52 etapas correspondientes a la simulación del horizonte de mediano plazo, las cuales son analizadas en forma independiente, ligando cada una con el resto del problema a través de los estados inicial y final de la etapa dándonos la solución adecuada al problema de planeación de la operación de sistemas hidrotérmicos.

El programa presentado ayuda a definir un escenario óptimo de generación ya que el empleo del método equivalente determinístico nos da la idea de lo que puede pasar en años posteriores si se llegase a ocurrir las afluencias naturales planteadas, asimismo existe un riesgo de no ocurrir el escenario, puesto que no se cuenta con un método estocástico de aportaciones solo se plantean diferentes escenarios en donde se puede definir diferentes políticas de operación dependiendo de las características del sistema a analizar como niveles, energía a suministrar etc. En donde el problema principal es el de minimizar costos de operación así como de garantizar el suministro de recursos para su aprovechamiento en el futuro, de acuerdo a las necesidades de demanda y de la ubicación del embalse.

El modelo de optimización matemática posee gran ventaja frente al método heurístico basado en reglas de operación. En este el planificador no necesita generar distintos planes, sino que es el modelo quien entrega un plan que minimiza el costo de operación de un sistema eléctrico. Con esto la presentación del método denominado Programación Dinámica, muestra una buena alternativa de solución del problema de operación de sistemas hidrotérmicos para un solo embalse de almacenamiento, no así cuando intervienen más de uno, ya que la dimensionalidad se presenta no solo por las variables (etapas, estados, turbinamientos, y restricciones impuestas en el sistema), crecen de manera abrupta cuando se incrementa el número de embalses en forma detallada, lo que conlleva al sobredimensionamiento de variables haciendo el problema muy difícil de resolver, además que el tiempo de solución aumenta considerablemente por lo que se puede concluir que esta metodología solo es factible utilizarla cuando se presenta el análisis de un sistema con plantas individuales o en su caso considerando el sistema hidroeléctrico en forma agregada donde toda la generación hidroeléctrica se concentra en una sola planta equivalente del sistema (ver 15). La diferencia entre este tipo de modelo y el usado mediante métodos heurísticos, es que en estos la operación de las centrales hidráulicas no es predefinida. En este el horizonte de estudio es dividido en periodos en los cuales se debe determinar que cantidad de agua debe ser utilizada en cada uno de estos y cuanto debe utilizarse en el siguiente. Este tipo de proceso de decisión es secuencial, ya que la cantidad de agua que se usa en un periodo depende de la cantidad de agua que debe guardarse para el siguiente, y así sucesivamente.

# CAPÍTULO 5

## 5 MODELO HIDROTÉRMICO PARA LA PLANEACIÓN DE LA OPERACIÓN A MEDIANO PLAZO MEDIANTE PROGRAMACIÓN LINEAL (PL)

### 5.1 INTRODUCCIÓN

La solución del problema del despacho hidrotérmico determinístico, requiere de la evaluación de una función objetivo que involucra el costo de la producción térmica. El manejo óptimo de embalses y plantas térmicas debe ser el resultado de una trayectoria óptima del espacio de estados cumpliendo con todas las restricciones de nuestro sistema. Así cada coordenada de dicho espacio se debe evaluar para obtener el respectivo costo de operación.

El procedimiento seguido por la Programación Lineal, es de seleccionar una trayectoria el cual se encarga de encontrar estrategias de operación correspondientes a las que nos den el mínimo costo en cada etapa del periodo de análisis, ya que se aprovecha el máximo recurso hidráulico disponible en los embalses, permitiendo con esto generación térmica mínima y evitando el no atendimento, esta metodología realiza una buena relación entre las decisiones adoptadas en el presente, con las adoptadas en el futuro, esto porque el proceso de optimización en el que se basa, busca utilizar en cada etapa solamente la cantidad necesaria de agua y permitir embalsar el resto para su utilización en el futuro sin necesidad de verter o derramar. La suma de los costos de operación incurridos en cada una de las etapas, da como resultado el costo total de operación en el horizonte optimizado.

Debido a la imposibilidad de efectuar pronósticos exactos de las afluencias futuras y en cierta medida, de las propias cargas, el problema de operación es esencialmente estocástico. Sin embargo, debido a que uno de los objetivos básicos de la presente tesis es el desarrollo de una herramienta para el modelo de optimización que pueda ser implementado y utilizado, es que se plantea un desarrollo determinístico, lo cual simplificará significativamente en esta primera etapa el obtener una herramienta útil y confiable, a ser utilizada en la operación de sistemas eléctricos.

En este capítulo se describe la formulación por medio de la metodología de Programación Lineal, asimismo se muestran resultados obtenidos mediante esta, empleando el software computacional diseñado en forma estructurada, el cual consta de varias subrutinas realizadas en el lenguaje de programación Compaq Visual Fortran 6.0 Array las cuales son llamadas por el software comercial "Minos" el cual emplea la metodología *Simplex Primal*, para la solución de este tipo de problemas asimismo para su graficación se utiliza una subrutina implementada en el lenguaje de programación Matlab 7.0, estas subrutinas son explicadas con detalle en el apéndice E.

## 5.2 FORMULACIÓN DEL DESPACHO HIDROTÉRMICO A TRAVÉS DE PROGRAMACIÓN LINEAL

El objetivo de este modelo es, determinar para cada etapa del periodo de planificación, metas de generación para las plantas hidroeléctricas y termoeléctricas del sistema que reduzcan al mínimo el promedio de los costos. Si se conocen los volúmenes afluentes a los embalses del sistema hidrotérmico al inicio de cada etapa del horizonte de planificación, el control del problema de coordinación hidrotérmica para sistemas multiembalse puede ser resuelto por el siguiente modelo.

Una forma de solucionar el problema hidrotérmico a mediano plazo y corto plazo es mediante la utilización de Programación Lineal.

El problema se plantea como la minimización de una función lineal sujeta a un conjunto de igualdades y desigualdades lineales [35].

**Donde: F.O: Minimizar:**

- Costos de producción (térmicos + racionamiento)
- Costos terminales (referidos a los embalses)
- Penalizaciones (vertimientos)

**Sujeta a:**

- Restricciones de Continuidad
- Restricciones de Demanda
- Límites Mínimos y Máximos

El objetivo de generación para cada unidad (plantas térmicas e hidroeléctricas) en cada periodo del horizonte de planificación, de manera a minimizar una función criterio. La función criterio usualmente utilizada es el valor actualizado del costo de operación, compuesto por costos, de combustibles y penalidades por eventuales déficit. La planificación operativa puede ser planteada como el problema de optimización indicado a continuación:

**Función objetivo:**

$$F.O = \text{Min} \left[ \sum_{t=1}^T \sum_{k=1}^K C_k G_{t,k} + \sum_{t=1}^T \sum_{ra=1}^{RA} CR_{ra} GR_{t,ra} + \alpha \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^I S_{t,i} + \sum_{i=1}^I C_{ter,i} V_T \right] \quad (5.1)$$



**Donde:**

- F.O Costo operativo mínimo (\$)
- t Representa las etapas (por ejemplo, meses o semanas) del periodo T
- T Periodo de estudio dividido en etapas t
- K Índice de las unidades termoeléctricas
- $C_k$  Costo operativo de la termoeléctrica k (\$/MWh)
- $G_{tk}$  Generación de la termoeléctrica k en la etapa t (MWh)
- RA Índice de las unidades termoeléctricas de racionamiento o de falla
- ra Número de unidades termoeléctricas de racionamiento o de falla
- $CR_{ra}$  Costo operativo de la termoeléctrica de racionamiento k (\$/MWh)
- $GR_{t,ra}$  Generación de la termoeléctrica de racionamiento en la etapa t (MWh)
- $\alpha$  Costo de penalización (vertimientos)
- $S_{t,i}$  Vertimientos en el embalse i en la etapa t ( $Mm^3$ )
- $Cter_{t,i}$  Costo Terminal o de continuación en la etapa final T
- $V_T$  Volumen del embalse al final de la etapa T

**Sujeto a:**

$$\sum_{i \in T} GH_{i,t} + \sum_{i \in T} [GT_{k,t} + GR_{ra,t}] = D_t \quad (5.2)$$

$$V_{t+1}(i) = V_t(i) + A_t(i) - [U_t(i) + S_t(i) + E_t(i)] + \sum_{m \in M_i} [U_t(m) + S_t(m) - E_t(m)] \quad (5.3)$$

$$GH_{i,t} = FC_i \cdot Q_{i,t} \quad (5.4)$$

$$GT_k^{\min} \leq GT_{k,t} \leq GT_k^{\max} \quad (5.5)$$

$$GH_i^{\min} \leq GH_{k,t} \leq GH_i^{\max} \quad (5.6)$$

$$V^{\min}(i) \leq V_{t+1}(i) \leq V^{\max}(i) \quad (5.7)$$

$$GR_{ra}^{\min} \leq GR_{ra,t} \leq GR_{ra}^{\max} \quad \text{Donde esta debe ser } GF_{ra,t} \geq 0 \quad (5.8)$$

**Donde:**

- $FC_i$  Coeficiente de productividad de la planta hidráulica i. Se asume que no hay variación de cotas durante el periodo de análisis
- $Q_{i,t}$  Caudal turbinado de la planta i en  $GT^{\max}$  la etapa t
- K Índice de las plantas térmicas
- $GT_{k,t}$  Generación de la planta térmica k en la etapa t

$GT^{\min}$  Vector de límites mínimos de las generaciones térmicas

$GT^{\max}$  Vector de límites máximos de las generaciones térmicas

$CT_k(\bullet)$  Costo de generación de la planta k

$GR_{ra,t}$  Falla en la generación de la planta térmica j en la etapa t

$D_t$  Demanda de energía del sistema en la etapa t. Este debe incluir el margen de reserva del sistema

$V_{t+1}(i)$  Ecuación de balance hídrico

### 5.2.1 COSTOS DE PRODUCCIÓN

Los costos de producción son los costos asociados al consumo de los distintos combustibles en el sistema para la generación de la energía eléctrica.

Los modelos de costos de producción permiten obtener estimativos sobre los costos de operación y establecen políticas sobre provisión de combustibles en el largo plazo. Estos costos incluyen los costos asociados a la operación de las plantas térmicas y los costos de racionamiento [35].

### 5.2.2 COSTOS TÉRMICOS

Si se dispone de n unidades térmicas con características de entrada-salida  $F_k(P_k)$  en (\$/h), con  $k=1,2, 3,\dots,K$  y cada unidad puede entregar una potencia entre unos límites mínimos y máximos  $P_k^{\min}$  Y  $P_k^{\max}$ , para encontrar el despacho óptimo y atender la demanda a un determinado periodo de tiempo:

$$\text{Min} \sum_{k=1}^K C_k(P_k) \quad (5.9)$$

$$\sum_{k=1}^K P_k = D \quad (5.10)$$

**Sujeto a:**

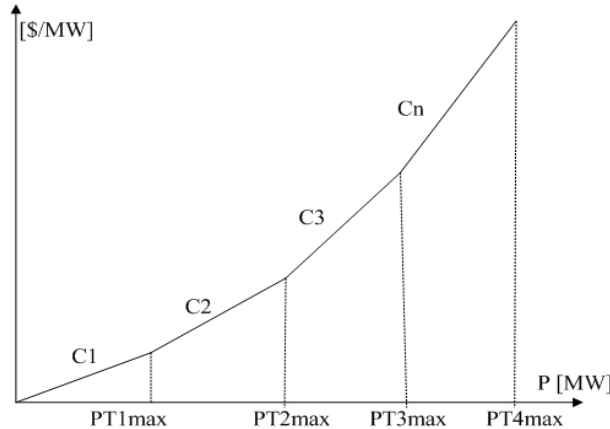
$$P_k^{\min} P_k \leq P_k^{\max} \quad (5.11)$$

**Donde:**

D Demanda por atender

K Número de unidades térmicas

Entonces para modelar el sistema de varias unidades térmicas, se grafica mediante segmentos de generación, en orden creciente de costo incremental asociado a cada planta así:



**Figura 5.1 Curva Linealizada de Costos Térmicos**

Así, la función de costos térmicos para un periodo específico se puede expresar como:

$$C_i(P_{T_1}, P_{T_2}, \dots, P_{T_K}) = \sum_{k=1}^K C_{I_k} \cdot P_{T_k} \quad (5.12)$$

$C_{I_k}$  Costos incrementales promedio de la planta k

### 5.2.3 COSTOS DE RACIONAMIENTO

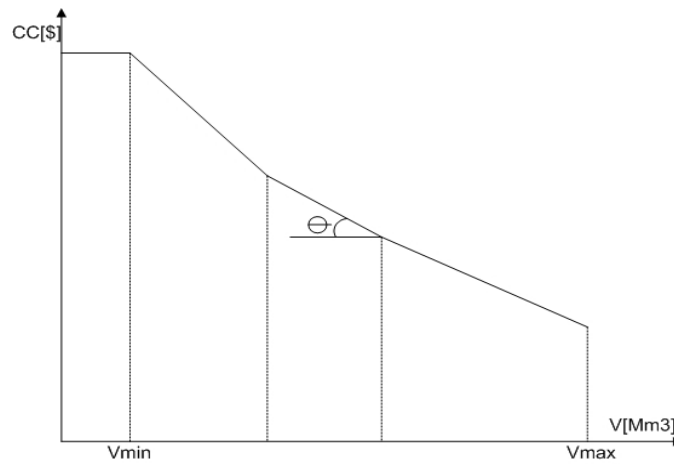
El racionamiento es modelado como una planta térmica ficticia con un costo incremental superior a la planta térmica más costosa del sistema.

El racionamiento puede entonces considerarse como un recurso adicional de costo muy elevado, que se utiliza cuando no es posible aumentar la producción de los otros recursos disponibles (hidráulicos y térmicos).

Estas plantas en el problema del despacho hidrotérmico a resolver por el método de la Programación Lineal, tiene como objetivo garantizar la factibilidad de la solución.

### 5.2.4 COSTOS TERMINALES O DE CONTINUACIÓN

Son los costos asociados a los embalses con base en los niveles de volumen alcanzados al final del horizonte de análisis. Se define una función de costos para cada embalse calculando con base en el análisis a largo plazo. El costo Terminal para un volumen final dado en un embalse representa el costo futuro de operación del sistema. La curva (figura 5.2) indica que al alcanzar un nivel final bajo de volumen en el embalse, representa un costo de operación elevado en el futuro y viceversa [35].



**Figura 5.2 Curva de Costos de Terminación**

### Curva de Costos de Continuación

Supóngase que existen  $i$  embalses con curva de costos de continuación cada una con  $ns$  segmentos. Es claro que la función es tal que el costo disminuye con el aumento del volumen final en el embalse:

$$CC = \sum_{i=1}^I \frac{CC_i}{I} \quad (5.13)$$

$$CC_i = CC_{oi} + \sum_{i=1}^{NS} m_{i,ns} \cdot V_{t,i,ns} \quad (5.14)$$

#### Donde:

$m_{ij}$  Pendientes negativas de los segmentos

$V_{t,i,ns}$  Longitud en volumen de ns-esimo elemento

La siguiente restricción está asociada a las curvas de costos de continuación de cada embalse:

$$V_{Ti}^{\min} + \sum_{ns=1}^{NS} V_{T,i,ns} \quad (5.15)$$

$$0 \leq V_T \leq V_i^{\max} / ns \quad (5.16)$$

#### Donde:

$V_i^{\min}$  Volumen Mínimo del i-esimo Embalse

$V_i^{\max}$  Volumen Máximo del i-esimo Embalse

El hecho de que el agua disponible en un embalse puede utilizarse para reemplazar recurso térmico en el periodo actual o ser almacenada para generar en el futuro, permite pensar en el costo del agua almacenada como su costo terminal. Este costo refleja el costo de oportunidad del agua en el sentido que el recurso solo es despachado para reemplazar otro costo superior.

### 5.2.5 PENALIZACIONES

Vertimientos: Es una de las penalizaciones más comunes y se hace con el fin de minimizar la cantidad de vertimientos.

$$CS_t = \alpha \sum_{i=1}^I S_{i,t} \quad (5.17)$$

$\alpha$  Factor de penalización ( $\alpha \geq 0$ )

$S_{i,t}$  Son los vertimientos ( $S_{i,t} \geq 0$ ) en cada uno de los  $i$  embalses en el sistema (periodos  $t$ )

### 5.2.6 RESTRICCIONES

El problema planteado debe resolver sujeto a restricciones en la cantidad de flujo de agua en los embalses y nodos, en la demanda a suplir, generaciones, descargas mínimas y máximas etc.

#### Restricciones de la Ecuación de Continuidad

La ecuación de transición corresponde a la ecuación de continuidad hidráulica asociada a cada embalse del sistema.

$$V_{t+1}(i) = V_t(i) + A_t(i) - [U_t(i) + S_t(i) + E_t(i)] + \sum_{m \in M_i} [U_t(m) + S_t(m) - E_t(m)] \quad (5.18)$$

#### Restricciones en la Variable de Estado

Las restricciones en el vector de estados corresponden usualmente a los límites máximo y mínimo de los volúmenes de almacenamiento de las embalses.

$$V^{\min}(i) \leq V_{t+1}(i) \leq V^{\max}(i) \quad (5.19)$$

Donde  $V^{\min}(i)$  y  $V^{\max}(i)$  son respectivamente los volúmenes máximo y mínimo de almacenamiento.

#### Restricciones en la Variable de Decisión

Las restricciones en las variables de decisión del sistema corresponden a los límites máximo y mínimo de los volúmenes turbinados.

$$Q^{\min} \leq Q_t \leq Q^{\max} \quad (5.20)$$

Y las restricciones de cota sobre los volúmenes vertidos en los embalses  $S_t \geq 0$ . Las descargas  $U_t$  se pueden expresar en función de la generación hidráulica de la planta asociada para el subperiodo t.

$$U_t = PH_t \cdot T / FC \quad (5.21)$$

**Donde:**

FC Factor de conversión de la planta

El factor de conversión se puede asumir constante a lo largo del tiempo

*Restricciones de Demanda*

La demanda debe ser atendida en cada uno de los subperiodos, la cual se puede escribir como:

$$\sum_i^K PT(tk) + \sum_{ra=1}^{RA} PR(tra) + \sum_{i=1}^I Ph(ti) = D(t) \quad (5.22)$$

**Donde:**

t=1,2,3,...T

T Número de subperiodos

K Número de unidades térmicas

I Número de unidades hidráulicas

RA Número de unidades de racionamiento

D Demanda,(debe incluir las pérdidas en la red de transmisión)

### 5.3 Optimización de los Sistemas de Prueba Utilizando PL

La simulación se realiza para tres sistemas de prueba de coordinación hidrotérmica utilizando la herramienta computacional desarrollada en Compaq Visual Fortran 6.0 Array, los dos primeros ejemplos fueron sacados de las referencias [35,38] respectivamente. Valorando resultados con las referencias anteriores, se analiza un sistema de prueba real, este es el caso del Complejo Hidroeléctrico del río Grijalva, el cual se simula en forma independiente para la central Angostura y para todo el complejo en su configuración en cascada.

5.3.1 Sistema de Prueba 5.A [35]

La figura 5.3 muestra la configuración de un sistema, el cual consiste en una planta hídrica, una térmica y una de racionamiento, contemplando también la demanda del sistema. El problema se resuelve para tres etapas, cada etapa comprende un periodo de 8 horas y se atiende una demanda mostrada en la figura 5.4, las aportaciones y datos característicos para esta simulación son mostrados en las tablas 5.1 y 5.2 respectivamente.

Datos:

Tabla 5.1 Datos de las Plantas Termoeléctricas (5.A)

Térmica	Capacidad Mínima (MW)	Capacidad Máxima (MW)	Costo (\$/MWh)
1	100	500	500
Racionamiento	0	1600	5000

Tabla 5.2 Datos de la Planta Hidroeléctrica (5.A)

Hidroeléctrica	Capacidad Máxima (MW)	Productividad $\left(\frac{Mw}{m^3 / s}\right)$	Vol.Maximo $(Mm^3)$	Vol.Inicial $(Mm^3)$	Caudal $(m^3 / seg)$		
					Etapa 1	Etapa 2	Etapa 3
1	1000	4	120	50	20	18	10

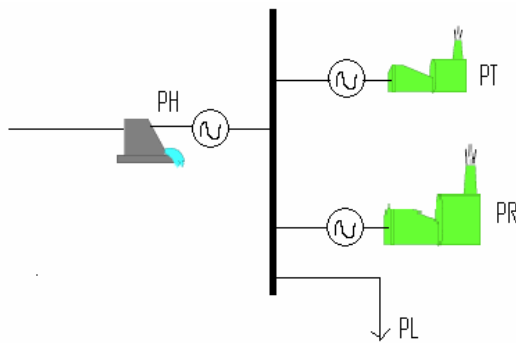


Figura 5.3 Configuración del Sistema Hidrotérmico (5.A)

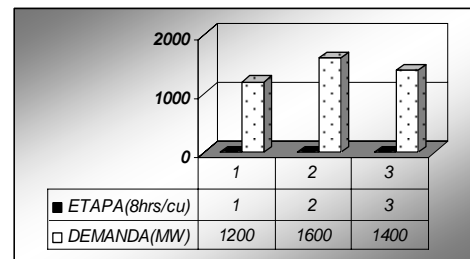


Figura 5.4 Representación de la Demanda (5.A)

Costo Terminal del embalse es  $(1000-1000V)$  en  $\left[\frac{Miles\ de\ \$}{Mm^3}\right]$  y el costo de penalización por vertimientos es  $\alpha = 1$ .

Se expresa la función objetivo en función de las variables de interés.

$$F.O = \min 4PT(1) + 4PT(2) + 4PT(3) + 40PR(1) + 40PR(2) + 40PT(3) + S(1) + S(2) + S(3) - 1000V4$$

**Sujeto a:**

**Balace de Demanda de Energía**

$$PT(1) + PR(1) + PH(1) = 1200 \quad \text{periodo 1}$$

$$PT(2) + PR(2) + PH(2) = 1600 \quad \text{periodo 2}$$

$$PT(3) + PR(3) + PH(3) = 11400 \quad \text{periodo 3}$$

**Ecuación de Continuidad**

$$V(2) + 0.0072PH(1) + S(1) = 50.576Mm^3$$

$$V(3) - V2 + 0.0072PH(2) + S(2) = 0.5184Mm^3$$

$$V(4) - V(3) + 0.0072PH + S(3) = 0.288Mm^3$$

**Restricciones de Generación y del Sistema Hidráulico:**

*Periodo 1*

$$0 \leq PH(1) \leq 1000$$

$$100 \leq PT(1) \leq 500$$

$$0 \leq PR(1) \leq 1600$$

$$V(2) \leq 120$$

*Periodo 2*

$$0 \leq PH(2) \leq 1000$$

$$100 \leq PT(2) \leq 500$$

$$0 \leq PR(2) \leq 1600$$

$$V(3) \leq 120$$

*Periodo 1*

$$0 \leq PH(1) \leq 1000$$

$$100 \leq PT(1) \leq 500$$

$$0 \leq PR1 \leq 1600$$

$$V(4) \leq 120$$

Por lo tanto se tienen 15 variables para tres etapas, 7 filas contando la función objetivo 12 restricciones de cotas.

Para la simulación del sistema se utiliza el programa codificado en Compaq visual fortran 6.0 Array el cual utiliza el programa de MINOS 5.51<sub>MR</sub> obteniendo los resultados mostrados en la tabla 5.3

**Tabla 5.3 Resultados de la Optimización (5.A)**

<b>PT (1)</b>	<b>500</b>
<b>PT (2)</b>	<b>500</b>
<b>PT (3)</b>	<b>500</b>
<b>PR (1)</b>	<b>0</b>
<b>PR (2)</b>	<b>100</b>
<b>PR (3)</b>	<b>0</b>
<b>S (1)</b>	<b>0</b>
<b>S (2)</b>	<b>0</b>
<b>S (3)</b>	<b>0</b>
<b>PH (1)</b>	<b>700</b>
<b>PH (2)</b>	<b>1000</b>
<b>PH (3)</b>	<b>900</b>
<b>V(1)</b>	<b>45.53600</b>
<b>V(2)</b>	<b>38.85440</b>
<b>V(3)</b>	<b>32.66240</b>

Se puede apreciar que para los periodos en los cuales no hay racionamiento se reduce el costo total de generación. La planta hidráulica genera un valor cercano al máximo permitido y cambia según la fluctuación de la demanda, es decir, en el periodo 1 genera menos que en los otros periodos, ya que guarda agua para poder atender las necesidades del periodo siguiente, el cual muestra el valor más alto de demanda, de acuerdo a la figura 5.4. La central en ningún periodo tiene vertimiento, que es el comportamiento esperado. El resultado de la función objetivo es F.O=-22662.40000.



5.3.2 Sistema de Prueba 5.B [38]

En la simulación se considera un sistema conformado por tres plantas térmicas y una hídrica, para esta simulación no son considerados los vertimientos y ni los costos terminales del embalse. El horizonte de optimización está conformado de una sola etapa. Los datos de las plantas térmicas, central hidroeléctrica y de la demanda son mostradas en las tablas 5.4, 5.5 y 5.6 respectivamente. En la figura 5.5 se muestra el diagrama del sistema y en la figura 5.6 el bloque de demanda de energía eléctrica.

Tabla 5.4 Datos de las Plantas Termoeléctricas (5.B)

Térmica	Capacidad (MW)	Costo ( $m^3 / s$ )
1	10	8
2	5	12
3	20	15

Tabla 5.5 Datos de la Planta Hidroeléctrica (5.B)

Hidroeléctrica	Cap.Turb ( $m^3 / s$ )	F.Prod ( $MW / m^3 / s$ )	Vol.Max $Hm^3$	V.Inicial (p.u)	Caudal ( $m^3 / s$ )
1	55	0.2	130	0	40

Tabla 5.6 Demanda y Duración del Periodo (5.B)

Demanda (MW)	Duración (h)	Demanda (MWh)
12	744	8928

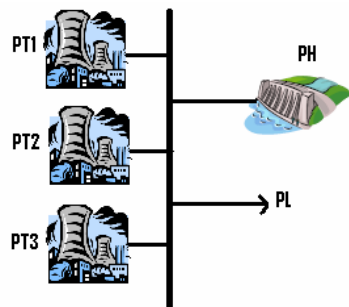


Figura 5.5 Configuración del Sistema Hidrotérmico (5.B)

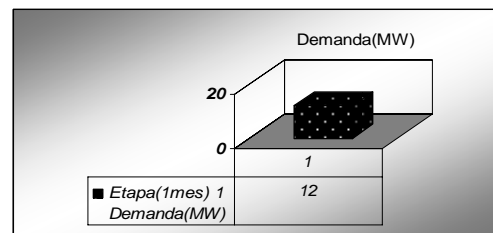


Figura 5.6 Representación de la Demanda (5.B)

Se expresa la función objetivo en función de las variables de interés.

$$F.O = \min 5.952PT1(1) + 8.928PT2(1) + 11.16PT3(1)$$

**Sujeta a:**

**Balance de Demanda de Energía**

$$PT1(1) + PT2(1) + PT3(1) + PH(1) = 12MW$$

**Ecuación de Balance Hídrico**

$$V(2) = V(1) + A(1) - U(1)$$

$$V(2) + U(1) = V(1) + A(1) = 0 + 107.136Mm^3$$

$$V(2) + 13.392PH(1) = 107.136Mm^3$$

**Restricciones de Generación y del Sistema Hidráulico**

*Periodo 1*

$$PH(1) \leq 11MW$$

$$PT1(1) \leq 10$$

$$PT2(1) \leq 5$$

$$PT3(1) \leq 20$$

$$V(2) \leq 130$$

Los resultados obtenidos por la herramienta computacional son mostrados en la tabla 5.7

**Tabla 5.7 Resultados de la Optimización (5.B)**

Variable	Generación (MW)	Generación (MWh)	Costo (k\$)
<b>PT1 (1)</b>	3.99970	2.9757768	23.80622
<b>PT2 (1)</b>	0	0	0
<b>PT3 (1)</b>	0	0	0
<b>PH (1)</b>	8.00030	5.952	-
<b>Total</b>	<b>12</b>	<b>8.928</b>	<b>23.80622</b>

El costo de producción de la energía generada es:

Solución de la función objetivo      F.O=23.80622

## Sistema de Prueba 5.C SIMULACIÓN DE UN SISTEMA REAL DE GENERACIÓN

### 5.C.1 CONFIGURACIÓN DEL SISTEMA HIDROELÉCTRICO EN CASCADA

Después de valorar resultados con algunos trabajos, se describirán algunos ejemplos de operación, contemplando para este análisis el sistema real del complejo hidroeléctrico más importante del país que es el Sistema Grijalva el cual se considera en forma detallada, mostrando los resultados obtenidos por esta herramienta computacional.

Se establece una demanda fija durante todo el periodo de análisis (tabla 5.10), mayor a la que puede suministrar el grupo de plantas hidroeléctricas, considerando un periodo de un año (1962 tomado al azar para el estudio), discretizado en 52 etapas (semanas) para la simulación. La herramienta computacional obtiene la estrategia óptima de operación de la cuenca del río Grijalva minimizando el costo total de operación.

Los datos característicos de las centrales térmicas e hidráulicas son mostrados en las tablas 5.8 y 5.9 sucesivamente.

**Tabla 5.8 Datos de las Plantas Termoeléctricas (5.C.1)**

Termoeléctrica	Pot.Min (MW)	Pot.Máx. (MW)	Costo (K\$)	Costo (\$/MW*h)
1	100	500	1	5.9523805238
Racionamiento	0	50000	10	59.523805238

**Tabla 5.9 Datos de las Plantas Hidroeléctricas (5.C.1)**

Hidroeléctricas	Pot.Min (MW)	Pot.Máx. (MW)	Vol.Min. (MW)	Vol.Máx. (MW)	CE (m3/kW*h)	Vol. Inicial	Costo Penalización	Costo Terminal	Año Simu.
Angostura	0	900	2379.53	16737.43	3.91	11652.2	1.0	-1.0	1962
Chicoasen	0	1500	1169.19	1443.09	2.16	1373.21	1.0	-1.0	1962
Malpaso	0	1146	3055.71	14368.7	4.41	12223.9	1.0	-1.0	1962
Peñitas	0	420	960.99	1592.72	9.99	1376.28	1.0	-1.0	1962

**Tabla 5.10 Datos de la Demanda y Duración del Periodo de Estudio (5.C.1)**

Demanda CTE. (MW)	Tiempo (cada/periodo) (horas)	Periodos (semanales)
5000	168	52=1año

Los resultados obtenidos por el Simulador Hidrotérmico Mediante Programación Lineal (SHPL) son mostrados de la tabla H.5.1 a la tabla H.5.5 (ver apéndice H). Para cada una de las centrales que conforman el sistema, se tiene en forma grafica el comportamiento de sus características importantes en las figuras 5.7 (Centrales Térmicas), 5.8 (Angostura), 5.9 (Chicoasen), 5.10 (Malpaso) y 5.11 (Peñitas).

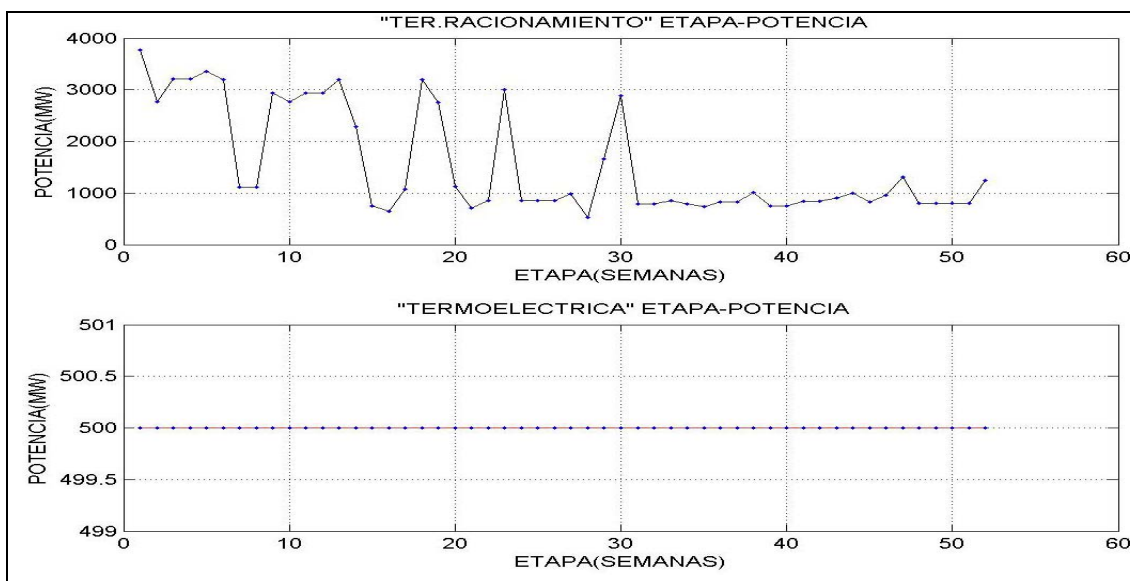


Figura 5.7 Comportamiento de las Plantas Termoeléctricas del Sistema (5.C.1)

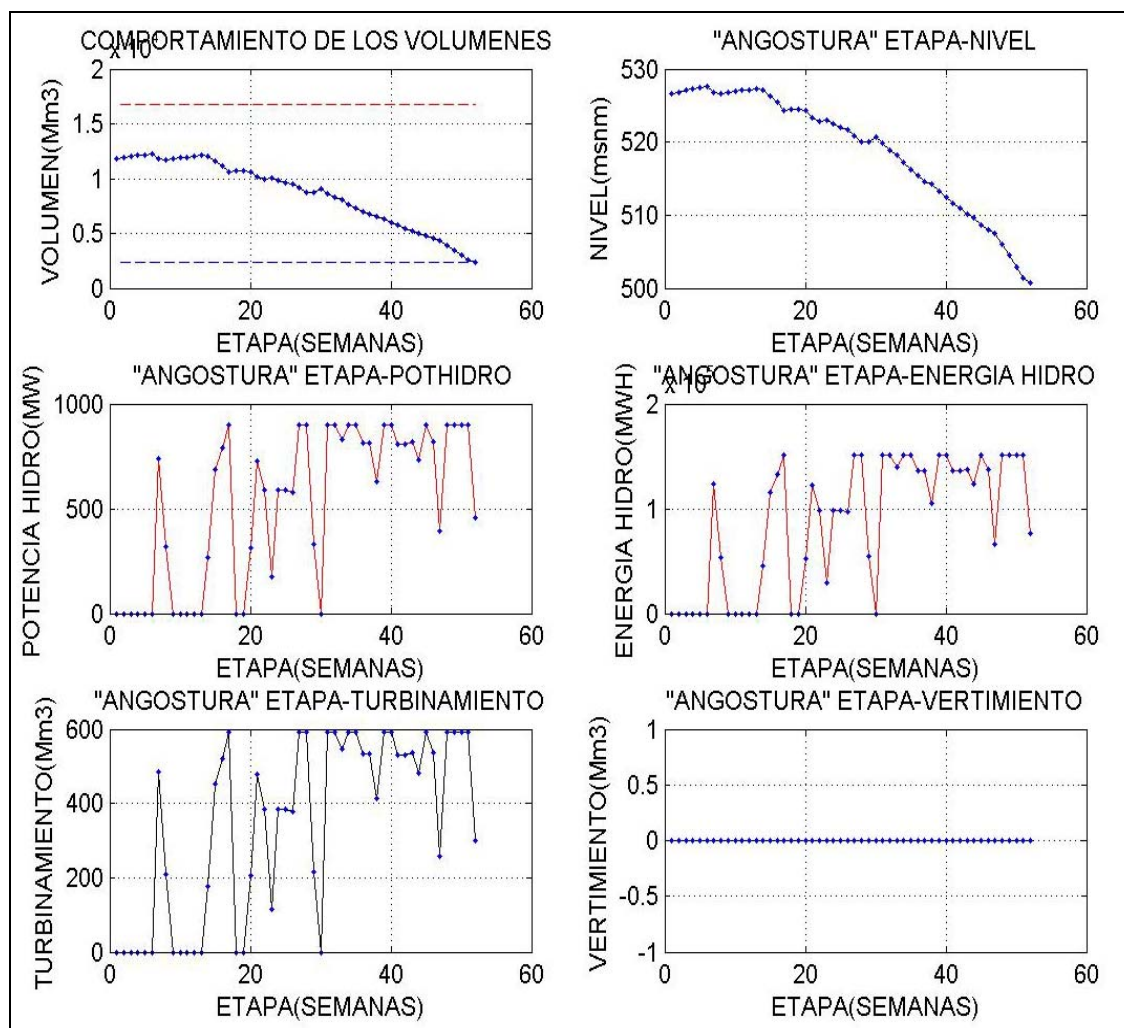


Figura 5.8 Comportamiento de la Hidroeléctrica de Angostura (5.C.1)

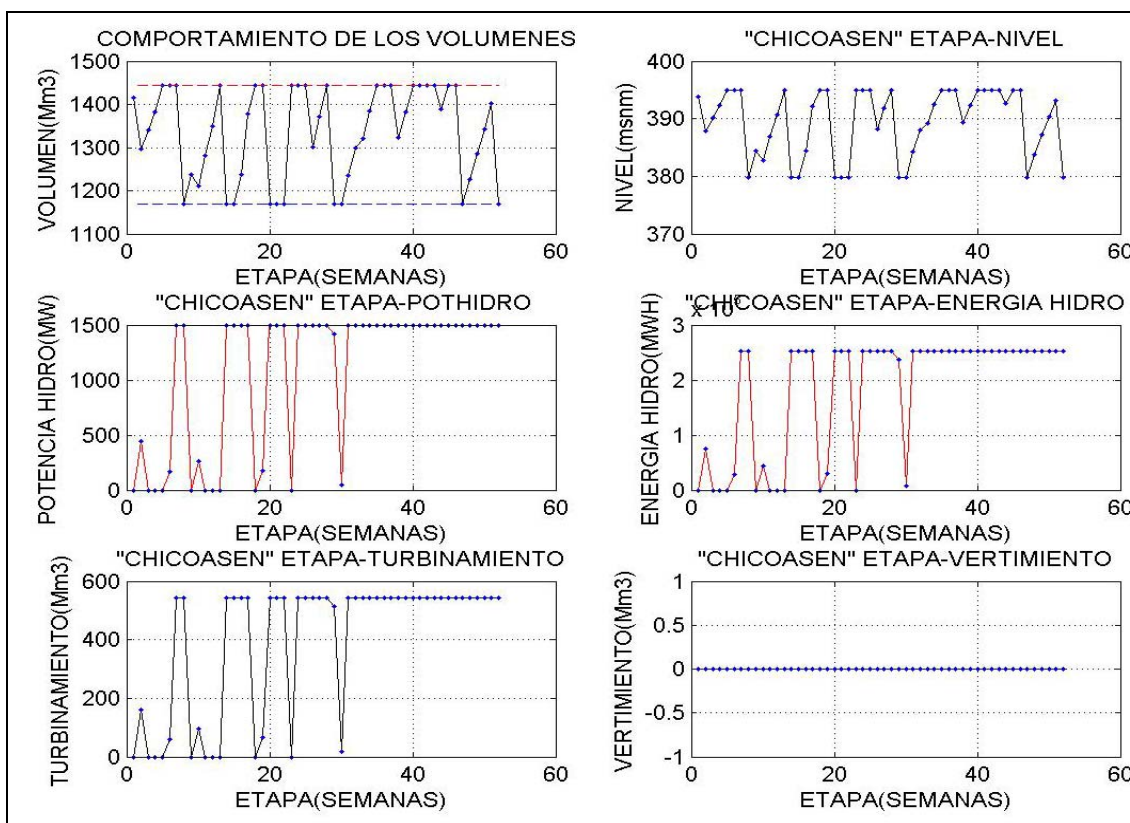


Figura 5.9 Comportamiento de la Hidroeléctrica de Chicoasen (5.C.1)

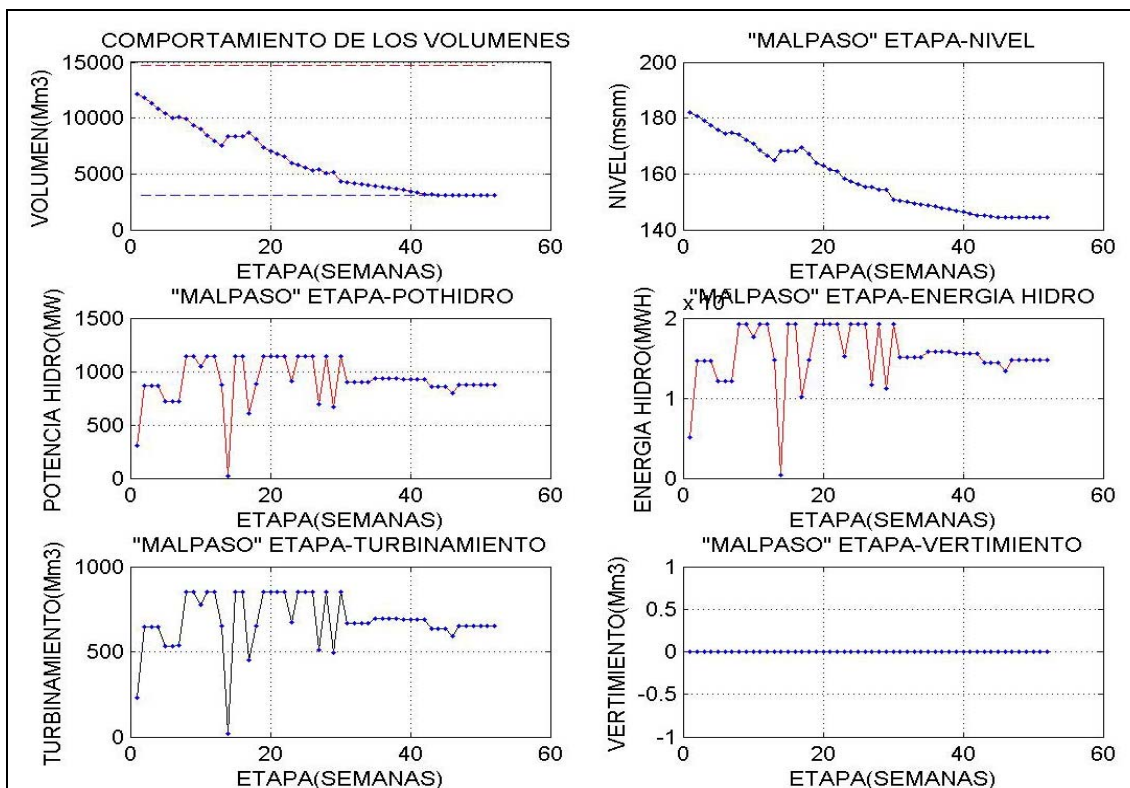
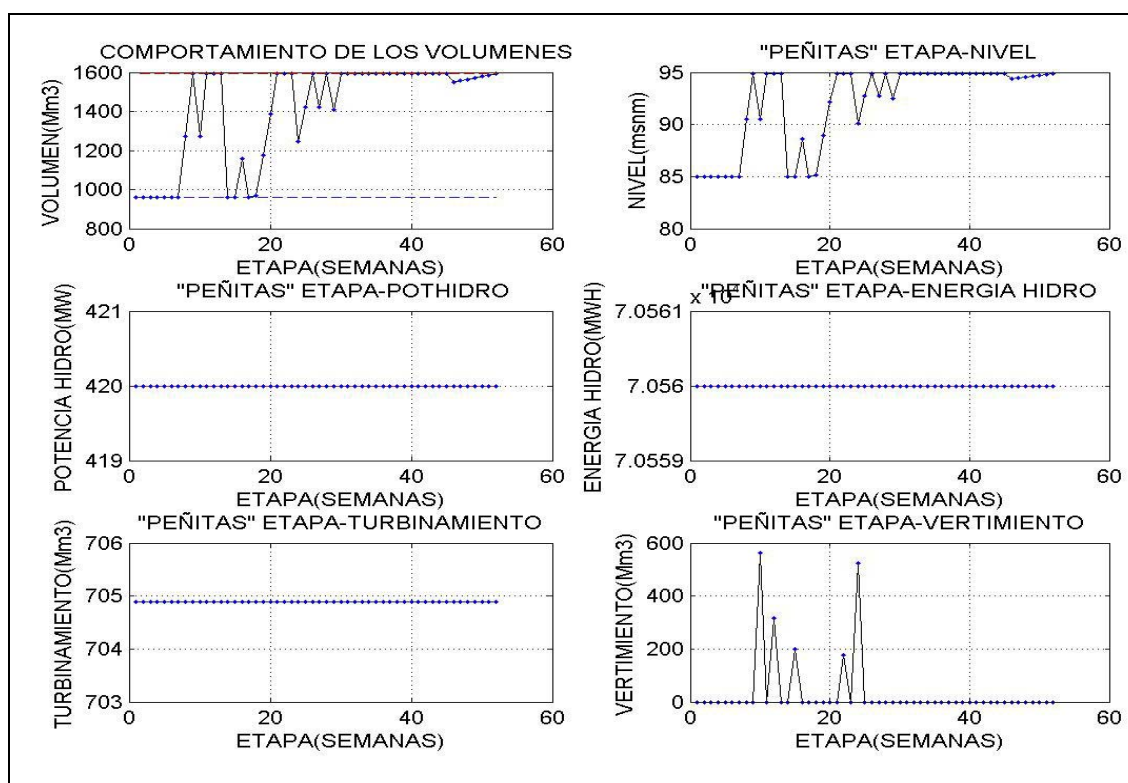


Figura 5.10 Comportamiento de la Hidroeléctrica de Malpaso (5.C.1)



**Figura 5.11 Comportamiento de la Hidroeléctrica de Peñitas (5.C.1)**

Se observa en la simulación 5.C.1 se descompone en etapas en una secuencia de subproblemas lineales. La solución de cada uno de estos sub-problemas es resuelto con la asistencia del método Simplex Primal. Este nos da una solución óptima factible al despacho hidrotérmico, ya que consiste en un algoritmo para la búsqueda de vértices de la región factible en la dirección de decrecimiento hasta la obtención del vértice óptimo.

De acuerdo a los resultados obtenidos de la simulación nos proporciona la estrategia de operación óptima del sistema eléctrico. Ya que se puede analizar que de acuerdo con la cuenca del río Grijalva y con la demanda que se tiene, el complejo no puede satisfacer dicha demanda por si sola lo que ocurre un déficit energético hidráulico. Con esto surge la necesidad de que las plantas termoeléctricas y de racionamiento entren en funcionamiento para satisfacer la energía requerida en cada una de las etapas. Dado el problema que se presenta, el programa entrega la mejor estrategia de operación encontrada, ya que se ha aprovechado totalmente el recurso hidráulico disponible en los embalses, permitiendo generación mínima de falla. Existiendo una buena relación adoptadas en el presente con las adoptadas en etapas futuras, esto porque el proceso de optimización ha buscado utilizar en cada etapa solamente la cantidad necesaria de los embalses de mayor capacidad de almacenaje (Angostura y Malpaso) y permitiendo embalsar el resto para su utilización en el futuro, considerando que en algunas etapas dado al tubinamiento de gran capacidad de estas centrales y el poco almacenamiento de las centrales filo de agua (Chicoasen y Peñitas) se tiene la necesidad de verter una cantidad mínima pero considerando la máxima producción de estas plantas así minimizando costos de producción termoeléctrica.

Se puede percibir que el suministro de energía se logra adecuadamente dado a la adecuada operación impuesta a los embalses, que actúa directamente como reguladora de la cantidad de energía hidráulica que en última instancia se obtiene de cada uno de los embalses del sistema; esta energía desplaza a la producción de energía termo influyendo en los costos globales de operación del sistema. Ya que si no existiera este recurso el costo de generación sería elevado lo cual no sería factible para el estudio.

Las energías y niveles calculados para cada semana del periodo de estudio, dan una idea clara acerca de de la energía que puede ser obtenida en cada embalse del sistema, a la vez que proporcionan una idea del nivel que va tomando el vaso al término de la semana.

La solución del problema del despacho económico de mediano plazo, mediante Programación Lineal disminuye los costos de producción además de que el número de variables de estado del problema analizado es de (728) que comparado con la programación dinámica no presenta la sobredimensionalidad, teniéndose un costo al final del periodo de estudio de  $F.O = 827267.5465\$$ .

El costo de operación calculado proporciona un estimado del costo por consumo de combustible que se tendría en el sistema al seguir cierta estrategia de operación en los embalses. Es responsabilidad del analista del sistema de potencia, decidir cual es la estrategia de operación real del sistema de análisis.

### **Sistema de Prueba 5.C.2**

## **OPERACIÓN DEL SISTEMA HIDROTÉRMICO CON UNA DEMANDA VARIABLE**

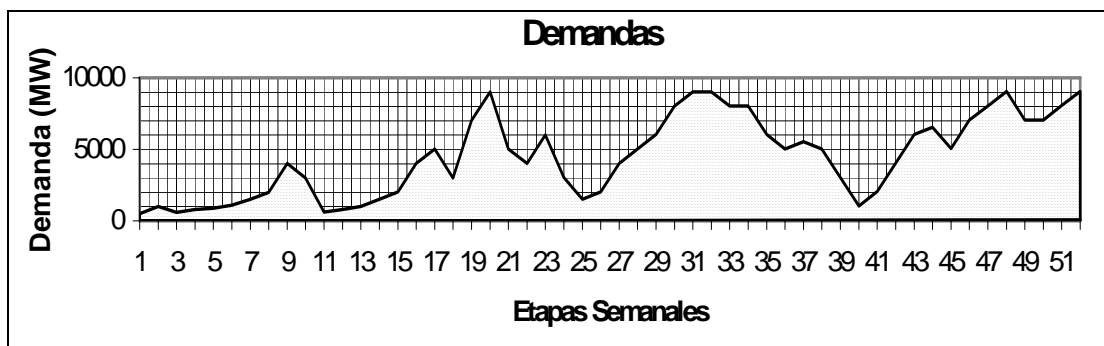
Debido a que el planeamiento operativo a mediano plazo los criterios para analizar el suministro de energía, la representación de la demanda en este trabajo de tesis puede considerar la demanda dada por bloques semanales de energía que se encuentran bajo la curva de las demandas sin importar su forma o distribución, puede manejar una demanda constante en todo el horizonte de planeación (ejemplo **5.C.1**) ó puede considerar la naturaleza de la curva diaria o de la curva de duración de demanda, dado que no se cuentan con datos reales de demanda se propone una curva de demanda que tiene que ser cubierta por el sistema de generación hidrotérmico, la cual es una carga con distintos valores de energía a suministrar en cada periodo.

Esta simulación se realiza por medio de la herramienta de Programación Lineal con la que se optimiza los recursos hídricos y térmicos del sistema. Se utilizan los 4 embalses en cascada y el grupo de centrales térmicas, los datos de estas centrales se presentan en las tablas 5.8 y 5.9 y el comportamiento numérico y grafico de la demanda esta mostrado en la tabla 5.11 y en la figura 5.12 respectivamente.

**Tabla 5.11 Demandas Semanales de los 52 Periodos de Análisis (5.C.2)**

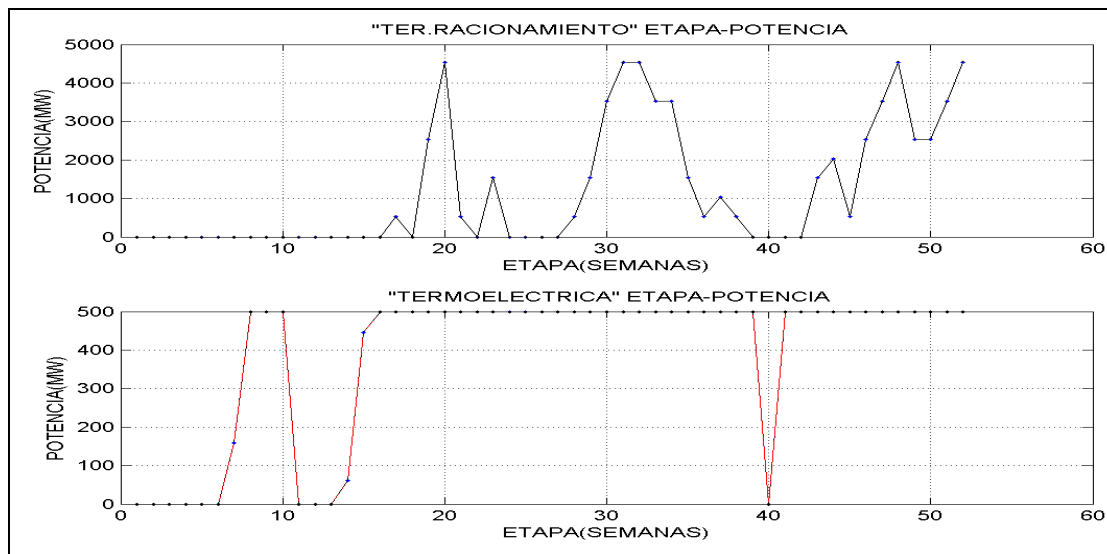
DEMANDAS	500.000 1000.00 600.000 800.000 900.000 1100.00 1500.00 2000.00 4000.00
	3000.00 600.000 800.000 1000.00 1500.00 2000.00 4000.00 5000.00 3000.00
	7000.00 9000.00 5000.00 4000.00 6000.00 3000.00 1500.00 2000.00 4000.00
	5000.00 6000.00 8000.00 9000.00 9000.00 8000.00 8000.00 6000.00 5000.00
	5500.00 5000.00 3000.00 1000.00 2000.00 4000.00 6000.00 6500.00 5000.00
	7000.00 8000.00 9000.00 7000.00 7000.00 8000.00 9000.00

La figura 5.12 muestra la variación de la demanda durante todo el periodo de análisis:



**Figura 5.12 Comportamiento de la Demanda en Periodos Semanales (5.C.2)**

Los resultados de la simulación son mostrados en las tablas H.5.6, H.5.7, H. 5.8, H. 5.9, H.5.10 y H.5.11 ver apéndice H, el comportamiento de las características de cada planta se muestra en las figuras 5.13, 5.14, 5.15, 5.16 y 5.17.



**Figura 5.13 Comportamiento de las Plantas Termoeléctricas del Sistema (5.C.2)**



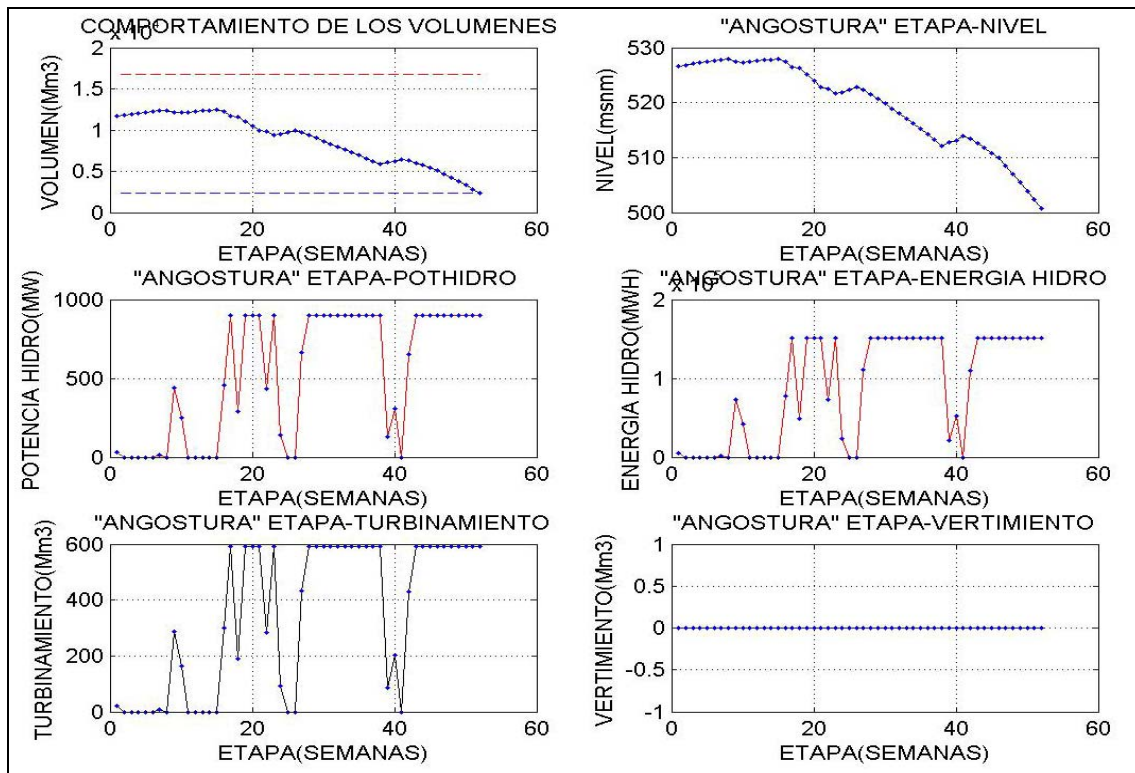


Figura 5.14 Comportamiento de la Hidroeléctrica de Angostura (5.C.2)

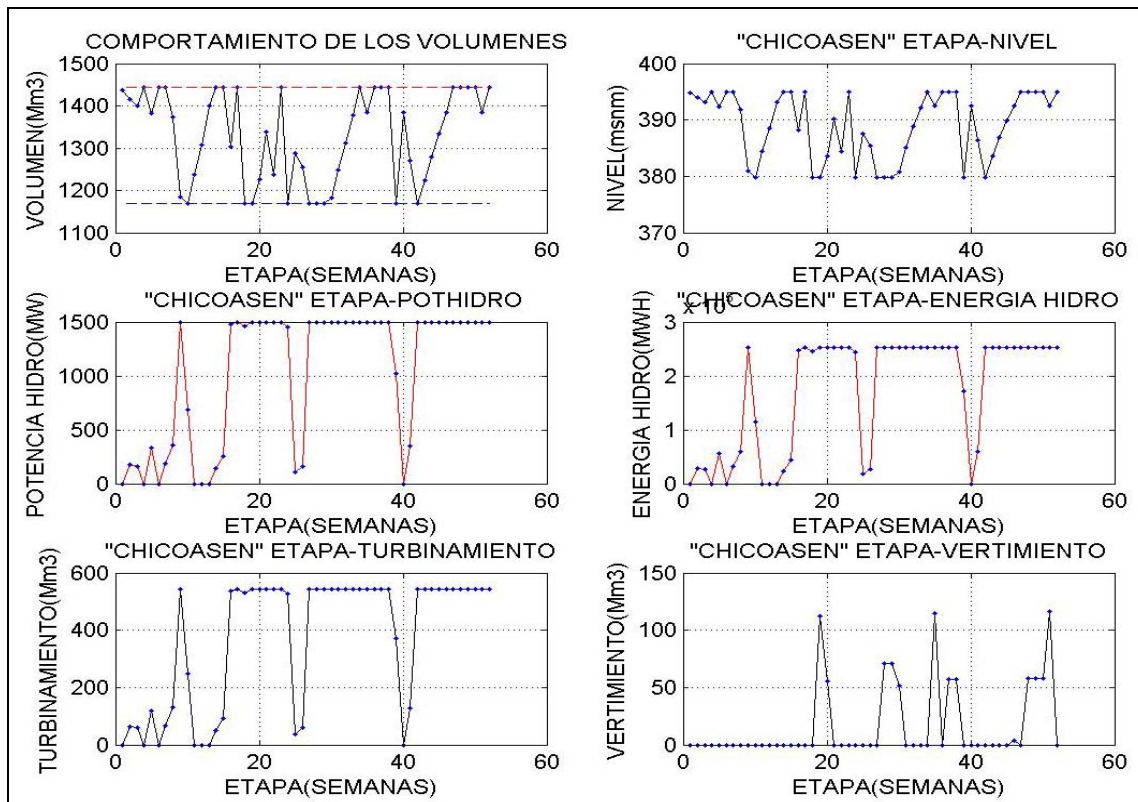


Figura 5.15 Comportamiento de la Hidroeléctrica de Chicoasen (5.C.2)

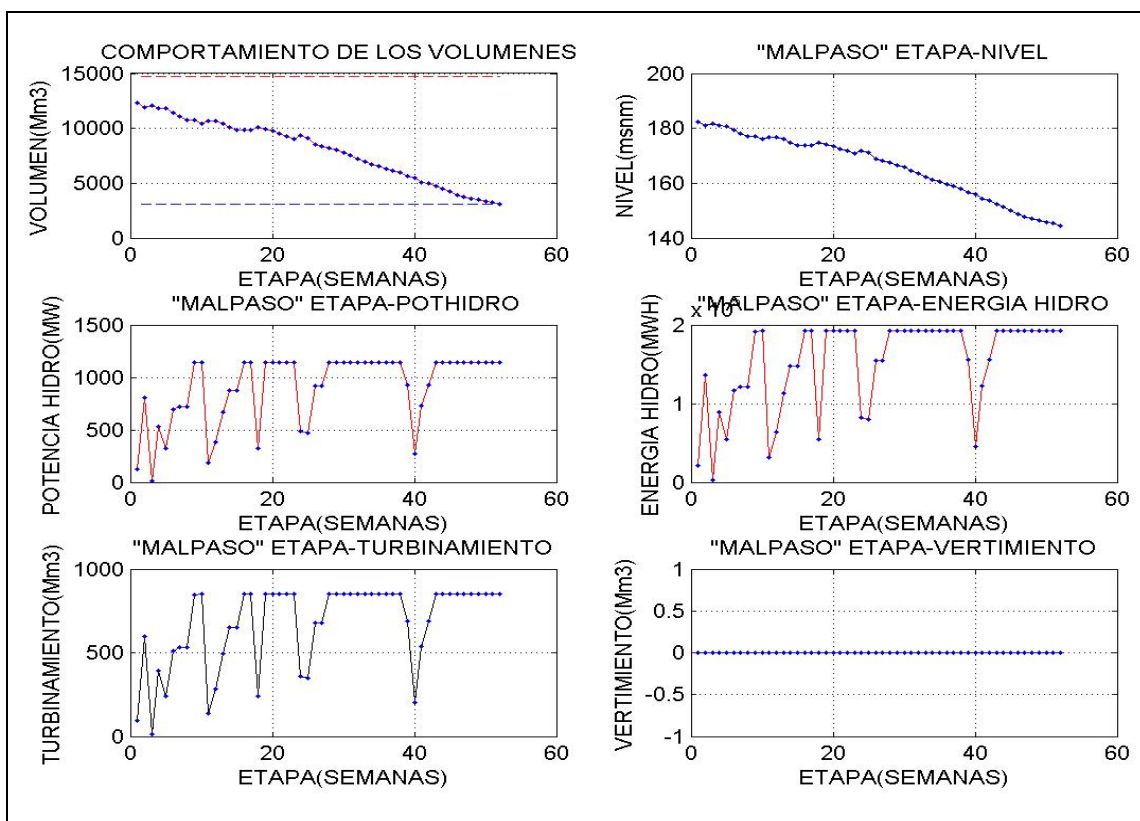


Figura 5.16 Comportamiento de la Hidroeléctrica de Malpaso (5.C.2)

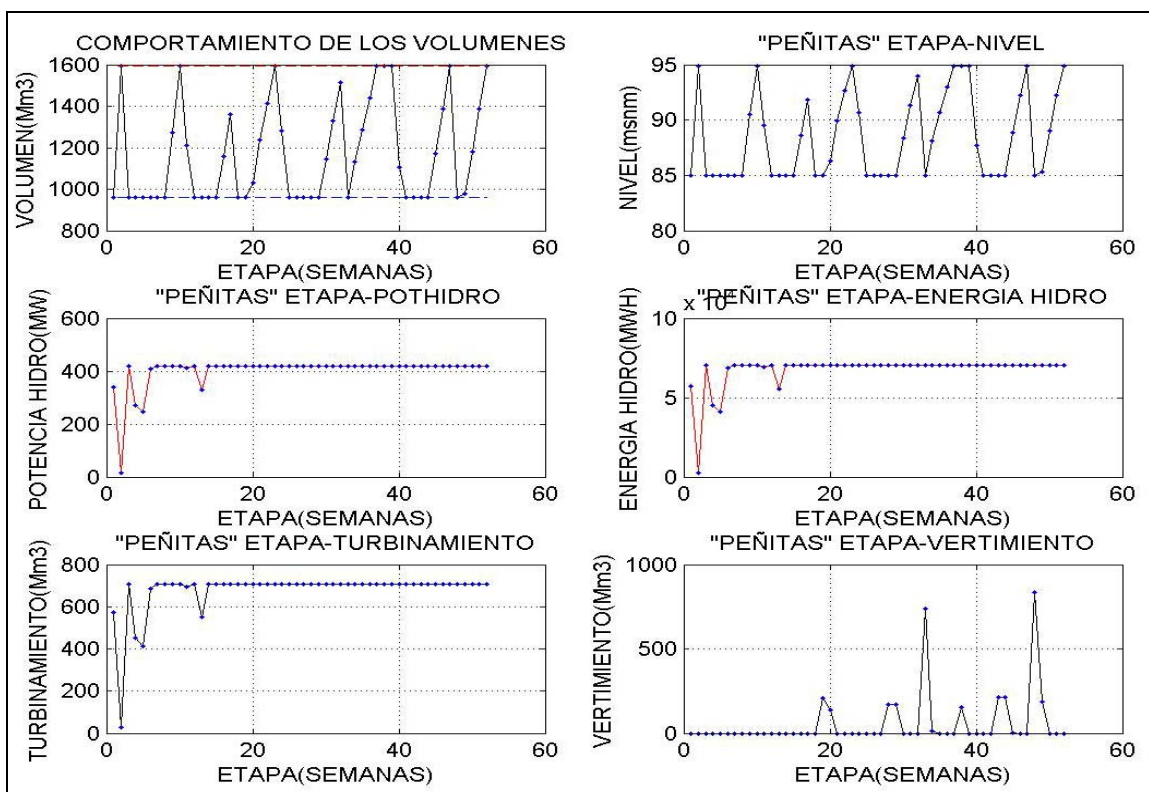


Figura 5.17 Comportamiento de la Hidroeléctrica de Peñitas (5.C.2)

El objetivo de la simulación anterior es el de minimizar costos de producción por generación térmica, costos de racionamiento y costos terminales de los embalses, así como aumentar la confiabilidad y seguridad del sistema. Aquí se determina la programación de las unidades térmicas e hidráulicas que entraran en operación durante las 52 etapas del horizonte de estudio.

Como se puede observar en algunos periodos no es posible atender la energía por lo que se tiene en algunas etapas déficit de recursos hídricos por lo que entra en funcionamiento la planta convencional y en otros casos déficit de recursos hidrotérmicos, considerando para estos casos el recurso adicional de la planta de racionamiento.

Es interesante analizar el comportamiento de cada uno de los elementos del sistema, ya que dan una idea precisa de cómo poder operar los componentes de una manera adecuada, cabe mencionar que con la herramienta desarrollada se pueden simular diferentes casos y tomar una decisión apropiada en la operación del sistema según lo requiera el operador.

El análisis anterior muestra que las centrales con mayor capacidad de almacenamiento hidráulico no sufren cambios críticos en la operación, por lo que no ocurren ni déficit de energía hidráulica, ni desperdicio de esta, con lo que se tiene un mayor control de la energía en estos embalses, en cambio no ocurre lo mismo en los embalses de Chicoasen y Peñitas, ya que estos son embalses dependientes de lo que ocurre en embalses aguas arriba, ya que si en un periodo tienen gran cantidad de aportaciones hídricas y aparte tienen afluencias considerables de embalses aguas superiores, por la configuración que tienen estos de no almacenar agua no se tiene un control debido de la energía, por lo que en algunos casos se tiene que verter o hasta puede tener déficit energéticos ya que estos son mas sensibles a los cambios de niveles de almacenamiento que los embalses de Angostura o Malpaso, Esto da lugar a que con esta herramienta poder simular diferentes aspectos, para obtener la mejor decisión de operación del sistema

De acuerdo al estudio realizado se establecen metas de generación en cada una de las etapas del periodo examinado, analizando un total de 728 variables de estado, y un costo total de operación de F.O=644467.6157\$ que es la solución óptima encontrada para la curva de carga propuesta.

El plan de operación calculado mediante la metodología de Programación Lineal, es un plan económico, seguro y es factible de aplicarse a la operación real del sistema eléctrico, ya que para determinar el conjunto de unidades generadoras a estar en operación para satisfacer la demanda pronosticada, se minimizan los costos de operación por consumo de combustibles, a la vez que satisfacen un conjunto de restricciones físicas y operativas de los elementos del sistema.

### Sistema de Prueba 5.C.3

#### OPERACIÓN DEL SISTEMA HIDROTÉRMICO PARA EMBALSES INDEPENDIENTES

El programa simulará la operación de los embalses de forma individual es decir que no se considera el sistema en cascada. Esta forma de simulación se toma en cuenta, ya que es importante conocer el comportamiento de cada uno de los embalses en forma aislada; sobre todo cuando se tratan de embalses de gran tamaño, en cuanto a su capacidad de almacenamiento como lo son los embalses de Angostura y Malpaso. Estas presas de acuerdo a su capacidad que tienen, pueden almacenar gran cantidad de energía hidráulica con el fin de generarlo posteriormente para cubrir otro tipo de generación que tiene un costo elevado, no es el caso de los embalses de Chicoasen y Malpaso, estos embalses son considerados como plantas filo de agua por lo cual estos dependen del caudal propio y de la energía desembalsada por los embalses aguas arriba.

Descrito lo anterior se estudia el comportamiento de un embalse de energía controlable, ubicándonos en el más importante de la cuenca del río Grijalva, que es el embalse de Angostura. La ubicación de este embalse puede considerarse independiente de cualquier otra central hidroeléctrica ya que esta no depende de ninguna otra energía hidroeléctrica, solo de aportaciones naturales por lo que se puede trabajar de manera aislada. Permitiéndonos realizar un análisis para definir metas de generación durante el periodo analizado. Lo que corresponde a la simulación se puede comparar con resultados obtenidos mediante el modelo utilizando Programación Dinámica y el modelo utilizando la regla de operación de potencia constante, se considera una demanda fija en todo el periodo de análisis, los datos de la simulación se puede ver en las tablas (5.12, 5.13 y 5.14), así como la figura 5.18 que representa el sistema hidrotérmico.

**Tabla 5.12 Datos de las Centrales Termoeléctricas (5.C.3)**

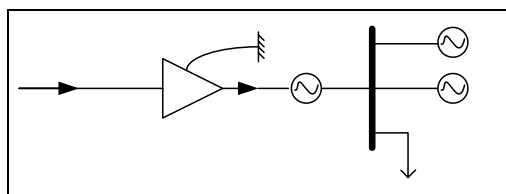
Termoeléctrica	Pot.Min (MW)	Pot.Máx. (MW)	Costo (K\$)	Costo (\$/MW*h)
1	0	500	1	5.9523805238
Racionamiento	0	50000	10	59.523805238

**Tabla 5.13 Datos de la Central Angostura (5.C.3)**

Hidroeléctricas	Pot.Min (MW)	Pot.Máx. (MW)	Vol.Min. (MW)	Vol.Máx. (MW)	CE (m <sup>3</sup> /kW*h)	Vol. Inicial	Costo Penalización (K\$)	Costo Terminal (K\$)	Año Simu.
Angostura	0	900	2379.53	16737.43	3.91	11652.2	1	-100	1962

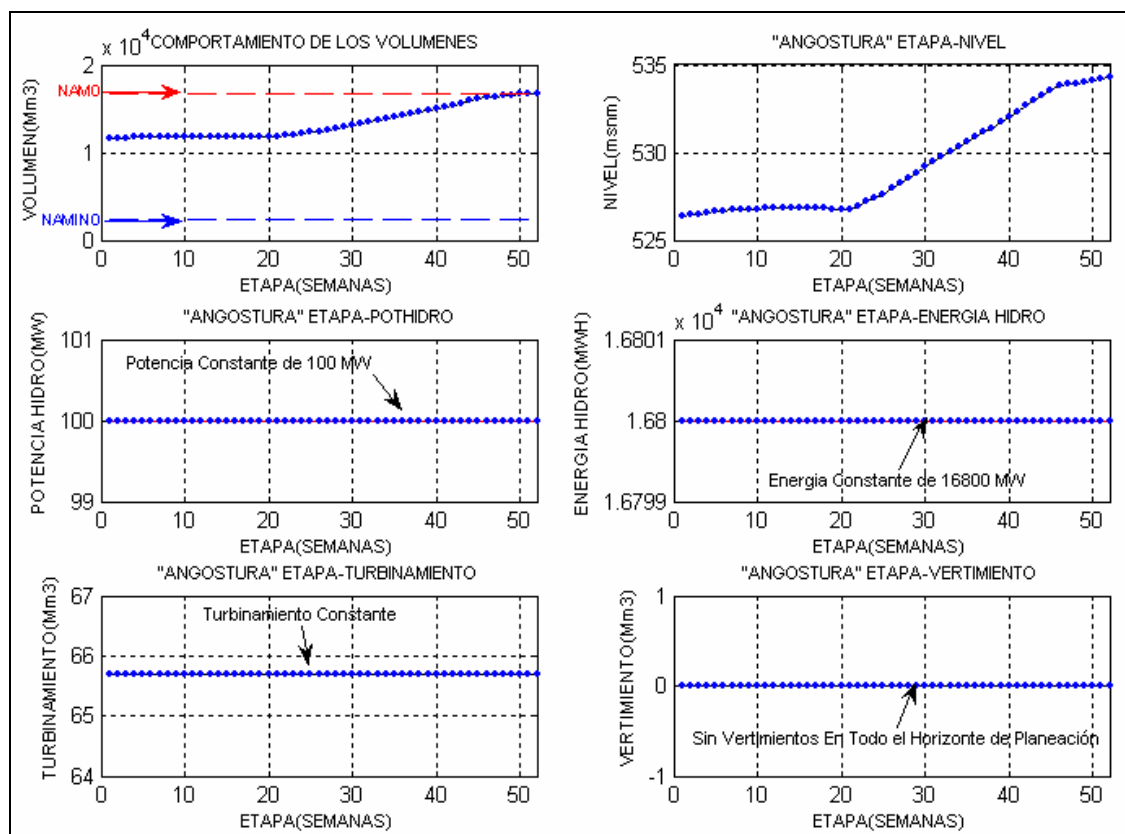
**Tabla 5.14 Datos de la Demanda y Periodo de Análisis (5.C.3)**

Demanda cte. (MW)	Tiempo (cada/periodo)(horas)	Periodos (semanales)
100.0	168	52=1año



**Figura 5.18 Configuración del Sistema Hidrotérmico (5.C.3)**

Se muestra en la figura 5.19 los resultados del optimizador hidrotérmico. La tabla (H.5.12) de resultados puede verse a detalle en el apéndice H



**Figura 5.19 Comportamiento de la Hidroeléctrica de Angostura en Forma Independiente (5.C.3)**

El análisis realizado con una potencia demandada constante en cada etapa de 100.0 MW en el sistema, no entra en operación la central térmica con lo que se tiene un costo de generación mínimo, con esta potencia demandada al final del horizonte de planeación en el embalse se llega a tener aproximadamente el nivel de aguas máximo de operación sin que exista vertimiento alguno. Con el volumen almacenado al final del horizonte de planeación se puede tener una estrategia futura en la cual se pueda desplazar una gran cantidad de energía térmica sin que exista algún déficit energético en esta central. Para esta simulación se analizaron 260 variables de estado obteniendo un costo de operación que depende solamente del nivel obtenido al final del periodo de estudio (\$-16737.00), este costo negativo nos indica el ahorro que se tendrá por almacenar energía hídrica ya que contempla el desplazamiento de energía térmica en un periodo futuro.

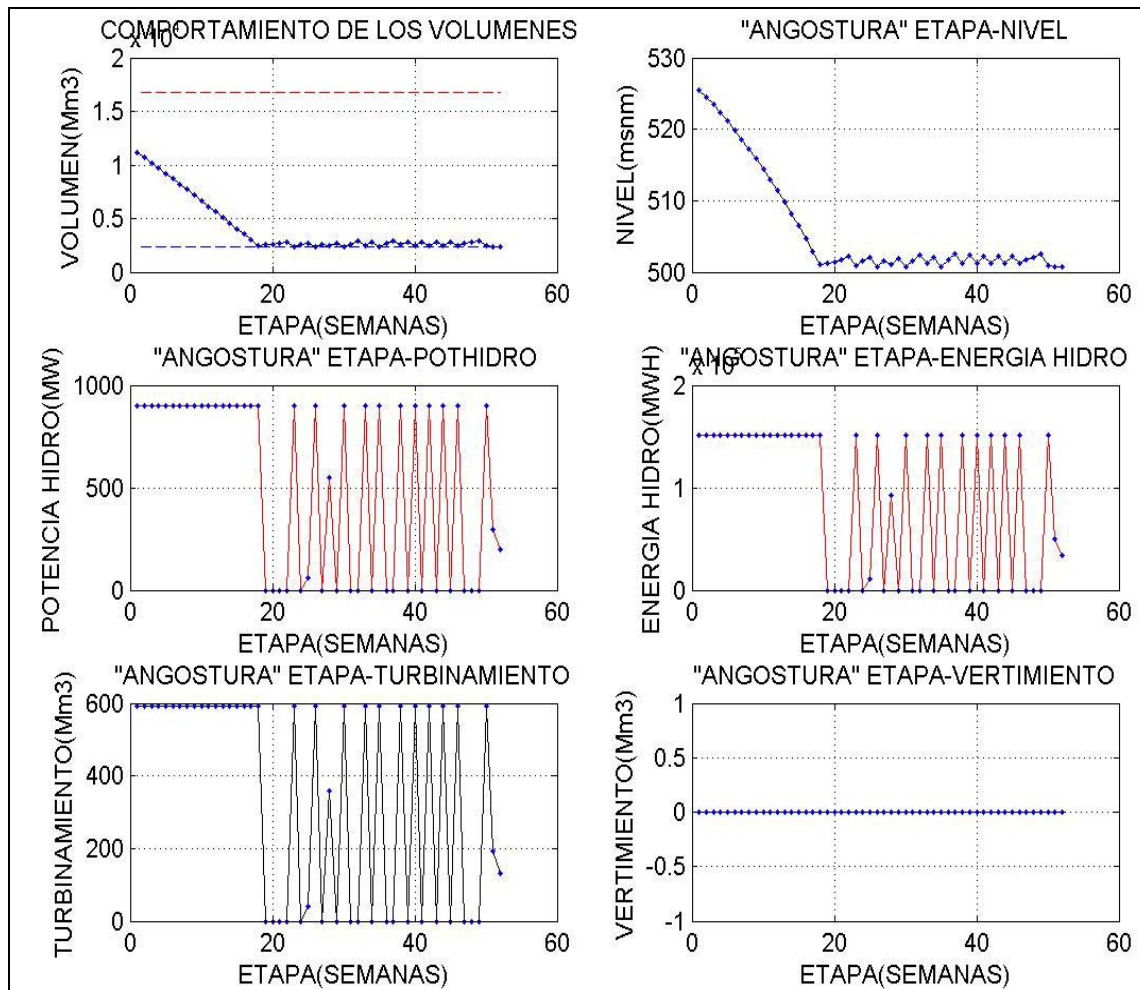
Comparando la solución con el método de Programación Dinámica, esta metodología al final del periodo de planeación se tiene el volumen de aguas máximo de almacenamiento, lo que en un periodo futuro de simulación tendría que verter el recurso hidráulico, esto no se presenta en la metodología de programación lineal, ya que el volumen al final del periodo de planeación es cerca del límite máximo, esto debido al costo de penalización que se contempla en esta metodología que impide que se vierta agua obligando a turbinar una mayor cantidad de energía hidráulica.

**Sistema de Prueba 5.C.4**

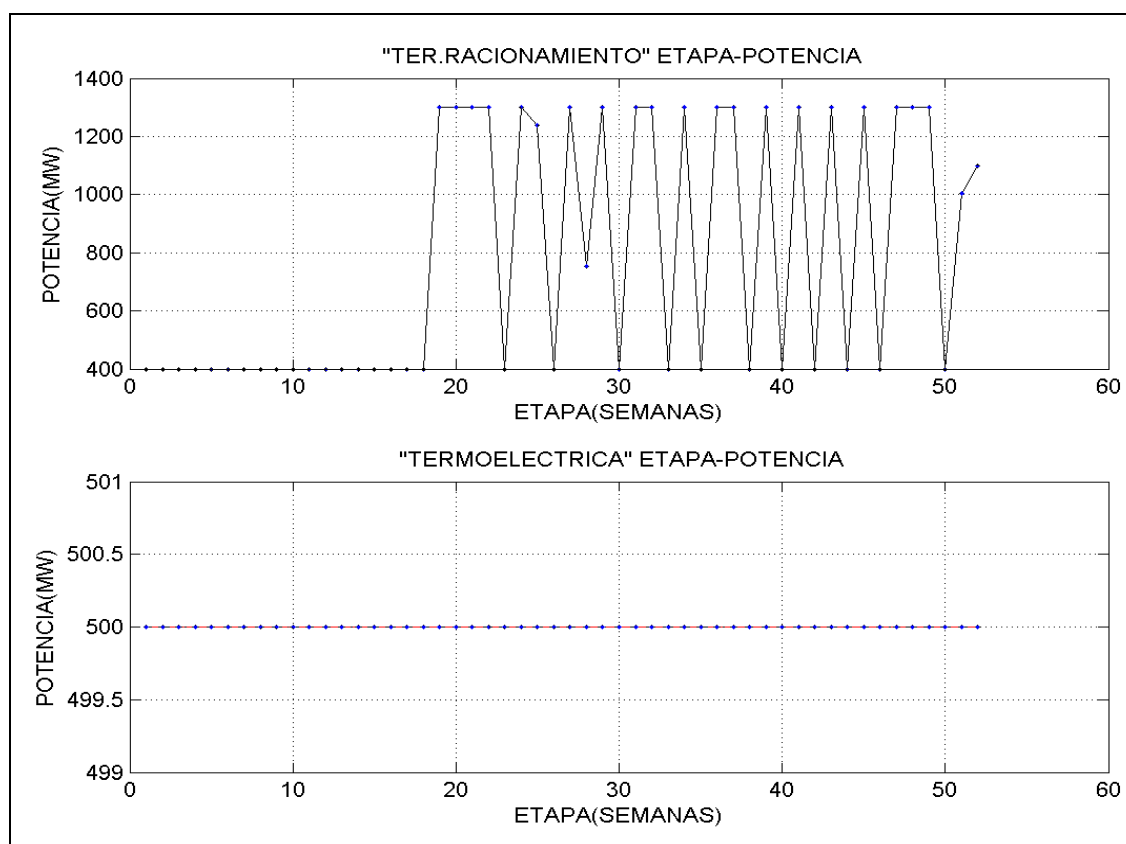
Esta prueba tiene el objetivo de estimar la producción de energía hidráulica-térmica por semana, para un periodo un año (1962), discretizado este en 52 etapas semanales. Además de verificar la factibilidad de llevar a la práctica la planeación de la operación de mediano plazo, obteniendo mediante la metodología de Programación Lineal la mejor estrategia de operación, obteniendo un mínimo costo global de la operación del sistema hidrotérmico. Se simulará la operación del embalse regulador del río Grijalva en forma individual, se desea suministrar una demanda de 1800 MW mayor a la que puede suministrar la central hidroeléctrica, por lo que se pretende que se coordine de manera adecuada con el grupo de centrales termoeléctricas obteniendo así una solución óptima en el despacho de energía. Los datos de las centrales se pueden ver en las tablas 5.12 y 5.13.

Los resultados obtenidos por el programa computacional para las plantas hídrica y térmica son presentados en las tablas H.5.13 y H.5.14 respectivamente (ver apéndice H).

En las figuras 5.20 y 5.21 se observa la optimización del recurso hídrico y la potencia generada por la central térmica respectivamente.



**Figura 5.20 Comportamiento de la Hidroeléctrica de Angostura (5.C.4)**



**Figura 5.21 Comportamiento de las Plantas Termoeléctricas (5.C.4)**

La operación del embalse en forma aislada se realizó con una demanda mucho mayor a la energía que puede suministrar el propio embalse, lo que conlleva a utilizar energía termoeléctrica con un costo más elevado, notando en esta simulación por su gran capacidad de almacenamiento de energía del embalse de Angostura es posible suministrar la máxima cantidad de energía durante algunos periodos así permitiendo utilizar menor cantidad de energía termoeléctrica reduciendo costos de generación.

Este programa cuenta con un algoritmo de búsqueda de energía, para el cual el embalse en algunos periodos sufre un déficit de recursos por lo que no es posible atender la demanda con su máxima capacidad durante todo el periodo establecido o incluso no suministrar energía, esto dado a que tiene como finalidad atender el mercado eléctrico con la máxima cantidad de energía hidráulica siempre y cuando no se vacíe el embalse o se tengan vertimientos en este.

Como se aprecia en la tabla H.5.13 pocos son los periodos que no suministra la máxima capacidad de energía esta planta ya que permite embalsar el resto para su utilización en otras etapas, o incluso entregar energía menor de la que puede producir, provocando un desplazamiento de generación térmica en cada etapa.

La generación térmica de la figura 5.21 está bien distribuida a lo largo del horizonte de planificación, despachando este tipo de energía de acuerdo a los costos de operación de estas plantas, entrando en operación las plantas térmicas convencionales para la satisfacción de la energía cuando está rebasa la potencia generada por la hidroeléctrica. En caso de que está y la térmica no puedan satisfacer la demanda de energía entra en operación la planta más costosa del sistema (racionamiento) satisfaciendo en su totalidad la demanda de energía.

La herramienta computacional como primera instancia despacha la central hidroeléctrica para la minimización de costos y en caso de no poder satisfacer la demanda energética las otras plantas entran en operación incrementando el costo total de operación del sistema. Esta herramienta su primordial objetivo es la satisfacción de la demanda de energía minimizando los costos de producción cumpliendo con restricciones físicas, técnicas y operativas del sistema.

El análisis de embalses aislados nos lleva a conocer el comportamiento de aquel embalse que puede almacenar gran cantidad de energía ya sea de varios meses o semanas y saber como poder tomar decisiones si generar energía o almacenarla para futuras ocasiones.

El número de variables de estado del problema es de 260 y obteniendo un costo al final de del horizonte de planeación de la operación del sistema \$427557.6094 considerado este como el costo del combustible utilizado por la central térmica

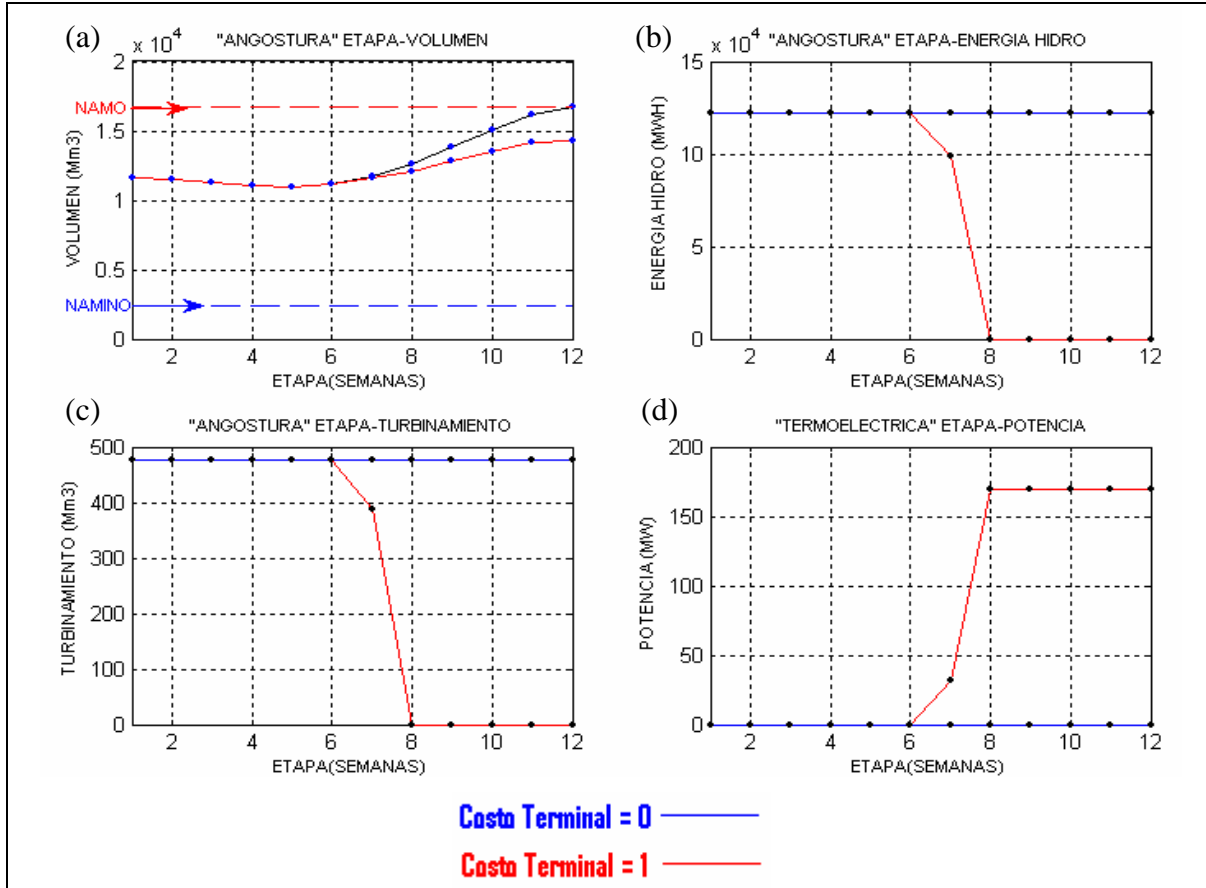
Con las simulaciones realizadas nos lleva a la conclusión que el embalse de Angostura puede almacenar grandes cantidades de energía en periodos semanales o mensuales de un periodo total de un año, la cual es utilizada para desplazar grandes cantidades de energía eléctrica producida por centrales térmicas. Dado a la operación del embalse se puede considerar a la cuenca del río Grijalva como Angostura y el resto.



### Sistema de Prueba 5.C.5

En este ejemplo de simulación de coordinación hidrotérmica, se analiza el sistema considerando una demanda de 169 MW, esto se realiza con la consideración del costo futuro de almacenamiento del embalse y sin la consideración de éste. Los datos iniciales de la simulación son los mostrados en la tabla 5.12 y 5.13 para un periodo de un año discretizado mensualmente.

Los resultados de esta simulación se encuentran en las tablas H.5.15, H.5.16 y H.5.17 del apéndice H y su representación gráfica se muestra en la figura 5.22.



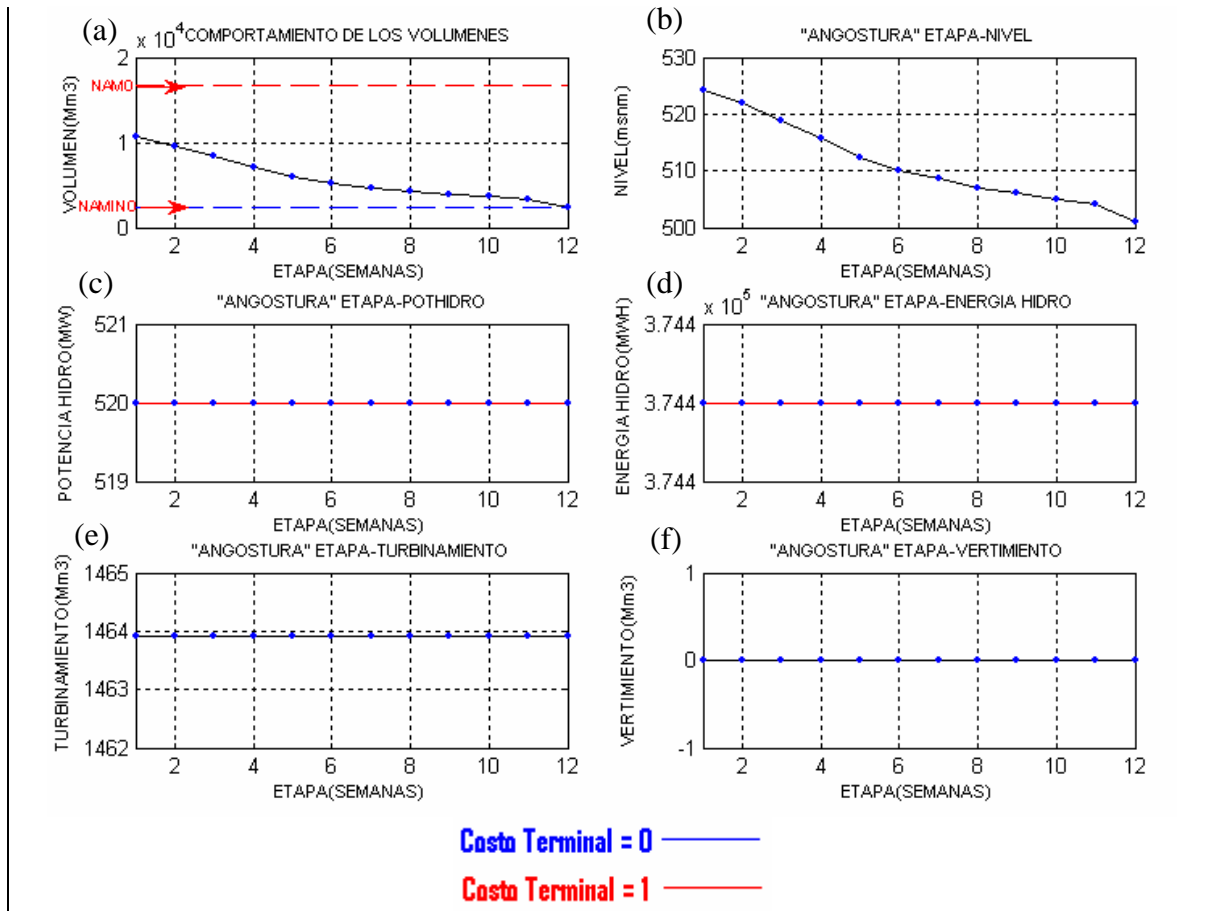
**Figura 5.22 Comportamiento de la Hidroeléctrica de Angostura (5.C.5)**

Cuando la potencia demandada en el sistema es de 169 MW y el costo futuro del embalse es considerado la planta hidráulica almacena energía (figura 5.22 (a)), con lo que la potencia generada por ésta (figura 5.22 (b)) no es constante en todas las etapas, esto implica que la unidad térmica debe de generar (figura 5.22 (d)) para satisfacer esta demanda energética. En cambio cuando el costo futuro es cero la planta hidráulica (figura 5.22 (b)) suplir la demanda de energía impidiendo que la planta térmica entre en operación en alguna etapa del horizonte de planeación (figura 5.22 (d)). La ausencia de este costo futuro nos indica que no se considera el desplazamiento de energía térmica en horizontes futuros obteniendo así un costo actual menor al obtenido cuando se considera un costo futuro de almacenamiento.

**Sistema de Prueba 5.C.6**

Se analiza el embalse de Angostura de la cuenca del río Grijalva en un horizonte de planeación de mediano plazo discretizado en etapas mensuales. En esta simulación el principal objetivo es determinar la potencia que puede generar durante el horizonte sin que exista déficit energético al no considerar el costo futuro del embalse. Las condiciones iniciales para este ejemplo están mostradas en las tablas 5.12 y 5.13.

Los resultados de esta simulación se encuentran reportados en la tabla H.5.18 del apéndice H los cuales se obtuvieron del SHPL.



**Figura 5.23 Comportamiento de la Hidroeléctrica de Angostura (5.C.6)**

Si el costo futuro no se considera la planta hidráulica puede generar un energía de 374400.0 MW (figura 5.23 (d)) sin que exista déficit energético (figura 5.23 (f)) o entre en operación una central térmica, el volumen disminuye drásticamente (figura 5.23 (a)) por la potencia generada así mismo el nivel (figura 5.23 (b)), con esta potencia generada el costo global es cero y si entrara una planta térmica esta determinaría el costo global de la producción, esto se presentaría si se quisiera hacer el estudio en un periodo mayor en la cual la central hidroeléctrica no puede entrar en operación debido a que se presentaría un déficit energético debido a las condiciones del embalse.

#### 5.4 Análisis de Resultados de la Metodología de Programación Lineal

La estrategia de operación encontrada en las simulaciones de este capítulo son aquellas de mínimo costo, ya que se aprovecho en su totalidad el recurso hídrico disponible en los embalses, con lo que la producción de energía por plantas térmicas se redujo considerablemente.

Las decisiones que fueron tomadas por el simulador tiene una estrecha relación con las decisiones que serán tomadas en horizontes futuros, esta relación se debe a que en cada etapa el simulador busca generar la energía necesaria por la planta hidráulica conservando gran cantidad de agua para ser utilizada en etapas siguientes sin que exista déficit o desperdicio energético.

La influencia del Costo Terminal y el Costo de Penalización colocados en esta metodología tienen gran participación en la optimización de los sistemas de análisis ya que estos permiten optimizar mejor el recurso hidráulico en cada etapa del periodo de planeación establecido, manteniendo este recurso dentro de límites establecidos por cada embalse.

El plan de operación calculado mediante la metodología de programación lineal, es un plan económico, seguro y factible de aplicarse a la operación real no solo del Sistema Eléctrico Mexicano sino para distintos sistemas que requieran su uso, ya que para determinar el conjunto de unidades generadoras a estar en operación para satisfacer la demanda pronosticada, se minimizan los costos de operación por consumo de combustibles, a la vez que satisfacen un conjunto de restricciones físicas y operativas de los elementos del sistema.

En cuanto a resultados obtenidos de costos de operación del sistema del orden miles de pesos a la semana, se observa que es posible obtener ahorros anuales significativos en los costos de operación por consumo de combustibles ya que utilizando mayor cantidad de energía hidroeléctrica y siempre respetando restricciones operativas se logra mantener costos bajos durante el periodo de simulación, tanto en el empleo de Programación Dinámica como para Programación Lineal con la diferencia que en esta no se presenta el problema de la dimensionalidad como lo es en la metodología de Programación Dinámica.

El Simulador Hidrotérmico mediante Programación Lineal (SHPL) tiene la facilidad que puede ser utilizado para embalses independientes y en cuencas. El SHPL también puede simular un sistema puramente hídrico, térmico e hidrotérmico, éste entrega la planeación para cada una de las plantas que componen al sistema de simulación, el tiempo de ejecución de la simulación depende del número de plantas, etapas y restricciones utilizadas aunque en la mayoría de las simulaciones los resultados obtenidos son casi instantáneos.

# CAPÍTULO 6

## 6 CONCLUSIONES, APORTACIONES Y RECOMENDACIONES PARA TRABAJOS FUTUROS

### 6.1 CONCLUSIONES

Este trabajo refleja el empleo de un procedimiento heurístico, así como de modelos matemáticos, donde se conceptualiza un problema con diferentes restricciones. Como tal en este se refleja la importancia de desarrollar e investigar, en el campo de la generación de energía eléctrica. Aunque bien es cierto la mayor parte de energía generada en nuestro país proviene de plantas termoeléctricas, y solo el 20.91% proviene de plantas hidroeléctricas; no se debe menospreciar esta parte de generación de energía eléctrica; y encaminar trabajos de investigación no solo para centrales termoeléctricas sino también para hidroeléctricas.

La planificación obtenida con el método de Programación Lineal (Simplex Primal) resulta una excelente alternativa de solución al problema de operación a mediano plazo de sistemas hidrotérmico tanto para embalses independientes o considerando embalses en cascada sin que se presenten problemas de dimensionalidad como en el caso de Programación Dinámica o el gran número de simulaciones realizadas en el método heurístico de simulación. Ya que para el horizonte de planeación discretizado en etapas que se está analizando se requiere la consideración del sistema hidroeléctrico en forma detallada, se plantea una formulación lineal que permite evaluar con precisión el impacto que sobre la producción energética en embalses y el costo de generación tienen, ya que logra obtener el programa óptimo de generación para los horizontes de tiempo *semanales y/o mensuales* establecidos en el mediano plazo. El tiempo establecido para encontrar la solución óptima depende del número, de plantas de generación, las etapas de análisis, y de las restricciones impuestas. Cabe mencionar que su solución a estos problemas es muy corto casi instantáneo por lo que es factible analizar problemas de gran tamaño.

Este tipo de modelos consiste en una función objetivo (costos de operación del sistema que se está estudiando) y un conjunto de restricciones. Minimizando la función objetivo de estos modelos se obtiene la generación óptima de cada una de las centrales que la conforma. Para la solución de estos problemas lineales se implementó el método Simplex Primal, la característica fundamental de este algoritmo es el permitir recorrer los vértices del polítopo convexo de la región factible primal en busca del vértice óptimo. El algoritmo termina cuando no es posible obtener valores de la función objetivo menores en vértices adyacentes. El programa realizado permite manejar grandes volúmenes de información, como son gran cantidad de plantas termoeléctricas, gran cantidad de plantas ficticias, y gran cantidad de embalses hidroeléctricos (en forma aislada o en configuración en cascada), por lo que se puede considerar la mejor alternativa para la solución de estos problemas y el cual nos permite manejar sistemas en los que intervienen complejos importantes, como es el caso del río Grijalva.

Las pruebas realizadas a la cuenca del río Grijalva, se observa que para el sistema en configuración en cascada, existe una buena relación entre las decisiones adoptadas en el presente con las decisiones adoptadas en el futuro, esto porque el proceso de optimización ha buscado utilizar en cada etapa solamente la cantidad necesaria de agua y permitir embalsar el resto para su utilización en el futuro sin necesidad de verter o derramar. Estos resultados demuestran la validez, potencialidad y robustez del software implementado.

El empleo de la planta de racionamiento para los modelos (PD, PL) da lugar a que sea considerado un recurso adicional de costo muy elevado, esto nos da oportunidad de garantizar la factibilidad de la solución del sistema.

Factores importantes para la solución de coordinación Hidrotérmica son los Costos Terminales y de Penalización ya que estos logran mantener los embalses dentro de límites permisibles.

Se reporta la aplicación de los métodos al embalse de regulación del sistema Grijalva en forma aislada que forma parte del sistema interconectado mexicano, la convergencia de los métodos fue casi instantánea, el tiempo de ejecución de los modelos (heurístico, PD, PL) fue de 2.53seg, 1.18seg, 0.02seg. Tiempo de ejecución para cada uno de los métodos. El software para resolver problemas de sistemas hidrotérmicos mediante la metodología de Programación Lineal y Programación Dinámica son herramientas computacionales codificadas en Compaq Visual Fortran 6.0 en base a los algoritmos descritos en los capítulos previos. Estos se han diseñado en forma estructurada y modular con la finalidad de realizar modificaciones sustanciales en el cuerpo del programa. El ambiente utilizado es una estación de trabajo AMD Athlon(tm) XP2000, 1.67 GHZ, 496 MB de RAM con un sistema operativo Microsoft Windows XP. Para el caso del método heurístico y las subrutinas de graficación de resultados se codificó en Matlab 7.0 en la misma estación de trabajo.

Para validar resultados se basó en problemas presentados en trabajos [15, 29, 35, 38, 43], Con lo que se comprueba la factibilidad de usar estos métodos para futuros trabajos de investigación.

## 6.1 APORTACIONES

El Sistema Eléctrico de Potencia Mexicano requiere de programas computacionales para planear la operación de sistemas hidrotérmicos en los diferentes horizontes de tiempo, para esto se requiere una cadena modelos computacionales para su solución. En esta tesis se Implementan modelos para la planeación de mediano plazo utilizando el modelo equivalente determinístico esto se indica como sigue.

Desarrollo de una herramienta computacional bajo cinco reglas de operación que son de Potencia Constante, Cota Fija, Turbinamiento Fijo, Máxima Extracción y Mínima Extracción, que permite ver la evolución de los embalses durante el un periodo establecido en forma numérica y gráfica. Para la solución de embalses en forma aislada, el cual da solución de acuerdo a los diferentes planes y estrategias que se tengan establecidos.

Investigación y utilización de la metodología de Programación Dinámica tradicional, además del desarrollo de una herramienta computacional mediante esta, para la planeación de la operación de embalses en forma aislada y detallada, tomando en forma determinística los elementos del sistema, el cual permite obtener metas de generación de energía eléctrica para cada periodo de estudio, contemplando restricciones de estado (volúmenes), de la variable de decisión (turbinamientos) y de generación (hidroeléctrica y termoeléctrica), además de contemplar costos terminales.

Investigación de la utilización del software Minos 5.51 ( Bruce A. Murtagh), Programación Lineal y modelado hidrotérmico de acuerdo a esta metodología, permitiendo con esto el desarrollo de la subrutina “**modelohidrotermico**”, que permite el desarrollo de estrategias de operación, ya sea para plantas hidroeléctricas en forma aislada, embalses detallados con una configuración en cascada, o el análisis puramente termoeléctrico, además del enlace con el software Matlab, que mediante una subrutina realizada permite la visualización de la solución gráfica lo que permite realizar diferentes estrategias para su análisis. Este conjunto de subrutinas realizadas, nos permiten tener soluciones más rápidas, si es que se encuentran abiertos los dos paquetes (Matlab, Fortran) lo cual permiten soluciones muy rápidas en la actualidad.

La herramienta computacional mediante el método de Programación Lineal es de fácil entendimiento tanto para la creación de datos como de resultados, además que permite la solución de sistemas hidrotérmicos considerando restricciones como son: límites de almacenamiento, de generación (térmica e hidráulica), restricciones de demanda así como la intervención de costos por penalización, costos terminales, costos variables y costos de racionamiento. Aunado a esto la consideración del sistema en forma detallada que mediante la valoración en base a resultados obtenidos en trabajos, demostró la validez, potencialidad y robustez del software implementado para ser implementado en complejos hidroeléctricos importantes como lo es el caso del Complejo del Río Grijalva, ya sea considerando embalses independientes o con configuración en cascada lo cual no se desarrollo en las otras herramientas computacionales debido a los inconvenientes de estas metodologías ya que la programación lineal no tiene el problema de sobredimensionamiento que se presenta en la Programación Dinámica ni la realización de muchas simulaciones para determinar la solución adecuada lo cual se presenta con las reglas de operación.

## 6.1 RECOMENDACIONES

Utilizar un escenario de mercado con una demanda real introduciendo métodos probabilísticos (curva horaria de carga, curva de demanda de duración de carga) para representar la forma en que opera el complejo hidroeléctrico.

Incluir proyectos de expansión hidroeléctricos en el área oriental donde se encuentra el complejo hidroeléctrico del río Grijalva que pueda contribuir a ampliar la capacidad de almacenamiento de este complejo y utilizar más este recurso.

Actualizar los registros históricos de aportaciones hidrológicas, así como de los datos característicos de las plantas hidroeléctricas, ya que solo se cuentan con datos de (1952-1997), con lo que la topografía de los embalses de México ha variado sustancialmente y la información disponible sobre los mismos no esta actualizada ya que a medida que se tengan datos mas actualizados se podrá reflejar mejor el comportamiento de dichos embalses, con esto una mejor aplicación de los modelos empleados y garantizar una mejor solución del sistema.

La dimensión espacial del despacho hidrotérmico se ha considerado uninodal. Sin embargo, es posible considerar los efectos de la red de transmisión.

Es recomendable para trabajo futuro la inclusión del tratamiento de plantas de rebombeo, este tipo de plantas no son utilizadas en México, pero debido a que la metodología propuesta no solo es aplicable al Sistema Eléctrico Nacional, resulta interesante poder incluir su tratamiento en trabajos de este tipo.

Emplear diferente software de optimización, como son: LINDO, LINGO, LOQO, AMPL, CEPLEX, ILOG etc. Puesto que en la actualidad existen diferentes paquetes comerciales que se pueden emplear para el análisis de sistemas eléctricos y así estudiar más ampliamente los sistemas de generación de energía contemplando mayores restricciones, variables etc. y así definir cual es el más indicado para estos tipos de problemas.

# BIBLIOGRAFIA

- [1] Andrés Ramos “Optimización Estocástica” Tesis de Maestría de la Universidad Pontificia Comillas Madrid, Julio 2002.
- [2] Antonio J. Conejo, Pablo Pedregal, Ricardo García y Natalia Alguacil, “Formulación y Resolución de modelos de Programación Matemática en Ingeniería y Ciencia”, libro del 20 de Febrero de 2002
- [3] A. Resendiz Medina, “Desarrollo de un Modelo de Simulación de la Operación de las Principales Centrales Hidroeléctricas de la CFE” Tesis de Maestría, IPN-ESIME–SEPI, México, 1996.
- [4] A. Resendiz Medina, “Desarrollo de los Modelos de Box-Jenkins para Embalses del Sistema Grijalva” Reporte Interno, IPN-ESIME-SEPI, México, 1997.
- [5] Arthur I. Cohen, “Optimization-Based Methods for Operations Scheduling” Proceedings of the IEEE, Vol. 75, No.12, December 1987.
- [6] A. Sánchez Sánchez, “Metodología para la Solución del Problema de Planeación a Corto Plazo del Sistema Interconectado Nacional” Tesis de Maestría, IPN-ESIME, México, 1989.
- [7] A. H. M. Santos & S. V. Bajay, “The use of Both Aggregate and Disaggregate Representations for the Hydroelectric Power Plants in the Expansion Planning of Hydrothermal Power Systems” IEEE Paper 1989.
- [8] Allen J. Wood & Wollemborg, “Power Generation Operation and Control” Ed. John Wiley & Son, Second Edition, U.S.A. 1996.
- [9] F. S. Hiller & G. J. Lieberman, “Investigación de Operaciones” Ed. Mc.Graw Hill, Séptima Edición, México, 2001.
- [10] Box George and G.M .Jenkins: “Time Series Analysis: Forecasting and control” San Francisco, Holden-Day, 19976
- [11] Bruce A. Murtagh & Michael A. Saunders, “Minos 5.5 User’s Guide Systems Optimization Laboratory Department of Operation Research” Technical Report Sol 83-20R, December 1983 Revised Jan 1987, Mar 1993, Feb 1995, and Jul 1998.
- [12] Camac, D & Rudnick. H, “Operación de Óptima de Sistemas Eléctricos Multiembalse” Conimera–Lima, Agosto 1995.
- [13] Conceptos Avanzados de planeamiento Operativo, “Modelos Estocásticos en la Gestión de los Recursos Hídricos” PARSEICA, PROMON, Julio de 1992.



[14] Comisión Federal de Electricidad (Generación) Disponible: <http://www.cfe.gob.mx/es/LaEmpresa/generacionelectricidad/>

[15] Guillermo Bautista Alderete. “Planeamiento Estocástico de la Operación a Largo Plazo para un Sistema Hidrotérmico” Tesis de Maestría en Ingeniería Eléctrica, Esime, 2001.

[16] Hooshang Habibollahzadeh “Optimal Short-Term Operation Planning of Hydroelectric Power Systems” Energy Systems Laboratory the Royal Institute of Technology, Stockholm, July 1983.

[17] Hooshang Habibollahzadeh “Application of Mathematical Programming to Short-Term Operation Planning of Hydrothermal Power System” Thesis Department of Electric Power System Engineering The Royal Institute of Technology Stockholm 1984.

[18] H.A.Taha, “Investigación de Operaciones”, Ed, Alfaomega, Décimo cuarta reimpresión, México, Octubre 2004.

[19] James L. Kuester “Optimization Techniques With Fortran” Ed.Mc.Graw Hill 1973.

[20] Jesús Maria Velásquez Bermúdez “Optimización Estocástica Dinámica Multinivel” Documento de Trabajo DW-DT-033-2003 Decisión Ware A Knowledge Company.

[21] Juan Carlos Olmedo, Modelo Gol (Modelo de Operación de Mediano Plazo del SIC “Gestión Óptima del Laja”), Reporte de la Comisión Nacional de Energía Noviembre 2001.

[22] John Wiley & Sons “Systems Analysis by Multilevel Methods” Department of Applied Mathematic Twente University of Technology 1979.

[23] José Dolores Juárez.”Centrales Hidroeléctricas” Universidad Autónoma Metropolitana, unidad Azcapozalco, Primera Edición: otoño de 1992.

[24] J. I. Gallegos Sánchez, “Evaluación de los Beneficios de Desarrollar la Central Eoloelectrica la Venta” Tesis de Maestría, IPN-ESIME –SEPI, México, 1998.

[25] J. I. Gallegos Sánchez & R. Mota Palomino, “Reporte Ejecutivo: Simulador de la Operación del Complejo Hidroeléctrico del Río Grijalva” Instituto Politécnico Nacional, México D.F. 1998.

[26] M. Bazaraa, “Programación Lineal Y Flujo En Redes” Ed. Limusa, Segunda Edición.

[27] M.F. Carvalho & Soares, “An efficient Hydro-Thermal Scheduling Algorithm,” Presented at IEEE Power Engineering Society 1986 Summer Meeting, Mexico City, Mexico July 1986.

[28] Modulo de Planeamiento operativo, “Desarrollo de Modelos Básicos de Hidrología, carga y Componentes de los Sistemas” Orden de trabajo N° 4 y Elaboración de las Especificaciones Funcionales para los Programas de Simulación y Optimización de la

Operación a Largo y Mediano Plazos y de la Función de Mantenimiento Orden de Trabajo N° 5 PARSEICA, PROMON, Abril de 1993

[29] Modulo de Planeamiento Operativo “Conceptos Básicos de Planeamiento Operativo” PARSEICA, PROMON, Seminario 1, Febrero de 1992.

[30] Modulo de Planeamiento Operativo “Conceptos Básicos de Planeamiento Operativo” Orden de trabajo No 8, PARSEICA, PROMON, Junio de 1993.

[31] M.V.F. Pereira, ”Optimal Scheduling of Hydrothermal Systems An Overview” Proceedings of the IFAC Symposium on Planning and Operation of Electric Energy Systems ,Rio de Janeiro, Brazil, July 22-25 1985.

[32] M.V.F.Pereira, ”Comparison of Stochastic and Deterministic Approaches in Hydrothermal Generation Scheduling” Proceedings of the IFAC Symposium on Planning and Operation of Electric Energy Systems ,Rio de Janeiro, Brazil, July 22-25 1985.

[33] M.V.F.Pereira, “Stochastic Optimization of Hydro-Thermal System Including Network Constraints” Proceedings of the IFAC Symposium on Planning and Operation of Electric Energy Systems ,Rio de Janeiro, Brazil, July 22-25 1985.

[34] N. Alguasil, Student Member, IEEE, & A. J. Conejo, Senior Member, IEE “Multiperiod Optimal Power Flow Using Benders Decomposition” Transactions on Power Systems, Vol, 15,No.1,February 2000.

[35] P. Hernán Corredor,”Operación Económica de Sistemas de Potencia” Universidad Pontificia Bolivaria, Fac. De Ingeniería Eléctrica y Electrónica, Serie Nable-Delta, No 23, Ed. UPB, Colombia 1992.

[36] Planificación de la Expansión de Sistemas Eléctricos “Seminario Sobre la Planificación de los Sistemas de Generación y Transmisión en el Istmo Centroamericano”, PARSEICA, Mayo, 1991.

[37] Planificación De Sistemas Eléctricos. Documento de Trabajo. Departamento de Ingeniería Eléctrica Pontificia Universidad Católica. Santiago, Chile .1995.

[38] Proyecto Regional de Energía Eléctrica Istmo Centro Americano (PREEICA) “Apoyo Técnico al Centro Nacional de Despacho de Carga (CNDC) en Planeamiento Operativo y Funcionamiento del Mercado” Proyecto ACDI910/18255 Abril 2000.

[39] R.A Duncan, G.E .Seymore, and D .L Sreiffer, “Optimal Hydrothermal Coordination for multiple reservoir river system”, IEEE Transaction Power App.Syst. Vol.PAS-104, No.5 May 1985.

[40] R. Espinosa Valverde,”Operación Óptima de Sistemas Hidrotérmicos de Generación Eléctrica en Horizontes de Mediano Plazo” Tesis de Maestría, Universidad de Costa Rica, Costa Rica, 1993.

- [41] Rene Salvador González Castellón, “Programación Óptima de Generación a Corto Plazo para un Sistema Hidrotérmico” Tesis de Maestría en Ingeniería Eléctrica, Esime, 1995
- [42] Reglas del Despacho del Sistema Eléctrico Nacional, ANEXO RESOLUCION Num. RES/147/2001.
- [43] Roberto Navarro Pérez “Metodología para la Evaluación de Estrategias Operativas a Corto Plazo en Sistemas Eléctricos de Potencia” Tesis de Maestría, IPN-ESIME, México 1989.
- [44] Sagás Esteban Manuel, “Programación de la Generación de Corto Plazo en Sistemas Hidrotermicos Usando Algoritmos Genéticos” Tesis de Maestría, Universidad Técnica Federico Santamaría.
- [45] Sandoval Correa Alejandro “Pronostico a Corto Plazo de la Demanda de Energía Eléctrica Una Aplicación a la Zona Central de México” Tesis de Maestría en Ingeniería Eléctrica, Esime, 1996.
- [46] V. R. Sherkat, K. Moslehi, E. O. Lo, “Modular and Flexible Software for Medium- and Short-Term Hydro-Thermal Scheduling” Transaction of IEEE on Power Systems, Vol.3 No.2, August, 1988.
- [47] W. F. B’Rells, N. D. Reppen, R. J. Ringlee, J. M. Undrill, “Scheduling and Economic Operation” Curse Notes, Power Technologies Inc. Schenectady, New York September 1973.
- [48] Zarate Mejia Obed “Desarrollo de un Simulador Hidroeléctrico Mediante Reglas de Operación (SHRO)” Reporte Interno, IPN-ESIME-SEPI, México, 2005.
- [49] Zarate Mejia Obed “Desarrollo de un Simulador Hidrotérmico Mediante Programación Dinámica (SHPD)” Reporte Interno, IPN-ESIME-SEPI, México, 2005.
- [50] Zarate Mejia Obed “Desarrollo de un Simulador Hidrotérmico Mediante Programación Lineal (SHPD)” Reporte Interno, IPN-ESIME-SEPI, México, 2005.

## APENDICE A Modelado Del Complejo Hidroeléctrico Grijalva

### A.1 Características del Sistema Grijalva

El sistema interconectado nacional es un sistema de coordinación hidrotérmica, con diversidad en la oferta térmica. Posee un extenso sistema de transmisión (arcos) entre los nodos de carga (demanda) y de producción (oferta). La mayor parte de la generación hidroeléctrica se produce en el Río Grijalva. Dados los grandes volúmenes de regulación, es posible hacer transferencias interanuales. El complejo hidroeléctrico representa el 40.4% de la capacidad hidroeléctrica de operación del sistema nacional y es el desarrollo hidrológico más importante del país. Los escurrimientos tienen variación estacional y tienen valores aleatorios entre un año y otro. De los cuatro vasos del sistema del Río Grijalva (La Angostura, Chicoasen, Malpaso y Peñitas), el primero y el tercero tienen la capacidad de regulación considerable, mientras que el segundo y el cuarto operan a “hilo de agua” (prácticamente no tienen capacidad de regulación.). El vaso de la central hidroeléctrica La Angostura se encuentra en la cabecera del sistema y es por lo tanto, el vaso regulador. De su política de operación dependen los valores de los costos marginales obtenidos aguas abajo. Tomando esto en cuenta, los embalses del sistema interconectado nacional pudieran clasificarse en: La Angostura y el resto. Este último, el resto, regula entre estaciones, mientras que la Angostura puede regular en tres años (regulación ínter estacional). El sistema hidroeléctrico del río Grijalva almacena un total de 37000 millones de metros cúbicos -30% de los escurrimientos en la planicie costera de Tabasco.

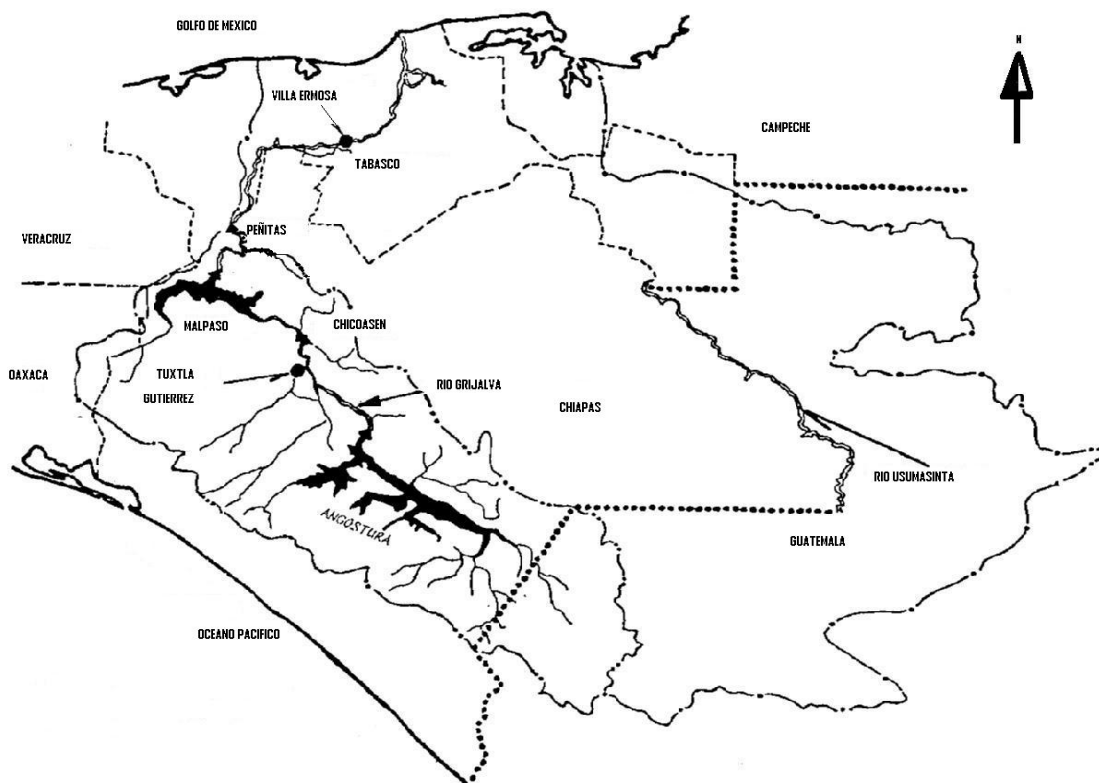


Figura A.1 Ubicación Geográfica de la Cuenca del Río Grijalva

**Proyecto "La Angostura", Chiapas.** Está ubicada sobre el río Grijalva en el municipio de Chicoasén, Chiapas, Situado a 53 kilómetros al sureste de Tuxtla Gutiérrez controla casi la mitad de la cuenca, lo cual otorga la suficiente confianza para regular los escurrimientos normales y extraordinarios en la parte alta del río Grijalva. Al mantener dentro de una variación de seis metros sus almacenamientos y niveles máximos de operación, en compatibilidad con la seguridad de los otros proyectos se traducirá en aumentar significativamente la generación de electricidad -cada metro cúbico disponible en su valioso embalse representa un kilowatt-hora en todo el sistema-, aunado a que podrá garantizarse siempre la potencia instalada. Tiene una capacidad de volumen máximo de almacenamiento de 16,73.43 millones de metros cúbicos(a un nivel máximo de 535 metros sobre el nivel del mar), y un volumen mínimo de 500 metros sobre el nivel del mar).Cuenta con 5 unidades generadoras de 180 MW cada una.



**Figura A.2 Central de angostura**

**Proyecto "Chicoasén", Chiapas.** Ubicado a 21 kilómetros al norte de Tuxtla Gutiérrez, en la salida del cañón del Sumidero, su operación esta supeditada al P.H. "La Angostura", lo que crea las condiciones idóneas para funcionar con óptimos niveles. No obstante la deforestación-erosión de la cuenca, reduce rápidamente su capacidad de generación; situación que hace prioritario realizar presas para control de azolve sobre los ríos Sabinal, Suchiapa, Santo Domingo y Hondo. Esta central hidroeléctrica lleva también el nombre del Ing. Manuel Moreno Torres. La central cuenta con cinco unidades turbogeneradores de 300 MW cada una, para una capacidad instalada total de 1,500 MW. Estas unidades entraron en operación comercial en distintos meses de 1980 y 1981.Actualmente se construyo tres unidades generadoras de 300 MW cada una, con lo que la central cuenta desde junio de 2004 con una capacidad instalada de 2,400 MW.



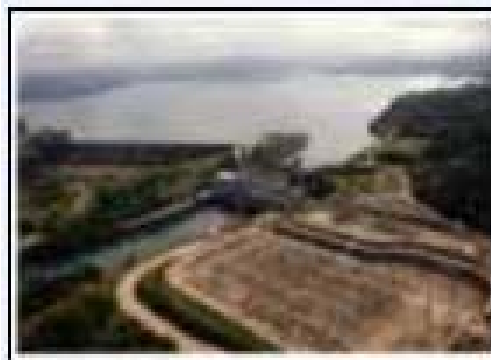
**Figura A.3 Central de Chicoasen**

**Proyecto "Malpaso", Chiapas.** Situado a 115 kilómetros al suroeste de Villahermosa fue la primera obra construida para regular el río Mexcalapa. Es el segundo embalse de mayor capacidad de almacenamiento de afluencias. Tiene una capacidad de volumen máximo de almacenamiento de 14,681.10 millones de metros cúbicos (a un nivel máximo de 395 metros sobre el nivel del mar); y un volumen mínimo de 380 metros sobre el nivel del mar). Cuenta con 6 unidades generadoras de 191 MW.



**Figura A.4 Central de Malpaso**

**Proyecto "Las Peñitas", Chiapas.** Ubicado a 83 kilómetros al suroeste de Villahermosa, dispone de un almacenamiento de 1630 millones de metros cúbicos (a un nivel máximo de 95 metros sobre el nivel del mar); y un nivel mínimo de almacenamiento de 960.99 millones de metros cúbicos (a un nivel mínimo de 85 metros sobre el nivel del mar). Cuenta con 4 unidades generadoras de 105 MW de capacidad cada una. Es necesario señalar que al ser el proyecto de menor tamaño y el último aprovechamiento antes de que el río Mexcalapa fluya por la planicie, adquiere y concentra la responsabilidad de este sistema, respecto a su participación en el control de inundaciones. Con la construcción del nuevo vertedor, que controlará-trasladará los volúmenes excedentes de las centrales "La Angostura", "Chicoasén" y "Malpaso" fuera de la cuenca del río Grijalva, esta restricción quedará resuelta; ya que el proyecto "Las Peñitas", sólo tendrá que regular caudales excedentes propios.



**Figura A.5 Central peñitas**

**Tabla A.1 Capacidad Instalada del Complejo Hidroeléctrico Grijalva**

Nombre de la central	Unidad	Fecha de entrada en operación comercial	Cap.efectiva instalada MW	Estado	Municipio
C.H. MANUEL MORENO TORRES (CHICOASEN)	1	29 de Mayo de 1981	300	CHIAPAS	CHICOASEN
	2	25 de Febrero de 1981	300		
	3	2 de Octubre de 1981	300		
	4	26 de Julio de 1980	300		
	5	22 de Agosto de 1980	300		
			1,500.00		
C.H. BELISARIO DOMINGUEZ (ANGOSTURA)	1	14 de Julio de 1976	180	CHIAPAS	V. CARRANZA
	2	27 de Mayo de 1976	180		
	3	22 de Noviembre de 1975	180		
	4	1 de Marzo de 1978	180		
	5	15 de Junio de 1978	180		
			900		
C.H. MALPASO	1	26 de Enero de 1969	180	CHIAPAS	TECPATAN
	2	6 de Febrero de 1969	180		
	3	7 de Abril de 1969	180		
	4	24 de Julio de 1969	180		
	5	1 de Febrero de 1978	180		
	6	14 de Octubre de 1977	180		
			1,080.00		
C.H. ANGEL ALBINO CORSO (PEÑITAS)	1	15 de Septiembre de 1987	105	CHIAPAS	OSTUACAN
	2	20 de Mayo de 1987	105		
	3	1 de Marzo de 1987	105		
	4	12 de Enero de 1987	105		
			420		

Con lo que cuenta con una capacidad instalada de 3966 MW instalados, cabe mencionar que actualmente ya se encuentran trabajando 3 generadores de 300 MW mas en la central de Chicoasen con lo que la capacidad de la cuenca seria ahora de 4780 MW.

## A.2 MODELOS MATEMATICOS DE LOS EMBALSES

En este apéndice se adjuntan las principales características de las plantas, embalses del sistema hidrotérmico, estos datos sirven como base para los respectivos modelados. El modelo matemático de cada embalse esta determinado por la relaciones entre Altura bruta VS Volumen del embalse, Altura bruta VS Consumo Especifico y Altura bruta VS Potencia.

- Altura:(msnm)
- Volumen: (Mm<sup>3</sup>)
- Consumo Específico: (m<sup>3</sup>/kWh)
- Potencia: (MW)

Estos modelos se obtuvieron mediante un programa de obtención de curvas de mejor ajuste por el método de aproximación discreta de mínimos cuadrados. En las tablas se muestran diferentes grados de los polinomios característicos de c/embalse.

**Tabla A.2 Polinomios Característicos Nivel VS Volumen (Angostura)**

Coefficientes	a0	a1	a2	X	f(x)				
a0,a1,...an	1449578.817	-5980.946	6.173	535.000	16763.609				
Coefficientes	a0	a1	a2	a3	x	f(x)			
a0,a1,...an	1738977.813	-7659.432	9.418	-0.002	535.000	16759.583			
Coefficientes	a0	a1	a2	a3	a4	x	f(x)		
a0,a1,...an	-118432896.000	921691.000	-2.685.295	3.470	-0.002	535.000	15412.141		
Coefficientes	A0	a1	a2	a3	a4	a5	x	f(x)	
a0,a1,...an	-119617184.000	871243.250	-2250.945	2.168	0.000	-0.000	535.000	22992.736	
Coefficientes	A0	a1	a2	a3	a4	a5	a6	x	f(x)
a0,a1,...an	-44645184.000	230.273.000	-205.971	-0.525	0.000	0.000	-0.000	535.000	16663.272

**Tabla A.3 Polinomios Característicos Nivel VS Consumo Especifico (Angostura)**

Coefficientes	a0	a1	a2	x	f(x)				
a0,a1,...an	236.468	-0.854	0.001	535.000	3.702				
Coefficientes	a0	a1	a2	a3	x	f(x)			
a0,a1,...an	-72.794	0.940	-0.003	0.000	535.000	3.707			
Coefficientes	a0	a1	a2	a3	a4	x	f(x)		
a0,a1,...an	-33580.938	260.076	-0.754	0.001	-0.000	535.000	1.249		
Coefficientes	a0	a1	a2	a3	a4	a5	x	f(x)	
a0,a1,...an	-33884.891	245.652	-0.631	0.001	0.000	-0.000	535.000	2.527	
Coefficientes	a0	a1	a2	a3	a4	a5	a6	x	f(x)
a0,a1,...an	-13134.563	68.106	-0.064	-0.525	-0.000	0.000	-0.000	535.000	2.271



**Tabla A.4 Polinomios Característicos Nivel VS Potencia (Angostura)**

Coeficientes	a0	a1	a2	x	f(x)				
a0,a1,...an	-87562.758	334.599	-0.316	535.000	894.580				
Coeficientes	a0	a1	a2	a3	x	f(x)			
a0,a1,...an	499989.207	-377844.625	6.270	-0.004	535.000	886.281			
Coeficientes	a0	a1	a2	a3	a4	x	f(x)		
a0,a1,...an	48960832.000	-377844.625	1092.942	-1.404	0.001	535.000	923.927		
Coeficientes	a0	a1	a2	a3	a4	a5	x	f(x)	
a0,a1,...an	49050014.000	-353098.188	898.24	-0.837	-0.000	0.000	535.000	1031.536	
Coeficientes	a0	a1	a2	a3	a4	a5	a6	x	f(x)
a0,a1,...an	21475816.000	-116260.375	137.881	0.177	-0.000	-0.000	0.000	535.000	660.072

**Tabla A.5 Polinomios Característicos Nivel VS Volumen (Chicoasen)**

Coeficientes	a0	a1	a2	x	f(x)				
a0,a1,...an	39762.912	-216.480	0.302	395.000	1440.578				
Coeficientes	a0	a1	a2	a3	x	f(x)			
a0,a1,...an	-1180155.250	9229.646	-24.077	0.021	395.00	1443.066			
Coeficientes	a0	a1	a2	a3	a4	x	f(x)		
a0,a1,...an	-1002208.000	7395.250	-16.971	0.009	0.000	395.000	1858.375		
Coeficientes	a0	a1	a2	a3	a4	a5	x	f(x)	
a0,a1,...an	-53088.000	-1323.000	9.759	-0.013	-0.000	0.000	395.000	573.172	
Coeficientes	a0	a1	a2	a3	a4	a5	a6	x	f(x)
a0,a1,...an	-840832.000	2966.000	11.096	-0.042	-0.000	0.000	-0.000	395.000	96.346

**Tabla A.6 Polinomios Característicos Nivel VS Consumo Especifico (Chicoasen)**

Coeficientes	a0	a1	a2	x	f(x)				
a0,a1,...an	9.198	-0.024	0.000	395.000	2.122				
Coeficientes	a0	a1	a2	a3	x	f(x)			
a0,a1,...an	542.544	-4.154	0.011	-0.000	395.000	2.119			
Coeficientes	a0	a1	a2	a3	a4	x	f(x)		
a0,a1,...an	2013.438	-19.330	0.069	-0.000	0.000	395.000	3.714		
Coeficientes	a0	a1	a2	a3	a4	a5	x	f(x)	
a0,a1,...an	38.567	-0.116	0.000	0.000	-0.000	-0.000	395.000	1.877	
Coeficientes	a0	a1	a2	a3	a4	a5	a6	x	f(x)
a0,a1,...an	10871.000	-45.762	-0.130	0.001	0.000	-0.000	0.000	395.000	0.127

**Tabla A.7 Polinomios Característicos Nivel VS Potencia (Chicoasen)**

Coeficientes	a0	a1	a2	x	f(x)				
a0,a1,...an	1500.000	0.000	-0.000	395.000	1500.000				
Coeficientes	a0	a1	a2	a3	x	f(x)			
a0,a1,...an	1500.125	0.001	-0.000	-0.000	395.000	1499.686			
Coeficientes	a0	a1	a2	a3	a4	x	f(x)		
a0,a1,...an	1664.000	2.000	-0.002	0.000	-0.000	395.000	2248.331		
Coeficientes	a0	a1	a2	a3	a4	a5	x	f(x)	
a0,a1,...an	1344.000	0.500	0.004	0.000	-0.000	0.000	395.000	2413.615	
Coeficientes	a0	a1	a2	a3	a4	a5	a6	x	f(x)
a0,a1,...an	1664.000	0.000	-0.007	0.000	-0.000	0.000	0.000	395.000	1021.981

**Tabla A.8 Polinomios Característicos Nivel VS Volumen (Malpaso)**

Coeficientes	a0	a1	a2	x	f(x)				
a0,a1,...an	7283.168	-244.330	1.491	188.000	14061.878				
Coeficientes	a0	a1	a2	a3	x	f(x)			
a0,a1,...an	27268.432	-606.222	3.667	-0.004	188.000	14051.847			
Coeficientes	a0	a1	a2	a3	a4	x	f(x)		
a0,a1,...an	74847.318	-1755.616	14.050	-0.046	0.000	188.000	14052.667		
Coeficientes	a0	a1	a2	a3	a4	a5	x	f(x)	
a0,a1,...an	42782.000	-786.906	2.371	0.024	-0.000	0.000	188.000	14023.186	
Coeficientes	a0	a1	a2	a3	a4	a5	a6	x	f(x)
a0,a1,...an	25400.000	-144.000	-7.313	0.102	-0.000	0.00	-0.000	188.000	15458.233

**Tabla A.9 Polinomios Característicos Nivel VS Consumo Especifico (Malpaso)**

Coeficientes	a0	a1	a2	x	f(x)				
a0,a1,...an	39.374	-0.343	0.001	188.000	4.180				
Coeficientes	a0	a1	a2	a3	x	f(x)			
a0,a1,...an	85.548	-1.179	0.006	-0.000	188.000	4.157			
Coeficientes	a0	a1	a2	a3	a4	x	f(x)		
a0,a1,...an	192.349	-3.759	0.029	-0.000	0.000	188.000	4.158		
Coeficientes	a0	a1	a2	a3	a4	a5	x	f(x)	
a0,a1,...an	260.083	-5.805	0.054	-0.000	0.000	-0.000	188.000	4.178	
Coeficientes	a0	a1	a2	a3	a4	a5	a6	x	f(x)
a0,a1,...an	175.301	-2.714	0.007	0.000	-0.000	0.000	-0.000	188.000	3.139

**Tabla A.10 Polinomios Característicos Nivel VS Potencia**

Coeficientes	a0	a1	a2	x	f(x)				
a0,a1,...an	-6428.508	70.968	-0.162	188.000	1177.822				
Coeficientes	a0	a1	a2	a3	x	f(x)			
a0,a1,...an	37014.236	-715.689	4.567	-0.009	188.000	1156.017			
Coeficientes	a0	a1	a2	a3	a4	x	f(x)		
a0,a1,...an	-240998.477	6000.441	-56.101	0.233	-0.000	188.000	1151.593		
Coeficientes	a0	a1	a2	a3	a4	a5	x	f(x)	
a0,a1,...an	-47360.875	151.331	14.414	-0.191	0.001	-0.000	188.000	1148.399	
Coeficientes	a0	a1	a2	a3	a4	a5	a6	x	f(x)
a0,a1,...an	3051470.000	-112431.125	1715.585	-13.875	0.063	-0.000	0.00	188.000	594.943

**Tabla A.11 Polinomios Característicos Nivel VS Volumen (Peñitas)**

Coeficientes	a0	a1	a2	x	f(x)				
a0,a1,...an	8261.796	-219.196	1.569	94.000	1518.568				
Coeficientes	a0	a1	a2	a3	x	f(x)			
a0,a1,...an	8274.508	-219.620	1.573	-0.000	94.000	1518.569			
Coeficientes	a0	a1	a2	a3	a4	x	f(x)		
a0,a1,...an	-3406817.750	151797.031	-2534.650	18.796	-0.052	94.000	1523.242		
Coeficientes	a0	a1	a2	a3	a4	a5	x	f(x)	
a0,a1,...an	-9504.000	-37318.000	1675.000	28.020	0.208	-0.001	94.000	13939.544	
Coeficientes	a0	a1	a2	a3	a4	a5	a6	x	f(x)
a0,a1,...an	-4841344.000	192656.000	-2141.625	-9.685	0.374	-0.003	0.000	94.000	773.752

**Tabla A.12 Polinomios Característicos Nivel VS Consumo Especifico (Peñitas).**

Coeficientes	a0	a1	a2	x	f(x)				
a0,a1,...an	98.378	-1.664	0.008	94.000	9.498				
Coeficientes	a0	a1	a2	a3	x	f(x)			
a0,a1,...an	293.368	-8.173	0.080	-0.000	94.000	9.500			
Coeficientes	a0	a1	a2	a3	a4	x	f(x)		
a0,a1,...an	293.368	-8.173	0.080	-0.000	0.000	94.000	9.500		
Coeficientes	a0	a1	a2	a3	a4	a5	x	f(x)	
a0,a1,...an	-3446.250	208.109	-4.917	0.058	-0.000	0.000	94.000	113.404	
Coeficientes	a0	a1	a2	a3	a4	a5	a6	x	f(x)
a0,a1,...an	20924.000	-894.500	11.129	0.036	-0.002	0.000	-0.000	94.000	-101.835

**Tabla A.13 Polinomios Característico Nivel VS Potencia.**

Coeficientes	a0	a1	a2	x	f(x)				
a0,a1,...an	420.000	0.000	-0.000	94.000	420.000				
Coeficientes	a0	a1	a2	a3	x	f(x)			
a0,a1,...an	420.000	0.000	0.000	-0.000	94.000	420.000			
Coeficientes	a0	a1	a2	a3	a4	x	f(x)		
a0,a1,...an	420.000	-0.031	0.000	0.000	0.000	94.000	418.509		
Coeficientes	a0	a1	a2	a3	a4	a5	x	f(x)	
a0,a1,...an	528.000	-5.000	0.453	-0.001	0.000	-0.000	94.000	3986.897	
Coeficientes	a0	a1	a2	a3	a4	a5	a6	x	f(x)
a0,a1,...an	384.000	-12.000	0.063	0.001	-0.000	0.000	0.000	94.000	-913.359

En base a estos resultados que se obtuvieron al modelar cada embalse podemos ver cada curva con diferente grado de polinomio y se puede emplear según la conveniencia del usuario.

### A.3 Modelado Del Sistema De Múltiples Embalses Del Complejo Hidroeléctrico Grijalva

En problemas de operación de embalses, la dimensión del vector de control o de caudales turbinados es generalmente, la misma que la dimensión del vector de estados. Sin embargo, existen casos de sistemas en el que el número de variables de control puede exceder el número de variables de estado, esto es, varias plantas por cada embalse. El sistema del complejo Grijalva corresponde al primer caso. El sistema de ecuaciones de transición (balance hídrico o ecuación de continuidad) la dinámica del sistema es:

$$V_{t+1}(i) = V_t(i) + A_t(i) - [U_t(i) + S_t(i) + E_t(i)] + W_t(m)$$

$$W_t(m) = \sum_{m \in M_i} [U_t(m) + S_t(m) - E_t(m)] \quad (\text{A.1})$$

$$V_{t+1}(i) = V_t(i) + A_t(i) - [U_t(i) + S_t(i) + E_t(i)] + \sum_{m \in M_i} [U_t(m) + S_t(m) - E_t(m)]$$

Para  $i \dots \dots \dots I$

Donde:

$I$  Conjunto de plantas  $i$

$M$  Conjunto de plantas  $m$  localizadas inmediatamente aguas arriba de la planta  $i$

$m \in M$  Embalse  $m$  perteneciente al conjunto de embalses  $M$  del sistema

$V_{t+1}(i)$  Volumen al final de la etapa  $t$  del embalse  $i$  o inicio de la siguiente etapa  $t+1$

$V_t(i)$  Volumen al inicio de la etapa  $t$  del embalse  $i$

$A_t(i)$  Volumen de las aportaciones hidrológicas en la etapa  $t$  del embalse  $i$

$U_t(i)$  Volumen de salida (turbinado, agua que va del embalse a la turbina), en la etapa  $t$  del embalse  $i$ .

$S_t(i)$  Volumen vertido en la etapa  $t$  del embalse  $i$

$E_t(i)$  Volúmenes de pérdida de evaporación y filtraciones en la etapa  $t$  del embalse  $i$

$U_t(m)$  Volúmenes de salida (turbinado), en la etapa  $t$  pero en el embalse  $m$  (aguas arriba)

$S_t(m)$  Volumen vertido en la etapa  $t$  por el embalse  $m$  (aguas arriba)

$E_t(m)$  Es el volumen perdido por evaporaciones, en la etapa  $t$  al embalse  $i$



**Figura A.6 Estructura del Sistema Hidroeléctrico del Complejo Hidroeléctrico del Río Grijalva**

La ecuación matricial que describe la dinámica del sistema es:

$$\begin{bmatrix} V_{(2,t+1)} \\ V_{(3,t+1)} \\ V_{(4,t+1)} \\ V_{(5,t+1)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_{(1,t)} \\ V_{(1,t)} \\ V_{(1,t)} \\ V_{(1,t)} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} -1 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & -1 & 0 & 0 \\ 0 & -1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & -1 \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} U_{(1,t)} \\ U_{(2,t)} \\ U_{(3,t)} \\ U_{(4,t)} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} A_{(1,t)} \\ A_{(2,t)} \\ A_{(3,t)} \\ A_{(4,t)} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} E_{(1,t)} \\ E_{(2,t)} \\ E_{(3,t)} \\ E_{(4,t)} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} -1 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & -1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & -1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & -1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} S_{(1,t)} \\ S_{(1,t)} \\ S_{(1,t)} \\ S_{(1,t)} \end{bmatrix} \tag{A.2}$$

En forma matricial el sistema de ecuaciones queda:

$$V_{(t+1)} = V_{(t)} - [B]*U_{(t)} + A_t(i) + E_t(i) + [B]*S_t(i) \tag{A.3}$$

B es la matriz de configuración de la red del sistema hidráulico.

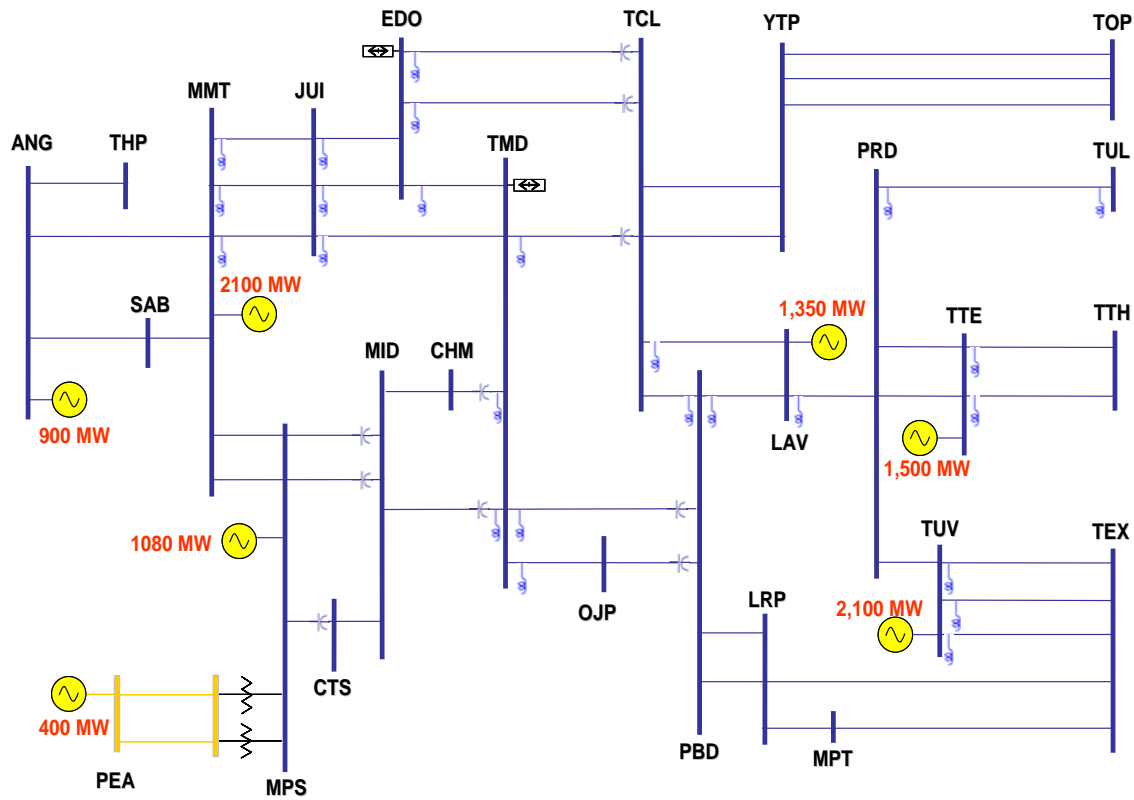


Figura A.7 Configuración de la Red Área Oriental (Complejo Grijalva)

## A.4 Datos Característicos e Históricos de Aportaciones de c/u de los Embalses

Tabla A.14 Aportaciones 1952-1997 Planta Angostura

planta	año	EN	FE	MA	AB	MA	JU	JL	AG	SE	OC	NO	DI
Angostura	1952	288	210	183	162	261	970	1251	1818	1765	2460	993	580
Angostura	1953	360	211	201	163	222	652	1215	869	1937	2335	795	410
Angostura	1954	307	203	183	180	425	1359	1821	1237	2317	2035	807	411
Angostura	1955	297	239	210	177	200	321	2103	1890	2536	3096	1495	672
Angostura	1956	438	290	244	210	359	1585	1168	868	2682	2124	725	480
Angostura	1957	358	268	296	280	272	540	862	1110	2068	1092	460	402
Angostura	1958	317	230	223	184	200	870	1703	1730	2093	1934	953	621
Angostura	1959	416	291	270	235	248	836	804	1407	1080	1997	880	487
Angostura	1960	342	258	225	207	248	1240	1621	2043	2870	2240	1312	631
Angostura	1961	440	338	302	263	273	728	947	963	1213	1143	1190	526
Angostura	1962	358	247	210	229	216	664	1078	1291	3037	2155	791	462
Angostura	1963	335	248	234	200	223	430	1429	1268	2469	1926	884	537
Angostura	1964	367	271	221	182	218	771	1867	1205	2239	1847	594	439
Angostura	1965	238	237	215	178	204	757	1046	1607	1958	3170	1011	527
Angostura	1966	391	266	244	248	283	1081	1840	1406	2552	2667	1014	554
Angostura	1967	402	287	244	233	205	495	594	1031	1029	1795	662	403
Angostura	1968	302	225	198	172	276	876	1180	594	2169	2193	796	479
Angostura	1969	330	224	205	189	254	614	1404	3257	4527	2591	1087	618
Angostura	1970	416	295	257	201	213	456	1645	2175	3173	1914	1041	602
Angostura	1971	418	285	245	210	234	409	617	1851	2179	2275	797	485
Angostura	1972	357	260	225	193	267	816	922	1112	1080	892	505	356
Angostura	1973	265	195	177	156	172	635	779	2669	2676	3061	1084	659
Angostura	1974	433	284	268	211	257	445	730	463	1412	1007	338	247
Angostura	1975	161	109	90	58	130	319	540	958	2144	2081	961	442
Angostura	1976	334	267	268	253	309	1050	1500	633	1016	1333	558	490
Angostura	1977	168	170	283	93	331	663	530	1101	1505	798	454	411
Angostura	1978	261	207	205	213	492	719	1423	1369	2571	1575	581	409
Angostura	1979	304	224	291	292	349	835	1225	1580	3595	1670	695	467
Angostura	1980	472	276	274	303	323	579	740	1256	2842	1849	583	403
Angostura	1981	313	198	232	241	292	1410	2098	2388	3198	2814	909	577
Angostura	1982	250	263	229	215	541	1485	961	944	2075	2362	681	434
Angostura	1983	286	295	292	220	201	713	1137	1330	2929	1079	630	407
Angostura	1984	259	196	243	189	635	1564	1966	2559	3972	1902	632	477
Angostura	1985	323	239	255	176	374	795	1138	2026	2006	1434	775	333
Angostura	1986	337	189	169	244	345	822	1074	1154	1226	792	430	294
Angostura	1987	254	181	90	95	278	631	1313	1280	1898	884	325	240
Angostura	1988	177	218	97	199	202	926	1412	2585	2860	1905	632	305
Angostura	1989	218	204	181	206	265	818	693	1644	3059	2989	771	327
Angostura	1990	283	150	195	212	278	680	1107	724	1838	1191	568	455
Angostura	1991	367	198	196	144	220	683	656	543	1115	1560	489	412
Angostura	1992	203	149	168	156	164	836	916	1243	2005	1398	550	309
Angostura	1993	263	133	160	128	203	713	1133	1677	2361	1692	703	341
Angostura	1994	204	172	223	132	214	391	309	816	994	1146	326	117
Angostura	1995	144	98	141	174	299	1208	1463	2254	4013	1608	699	401
Angostura	1996	278	198	208	154	413	1474	1565	2039	1970	2040	680	323
Angostura	1997	254	223	229	175	240	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1

**Tabla A.15 Características de la Planta Angostura (1)**

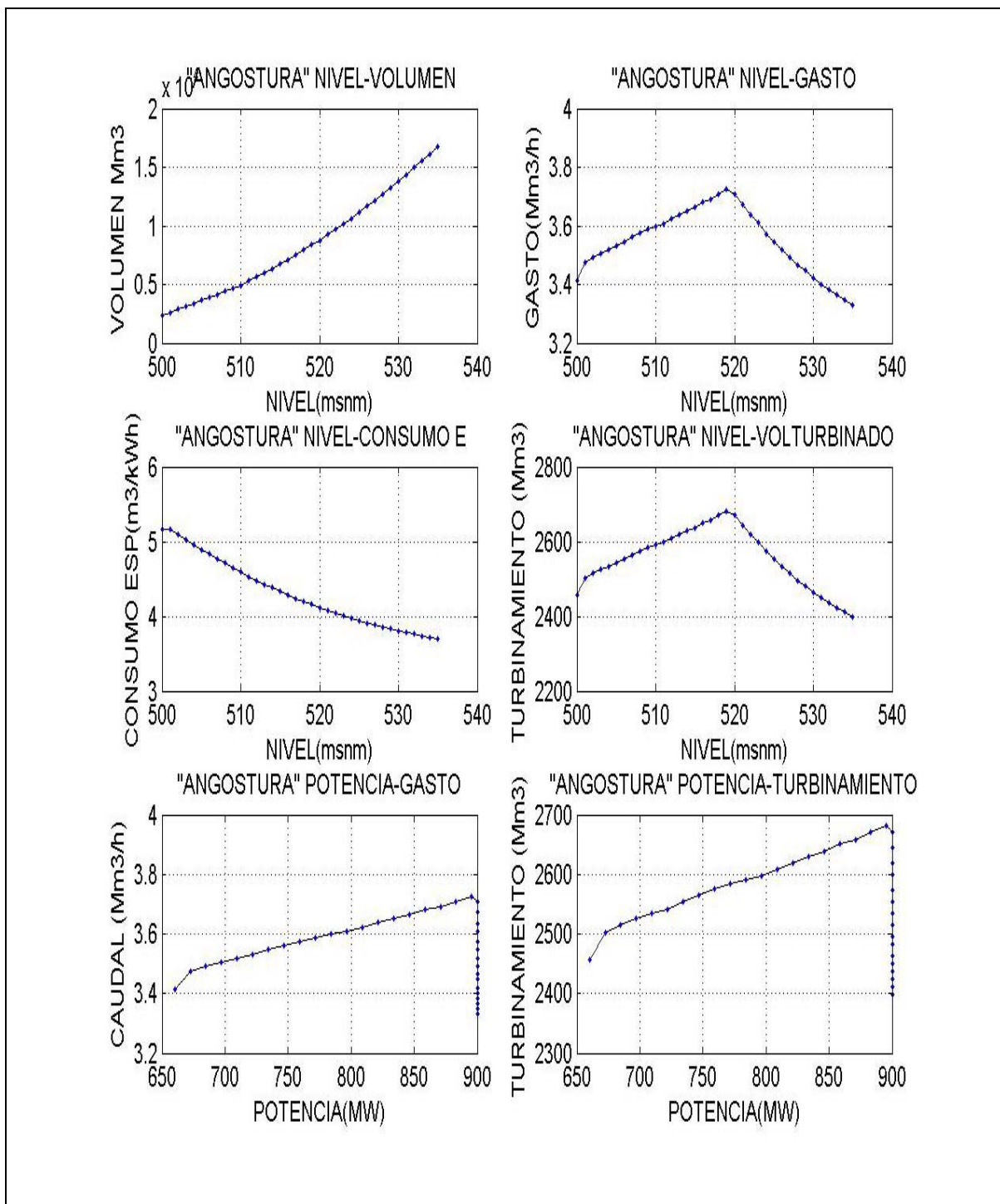
Central	Nivel (MSNM)	Volumen (Mm3)	Consumo E (m3/ kWh)	Potencia (MW)	Caudal Q=(Mm3/H)	Turbinamiento U=Mm3	FACTOR. P FC=(kWh/m3)
Angostura	500	2379.53	5.17	660	3.412	2456.784	0.193
Angostura	501	2633.45	5.17	672.4	3.476	2502.942	0.193
Angostura	502	2887.37	5.1	684.8	3.492	2514.586	0.196
Angostura	503	3141.29	5.03	697.2	3.507	2524.980	0.199
Angostura	504	3395.21	4.96	709.6	3.520	2534.124	0.202
Angostura	505	3649.13	4.89	722	3.531	2542.018	0.204
Angostura	506	3903.05	4.83	734.4	3.547	2553.949	0.207
Angostura	507	4156.97	4.77	746.8	3.562	2564.810	0.210
Angostura	508	4410.89	4.71	759.2	3.576	2574.599	0.212
Angostura	509	4664.81	4.65	771.6	3.588	2583.317	0.215
Angostura	510	4918.73	4.59	784	3.599	2590.963	0.218
Angostura	511	5275.73	4.53	796.4	3.608	2597.538	0.221
Angostura	512	5632.73	4.48	808.8	3.623	2608.865	0.223
Angostura	513	5989.73	4.43	821.2	3.638	2619.300	0.226
Angostura	514	6346.73	4.38	833.6	3.651	2628.841	0.228
Angostura	515	6703.73	4.33	846	3.663	2637.490	0.231
Angostura	516	7117.39	4.29	858.4	3.683	2651.426	0.233
Angostura	517	7531.05	4.24	870.8	3.692	2658.378	0.236
Angostura	518	7944.71	4.2	883.2	3.709	2670.797	0.238
Angostura	519	8358.37	4.16	895.6	3.726	2682.501	0.240
Angostura	520	8772.03	4.12	900	3.708	2669.760	0.243
Angostura	521	9242.34	4.08	900	3.672	2643.840	0.245
Angostura	522	9712.64	4.04	900	3.636	2617.920	0.248
Angostura	523	10182.94	4.01	900	3.609	2598.480	0.249
Angostura	524	10653.25	3.97	900	3.573	2572.560	0.252
Angostura	525	11123.56	3.94	900	3.546	2553.120	0.254
Angostura	526	11652.2	3.91	900	3.519	2533.680	0.256
Angostura	527	12180.83	3.88	900	3.492	2514.240	0.258
Angostura	528	12709.48	3.85	900	3.465	2494.800	0.260
Angostura	529	13238.12	3.83	900	3.447	2481.840	0.261
Angostura	530	13766.76	3.8	900	3.420	2462.400	0.263
Angostura	531	14360.89	3.78	900	3.402	2449.440	0.265
Angostura	532	14955.03	3.76	900	3.384	2436.480	0.266
Angostura	533	15549.16	3.74	900	3.366	2423.520	0.267
Angostura	534	16143.3	3.72	900	3.348	2410.560	0.269
Angostura	535	16737.43	3.7	900	3.330	2397.600	0.270

**Tabla A.16 Datos Característicos Planta Angostura (2)**

Clave planta	Potencia Efectiva	Productividad	Perdidas Hidrológicas	Nivel desfogue	Dist.Carga
Angostura	180	0	85	534	0,1904

**Tabla A.17 Datos Característicos Planta Angostura (3)**

Num.Unidad	Vol.Max.Alm	Vol.Min.Alm	TurbMax
5	16737.43	2379.53	2680



**Figura A.8 Curvas Características de la Central Angostura.**



Tabla A.18 Aportaciones 1952-1997 Planta Chicoasen

planta	año	EN	FE	MA	AB	MA	JU	JL	AG	SE	OC	NO	DI
Chicoasen	1952	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	60	47	37	38	55
Chicoasen	1953	210	291	477	455	730	217	110	70	47	42	39	48
Chicoasen	1954	136	283	211	523	675	168	88	56	45	41	39	80
Chicoasen	1955	323	471	283	671	560	171	112	58	49	50	27	42
Chicoasen	1956	62	583	500	762	524	367	133	83	60	46	43	69
Chicoasen	1957	393	272	192	830	608	145	90	64	55	54	52	56
Chicoasen	1958	108	183	248	570	248	88	71	63	48	45	38	41
Chicoasen	1959	187	437	441	576	514	205	119	76	54	54	44	44
Chicoasen	1960	172	168	343	240	541	188	93	60	44	44	43	45
Chicoasen	1961	289	409	557	910	633	308	122	80	63	53	47	33
Chicoasen	1962	172	239	277	374	326	635	97	73	53	54	32	45
Chicoasen	1963	307	396	442	1264	714	156	86	69	47	31	12	17
Chicoasen	1964	34	279	225	1083	435	165	87	86	55	47	32	39
Chicoasen	1965	147	633	355	501	371	123	119	89	62	55	39	53
Chicoasen	1966	241	278	335	235	535	153	103	79	60	47	47	53
Chicoasen	1967	154	375	279	659	459	81	49	47	38	34	32	19
Chicoasen	1968	139	110	83	287	478	124	80	67	49	34	28	61
Chicoasen	1969	250	344	186	442	272	159	72	69	50	38	33	17
Chicoasen	1970	101	399	654	848	501	247	117	75	50	35	22	27
Chicoasen	1971	141	373	541	1139	740	85	25	46	41	51	37	31
Chicoasen	1972	95	127	258	565	329	116	72	51	44	26	26	37
Chicoasen	1973	173	261	149	123	79	38	29	29	21	21	23	23
Chicoasen	1974	128	160	737	1111	1009	196	99	55	61	65	46	80
Chicoasen	1975	147	309	147	484	220	100	88	63	46	45	47	55
Chicoasen	1976	114	167	208	418	161	96	79	45	48	21	17	39
Chicoasen	1977	122	312	117	248	248	137	98	60	78	31	59	76
Chicoasen	1978	90	142	291	331	270	157	157	87	90	43	33	45
Chicoasen	1979	195	457	334	516	352	211	118	48	37	54	68	60
Chicoasen	1980	64	93	422	749	249	189	105	60	65	44	45	84
Chicoasen	1981	90	193	346	614	376	165	50	54	37	37	29	60
Chicoasen	1982	246	504	587	633	521	159	102	89	74	39	61	81
Chicoasen	1983	248	261	178	350	509	104	114	43	61	96	28	24
Chicoasen	1984	113	218	255	800	169	98	80	33	41	34	28	87
Chicoasen	1985	280	313	466	826	180	73	62	3	20	18	2	23
Chicoasen	1986	150	265	435	290	147	121	87	66	36	39	36	123
Chicoasen	1987	168	270	235	220	179	98	27	20	3	43	36	23
Chicoasen	1988	63	213	124	311	118	47	23	27	43	33	36	13
Chicoasen	1989	209	337	475	598	298	93	69	24	19	14	14	4
Chicoasen	1990	95	106	325	875	385	136	102	44	37	36	20	58
Chicoasen	1991	157	290	203	293	130	66	79	46	32	41	13	46
Chicoasen	1992	188	197	107	160	222	60	73	53	56	30	27	45
Chicoasen	1993	226	365	300	394	298	111	88	60	38	19	37	25
Chicoasen	1994	157	260	434	389	241	103	96	49	34	48	50	36
Chicoasen	1995	124	146	194	124	94	53	43	32	31	18	28	62
Chicoasen	1996	144	263	654	584	396	135	93	51	39	48	43	60
Chicoasen	1997	316	360	453	476	275	112	86	62	38	36	25	56

**Tabla A.19 Características Planta Chicoasen (1)**

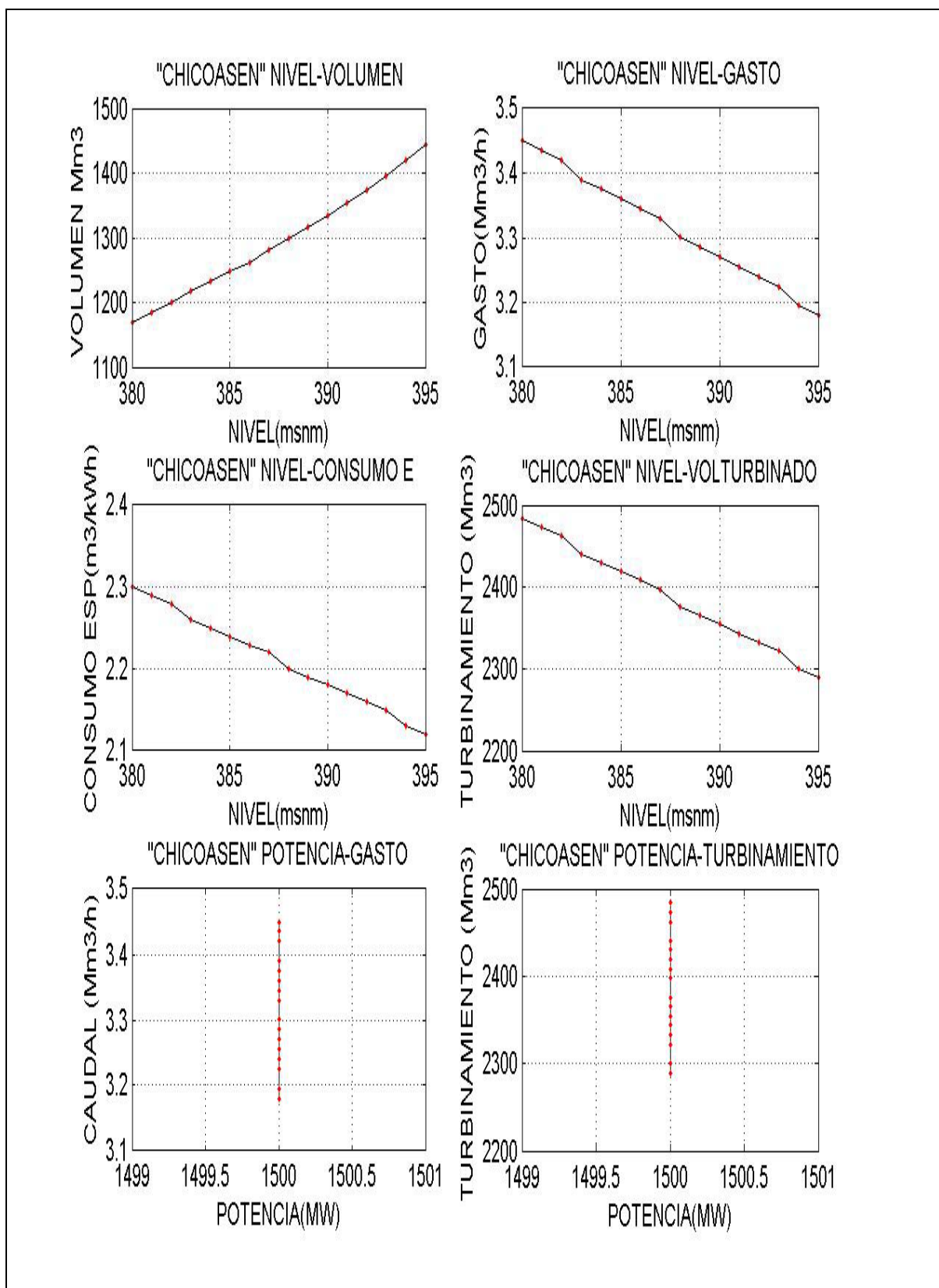
Central	Nivel (MSNM)	Volumen (Mm3)	ConsumoE (m3/kWh)	Potencia (MW)	Q=(Mm3/H)	U=Mm3	FC=(kWh/m3)
Chicoasen	380	1169.19	2.3	1500	3.450	2484.000	0.435
Chicoasen	381	1185.01	2.29	1500	3.435	2473.200	0.437
Chicoasen	382	1200.83	2.28	1500	3.420	2462.400	0.439
Chicoasen	383	1216.64	2.26	1500	3.390	2440.800	0.442
Chicoasen	384	1232.46	2.25	1500	3.375	2430.000	0.444
Chicoasen	385	1248.28	2.24	1500	3.360	2419.200	0.446
Chicoasen	386	1261.31	2.23	1500	3.345	2408.400	0.448
Chicoasen	387	1282.34	2.22	1500	3.330	2397.600	0.450
Chicoasen	388	1299.36	2.2	1500	3.300	2376.000	0.455
Chicoasen	389	1316.39	2.19	1500	3.285	2365.200	0.457
Chicoasen	390	1333.42	2.18	1500	3.270	2354.400	0.459
Chicoasen	391	1353.31	2.17	1500	3.255	2343.600	0.461
Chicoasen	392	1373.21	2.16	1500	3.240	2332.800	0.463
Chicoasen	393	1396.5	2.15	1500	3.225	2322.000	0.465
Chicoasen	394	1419.8	2.13	1500	3.195	2300.400	0.469
Chicoasen	395	1443.09	2.12	1500	3.180	2289.600	0.472

**Tabla A.20 Datos Características Planta Chicoasen (2)**

ClavePlanta	PotEfectiva	Productividad	PerdidasHidro	NivelDesfogue	DistCarga
Chicoasen	300	0	10.3	394	0.4096

**Tabla A.21 Datos Características Planta Chicoasen (3)**

NumUnidad	VolMaxAlm	VolMinAlm	TurbMax
5	1443.09	1169.19	2484



**Figura A.9 Curvas Características de la Central Chicoasen.**

Tabla A.22 Aportaciones 1952-1997 Planta Malpaso

planta	año	EN	FE	MA	AB	MA	JU	JL	AG	SE	OC	NO	DI
Malpaso	1952	-1	-1	-1	-1	-1	280	210	180	211	343	1006	1004
Malpaso	1953	1044	2010	3248	286	579	153	196	159	90	130	338	458
Malpaso	1954	308	882	1312	715	641	464	411	635	257	379	1379	1983
Malpaso	1955	624	2702	2375	511	372	153	406	193	102	59	217	2246
Malpaso	1956	1152	3259	3702	721	767	128	100	192	52	720	2214	813
Malpaso	1957	582	2748	1092	774	512	340	93	19	18	16	202	215
Malpaso	1958	165	1247	322	251	650	260	56	86	21	34	831	928
Malpaso	1959	264	1501	1176	682	951	620	74	270	661	102	462	69
Malpaso	1960	76	418	1532	1606	503	351	126	132	116	77	64	318
Malpaso	1961	249	277	310	360	277	541	230	275	83	248	266	278
Malpaso	1962	610	388	1251	1129	162	380	120	124	340	98	179	426
Malpaso	1963	462	3098	483	234	99	310	345	385	122	109	82	1008
Malpaso	1964	645	1634	1160	688	521	481	194	209	271	173	799	1209
Malpaso	1965	504	1055	870	389	1057	372	520	289	142	182	242	453
Malpaso	1966	544	696	1698	723	755	477	287	321	152	181	449	181
Malpaso	1967	86	305	811	564	356	450	229	278	85	82	382	308
Malpaso	1968	354	600	769	385	506	960	261	139	89	81	727	433
Malpaso	1969	289	592	544	360	368	282	159	122	125	190	76	598
Malpaso	1970	935	792	864	767	508	409	370	264	289	380	404	825
Malpaso	1971	1115	2167	1314	737	429	323	257	338	299	268	341	467
Malpaso	1972	598	915	791	575	336	387	189	183	278	235	515	438
Malpaso	1973	483	410	398	311	479	183	200	112	36	188	256	218
Malpaso	1974	751	399	644	533	331	273	276	193	303	186	231	559
Malpaso	1975	276	716	897	454	297	268	156	120	101	146	134	151
Malpaso	1976	299	789	1104	304	75	526	296	191	188	62	80	402
Malpaso	1977	197	377	479	527	551	175	257	227	80	114	181	163
Malpaso	1978	249	118	249	462	326	231	139	184	83	72	209	589
Malpaso	1979	241	591	606	409	660	552	471	440	439	557	852	711
Malpaso	1980	1044	1758	447	428	804	229	402	280	61	179	535	535
Malpaso	1981	455	1903	728	629	376	145	460	95	71	147	735	1254
Malpaso	1982	1071	892	788	457	177	118	208	60	123	205	397	182
Malpaso	1983	133	805	539	477	344	364	104	44	52	56	132	365
Malpaso	1984	401	1317	539	310	305	364	242	175	132	336	607	744
Malpaso	1985	765	1535	495	178	361	363	334	260	218	136	357	403
Malpaso	1986	686	669	463	109	391	548	153	119	136	703	476	418
Malpaso	1987	370	425	316	299	199	40	71	97	66	62	366	355
Malpaso	1988	374	816	494	215	86	367	299	157	136	95	388	494
Malpaso	1989	890	1226	1414	509	455	261	301	169	173	166	182	277
Malpaso	1990	442	1994	1352	391	555	279	182	270	185	173	322	462
Malpaso	1991	248	579	601	616	837	254	492	109	80	93	312	208
Malpaso	1992	208	411	846	567	474	460	258	157	89	105	491	485
Malpaso	1993	490	706	566	336	223	184	171	128	106	69	609	554
Malpaso	1994	908	933	1035	502	282	443	301	254	201	143	146	237
Malpaso	1995	326	361	496	126	100	231	262	98	92	68	442	599
Malpaso	1996	1115	1346	1002	340	392	393	204	161	276	338	562	681
Malpaso	1997	817	715	869	600	311	166	344	151	156	172	-1	-1

Ç

Tabla A.23 Características Planta Malpaso (1)

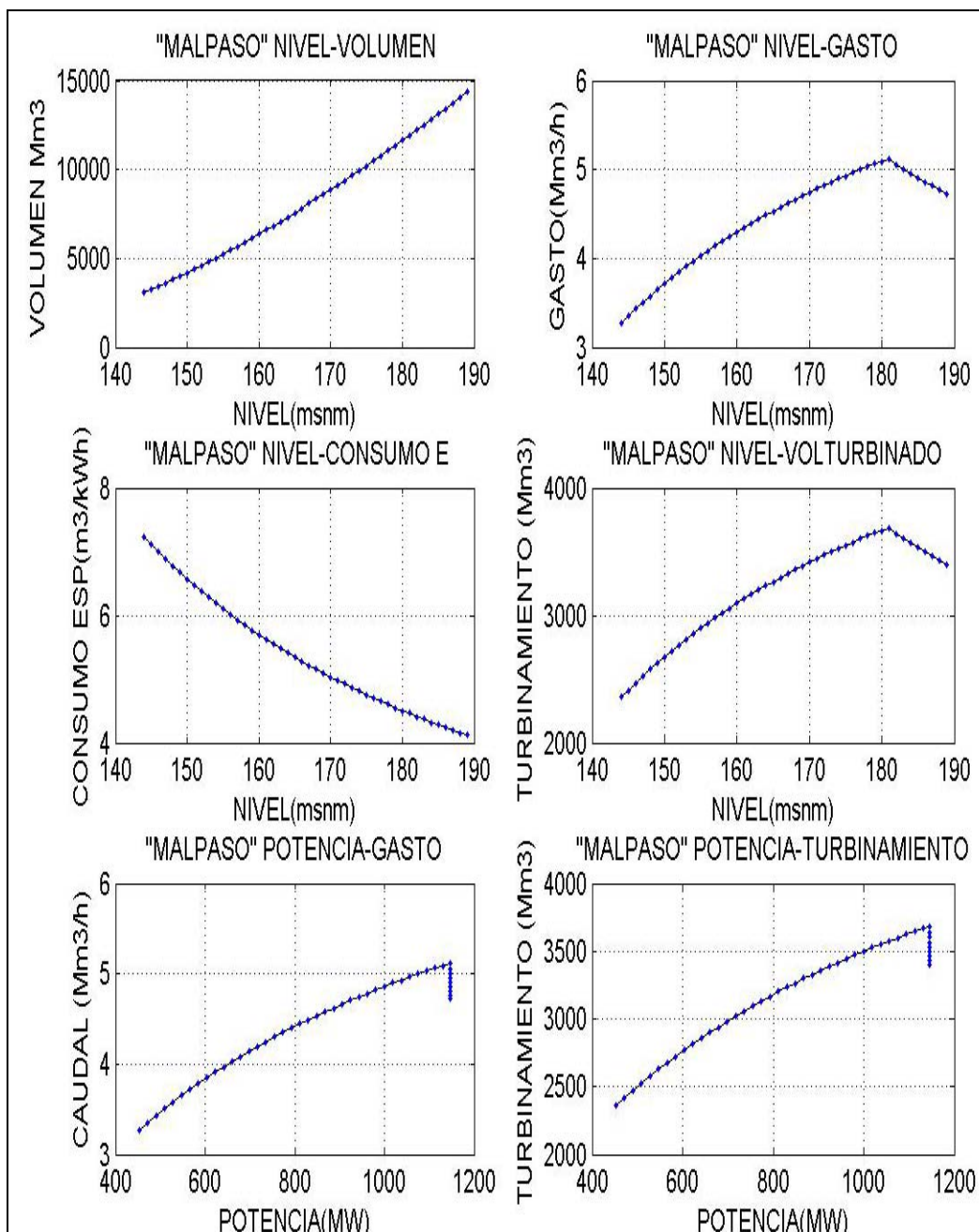
Central	Nivel (MSNM)	Volumen (Mm3)	ConsumoE (m3/kWh)	Potencia (MW)	Caudal Q=(Mm3/H)	Turbinamiento U=Mm3	Factor de P. FC=(kWh/m3)
Malpaso	144	3055.71	7.23	452.9	3.274	2357.616	0.138
Malpaso	145	3218.89	7.11	471	3.349	2411.143	0.141
Malpaso	146	3411.1	6.99	490.6	3.429	2469.092	0.143
Malpaso	147	3603.31	6.88	509.45	3.505	2523.612	0.145
Malpaso	148	3795.52	6.77	528.3	3.577	2575.146	0.148
Malpaso	149	3987.73	6.67	547.15	3.649	2627.633	0.150
Malpaso	150	4179.94	6.57	566	3.719	2677.406	0.152
Malpaso	151	4389.1	6.47	584	3.778	2720.506	0.155
Malpaso	152	4598.25	6.37	603.7	3.846	2768.810	0.157
Malpaso	153	4807.41	6.28	622.55	3.910	2814.922	0.159
Malpaso	154	5016.56	6.19	641.4	3.970	2858.592	0.162
Malpaso	155	5225.72	6.1	660.25	4.028	2899.818	0.164
Malpaso	156	5451.68	6.01	679.1	4.081	2938.602	0.166
Malpaso	157	5677.65	5.93	697.95	4.139	2979.967	0.169
Malpaso	158	5903.61	5.85	716.8	4.193	3019.162	0.171
Malpaso	159	6129.58	5.77	735.65	4.245	3056.184	0.173
Malpaso	160	6355.54	5.7	754.5	4.301	3096.468	0.175
Malpaso	161	6597.42	5.62	773.35	4.346	3129.283	0.178
Malpaso	162	6839.29	5.55	792.2	4.397	3165.631	0.180
Malpaso	163	7081.17	5.48	811.05	4.445	3200.079	0.182
Malpaso	164	7323.04	5.41	829.9	4.490	3232.626	0.185
Malpaso	165	7564.92	5.34	848.75	4.532	3263.274	0.187
Malpaso	166	7821.86	5.28	867.6	4.581	3298.268	0.189
Malpaso	167	8078.8	5.21	886.45	4.618	3325.251	0.192
Malpaso	168	8335.75	5.15	905.3	4.662	3356.852	0.194
Malpaso	169	8592.69	5.09	924.15	4.704	3386.825	0.196
Malpaso	170	8849.63	5.03	943	4.743	3415.169	0.199
Malpaso	171	9120.78	4.97	961.85	4.780	3441.884	0.201
Malpaso	172	9391.94	4.92	980.7	4.825	3474.032	0.203
Malpaso	173	9663.09	4.86	999.55	4.858	3497.625	0.206
Malpaso	174	9930.25	4.81	1018.4	4.899	3526.923	0.208
Malpaso	175	10205.4	4.75	1037.25	4.927	3547.395	0.211
Malpaso	176	10489.74	4.7	1056.1	4.964	3573.842	0.213
Malpaso	177	10774.08	4.65	1074.95	4.999	3598.933	0.215
Malpaso	178	11058.42	4.6	1093.8	5.031	3622.666	0.217
Malpaso	179	11342.76	4.55	1112.65	5.063	3645.041	0.220
Malpaso	180	11627.1	4.5	1131.5	5.092	3666.060	0.222
Malpaso	181	11925.5	4.46	1146	5.111	3680.035	0.224
Malpaso	182	12223.9	4.41	1146	5.054	3638.779	0.227
Malpaso	183	12522.3	4.37	1146	5.008	3605.774	0.229
Malpaso	184	12820.7	4.32	1146	4.951	3564.518	0.231
Malpaso	185	13119.1	4.28	1146	4.905	3531.514	0.234
Malpaso	186	13431.5	4.24	1146	4.859	3498.509	0.236
Malpaso	187	13743.9	4.2	1146	4.813	3465.504	0.238
Malpaso	188	14056.3	4.16	1146	4.767	3432.499	0.240
Malpaso	189	14368.7	4.12	1146	4.722	3399.494	0.243

**Tabla A.24 Datos Características Planta Malpaso (2)**

Clave Planta	Pot.Efectiva	Productividad	Perdidas.Hidro	Nivel Desfogue	Dist.Carga
Malpaso	191	0	55	188	0.2711

**Tabla A.25 Datos Características Planta Malpaso (3)**

Num.Unidad	Vol.Max.Alm	Vol.Min.Alm	Turb.Max
6	14681.1	3055.71	3680



**Figura A.10 Curvas Características de la Central Malpaso**

Tabla A.26 Aportaciones 1952-1997 Planta Peñitas

planta	año	EN	FE	MA	AB	MA	JU	JL	AG	SE	OC	NO	DI
Peñitas	1952	-1	-1	-1	-1	244	147	100	109	90	140	380	371
Peñitas	1953	523	1610	351	358	227	143	101	77	55	72	292	155
Peñitas	1954	413	1080	393	321	321	208	215	127	121	195	639	239
Peñitas	1955	703	1242	349	253	197	219	113	81	41	38	737	393
Peñitas	1956	811	1831	606	443	252	142	120	81	157	268	337	182
Peñitas	1957	774	1156	386	305	296	132	92	75	47	54	188	169
Peñitas	1958	480	416	188	317	249	105	88	64	37	121	459	270
Peñitas	1959	515	906	431	477	432	132	148	250	54	94	155	203
Peñitas	1960	215	1018	627	305	293	135	100	97	50	102	351	316
Peñitas	1961	501	404	465	291	412	199	157	104	76	74	219	206
Peñitas	1962	243	680	693	222	315	132	97	160	49	73	284	244
Peñitas	1963	667	838	277	182	277	202	162	89	47	38	406	238
Peñitas	1964	641	880	408	323	371	167	119	123	58	110	557	229
Peñitas	1965	469	772	260	456	311	258	140	95	60	79	268	276
Peñitas	1966	345	1336	442	385	364	194	153	118	70	101	359	195
Peñitas	1967	422	984	381	268	351	177	139	95	43	61	152	161
Peñitas	1968	230	761	269	277	518	171	93	78	58	81	294	118
Peñitas	1969	284	752	302	257	285	139	91	94	65	59	360	533
Peñitas	1970	740	989	483	348	352	227	139	154	87	60	427	399
Peñitas	1971	777	992	428	296	307	180	159	147	82	51	182	298
Peñitas	1972	439	849	342	250	310	158	109	134	75	90	243	192
Peñitas	1973	194	342	196	242	227	251	153	125	48	281	306	908
Peñitas	1974	1381	2925	2079	446	226	374	203	461	133	286	336	206
Peñitas	1975	801	770	399	299	298	184	143	184	157	127	138	183
Peñitas	1976	670	862	744	248	568	306	153	191	116	199	232	295
Peñitas	1977	382	601	550	597	151	275	223	105	130	265	342	396
Peñitas	1978	294	361	540	456	297	221	202	97	189	453	525	291
Peñitas	1979	479	720	177	305	59	223	162	143	101	66	58	315
Peñitas	1980	921	584	619	994	176	444	339	275	265	625	360	407
Peñitas	1981	752	869	850	356	235	754	427	230	218	443	574	651
Peñitas	1982	694	851	509	346	458	323	389	283	337	322	663	731
Peñitas	1983	1374	488	368	407	262	124	191	185	369	144	198	192
Peñitas	1984	131	887	319	483	359	288	260	548	205	335	131	480
Peñitas	1985	794	870	296	378	518	171	93	78	58	81	294	118
Peñitas	1986	384	752	302	257	351	177	139	95	43	61	152	161
Peñitas	1987	230	761	269	277	286	177	201	76	89	228	401	315
Peñitas	1988	630	557	270	281	449	333	128	78	101	127	181	444
Peñitas	1989	203	785	395	249	185	276	111	64	37	117	112	96
Peñitas	1990	868	692	336	531	262	197	151	43	37	38	121	71
Peñitas	1991	442	697	534	645	293	570	88	45	37	28	50	122
Peñitas	1992	350	536	639	418	468	162	114	47	0	107	89	200
Peñitas	1993	510	540	470	157	142	149	71	42	26	311	87	306
Peñitas	1994	236	863	320	223	435	245	134	96	24	6	34	214
Peñitas	1995	387	534	112	148	314	216	142	156	48	275	285	256
Peñitas	1996	521	447	235	270	202	69	42	113	12	44	209	237
Peñitas	1997	365	542	421	336	138	405	104	74	37	-1	-1	-1

**Tabla A.27 Características Planta Peñitas (1)**

Central	Nivel (MSNM)	Volumen (Mm3)	ConsumoE (m3/kWh)	Potencia (MW)	Caudal. Q=(Mm3/H)	Turbinamiento U=Mm3	Factor de P. FC=(kWh/m3)
Peñitas	85	960.99	12.17	420	5.111	3680.208	0.082
Peñitas	86	1015.19	11.8	420	4.956	3568.320	0.085
Peñitas	87	1069.39	11.45	420	4.809	3462.480	0.087
Peñitas	88	1123.59	11.13	420	4.675	3365.712	0.090
Peñitas	89	1177.79	10.82	420	4.544	3271.968	0.092
Peñitas	90	1231.99	10.53	420	4.423	3184.272	0.095
Peñitas	91	1304.14	10.25	420	4.305	3099.600	0.098
Peñitas	92	1376.28	9.99	420	4.196	3020.976	0.100
Peñitas	93	1448.43	9.74	420	4.091	2945.376	0.103
Peñitas	94	1520.58	9.5	420	3.990	2872.800	0.105
Peñitas	95	1592.72	9.27	420	3.893	2803.248	0.108

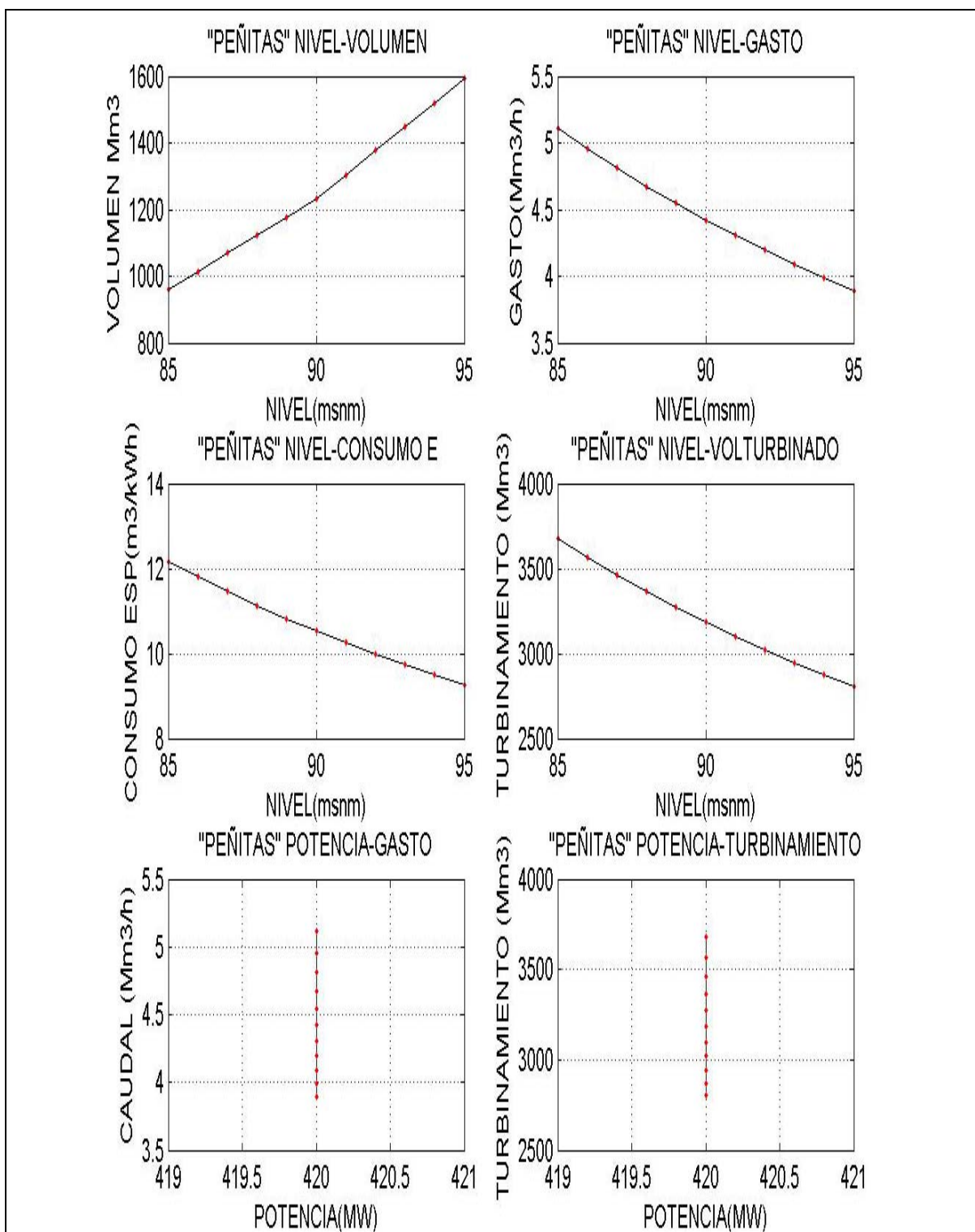
**Tabla A.28 Datos Características Planta Peñitas (2)**

NumUnidad	VolMaxAlm	VolMinAlm	TurbMax
4	1592.72	960.99	3680

**Tabla A.29.- Datos Características Planta Peñitas (3)**

ClavePlanta	PotEfectiva	Productividad	PerdidasHidro	NivelDesfogue	DistCarga
Peñitas	105	0	153	94	0,1289





**Figura A.11 Curvas Características de la Central Peñitas.**

## **APENDICE B            DESCRIPCIÓN DE LOS ELEMENTOS DEL SISTEMA EMPLEADOS EN ESTA TESIS**

A continuación se describen cada uno de los elementos empleados en el desarrollo de esta tesis.

### **B.1    Modelo Equivalente Determinístico**

En la presente tesis se usa el modelado del sistema hidrotérmico por medio de equivalente determinístico en el cual suponemos determinístico algunos elementos del sistema, este método se basa en el principio de equivalencia de ciertos problemas de control estocástico. En el cual consiste en sustituir los componentes aleatorios por sus valores esperados transformándose a un problema lineal determinístico. Los diferentes elementos del sistema se describen a continuación.

#### **Simulación Determinística**

- El modelo de simulación debe tener las siguientes características:
- Ser capaz de determinar los costos de operación esto a partir de las variables de estado y la variable de decisión en el periodo en estudio.
- Debe garantizar una operación óptima, respetando todas las restricciones operativas del sistema en todo instante.
- Debe ser representado por un algoritmo numérico.

La simulación Determinística proporciona un modelo del sistema de generación , en el cual no se incluyen el efecto que podrían tener las posibles salidas forzadas de las unidades , así como las posibles incertidumbres de los pronósticos de demanda y aportes, estos últimos convertirían el problema en una simulación Estocástica.

### **B.2    Descripción del Soporte Termoeléctrico**

En los estudios de la planificación de la generación, las plantas termoeléctricas se representan por medio de un costo unitario de operación el cual representa el costo marginal o incremental de cada unidad. Luego usualmente son agregadas en clase de acuerdo a dicho costo marginal se representa de una manera determinística.

El modelo del soporte termoeléctrico se implemento bajo las siguientes consideraciones:

El soporte termoeléctrico utilizado consta de dos plantas termoeléctricas convencionales, pero cabe mencionar que la herramienta implementada en esta tesis puede haber un n unidades termoeléctricas en forma detallada representado cada una de las plantas con sus restricciones físicas.

Una planta base que suministra los requisitos de energía termoeléctrica, esta planta esta sujeta a los siguientes limites de generación:

$$0 \leq GT \leq GT^{\max} \quad (A.1)$$

Donde:

GT Generación térmica de la planta

$GT^{\max}$  Generación térmica máxima (soporte máximo de generación)

La segunda planta termoeléctrica de racionamiento con una generación de energía mucho mayor con lo que garantizamos el suministro de energía en forma confiable y en forma continua, solamente que en esta planta sus costos de producción son 10 veces mayores a los de la base. Cabe mencionar también que puede haber  $n$  plantas de racionamiento.

Los costos asociados a las plantas termoeléctricas en este sistema de prueba son exclusivamente los costos variables de producción, es decir no se consideran costos de arranque ni costos de operación en vacío (costos fijos)

Debido a que el suministro de la energía termoeléctrica es dada en bloques semanales de energía, las restricciones tales como capacidades de rampa, tiempos mínimos de conexión y desconexión, etc. No inciden de manera directa en el modelo de las plantas termoeléctricas.

### **B.3 Descripción del Soporte Hidroeléctrico**

Este trabajo se concentra principalmente en la representación detallada del sistema hidráulico para resolver el problema de coordinación hidrotérmica representando las características físicas y operativas de los embalses, en especial los embalses del sistema hidroeléctrico del río Grijalva los cuales se representan las características físicas técnicas y operativas de cada uno de estos embalses.

En la herramienta elaborada en esta tesis se puede realizar distintos tipos de configuración del sistema hidráulico como son:

- Plantas hidroeléctricas en forma individual o en forma aislada que alimentan una área.
- Múltiples plantas hidroeléctricas independientes que alimentan una área.
- Múltiples plantas en cascada las cuales la energía utilizada en embalses de nivel superior puede ser utilizada en embalses de nivel aguas abajo considerando la dependencia de embalses.

### **B.4 Representación de Aportes Hidráulicos**

En este trabajo la secuencia de afluencias se trata en forma determinística permitiendo mantener una representación detallada del sistema, suponiendo conocidas las aportaciones hidroeléctricas de cada uno de los embalses de nuestro sistema de análisis teniendo una serie histórica de varios años con las cuales podemos hacer diferentes simulaciones suponiendo que algunas de estas series se pueden repetir en años posteriores para la planeación.

## B.5 Representación de la Demanda

En este trabajo se representa con un modelo determinístico, el cual comprende un bloque de energía constante y demanda máxima para el periodo de análisis. Esta demanda también se puede trabajar con cantidades variables como puede ser una curva horaria de carga o una curva de duración de carga, dado que no se cuentan con datos reales se suponen algunos los mas cercanos a la realidad para simulación y análisis

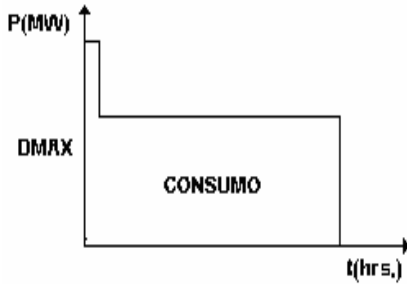


Figura B.1 Representación de la Demanda Máxima de energía

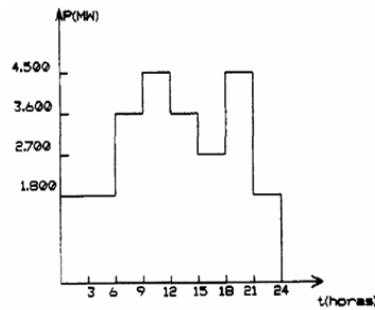


Figura B.2 Curva horaria Carga.

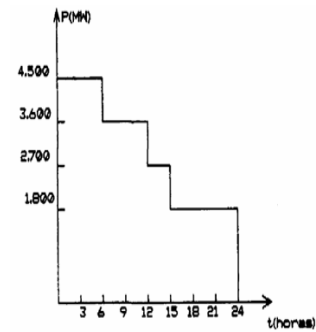


Figura B.3 Curva de Duración Carga.

## B.6 Horizonte de Estudio

La formulación se hace para cada etapa  $t$  del periodo de estudio. El horizonte de estudio se presenta por  $T$ . La duración de cada etapa y del horizonte depende de las características del sistema, dado que el objetivo es la planeación a mediano plazo de un sistema Hidrotérmico el trabajo se presenta el analisis tanto mensual, como semanal. Este analisis se realiza para un año discretizado en 12 y 52 etapas para cada etapa con una duración de 720 y 168 horas respectivamente para cada analisis.

## APENDICE C PROGRAMACIÓN LINEAL

### C.1 INTRODUCCIÓN

Muchas personas clasifican el desarrollo de la programación lineal entre los avances científicos más importantes de mediados del siglo XX, su impacto desde 1950 ha sido extraordinario. En la actualidad es una herramienta de uso normal que ha ahorrado miles o millones de pesos a muchas compañías o negocios, incluyendo empresas medianas en los distintos países industrializados del mundo; su aplicación a otros sectores de la sociedad se está ampliando con rapidez. Una proporción muy grande de los cálculos científicos en computadoras está dedicada al uso de la programación lineal. Cuál es la naturaleza de esta notable herramienta y qué tipos de problemas puede manejar. Expresado brevemente, el tipo más común de aplicación abarca el problema general de asignar recursos limitados entre actividades competitivas de la mejor manera posible (es decir, en forma óptima). Con más precisión, este problema incluye elegir el nivel de ciertas actividades que compiten por recursos escasos necesarios para realizarlas. Después, los niveles de actividad elegidos dictan la cantidad de cada recurso que consumirá cada una de ellas. La variedad de situaciones a las que se puede aplicar esta descripción es sin duda muy grande, y va desde la asignación de instalaciones de producción a los productos, hasta la asignación de los recursos nacionales a las necesidades de un país; desde la selección de una cartera de inversiones, hasta la selección de los patrones de envío; desde la planeación de sistemas de generación de energía eléctrica, hasta el diseño de una terapia de radiación, etc. No obstante, el ingrediente común de todas estas situaciones es la necesidad de asignar recursos a las actividades eligiendo los niveles de las mismas. La programación lineal utiliza un modelo matemático para describir el problema. El adjetivo lineal significa que todas las funciones matemáticas del modelo deben ser funciones lineales. En este caso, la palabra programación no se refiere a programación en computadoras; en esencia es un sinónimo de *planeación*. Así, la programación lineal trata la *planeación de las actividades* para obtener un resultado óptimo, esto es, el resultado que mejor alcance la meta especificada (según el modelo matemático) entre todas las alternativas de solución. Aunque la asignación de recursos a las actividades es la aplicación más frecuente, la programación lineal tiene muchas otras posibilidades. De hecho, cualquier problema cuyo modelo matemático se ajuste al formato general del modelo de programación lineal es un problema de programación lineal. Aún más, se dispone de un procedimiento de solución extraordinariamente eficiente llamado método simplex, para resolver estos problemas, incluso los de gran tamaño. Estas son algunas causas del tremendo auge de la programación lineal en las últimas décadas.

### C.2 Modelo de Programación Lineal [7, 18,21]

Los términos clave son recursos y actividades, en donde  $m$  denota el número de distintos tipos de recursos que se pueden usar y  $n$  denota el número de actividades bajo consideración. Algunos ejemplos de recursos son dinero y tipos especiales de maquinaria, equipo, vehículos y personal. Los ejemplos de actividades incluyen inversión en proyectos específicos, publicidad en un medio determinado y el envío de bienes de cierta fuente a cierto destino. En cualquier aplicación de programación lineal, puede ser que todas las

actividades sean de un tipo general (como cualquiera de los ejemplos), y entonces cada una correspondería en forma individual a las alternativas específicas dentro de esta categoría general.

El tipo más usual de aplicación de programación lineal involucra la asignación de recursos a ciertas actividades. La cantidad disponible de cada recurso está limitada, de forma que deben asignarse con todo cuidado. La determinación de esta asignación incluye elegir los niveles de las actividades que lograrán el mejor valor posible de la medida global de efectividad.

Ciertos símbolos se usan de manera convencional para denotar las distintas componentes de un modelo de programación lineal. Estos símbolos se enumeran a continuación, junto con su interpretación para el problema general de asignación de recursos a actividades.

F.O Valor de la medida global de efectividad.

$x_j$  Nivel de la actividad  $j$  (para  $j = 1, 2, \dots, n$ ).

$c_j$  Incremento en F.O que resulta al aumentar una unidad en el nivel de la actividad  $j$ .

$b_i$  Cantidad de recurso  $i$  disponible para asignar a las actividades (para  $i = 1, 2, \dots, m$ )

$a_{ij}$  Cantidad del recurso  $i$  consumido por cada unidad de la actividad  $j$ .

El modelo establece el problema en términos de tomar decisiones sobre los niveles de las actividades, por lo que  $x_1, x_2, \dots, x_n$  se llaman variables de decisión. Los valores de  $c_j, b_i$  y  $a_{ij}$  (para  $i = 1, 2, \dots, m$  y  $j = 1, 2, \dots, n$ ) son las constantes de entrada al modelo. Las  $c_j, b_i$  y  $a_{ij}$  también se conocen como parámetros del modelo.

### C.3.- Suposiciones del Modelo de Programación Lineal

#### *Proporcionalidad*

La contribución de cada actividad al valor de la función objetivo F.O es proporcional al nivel de actividad  $x_j$ , como lo representa el término  $c_j x_j$  en la función objetivo. De manera similar, la contribución de cada actividad al lado izquierdo de cada restricción funcional es proporcional al nivel de la actividad  $x_j$ , en la forma en que lo representa el término  $a_{ij} x_j$  en la restricción. En consecuencia, esta suposición elimina cualquier exponente diferente al para las variables en cualquier término de las funciones (ya sea la función objetivo o la función en el lado izquierdo de las restricciones funcionales) en un modelo de programación lineal.

#### *Aditividad*

Establece que la entrada y salida de un recurso en particular al conjunto de actividades, deben ser la misma cantidad; o sea, que las actividades transforman los recursos y no los crean o destruyen. Esta suposición garantiza que la contribución total tanto a la función objetivo como a las restricciones, es igual a la suma de las contribuciones individuales. Cuando en un problema dado no se tenga la aditividad puede recurrirse al empleo de otras técnicas de la programación matemática, dependiendo de cada caso en particular.

Cada función en un modelo de programación lineal (ya sea la función objetivo o el lado izquierdo de las restricciones funcionales) es la suma de las contribuciones individuales de las actividades respectivas.

### *Divisibilidad*

Las variables de decisión en un modelo de programación lineal pueden tomar cualquier valor, incluyendo valores no enteros, que satisfagan las restricciones funcionales y de no negatividad. Así, estas variables no están restringidas a sólo valores enteros. Como cada variable de decisión representa el nivel de alguna actividad, se supondrá que las actividades se pueden realizar a niveles fraccionales.

## **C.4 Limitaciones del Modelo de Programación Lineal**

*Modelo Determinístico.* El modelo de PL involucra únicamente tres tipos de parámetros:  $C_j$ ,  $a_{ij}$  y  $b_i$ ; de ahí su sencillez y gran aplicación. Sin embargo, el valor de dichos parámetros debe ser conocido y constante. Cuando el valor de los parámetros tiene un cierto riesgo o incertidumbre, puede utilizarse la programación paramétrica, la programación estocástica, o realizarse un análisis de sensibilidad.

## **C.5 Conceptos Generales del Método Simplex**

Básicamente lo que hace el método simplex es trasladar la definición geométrica del punto extremo a una definición algebraica.

Como paso inicial, el método simplex necesita que cada una de las restricciones este en una forma estándar especial. En las que todas las restricciones se expresan como ecuaciones, mediante la adición de variables de holgura o de exceso, según sea necesario. Este tipo de conversión conduce normalmente a un conjunto de ecuaciones simultáneas donde el número de variables excede al número de ecuaciones, lo que generalmente significa que las ecuaciones dan un número infinito de puntos solución. Los puntos extremos de este espacio pueden identificarse algebraicamente por medio de las soluciones básicas del sistema de ecuaciones simultáneas. De acuerdo con la teoría del algebra lineal, una solución básica se obtiene igualando a cero las variables necesarias con el fin de igualar el número total de variables y el número total de ecuaciones para que la solución sea única, y luego se resuelve el sistema con las variables restantes.

Al no tener un espacio de soluciones graficas que nos guíe hacia el punto óptimo, necesitamos un procedimiento que identifique en forma inteligente las soluciones básicas promisorias. Lo que hace el método Simplex, es identificar una solución inicial y luego moverse sistemáticamente a otras soluciones básicas que tengan el potencial de mejorar el valor de la función objetivo. Finalmente, la solución básica correspondiente a la óptima será identificada, con lo que termina el proceso de cálculo. En efecto, el método Simplex es un procedimiento de calculo iterativo donde cada iteración esta asociada con una solución básica.

## C.6 Forma Estándar del Modelo de PL

Un modelo de PL puede incluir restricciones de los tipos  $\leq$ ,  $=$ ,  $\geq$ . Además, las variables pueden ser no negativas o irrestrictas (no restringidas) en signo. Para desarrollar un método de solución general, el problema de Programación Lineal debe ponerse en un formato común, al que llamamos la **forma estándar**. Si todas las restricciones (a excepción de las restricciones de no negatividad) son ecuaciones. Cualquier problema de programación lineal puede ser colocado en el formato patrón o forma estándar a través de la introducción de variables de holgura

Las propiedades de la forma estándar son:

- 1.-Todas las restricciones son ecuaciones [con los segundos miembros no negativos].
- 2.-Todas las variables son no negativas.
- 3.-La función objetivo puede ser la maximización o la minimización.

La notación de vector-matriz, la forma estándar de programación lineal será escrita como sigue.

$$\text{minimizar } F.O = C^T X = f(x) \quad (C.1)$$

Sujeto a:

$$Ax = b \quad (C.2)$$

$$x \geq 0 \quad (C.3)$$

Observe que la función  $f(x)$  es convexa y las restricciones forman un conjunto convexo. Con  $b \geq 0$ , de aquí  $x$  y  $c$  son vectores de longitud  $n$ ,  $b$  es un vector de longitud  $m$ , y  $A$  es una matriz llamada matriz de restricciones. Una importante cosa que hay que notar en un problema de minimización es, todas las restricciones deben ser no negativas, todas las otras restricciones son representadas como ecuaciones, y los componentes de la parte derecha de la matriz de restricciones el vector  $b$  son todos no negativos. Esta será la forma de programación lineal que se usa para resolver por medio del método Simplex. Si cualquiera de los componentes de  $b$  es negativos, las restricciones deben ser multiplicados por  $-1$ . Esto causara una restricción de la forma  $\leq$  para ser convertido a una restricción  $\geq$  y viceversa.

La función que se desea maximizar o minimizar  $c_1x_1 + c_2x_2 + \dots + c_nx_n$  se llama **función objetivo**. Por lo general, se hace referencia a las limitaciones como **restricciones**. Las primeras  $m$  restricciones (aquellas con una función de todas las variables)  $a_{i1}x_1 + a_{i2}x_2 + \dots + a_{in}x_n$  en el lado izquierdo) a veces reciben el nombre de restricciones funcionales. De manera parecida, las restricciones  $x_j \geq 0$  se conocen como restricciones de no negatividad (o condiciones de no negatividad). Se supone que la matriz  $A$  posee rango completo.

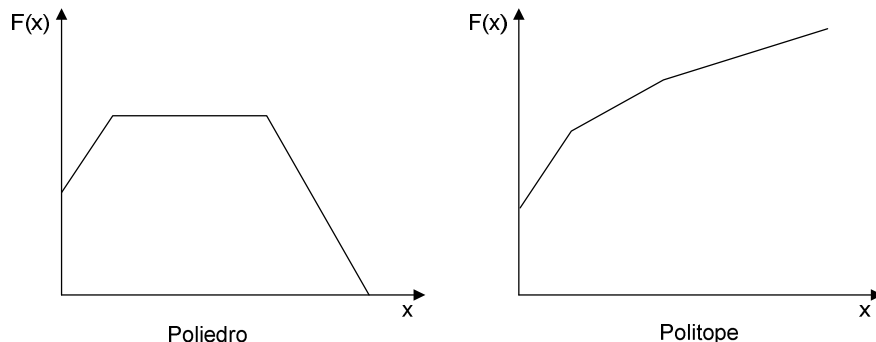
El conjunto  $D = \{x : AX = b, x \geq 0\}$  es un politopo convexo limitado es llamado poliedro convexo. Las figuras ilustra los conceptos de politopo y poliedro convexo.



Un vértice (o punto extremo) de un politopo convexo  $D$  es cualquier punto  $x \in D$  que no puede ser expresado como una combinación lineal convexa de otros puntos de  $D$ . Recordando, un vector  $x$  es combinación lineal convexa de los vectores  $x_1, x_2, x_3, \dots, x_n$  si puede ser expresado como:

$$x = \alpha_1 x_1 + \alpha_2 x_2 + \dots + \alpha_n x_n \tag{C.4}$$

$$\sum_{i=1}^n \alpha_i = 1 \quad \alpha_i \geq 0 \text{ Para } i=1, \dots, n \tag{C.5}$$



**Figura C.1 Conceptos de Politopo e Poliedro**

Terminología para los soluciones del modelo.

Puede ser que el termino solución signifique la respuesta final a un problema, pero en programación lineal (y sus extensiones) la convención es bastante distinta. Ahora cualquier conjunto de valores específicos para las variables de decisión ( $x_1, x_2, \dots, x_n$ ) se llaman una solución, aunque sea solo una posibilidad deseable o ni siquiera permitida. Después se identifican los tipos de soluciones usando un adjetivo apropiado.

Una **solución factible** es aquella para la que todas las restricciones satisfacen.

Una **solución no factible** es una solución para la que al menos una restricción se viola (no se cumple).

La **región factible** es la colección de todas las soluciones factibles.

Dado que existen soluciones factibles, la meta de la Programación Lineal es encontrar una solución factible que sea la mejor, medida por el valor de la función objetivo en el modelo.

Una solución óptima es una solución factible que proporciona el valor más favorable de la función objetivo.

El **valor más favorable** significa el valor más grande si la función objetivo es maximizarse mientras que el valor es más pequeño si la función objetivo debe ser un mínimo

Otra posibilidad es que el problema no tenga soluciones óptimas. Esto ocurre solo si .1) no tiene soluciones factibles 2) las restricciones no impiden que el valor de la función objetivo (F.O) mejore indefinidamente en la dirección favorable (positiva o negativa). Este caso se conoce como un problema que tiene a F.O no acotada.

### C.7 Método Simplex Formulación General

Se considera un problema de programación lineal y se deriva en formulas para pasos del método simplex. Se asume que el problema tiene n variables y m restricciones de igualdad lineales independientes.

Nosotros derivamos las formulas en matriz vector en la forma de programación lineal.

$$\text{minimizar } F.O = C^T X = f(x) \quad (C.6)$$

Sujeto a:

$$Ax = b \quad (C.7)$$

$$x \geq 0 \quad (C.8)$$

Consideremos x que sea una solución básica factible, con las variables ordenadas así que.

$$x = \begin{pmatrix} x_B \\ x_N \end{pmatrix} \quad (C.9)$$

Donde  $x_B$  es el vector de variables básicas y  $x_N$  es el vector de variables no básicas (actualmente cero). La función objetivo puede ser escrita como sigue.

$$F.O = c_B^T x_B + c_N^T x_N \quad (C.10)$$

Donde los coeficientes para las variables básicas son  $c_B$  y los coeficientes de las variables no básicas son en  $c_N$ . Similarmente nosotros escribimos las restricciones como.

$$Bx_B + Nx_N = b \quad (C.11)$$

Las restricciones pueden ser escritas como:

$$x_B = B^{-1}b - B^{-1}Nx_N \quad (C.12)$$

Por variar los valores de las variables nosotros podemos obtener todas las posibles soluciones de  $Ax=b$ .

Si esta formula es sustituida por F.O nosotros obtenemos.

$$F.O = c_B^T B^{-1} b + (c_B^T B^{-1} N) x_N \quad (C.13)$$

Si nosotros definimos  $\Pi = (c_B^T B^{-1})^T = B^{-T} c_B$ , luego z puede ser escrita como

$$F.O = \Pi^T b + (c_N^T - \Pi^T N) x_N; \quad (C.14)$$

Esta formula es computacionalmente eficiente. El vector  $\pi$  es el vector de multiplicadores simplex o variables duales. Los valores actuales de las variables básicas y el objetivo es obtenido por colocar las variables no básicas en cero  $x_N = 0$  nosotros denotamos esto por.

$$x_B = \hat{b} = B^{-1} b \quad (C.15)$$

Una solución básica es factible cuando:

$$x^B \geq 0 \quad B^{-1} b \geq 0 \quad (C.16)$$

La base correspondiente a la solución básica factible es llamada base factible.

El valor de la función objetivo para una solución básica factible es:

$$F.O = c^B x^B \quad \hat{F}.\hat{O} = c_B^T B^{-1} b \quad (C.17)$$

## C.8 Solución de Problemas de Programación Lineal

Aquí se presenta una caracterización para las bases óptimas y el algoritmo simplex que se basa en este teorema.

Sea el vector línea  $\pi = (\pi_1, \pi_2, \dots, \pi_m)$  definido por:

$$\pi = c^B B^{-1} \quad (C.18)$$

El vector  $\pi$ , llamado vector de multiplicadores simplex o variables duales, puede ser interpretado como la variación de la función objetivo (z) con respecto a la variación incremental del termino independiente (b), como será respecto a la variación incremental del termino independiente (b), como será visto continuación.

$$F.O = z = c_B^T x_B + c_N^T x_N \quad (C.19)$$

Sustituyendo  $x^B$  en z.

$$z = c_B^T B^{-1} b + c_N^T x_N \quad (C.20)$$

Derivando con respecto a b se obtiene:

$$\frac{\partial z}{\partial b} = c^B B^{-1} = \pi \quad (\text{C.21})$$

### C.9 Caracterización de las Bases Óptimas

Una condición necesaria y suficiente para que B sea una base óptima factible es:

$$\bar{c}^N = c^N - \pi N = c^N - B^{-1} N \geq 0 \quad (\text{C.22})$$

Donde el vector  $c^{-N}$  es llamado costo reducido de las variables no básicas.

Demostración.

Condición necesaria.

$$\text{Sea} \quad x^B = B^{-1}(b - Nx^N) \quad (\text{C.23})$$

Expresando z como función de las variables no básicas se obtiene:

$$z(x^N)c^B B^{-1}b + (c^N - c^B B^{-1}N)x^N \quad (\text{C.24})$$

$$z(x^N) = z^B + \bar{c}^N x^N \quad (\text{C.25})$$

Donde  $z^B$  es el valor de la función objetivo asociado a la solución básica factible  $[x^B, 0]$ .

Sea j una variable no básica ( $x_j=0$ ). Aumentando el valor el valor de  $x_j$  (note que necesariamente  $x_j \geq 0$ ), el valor de  $z(x_j)$  será mayor que  $z_B$  si  $c^{-j} \geq 0$ . Si para todo  $j \in N, c^{-j} \geq 0$ , entonces  $z(x^N)$  será mayor o igual a  $z^B$ . Por lo tanto,  $z^B$  será el menor valor posible de la función objetivo, y  $x^B$  la solución del problema. Para problemas de maximización, el signo de  $\pi = c^B B^{-1}$  debe ser invertido.

Un resultado complementario es que dado una base factible B y su solución asociada (x), existe  $\bar{c}_s < 0$  para alguna variable no básica s, entonces se puede obtener otra solución básica viable ( $\hat{x}$ ) tal que  $z(\hat{x}) \leq z(x)$ .

Si aumentamos el valor de la variable s podemos calcular los nuevos valores de las variables (s) a través de:

$$\hat{x} = B^{-1}(b - N_s x_s) \quad (\text{C.26})$$

$$\hat{x} = x - \bar{N}_s x_s \quad (C.27)$$

**Donde:**

$N_s$  Es la columna de la matriz N asociada a la variable s

$$x = B^{-1}b$$

$$\bar{N}_s = B^{-1}N_s$$

Para mantener la viabilidad primal, la nueva solución ( $\hat{x}, i=1, \dots, m$ ) debe ser mayor o igual a cero, ósea,

$$\hat{x}_s = x_s - \bar{N}_{i,s} x_s \geq 0 \text{ Para } i=1, \dots, m \quad (C.28)$$

Donde  $\hat{x}_s$  es la iesima columna del vector  $\hat{x}$ .

Si  $\bar{N}_{i,s} \leq 0$  para  $i=1, \dots, m$ ; la variable s puede crecer indefinidamente sin que las variables básicas pierdan la factibilidad primal. Si por otro lado, existe alguna variable s tal que  $\bar{N}_{i,s} \geq 0$  para  $i=1, \dots, m$ ; entonces para no perder la factibilidad primal, el valor de la variable s debe ser igual a:

$$x_s = \min \left\{ \frac{x_i}{\bar{N}_{i,s}}, i \in \{i: 1, \dots, m / \bar{N}_{i,s} \geq 0\} \right\} \quad (C.29)$$

### C.10 Método Primal Simplex.

Este algoritmo Primal Simplex fue desarrollado por Dantzig (1949), y consiste en recorrer vértices adyacentes de tal manera que el valor de la función objetivo sea menor o igual al valor en el vértice anterior. El algoritmo termina cuando no es posible obtener valores de la función objetivo menores en vértices adyacentes.

Este algoritmo puede resumirse de la siguiente forma.

- 1.- Sea una base primal viable B;  $k=0$ ;  $B=B^0$
- 2.-  $k=k+1$
- 3.-Calcular:

Vector de variables básicas:  $x_B = B^{-1}b$

Vector de variables duales:  $\pi = c^B B^{-1}$

Vector de costos reducidos  $\bar{c}^N = c^N - pN$

- 4.- Selección de las variables no básicas(s) que se tornaran básicas.

Si  $\exists c^{-j} \geq 0$  para  $j \in N$ , FIN. (La solución óptima del problema fue encontrada)

En caso contrario, sea  $s$  la variable no básica tal que:

$$\bar{c}^s = \min \{ \bar{c}^j < 0 / j \in N \} \quad (\text{C.30})$$

5.-Selección de la variable básica ( $r$ ) que se tornara no básica.

$$\bar{N}_s = B^{-1}N_s \quad (\text{C.31})$$

Si  $\bar{N}_{i,s} \leq 0$  para  $i=1, \dots, m$  FIN; (el problema no tiene solución limitada)

En caso contrario calcular:

$$\frac{x_r^B}{\bar{N}_{r,s}} = \min \left\{ \frac{x_r^B}{\bar{N}_{r,s}}, I = 1, \dots, m \text{ e } \bar{N}_{r,s} > 0 \right\} \quad (\text{C.32})$$

## ***APENDICE D PROGRAMACIÓN DINÁMICA***

### **D.1 INTRODUCCIÓN**

Una de las ventajas que nos presenta la Programación Dinámica [7, 30, 18, 12] es que: si el problema consiste de T etapas y las variables de estado están discretizadas en M estados, el número total de trayectorias factibles a través del espacio a estudiar es  $M^T$ . Sin embargo, con la programación dinámica el número de trayectorias que se tiene que investigar es  $M^2$  entre una etapa y la otra, o  $(T-1)M^2$  trayectorias en total. Por ejemplo, el caso en que  $M=10$  y  $T=50$ , el número total de trayectorias es de  $10^{50}$  mientras que con la programación dinámica se investigarían únicamente  $49 \cdot 10^2 = 4900$  de estas trayectorias; obteniendo los mismos resultados, la misma optimización y una reducción de tiempo que se debe tomar muy en cuenta.

Al resolver un problema de optimización por PD se deben seguir los siguientes pasos:

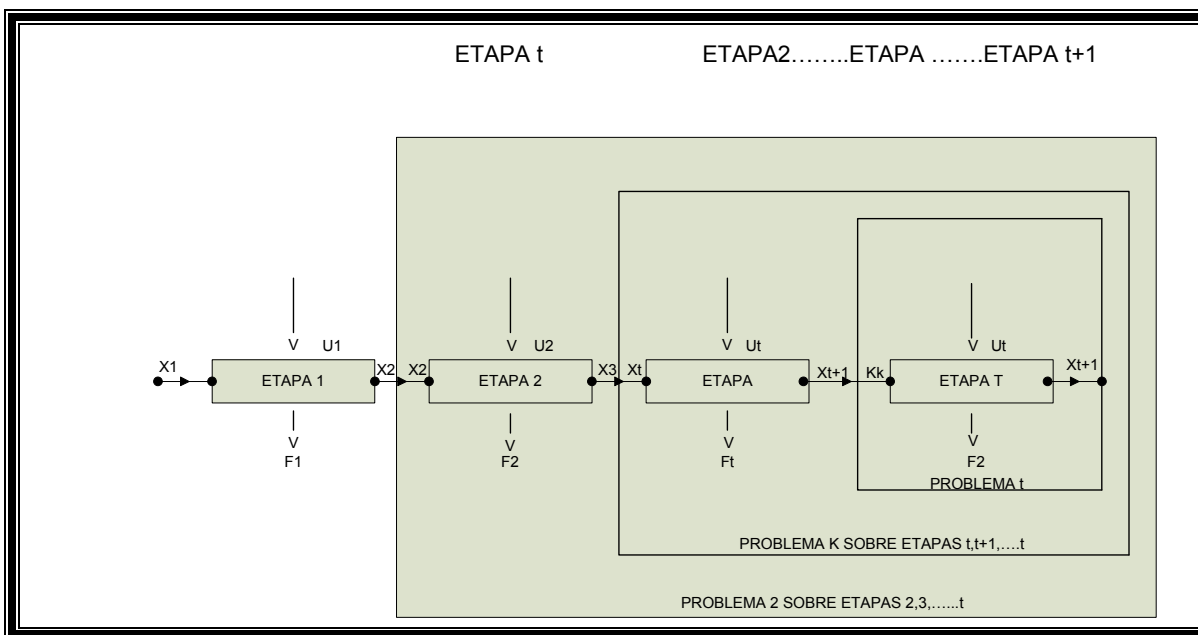
- a) Se definen las etapas secuenciales del problema como se muestran en la figura siguiente.
- b) Se separan las variables del problema en dos grupos: las variables de control y las variables de estado. Las variables de control son variables independientes que representan la decisión hecha en la etapa "t", se designan por  $U_t$ . Las variables de estado son variables dependientes, ya que su valor está fijado por las variables de control.

Para propósitos de simplicidad y rapidez, las variables de estado en la etapa "t" pueden ser discretizadas en  $M_t$  niveles factibles. Las variables de estado es designada por  $X_{t,j}$ , en donde el primer subíndice se refiere al estado discreto de la variable ( $j=1,2,\dots, M_t$ ). La etapa "t" está comprendida entre los puntos "t" y "t+1", para "t" etapas hay "t+1" puntos en los cuales se define la variable de estado.

- c) Se define una ecuación de estado, en la cual se relacionan las variables de estado del punto "t+1", con las variables de control y de estado del punto "t". La ecuación es el modelo del sistema. Esta ecuación se transforma el estado  $X_{t,j}$  en el estado  $X_{t+1,q}$  (donde  $q=1,2,\dots, M_t$ ) que es función de la variable de control  $U_K$  y esto se designa como:

$$X_{t+1,q} = G_t(X_t, j, U_t) \quad (D.1)$$

Por lo regular, la ecuación de transformación de estado, expresa un balance de masas del sistema en estudio.



**Figura D.1 Proceso Determinístico**

- $U_t$  Variable de control (caudal turbinado)
- $X_t$  Variable de estado (nivel embalse)
- $F_t$  Función objetivo (costo de producción)

d) Se define una función objetivo independiente, es decir: para cada etapa, la función objetivo global,  $FG_{t,j,q}$ , las que son función exclusiva de este estado en particular.

e) Todas las restricciones deben ser asociadas únicamente con una etapa.

Hay dos caminos para resolver los problemas por programación dinámica, estos son: empezando por la etapa 1 y avanzar hasta llegar a la última ó comenzar por la última y retroceder hasta la primera.

En el algoritmo retrospectivo (hacia atrás) de la PD la solución se inicia, como se menciona anteriormente, en la etapa “t”. El problema se define para esta etapa. El valor de la variable de estado al final de la etapa “t” es único y constituye un valor de  $X_{t,j}$ , existe una trayectoria para alcanzar cada uno de los estados  $X_{t+1,q}$ , de la etapa “t+1”. (Donde  $q=1,2,\dots,M_{t+1}$ ).

La ecuación de estado define el valor de la variable de control para cada una de las trayectorias, por ejemplo:

$$U_{t,j,q} = G_{t-1}(X_{t,j}, X_{t+1}, q) \tag{D.2}$$

Y la ecuación de la función objetivo define el costo de la trayectoria, (j a q)



$$F_{t,j,q} = G_t(X_{t,j}, X_{t+1,q}, U_{t,j,q}) \quad (D.3)$$

Con las ecuaciones definidas se procede a la optimización del problema, entendiéndose por optimización la minimización (o maximización) de la función objetivo  $F_{t,j,q}$  y el estado discreto asociado  $X_{t+1,q}$  para cada nivel discreto  $X_{t,j}$  (para  $j=1,2,\dots,M_k$ ).

Con esta información almacenada, se pasa a resolver la etapa anterior, t-1, la cual determina el mejor valor (mínimo o máximo), para las dos últimas etapas, en función de los valores discretos de  $X_{t-1,j}$ , para evaluar la mejor  $X_t$ , para cada  $X_{t-1,j}$ . La función costo acumulativo,  $FG_{t-1,j}$  es usada como comparador. Debe notarse que el subproblema de la etapa t, está contenido dentro de la etapa t-1 como se muestra en la figura anterior.

Generalizando, la etapa i-ésima se resuelve de manera tal que para cada valor de  $X_{t,j}$ , exista un valor almacenado de  $X_{t+1,q}$ , que conlleve a un valor mínimo (o máximo) de la función acumulativa  $FG_{t,j}$ . Esto se puede expresar por medio de la ecuación recursiva de la siguiente manera:

$$FG_{t,j}(X_{t,j}) = (\min \text{ o } \max) F_{t,j,q}(X_{t,j}, X_{t+1,q}, U_{t,j,q}) + FG_{t+1,q}(X_{t+1,q})$$

$$j = 1, 2, \dots, M_t$$

$$q = 1, 2, \dots, M_{t+1} \quad (D.4)$$

$$\text{Sujeto a:} \quad U_{t,j,q} = G_t^{-1}(X_{t,j}, X_{t+1,q})$$

Donde:

$FG_{t,j}(X_{t,j})$  Es la función objetivo cumulativa (costo de operación), para la etapa t, la cual es función del valor discreto de  $X_{t,j}$ .

$F_{t,j,q}(X_{t,j}, X_{t+1,q}, U_{t,j,q})$  Es la función objetivo para la etapa t, la cual es función de  $X_{t,j}$ ,  $X_{t+1,q}$  y de  $U_{t,j,q}$  (las cuales son las variables de estado en la etapa t y la etapa (t+1), y la variable de control para la etapa t, respectivamente).

En la etapa t=1 se tiene un juego de soluciones, uno para cada nivel discretizado de  $X_{t,j}$ , que proporciona la mejor trayectoria acumulada dentro del espacio de soluciones. Entonces, dando el valor inicial de la variable de control  $U_{1,j}$  que genera la trayectoria que minimiza (o maximiza) la función objetivo, a través de todas las etapas (no solo la etapa 1).

En la etapa 2 el algoritmo suministra la decisión  $U_2$  en la 3 la  $U_3$  y así sucesivamente. Este método construye una optimización global, a través de decisiones particulares para cada estado y es llamado "procedimiento retrospectivo".

## D.2 Programación Dinámica Caso Determinístico

La PD puede ser aplicada a la solución del problema de operación óptima de un sistema de generación mixto, Hidro-Térmico, caracterizado en un primer caso por tener un solo embalse de regulación. La ecuación de estado que transforma la variable de estado  $X_{t+1,q}$ , es función de la variable de control  $U_{t,j,q}$  en el estado t. Sin embargo, a veces es función de otras variables de entrada denominadas  $A_t$  (para cada estado t). Si esta variable de estado es conocida, el problema es denominado determinístico. Como se menciona, anteriormente, el problema debe dividirse en etapas 1, 2,3,...,t (para este caso las etapas son el tiempo: días, semanas, meses, etc.) en las cuales se tomaran decisiones  $U_t$  (que representa la generación hidráulica transformada en energía eléctrica), y los estados  $X_t$  será el volumen del reservorio (nivel).

Para sistemas de generación mixta (hidráulica y térmica), el interés principal radica en el costo global de operación entre etapas t y t+1, que se debe a las plantas termoeléctricas que funcionan en el sistema.

Para una sucesión de decisiones  $U_1, U_2, \dots, U_t$ , y una cronología conocida de aportes  $A_1, A_2, \dots, A_t$ , se denomina “trayectoria”, a la sucesión de los estados del reservorio al inicio de cada intervalo. Estos niveles (volúmenes) están dados en función de la variable de estado X para cada etapa. Estas variables se relacionan a través de la ecuación de balance de masas:

$$V_{t+1}(i) = V_t(i) + A_t(i) - [U_t(i) + S_t(i) + E_t(i)] + W_t(m) \quad i \in I, t \in T$$

$$W_t(m) = \sum_{m \in M_i} [U_t(m) + S_t(m) - E_t(m)] \quad (D.5)$$

$$V_{t+1}(i) = V_t(i) + A_t(i) - [U_t(i) + S_t(i) + E_t(i)] + \sum_{m \in M_i} [U_t(m) + S_t(m) - E_t(m)]$$

Donde:

I Conjunto de plantas i

M Conjunto de plantas m localizadas inmediatamente aguas arriba de la planta i

T Horizonte de estudio de la planeación

$m \in M$  Embalse m perteneciente al conjunto de embalses M del sistema

$V_{t+1}(i)$  Volumen al final de la etapa t del embalse i o inicio de la siguiente etapa t+1

$V_t(i)$  Volumen al inicio de la etapa t del embalse i

$A_t(i)$  Volumen de las aportaciones hidrológicas en la etapa t del embalse i

$U_t(i)$  Volumen de salida (turbinado, agua que va del embalse a la turbina), en la etapa t del embalse i.

$S_t(i)$  Volumen vertido en la etapa t del embalse i.

$E_t(i)$  Volúmenes de pérdida de evaporación y filtraciones en la etapa t del embalse i.

$U_t(m)$  Volúmenes de salida (turbinado), en la etapa t pero en el embalse m (aguas arriba).

$S_t(m)$  Volumen vertido en la etapa  $t$  por el embalse  $m$  (aguas arriba).

$E_t(m)$  Es el volumen perdido por evaporaciones, en la etapa  $t$  al embalse  $i$ .

La dimensión del espacio para el cual esta definida la ecuación de continuidad es un espacio de dos dimensiones, una de ellas es el tiempo (etapas), y la otra es el nivel del reservorio (estados).

Para poder determinar los valores de  $U_1, U_2, \dots, U_t$  se debe crear un modelo económico del sistema, de manera que proporcione un criterio de decisión y así poder determinar, con la ayuda de la PD, la trayectoria óptima.

Este modelo debe determinar el costo de la generación del sistema, para un valor de demanda y de generación hidráulica dada. La ecuación que describe el modelo del sistema debe ser de la siguiente forma:

$$F_t = L(X_t, X_{t+1}, U_t, D_t) \quad (D.6)$$

$F_t$  Es el contenido de operación del sistema durante el periodo entre  $t$  y  $t+1$ .

$D_t$  Es la demanda del sistema durante el periodo entre  $t$  y  $t+1$ .

El objetivo es que la suma de los costos de operación de cada etapa sea mínimo. Se puede encontrar el valor mínimo de estos costos con la siguiente ecuación recurrente:

$$FG_{t,m} = \min(F_{q,m,t} + FG_{q,t+1}) \quad (D.7)$$

Donde:

$FG_{t,m}$  Es la función objetivo global o costo acumulativo del estado  $m$ , de la etapa  $t$ .

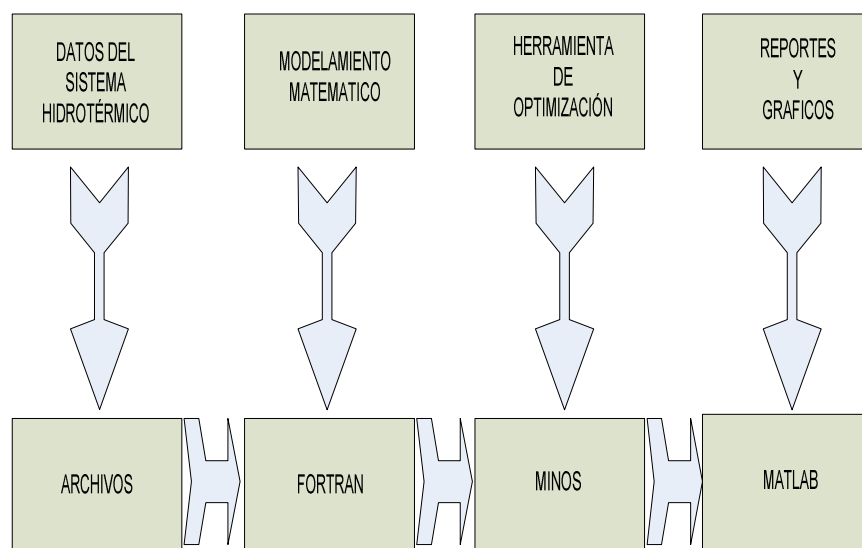
$F_{q,m,t}$  Es el costo de la transición del estado  $q$  al estado  $m$  durante el periodo  $t$ .

$FG_{q,t+1}$  Es el costo acumulativo del estado  $q$  de la etapa  $t+1$  es decir, que si para cada etapa se busca una función  $FG_{t,m}$ , que represente el valor mínimo de la suma del costo de la etapa  $k$  con la función global en la etapa  $t+1$ , entonces la trayectoria así acumulada será óptima.

## APENDICE E CONSIDERACIONES PARA LA IMPLEMENTACIÓN DEL SIMULADOR HIDROTÉRMICO MEDIANTE PROGRAMACIÓN LINEAL (SHPL) [50]

Este programa está basado principalmente en un modelo de programación lineal basado en el método Simplex Primal, el cual permite recorrer vértices del polígono convexo de la región factible en busca de la mejor solución del grupo de soluciones, considerando para esto las curvas de entrada y salida de las centrales generadoras (hidroeléctricas y termoeléctricas), así como de restricciones físicas y operativas en forma lineal.

En la figura E.1 se muestra el esquema de cómo está formada la herramienta computacional:



**Figura E.1 Esquema Funcional del Modelo**

El desarrollo de la metodología de optimización está conformado por un programa principal el cual hace el llamado de una serie de subrutinas, una de ellas creada por el usuario, está se crea dependiendo el problema que se quiera resolver, en este caso el “despacho hidrotérmico”, las demás son del propio software Minos 5.51 (ver [11]) las subrutinas implementadas para esta tesis se describen a continuación:

### E.1 Programa principal


En la figura E.3 se muestra el diagrama de flujo del programa principal, el cual muestra como está conformado básicamente el programa computacional para la metodología de optimización y está formada por los siguientes módulos:

#### E.1.1 1er Módulo Subrutina Modelohidrotermico

Esta subrutina sigue cuatro pasos fundamentales:

##### *Paso No.1 Lectura de Datos*

Esta se encarga como paso principal de leer los datos utilizados en la simulación. El primer archivo de datos al cual llama esta subrutina es el principal, ya que de este depende que los demás archivos sean llamados (hidrologías de cada embalse y datos característicos).

El archivo de datos..... este debe contener lo siguiente:

- Nombre del sistema que se va analizar
- Número de hidroeléctricas del sistema
- Número de termoeléctricas convencionales del sistema
- Número de termoeléctricas de racionamiento
- Se pregunta si la configuración de las plantas hidroeléctricas del sistema se encuentran en cascada (Si) o con plantas independientes (No)
- Se pregunta si el problema se consideran vertimientos en la simulación (Si ó No)
- Se pregunta si el problema se consideran costos terminales de cada embalse en la simulación (Si ó No)
- Se pregunta si el problema contiene datos característicos de cada embalse que se este analizando si es que se cuenta con ellos (Si o No), estos son niveles del embalse en (msnm), volúmenes ( $Mm^3$ ), consumo específicos ( $m^3 / kWh$ ) de cada nivel del embalse y potencias máximas de generación (MW)
- Tiempo en horas en que dura cada subperiodo de análisis
- Lectura de datos característicos de centrales térmicas así como: potencia máxima (MW), potencia mínima (MW), costo de generación termoeléctrica (miles de \$)
- Lectura de datos característicos de centrales térmicas de racionamiento así como: potencia máxima (MW), potencia mínima (MW), costo de generación termoeléctrica de racionamiento (más cara que la termoeléctrica convencional) en (miles de \$)
- Lectura de datos de cada una de las centrales hidroeléctricas como potencia máxima (MW), potencia mínima (MW), volumen máximo ( $Mm^3$ ) o volumen util, volumen mínimo ( $Mm^3$ ), volumen inicial de la simulación ( $Mm^3$ ), consumo específico dependiendo el nivel inicial ( $m^3 / kWh$ ) o ( $m^3 / MW * seg$ ), costo terminal (miles de \$) del embalse, año de simulación
- Lectura del número de etapas que tiene el horizonte de estudio
- Demanda en MW de cada uno de los periodos a analizar

Dependiendo el número de embalses a analizar, se hace el llamado para cada uno de estos, los datos característicos, así como de los datos históricos de aportaciones hidrológicas. Esta lectura de datos hídricos con los que se cuenta para simulación es de una serie de 45 años (desde 1952 a 1997), para los cuatro embalses del complejo del río Grijalva. Estos datos nos permiten realizar una simulación para el año que nosotros requieramos, estas afluencias están dadas en ( $Mm^3$ ). Cabe mencionar que si se quiere analizar otro sistema se podría incorporar en estos archivos de datos con el formato especificado de este programa.

#### *Paso No. 2 llamado de DRCURV*

Está es colocada en la subrutina **modelohidrotermico** en el caso que se requiera analizar un sistema diferente o no se cuente con polinomios característicos de los embalses de análisis. La subrutina DRCURV es llamada de la librería de IMSL, se usa para el cálculo de los coeficientes de los polinomios de las curvas características de cada embalses como son: Nivel vs Volumen y Nivel vs Consumo Específico. Cabe mencionar que para el analisis de esta tesis se utilizan los modelos de cada uno de los embalses de complejo Grijalva que se

obtuvieron por el programa realizado (apéndice G) mediante una aproximación de mínimos cuadrados, los cuales se comprobaron con la subrutina DRCURV (interpolación lineal), estas dos metodologías dan resultados semejantes.

### *Paso No. 3 Determinación de Filas y Variables del Problema*

La subrutina **modelohirotérmico** de acuerdo a los datos que se le introducen al problema, como son: el número de plantas y etapas, la subrutina establece el número de variables, así como la determinación del número de filas contando la función objetivo de nuestro problema de análisis.

### *Paso No. 4 Creación del archivo MPS para Minos 5.51*

Se crea el archivo MPS, este archivo es de vital importancia, ya que este es llamado por el “*archivo principal*”, el cual es requerido para cualquier problema que se pretenda resolver con la ayuda del optimizador, en este caso es donde se realiza el modelo hidrotérmico. En este archivo se especifican los siguientes datos: el número de variables de nuestro problema, el número de filas, así como la matriz de restricciones lineales que aparecen en el problema de análisis, adicionalmente a esto este archivo lleva los límites o cotas que debe tener nuestro problema.

La creación del archivo MPS se encarga de llevar los datos característicos de cada una de las plantas del sistema (termoeléctricas, hidroeléctricas, demandas del sistema, etc.) al modelo hidrotérmico con la forma estándar de programación lineal (tabla E.1), y esta forma estándar de programación lineal es acomodada con el formato de fortran E12.0. (Ver [11]) y figura E.2. Lo que permite que los valores sean reconocidos por el software Minos 5.51 y emplearlo para dar solución al problema. Todo esto es modelado de forma automática por el programa, el cual queda representado de la siguiente manera:

- Nombre del problema de análisis.
- Número de filas que tiene nuestro problema, además de definir de qué fila se trata como función objetivo o restricciones del problema.
- Número de columnas que tiene nuestro problema o así el número de veces que aparece la variable en cada columna de nuestro problema.
- Se definen los términos que se encuentran a la derecha de la matriz de restricciones (RHS o right hand side) y el tipo de restricción de que se trate como puede ser  $\leq \geq =$ .

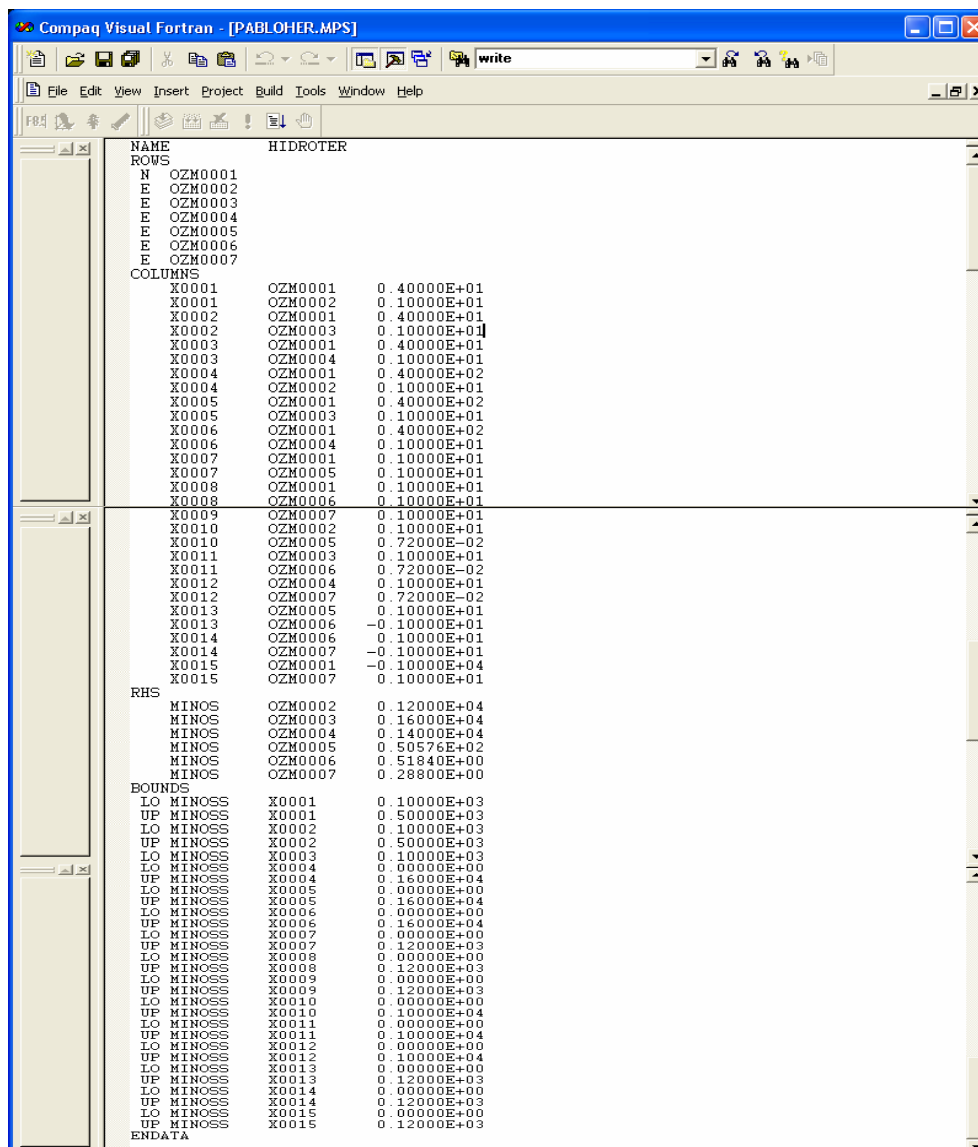
Formando así:

$$\begin{array}{l} \text{m i n i m i z a r } F . O = f ( x ) \\ \text{s u j e t o a :} \\ A x = b \\ x \geq 0 \end{array}$$

**Tabla E.1 Modelado Hidrotérmico PL**

fila	x1	x2	x3	X4	X5	X6	X7	X8	X9	X10	X11	X12	X13	X14	X15	CLAVE	RHS
1	4	4	4	40	40	40	1	1	1						-1000	N	
2	1			1						1						E	1200
3		1			1						1					E	1600
4			1			1						1				E	1400
5							1		0.0072				1			E	50.576
6								1			0.0072		-1	1		E	0.5184
7									1			0.0072		-1	1	E	0.288
	100	100	100	0	0	0				0	0	0	0	0	0		
	UP	UP	UP	UP	UP	UP				UP	UP	UP	UP	UP	UP		
	500	500	500	1600	1600	1600				1000	1000	1000	120	120	120		

De aquí estos datos son escritos con el formato de Minos 5.51 (ver 11) como se aprecia en la figura. E.2.



**Figura E.2 Modelado en el Archivo MPS**

### E.1.2 2do Modulo LLamado del Archivo con Terminación SPC

El programa hace un llamado al archivo con terminación **SPC**, este archivo se definen diferentes variables de nuestro problema a solucionar, el formato de este se puede ver en la referencia [11]. Los datos que conforman este archivo son los siguientes:

- Nombre del problema a dar solución
- Dependiendo del problema que se va a resolver se especifica la dirección requerida de optimización ya sea minimizar una función objetivo o bien maximizarla
- En este archivo se debe de escribir el número de filas que va a tener nuestro problema o en su caso si es que no se conoce sobreestimarlos
- Se debe de escribir el número de columnas que va a tener nuestro problema o en su caso si es que no se conoce sobreestimarlos al igual que el número de filas
- Se describe el número de elementos que va a tener nuestro problema o en su caso si es que no se conoce sobreestimarlos al igual que el número de filas o columnas
- Se especifica el archivo con el que va interactuar que en este caso es el MPS realizado por la subrutina *modelohidrotermico*

### E.1.3 3er Modulo LLamado de la Subrutinas de MINOS 5.51 [11]

El programa principal después de ejecutar la subrutina *modelohidrotermico* manda a llamar subrutinas propias que contiene el método Simplex Primal, este hace una búsqueda de vértices adyacentes, de manera que el algoritmo termina cuando no es posible obtener valores de la función objetivo que sea menor o igual al valor en el vértice anterior

### E.1.4 4to Modulo LLamado de la Subrutina MATRI

Esta subrutina se llama de la librería de IMSL, esta acomoda las variables de estado en una matriz, en la cual podemos ver como se comporta cada elemento del sistema hidrotérmico en cada etapa del periodo de planeación.

### E.1.5 5to Modulo Interpolación y Cálculo de Turbinamiento

#### Interpolación

Con los polinomios de los embalses encontrados por medio del programa de aproximación discreta de mínimos cuadrados se efectúan las interpolaciones, cabe mencionar que el software está diseñado que en su caso de que si es un sistema que no se cuenta con los polinomios estos son calculados por las subrutina DRCURV vista anteriormente, estos son usados para el cálculo del nivel de acuerdo al volumen en cada etapa y en cada embalse así como el consumo específico que se tiene de acuerdo al volumen, cabe señalar que en el corto y mediano plazo el consumo específico no varía demasiado por lo cual se considera



constante para simulaciones pero para ver la variación exacta de cada nivel se realiza la interpolación de acuerdo a cada polinomio característico de cada central.

A lo largo de la metodología de optimización se requiere de procesos de interpolación para ajustar los valores calculados de volúmenes, estados y turbinamientos. Una técnica estándar de análisis numérico para interpolación es una aproximación polinomial para la cual una gran cantidad de métodos y formulas se pueden encontrar en la literatura. Los métodos más sofisticados involucran un polinomio de alto orden para una gran cantidad de puntos. Sin embargo tales métodos generalmente requieren una gran cantidad de tiempo computacional en calcular no solo los coeficientes del polinomio si no también en evaluar el polinomio cada vez que se requiera de la interpolación. Por lo cual en la metodología implementada se utiliza un polinomio de bajo orden de segundo grado el cual puede ser usado tanto los polinomios obtenidos por el método de mínimos cuadrados o por medio del polinomio arrojado de la subrutina DRCURV(IMSL), los cuales son valores semejantes.

### Calculo del Turbinamiento

De acuerdo a los resultados obtenidos, se procede al cálculo del turbinamiento por medio de la ecuación de energía hidráulica, y datos como lo son consumo específico y potencia hidroeléctrica en cada etapa. Así obteniendo metas de generación de las centrales que están en operación en cada etapa del periodo de planeación.

#### E.1.6 6to Modulo Impresión de Resultados

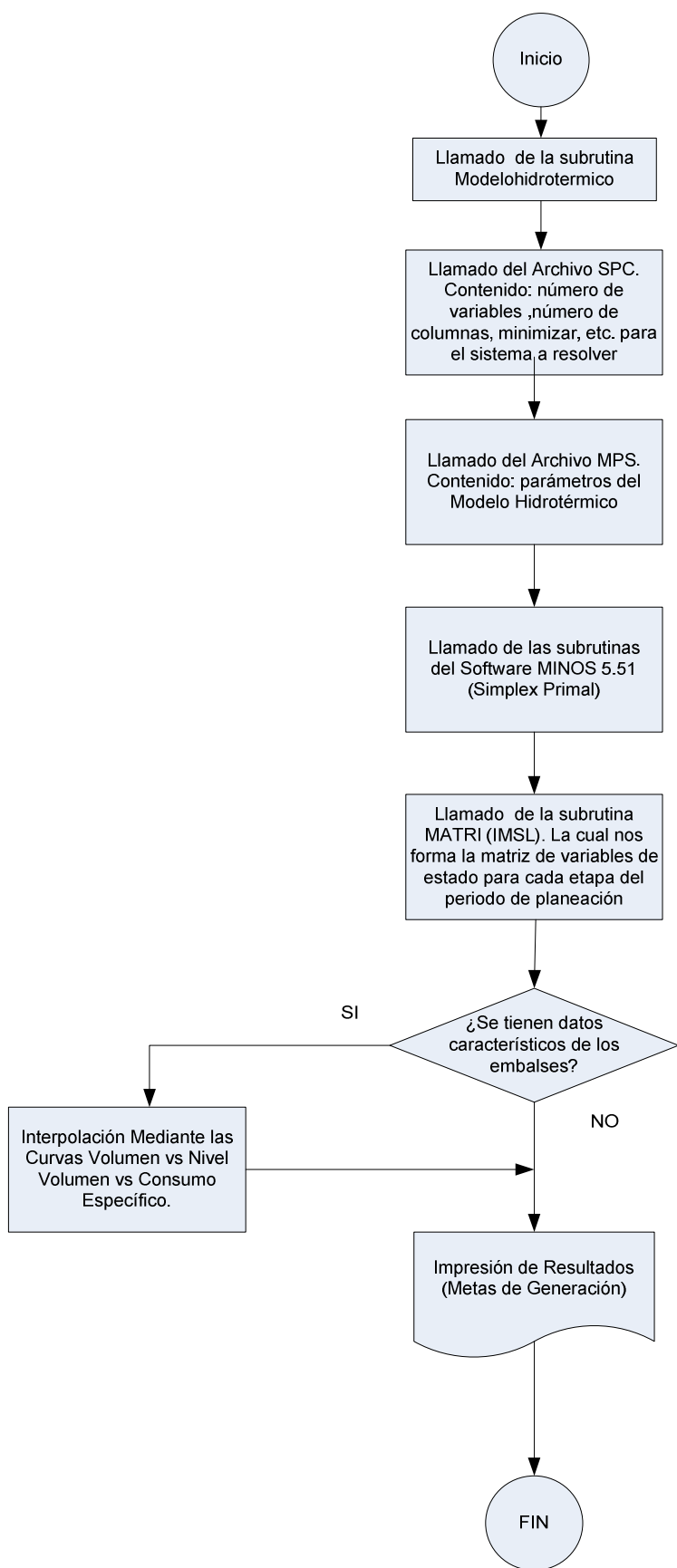
Se le asigna un nombre al archivo de salida, este archivo guarda las principales metas de generación de cada uno de los embalses, así como de las plantas termoeléctricas que se usan en el análisis, los datos que arroja el programa de simulación son los siguientes.

- El volumen del embalse en cada etapa ( $Mm^3$ )
- El nivel del embalse en cada etapa ( $msnm$ )
- Consumo específico interpolación de acuerdo al volumen en ( $m^3 / kWh$ )
- Potencia hidroeléctrica generada en cada etapa (MW)
- Potencia termoeléctrica generada en cada etapa (MW)
- Potencia termoeléctrica de racionamiento generada en cada etapa (MW)
- Volumen turbinado en cada etapa del periodo de análisis ( $Mm^3$ )
- Resultado de la función objetivo o costo total operativo (Miles de \$)

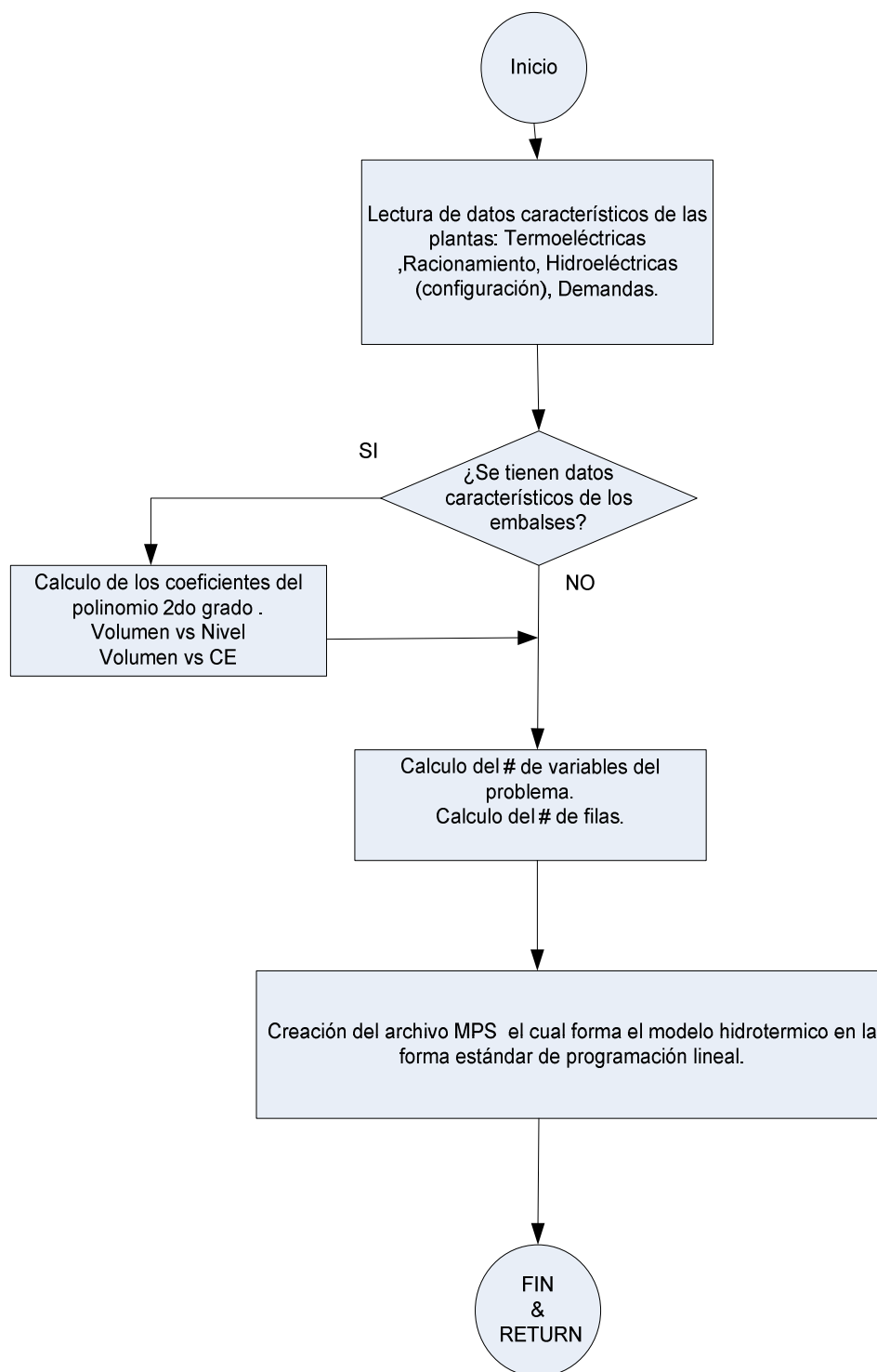
### **E.1.7 7to Modulo Graficado de las Variables**

El programa realizado arroja tres archivos de resultados :

- 1.- En un archivo de texto (\*.txt) en el cual se muestran los resultados de la optimización antes mencionados (E.1.6) de cada una de las plantas como son hidroeléctricas, termoeléctricas y así como el valor de la función objetivo.
- 2.- Archivo de resultados (\*.m), en esta parte, cada planta es escrita en forma de matriz con el formato para ser utilizado en el lenguaje de matlab. Este archivo asuvez es enlazado con una subrutina de graficación realizada en este lenguaje, con el cual se grafican todas las plantas deacuerdo a la combinación de las diferentes variables para el análisis de su comportamiento, esto se puede efectuar casi de manera instantánea si se mantienen abiertos los dos lenguajes de programación (Matlab y Fortran), con esto se ahorra tiempo de manejo de datos y graficación, lo que en comparación si se ocupara otro software en el cual el manejo y graficación de datos se realiza en un tiempo mucho mayor.
- 3.- Archivo resultado en Excel (\*.xls) con la intención de que cada planta se acomode en forma de tabla para un fácil manejo de datos, y se pueda hacer uso de estos en este paquete ya sea efectuando algún otro calculo que se desee sin que se tenga que recurrir nuevamente al programa de optimización.



**Figura E.3 Diagrama de Bloques del archivo Principal**



**Figura E.4 Diagrama de Bloques de la subrutina Modelohidrotermico**

**E.2 Archivos de datos**

En la tabla E.2 se muestra el archivo principal de datos para el despacho hidrotérmico grij.dat.

**Tabla E.2 Datos de las Plantas del Sistema Hidrotérmico**

!!!! !!!!! !!!!! ARCHIVO DE DATOS PARA EL PROBLEMA DE COORDINACIÓN HIDROTÉRMICA !!!!! !!!!!	
!!!! !!!!! !!!!! !!!!! !!!!! MEDIANO PLAZO PARA LA CUENCA DEL RIO GRUJALVA!!!! !!!!! !!!!! !!!!! !!!!!	
Datos del sistema:	
Nombre del sistema	Sistema : ObedZarate
Numero de Hidroeléctricas del sistema	Hidros = 4
Numero de Termoeléctricas del sistema	Termos = 1
Numero de Termo de Racionamiento	Raciona = 1
Tus Hidroeléctricas están en cascada SI ó NO	Cascad = SI
Consideras vertimientos en tu simulación	verti= SI
Consideras costos terminales de los embalses	termi= SI
El problema tiene datos característicos hidros	datcar= SI
tiempo en horas que dura cada subperiodo t	time= 168
Nombre de la Termoeléctrica:	termoel1
Potencia Máxima de Generación	Pmáx = 500.00
Potencia Mínima de generacion	Pmin = 00.00
Costo del Generador	CostGen = 1.000
Termoeléctrica de Racionamiento:	Tracion1
Potencia máxima de Generación	Pmax = 50000.00
Potencia Mínima de generación	Pmin = 00.000
Costo del Generador	CostGen = 10.000
Nombre de la Hidroeléctrica: Angostura	
Potencia máxima de Generación	Pmax = 900.00
Potencia Mínima de generación	Pmin = 00.00
Volumen Máximo de almacenamiento	Volmax = 16737.43
Volumen Mínimo de almacenamiento	Volmin = 2379.53
Consumo específico	Conesp = 3.91
Volumen inicial del embalse	Volini = 11652.2
Costo de penalización	Costpen = 1.000
Costo Terminal	CostTer = -1.00
Año de Aportaciones Hidrológicas	Year = 1962
Nombre de la Hidroeléctrica: Chicuasen	
Potencia máxima de Generación	Pmax = 1500.00
Potencia Mínima de generación	Pmin = 00.00
Volumen Máximo de almacenamiento	Volmax = 1443.09
Volumen Mínimo de almacenamiento	Volmin = 1169.19
Consumo específico	Conesp = 2.16
Volumen inicial del embalse	Volini = 1373.21
Costo de penalización	Costpen = 1.5
Costo Terminal	CostTer = -1.00
Año de Aportaciones Hidrológicas	Year = 1962
Nombre de la Hidroeléctrica: Malpaso	
Potencia máxima de Generación	Pmax = 1146.00
Potencia Mínima de generación	Pmin = 00.2
Volumen Máximo de almacenamiento	Volmax = 14368.7
Volumen Mínimo de almacenamiento	Volmin = 3055.71
Consumo específico	Conesp = 4.41
Volumen inicial del embalse	Volini = 12223.9
Costo de penalización	Costpen = 1.5
Costo Terminal	CostTer = -1.0
Año de Aportaciones Hidrológicas	Year = 1962
Nombre de la Hidroeléctrica: Penitas	
Potencia máxima de Generación	Pmax = 420.00
Potencia Mínima de generación	Pmin = 00.00
Volumen Máximo de almacenamiento	Volmax = 1592.72
Volumen Mínimo de almacenamiento	Volmin = 960.99
Consumo específico	Conesp = 9.99
Volumen inicial del embalse	Volini = 1376.28
Costo de penalización	Costpen = 1.500
Costo Terminal	CostTer = -1.0
Año de Aportaciones Hidrológicas	Year = 1962
Numero de etapas que tienes el horizonte	Etapas = 52
Demanda de Energía en la ETAPA 1	Dmax(1) = 1500.00
Demanda de Energía en la ETAPA 2	Dmax(2) = 1500.00
Demanda de Energía en la ETAPA 3	Dmax(3) = 1500.00
Demanda de Energía en la ETAPA 4	Dmax(4) = 1500.00
.....	
Demanda de Energía en la ETAPA 52	Dmax(6) = 1500.00

En la tabla E.3 se aprecian los datos que llevan cada uno de los archivos que contienen los datos característicos, de acuerdo al número de hidroeléctricas que se tenga en el análisis, para nuestro caso son los 4 embalses del complejo Grijalva. Dhangost.dat, Dhchicua.dat, Dhmalpas.dat, Dhpenitas.dat tienen el formato siguiente:

**Tabla E.3 Archivo de Datos Característicos Angostura (Dhangost.dat)**

Numero de Datos Característicos del Embalse = 36				NDCE
Nivel msnm	Volumen Mm3	C.E. m3/kWh	Potencia MW	
0500.0	002379.53	05.17	0660.0	
0501.0	002633.45	05.17	0672.4	
0502.0	002887.37	05.10	0684.8	
0503.0	003141.29	05.03	0697.2	
0504.0	003395.21	04.96	0709.6	
0505.0	003649.13	04.89	0722.0	
0506.0	003903.05	04.83	0734.4	
0507.0	004156.97	04.77	0746.8	
0508.0	004410.89	04.71	0759.2	
0509.0	004664.81	04.65	0771.6	
0510.0	004918.73	04.59	0784.0	
0511.0	005275.73	04.53	0796.4	
0512.0	005632.73	04.48	0808.8	
0513.0	005989.73	04.43	0821.2	
0514.0	006346.73	04.38	0833.6	
0515.0	006703.73	04.33	0846.0	
0516.0	007117.39	04.29	0858.4	
0517.0	007531.05	04.24	0870.8	
0518.0	007944.71	04.20	0883.2	
0519.0	008358.37	04.16	0895.6	
0520.0	008772.03	04.12	0900.0	
0521.0	009242.34	04.08	0900.0	
0522.0	009712.64	04.04	0900.0	
0523.0	010182.94	04.01	0900.0	
0524.0	010653.25	03.97	0900.0	
0525.0	011123.56	03.94	0900.0	
0526.0	011652.2	03.91	0900.0	
0527.0	012180.83	03.88	0900.0	
0528.0	012709.48	03.85	0900.0	
0529.0	013238.12	03.83	0900.0	
0530.0	013766.76	03.80	0900.0	
0531.0	014360.89	03.78	0900.0	
0532.0	014955.03	03.76	0900.0	
0533.0	015549.16	03.74	0900.0	
0534.0	016143.30	03.72	0900.0	
0535.0	016737.43	03.70	0900.0	

De acuerdo al número de embalses que se requieran analizar, el programa solicita de acuerdo a este número los datos históricos con los que se van a efectuar la simulacion. Los archivos que se tienen son del año 1952-1997 de cada uno de los embalses. Angostur.dat, chicuase.dat, malpaso.dat, penitas.dat y estos tienen el formato siguiente.

**Tabla E.4 Datos Históricos de Aportaciones Angostura (Angostur.dat)**

Numero de años de Aportaciones Years = 45											
288.0	210.0	183.0	162.0	261.0	970.0	1251.0	1818.0	1765.0	2460.0	993.0	580.0
360.0	211.0	201.0	163.0	222.0	652.0	1215.0	869.0	1937.0	2335.0	795.0	410.0
307.0	203.0	183.0	180.0	425.0	1359.0	1821.0	1237.0	2317.0	2035.0	807.0	411.0
297.0	239.0	210.0	177.0	200.0	321.0	2103.0	1890.0	2536.0	3096.0	1495.0	672.0
438.0	290.0	244.0	210.0	359.0	1585.0	1168.0	868.0	2682.0	2124.0	725.0	480.0
358.0	268.0	296.0	280.0	272.0	540.0	862.0	1110.0	2068.0	1092.0	460.0	402.0
317.0	230.0	223.0	184.0	200.0	870.0	1703.0	1730.0	2093.0	1934.0	953.0	621.0
416.0	291.0	270.0	235.0	248.0	836.0	804.0	1407.0	1080.0	1997.0	880.0	487.0
342.0	258.0	225.0	207.0	248.0	1240.0	1621.0	2043.0	2870.0	2240.0	1312.0	631.0
440.0	338.0	302.0	263.0	273.0	728.0	947.0	963.0	1213.0	1143.0	1190.0	526.0
358.0	247.0	210.0	229.0	216.0	664.0	1078.0	1291.0	3037.0	2155.0	791.0	462.0
335.0	248.0	234.0	200.0	223.0	430.0	1429.0	1268.0	2469.0	1926.0	884.0	537.0
367.0	271.0	221.0	182.0	218.0	771.0	1867.0	1205.0	2239.0	1847.0	594.0	439.0
238.0	237.0	215.0	178.0	204.0	757.0	1046.0	1607.0	1958.0	3170.0	1011.0	527.0
391.0	266.0	244.0	248.0	283.0	1081.0	1840.0	1406.0	2552.0	2667.0	1014.0	554.0
402.0	287.0	244.0	233.0	205.0	495.0	594.0	1031.0	1029.0	1795.0	662.0	403.0
302.0	225.0	198.0	172.0	276.0	876.0	1180.0	594.0	2169.0	2193.0	796.0	479.0
330.0	224.0	205.0	189.0	254.0	614.0	1404.0	3257.0	4527.0	2591.0	1087.0	618.0
416.0	295.0	257.0	201.0	213.0	456.0	1645.0	2175.0	3173.0	1914.0	1041.0	602.0
418.0	285.0	245.0	210.0	234.0	409.0	617.0	1851.0	2179.0	2275.0	797.0	485.0
357.0	260.0	225.0	193.0	267.0	816.0	922.0	1112.0	1080.0	892.0	505.0	356.0
265.0	195.0	177.0	156.0	172.0	635.0	79.0	2669.0	2676.0	3061.0	1084.0	659.0
433.0	284.0	268.0	211.0	257.0	445.0	730.0	463.0	1412.0	1007.0	338.0	247.0
161.0	109.0	90.0	58.0	130.0	319.0	540.0	958.0	2144.0	2081.0	961.0	442.0
334.0	267.0	268.0	253.0	309.0	1050.0	1500.0	633.0	1016.0	1333.0	558.0	490.0
168.0	170.0	283.0	93.0	331.0	663.0	530.0	1101.0	1505.0	798.0	454.0	411.0
261.0	207.0	205.0	213.0	492.0	719.0	1423.0	1369.0	2571.0	1575.0	581.0	409.0
304.0	224.0	291.0	292.0	349.0	835.0	1225.0	1580.0	3595.0	1670.0	695.0	467.0
472.0	276.0	274.0	303.0	323.0	579.0	740.0	1256.0	2842.0	1849.0	583.0	403.0
313.0	198.0	232.0	241.0	292.0	1410.0	2098.0	2388.0	3198.0	2814.0	909.0	577.0
250.0	263.0	229.0	215.0	541.0	1485.0	961.0	944.0	2075.0	2362.0	681.0	434.0
286.0	295.0	292.0	220.0	201.0	713.0	1137.0	1330.0	2929.0	1079.0	630.0	407.0
259.0	196.0	243.0	189.0	635.0	1564.0	1966.0	2559.0	3972.0	1902.0	632.0	477.0
323.0	239.0	255.0	176.0	374.0	795.0	1138.0	2026.0	2006.0	1434.0	775.0	333.0
337.0	189.0	169.0	244.0	345.0	822.0	1074.0	1154.0	1226.0	792.0	430.0	294.0
254.0	181.0	90.0	95.0	278.0	631.0	1313.0	1280.0	1898.0	884.0	325.0	240.0
177.0	218.0	97.0	199.0	202.0	926.0	1412.0	2585.0	2860.0	1905.0	632.0	305.0
218.0	204.0	181.0	206.0	265.0	818.0	693.0	1644.0	3059.0	2989.0	771.0	327.0
283.0	150.0	195.0	212.0	278.0	680.0	1107.0	724.0	1838.0	1191.0	568.0	455.0
367.0	198.0	196.0	144.0	220.0	683.0	656.0	543.0	1115.0	1560.0	489.0	412.0
203.0	149.0	168.0	156.0	164.0	836.0	916.0	1243.0	2005.0	1398.0	550.0	309.0
263.0	133.0	160.0	128.0	203.0	713.0	1133.0	1677.0	2361.0	1692.0	703.0	341.0
204.0	172.0	223.0	132.0	214.0	391.0	309.0	816.0	994.0	1146.0	326.0	117.0
144.0	98.0	141.0	174.0	299.0	1208.0	1463.0	2254.0	4013.0	1608.0	699.0	401.0
278.0	198.0	208.0	154.0	413.0	1474.0	1565.0	2039.0	1970.0	2040.0	680.0	323.0

### E.3 Código Fuente.

#### PROGRAMA PRINCIPAL

```

*****
*
*           INSTITUTO POLITECNICO NACIONAL
*           ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERIA MECANICA Y ELECTRICA
*           UNIDAD ZACATENCO
*           SECCION DE ESTUDIOS DE POSGRADO E INVESTIGACION
*
* ELEBORADO POR: Ing.OBED ZARATE MEJIA
* ASESOR:Dr.RICARDO O. MOTA PALOMINO
*
*           PROGRAMA PRINCIPAL PARA RESOLVER EL PROBLEMA DE
*           COORDINACION HIDROTERMICO
*           TENIENDO PLANTAS INDEPENDIENTES Y EN CASACADA
*****
program      MIMAIN
implicit    double precision (a-h,o-z)
parameter   (nwcore = 100000)
double precision  z(nwcore),resfobj,vest,pothi,CostGent,CostGenr
character*24 archivo, archivo2,salobed
character*24 NomTer,NomTerr
integer nva,etapas,fil,Hidros, Termos, Raciona,cont56
parameter obed=1000
DIMENSION A(obed,obed)

common/obed12/NomTer(1000),NomTerr(1000),CostGent(1000),
*CostGenr(1000)

common /OZM3 / archivo,archivo2
common /varestado1/vest(10000)
common /resfunob/nva,resfobj
common/OZM6 / Etapas
common/OZM8 /Hidros, Termos, Raciona
common/OZM5 / nomsis(10000),
* VolMax(10000), VolMin(10000), ConEsp(10000),
* VolIni(10000),ConIni(10000),cont1(10000),
* Demanda(10000), Pmaxi(10000),Pmin(10000)

call modelohidrotermico

open(4,file='minimize.spc')
open(10,file=archivo)
open(9,file=archivo2)

call minus1( z, nwcore )
*NIDAD 10 MPS
close(10,status='keep')
*NIDAD 4 SPC
close(4,status='keep')
*UNIDAD 9 RESULTADOS DE MINOS
close(9,status='keep')
*****
**ESTAS VARIABLES SON RECOGIDAS DE LA SUBROUTINA DE SOLUCION DEL PROBLEMA**
*LAS CUALES SON:
*nva=NUMERO DE VARIABLES QUE TIENE EL PROBLEMA
*vest(j)=VARIABLES DE ESTADO DEL PROBLEMA A SOLUCIONAR
*resfobj=ES EL RESULTADO DE LA EVALUACION DE LA FUNCION OBJETIVO
*****
*****LLAMA LA SUBROUTINA PARA LA IMPRESION DE RESULTADOS DE NOSOTROS CON****
*****UN FORMATO ESPECIAL VER SUBROUTINA*****

CALL MATRI

*****
* end of main program for stand-alone MINOS.
*****fin del programa principal*****
*****formatos para el archivo de salida*****
end
*****SUBROUTINA MATRI PARA LA IMPRESION DE RESULTADOS*****
subroutine      matri
USE             MSIMSL
integer        nva,etapas,fil,Hidros, Termos, Raciona,
* cont50, cont51, cont52,cont56,cont60,
* cont61,cont99,time,cont81
parameter      obed=1000

DIMENSION      A(obed,obed),B(obed,obed),C(obed,obed),
* DD(obed,obed), F(obed,obed),G(obed,obed),
* H(obed,obed),U(obed,obed),M(obed,obed),

```



```

*      O(obed,obed),N(obed,obed),Q(obed,obed),
*      S(obed,obed),T(obed,obed),W(obed,obed),
*      V(obed,obed)

      character*24  nomsis,NOMSAL,NOMSAL1,NOMSAL2
character*12  istrate
character*24  NomTer,NomTerr
DOUBLE PRECISION  VEST,resfobj, D,E, pothi,CostGent,CostGentr,
*A,B,C,DD,F,G,H,U,M,O,N,Q,S,T,W,V

character*24  archivo, archivo2,salobed,datcar
      common /OZM3 /  archivo,archivo2
      common /varestado1/  vest(10000)
      common /resfunob/  nva,resfobj
common /OZM6 /  Etapas,salobed

      common/obed12/NomTer(1000),NomTerr(1000),CostGent(1000),
*CostGentr(1000)

common /OZM8 /  Hidros, Termos, Raciona
common / obed10 / D(100,100), E(100,100),datcar
common/OZM5 / nomsis(10000),
*      VolMax(10000), VolMin(10000),ConEsp(10000),
*      VolIni(10000),ConIni(10000),cont1(10000),
*      Demanda(10000), Pmaxi(10000), Pmin(10000)

      common / OZM10 / pothi(1000),time
common /obedz/ istrate

WRITE(6,1112)
      READ(5,1001)NOMSAL
      WRITE(6,1113)
      READ(5,1001)NOMSAL1
      WRITE(6,1114)
      READ(5,1001)NOMSAL2
1112 FORMAT(//,3X,'DAME EL NOMBRE PARA EL ARCHIVO DE SALIDA(*.sal):',)$
1113 FORMAT(//,3X,'DAME EL NOMBRE PARA EL ARCHIVO DE SALIDA(*.m):',)$
1114 FORMAT(//,3X,'DAME EL NOMBRE PARA EL ARCHIVO DE SALIDA(*.xls):',)$

      OPEN(30,FILE=NOMSAL)
      OPEN(31,FILE=NOMSAL1)
      OPEN(32,FILE=NOMSAL2)

1001 FORMAT(A24)
*      pause
*      salobed='resozm.sal'
*      open(30,file=salobed)
      write(30,200)
      write(30,201)
      write(30,202)
      write(30,203)
      write(30,204)
      write(30,205)nva
      write(30,206)resfobj
      write(30,207)
      write(30,300)
      write(30,301)
*      do i=1,4
*      write(*,*)pothi(i)
*      end do
*      pause
*****FORMANDO LA MATRIZ EN LA QUE NOS MUESTRA EL RESULTADO DE TODAS**
*****LAS VARIABLES DE ESTADO DE NUESTRO PROBLEMA*****
      k=1
      j=1
      do i=1, nva
        A(k,j)=vest(i)*1.0
        write(*,*) A(k,j)
*      if(i==(k*etapas))then
        k=k+1
        j=1
      else
        j=j+1
      end if
      end do
      fil=nva/etapas
*****LLAMADO DE UNA SUBROUTINAS DE IMSL *****
*WRRN CON UN FORMATO DE LA MATRIZ INDICANDO VARIABLE (FIL) ETAPA(COLUMNA)*****
*UMACH IMPRIME EN EL ARCHIVO DE SALIDA O EN PANTALLA

```

```

*WROPT ACOMODA LA MATRIZ CENTRADA
  call umach(-2,30)
  call wropt (-1, 1, 1)
  call dwrrn("Variables De Estado',fil,etapas,A,obed,0)
*****
  if(datcar= 'si'.or.datcar=='SI')then

*****CON LOS VOLUMENES OBTENIDOS SE INTERPOLAN NIVELES
*****Y CONSUMOS ESPECIFICOS POR MEDIO DE SUS POLINOMIOS
*****CARACTERISTICOS CALCULADOS EN LA SUBROUTINA MPS

      cont50=termos+raciona+(2*hidros)
      cont51=cont50+hidros
      cont52=3
      cont60=termos+raciona+hidros
      cont61=termos+raciona
      do i=cont50+1, cont51
          WRITE(30,302)nomsis(i-cont50)
      WRITE(31,320)nomsis(i-cont50)
          WRITE(32,302)nomsis(i-cont50)
          WRITE(30,305)
          WRITE(30,313)
      do j=1, etapas
**B volúmenes de los embalses en matriz
          B(i-cont50,j)=A(i,j)

C          write(*,*)B(i-cont50,j),i-cont50, j
*****D SON LAS CONSTANTES DEL POLINOMIO DE SEGUNDO GRADO
*****DE LA FORMA D+DX+DX**2 CURVA VOLUMEN VS NIVEL
          DD(i-cont50,j)=0.0
          cont53=(B(i-cont50,j)**2)*D(i-cont50,3)
          cont54=B(i-cont50,j)*D(i-cont50,2)
          cont55=D(i-cont50,1)
*****calculo del nivel del embalse DD
          DD(i-cont50,j)=cont53+cont54+cont55
C          write(*,*)D(i-cont50,1),D(i-cont50,2),D(i-cont50,3)

*          write(*,*)B(i-cont50,j), DD(i-cont50,j), i-cont50, j
*****D SON LAS CONSTANTES DEL POLINOMIO DE SEGUNDO GRADO
*****DE LA FORMA D+DX+DX**2 CURVA VOLUMEN VS CE
          F(i-cont50,j)=0.0
          cont53=(B(i-cont50,j)**2)*E(i-cont50,3)
          cont54=B(i-cont50,j)*E(i-cont50,2)
          cont55=E(i-cont50,1)

*****calculo del consumo especifico F
          F(i-cont50,j)=cont53+cont54+cont55
c          write(*,*)E(i-cont50,1),E(i-cont50,2),E(i-cont50,3)
          cont98=(i-hidros)-cont60
*****potencia hidroelectrica H
          H(cont98,j)=A(i-hidros,j)
***Energia hidroelectrica***
          O(cont98,j)=H(cont98,j)*time
*****turbinamiento U
          U(cont98,j)=H(cont98,j)*pothi(cont98)
*****VERTIMIENTOS M
          cont99=(i-2*hidros)-cont61
          M(cont99,j)=A(i-2*hidros,j)

          write(30,400)j,B(i-cont50,j),DD(i-cont50,j),F(i-cont50,j),
          *H((i-hidros)-cont60,j),O(cont98,j),U(cont98,j),M(cont99,j)

          write(32,400)j,B(i-cont50,j),DD(i-cont50,j),F(i-cont50,j),
          *H((i-hidros)-cont60,j),O(cont98,j),U(cont98,j),M(cont99,j)

          if(j==etapas)then
              write(31,401)j,B(i-cont50,j),DD(i-cont50,j),F(i-cont50,j),
              *H((i-hidros)-cont60,j),O(cont98,j),U(cont98,j),M(cont99,j)
              else
                  write(31,400)j,B(i-cont50,j),DD(i-cont50,j),F(i-cont50,j),
                  *H((i-hidros)-cont60,j),O(cont98,j),U(cont98,j),M(cont99,j)
              endif

          end do
      end do
*      pause
*****RACIONA*****
*      WRITE(*,*)CostGenr(1)
*      PAUSE

      cont81=termos+raciona
      do i=termos+1,cont81

```

```

WRITE(30,304)NomTerr(i-termos)
WRITE(31,320)NomTerr(i-termos)
WRITE(32,304)NomTerr(i-termos)
WRITE(30,306)
WRITE(30,311)
do j=1, etapas
*****potencia termica racional
N(i-termos,j)=A(i,j)
*****energia termica racional
Q(i-termos,j)=N(i-termos,j)*time
*****costo de generacion de racionamiento
S(i-termos,j)=N(i-termos,j)*CostGent(i-termos)

write(30,307)j,N(i-termos,j),Q(i-termos,j),S(i-termos,j)
*****para exel
write(32,307)j,N(i-termos,j),Q(i-termos,j),S(i-termos,j)
*****matlab*****
if(j==etapas)then
write(31,404)j,N(i-termos,j),Q(i-termos,j),S(i-termos,j)
else
write(31,307)j,N(i-termos,j),Q(i-termos,j),S(i-termos,j)
endif

end do
end do
* pause
*****TERMO*****
* WRITE(*,*)CostGent(1)
* PAUSE
do i=1,termos
WRITE(30,308)NomTer(i)
WRITE(31,320)NomTer(i)
WRITE(32,308)NomTer(i)
WRITE(30,309)
WRITE(30,312)
do j=1, etapas
*****potencia termica racional
T(i,j)=A(i,j)
*****energia termica racional
W(i,j)=T(i,j)*time
*****costo de generacion de racionamiento
V(i,j)=T(i,j)*CostGent(i)

write(30,310)j,T(i,j),W(i,j),V(i,j)
*****para exel
write(32,310)j,T(i,j),W(i,j),V(i,j)

*****matlab*****
if(j==etapas)then
write(31,404)j,T(i,j),W(i,j),V(i,j)
else
write(31,307)j,T(i,j),W(i,j),V(i,j)
endif

end do
end do
* pause
*****
close(30,status='KEEP')
else
close(30,status='KEEP')
c if(datcar=='no'.or.datcar=='NO')then
END IF
*****Formando la matriz de impresion de resultados*****
* end of main program for stand-alone MINOS.
200 format(/,25X,' INSTITUTO POLITECNICO NACIONAL')
201 format(/,16X,' SECCION DE ESTUDIOS DE POSGRADO E INVESTIGACION')
202 format(/,21X,' PROGRAMA PARA RESOLVER EL PROBLEMA DE')
203 format(/,13X,' COORDINACION DE UN SISTEMA HIDROTERMICO A
*MEDIANO PLAZO')
204 format(/,35X,' RESULTADOS')
205 format(/,5X,'Numero De Variables De Estado Del Problema',5x,i4,/)
206 format(/,5X,'Costo Total de la Funcion Objetivo Z=',f17.4,/)
207 format(/,15X,'VALOR DE LAS VARIABLES DE ESTADO DEL PROBLEMA')
300 format(/,5X,'Las filas me indican la variable de estado')
301 format(/,5X,'Las columnas me indican la etapa de analisis')
302 FORMAT(/,23x,'HIDROELECTRICA ',a8,/)
305 FORMAT(/,4X,'VOLUMEN ',10x,'NIVEL',12X,'CE',9x,
*'POT HIDRO',6x,'ENERGIA',5X,'TURBINAMIENTO',5x,'VERTIMIENTOS')
313 FORMAT('No.',7X,'(Mm3)',10x,'(msnm)',9X,'(m3/kWh)',8x,
*(MW)',10x,'(MWH)',11X,'(Mm3)',13x,'(Mm3)',/)

```

```

400 FORMAT(i3,3X,F12.4,3X,F12.4,3X,F12.4,3X,F12.4,3X,F12.4,3X,F12.4,
    *3X,F12.4)
303 FORMAT(///,7X,'POTHIDRO ',a8)
304 FORMAT(///,23X,'TERMOCLECTRICA DE RACIONAMIENTO ',a8,/)
306 FORMAT(/,20X,'ETAPA',5X,'POT.RACIONA ',4X,'ENERGIARAC',6X,
    *'COSTO')
311 FORMAT(/,22X,'No.',8X,'(MW) ',10X,'(MWH)',9X,
    *'MILES($)',/)
307 FORMAT(20X,i3,3X,F15.4,3X,F15.4,3X,F15.4)
308 FORMAT(///,28X,'TERMOCLECTRICA ',a8,/)
309 FORMAT(/,20X,'ETAPA',4X,'POT. TERMICA ',3X,'ENERGIATER',7X,
    *'COSTO')
312 FORMAT(/,22X,'No.',7X,'(MW) ',8X,'(MWH)',10X,
    *'MILES($)',/)
310 FORMAT(20X,i3,3X,F12.4,3X,F12.4,3X,F12.4)
320 FORMAT(//,a8,'=',/,S)
401 FORMAT(i3,3X,F12.4,3X,F12.4,3X,F12.4,3X,F12.4,3X,F12.4,3X,F12.4,
    *3X,F12.4,']',/)
404 FORMAT(20X,i3,3X,F12.4,3X,F12.4,3X,F12.4,']',/)
*****
return
end
*****

```

**SUBROUTINA MODELOHIDROTERMICO.**

```

*****
*
* INSTITUTO POLITECNICO NACIONAL
* ESCUELA SUPERIOR DE IUNGENIERIA MECANICA Y ELECTRICA
* UNIDAD ZACATENCO
* SECCION DE ESTUDIOS DE POSGRADO E INVESTIGACION
*
* ELEBORADO POR: Ing.OBED ZARATE MEJIA
* ASESOR:Dr.RICARDO O. MOTA PALOMINO
*
* SUBROUTINA PARA RESOLVER EL PROBLEMA DE
* COORDINACION HIDROTERMICO
* TENIENDO PLANTAS INDEPENDIENTES
* O EN CASCADA
*
* ESTA SUBROUTINA LLEVA LO DATOS CARACTERISTICOS DE LAS PLANTAS TERMICA
* RACIONAMIENTO, Y PLANTAS HIDROELECTRICAS A UNA FORMA ESTANDAR DE
* PROGRAMACION LINEAL Y ES LLAMADO POR EL PROGRAMA PRINCIPAL DE MINOS
* PARA LA SOLUCION DE DICHO PROBLEMA.
* FECHA DE REALIZACION JUNIO-SEPTIEMBRE 2005
*****
* RESUELVE PROBLEMAS DE LA SIGUIENTE FORMA:
* F.O=MINIMIZAR GT1+GT2+GT3+GR1+GR2+GR3+S1+S2+S3-1000V4
* SUJETO A:
* GT1+GR1+GH1=DEMANDA1
* GT2+GR2+GH2=DEMANDA2
* GT3+GR3+GH3=DEMANDA3
* V2=V1+A1-U1-S1
* V3=V2-A2-U2-S2
* V4=V3+A3-U3-S3
* ETAPA 1 ETAPA 2 ETAPA 3
* GTMIN1<=GT1<=GTMAX1 GTMIN2<=GT2<=GTMAX2 GTMIN3<=GT3<=GTMAX3
* GRMIN1<=GT1<=GRMAX1 GRMIN2<=GT2<=GRMAX2 GRMIN3<=GT3<=GRMAX3
* GHMIN1<=GT1<=GHMAX1 GHMIN2<=GT2<=GHMAX2 GHMIN3<=GT3<=GHMAX3
* VNAMINO1<=GT1<=VNAMO1 VNAMINO2<=GT2<=VNAMO2 VNAMINO3<=GT3<=VNAMO3
*****
* Pmaxt=POTENCIA MAXIMA DE LA PLANTA TERMOCLECTRICA
* Pmint=POTENCIA MINIMA DE LA PLANTA TERMOCLECTRICA
* CostGent=COSTO DE GENERACION DE LA PLANTA TERMOCLECTRICA
* Pmaxr=POTENCIA MAXIMA DE LA PLANTA DE RACIONAMIENTO
* Pminr=POTENCIA MINIMA DE LA PLANTA DE RACIONAMIENTO
* CostGentr=COSTO DE GENERACION DE LA PLANTA DE RACIONAMIENTO
* Demanda=DEMANDA DE LOS PERIODOS DE SIMULACION
* Pmaxi=POTENCIA MAXIMA DE LA PLANTA HIDROELECTRICA
* Pmini=POTENCIA MINIMA DE LA PLANTA HIDROELECTRICA
* VolMax=VOLUMEN DE ALMACENAMIENTO MAXIMO Mm3
* VolMin=VOLUMEN DE ALMACENAMIENTO MINIMO Mm3
* ConEsp=CONSUMO ESPECIFICO DE LA PLANTA HIDROELECTRICA
* VolIni=VOLUMEN AL INICIO DE LA SIMULACION EN LOS VASOS
* CostPen=COSTO DE PENELIZACION POR VERTER AGUA
* CostTer=COSTO TERMINAL DE CADA UNO DE LOS VASOS
* YEAR=AÑO DE APORTACIONES HIDROLOGICAS DE LOS VASOS HIDROELECTRICOS
* ETAPAS=NUMERO DE ETAPAS A SIMULAR
*****
* Esta subrutina es llamado por el programa principal de minos*****
*****
*****la cual su funcion es crear el en lace entre los archivos de *****

```

```

*****entrada de las centrales electricas llevandolas a la forma estar*****
*****de programacion lineal y al mismo tiempo llevando la ala forma*****
*****del archivo mps para asi solucionar el problema mediante la *****
*****subrutina de simplex*****
subroutine modelohidrotermico
  use msimsl
  double precision Pmaxt, Pmaxr, CostGent,Pminr, CostGenr, pothi
  double precision Pmint, Demanda, Pmaxi, Pmin, VolMax,
  * VolMin, ConEsp, VolIni, CostPen, CostTer,
  * msnm, Mm3, m3kWh, MW, SSPOLY, STAT, BB, C, D, E

  character*24 archivo, nombre, opc, decic, entrada, nomsis,
  * clave, Sistema, NomTer, NomTerr, archivo1, archivo2,
  * Cascad, verti, ctermi, archivo3, datcar

  integer filas, Vari, cont1, cont2, cont4, cont5, cont7,
  * Hidros, Etapas, cont8, cont9, cont10, cont11, Years, Year,
  * Termos, Raciona, time, ndce

*****
* Bloques comunes utilizados para el enlace entre cascada, Mmps y Minos
*****
  common/OZM1 / opc(10000), Year(10000)
  common/OZM2 / Liminf(10000), Limsup(10000)
  common/OZM3 / archivo, archivo2
  common/OZM4 / x(10000)
  common/OZM5 / nomsis(10000),
  * VolMax(10000), VolMin(10000), ConEsp(10000),
  * VolIni(10000), ConIni(10000), cont1(10000),
  * Demanda(10000), Pmaxi(10000), Pmin(10000)
  common/OZM6 / Etapas, aport(1000,1000),
  * CostPen(10000), CostTer(10000), archivo1(10000),
  * aporta(1000,1000)
  common/OZM7 / Pmaxt(1000), Pmint(1000),
  * Pmaxr(1000), Pminr(1000)

  * common/OZM7 / NomTer(1000), Pmaxt(1000), Pmint(1000), CostGent(1000),
  * * NomTerr(1000), Pmaxr(1000), Pminr(1000), CostGenr(1000)

  common/OZM8 / Hidros, Termos, Raciona
  common/OZM9 / archivo3(100), msnm(100), Mm3(100), m3kWh(100), MW(100)

  COMMON /FVR10/ BB(3), C(3), SSPOLY(3), STAT(10)
  common / obed10 / D(100,100), E(100,100), datcar
  common / OZM10 / pothi(1000), time

  common/obed12/NomTer(1000), NomTerr(1000), CostGent(1000),
  * CostGenr(1000)
*****LECTURA DE DATOS*****
  write(6,111)
  write(6,112)
  write(6,1000)
  write(6,1001)
  write(6,1002)
  read(5,2000) entrada
c write(6,1003)

c read(5,2000) verti
c write(6,1004)
c read(5,2000) ctermi

  open(1,file=entrada)

  read(1,3000) Sistema, Hidros, Termos, Raciona, Cascad, verti, ctermi,
  * datcar, time
  * write(*,*) Sistema, Hidros, Termos, Raciona, Cascad, verti, ctermi,
  * * datcar, time
  * pause
*****LECTURA DE DATOS TERMOELECTRICOS*****

  do k=1, Termos
  read(1,3004) NomTer(k), Pmaxt(k), Pmint(k), CostGent(k)
  * write(*,*) NomTer(k), Pmaxt(k), Pmint(k), CostGent(k)
  end do
*****LECTURA DE DATOS DE RACIONAMIENTO*****
  do k=1, Raciona
  read(1,3004) NomTerr(k), Pmaxr(k), Pminr(k), CostGenr(k)
  * write(*,*) NomTerr(k), Pmaxr(k), Pminr(k), CostGenr(k)
  end do

```

```

end do
* pause
*****LECTURA DE DATOS CARACTERISTICOS DE HIDROELECTRICAS*****
do k=1,Hidros
read(1,3001) Nomsis(k), Pmaxi(k), Pmin(k), VolMax(k),
* VolMin(k), ConEsp(k),Vollni(k), CostPen(k), CostTer(k),
* Year(k)
c write(*,*) Nomsis(k), Pmaxi(k), Pmin(k), VolMax(k),
c * VolMin(k), ConEsp(k),Vollni(k), CostPen(k), CostTer(k),
c * Year(k)
end do
*****LECTURA DE NUMERO DE ETAPAS*****
read(1,3002) etapas
write(*,*)etapas
* pause
*****LECTURA DE DEMANDAS*****
do i=1,etapas
read(1,3003) Demanda(i)
c write(*,*)Demanda(i)
end do
close(1,status= 'KEEP')
if(datcar= 'si'.or.datcar=='SI')then
*****
open(unit=2,file='ObedZM.Sal')
do i=1, hidros
write(2,4000)nomsis(i)
end do
close(2,status='KEEP')
open(2, file='ObedZM.Sal')
do i=1,hidros
read(2,4001)archivo3(i)
c write(*,*)archivo3(i)
end do
close(2,status='DELETE')

do i=1,hidros
open(59+i,file=archivo3(i))
read(59+i,4002) ndce
c write(*,*) ndce
do j=1,ndce
read(59+i,4003)msnm(j), Mm3(j), m3kWh(j),MW(j)
c write(*,*)msnm(j), Mm3(j), m3kWh(j),MW(j)
end do
***** calculo del polinomio caracteristico nivel vs volumen y volumen vs consumo especifico*****
do k=1,NDCE
msnm(k) = msnm(k)*1.0
Mm3(k) = Mm3(k)*1.0
m3kWh(k) = m3kWh(k)*1.0
MW(k) = MW(k)*1.0
end do
CALL DRCURV(ndce, Mm3, msnm, 2, BB, SSPOLY, STAT)
c write(*,*) 'B
CALL DRCURV(ndce, Mm3, m3kWh, 2, C, SSPOLY, STAT)
c write(*,*) 'C
c pause
*se igualan los coeficientes de cada polinomio a una matriz
do k=1,3
D(i,k)=BB(k)
E(i,k)=C(k)
c write(*,*)D(i,k),E(i,k), i,k
end do
end do

elseif(datcar= 'no'.or.datcar=='NO')then
end if

c pause
*****Formatos empleados para la Lectura de datos del archivo de entrada*****
111 format(/,25X,' INSTITUTO POLITECNICO NACIONAL')
112 format(/,16X,' SECCION DE ESTUDIOS DE POSGRADO E INVESTIGACION')
1000 format(/,23X,' PROGRAMA PARA RESOLVER EL PROBLEMA DE')
1001 format(/,13X,' COORDINACION DE UN SISTEMA HIDROTÉRMICO A
*MEDIANO PLAZO')
1002 format(/,7X,'DAME EL ARCHIVO DE DATOS DE LAS PLANTAS ? ',S)
c1003 format(/,7X,'CONSIDERAS PENALIDADES VERTIMIENTOS ? ',S)
c1004 format(/,7X,'CONSIDERAS COSTOS TERMINALES ? ',S)

2000 format(A24)

3000 format(////,59x,a8/,59x,i4/,59x,i4/,59x,i4/,59x,a8,
*/,59x,a8/,59x,a8/,59x,a8/,59x,i8//)

```

```

3001 format(////,29x,a8,/,59x,F10.3,/,59x,F10.3,/,59x,F10.3,/,
* 59x,F10.3,/,59x,F10.3,/,59x,F10.3,/,59x,F10.3,/,59x,F10.3,
*/,59x,i5)
3002 format(////,59x,i4,/)
3003 format(59x,fl0.4)
3004 format(///,59x,a8,/,59x,F10.3,/,59x,F10.3,/,59x,F10.3)
4000 format('DH'a6,'.dat')
4001 format(a12)
4002 format(59x,i5,////)
4003 format(1x,f6.1,3x,fl0.3,5x,f6.3,2x,f8.3)

*****
* Creacion del nombre del archivo MPS y SAL
*****
**AQUI LO QUE HACE ES CREAR DOS ARCHIVOS CON LA TERMINACION .MPS Y .SAL *****
*ABRE UN ARCHIVO CON EL NOMBRE OBEDZM.SAL EN EL SE ESCRIBE EL NOMBRE DEL SISTEMA CON LAS TERMINACIONES*
*ANTERIORES EJEMPLO OBEDZARA.MPS OBEDZARA.SAL Y SE CIERRA EL ARCHIVO DESPUES SE VUELVE ABRIR Y SE LEEN *
*Y CREA LOS ARCHIVOS OBEDZARA.MPS OBEDZARA.SAL PARA SER USADOS POR EL PROGRAMA MINOS*****
open(unit=2,file='ObedZM.Sal')
write(2,002)Sistema
write(2,005)Sistema
close(2,status='KEEP')
open(2,file='ObedZM.Sal')
read(2,101)archivo
read(2,101)archivo2
close(2,status='DELETE')
*****
c pause
* Creacion del nombre del archivo MPS y SAL
open(10,file=archivo)
nombre='HIDROTERMICO'
* Escritura en el archivo *MPS
write(10,201)nombre
* Escritura en el archivo *MPS
*****
* Formatos empleados para la Escritura del archivo MPS
*****
002 format(a8,,'MPS')
005 format(a8,,'SAL')
101 format(a12)
201 format('NAME',10x,a8,,'ROWS')
*****+CALCULO DEL NUMERO DE FILAS QUE TIENE EL PROBLEMA*****
filas=1+(etapas*(hidros+1))
c write(6,*)filas, etapas, hidros
* La variable opc(i) sirve para determinar la clave de la fila
*iiiiiiLA SECCION DE FILASiiiiiiiiiiiiiiii
do i=1, filas

if(i==1)then
opc(i)='N'
write(10,200)i
else
if(i<=9)then
opc(i)='E'
write(10,202)opc(i),i
else if(i<=99)then
opc(i)='E'
write(10,203)opc(i),i
else if(i<=999)then
opc(i)='E'
write(10,204)opc(i),i
else if(i<=9999)then
opc(i)='E'
write(10,205)opc(i),i
end if
end if
* Escritura en el archivo *MPS y determinacion de la clave para la fila
c write(6,*)opc(i),i
end do
* Escritura en el archivo *MPS
write(10,206)

* Formatos empleados para la Escritura del archivo MPS
200 format(1x,'N',2x,'OZM000',i1)
202 format(1x,A1,2x,'OZM000',i1)
203 format(1x,A1,2x,'OZM00',i2)
204 format(1x,A1,2x,'OZM0',i3)
205 format(1x,A1,2x,'OZM',i4)
206 format('COLUMNS')
*****CALCULO DE EL NUMERO DE VARIABLES QUE TIENE EL PROBLEMA*****

```

```

vari=((terminos+raciona)*etapas)+(hidros*etapas)*3
*****
c  write(6,*)vari
c  pause
*  LA VARIABLE Vari SIRVE PARA DETERMINAR EL NUMERO DE VARIABLES DEL PROBLEMA
*  EN ESTE DO SE LLENA LA MATRIZ A
*  DONDE:
*  cont1 ES EL NUMERO DE VECES QUE APARECE LA VARIABLE EN EL PROBLEMA
*  cont2 ES EL NUMERO DE LA FILA EN QUE APARECE DICHA VARIABLE
*  cont3 ES LA RELACION NUMERICA QUE EXISTE ENTRE LA FILA Y LA VARIABLE
*  Determinación de numero de apariciones de la variable en la matriz característica
*  AQUI SE ANALIZA SI EL SISTEMA HIDROELECTRICO ESTA EN CASCADA O NO *****
*****SI NO ESTA EN CASCADA SE ANALISA EL SISTEMA CON PLANTAS INDEPENDIENTES *****
if(Cascad=='no'.or.Cascad=='NO')then
  do i=1,vari
    cont1(i)=2
  end do
*  Determinación de numero de apariciones de la variable en la matriz característica
*  Llenado de la matriz característica
*****CALCULO DEL TURBINAMIENTO EN FUNCION DE LA POTENCIA HIDROELECTRICA Y EL *****
*****CONSUMO ESPECIFICO*****
*sabiendo que el GH=(FACTOR DE PRODUCTIVIDAD)*(TURBINAMIENTO)=PH*TIEMPO
*  U=TURBINAMIENTO/(PH*TIEMPO)/(FACTOR DE PRODUCTIVIDAD)
*  U=(PH*TIEMPO)*C.E
*  U=(MW*hORAS)(m3/MW*seg)(3600SEG/1h)(T horas)/1000000=millones de m3
**PARA EL PROBLEMA DE PABLO Y PREICA
*  do i= 1,Hidros
*    pothi(i)=(ConEsp(i)*3600*time)/1000000
*
*  end do

*  si U=(MW*hORAS)(m3/kW*horas)(T horas)/1000=millones de m3
**PARA EL PROBLEMA DEL COMPLEJO GRIJALVA
  do i= 1,Hidros
    pothi(i)=(ConEsp(i)*time)/1000
  end do
***** SE INICIALIZAN ALGUNOS CONTADORES*****
cont8=1
cont9=1
  cont12=2
  cont10=2
  cont13=etapas+2
  cont02=2
  cont03=etapas+2
cont04=0
  cont05=1
  cont06=etapas+2
  cont07=1
  cont08=0
  cont09=1
  cont010=1
  cont011=0
  cont031=1
cont032=0
  cont033=Terminos*etapas
  cont034=(Terminos+Raciona)*etapas
cont035=1
cont036=0
  cont037=Terminos+Raciona
*****empieza el llenado de la matriz de restricciones*****
*****+empieza a llenar la parte de las termoelectricas hasta el numero ****
*****delas termoelectricas que se tengan*****
***i es la variable en la que se encuentra
  do i=1, vari
    cont10=cont10-1
    cont11=2
    do j=1, cont1(i)
*****LLENA EL VALOR QUE DEVE IR DEL COSTO DE LA FUNCION OBJETIVO**
      if(j==1.and.i<(cont033)+1)then
*j nos indica la fila en la que va estar
        cont2=j
*cont3 nos indica el numero que va llevar en la fila
        cont3=CostGent(cont031)
*cont032 indica el contador de numero de etapas
        cont032=cont032+1
        if(cont032==etapas)then
*cont032 cambia el costo dependiendo el numero de termoelectrica
          cont031=cont031+1
          cont032=0
        end if
*
        write(*,*)i,j,cont2,cont3

```



```

*LLENA LAS FILAS DE LAS RESTRICCIONES DEL BALANCE DE ENERGIA
  else if(j==2.and.i<(cont033)+1)then
*cont2 indica en la fila don de esta el valor y cont3 indica el valor
  cont2=cont12
  cont12=cont12+1
  cont3=1.0
  if(cont12==etapas+2)then
    cont12=2
  end if
  write(*,*)i,j,cont2,cont3
*TERMINA PARA EL LLENADO DE LAS TERMOELECTRICAS
*****
*EMPIEZA EL LLENADO DE LAS TERMOELECTRICAS DE RACIONAMIENTO
  else if(j==1.and.i>(cont033).and.i<(cont034)+1)then
*fila
  cont2=j
*valor en la fila
  cont3=CostGenr(cont035)
  cont036=cont036+1
  if(cont036==etapas)then
cambia el valor del costo en la termo
  cont035=cont035+1
  cont036=0
  end if
c
  write(*,*)i,j,cont2,cont3
  else if(j==2.and.i>(cont033).and.i<(cont034)+1)then
  cont2=cont12
  cont12=cont12+1
  if(cont12==etapas+2)then
    cont12=2
  end if
  cont3=1.0
c
  write(*,*)i,j,cont2,cont3
  end if
  if (i==(cont8*etapas)+1)then
    cont12=2
    cont8=cont8+1
  end if
*****LLENA LA PARTE DE VERTIMIENTO CON COSTO DE PENALIZACION
  if((i>(cont037*etapas).and.i<=((cont037+hidros)*etapas))then
  if(j==1)then
*fila en la que esta el valor
  cont2=j
  if(verti=='si'.or.verti=='SI')then
*****valor del costo de penalizacion
*iiiiiiiiiiiiiiiiTOMANDO EN CUENTA VERTIMIENTOS cont3=CostPen(cont010)iiii
  cont3=CostPen(cont010)
*iiiiiiiiiiiiiiiiSI NO TOMAMOS ENCUENTA VERTIMIENTOS cont3=0iiiiiiiiiiiiiiii
  elseif(verti=='no'.or.verti=='NO')then
  cont3=0
  else
  cont3=CostPen(cont010)
  endif
  cont011=cont011+1
  if(cont011==etapas)then
  cont010=cont010+1
  cont011=0
  end if
c
  write(*,*)i,j,cont2,cont3
  else if (j==2)then
*****FILA EN LA QUE SE ENCUENTRA LA VARIABLE*****
  cont2=cont13
*****VALOR DE LA VARIABLE*****
*****tomando en cuenta vertimientos en la ecuacion de continuidad**
  cont3=1
  cont13=cont13+1
c
  write(*,*)i,j,cont2,cont3
  end if
  end if
*****llena la parte de potencias hidroelectricas que
*****es el valor del turbinamiento dependiente de la potencia hidroelectrica
  cont01=(cont037+hidros)*etapas
  if(i>cont01).and.i<=((cont01+(hidros*etapas)))then
  if(j==1)then
***fila
  cont2=cont02
  if(cont02>etapas)then
    cont02=2
  else

```

```

                cont02=cont02+1
            end if
**valor que se le da en la fila
        cont3=1.0
        write(*,*)i,j,cont2,cont3
    c
        else if(j==2)then
***fila en la que esta el valor
            cont2=cont03
            cont04=cont04+1
            if(cont04>etapas)then
                cont04=1
                cont05=cont05+1
            end if
*valor que se le da
            cont3=pothi(cont05)
            cont03=cont03+1
    c
            write(*,*)i,j,cont2,cont3
            end if
        end if
*****llenado de los costos terminales segun el numero de hidroelectricas
            if(i>(cont01+(hidros*etapas)))then
                if(cont07<etapas)then
                    if(j==1) then
*fila
                        cont2=cont06
*valor
                        cont3=1
                        cont06=cont06+1
    c
                        write(*,*)i,j,cont2,cont3,cont07
                    else if(j==2) then
*fila
                        cont2=cont06
                        cont3=-1
                        cont07=cont07+1
    c
                        write(*,*)i,j,cont2,cont3,cont09,cont07
                    end if
                else if(cont07==etapas)then
                    if(j==1)then
                        cont2=1
                        cont08=cont08+1
*****valor que se le da en la ultima etapa para considerar los
*****embalses lo mas alto posible
*****considerando costos terminales *****
                    if(termini=='si'.or.termini=='SI')then
                        cont3=CostTer(cont08)
    c
                        write(*,*)cont07=3', i,j,cont2,cont3
*****no considerandolos costos terminales cont3=0*****
                    elseif(termini=='no'.or.termini=='NO')then
                        cont3=0
                    else
                        cont3=CostTer(cont08)
                    endif
                    else if(j==2) then

                        cont2=cont06
                        cont3=1

                        cont07=1
                        cont06=cont06+1
    c
                        write(*,*)cont07=3', i,j,cont2,cont3,cont06
                    end if
                end if
            end if
        end if
*FIN DEL LLENADO DE LA MATRIZ DE RESTRICCIONES
* SE ESCRIBE EN EL ARCHIVO DE MPS PARA MINOS MEDIANTE LAS SIGUIENTES INSTRUCCIONES*
            if(i.le.9)then
                if(cont2.le.9)then
                    write(10,207)i,cont2,cont3
                else if(cont2.le.99)then
                    write(10,208)i,cont2,cont3
                else if(cont2.le.999)then
                    write(10,209)i,cont2,cont3
                else
                    write(10,210)i,cont2,cont3
                end if
            else if(i.le.99)then
                if(cont2.le.9)then
                    write(10,211)i,cont2,cont3
                else if(cont2.le.99)then
                    write(10,212)i,cont2,cont3
                else if(cont2.le.999)then

```

```

        write(10,213)i,cont2,cont3
    else
        write(10,214)i,cont2,cont3
    end if
else if(i.le.999)then
    if(cont2.le.9)then
        write(10,215)i,cont2,cont3
    else if(cont2.le.99)then
        write(10,216)i,cont2,cont3
    else if(cont2.le.999)then
        write(10,217)i,cont2,cont3
    else
        write(10,218)i,cont2,cont3
    end if
    else
        if(cont2.le.9)then
            write(10,219)i,cont2,cont3
        else if(cont2.le.99)then
            write(10,220)i,cont2,cont3
        else if(cont2.le.999)then
            write(10,221)i,cont2,cont3
        else
            write(10,222)i,cont2,cont3
        end if
    end if
*
*   Escritura en el archivo *MPS (matriz caracteristica)
*
        end do

    end do
***SI EL SISTEMA HIDRAULICO ESTA EN CASCADA SE ELABORA ESTA PARTE
    else
        cont037=Termos+Raciona
        cont050=cont037+Hidros

        do i=1,vari
c          write(*,*)cont037*etapas, (cont050-1)*etapas
            if(i>(cont037*etapas).and.i<=((cont050-1)*etapas))then
                cont1(i)=3
            else if(i>(cont050*etapas).and.i<=((cont050+Hidros-1)*etapas))then
                cont1(i)=3
            else
                cont1(i)=2
            end if
c          write(*,*)i, cont1(i), '    estan en cascada'
        end do
c        pause

*   Determinacion de numero de apariciones de la variable en la matriz caracteristica
*
*****CALCULO DEL TURBINAMIENTO EN FUNCION DE LA POTENCIA HIDROELECTRICA Y EL *****
*****CONSUMO ESPECIFICO*****
*sabiendo que el GH=(FACTOR DE PRODUCTIVIDAD)*(TURBINAMIENTO)=PH*TIEMPO
*   U=TURBINAMIENTO=(PH*TIEMPO)/(FACTOR DE PRODUCTIVIDAD)
*   U=(PH*TIEMPO)*C.E
*   U=(MW*hORAS)(m3/MW*seg)(3600SEG/1h)(T horas)/1000000=millones de m3
**PARA EL PROBLEMA DE PABLO Y PREICA
*   do i= 1,Hidros
*       pothi(i)=(ConEsp(i)*3600*time)/1000000
*   end do

* si U=(MW*hORAS)(m3/kW*horas)(T horas)/1000=millones de m3
**PARA EL PROBLEMA DEL COMPLEJO GRIJALVA
    do i= 1,Hidros
        pothi(i)=((ConEsp(i)*time)/1000)
        write(*,*)pothi(i)
        pause
    end do
        write(*,*)pothi(1),pothi(2),pothi(3),pothi(4)
        pause

*****
        cont8=1
        cont9=1
            cont12=2
            cont10=2
            cont13=etapas+2
            cont02=2
            cont03=etapas+2
        cont04=0

```

```

cont05=1
cont06=etapas+2
cont07=1
cont08=0
cont09=1
cont010=1
cont011=0
cont031=1
cont032=0
cont033=Termos*etapas
cont034=(Termos+Raciona)*etapas
cont035=1
cont036=0

do i=1, vari
  cont10=cont10-1
  cont11=2
  do j=1, cont1(i)
    if(j==1.and.i<(cont033)+1)then
      cont2=j
      cont3=CostGent(cont031)
      cont032=cont032+1
      if(cont032==etapas)then
        cont031=cont031+1
        cont032=0
      end if
c      write(*,*)i,j,cont2,cont3
      else if(j==2.and.i<(cont033)+1)then
        cont2=cont12
        cont12=cont12+1
        cont3=1.0
        if(cont12==etapas+2)then
          cont12=2
        end if
c      write(*,*)i,j,cont2,cont3
      else if(j==1.and.i>(cont033).and.i<(cont034)+1)then
        cont2=j
        cont3=CostGent(cont035)
        cont036=cont036+1
        if(cont036==etapas)then
          cont035=cont035+1
          cont036=0
        end if
c      write(*,*)i,j,cont2,cont3
      else if(j==2.and.i>(cont033).and.i<(cont034)+1)then
        cont2=cont12
        cont12=cont12+1
        if(cont12==etapas+2)then
          cont12=2
        end if
c      write(*,*)i,j,cont2,cont3
      end if

      if(i==(cont8*etapas)+1)then
        cont12=2
        cont8=cont8+1
      end if

      if(i>(cont037*etapas).and.i<=((cont037+hidros)*etapas))then
        if(j==1)then
          cont2=j
*****
        if(verti=='s'.or.verti=='SI')then
*****valor del costo de penalizacion
*iiiiiiiiiiiiiiiiiiiiTOMANDO EN CUENTA VERTIMIENTOS cont3=CostPen(cont010)iii
          cont3=CostPen(cont010)
*iiiiiiiiiiiiiiiiiiiiSI NO TOMAMOS ENCUENTA VERTIMIENTOS cont3=0iiiiiiiiiiiiiiiiiiii
          elseif(verti=='no'.or.verti=='NO')then
            cont3=0
          else
            cont3=CostPen(cont010)
          endif
*****
          cont011=cont011+1
          if(cont011==etapas)then
            cont010=cont010+1
            cont011=0
          end if
c          write(*,*)i,j,cont2,cont3

```

```

else if (j==2)then
    cont2=cont13
                                cont3=1
                                cont13=cont13+1
else if (j==3)then
    cont2=cont13+etapas-1
                                cont3=-1
end if
    end if
    cont01=(cont037+hidros)*etapas
    if(i>cont01).and.i<=(cont01+(hidros*etapas))then
        if(j==1)then
            cont2=cont02
            if(cont02>etapas)then
                cont02=2
            else
                cont02=cont02+1
            end if
            cont3=1.0
            write(*,*)i,j,cont2,cont3
c
else if(j==2)then
    cont2=cont03
    cont04=cont04+1
    if(cont04>etapas)then
        cont04=1
        cont05=cont05+1
    end if
    cont3=pothi(cont05)
    cont03=cont03+1
c
    write(*,*)i,j,cont2,cont3
else if(j==3)then
    cont2=cont03+Etapas-1
    cont3=-pothi(cont05)
end if
end if

                                if(i>(cont01+(hidros*etapas))then
if(cont07<etapas)then
    if(j==1) then
        cont2=cont06
        cont3=1
                                cont06=cont06+1
c
        write(*,*)i,j,cont2,cont3,cont07
    else if(j==2) then
        cont2=cont06
        cont3=-1
        cont07=cont07+1
c
                                write(*,*)i,j,cont2,cont3,cont09,cont07
    end if
else if(cont07==etapas)then
    if(j==1)then
        cont2=1
        cont08=cont08+1
*****considerando costos terminales *****
    if(ctermi=='si'.or.ctermi=='SI')then
        cont3=CostTer(cont08)
c
        write(*,*)cont07=3', i,j,cont2,cont3
*****no considerandolos costos terminales cont3=0*****
    elseif(ctermi=='no'.or.ctermi=='NO')then
        cont3=0
    else
        cont3=CostTer(cont08)
    endif
*****
c
    write(*,*)cont07=3', i,j,cont2,cont3
    else if(j==2) then
        cont2=cont06
        cont3=1
        cont07=1
        cont06=cont06+1
c
        write(*,*)cont07=3', i,j,cont2,cont3,cont06
    end if
end if

                                end if
* Escritura en el archivo *MPS (matriz caracteristica)
    if(i.le.9)then
        iff(cont2.le.9)then
                                write(10,207)i,cont2,cont3
                                else if(cont2.le.99)then
                                write(10,208)i,cont2,cont3

```

```

else if(cont2.le.999)then
write(10,209)i,cont2,cont3
else
write(10,210)i,cont2,cont3
end if
else if(i.le.99)then
if(cont2.le.9)then
write(10,211)i,cont2,cont3
else if(cont2.le.99)then
write(10,212)i,cont2,cont3
else if(cont2.le.999)then
write(10,213)i,cont2,cont3
else
write(10,214)i,cont2,cont3
end if
else if(i.le.999)then
if(cont2.le.9)then
write(10,215)i,cont2,cont3
else if(cont2.le.99)then
write(10,216)i,cont2,cont3
else if(cont2.le.999)then
write(10,217)i,cont2,cont3
else
write(10,218)i,cont2,cont3
end if
else
if(cont2.le.9)then
write(10,219)i,cont2,cont3
else if(cont2.le.99)then
write(10,220)i,cont2,cont3
else if(cont2.le.999)then
write(10,221)i,cont2,cont3
else
write(10,222)i,cont2,cont3
end if
end if
*
* Escritura en el archivo *MPS (matriz caracteristica)
*
c write(*,*)i,j,cont2,cont3
end do
end do
end if
* Llenado de la matriz caracteristica
* Escritura en el archivo *MPS
write(10,223)
* Escritura en el archivo *MPS

*****
* Formatos empleados para la Escritura del archivo MPS
*****
207 format(4x,'X000',i1,5x,'OZM000',i1,3x,e12.5)
208 format(4x,'X000',i1,5x,'OZM00',i2,3x,e12.5)
209 format(4x,'X000',i1,5x,'OZM0',i3,3x,e12.5)
210 format(4x,'X000',i1,5x,'OZM',i4,3x,e12.5)
211 format(4x,'X00',i2,5x,'OZM000',i1,3x,e12.5)
212 format(4x,'X00',i2,5x,'OZM00',i2,3x,e12.5)
213 format(4x,'X00',i2,5x,'OZM0',i3,3x,e12.5)
214 format(4x,'X00',i2,5x,'OZM',i4,3x,e12.5)
215 format(4x,'X0',i3,5x,'OZM000',i1,3x,e12.5)
216 format(4x,'X0',i3,5x,'OZM00',i2,3x,e12.5)
217 format(4x,'X0',i3,5x,'OZM0',i3,3x,e12.5)
218 format(4x,'X0',i3,5x,'OZM',i4,3x,e12.5)
219 format(4x,'X',i4,5x,'OZM000',i1,3x,e12.5)
220 format(4x,'X',i4,5x,'OZM00',i2,3x,e12.5)
221 format(4x,'X',i4,5x,'OZM0',i3,3x,e12.5)
222 format(4x,'X',i4,5x,'OZM',i4,3x,e12.5)
223 format('RHS')
*****
* Formatos empleados para la Escritura del archivo MPS
*****
* EN ESTA PARTE ES LLENADA EL VECTOR DE DESIGUALDADES
* DONDE:
* i REPRESENTA LA FILA &
* b ES EL VALOR DE LA DESIGUALDAD PARA LA FILA i
lxx=1
cont8=1
*****CREA UNA ARCHIVO CON EL NOMBRE SIGUIENTE
open(unit=2,file='ObedZM.Sal')
*SE EL NOMBRE DE CADA SISTEMA DELAS HIDROELECTRICAS QUE HAYA EN EL
*ARCHIVO DE DATOS

```

```

do i=1, Hidros
write(2,003)NomSis(i)
end do
**ESCRIBE EN ESE ARCHIVO EL NOMBRE DE CADA SISTEMA CON LA TERMINACION.DAT
**Y LO CIERRA Y LO CONSERVA DE ESA MANERA
close(2,status='KEEP')
**VUELVE ABRIR ESE ARCHIVO LEE LOS NOMBRES CON LA TERMINACION
open(2,file='ObedZM.Sal')
do i=1,Hidros
read(2,102)archivo1(i)
* write(*,*)archivo1(i)
end do
*CIERRA Y BORRA ESE ARCHIVO
close(2,status='DELETE')
003 format(a8,'.dat')
102 Format(a12)
**ABRE TODOS LOS ARCHIVOS HASTA EL NUMERO DE HIDROELECTRICAS CON EL NOMBRE
**LEIDO EN EL ARCHIVO BORRADO
do i=1, Hidros
open(unit=i+20,file=archivo1(i))
**SE LEE DEL ARCHIVO DE CADA HIDROELECTRICA LOS AÑOS QUE SE TIENEN
*ALMACENADOS DE HIDROLOGIAS 1,2,...N AÑOS
read(20+i,103)Years
c write(*,*)Years
*****SI SE TIENEN VARIOS AÑOS DE APORTACIONES REGISTRADOS*****
*****LEE LAS APORTACIONES HASTA EL NUMERO DE AÑOS*****
*****FORMANDO UNA MATRIZ DE APORTACIONES HIDROLOGICAS*****

do j=1, Years
read(20+i, 104) aport(j,1),aport(j,2),aport(j,3),aport(j,4),
*aport(j,5),aport(j,6),aport(j,7),aport(j,8),aport(j,9),
*aport(j,10),aport(j,11),aport(j,12)
c write(*,*)j,aport(j,1),aport(j,2),aport(j,3),aport(j,4),aport(j,5)
c *aport(j,6),aport(j,7),aport(j,8),aport(j,9),aport(j,10),
c *aport(j,11),aport(j,12)
ENDDO
*****
do k=1,12
aporta(i,k)=aport((year(i)-1952),k)
* write(*,*)year(i), i , aporta(i,k)
end do

* pause
C end do
103 format(/,40x,i5,/)
104 format(12(f10.5,5x))
end do
*****
*****FORMA UNA MATRIZ DE LAS APORTACIONES DCADA UNA DE LAS CENTRALES
*****PARA CUANDO QUEREMOS UTILIZAR LAS APORTACIONES SIN DIVIDIRLAS
* do i=1,hidros
* do j=1,12
* aport(i,j)=aporta(i,j)
* end do
* end do
*****DISCRETIZACION DE LOS MESES EN SEMANAS 1 AÑO 52 SEMANAS *****
***** 4,4,4,5,4,4,4,5,4,4,5,5,CADA SEMANA DE 168 HORAS*****
*****7 DIAS CADA SEMANA*****
* Aportaciones
*****
do i=1,hidros
cont014=0
cont012=1
cont015=0
do j=1,etapas

if(cont012==1)then
cont013=4
end if

if(cont015<=2.and.cont014==4)then
cont012=cont012+1
cont015=cont015+1
cont014=0
cont013=4
end if

if(cont015==3.and.cont014==5)then
cont012=cont012+1
cont015=0
cont014=0
cont013=5
end if

```

```

end if
c write(*,*)aporta(i,cont012),cont013
  aport(i,j)=(aporta(i,cont012))/cont013
  cont014=cont014+1
  if(j=52)then
    aport(i,j)=aport(i,(j-1))
  end if
* write(*,*)year(i), i, j, cont012, aport(i,j)
end do

end do
* pause
* Aportaciones
do i=2,filas
*****
*
* Llenado del vector de desigualdades para la matriz de restricciones
*
c write(*,*) cont11
  if(i<=etapas+1)then
    b=Demanda(i-1)
c write(*,*)'Demanda', b
  else if(i=((etapas*cont8)+2).and.cont11.ne.etapas)then
    cont10=1
    cont11=1
    b=VolIni(cont8) + aport(cont8,cont10)
* write(*,*) b, aport(cont8,cont10)
    else if(i<=((etapas*(cont8+1))+2))then
      cont10=cont10+1
      b=aport(cont8,cont10)
* write(*,*) b, aport(cont8,cont10)
      cont11=cont11+1
c write(*,*)i,b
      if(cont11==etapas)then
        cont8=cont8+1
        cont11=1
      end if
    end if

* Escritura en el archivo MPS del vector de desigualdades
  if(i.le.9)then
    write(10,224)i,b
  else if(i.le.99)then
    write(10,225)i,b
  else if(i.le.999)then
    write(10,226)i,b
  else
    write(10,227)i,b
  end if

* Escritura en el archivo MPS del vector de desigualdades
* Llenado del vector de desigualdades para la matriz de restricciones
end do

* pause
* Escritura en el archivo MPS
write(10,233)
* Escritura en el archivo MPS
*****
* Formatos empleados para la Escritura del archivo MPS
*****
224 format(4x,'MINOS',5x,'OZM000',i1,3x,e12.5)
225 format(4x,'MINOS',5x,'OZM00',i2,3x,e12.5)
226 format(4x,'MINOS',5x,'OZM0',i3,3x,e12.5)
227 format(4x,'MINOS',5x,'OZM',i4,3x,e12.5)
233 format('BOUNDS')
*****
* Formatos empleados para la Escritura del archivo MPS
*****
* EN ESTA PARTE SE DETERMINA LAS COTAS DE LAS VARIABLES CON SUS RESPECTIVAS CLAVES
* DONDE:
* cont5 ES EL NUMERO DE LA VARIABLE
* clave ES EL TIPO DE LIMITE PARA LA VARIABLE
* cont6 ES LA COTA PARA DICHO LIMITE DE LA VARIABLE

cont016=1
cont017=0
cont020=1
cont021=0
cont040=1
cont041=0
cont042=1
cont043=0

```



```

do i=1,Vari
  if(i<=Termos*etapas)then
    Liminf(i)=Pmint(cont040)
    Limsup(i)=Pmaxt(cont040)
    cont041=cont041+1
    if(cont041==etapas)then
      cont041=0
      cont040=cont040+1
    end if
  end if

  if(i>(Termos*etapas).and.i<=(cont037*etapas))then
    Liminf(i)=Pmirr(cont042)
    Limsup(i)=Pmaxr(cont042)
    cont043=cont043+1
    if(cont043==etapas)then
      cont043=0
      cont042=cont042+1
    end if
  end if

  if(i>cont037*etapas.and.i<=(Hidros+cont037)*etapas)then
    Liminf(i)=0.0
    if(verti=='si'.or.verti=='SI')then
      Limsup(i)=VolMax(1)
    elseif(verti=='no'.or.verti=='NO')then
      Limsup(i)=0
    ***** SI NO SE CONSIDERAN VERTIMIENTOS
    *****
    else
      end if
    end if

  if(i>((Hidros+cont037)*etapas))then
    if(cont016<=Hidros)then
      cont018=(Hidros+cont037)*etapas
      cont019=(Hidros+cont037+(cont016))*etapas
      if(i>(cont018).and.i<=(cont019))then
        Liminf(i)=Pmin(cont016)
        Limsup(i)=Pmaxi(cont016)
        cont017=cont017+1
        if(cont017==etapas)then
          cont017=0
          cont016=cont016+1
        end if
      end if
    end if
  end if

  if(i>(((2*Hidros)+cont037)*etapas))then
c    write(*,*)2*hidros+cont037, i,cont016
    if(cont020<=Hidros)then
      cont018=((2*Hidros)+cont037+cont020-1)*etapas
      cont019=((2*Hidros)+cont037+cont020)*etapas
c    write(*,*) cont018,cont019,((2*Hidros)+cont037)*etapas
    if(i>(cont018).and.i<=(cont019))then
      Liminf(i)=VolMin(cont020)
      Limsup(i)=VolMax(cont020)
      cont021=cont021+1
      if(cont021==etapas)then
        cont021=0
        cont020=cont020+1
      end if
    end if
  end if
  end if
c    write(*,*)i,Liminf(i), Limsup(i)
c  pause
c    end do
c  pause

lxx=1
  cont8=1
  cont12=0
  do i=1, Vari
    do j=1,2
*
* Llenado de los limites de potencia minima y maxima de generacion y
* condiciones inicales de cada generador
*

```

```

    if(j==1)then
      Clave='LO'
      cont5=i
      cont6=Liminf(i)
c      write(*,*) cont5,' ', clave, cont6
*
*      Escritura en el archivo MPS limites y condiciones iniciales
*
      if(cont5.le.9)then
        write(10,228)clave,cont5,cont6
      else if(cont5.le.99)then
        write(10,229)clave,cont5,cont6
      else if(cont5.le.999)then
        write(10,230)clave,cont5,cont6
      else
        write(10,231)clave,cont5,cont6
      end if
*      Escritura en el archivo MPS limites y condiciones iniciales
      end if

      if(j==2)then
        Clave='UP'
        cont5=i
        cont6=Limsup(i)
c      write(*,*) cont5,' ', clave, cont6
*      Escritura en el archivo MPS limites y condiciones iniciales
      if(cont5.le.9)then
        write(10,228)clave,cont5,cont6
      else if(cont5.le.99)then
        write(10,229)clave,cont5,cont6
      else if(cont5.le.999)then
        write(10,230)clave,cont5,cont6
      else
        write(10,231)clave,cont5,cont6
      end if
*      Escritura en el archivo MPS limites y condiciones iniciales
      end if
*
*      Llenado de los limites de potencia minima y maxima de generacion y
*      condiciones inicales de cada generador
*
      end do
      end do

*      Escritura en el archivo MPS

      write(10,232)

*      Escritura en el archivo MPS
*****
*      Formatos empleados para la Escritura del archivo MPS
*****
228 format(1x,a2,1x,'MINOSS',4x,'X000',i1,5x,e12.5)
229 format(1x,a2,1x,'MINOSS',4x,'X00',i2,5x,e12.5)
230 format(1x,a2,1x,'MINOSS',4x,'X0',i3,5x,e12.5)
231 format(1x,a2,1x,'MINOSS',4x,'X',i4,5x,e12.5)
232 format('ENDATA')
*****
*      Formatos empleados para la Escritura del archivo MPS
*****
      close(10,status='KEEP')

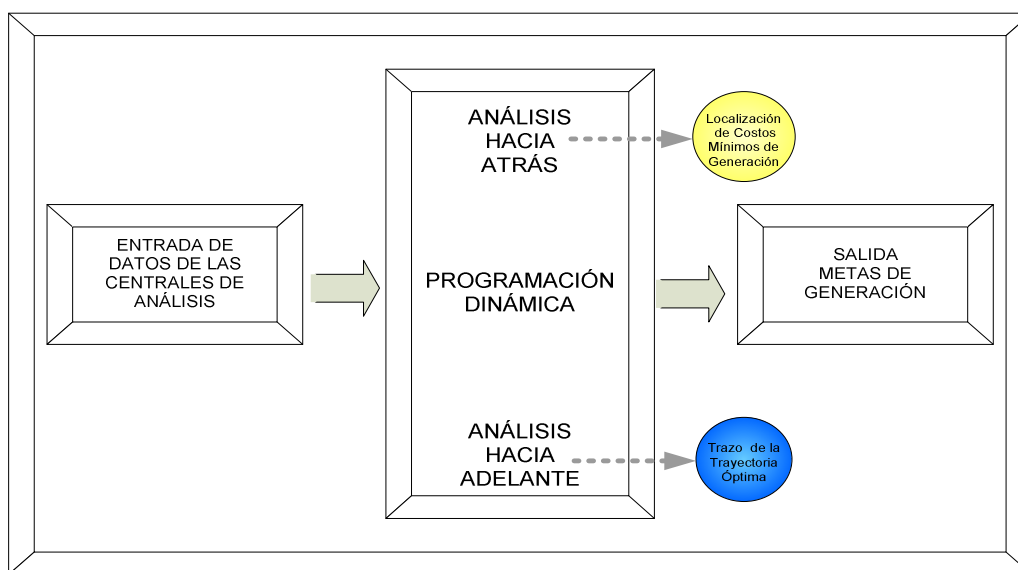
      return
      end
*****FIN DELA SUBROUTINA*****

```

## APENDICE F CONSIDERACIONES PARA LA IMPLEMENTACIÓN DEL SIMULADOR HIDROTÉRMICO MEDIANTE PROGRAMACIÓN DINÁMICA (PD) [49]

El programa computacional tiene la finalidad de determinar la operación óptima de sistemas hidrotérmicos con embalses independientes, obteniendo en cada etapa del horizonte la potencia generada por la hidroeléctrica y termoeléctrica cumpliendo con las restricciones tanto física, técnica y operativa del sistema.

Para obtener la solución óptima de generación el programa esta compuesto principalmente por dos procedimientos secuenciales que son: programación dinámica hacia delante (Forward) y programación dinámica hacia atrás (Backward). La programación dinámica hacia atrás determina la generación que produce el menor costo de operación del sistema, en cambio, la programación dinámica hacia adelante traza la trayectoria de las potencias generadas por la hidroeléctrica y termoeléctrica en cada etapa del horizonte de planeación, la estructura del programa computacional se encuentra ilustrado en la figura F.1. Para obtener esta trayectoria el programa esta compuesto por diversas rutinas y funciones las cuales son descritas en los siguientes párrafos.



**Figura F.1 Estructura del Programa Computacional**

### F.1 1er Modulo. *Lectura de Datos*

El Simulador Hidrotérmico Mediante Programación Dinámica (*SHPD*) utiliza tres archivos de datos para poder efectuar la optimización del horizonte de planeación. Estos archivos tienen características muy específicas por lo que se describen a continuación:

1. Condiciones iniciales
2. Aportaciones hidrológicas del embalse
3. Características del embalse

1. Las condiciones iniciales del sistema de simulación requeridas por el SHPD son:



grij1

- Potencias máximas y mínimas de generación termoeléctricas en ( $MW$ )
- Energía máxima termoeléctrica ( $MWh$ )
- Costo de generación termoeléctrica y de racionamiento (miles de \$)
- Nombre del embalse a analizar
- Potencia máxima y mínima de generación en ( $MW$ )
- Volumen máximo y mínimo ( $Mm^3$ )
- Año de simulación para las aportaciones hidrológicas
- Turbinamiento máximo ( $Mm^3$ )
- Numero de estados del embalse
- Evaporaciones ( $Mm^3$ )
- Discretización del turbinamiento
- Condición inicial del embalse ( $Mm^3$ )
- Numero de etapas del horizonte de planeación
- Demanda de energía por etapa ( $MWH$ )

Con el nombre del embalse a analizar el SHPD de manera automática determina el nombre del archivo de aportaciones hidrológicas de este embalse para que este sea leído.

2. Archivo de datos de afluencias naturales de la central, el cual cuenta con una serie histórica de 46 años (1952 a 1997). Los datos de las aportaciones hidrológicas se tiene por etapas mensuales ( $Mm^3$ ), si la simulación se realiza en etapas semanales el programa cuenta con una subrutina que determina estas aportaciones partiendo de las mensuales.



Angostur

3. En caso de que no se tengan los polinomios característicos del embalse el SHPD necesita los datos de éste para poder determinar dichos polinomios. Los datos necesarios para efectuar esta operación son:



dhangost

- Nivel en ( $msnm$ )
- Volumen ( $Mm^3$ )
- Consumo específico ( $m^3/Kwh$ )
- Potencia máxima que depende del nivel del embalse ( $MW$ )

## F.2 2do Modulo Desarrollo

### *Programación Dinámica Hacia Atrás*

Al embalse de simulación se le asigna una función de costos, que es asociada al nivel que alcanza el embalse en la culminación del horizonte de planeación. Cuando el volumen termina en un nivel bajo el costo futuro es muy elevado, en cambio cuando el volumen es alto el costo futuro es mínimo debido al desplazamiento de la generación de energía térmica.

Los métodos mas sofisticados involucran un polinomio de alto orden para una gran cantidad de puntos. Sin embargo tales métodos generalmente requieren una gran cantidad de tiempo computacional en calcular no solo los coeficientes del polinomio sino también en evaluar el polinomio cada vez que se requiere la interpolación, por lo que se decide que la subrutina calcule los coeficientes de un polinomio de bajo orden como lo es el de segundo grado, ya que su exactitud es adecuada para este tipo de problema, el tiempo computacional para determinar la interpolación es mínimo, debido a que este polinomio es calculado antes de iniciar el proceso iterativo ya que si el cálculo y la evaluación del polinomio estuvieran adentro de las iteraciones el tiempo de solución seria muy grande.

Para el calculo de los turbinamientos factibles en cada estado de las etapas del horizonte de planeación, depende de la discretización del turbinamiento máximo de la central, ya que proporcionándole una discretización pequeña ocasiona que el análisis sea rápido, que el numero de variables factibles sea pequeño, ocasionando que se tenga una menor posibilidad de encontrar la solución óptima; en cambio si se tiene una discretización grande del turbinamiento máximo, ocasionando que el tiempo y análisis del horizonte de planeación sea mucho mayor, además de contar un gran numero de variables factibles obteniendo así una solución mas adecuada. Con lo anterior se debe hallar la discretización adecuada, de tal manera que se tenga tanto la solución del problema en tiempos cortos además de permitir encontrar la mejor solución del grupo de soluciones factibles.

Al realizar las simulaciones del capitulo 4 la discretización mas adecuada que se encontró es de 600 particiones, con la cual se tiene la solución en un tiempo muy razonable de computo y la solución apropiada a este problema

La programación matemática analizada en el programa hidrotérmico cuenta con una serie de desiciones consideradas como un proceso secuencial de varias etapas, el programa esta diseñado para aplicar la metodología de optimización denominada programación dinámica discreta ya que la discretización de la variable de decisión son estrictamente valores enteros por lo que el problema es denominado discreto. Este algoritmo transforma un problema extenso en una serie de pequeños problemas (etapas), y las variables en cada etapa se discretizan en estados, cada uno de estos subproblemas se resuelve considerando todas las opciones posibles.

Este análisis es en base a la ecuación de balance hídrico, realizando la evaluación de balance para cada uno de los turbinamientos obteniéndose así un volumen final para el siguiente periodo. Esta ecuación contempla el volumen inicial, volumen final, aportaciones hidrológicas, evaporaciones, turbinamiento y en caso de que se tengan los datos son considerados los escurrimientos. Las variables (volumen y turbinamiento) de la ecuación de balance hídrico deben de cumplir restricciones físicas y operativas descritas a continuación:

#### Límite Mínimo y Máximo

Si el volumen calculado esta por debajo del volumen mínimo o por encima del volumen máximo el *SHPD* no toma en cuenta este volumen ni el turbinamiento que lo provoco, evitando de esta manera el mal funcionamiento del sistema, con lo que el programa únicamente contempla volúmenes que estén dentro de los límites del embalse (NAMINO y NAMO).

#### Límites de Generación

La planta este diseñada para no sobrepasar su potencia máxima de generación con lo que si el turbinamiento es mayor al máximo la planta generara su potencia máxima, lo anterior se puede apreciar en las curvas características de nivel contra potencia mostradas en el apéndice A.

#### Potencia Demandada

Cuando la demanda de potencia es mayor a la que puede generar la central hidroeléctrica entra la central térmica para satisfacer la potencia restante y en caso de que aun con estas dos centrales no se satisfaga la demanda entra en servicio otra central termoeléctrica de costo muy elevado la cual satisface la potencia que no es generada por las otras dos centrales. La potencia generada por la central hidroeléctrica siempre debe de ser menor o igual a la potencia demanda, si se diera el caso de que la potencia hidroeléctrica fuera mayor a la demanda, la central térmica tendría una generación negativa (absorber potencia) y los resultados del horizonte de planeación serian incongruentes, por lo que se haría un ajuste del turbinamiento para reducir la potencia generada por la central hídrica al valor de la demanda ocasionando que la central térmica no genere y el costo de producción sea nulo

En el análisis de los estados del sistema se tienen diferentes volúmenes que se van averiguando de acuerdo a la discretización de los turbinamientos, los que nos lleven a niveles nuevos, por lo que se hace un ajuste del consumo específico de acuerdo al polinomio característico Nivel-Volumen, con cada volumen hallado de la ecuación de balance hídrico se interpola encontrando un nivel, con este se halla el Consumo específico mediante la curva Nivel-Consumo Específico en cada estado durante el análisis. Ya encontrado el consumo específico en cada uno de los estados se calcula del Factor de Productividad de la planta, que junto con el turbinamiento da la energía hidráulica de cada estado analizado.

De acuerdo a la energía hidroeléctrica producida y la demanda que se quiere satisfacer se emplea la ecuación correspondiente para el cálculo de la energía termoeléctrica, asimismo se calcula el costo de operación en la etapa actual, de acuerdo al costo futuro según el nivel alcanzado del embalse se obtiene el costo de total de la etapa de acuerdo a ese estado. Esto se realiza para cada estado en cada etapa del análisis estableciendo con esto costos de operación en el proceso hacia atrás.

Se procede a la búsqueda de costo mínimo de cada uno de los estados ya que en cada estado se tiene una discretización de la variable de decisión con la cual cada una de las decisiones tiene un turbinamiento, un volumen final, un consumo específico, un factor de productividad, cálculo de generación hidroeléctrica, cálculo de generación termoeléctrica y el costo de cada uno de los estados analizados, con estos estados se halla el que tiene el mínimo costo con lo que se obtendría la mejor solución de ese grupo de soluciones para ese estado, esto se realiza para cada uno de los estados del embalse de análisis y para cada una de las etapas del periodo de estudio.

#### *Programación Dinámica Hacia delante*

Ya averiguado todas las mejores variables de decisión de cada uno de los estados se procede a reconstruir la trayectoria óptima desde el volumen inicial al volumen final del periodo de análisis dándonos con esto una trayectoria óptima de solución para la planeación del sistema hidrotérmico. Partiendo del volumen inicial del análisis, y de acuerdo al análisis hacia atrás, se obtiene el mejor turbinamiento este nos da el mínimo costo de operación con este se llega a un nivel diferente de acuerdo a la ecuación de balance hídrico, en esa etapa a la que se llega, se busca del cálculo hacia atrás la mejor política de operación para ese estado de acuerdo al mínimo costo llevándose este a un estado nuevo de la etapa siguiente, a partir de esto se repite la búsqueda de la mejor solución del análisis hacia atrás hasta que se llegue a la etapa final de estudio, trazando la trayectoria, con la mejor solución del grupo de soluciones.

### F.3 3er Modulo Impresión de Resultados

Los datos de salida que arroja el programa de simulación son los siguientes:

- Etapas analizadas
- Niveles en cada una de las etapas analizadas (msnm)
- Turbinamiento en cada etapa ( $Mm^3$ )
- Volúmenes almacenados con los que se cuentan en cada etapa ( $Mm^3$ )
- Generación hidroeléctrica en cada etapa de análisis (MWh)
- Generación termoeléctrica en cada etapa de análisis (MWh)
- Costos de operación en cada etapa de análisis (miles \$)
- Valor total de la función objetivo (Costo total)

### F.4 4to Modulo Graficación de Resultados

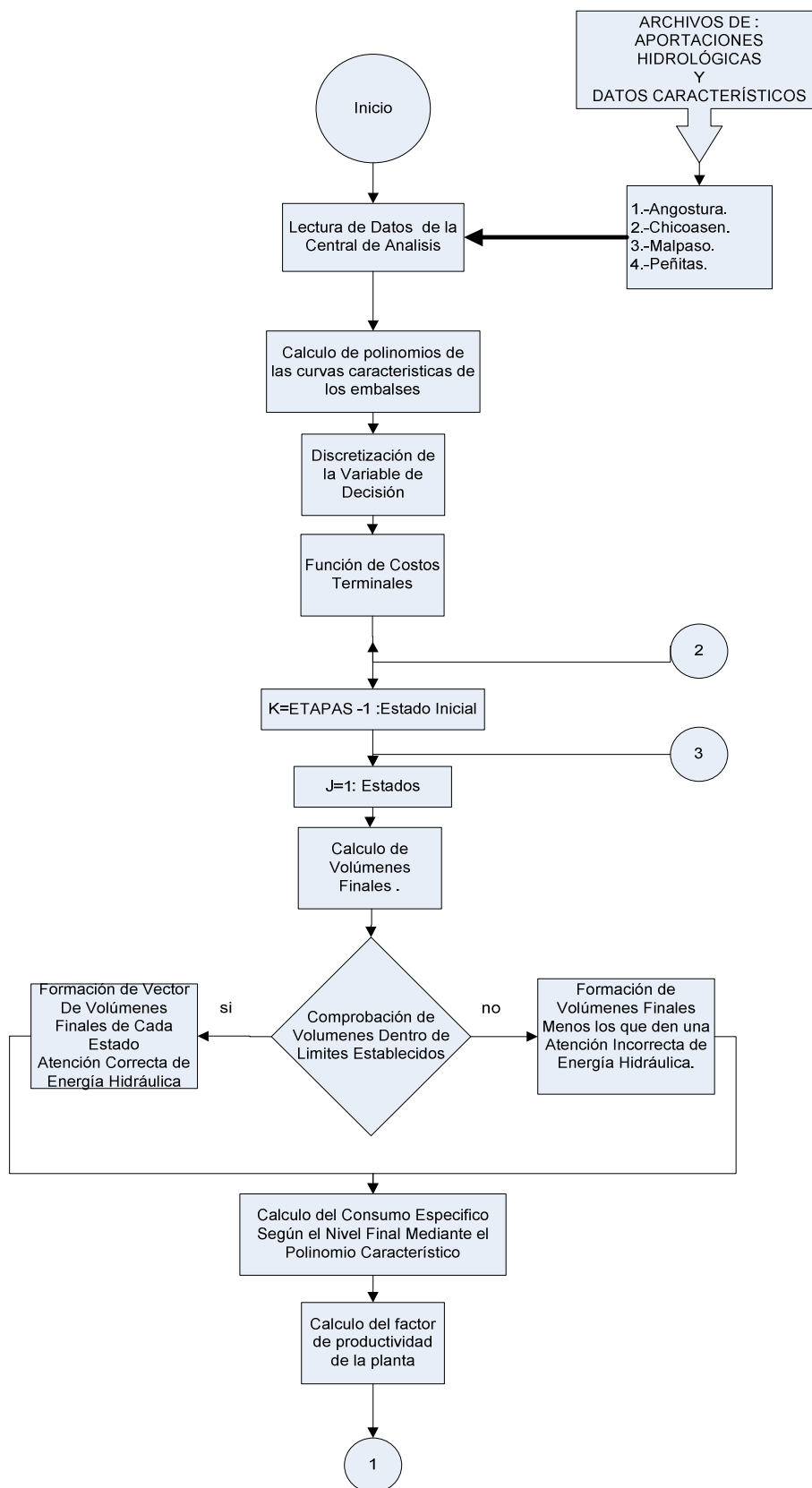
Se realizo con un programa realizado en matlab en el cual solo se necesitan la matriz de resultados, ya automáticamente te crea las graficas de la combinación de las diferentes variables con respecto a las etapas analizadas en el estudio.



Las variables que se grafican son las siguientes:

- Etapa - Nivel
- Etapa - Volumen Almacenado
- Etapa - Turbinamiento
- Etapa - Generación Hidroeléctrica
- Etapa - Generación Termoeléctrica
- Etapa - Costo





**Figura F.2 Diagrama de Flujo Programación Dinámica Hacia Atrás**

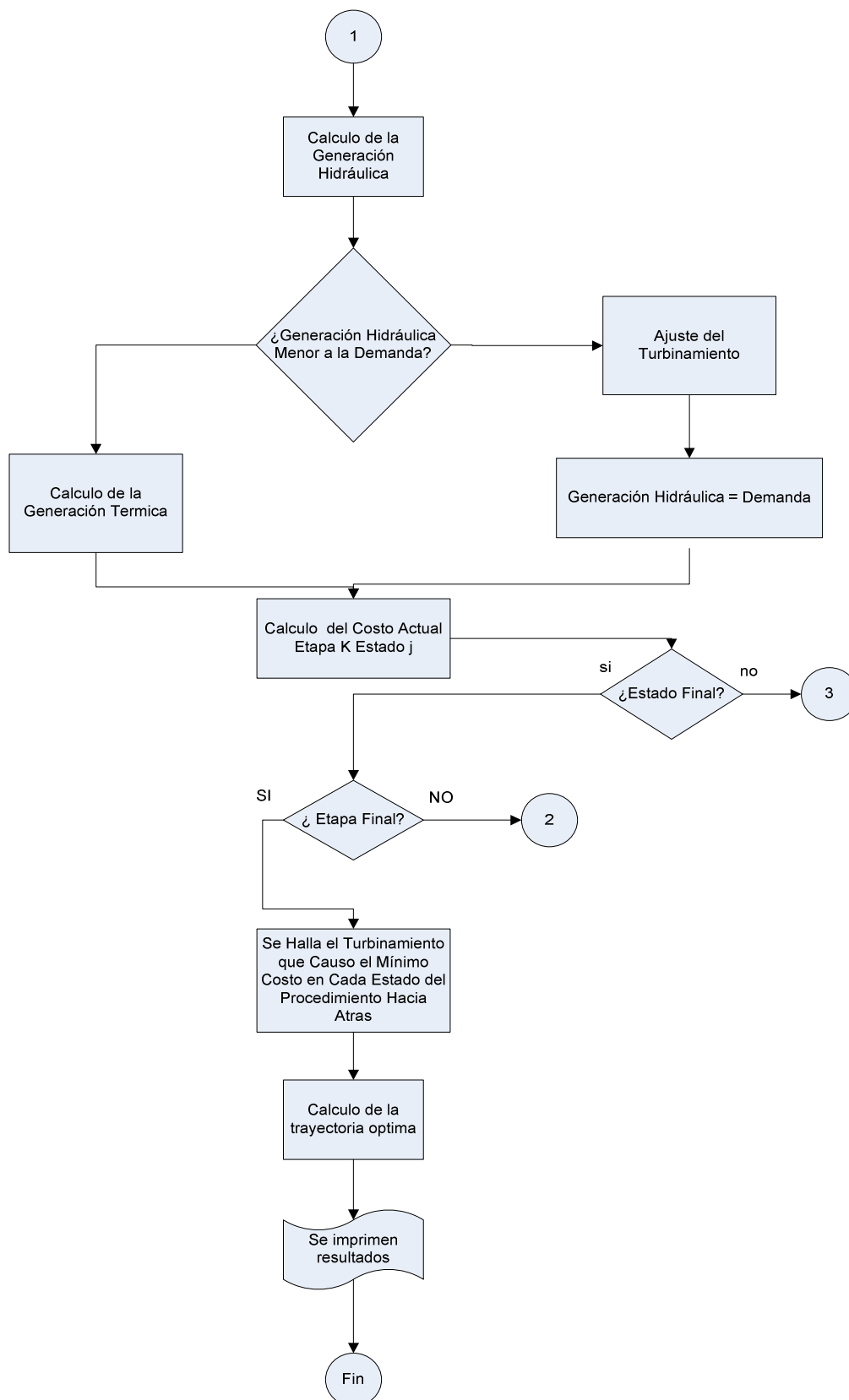


Figura F.3 Diagrama de Flujo Programación Dinámica Hacia Adelante



**Tabla F.2 Archivo de Datos de Aportaciones Hidrológicas (angostur.dat)**

Numero de años de Aportaciones Years = 45											
288.0	210.0	183.0	162.0	261.0	970.0	1251.0	1818.0	1765.0	2460.0	993.0	580.0
360.0	211.0	201.0	163.0	222.0	652.0	1215.0	869.0	1937.0	2335.0	795.0	410.0
307.0	203.0	183.0	180.0	425.0	1359.0	1821.0	1237.0	2317.0	2035.0	807.0	411.0
297.0	239.0	210.0	177.0	200.0	321.0	2103.0	1890.0	2536.0	3096.0	1495.0	672.0
438.0	290.0	244.0	210.0	359.0	1585.0	1168.0	868.0	2682.0	2124.0	725.0	480.0
358.0	268.0	296.0	280.0	272.0	540.0	862.0	1110.0	2068.0	1092.0	460.0	402.0
317.0	230.0	223.0	184.0	200.0	870.0	1703.0	1730.0	2093.0	1934.0	953.0	621.0
416.0	291.0	270.0	235.0	248.0	836.0	804.0	1407.0	1080.0	1997.0	880.0	487.0
342.0	258.0	225.0	207.0	248.0	1240.0	1621.0	2043.0	2870.0	2240.0	1312.0	631.0
440.0	338.0	302.0	263.0	273.0	728.0	947.0	963.0	1213.0	1143.0	1190.0	526.0
358.0	247.0	210.0	229.0	216.0	664.0	1078.0	1291.0	3037.0	2155.0	791.0	462.0
335.0	248.0	234.0	200.0	223.0	430.0	1429.0	1268.0	2469.0	1926.0	884.0	537.0
367.0	271.0	221.0	182.0	218.0	771.0	1867.0	1205.0	2239.0	1847.0	594.0	439.0
238.0	237.0	215.0	178.0	204.0	757.0	1046.0	1607.0	1958.0	3170.0	1011.0	527.0
391.0	266.0	244.0	248.0	283.0	1081.0	1840.0	1406.0	2552.0	2667.0	1014.0	554.0
402.0	287.0	244.0	233.0	205.0	495.0	594.0	1031.0	1029.0	1795.0	662.0	403.0
302.0	225.0	198.0	172.0	276.0	876.0	1180.0	594.0	2169.0	2193.0	796.0	479.0
330.0	224.0	205.0	189.0	254.0	614.0	1404.0	3257.0	4527.0	2591.0	1087.0	618.0
416.0	295.0	257.0	201.0	213.0	456.0	1645.0	2175.0	3173.0	1914.0	1041.0	602.0
418.0	285.0	245.0	210.0	234.0	409.0	617.0	1851.0	2179.0	2275.0	797.0	485.0
357.0	260.0	225.0	193.0	267.0	816.0	922.0	1112.0	1080.0	892.0	505.0	356.0
265.0	195.0	177.0	156.0	172.0	635.0	79.0	2669.0	2676.0	3061.0	1084.0	659.0
433.0	284.0	268.0	211.0	257.0	445.0	730.0	463.0	1412.0	1007.0	338.0	247.0
161.0	109.0	90.0	58.0	130.0	319.0	540.0	958.0	2144.0	2081.0	961.0	442.0
334.0	267.0	268.0	253.0	309.0	1050.0	1500.0	633.0	1016.0	1333.0	558.0	490.0
168.0	170.0	283.0	93.0	331.0	663.0	530.0	1101.0	1505.0	798.0	454.0	411.0
261.0	207.0	205.0	213.0	492.0	719.0	1423.0	1369.0	2571.0	1575.0	581.0	409.0
304.0	224.0	291.0	292.0	349.0	835.0	1225.0	1580.0	3595.0	1670.0	695.0	467.0
472.0	276.0	274.0	303.0	323.0	579.0	740.0	1256.0	2842.0	1849.0	583.0	403.0
313.0	198.0	232.0	241.0	292.0	1410.0	2098.0	2388.0	3198.0	2814.0	909.0	577.0
250.0	263.0	229.0	215.0	541.0	1485.0	961.0	944.0	2075.0	2362.0	681.0	434.0
286.0	295.0	292.0	220.0	201.0	713.0	1137.0	1330.0	2929.0	1079.0	630.0	407.0
259.0	196.0	243.0	189.0	635.0	1564.0	1966.0	2559.0	3972.0	1902.0	632.0	477.0
323.0	239.0	255.0	176.0	374.0	795.0	1138.0	2026.0	2006.0	1434.0	775.0	333.0
337.0	189.0	169.0	244.0	345.0	822.0	1074.0	1154.0	1226.0	792.0	430.0	294.0
254.0	181.0	90.0	95.0	278.0	631.0	1313.0	1280.0	1898.0	884.0	325.0	240.0
177.0	218.0	97.0	199.0	202.0	926.0	1412.0	2585.0	2860.0	1905.0	632.0	305.0
218.0	204.0	181.0	206.0	265.0	818.0	693.0	1644.0	3059.0	2989.0	771.0	327.0
283.0	150.0	195.0	212.0	278.0	680.0	1107.0	724.0	1838.0	1191.0	568.0	455.0
367.0	198.0	196.0	144.0	220.0	683.0	656.0	543.0	1115.0	1560.0	489.0	412.0
203.0	149.0	168.0	156.0	164.0	836.0	916.0	1243.0	2005.0	1398.0	550.0	309.0
263.0	133.0	160.0	128.0	203.0	713.0	1133.0	1677.0	2361.0	1692.0	703.0	341.0
204.0	172.0	223.0	132.0	214.0	391.0	309.0	816.0	994.0	1146.0	326.0	117.0
144.0	98.0	141.0	174.0	299.0	1208.0	1463.0	2254.0	4013.0	1608.0	699.0	401.0
278.0	198.0	208.0	154.0	413.0	1474.0	1565.0	2039.0	1970.0	2040.0	680.0	323.0

**Tabla F.3 Archivo de Datos Característicos ( dhangost.dat)**

Numero de Datos Característicos del Embalse				NDCE = 36
Nivel	Volumen	C.E.	Potencia	
msnm	Mm3	m3/kWh	MW	
0500.0	002379.53	05.17	0660.0	
0501.0	002633.45	05.17	0672.4	
0502.0	002887.37	05.10	0684.8	
0503.0	003141.29	05.03	0697.2	
0504.0	003395.21	04.96	0709.6	
0505.0	003649.13	04.89	0722.0	
0506.0	003903.05	04.83	0734.4	
0507.0	004156.97	04.77	0746.8	
0508.0	004410.89	04.71	0759.2	
0509.0	004664.81	04.65	0771.6	
0510.0	004918.73	04.59	0784.0	
0511.0	005275.73	04.53	0796.4	
0512.0	005632.73	04.48	0808.8	
0513.0	005989.73	04.43	0821.2	
0514.0	006346.73	04.38	0833.6	
0515.0	006703.73	04.33	0846.0	
0516.0	007117.39	04.29	0858.4	
0517.0	007531.05	04.24	0870.8	
0518.0	007944.71	04.20	0883.2	
0519.0	008358.37	04.16	0895.6	
0520.0	008772.03	04.12	0900.0	
0521.0	009242.34	04.08	0900.0	
0522.0	009712.64	04.04	0900.0	
0523.0	010182.94	04.01	0900.0	
0524.0	010653.25	03.97	0900.0	
0525.0	011123.56	03.94	0900.0	
0526.0	011652.2	03.91	0900.0	
0527.0	012180.83	03.88	0900.0	
0528.0	012709.48	03.85	0900.0	
0529.0	013238.12	03.83	0900.0	
0530.0	013766.76	03.80	0900.0	
0531.0	014360.89	03.78	0900.0	
0532.0	014955.03	03.76	0900.0	
0533.0	015549.16	03.74	0900.0	
0534.0	016143.30	03.72	0900.0	
0535.0	016737.43	03.70	0900.0	

**F.5 Código Fuente**

```

*****
**                               INSTITUTO POLITECNICO NACIONAL           ***
**                               ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERIA MECANICA Y ELECTRICA ***
**                               "SEPI"                                     ***
**                               PROGRAMAS DE INGENIERIA                   ***
**                               PROGRAMA PARA CORDINACION HIDROTERMICA     ***
**                               POR MEDIO DE PROGRAMACION DINAMICA         ***
**                               PARA CADA UNO DE LOS VASOS DEL COMPLEJO HIDROELECTRICO ***
**                               GRIJALVA                                   ***
**                               ELABORADO POR: OBED ZARATE MEJIA          ***
** ASESOR: DR. RICARDO O. MOTA PALOMINO                                  ***
**                               ***
**                               ESTE PROGRAMA ES UNA TECNICA DE OPTIMIZACION USADA PARA UNA ***
**                               SERIE DE DECISIONES RELECCIONADAS. ESTE PROCEDIMIENTO DETERMINA ***
**                               LA SEQUENCIA OPTIMA DE DECISIONES EN UN PROCESO DE DECISIONES ***
**                               GRADUAL (VARIAS ETAPAS).                   ***
**                               *LA SOLUCION SON RESTRINGIDAS ENTERAS Y EL NUMERO DE ***
**                               DECISIONES SECUENCIALES DEBEN DE SER FINITAS ***
**                               ***
**                               JULIO 2005                                 ***
*****

USE MSIMSL
INTEGER NDEG
INTEGER M
INTEGER K
INTEGER Hidros, Etapas, Years, Year,
*   Termos, Raciona , ndce

DOUBLE PRECISION AUX01, AUX02,AUX10
DOUBLE PRECISION AUX11, AUX12,AUX00
DOUBLE PRECISION B, C,SSPOLY, STAT
DOUBLE PRECISION X,VOL,CE
*****
double precision Pmaxt, Pmaxr, CostGent,Pminr, CostGenr
double precision Pmint, Demanda, Pmaxi, Pmin, VolMax,
*   VolMin, ConEsp,VolIni,CostPen,CostTer,
*   msnm, Mm3, m3kWh,MW,UMAX1,NEST1,EVAPORA1,DIVTUR1,
*   CONINI1,VNAM01,VNAMINO1,GTMAX1,GTMAXR1

character*24 entrada, nomsis,ENTRADAL,
*   Sistema, NomTer,NomTerr, archivol,
*   archivo3,datcar
*****
DIMENSION B(3), C(3),SSPOLY(3), STAT(10)
DIMENSION X(60),U(1500),Y(100),DEMANDA(1000)
DIMENSION GH(1500),GT(1500),VOLFIN(1500),COSAC(60,60)
DIMENSION COSGT(1500),COSTO(60,60,1500),TUROP(60,60)
DIMENSION UU(1500),GHH(1500),XIN(100)
DIMENSION VNIVEL(100),COETA(100),TURBI(1500)
DIMENSION COSACIN(1500,60),VOL(60),CE(100)
DIMENSION CEIN(1500),FACP(100)
DIMENSION GTA(15000),GHA(1500)
DIMENSION UMAX1(1),NEST1(1),EVAPORA1(1)
DIMENSION archivo3(100),msnm(100), Mm3(100), m3kWh(100),MW(100)
DIMENSION Year(100000),nomsis(10000),VolMax(1),VolMin(1)
DIMENSION ConEsp(10000),VolIni(10000)
DIMENSION Pmaxi(10000),Pmin(10000),aport(1000,1000)
DIMENSION CostPen(10000), CostTer(10000), archivol(10000)
DIMENSION aporta(1000,1000),Pmaxt(1000),Pmint(1000)
DIMENSION Pmaxr(1000),Pminr(1000)
DIMENSION NomTer(1000),NomTerr(1000),CostGent(1000),CostGenr(1000)
*,VNAM01(1),VNAMINO1(1),DIVTUR1(1),CONINI1(1)
*,GTMAX1(1),GTMAXR1(1)
*****
common / obed10 / D(100,100), E(100,100),datcar
*****LECTURA DE DATOS*****
write(6,111)
write(6,112)
write(6,1000)
write(6,1001)
write(6,1002)
read(5,2000) entrada
write(6,1005)
read(5,2000)entradal
open(1,file=entrada)
OPEN(7,FILE=entradal)

read(1,3000) Sistema, Hidros, Termos,Raciona

```

```

c      write(*,*) Sistema, Hidros, Termos, Raciona
*      *time
c      pause
*****LECTURA DE DATOS TERMOELECTRICOS*****
do k=1,Termos
read(1,3004) NomTer(k), Pmaxt(k), Pmint(k), CostGent(k),GTMAX1(k)
write(*,*) NomTer(k), Pmaxt(k), Pmint(k), CostGent(k),GTMAX1(k)
end do
PAUSE
*****LECTURA DE DATOS DE RACIONAMIENTO*****
do k=1,Raciona
read(1,3004) NomTerr(k),Pmaxr(k),Pminr(k),CostGenr(k),GTMAXR1(k)
write(*,*) NomTerr(k), Pmaxr(k), Pminr(k),CostGenr(k),GTMAXR1(k)
end do
pause
*****LECTURA DE DATOS CARACTERISTICOS DE HIDROELECTRICAS*****
do k=1,Hidros
read(1,3001) Nomsis(k), Pmaxi(k), Pmin(k), VolMax(k),
* VolMin(k), ConEsp(k),VolIni(k), CostPen(k), CostTer(k),
* Year(k),UMAX1(K),NEST1(K),EVAPORA1(K),DIVTUR1(k),CONINI1(k)

*      write(*,*) Nomsis(k), Pmaxi(k), Pmin(k), VolMax(k),
*      * VolMin(k), ConEsp(k),VolIni(k), CostPen(k),CostTer(k),
*      * Year(k),UMAX1(K),NEST1(K),EVAPORA1(K),DIVTUR1(K),CONINI1(1)
VNAME1(k)=VolMax(k)
VNAME1(k)=VolMin(k)
*      WRITE(*,*)VNAME1(K), VNAME1(K)
end do

*      pause
*****LECTURA DE NUMERO DE ETAPAS*****
read(1,3002) etapas
write(*,*)etapas
c      pause
*****LECTURA DE DEMANDAS*****
do i=1,etapas
read(1,3003) Demanda(i)
c      write(*,*)Demanda(i)
end do
c      pause
close(1,status= 'KEEP')
*****LECTURA DE DATOS CARACTERISTICOS DEL EMBALSE A ANALIZAR*****
open(unit=2,file='ObedZM.Sal')
do i=1, hidros
write(2,4000)nomsis(i)
end do
close(2,status='KEEP')
open(2,file='ObedZM.Sal')
do i=1,hidros
read(2,4001)archivo3(i)
write(*,*)archivo3(i)
end do
close(2,status='DELETE')

do i=1,hidros
open(59+i,file=archivo3(i))
read(59+i,4002) ndce
*      write(*,*) ndce
do j=1,ndce
read(59+i,4003)msnm(j), Mm3(j), m3kWh(j),MW(j)
c      write(*,*)msnm(j), Mm3(j), m3kWh(j),MW(j)
end do
end do
c      pause
** calculo del polinomio característico nivel vs volumen y volumen vs
*consumo específico
do k=1,NDCE
msnm(k) = msnm(k)*1.0
Mm3(k) = Mm3(k)*1.0
m3kWh(k) = m3kWh(k)*1.0
MW(k) = MW(k)*1.0

X(K)=msnm(k)
VOL(K)=Mm3(k)
CE(K)=m3kWh(k)
end do
open(unit=2,file='ObedZM.Sal')
*SE EL NOMBRE DE CADA SISTEMA DELAS HIDROELECTRICAS QUE HAYA EN EL
*ARCHIVO DE DATOS
do i=1, Hidros
write(2,123)NomSis(i)
end do

```

```

**ESCRIBE EN ESE ARCHIVO EL NOMBRE DE CADA SISTEMA CON LA TERMINACION.DAT
**Y LO CIERRA Y LO CONSERVA DE ESA MANERA
      close(2,status='KEEP')
*VUELVE ABRIR ESE ARCHIVO LEE LOS NOMBRES CON LA TERMINACION
      open(2,file='ObedZM.Sal')
      do i=1,Hidros
      read(2,182)archivol(i)
      write(*,*)archivol(i)
      end do
*CIERRA Y BORRA ESE ARCHIVO
      close(2,status='DELETE')
123  format(a8,'.dat')
182  Format(a12)

      do i=1, Hidros
      open(unit=i+20,file=archivol(i))
**SE LEE DEL ARCHIVO DE CADA HIDROELECTRICA LOS AÑOS QUE SE TIENEN
*ALMACENADOS DE HIDROLOGIAS 1,2,...N AÑOS
      read(20+i,183)Years
      write(*,*)Years
*****SI SE TIENEN VARIOS AÑOS DE APORTACIONES REGISTRADOS*****
*****LEE LAS APORTACIONES HASTA EL NUMERO DE AÑOS*****
*****FORMANDO UNA MATRIZ DE APORTACIONES HIDROLOGICAS*****
      do j=1,Years
      read(20+i,194)  aport(j,1),aport(j,2),aport(j,3),aport(j,4),
*aport(j,5),aport(j,6),aport(j,7),aport(j,8),aport(j,9),
*aport(j,10),aport(j,11),aport(j,12)
      write(*,*)j,aport(j,1),aport(j,2),aport(j,3),aport(j,4),aport(j,5)
      *,aport(j,6),aport(j,7),aport(j,8),aport(j,9),aport(j,10),
      *aport(j,11),aport(j,12)
      ENDDO
*****
      do k=1,12
      aporta(i,k)=aport(((year(i)+1)-1952),k)
      write(*,*)year(i), i , aporta(i,k)
      end do

*
      pause
      C
      end do
183  format(/,40x,i5,/)
194  format(12(f10.5,5x))
      end do

*****FORMA UNA MATRIZ DE LAS APORTACIONES DCADA UNA DE LAS CENTRALES
*****ES PARA CUANDO QUEREMOS UTILIZAR LAS APORTACIONES SIN DIVIDIRLAS
***
      do i=1,hidros
      do j=1,12
      aport(i,j)=aporta(i,j)
      write(*,*)aport(i,j)
      Y(j)=aport(i,j)
      write(*,*)Y(j)
      end do

*
      pause
      end do
****DISCRETIZACION DE LOS MESES EN SEMANAS 1 AÑO 52 SEMANAS *****
***** 4,4,4,5,4,4,4,5,4,4,4,6,CADA SEMANA DE 168 HORAS*****
*****7 DIAS CADA SEMANA*****
      do i=1,hidros
      cont014=0
      cont012=1
      cont015=0
      do j=1,etapas

      if(cont012==1)then
      cont013=4
      end if

      if(cont015<=2.and.cont014==4)then
      cont012=cont012+1
      cont015=cont015+1
      cont014=0
      cont013=4
      end if

      if(cont015==3.and.cont014==5)then
      cont012=cont012+1
      cont015=0
      cont014=0
      cont013=5
      end if
*
      write(*,*)aporta(i,cont012),cont013
      aport(i,j)=(aporta(i,cont012))/cont013

```



```

        cont014=cont014+1
        if (j==52) then
        aport (i,j)=aport (i, (j-1))
        end if
*       write (*,*) year(i), i ,j, cont012, aport (i,j)
        Y(j)=aport (i,j)
*       OPEN (UNIT=8, FILE='OZ.SAL')
*       write (8,*) Y(j)

    end do

    end do

*       pause
*****Aportaciones*****
    UMAX=UMAX1 (1)
    NEST=NEST1 (1)

    EVAPORA=EVAPORA1 (1)
    DIVTUR=DIVTUR1 (1)
    CONINI=CONINI1 (1)
    VNAMO=VNAMO1 (1)
    VNAMINO=VNAMINO1 (1)
    GTMAX=GTMAX1 (1)
    GTMAXR=GTMAXR1 (1)
*       WRITE (*,*) UMAX, NEST, EVAPORA, DIVTUR, CONINI, VNAMO, VNAMINO
*       PAUSE
*****Formatos empleados para la Lectura de datos del archivo de entrada*****
    111 format (/,25X, ' INSTITUTO POLITECNICO NACIONAL')
    112 format (/,16X, ' SECCION DE ESTUDIOS DE POSGRADO E INVESTIGACION')
    1000 format (/,23X, ' PROGRAMA PARA RESOLVER EL PROBLEMA DE')
    1001 format (/,13X, ' COORDINACION DE UN SISTEMA HIDROTERMICO A
        *MEDIANO PLAZO')
    1002 format (/,7X, 'DAME EL ARCHIVO DE DATOS DE LAS PLANTAS ? ', $)
    c1003 format (/,7X, 'CONSIDERAS PENALIDADES VERTIMIENTOS ? ', $)
    c1004 format (/,7X, 'CONSIDERAS COSTOS TERMINALES ? ', $)
    1005 format (/,7X, 'DAME EL ARCHIVO DE SALIDA (*.SAL) ? ', $)
    2000 format (A24)
    3000 format (////////,59x,a8,/,59x,i4,/,59x,i4,/,59x,i4//)
    3001 format (////////,29x,a8,/,59x,F10.3,/,59x,F10.3,/,59x,F10.3,/,
        * 59x,F10.3,/,59x,F10.3,/,59x,F10.3,/,59x,F10.3,/,59x,F10.3,/,
        */,59x,i5,/,59x,F10.3,/,59x,F10.3,/,59x,F10.3,/,59x,F10.3,/,
        *59x,F10.3)
    3002 format (/////,59x,i4,/)
    3003 format (59x,f10.4)
    3004 format (///,59x,a8,/,59x,F10.3,/,59x,F10.3,/,59x,F10.3,/,59x,F10.3)
    4000 format ('DH'a6, '.dat')
    4001 format (a12)
    4002 format (59x,i5,////)
    4003 format (1x,f6.1,3x,f10.3,5x,f6.3,2x,f8.3)
*****MUESTRA EN PANTALLA LA LECTURA DE ARCHIVO DE DATOS*****
    WRITE (6,*) 'NUMERO DE ETAPAS NUMERO DE ESTADOS TUR.MAXIMO'
    WRITE (6,*) ETAPAS,NEST,UMAX
    WRITE (6,*) 'VOLUMEN MAXIMO DEL EMBALSE VOLUMEN MINIMO DEL EMBALSE'
    WRITE (6,*) VNAMO,VNAMINO
    WRITE (6,*) 'PERDIDAS HIDROLEGICAS DEL EMBALSE'
    WRITE (6,*) EVAPORA
    WRITE (6,*) 'DISCRETIZACION DE UMAX'
    WRITE (6,*) DIVTUR
    WRITE (6,*) 'NIVEL DEL EMBALSE'
    WRITE (6,*) (X(J),J=1,NEST)
    WRITE (6,*) 'VOLUMEN DEL EMBALSE'
    WRITE (6,*) (VOL(J),J=1,NEST)
    WRITE (6,*) 'CONSUMO ESPECIFICO POR NIVEL'
    WRITE (6,*) (CE(J),J=1,NEST)
    WRITE (6,*) 'APORTACIONES POR ETAPA'
    WRITE (6,*) (Y(K),K=1,ETAPAS-1)
    WRITE (6,*) 'DEMANDAS POR ETAPA'
    WRITE (6,*) (DEMANDA(K),K=1,ETAPAS-1)
    WRITE (6,*) 'ESTADO INICIAL DEL EMBALSE'
    WRITE (6,*) CONINI
    WRITE (6,*) 'NIVEL SEGUN EL ESTADO INICIAL'
    WRITE (6,*) X(CONINI)
    WRITE (6,*) 'EL VOLUMEN PARA ESTADO INICIAL'
    WRITE (6,*) VOL(CONINI)
    WRITE (6,*) 'SE LEYERON BIEN LOS DATOS DE ENTRADA'
    WRITE (6,*) 'PRESIONA UNA TECLA PARA CONTINUAR'
    PAUSE
*****
CESTA SUBRRITINA ES LLAMADA DE LA BIBLIOTECA DE IMSL Y NOS SIRVE PARA DETERMINAR
C EL POLINOMIO CARACTERISTICO DE LAS CURVAS NIVEL-VOLUMEN Y NIVEL-CONSUMO ESPECIFICO
*NDEG GRADO DEL POLINOMIO
*B VECTOR Q DA LOS COEFICIENTES EL POLINOMIO

```

```

NDEG=2
CALL DRCURV(NEST, VOL, X, NDEG, B, SSPOLY, STAT)
CALL DRCURV(NEST, X, CE, NDEG, C, SSPOLY, STAT)
*****CALCULO DEL ARREGLO DE TURBINAMIENTOS*****
*****DE 0 HASTA LLEGAR AL TURBINAMIENTO MAXIMO*****

PASOTUR=UMAX/DIVTUR
U(1)=0
DO M=1, DIVTUR
U(M+1)=U(M)+PASOTUR
END DO
*FACTOR DE REMUNERACION IGUA AL 1 EL NIVEL EN CADA ETAPA
DO J=1, EST
COSAC(J, ETAPAS)=(-1.0)*(X(J))
ENDDO
*
* PAUSE
*****
*FACTOR DE REMUNERACION IGUAL A CERO
* DO J=1, NEST
* COSAC(J, ETAPAS)=0
* ENDDO
*****
*FACTOR DE REMUNERACION DE ACUERDO AL VOLUMEN ALMACENADO
* DO J=1, EST
* COSAC(J, ETAPAS)=(-1)*(VOL(J))
* WRITE(6, *) COSAC(J, ETAPAS)
* ENDDO
* PAUSE
***** PROGRAMACION DINAMICA HACIA ATRAS*****
*SE CUENTAN LAS TRAYECTORIAS FACTIBLES PARA EL ANALISIS*
*CON NCONTADOR*****
NCONTADOR=0
C CICLO PARA EL CONTROL DE LAS ETAPAS
K=ETAPAS-1
7 IF(K.EQ.1)GOTO 15
C CICLO PARA EL CONTROL DE LOS ESTADOS
J=1
GOTO 16
15 J=CONINI
16 INI=1

C SE IDENTIFICAN LOS ESTADOS FACTIBLES PARA EL ANALISIS
4 IN=1
NOP=0
*****SE CALCULAN LOS VOLUMENES FINALES PARA TODAS LAS*****
*****ETAPAS Y PARA TODOS LOS ESTADOS*****
DO M=1, DIVTUR+1
*****SI ES MAYOR AL VOLUMEN MAXIMO SE ELIMINA *****
IF((VOL(J)+Y(K)-U(M)-EVAPORA).GT.VNAMO)GOTO 1190
*****ECUACION DE BALANCE HIDRICO*****
VOLFIN(M)=VOL(J)+Y(K)-U(M)-EVAPORA
* PAUSE
*****SI ES MENOR AL VOLUMEN MAXIMO SE ELIMINA *****
IF(VOLFIN(M).LT.VNAMINO) GOTO 948
IF(VOLFIN(M).GT.VNAMO) IN=M+1
1190 JI=25
*****aquí puedo calcular vertimientos**
ENDDO
C SE DEFINE EL LIMITE SUPERIOR DE ANALISIS A UTILIZARSE EN EL COSTO
948 CONTINUE
* DO L=1, NEST
* IF(VOL(L).EQ.VOLFIN(IN))GOTO 950
* ENDDO
C CICLO PARA EL CONTROL DE LOS TURBINAMIENTOS
950 M=1
1 IF((VOL(J)+Y(K)-U(M)-EVAPORA).GT.VNAMO)GOTO 1290
*si el volinicial+aportaciones-turbinamiento son mayores al volumen*
*maximo de almacenamiento ya no calculo el volumenn final descarto esa*
*posibilidad para no considerar vertimientos
*CALCULO DEL VOLUMEN FINAL CON LA ECUACION DE BALANCE HIDRICO
VOLFIN(M)=VOL(J)+Y(K)-U(M)-EVAPORA
*****AQUI AUMENTA EL CONTADOR EMPIEZA A CONTAR LAS TRAYECTORIAS*
*FACTIBLES PARA EL ANALISIS*****
NCONTADOR=NCONTADOR+1
* SE CONTROLA LOS TURBINAMIENTOS PARA EVITAR VACIAMIENTOS TOTALES
* CUANDO ENCUENTRA QUE EL VOLUMEN FINAL ES MENOR QUE EL MINIMO*
IF(VOLFIN(M).LT.VNAMINO)GOTO 2
*****INTERPOLA CE con el volumen final calculado*****
C EL POLINOMIO CARACTERISTICO DE LAS CURVAS NIVEL-VOLUMEN Y NIVEL-CONSUMO ESPECIFICO
C DE ACUERDO CON EL CALCULO DE LOS COEFICIENTES DEL POLINOMIO SE TIENE QUE:
C B(1) ES EL COEFICIENTE DE X^0
C B(2) ES EL COEFICIENTE DE X^1

```

```

C      B(3) ES EL COEFICIENTE DE X^2
C      DE LA CURVA CARACTERISTCA NIVEL VOLUMEN
C
C      C(1) ES EL COEFICIENTE DE X^0
C      C(2) ES EL COEFICIENTE DE X^1
C      C(3) ES EL COEFICIENTE DE X^2
C      DE LA CURVA CARACTERISTICA NIVEL CONSUMO ESPECIFICO
AUX01 = (B(2) * VOLFIN(M))
AUX02 = (B(3) * VOLFIN(M) * VOLFIN(M))
AUX00 = B(1) + AUX01 + AUX02
AUX11 = (C(2) * AUX00)
AUX12 = (C(3) * AUX00 * AUX00)
*      AUX13 = (C(4) * AUX00 * AUX00 * AUX00)
AUX10 = C(1) + AUX11 + AUX12
*      + AUX13
C      ESTO ES PARA DETERMINAR EL CONSUMO ESPECIFICO DE ACUERDO A EL NIVEL INICIAL DE CADA ITERACION
C      ESTE CONSUMO QUE SE OBTIENE ES EN m^3/kWh
*      WRITE(*,*)AUX10
CEIN(M)=AUX10
*      WRITE(*,*)'098098098'
*      WRITE(*,*)CEIN(M)
*      PAUSE
GOTO 265
*CALCULO DEL FACTOR DE PRODUCTIVIDAD DE LA PLANTA SEGUN LA ALTURA*
***Y EL GRUPO DE EPICIENCIAS GENERADOR TURBINA*****
265 FACP(M)=(1000*(1/CEIN(M)))
*****
C      PRODUCCION DE ENERGIA HIDROELECTRICA
*****
GH(M) = FACP(M) * U(M)
****NO PUEDE AVER VALORES NEGATIVOS DE GENERACION TERMICA****
****SI EL VALOR DE LA ENERGIA HIDROELECTRICA ES MAYOR *****
****QUE LA DEMANDA ELIMINAMOS ESE VALOR*****
****NO LO CONTAMOS PARA ESE ANALISIS*****
IF(GH(M).GT.DEMANDA(K)) GOTO 2
* CALCULAMOS LA ENERGIA TERMOELECTRICA*****
GT(M)=DEMANDA(K)-GH(M)
*      WRITE(*,*)GT(M)
*      PAUSE
IF(GT(M).GT.GTMAX)GOTO 888
INCCOST=1.0
GOTO 222
888 INCCOST=10.0

****CALCULO DEL COSTO ACTUAL POR LA GENERACION TERMOELECTRICA***
****DE LA ETAPA QUE SE ESTA ANALIZANDO *****
*COSTO UNITARIO*****
222 COSGT(M)=(GT(M)*1.00)*INCCOST
IN=M+1
*      WRITE(*,*)COSGT(M)
*      PAUSE
*para cuando sobrepase el soporte termoeléctrico
*      COSGT(M)=10*GT(M)
* INTERPOLACION DE LOS COSTOS ACTUALES EN BASE A LOS DE LA ETAPA ANTERIOR
*****CALCULO DEL COSTO FUTURO*****
CONT1=1
63 IF(VOLFIN(M).LE.VOL(CONT1))GOTO 61
CONT1=CONT1+1
GOTO 63
61 IF(CONT1.EQ.1) GOTO 80
P1=CONT1-1
P2=CONT1
GOTO 67
80 P1=CONT1+1
P2=CONT1
67 IF(VOL(P1).EQ.VOL(P2)) GOTO 64
GOTO 62
64 COSACIN(M,K+1)=COSAC(P2,K+1)
WRITE(6,*)COSACIN(M,K+1)
*      PAUSE
GOTO 65
62 COSACIN(M,K+1)=((COSAC(P1,K+1)-COSAC(P2,K+1))*(VOLFIN(M)-VOL(P2))
*/(VOL(P1)-VOL(P2)))+COSAC(P2,K+1)
***la k+1 nos da el periodo siguiente que debe tomar como costo futuro
*de la siguiente etapa para la interpolacion
*****CALCULO DEL COSTO TOTAL DE LA ETAPA*****
65 COSTO(J,K,M)=COSGT(M)+COSACIN(M,K+1)
*      WRITE(6,*)'GEN. HIDROELECTRICA'
*      WRITE(6,*)GH(M)
*      WRITE(6,*)'GEN.TERMO COSTO ACTUAL COST.FUTURO COST.TOTAL'
*      WRITE(6,*)GT(M),COSGT(M),COSACIN(M,K+1),COSTO(J,K,M)
*      PAUSE
*****

```

```

*AQUI ES DONDE CAMBIA AL SIGUIENTE ESTADO O VOLUMEN SI NO SE CUMPLE EL IF
1290 IF(M.EQ.DIVTUR+1) GOTO 10
      GOTO 8
      8 M=M+1
      GOTO 1
      2 NCONTA=M
      GOTO 9
      10 NCONTA=M+1
C SE LOCALIZA EL COSTO MINIMO DE OPERACION PARA EL ESTADO QUE SE ESTA ANALIZANDO
  9 MINCOST=5000000
  *   WRITE(*,*)MINCOST
  *   PAUSE
  *   UT=0.0
  *   write(*,*)UT
  *   pause
  *   DO M=3,NCONTA-1
  *   WRITE(*,*)J,K,M,COSTO(J,K,M),MINCOST,UT
  *   PAUSE
  *   IF (COSTO(J,K,M).LE.MINCOST) GOTO 21
      GOTO 20
*****EL COSTO MINIMO POR ESTADO
  21 MINCOST=COSTO(J,K,M)
*****U(M) ES EL VECTOR DE DESICIONES TODOS LOS TURBINAMIENTOS QUE HAY
UT VA HA SER LA DESICION OPTIMA LA ULTIMA DE ACUERDO AL MINIMO COSTO
  UT=U(M)
  20 ENDDO
*****COSAC(J,K) ESTE ARREGLO GUARDA LOS COSTOS MINIMOS DE*****
* CADA ESTADO EN TODAS LAS ETAPAS  COSAC(ESTADOS,ETAPAS)*****
  COSAC(J,K)=MINCOST
***** TUROP(J,K) ESTE ARREGLO GUARDA LOS TURBINAMIENTOS DEPENDIENDO*****
*****EL MINIMO COSTO EN CADA ESTADO EN TODAS LAS ETAPAS TUROP(ESTADOS,ETAPAS)*
  TUROP(J,K)=UT
  *   WRITE(6,*)UT,TUROP(J,K),J,K
  *   PAUSE
*****
  *   OPEN(UNIT=8,FILE='OBED.SAL')
  *   WRITE(8,*)J,K,COSAC(J,K)
  *   WRITE(8,*)J,K,TUROP(J,K)
*SI YA SE ESTA EN LA ETAPA UNO ACABA Y EMPIEZA PROG.DIN ADELANTE
  IF(K.EQ.1) GOTO 17
*SI EL NUMERO J ES IGUAL AL NUMERO DE ESTADOS
  IF(J.EQ.NEST) GOTO 3
****AUMENTA AL SIGUIENTE ESTADO
  J=J+1
  GOTO 4
CC 3 WRITE(6,104)K
  *   3 DO J=1,NEST
  *   19 ENDDO
*SI J ES IGUAL AL NUMERO DE ESTADOS SE COMPRUEBA SI ETAPA ES IGUAL A LA PRIMERA
*Y SE BRINCA A EMPEAR PROG.DIN HACIA ADELANTE SI NO SE VA AL 7 QUE ES DONDE *CAMBIA
*DE ETAPA
  3 IF(K.EQ.1)GOTO 6
      K=K-1
      GOTO 7
  17 b=b
  *   PAUSE
*****
***** ELECCION DE LA TRAYECTORIA OPTIMA *
***** GHA GENERACION HIDRAULICA HACIA DELANTE *
***** GTA GENERACION TERMICA HACIA ATRAS *
*****
C SE ESTABLECEN LAS CONDICIONES INICIALES
  6 VNIVEL(1)=VOL(CONINI)
  *   WRITE(*,*)CONINI
  *   WRITE(6,*)VOL(CONINI)
  *   WRITE(6,*)VNIVEL(1)
  *   PAUSE
*****TURBINAMIENTO OPTIMO POR ETAPA*****
*****TUROP(ESTADO,ETAPA) QUE ES EL TURBINAMIENTO OPTIMO*
*****EN ESE ESTADO PARA ESA ETAPA*****
  TURBI(1)=TUROP(CONINI,1)
  GHH(1)=0
  A=1
  M=1
  382 UU(M)=U(M)
      WRITE(*,*)U(M)
      PAUSE
  381 VOLFIN(M)=VNIVEL(1)+Y(1)-UU(M)-EVAPORA
*****SE INTERPOLA EL CE*****
*****CALCULO DEL NIVEL DEPENDIENDO DEL VOLUMEN FINAL*****
  AUX01 = (B(2) * VOLFIN(M))
  AUX02 = (B(3) * VOLFIN(M) * VOLFIN(M))
  AUX00 = B(1) + AUX01 + AUX02

```

```

*****CALCULO DEL CONSUMO ESPECIFICO DEPENDIENDO DEL NIVEL***
*****CALCULADO*****
      AUX11 = (C(2) * AUX00)
      AUX12 = (C(3) * AUX00 * AUX00)
*      AUX13 = (C(4) * AUX00 * AUX00 * AUX00)
      AUX10 = C(1) + AUX11 + AUX12
*      + AUX13
C      ESTO ES PARA DETERMINAR EL CONSUMO ESPECIFICO DE ACUERDO A EL NIVEL INICIAL   DE CADA ITERACION
C      ESTE CONSUMO QUE SE OBTIENE ES EN m^3/kWh
*      WRITE(*,*)AUX10
      CEIN(M)=AUX10
*      WRITE(*,*)CEIN(M)
*      PAUSE
*****se calcula el factor de productividad de la planta*****
365      FACP(M)=(1000*(1/CEIN(M)))
*****calcula la generacion hidro*****
      GHH(M)=FACP(M)*UU(M)
*      write(6,*)M
*      write(6,*)GHH(M-1)
*      write(6,*)UU(M)
*      write(6,*)UU(M-1)
*      write(6,*)GHH(M)
*      pause
*      write(6,*)U(M+1)
*      pause
*****
      IF(U(M+1).GT.TURBI(1)) GOTO 384
      M=M+1
      GOTO 382
384 IF(A.EQ.1) GOTO 386
      GOTO 385
386 A=2
*      write(6,*)UU(M)
      UU(M)=TURBI(1)-UU(M)
*      write(6,*)TURBI(1)
*      write(6,*)UU(M)
*      PAUSE
      IF(UU(M).EQ.0) GOTO 385
      M=M+1
      UU(M)=UU(M-1)
*      write(6,*)UU(M-1)
*      write(6,*)UU(M)
*      PAUSE
      UU(M-1)=0
      GOTO 381
385 GHA(1)=GHH(M)
*      WRITE(6,*)GHH(M)
*      WRITE(6,*)GH(1)
*      PAUSE
      GTA(1)=DEMANDA(1)-GHA(1)
*      WRITE(6,*)DEMANDA(1)
*      WRITE(6,*)GH(1)
*      WRITE(6,*)GT(1)
*      PAUSE
      COETA(1)=(GTA(1)*1.0)
*      WRITE(6,*)GT(1)
*      WRITE(6,*)COETA(1)
*      PAUSE
***hasta aqui se calculan las condiciones iniciales para la primera*****
etapa en el procedimiento hacia atrás*****
*****BIEN ASTA AQUI*****
*****NDEF CONTADOR DE DEFICITS ENERGETICOS EN ESTE CASO NO HAY YA Q NO
*ESTAMOE PONIENDO LIMITES TERMOELECTRICOS
      NDEF=0
      DO K=2,ETAPAS-1
      VNIVEL(K)=VNIVEL(K-1)+Y(K-1)-TURBI(K-1)-EVAPORA
*      WRITE(6,*)K
*      WRITE(6,*)VNIVEL(K-1)
*      WRITE(6,*)Y(K-1)
*      WRITE(6,*)TURBI(K-1)
*      WRITE(6,*)VNIVEL(K)
*      PAUSE
      IF(VNIVEL(K).GT.VNAMO) GOTO 98
      GOTO 96
* 98 VERT(K)=VNIVEL(K)-VNAMO
98  VNIVEL(K)=VNAMO
*      WRITE(6,*)VNAMO
*      WRITE(6,*)VNIVEL(K)
*      PAUSE
C      SE LOCALIZA EL INTERVALO DE LOCALIZACION DEL
C      TURBINAMIENTO E INTERPOLA EL VALOR
96 CONT2=1
73 IF(VNIVEL(K).LE.VOL(CONT2)) GOTO 71

```

```

CONT2=CONT2+1
GOTO 73
71 IF (CONT2.EQ.1) GOTO 90
P1=CONT2-1
P2=CONT2
GOTO 77
90 P1=CONT2+1
P2=CONT2
77 IF (VOL (P1) .EQ.VOL (P2)) GOTO 74
GOTO 72
74 TURBI (K)=TUROP (P2,K)
GOTO 75
72 TURBI (K) = ( (TUROP (P1, K) -TUROP (P2, K) ) * (VNIVEL (K) -VOL (P2) )
* / (VOL (P1) -VOL (P2) ) ) +TUROP (P2, K)
75 GHH (1)=0
A=1
M=1
482 UU (M)=U (M)
481 VOLFIN (M)=VNIVEL (K-1) +Y (K-1) -UU (M) -EVAPORA
IF (VOLFIN (M) .GT.VNAMO) GOTO 488
GOTO 489

488 VOLFIN (M)=VNAMO
*****SE INTERPOLA EL CE*****
489 AUX01 = ( B (2) * VOLFIN (M) )
AUX02 = ( B (3) * VOLFIN (M) * VOLFIN (M) )
AUX00 = B (1) + AUX01 + AUX02

C Y CON ESTE NIVEL SE DETERMINA EL CONSUMO ESPECIFICO DE AGUA PARA CADA VOLUMEN
C COMO A CONTINUACION SE DETERMINA
AUX11 = ( C (2) * AUX00 )
AUX12 = ( C (3) * AUX00 * AUX00 )
AUX10 = C (1) + AUX11 + AUX12
CESTO ES PARA DETERMINAR EL CONSUMO ESPECIFICO DE ACUERDO A EL NIVEL INICIADE CADA ITERACION
CESTE CONSUMO QUE SE OBTIENE ES EN m^3/kWh
CEIN (M)=AUX10
465 FACP (M)=(1000*(1/CEIN (M) ) )
GHH (M)=FACP (M) *UU (M)
IF (U (M) +1 .GT.TURBI (K) ) GOTO 484
M=M+1
GOTO 482
484 IF (A.EQ.1) GOTO 486
GOTO 485
486 A=2
UU (M)=TURBI (K) -UU (M)
IF (UU (M) .LE.0) GOTO 485
M=M+1
UU (M)=UU (M-1)
UU (M-1)=0
GOTO 481
485 GHA (K)=GHH (M)
*!!RESTRICCION DE GENERACION TERMO NEGATIVA *
*!!CORRECCION DE EXCESO DE TURBINAMIENTOS ESTO LO HACE DISMINUYENDO *
*EL TURBINAMIENTO PARA QUE HAYA MENOS TURBINAMIENTO *
*AQUI ES SOLO CUANDO LA ENERGIA HIDROELECTRICA ES MAYOR A LA DEMANDA*
*PARA SER CONGRUENTES CON LA ENERGIA TERMOELECTRICA*****
IF (GHA (K) .GT.DEMANDA (K) ) GOTO 692
GOTO 491
692 TURCOR= (TURBI (K) *DEMANDA (K) ) /GHA (K)
***** AQUI HACEMOS QUE LA DEMANDA SEA IGUAL A LA ENERGIA HIDRAULICA***
*****Y HACI NO OCUPAR ENERGIA TERMOELECTRICA*****
TURBI (K) =TURCOR
GHA (K) =DEMANDA (K)
C PRODUCCION DE ENERGIA TERMOELECTRICA
491 GTA (K) =DEMANDA (K) -GHA (K)
IF (GTA (A) .GT.GTMAX) GOTO 666
INCCOST=1.0
GOTO 651
666 INCCOST=10.0
NDEF=NDEF+1
C CALCULO DEL COSTO ACTUAL POR LA GENERACION TERMOELECTRICA
651 COETA (K) = (GTA (K) *1.0) *INCCOST
ENDDO
COETATT=0.0
DO K=1,ETAPAS
COETATT=COETATT+COETA (K)
ENDDO
VNIVEL (ETAPAS) =VNIVEL (ETAPAS-1) +Y (ETAPAS-1) -TURBI (ETAPAS-1)
*-EVAPORA
IF (VNIVEL (ETAPAS) .GT.VNAMO) GOTO 198
GOTO 196
* 198 VERT (ETAPAS) =VNIVEL (ETAPAS) -VNAMO
198 VNIVEL (ETAPAS) =VNAMO

```

```

C INTERPOLACION DE LOS NIVELES
196 DO K=1,ETAPAS
*****CALCULO DEL NIVEL DEPENDIENDO DEL VOLUMEN FINAL*****
AUX01 = (B(2) * VNIVEL(K))
AUX02 = (B(3) * VNIVEL(K) * VNIVEL(K))
AUX00 = B(1) + AUX01 + AUX02
XIN(K)=AUX00
ENDDO
*****SE IMPRIMEN RESULTADOS EN EL ARCHIVO DE SALIDA*****
*****RESULTADOS DE LA OPTIMIZACION*****
WRITE(7,5200)
WRITE(7,5201)
WRITE(7,5202)
WRITE(7,5203)
WRITE(7,109)
WRITE(7,113)
DO K=1,ETAPAS-1
WRITE(7,110)K,XIN(K),VNIVEL(K),TURBI(K),GHA(K),GTA(K),COETA(K)
ENDDO
WRITE(7,161)COSAC(CONINI,1)
WRITE(7,121)COETATT
WRITE(7,142)XIN(ETAPAS),VNIVEL(ETAPAS)
WRITE(7,115)NCONTADOR
WRITE(7,116)NDEF
*****FORMATOS DEL PROGRAMA*****
*****PROCESO HACIA ATRAS*****
130 FORMAT(2X,F10.4,7X,F10.4,7X,F10.4,7X,F10.4)
131 FORMAT(1X,F9.4,6X,F9.4,6X,F9.4,6X,F9.4,6X,F9.4)
*****
100 FORMAT(5X,'COSAC(',I2,',',I2,')=',F10.3)
101 FORMAT(5X,'COSTO(DE ',F10.4,'A',F10.4,',',I2,',',F12.4,')='
*,F12.4,'GEN.TERMICA=',F12.4)
102 FORMAT(/,5X,'COSTO TOTAL DE LA ETAPA ',I2,',No.ESTADO',I2,
*',X',F5.1,'VOLUMEN:',F10.3,/)
103 FORMAT(/,5X,'COSTOS ACUMULADO HASTA LA ETAPA',I2,/)
104 FORMAT(/,5X,'LOS COSTOS MINIMOS Y SU TURBINAMIENTO
* HASTA LA ETAPA ',I2,'ES:')
105 FORMAT(5X,'COSAC(',I2,',',I2,')=',F12.4)
108 FORMAT(5X,'TUROP(',I2,',',I2,')=',F12.4,/)
109 FORMAT(/,22X,' RESULTADOS DE LA OPTIMIZACION DE UN VASO HIDROEL
*ECTRICO',///,
* 5X,'NUMERO',6X,'NIVEL',5X,'VOL.ALMACENADO',5X,'TURBINAMIENTO'
*,14X,'GEN.HIDRO',12X,'GEN.TERMO',11X,'COSTO ETAPA')
113 FORMAT(
*5X,'ETAPA',5X,'(MSNM)',7X,'MILLONES M3',9X,'MILLONES M3'
*,15X,'MWH',20X,'MWH',15X,'MILLONES $',/)
110 FORMAT(5X,I2,5X,F10.4,7X,F10.4,5X,F12.4,9X,F15.4,7X,F15.4,6X
*,F15.4,6X,F15.4)
161 FORMAT(/,5X,'LOS COSTOS DE LA OPTIMIZACION HACIA ATRAS:',F20.4)
142 FORMAT(/,5X,'EL NIVEL DEL EMBALSE AL FINAL DEL PERIODO ES:',F10.4,
*'CON UN VOLUMEN ALMACENADO DE:',F10.4)
115 FORMAT(/,5X,'SE ANALIZARON ',I8,'TRAYECTORIAS FACTIBLES')
121 FORMAT(/,5X,'LOS COSTOS TOTALES DE LA OPTIMIZACION HACIA ADELANTE:
*',F20.4)
5200 format(/,25X,' INSTITUTO POLITECNICO NACIONAL')
5201 format(/,16X,' SECCION DE ESTUDIOS DE POSGRADO E INVESTIGACION')
5202 format(/,21X,' PROGRAMA PARA RESOLVER EL PROBLEMA DE')
5203 format(/,13X,' COORDINACION DE UN SISTEMA HIDROTERMICO A MEDIANO
* PLAZO')
*****
116 FORMAT(/,10X,'EN ',I2,'ETAPAS DEL HORIZONTE DE PLANEACION SE INCU
*RRIO EN DEFICIT ENERGETICO')
WRITE(6,*)'ACABO BIEN'
PAUSE
STOP
END

```

## APÉNDICE G CONSIDERACIONES PARA LA IMPLEMENTACIÓN DEL SIMULADOR HIDROELÉCTRICO MEDIANTE REGLAS DE OPERACIÓN (SHRO) [48]

La metodología propuesta para la operación de plantas hidroeléctricas fue implementada en un programa de computadora, escrito en lenguaje Matlab 7.0 dando como resultado una respuesta tanto numérica como grafica. Este programa permite simular la operación de plantas hidroeléctricas que tienen grandes vasos de almacenamiento con el objeto de determinar el comportamiento de las mismas para determinadas condiciones de aportaciones, generaciones, niveles etc. que se estima podrán tener en el futuro. Esta diseñado para operar bajo cinco reglas de operación que son de Potencia Constante, Turbinamiento Fijo, Cota Fija, Máxima Extracción y Mínima Extracción, durante todo el periodo de planeación, esto nos permite determinar alternativas óptimas de operación, y por lo tanto saber como se comporta el embalse ante diferentes condiciones. El diagrama de bloques de esta herramienta se muestra en las figuras. G.1, G.2, G.3, G.4, G.5 y G.6 esta compuesta de diferentes módulos los cuales se explican a continuación.

### G.1 Modulo No.1 Lectura de Archivo de Datos

Este programa esta diseñado para el análisis de los cuatro embalses del complejo hidroeléctrico del río Grijalva, Angostura, Chicoasen, Malpaso, Peñitas. El programa principal tiene el siguiente nombre.

Politic.m  **politic**  
MATLAB M-file  
3 KB

Este programa hace el llamado de cuatro archivos de datos, uno por cada central de acuerdo la elección del embalse de análisis.

Nombre de los archivos de datos:

dcang.m  **dcang**  
MATLAB M-file  
11 KB

dcchic.m  **dcchic**  
MATLAB M-file  
9 KB

dcmalp.m  **dcmalp**  
MATLAB M-file  
10 KB

dcpeni.m  **dcpeni**  
MATLAB M-file  
9 KB

Cada archivo cuenta con lo siguiente datos:

- Nivel de almacenamiento máximo del embalse (m.s.n.m)
- Nivel de almacenamiento mínimo del embalse (m.s.n.m)
- Volumen de almacenamiento máximo del embalse ( $Mm^3$ )
- Volumen de almacenamiento mínimo del embalse ( $Mm^3$ )
- Turbinamiento máximo ( $Mm^3$ )
- Potencia por cada unidad (MW)
- Número de generadores en la central.
- Matriz de datos característicos del embalse (nivel, volumen, consumo específico, potencia)
- Matriz de Aportaciones hidrológicas de 1952 a 1997 en etapas mensuales en  $Mm^3$



## G.2 Modulo No.2 Lectura de la Regla de Operación a Emplear

El programa principal cuenta con 5 archivos, cada uno con una regla de operación las cuales son potencia constante, cota fija, turbinamiento fijo, extracción mínima y extracción máxima esto es con el fin de efectuar estudios con dichas reglas y poder decidir cual es la estrategia de operación mas adecuada debido a las condiciones hidrológicas del sistema.



El programa principal hace el llamado tanto del archivo de datos del embalse, como de la regla de análisis que se desea estudiar.

Las condiciones iniciales necesarias para efectuar el estudio de alguna de las reglas descritas en el capítulo 3 son:

- Año de análisis
- Etapas de estudio
- Condición inicial del volumen de almacenamiento ( $Mm^3$ )

Además de las condiciones iniciales anteriores, el programa requiere datos específicos según la regla de análisis del embalse a estudiar, estos datos dependen de la regla elegida, los cuales son descritos en los párrafos siguientes:

**Potencia Constante.** Para el análisis de esta regla debe establecerse la generación que debe producirse durante todo el periodo de planeación en MW. Esto determina el volumen total que debe ser extraído durante cada una de las etapas del horizonte de planeación, el cual deberá ser variable dependiendo de la altura alcanzada en cada etapa, esto considerando la disponibilidad de todas las unidades de la planta generadora que toma agua del embalse.

**Cota Fija.** En esta regla de operación debe establecerse el volumen en  $Mm^3$  al que debe llegar el embalse al final del horizonte de planeación, el cual debe estar comprendido entre el nivel mínimo y máximo de almacenamiento de la central hidroeléctrica para evitar una operación inadecuada de la central. El estudio de acuerdo a esta regla debe determinar las afluencias naturales determinísticas y la extracción total del embalse durante todo el periodo establecido, con la disponibilidad de todas las unidades de la central, obteniéndose así una potencia variable dependiente del nivel alcanzado en la presa en cada una de las etapas.

**Turbinamiento Fijo.** Esta regla de operación debe establecerse el volumen en  $Mm^3$  total que deberá ser turbinado durante el todo periodo de planeación por la central que toma agua del embalse, esto da consecuencia que la potencia suministrada sea variable dependiendo del nivel alcanzado en cada una de las etapas.

**Máxima Extracción.** En esta regla se solicita extraer a través de las turbinas de las unidades de la central hidroeléctrica, la mayor cantidad de agua que sea posible durante el horizonte de planeación. Esto tomando en cuenta la disponibilidad de todas las unidades además de respetar límites de generación de cada unidad. Es decir no poder generar mas de lo que están diseñadas.

**Mínima Extracción.** Esta regla de operación es dependiente de la potencia mínima con la que quiere que se trabaje, esta regla es la solicitud de extraer, a través de las unidades asociadas a las plantas que toman agua del embalse, la menor cantidad de agua que sea posible durante el horizonte de planeación. Por lo que para este caso se da como dato el porcentaje de la potencia máxima con la que se quiere que trabaje.

Calculo de datos característicos.

Cada planta hidroeléctrica cuenta con datos característicos, que de acuerdo a estos el programa calcula lo siguientes datos: Factor de Productividad esto es de acuerdo a cada consumo específico y turbinamiento según la potencia máxima que puede suministrar dependiendo cada nivel en el que se encuentre el embalse formándose dos columnas más en la matriz característica de la central de análisis.

Dependiendo la regla con que quiere que se trabaje el programa realiza un análisis iterativo y calculo de los siguientes parámetros:

Gasto en ( $Mm^3/h$ ), turbinamiento ( $Mm^3$ ), consumo específico ( $m^3/kWh$ ), factor de productividad de la planta ( $kWh /m^3$ ), energía (MWh) en cada periodo, energía almacenada.

A su vez este programa aplica la ecuación de balance hídrico verificando límites de almacenamiento y generación como son:

Límite de Generación (Turbinamiento Máximo).

Si el turbinamiento sobrepasa el máximo permisible por la central, el programa ajusta el turbinamiento máximo en la etapa correspondiente obteniéndose así una máxima potencia de salida que es establecida por diseño de los generadores de la central.

Límites de Almacenamiento (Volumen Mínimo y Máximo).

El cálculo de volumen al final de cada etapa es de acuerdo a la ecuación de balance hídrico la cual depende de las afluencias hidrológicas propias de cada embalse, volumen inicial y del turbinamientos en cada periodo. Este volumen se considera cuidando no rebasar límites de almacenamiento como lo son máximo y mínimo, que en caso de sobre pasar un máximo se calculan vertimientos y se establece el volumen final de la siguiente etapa como el volumen máximo del embalse. En caso de tener menor al volumen mínimo al permitido por el embalse, da lugar a que se presente un déficit energético, en este caso el programa evalúa la ecuación de balance solamente considerando volumen inicial de cada etapa y aportaciones hídricas, manteniendo el volumen del embalse a un nivel mínimo, esto ocurre

hasta que la planta tenga suficiente energía hidráulica almacenada, necesaria para poder turbinar y entregar energía eléctrica.

De acuerdo al volumen final encontrado en cada periodo se procede a la interpolación de valores nuevos como son altura, consumo específico, potencia máxima y calculo del turbinamiento, el análisis de acuerdo a la ecuación de balance hídrico se vuelve a realizar, hasta el final del periodo de planeación proporcionándonos el comportamiento del embalse ante la regla de operación establecida. La interpolación se realiza por medio de polinomios característicos hallados mediante una aproximación discreta de mínimos cuadrados, estos polinomios son comprobados con métodos como son esplines cúbicos e interpolación lineal de la propia paquetería del software Matlab 7.0 los cuales arrojar resultados similares a los encontrados con los polinomios. Estas subrutinas son las mostradas a continuación:

```
ALTNUE(i+1)=interp1(CA(:,2),CA(:,1),VOLINI(i+1),'linear');
ALTNUE(i+1)=interp1(CA(:,2),CA(:,1),VOLINI(i+1),'spline');
```

### G.3 Modulo No.3 Impresión de Resultados

De acuerdo a los datos característicos de cada embalse se imprimen:

- Gasto ( $Mm^3 / h$ )
- Turbinamiento  $U = (Mm^3)$
- Factor de productividad  $F.P = (kW \square h / m^3)$

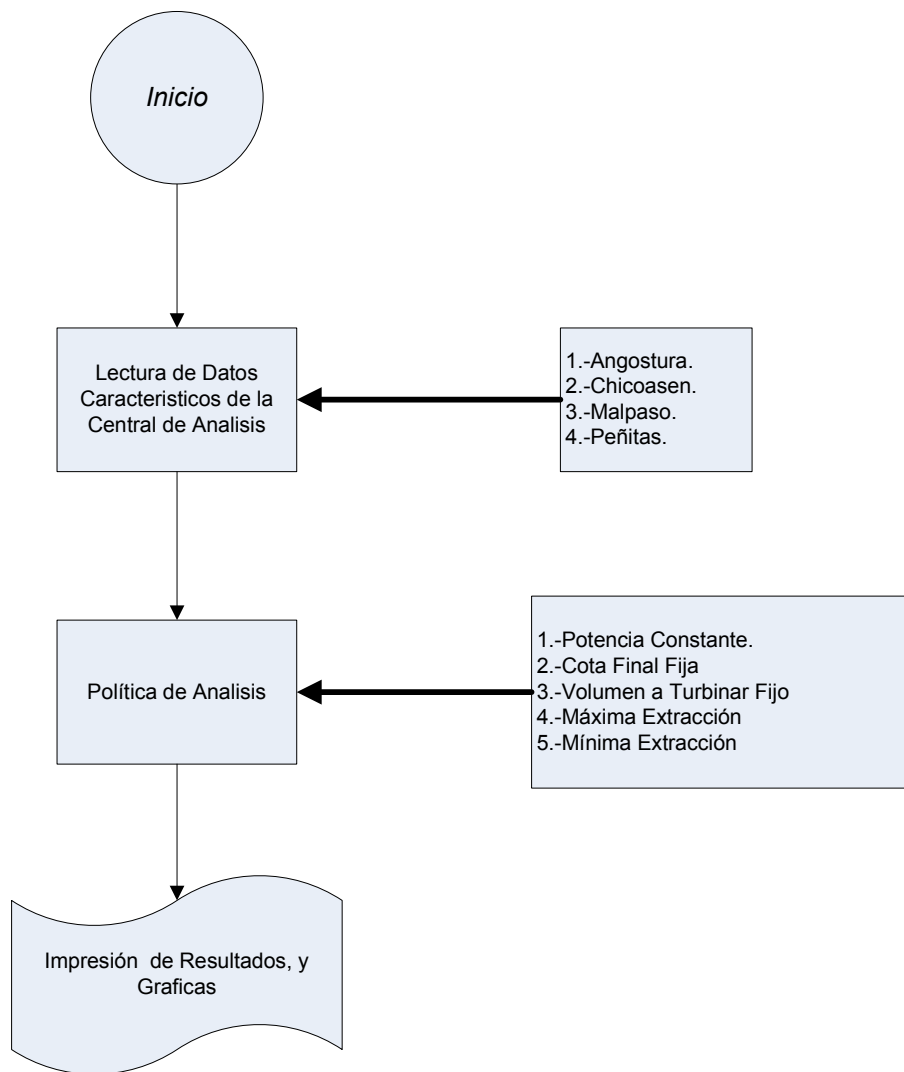
Como Datos de salida del simulador proporciona para cada etapa de análisis:

- Caudal ( $Mm^3 / h$ )
- Turbinamiento ( $Mm^3 / h$ )
- Volumen final ( $Mm^3$ )
- Vertimientos ( $Mm^3$ )
- Alturas (msnm)
- Consumo específico por etapa ( $m^3 / kW \square h$ )
- Factor de productividad  $F.P = (kW \square h / m^3)$
- Potencias máximas que puede entregar de acuerdo al nivel y volumen (MW)
- Energía por periodo (MWh)
- Energía almacenada por periodo dependiendo el volumen almacenado en la etapa (MWh)
- Potencia suministrada en cada etapa (MW)

### G.4 Modulo No.4 Graficas de los Parámetros de Solución

Se grafican los siguientes datos para el análisis:

- Etapa - Volumen
- Etapa - Energía Almacenada
- Etapa - Potencia Suministrada
- Etapa – Turbinamiento



**Figura G.1 Diagrama de Flujo del Programa Principal de las Políticas de Operación**

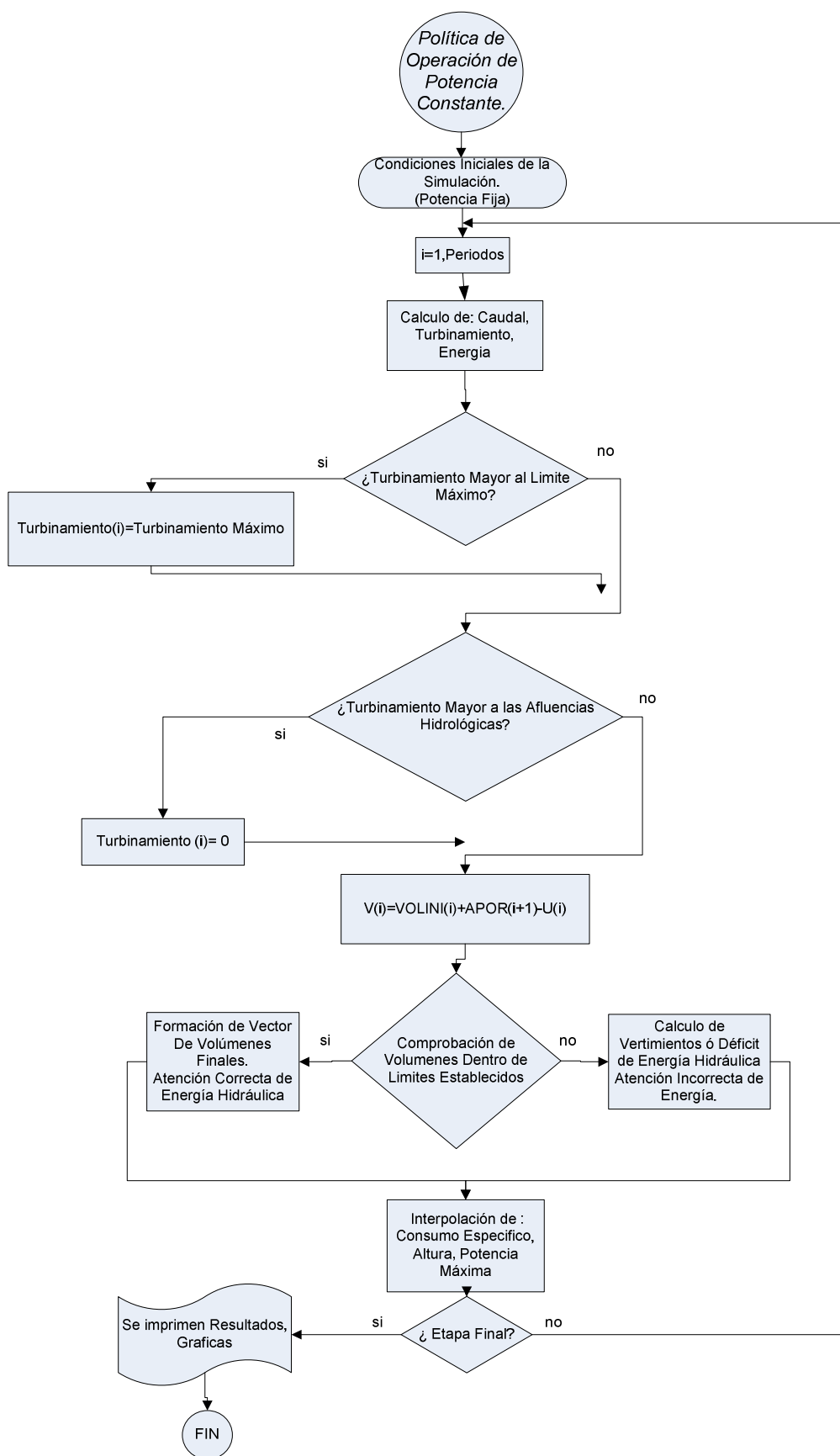


Figura G.2 Diagrama de Flujo de la Política de Potencia Constante

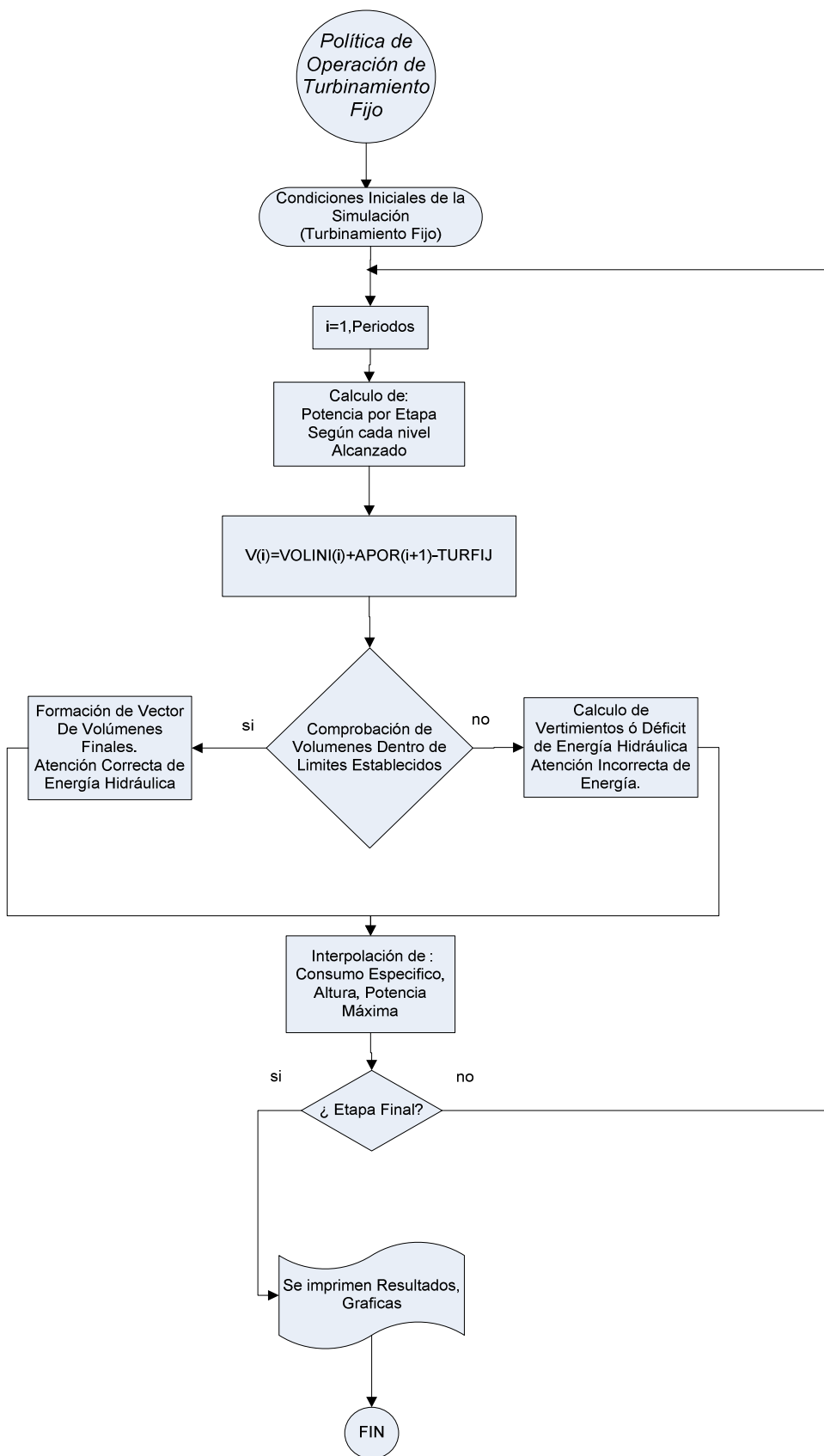
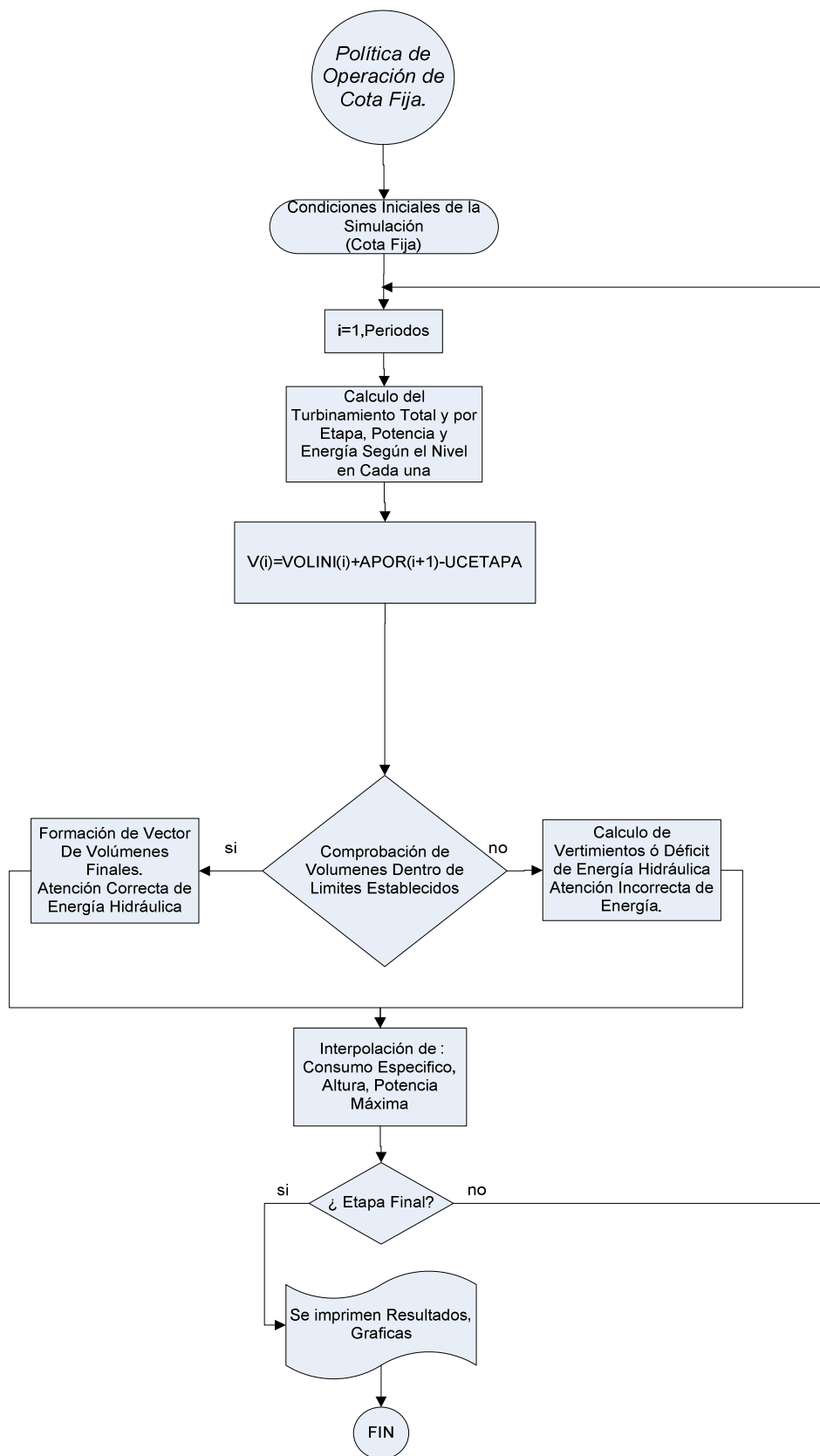


Figura G.3 Diagrama de Flujo de la Política de Turbinamiento Fijo



**Figura G.4 Diagrama de Flujo de la Política de Cota Fija**

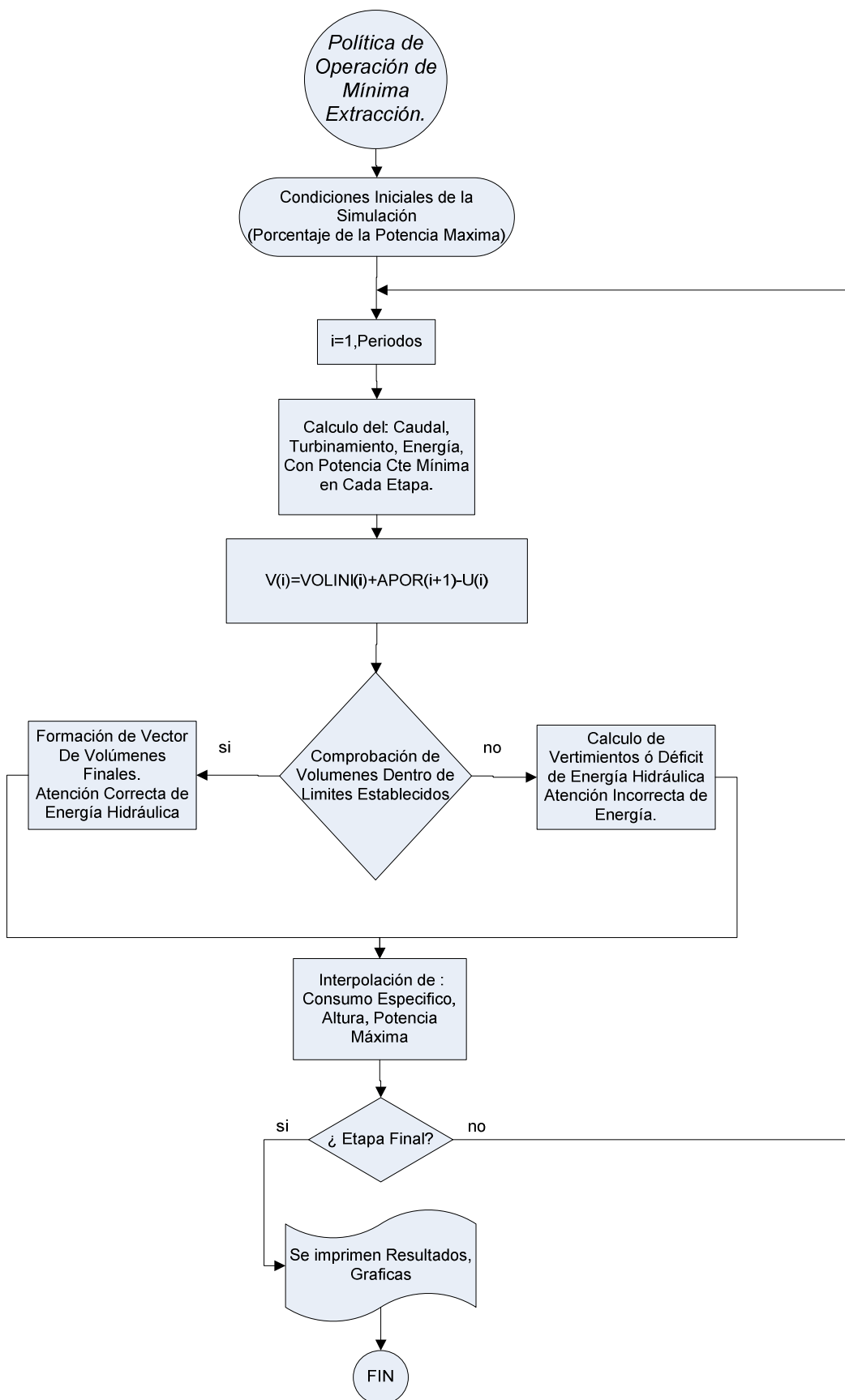


Figura G.5 Diagrama de Flujo de la Política de Mínima Extracción



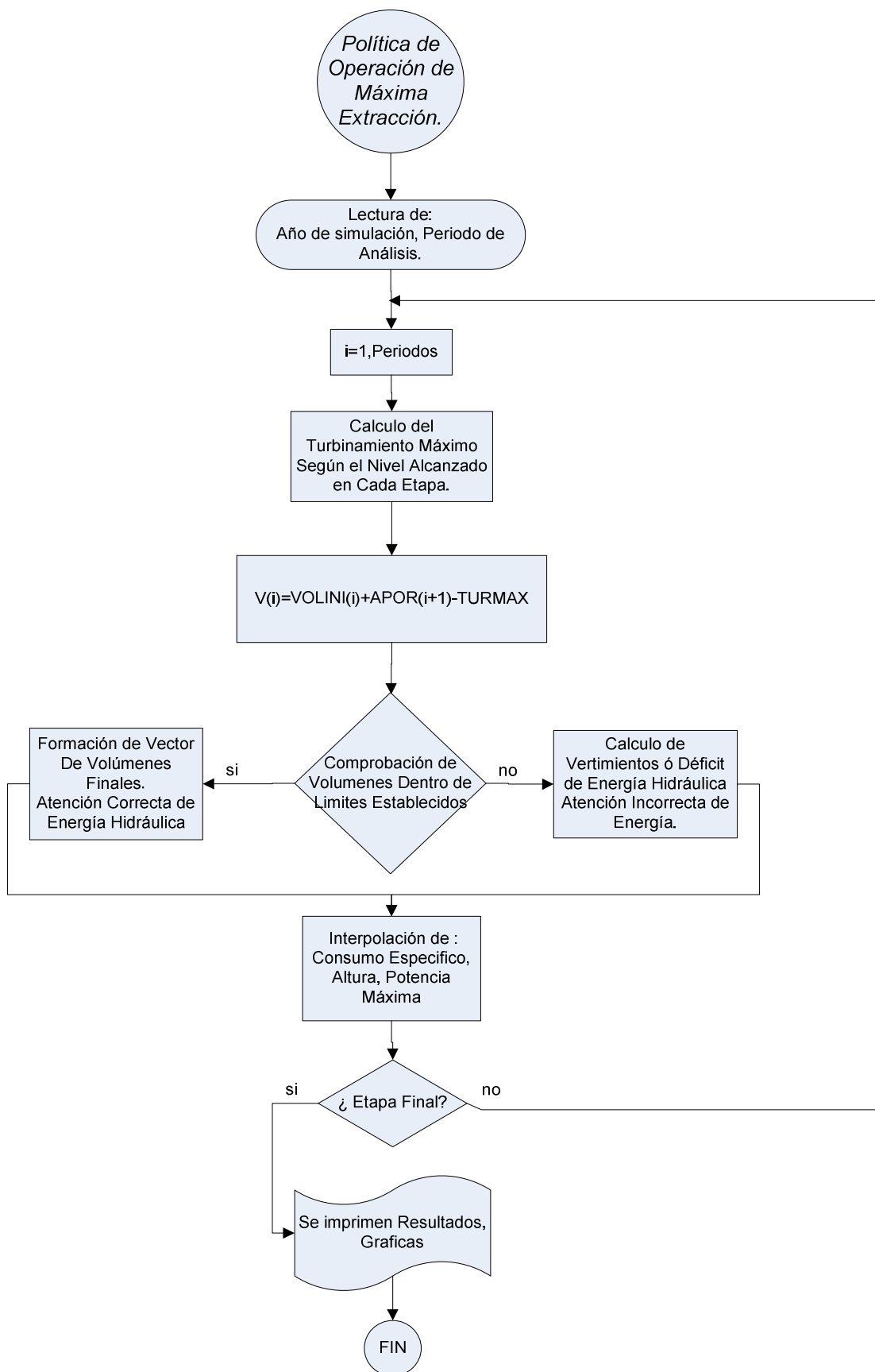


Figura G.6 Diagrama de Flujo de la Política de Máxima Extracción

### G.5 Archivo de Datos

En la tabla G.1 se muestra el archivo de datos característicos de la central de Angostura, cabe mencionar que cada uno de las centrales cuentan con un archivo similar por lo que solo se presenta un solo archivo **Angdat.m**

**Tabla. G.1.-Archivo de Datos de La Planta de Angostura (Angdat.m)**

```

NAMO=535;
NAMINO=500;
VAMO=16737.43;
VAMINO=2379.53;
TURMAX=2680;
PCU=180;
PERHI=100;
NG=5;
%A UNA ALTURA DE 535
PMA=900;
%A UNA ALTURA DE 500 MSNM
PMIN=660;
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%doool numeros del 1 al 12 Son los meses de enero a diciembre
x=[0 1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12];
l=[1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12];
% vector del nivel maximo VAMO
y=[16737.43 16737.43 16737.43 16737.43 16737.43 16737.43 16737.43 16737.43 16737.43 16737.43 16737.43 16737.43];
% vector del nivel minimo VAMINO
a=[2379.53 2379.53 2379.53 2379.53 2379.53 2379.53 2379.53 2379.53 2379.53 2379.53 2379.53 2379.53];
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
% MATRIZ DE LAS CARACTERISTICAS ANGOSTURA
% ALTURA(MSNM) VOLUMEN(Mm3) CONSUMO ESPECIFICO(m3/kWh) POTENCIA(MW)
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
CA=[500 2379.53 5.17 660;
501 2633.45 5.17 672.4;
502 2887.37 5.1 684.8;
503 3141.29 5.03 697.2;
504 3395.21 4.96 709.6;
505 3649.13 4.89 722;
506 3903.05 4.83 734.4;
507 4156.97 4.77 746.8;
508 4410.89 4.71 759.2;
509 4664.81 4.65 771.6;
510 4918.73 4.59 784;
511 5275.73 4.53 796.4;
512 5632.73 4.48 808.8;
513 5989.73 4.43 821.2;
514 6346.73 4.38 833.6;
515 6703.73 4.33 846;
516 7117.39 4.29 858.4;
517 7531.05 4.24 870.8;
518 7944.71 4.2 883.2;
519 8358.37 4.16 895.6;
520 8772.03 4.12 900;
521 9242.34 4.08 900;
522 9712.64 4.04 900;
523 10182.94 4.01 900;
524 10653.25 3.97 900;
525 11123.56 3.94 900;
526 11652.2 3.91 900;
527 12180.83 3.88 900;
528 12709.48 3.85 900;
529 13238.12 3.83 900;
530 13766.76 3.8 900;
531 14360.89 3.78 900;
532 14955.03 3.76 900;
533 15549.16 3.74 900;
534 16143.3 3.72 900;
535 16737.43 3.7 900];
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
% AA MATRIZ DE APORTACIONES HIDROLOGICAS DE 1952 A 1997
% AÑO ENERO FEBRERO MARZO ABRIL MAYO JUNIO JULIO AGOSTO.....DICIEMBRE%
AA=[1952 288 210 183 162 261 970 1251 1818 1765 2460 993 580;
1953 360 211 201 163 222 652 1215 869 1937 2335 795 410;
1954 307 203 183 180 425 1359 1821 1237 2317 2035 807 411;
1955 297 239 210 177 200 321 2103 1890 2536 3096 1495 672;
1956 438 290 244 210 359 1585 1168 868 2682 2124 725 480;
1957 358 268 296 280 272 540 862 1110 2068 1092 460 402;
1958 317 230 223 184 200 870 1703 1730 2093 1934 953 621;
1959 416 291 270 235 248 836 804 1407 1080 1997 880 487;
1960 342 258 225 207 248 1240 1621 2043 2870 2240 1312 631;

```

1961	440	338	302	263	273	728	947	963	1213	1143	1190	526;
1962	358	247	210	229	216	664	1078	1291	3037	2155	791	462;
1963	335	248	234	200	223	430	1429	1268	2469	1926	884	537;
1964	367	271	221	182	218	771	1867	1205	2239	1847	594	439;
1965	238	237	215	178	204	757	1046	1607	1958	3170	1011	527;
1966	391	266	244	248	283	1081	1840	1406	2552	2667	1014	554;
1967	402	287	244	233	205	495	594	1031	1029	1795	662	403;
1968	302	225	198	172	276	876	1180	594	2169	2193	796	479;
1969	330	224	205	189	254	614	1404	3257	4527	2591	1087	618;
1970	416	295	257	201	213	456	1645	2175	3173	1914	1041	602;
1971	418	285	245	210	234	409	617	1851	2179	2275	797	485;
1972	357	260	225	193	267	816	922	1112	1080	892	505	356;
1973	265	195	177	156	172	635	779	2669	2676	3061	1084	659;
1974	433	284	268	211	257	445	730	463	1412	1007	338	247;
1975	161	109	90	58	130	319	540	958	2144	2081	961	442;
1976	334	267	268	253	309	1050	1500	633	1016	1333	558	490;
1977	168	170	283	93	331	663	530	1101	1505	798	454	411;
1978	261	207	205	213	492	719	1423	1369	2571	1575	581	409;
1979	304	224	291	292	349	835	1225	1580	3595	1670	695	467;
1980	472	276	274	303	323	579	740	1256	2842	1849	583	403;
1981	313	198	232	241	292	1410	2098	2388	3198	2814	909	577;
1982	250	263	229	215	541	1485	961	944	2075	2362	681	434;
1983	286	295	292	220	201	713	1137	1330	2929	1079	630	407;
1984	259	196	243	189	635	1564	1966	2559	3972	1902	632	477;
1985	323	239	255	176	374	795	1138	2026	2006	1434	775	333;
1986	337	189	169	244	345	822	1074	1154	1226	792	430	294;
1987	254	181	90	95	278	631	1313	1280	1898	884	325	240;
1988	177	218	97	199	202	926	1412	2585	2860	1905	632	305;
1989	218	204	181	206	265	818	693	1644	3059	2989	771	327;
1990	283	150	195	212	278	680	1107	724	1838	1191	568	455;
1991	367	198	196	144	220	683	656	543	1115	1560	489	412;
1992	203	149	168	156	164	836	916	1243	2005	1398	550	309;
1993	263	133	160	128	203	713	1133	1677	2361	1692	703	341;
1994	204	172	223	132	214	391	309	816	994	1146	326	117;
1995	144	98	141	174	299	1208	1463	2254	4013	1608	699	401;
1996	278	198	208	154	413	1474	1565	2039	1970	2040	680	323;
1997	254	223	229	175	240	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1];

dependiendo del año

m=46;%numero de años que hay de aportaciones

```

for i=1:m,
    for j=1:13,
        AA(i,j);
    end
end

AA;
nic=CA(:,1);%nivel del embalse
vc=CA(:,2);%volumen del embalse
cec=CA(:,3);%consumo especifico
pgc=CA(:,4);%potencia promedio que puede generar la central
% donde t es las cotas que hay para el embalse
t=36;

display('EN QUE AÑO QUIERES INICIAR LA SIMULACION')
PERIODO=input('AÑO DE INICIO DEL ANALISIS: ')

%PARA LOS PERIODOS
j=1:13;
if PERIODO==1952,
    APOR=AA(1,j);
elseif PERIODO==1953,
    APOR=AA(2,j);
elseif PERIODO==1954,
    APOR=AA(3,j);
elseif PERIODO==1955,
    APOR=AA(4,j);
elseif PERIODO==1956,
    APOR=AA(5,j);
elseif PERIODO==1957,
    APOR=AA(6,j);
elseif PERIODO==1958,
    APOR=AA(7,j);
elseif PERIODO==1959,
    APOR=AA(8,j);
elseif PERIODO==1960,
    APOR=AA(9,j);
elseif PERIODO==1961,
    APOR=AA(10,j);

```

```
elseif PERIODO==1962,
  APOR=AA(11,j);
elseif PERIODO==1963,
  APOR=AA(12,j);
elseif PERIODO==1964,
  APOR=AA(13,j);
elseif PERIODO==1965,
  APOR=AA(14,j);
elseif PERIODO==1966,
  APOR=AA(15,j);
elseif PERIODO==1967,
  APOR=AA(16,j);
elseif PERIODO==1968,
  APOR=AA(17,j);
elseif PERIODO==1969,
  APOR=AA(18,j);
elseif PERIODO==1970,
  APOR=AA(19,j);
elseif PERIODO==1971,
  APOR=AA(20,j);
elseif PERIODO==1972,
  APOR=AA(21,j);
elseif PERIODO==1973,
  APOR=AA(22,j);
elseif PERIODO==1974,
  APOR=AA(23,j);
elseif PERIODO==1975,
  APOR=AA(24,j);
elseif PERIODO==1976,
  APOR=AA(25,j);
elseif PERIODO==1977,
  APOR=AA(26,j);
elseif PERIODO==1978,
  APOR=AA(27,j);
elseif PERIODO==1979,
  APOR=AA(28,j);
elseif PERIODO==1980,
  APOR=AA(29,j);
elseif PERIODO==1981,
  APOR=AA(30,j);
elseif PERIODO==1982,
  APOR=AA(31,j);
elseif PERIODO==1983,
  APOR=AA(32,j);
elseif PERIODO==1984,
  APOR=AA(33,j);
elseif PERIODO==1985,
  APOR=AA(34,j);
elseif PERIODO==1986,
  APOR=AA(35,j);
elseif PERIODO==1987,
  APOR=AA(36,j);
elseif PERIODO==1988,
  APOR=AA(37,j);
elseif PERIODO==1989,
  APOR=AA(38,j);
elseif PERIODO==1990,
  APOR=AA(39,j);
elseif PERIODO==1991,
  APOR=AA(40,j);
elseif PERIODO==1992,
  APOR=AA(41,j);
elseif PERIODO==1993,
  APOR=AA(42,j);
elseif PERIODO==1994,
  APOR=AA(43,j);
elseif PERIODO==1995,
  APOR=AA(44,j);
elseif PERIODO==1996,
  APOR=AA(45,j);
elseif PERIODO==1997,
  APOR=AA(46,j);
else
  display('no hay ese año')
  display('fin del programa')
break
end
```

## G.6 Código Fuente

### Programa Principal

```

%                               INSTITUTO POLITECNICO NACIONAL
%                               ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERIA MECANICA Y ELECTRICA
%                               SECCION DE ESTUDIOS DE POSGRADO E INVESTIGACIO
%
%                               %
%                               %
%                               %
% ASESOR DR. Ricardo Mota Palomino
% MEXICO D.F. MARZO 2005

clc
clear all
disp ('                               INSTITUTO POLITECNICO NACIONAL                               ')
disp (' ')
disp (' ')
disp ('                               Escuela Superior de Ingeniería Mecánica y Eléctrica                               ')
disp (' ')
disp ('                               Sección de Estudios de Posgrado e Investigación                               ')
disp (' ')
disp ('                               SIMULADOR HIDROELECTRICO EN BASE A POLITICAS DE OPERACIÓN                               ')
disp ('                               PARA LOS EMBALSES DE LA CUENCA GRIJALVA                               ')
disp (' ')
disp ('                               ING.ZARATE MEJIA OBED                               ')
disp (' ')
disp ('                               MEXICO 2005                               ')
disp (' ')
disp ('                               POLITICAS DE OPERACIÓN PARA EMBALSES HIDROELÉCTRICOS                               ')
disp ('presione una tecla para continuar ')
pause

display('QUE CENTRAL QUIERES QUE SE HAGA EL ANALISIS')
display('SI ES ANGOSTURA MARCA NUMERO 1')
display('SI ES CHICOASEN MARCA NUMERO 2')
display('SI ES MALPASO MARCA NUMERO 3')
display('SI ES PEÑITAS MARCA NUMERO 4')
central=input(' NUMERO DE CENTRAL: ')

if central==1,
    dcang;
elseif central==2,
    dcchic;
elseif central==3,
    dcmalp;
elseif central==4,
    dcpeni;
else
    display(' error en la eleccion del numero de la central')
    display('fin del programa')
    break
end

display('QUE POLITICA DE OPERACION QUIERES REALIZAR')
display('POLITICA DE OPERACION DE POTENCIA CONSTANTE MARCA 1')
display('POLITICA DE OPERACION DE COTA FINAL FIJA 2')
display('POLITICA DE OPERACION DE VOLUMEN A TURBINAR FIJO MARCA 3')
display('POLITICA DE OPERACION DE MAXIMA EXTRACCION 4')
display('POLITICA DE OPERACION DE MINIMA EXTRACCION 5')
POLITICA=input(' POLITICA: ')

if POLITICA==1,
    pcte;
elseif POLITICA==2,
    cotafij;
elseif POLITICA==3,
    turfij;
elseif POLITICA==4,
    maext;
elseif POLITICA==5,
    exmin;
else
    display(' NO HAY ESA POLITICA')
    display('fin del programa')
    break
end

```

## Código Fuente Política de Operación de Potencia Constante

```

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
POLITICA DE OPERACIÓN DE POTENCIA CONSTANTE %%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
ESTA ES LLAMADO POR EL PROGRAMA PRINCIPAL POLITICAS%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
display('DAME EL VOLUMEN INICIAL DE LA SIMULACIÓN')
VOLINI(1)=input('VOLUMEN INICIAL:')
display('DAME EL TIEMPO EN HORAS DE CADA PERIODO')
time=input('tiempo:')
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%SEGUN EL DATO INICIAL LOS DEMAS SE SACAN POR INTERPOLACION%%%%%%%%
ALTNUE(1)=interp1(CA(:,2),CA(:,1),VOLINI(1),'spline');
cein(1)=interp1(CA(:,2),CA(:,3),VOLINI(1),'spline');
display(' DAME LA POTENCIA CTE DURANTE EL PERIODO DE ESTUDIO')
pot=input('POTENCIA:')
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

for i=1:N,
%   for j=2:13,
    ql(i)=cein(i)*pot/1000;%caudales
    ul(i)=ql(i)*24*30;%turbinamientos
    %factores de productividad nuevos
    fcn(i)=1/cein(i);
    %Potencia promedio en MW
    pp(i)=fcn(i)*ql(i)*1000;
    %ENERGIA ALMACENADA EN CADA PERIODO
    EA(i)=fcn(i)*VOLINI(i)*1000;% en MW*h
    %%potencia para cada periodo de analisis en MW*h
    potp(i)=fcn(i)*ul(i)*1000;%potencia para cada periodo de analisis en MW*h
    energ(i)=potp(i)*time;
    %pause

    if ul(i)>2680,
        display('El Turbinamiento sobrepasa el limite maximo')
        display('El Generador esta diseñado para generar auna pot maxima ')
        potin(i)=PMAX;

    end

    %   APOR(i+1)
    %   pause
    V(i)=VOLINI(i)+APOR(i+1)-ul(i);

    if ul(i)>VOLINI(i)+APOR(i+1),
        display('no se tiene la energia para suministrar la potencia requerida')
        potin(i)=PMIN;
    end
    % V(i)=VOLINI(i)+APOR-ul(i);
    %pause
    if V(i)>VAMO,
        display(';;;;;hay vertimientos;;;;;')
        display(';;;;;desperdicio energia;;;;;')
        s(i)=V(i)-VAMO;
        VOLINI(i+1)=V(i)-s(i);
        %   pause
    elseif V(i)<VAMINO,
        s(i)=0;
        display(';;;;;HAY DEFICIT DE ENERGIA;;;;;')
        display(' ;;;;;;NO SE PUEDE SUMINISTRAR LA ENERGIA;;;;;')
        VOLINI(i+1)=VAMINO;
        %   pause
    else
        s(i)=0;
        display('NO HAY VERTIMIENTOS')
        display(' NO HAY DEFICIT DE ENERGIA')
        display(' SE PUEDE SUMINISTRAR SATISFACTORIAMENTE LA ENERGIA HIDRO')
        VOLINI(i+1)=V(i);
        VOLINI(i+1);
        %   pause
    end

    %%%%%%%%%INTERPOLACION SPLINES CUBICOS%%%%%%%%
    ALTNUE(i+1)=interp1(CA(:,2),CA(:,1),VOLINI(i+1),'spline');
    cein(i+1)=interp1(CA(:,2),CA(:,3),VOLINI(i+1),'spline');
    potin(i+1)=interp1(CA(:,2),CA(:,4),VOLINI(i+1),'spline');
    %pause
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
end

display('quieres ver como se comporta el volumen en los periodos enero-diciembre')
display('del periodo analizado di "si=1" o "no=2"')
graf=input('si o no:')

```

```

if graf==1
%*****
subplot(2,2,1)
plot(x,VOLINI,'b-',x,VOLINI,'K.')
xlabel 'MESES ENERO-DICIEMBRE'
ylabel ' VOLUMEN EN (Mm3) '
title 'COMPORTAMIENTO DE LOS VOLUMENES '
hold on
plot(x,y,'r--')
hold on
plot(x,a,'b--')
grid
legend('VOLUMEN (Mm3) ','VAMO (Mm3) ','VAMINO (Mm3) ');

subplot(2,2,2)
plot(1,EA,'B-',1,EA,'K.')
xlabel 'MESES (ENERO-DICIEMBRE) '
ylabel ' ENERGIA ALMACENADA EN (MWH) '
title 'COMPORTAMIENTO DE LA ENERGIA ALMACENADA '
grid
legend('ENERGIA ALMACENADA (MWH) ');

subplot(2,2,3)
plot(1,potp,'B-',1,potp,'K.')
xlabel 'MESES ENERO-DICIEMBRE'
ylabel ' POTENCIA HIDROELECTRICA (MW) '
title 'COMPORTAMIENTO DE LA POTENCIA '
grid
legend('POTENCIA HIDROELECTRICA (MW) ');

subplot(2,2,4)
plot(1,u1,'b-',1,u1,'k.')
xlabel 'MESES ENERO-DICIEMBRE'
ylabel ' TURBINAMIENTO (Mm3) '
title 'COMPORTAMIENTO DEL TURBINAMIENTO '
grid
legend(' TURBINAMIENTO (Mm3) ');
end
if graf==2
end
%*****IMPRIME SALIDAS*****
%*****IMPRIME SALIDAS*****

fid=fopen('respcte.m','w'); %SE LE DA ELNOMBRE AL ARCHIVO DE SALIDA
fprintf(fid,'\n');

%*****

fprintf(fid,'VECTOR DE CAUDALES Q=(Mm3/H) .\n');
fprintf(fid,'\n');
fprintf(fid,'%10.3f\n',q1);
fprintf(fid,'\n');
fprintf(fid,'VECTOR DE TURBINAMIENTOS EN Mm3 Q.\n');
fprintf(fid,'\n');
fprintf(fid,'%10.3f\n',u1);
fprintf(fid,'\n');

fprintf(fid,'VECTOR VOLUMENES AL FINAL Q=(Mm3/H) .\n');
fprintf(fid,'\n');
fprintf(fid,'%10.3f\n',VOLINI);
fprintf(fid,'\n');
fprintf(fid,'VECTOR DE VERTIMIENTOS EN Mm3 Q.\n');
fprintf(fid,'\n');
fprintf(fid,'%10.3f\n',s);
fprintf(fid,'\n');

fprintf(fid,'VECTOR ALTURAS NUEVAS Q=(Mm3/H) .\n');
fprintf(fid,'\n');
fprintf(fid,'%10.3f\n',ALTNUE);
fprintf(fid,'\n');

fprintf(fid,'VECTOR DE CE INTERPÓLADOS EN m3/kWh Q.\n');
fprintf(fid,'\n');
fprintf(fid,'%10.3f\n',cein);
fprintf(fid,'\n');

fprintf(fid,'VECTOR DE FACTORES DE PRODUCTIVIDAD EN kWh/m3 Q.\n');
fprintf(fid,'\n');
fprintf(fid,'%10.3f\n',fcn);
fprintf(fid,'\n');

```

```

fprintf(fid,'VECTOR DE POTENCIAS INTERPOLADAS Q LA CENTRAL PUEDE SACAR EN MW Q.\n');
fprintf(fid,'\n');
fprintf(fid,'%10.3f\n',potin);
fprintf(fid,'\n');

fprintf(fid,'VECTOR DE POTENCIAS POR PERIODO EN Mm3 Q.\n');
fprintf(fid,'\n');
fprintf(fid,'%10.3f\n',potp);
fprintf(fid,'\n');

fprintf(fid,'VECTOR DE ENERGIAS ALMACENADAS EN CADA PERIODO EN MW*h Q.\n');
fprintf(fid,'\n');
fprintf(fid,'%10.3f\n',EA);
fprintf(fid,'\n');

fprintf(fid,'POTENCIA SUMINISTRADA O PROMEDIO EN MW Q.\n');
fprintf(fid,'\n');
fprintf(fid,'%10.3f\n',pp);
fprintf(fid,'\n');

fclose(fid);

```

## Código Fuente Política de Operación de Cota Fija

```

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%POLITICA DE OPERACIÓN DE COTA FINAL FIJA%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

display('DAME EL VOLUMEN INICIAL DE LA SIMULACIÓN')
VOLINI(1)=input('VOLUMEN INICIAL:')
display('DAME EL TIEMPO EN HORAS DE CADA PERIODO')
time=input('tiempo:')
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%SEGUN EL DATO INICIAL LOS DEMAS SE SACAN POR INTERPOLACION%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
ALTNUE(1)=interp1(CA(:,2),CA(:,1),VOLINI(1),'spline');
cein(1)=interp1(CA(:,2),CA(:,3),VOLINI(1),'spline');
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
display(' DAME EL VOLUMEN FINAL DEL EMBALSE QUE QUIERES')
VOLINI(N)=input('VOLUMEN FINAL:')

APORTOT=0;
for i=2:N+1,
    APORTOT=APORTOT+APOR(i);
end
% display('APORTACIONES TOTALES')
% APORTOT
% pause
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%Calculo del Turbinamiento Total
UTPERIODO=VOLINI(1)+APORTOT-VOLINI(N);
display('TURBINAMIENTO TOTAL')
UTPERIODO
display('TURBINAMIENTO TOTAL')
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%Calculo del Turbinamiento por Etapa
UCETAPA=UTPERIODO/N;
UCETAPA;

for j=1:N
    UET(j)=UCETAPA
    CAUD(j)=UCETAPA/time;
end
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%Calculo del Caudal por Etapa

for i=1:N
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%calculo de la potencia dependiendo el nivel de c/etapa
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%Calculo del Factor de Productividad%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
fp(i)=(1/cein(i));
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%Calculo de la Potencia por Etapa%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
potcetap(i)=fp(i)*UCETAPA;
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%Calculo de la Energia por Etapa%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
energi(i)=potcetap(i)*time;
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
V(i)=VOLINI(i)+APOR(i+1)-UCETAPA;
if V(i)>VAMO,
    display('!!!!!!hay vertimientos!!!!!!')
    display('!!!!!!desperdicio energia!!!!!!')
    s(i)=V(i)-VAMO;
    VOLINI(i+1)=V(i)-s(i);
    % pause
elseif V(i)<VAMINO,
    s(i)=0;
    display('!!!!HAY DEFICIT DE ENERGIA!!!!')

```



```

        display(' ;;;;;;NO SE PUEDE SUMINISTRAR LA ENERGIA;;;;;')
        VOLINI(i+1)=VAMINO;
        % pause
    else
        s(i)=0;
        display('NO HAY VERTIMIENTOS')
        display(' NO HAY DEFICIT DE ENERGIA')
        display(' SE PUEDE SUMINISTRAR SATISFACTORIAMENTE LA ENERGIA HIDRO')
        VOLINI(i+1)=V(i);
        VOLINI(i+1);
        % pause
    end

    ALTNUE(i+1)=interp1(CA(:,2),CA(:,1),VOLINI(i+1),'spline');
    cein(i+1)=interp1(CA(:,2),CA(:,3),VOLINI(i+1),'spline');
    %%%%potencia maxima de suministro en esa altura%%%
    potin(i+1)=interp1(CA(:,2),CA(:,4),VOLINI(i+1),'spline');

end

display('quieres ver como se comporta el volumen en los periodos enero-diciembre')
display('del periodo analizado di "si=1" o "no=2"')
graf=input('si o no:')

if graf==1

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
subplot(2,2,1)
plot(x,VOLINI,'b-',x,VOLINI,'K.')
xlabel 'MESES ENERO-DICIEMBRE'
ylabel ' VOLUMEN EN (Mm3) '
title 'COMPORTAMIENTO DE LOS VOLUMENES '
hold on
plot(x,y,'r--')
hold on
plot(x,a,'b--')
grid
legend('VOLUMEN (Mm3) ','VAMO (Mm3) ','VAMINO (Mm3) ');

subplot(2,2,2)
plot(1,energi,'B-',1,energi,'K.')
xlabel 'MESES (ENERO-DICIEMBRE)'
ylabel ' ENERGIA C/ETAPA (MWH) '
title 'COMPORTAMIENTO DE LA ENERGIA '
grid
legend('ENERGIA POR PERIODO');

subplot(2,2,3)
plot(1,UET,'B-',1,UET,'K.')
xlabel 'MESES ENERO-DICIEMBRE'
ylabel ' TURBINAMIENTO (Mm3) '
title 'COMPORTAMIENTO DEL TURBINAMIENTO'
grid
legend('TURBINAMIENTO (Mm3) ');

subplot(2,2,4)
plot(1,potcetap,'b-',1,potcetap,'k.')
xlabel 'MESES ENERO-DICIEMBRE'
ylabel ' POTENCIA (MW) '
title 'COMPORTAMIENTO DE LA POTENCIA EN CADA ETAPA'
grid
legend('POTENCIA (MW) ');
end
if graf==2
end
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%*****IMPRIME SALIDAS*****
fid=fopen('rescotfij.m','w'); %SE LE DA ELNOMBRE AL ARCHIVO DE SALIDA
fprintf(fid,'\n');
fprintf(fid,'TURBINAMIENTO TOTAL EN EL PERIODO DE ESTUDIO U=(Mm3).\n');
fprintf(fid,'\n');
fprintf(fid,'%10.3f\n',UTPERIODO);
fprintf(fid,'\n');

fprintf(fid,'TURBINAMIENTO EN CADA PERIODO DE ESTUDIO U=(Mm3).\n');
fprintf(fid,'\n');
fprintf(fid,'%10.3f\n',UET);
fprintf(fid,'\n');

fprintf(fid,'CAUDAL EN CADA PERIODO DE ESTUDIO U=(Mm3).\n');
fprintf(fid,'\n');
fprintf(fid,'%10.3f\n',CAUD);
fprintf(fid,'\n');

```

```

fprintf(fid,'VECTOR VOLUMENES AL FINAL DE CADA PERIODO Q=(Mm3/H) .\n');
fprintf(fid,'\n');
fprintf(fid,'%10.3f\n',VOLINI);
fprintf(fid,'\n');

fprintf(fid,'VECTOR DE VERTIMIENTOS EN Mm3 Q.\n');
fprintf(fid,'\n');
fprintf(fid,'%10.3f\n',s);
fprintf(fid,'\n');

fprintf(fid,'VECTOR ALTURAS NUEVAS Q=(Mm3/H) .\n');
fprintf(fid,'\n');
fprintf(fid,'%10.3f\n',ALTNUE);
fprintf(fid,'\n');

fprintf(fid,'VECTOR DE CE INTERPÓLADOS EN m3/kWh Q.\n');
fprintf(fid,'\n');
fprintf(fid,'%10.3f\n',cein);
fprintf(fid,'\n');

fprintf(fid,'VECTOR DE CE INTERPÓLADOS EN m3/kWh Q.\n');
fprintf(fid,'\n');
fprintf(fid,'%10.3f\n',fp);
fprintf(fid,'\n');

fprintf(fid,'VECTOR DE POTENCIAS MAXIMA QUE LA CENTRAL PUEDE SACAR DE ACUERDO AL NIVEL EN MW Q.\n');
fprintf(fid,'\n');
fprintf(fid,'%10.3f\n',potin);
fprintf(fid,'\n');

fprintf(fid,'VECTOR DE POTENCIAS EN CADA ETAPA EN Mm3 Q.\n');
fprintf(fid,'\n');
fprintf(fid,'%10.3f\n',potcetap);
fprintf(fid,'\n');

fprintf(fid,'VECTOR DE ENERGIA HIDRO EN CADA ETAPA EN Mm3 Q.\n');
fprintf(fid,'\n');
fprintf(fid,'%10.3f\n',energi);
fprintf(fid,'\n');

fclose(fid);

```

## Código Fuente Política de Operación de Volumen a Turbinar Fijo

```

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%POLITICA DE OPERACIÓN VOLUMEN A TURBINAR FIJO%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
display('DAME EL VOLUMEN INICIAL DE LA SIMULACIÓN')
VOLINI(1)=input('VOLUMEN INICIAL:')
display('DAME EL TIEMPO EN HORAS DE CADA PERIODO')
time=input('tiempo:')
%%%SEGUN EL DATO INICIAL LOS DEMAS SE SACAN POR INTERPOLACION%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
ALTNUE(1)=interp1(CA(:,2),CA(:,1),VOLINI(1),'spline');
cein(1)=interp1(CA(:,2),CA(:,3),VOLINI(1),'spline');
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
display(' DAME EL VOLUMEN A TURBINAR FIJO')
TURFIJ=input('TURBINAMIENTO FIJO:')

for j=1:N
    turf(j)=TURFIJ
end

for i=1:N
    fcn(i)=1/cein(i);
%ENERGIA ALMACENADA EN CADA PERIODO DEPENDIENDO EL NIVEL DEL EMBALSE
EA(i)=fcn(i)*VOLINI(i)*1000;% en MW*h
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%calculo de la potencia dependiendo el nivel de c/etapa
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%y el ce y el turbinamiento fijo q se tiene
    potcetap(i)=fcn(i)*TURFIJ;
    energi(i)=potcetap(i)*time;
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
    V(i)=VOLINI(i)+APOR(i+1)-TURFIJ;
    if V(i)>VAMO,
        display('!!!!hay vertimientos!!!!')
        display('!!!!desperdicio energia!!!!')
        s(i)=V(i)-VAMO;
        VOLINI(i+1)=V(i)-s(i);
        % pause
    elseif V(i)<VAMINO,
        s(i)=0;

```

```

display(';;;;HAY DEFICIT DE ENERGIA;;;;')
display(' ;;;;NO SE PUEDE SUMINISTRAR LA ENERGIA;;;;')
VOLINI(i+1)=VAMINO;
% pause
else
s(i)=0;
display('NO HAY VERTIMIENTOS')
display(' NO HAY DEFICIT DE ENERGIA')
display(' SE PUEDE SUMINISTRAR SATISFACTORIAMENTE LA ENERGIA HIDRO')
VOLINI(i+1)=V(i);
VOLINI(i+1);
% pause
end

ALTNUE(i+1)=interp1(CA(:,2),CA(:,1),VOLINI(i+1),'spline');
cein(i+1)=interp1(CA(:,2),CA(:,3),VOLINI(i+1),'spline');
%%%potencia maxima de suministro en esa altura%%%
potin(i+1)=interp1(CA(:,2),CA(:,4),VOLINI(i+1),'spline');

end

display('quieres ver como se comporta el volumen en los periodos enero-diciembre')
display('del periodo analizado di "si=1" o "no=2"')
graf=input('si o no:')

if graf==1

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
subplot(2,2,1)
plot(x,VOLINI,'b-',x,VOLINI,'K.')
xlabel 'MESES ENERO-DICIEMBRE'
ylabel ' VOLUMEN EN (Mm3) '
title 'COMPORTAMIENTO DE LOS VOLUMENES '
hold on
plot(x,y,'r--')
hold on
plot(x,a,'b--')
grid
legend('VOLUMEN (Mm3)', 'VAMO (Mm3)', 'VAMINO (Mm3)');

subplot(2,2,2)
plot(1,EA,'B-',1,EA,'K.')
xlabel 'MESES (ENERO-DICIEMBRE)'
ylabel ' ENERGIA (MWH) '
title 'COMPORTAMIENTO DE LA ENERGIA ALMACENADA'
grid
legend('ENERGIA ALMACENADA (MWH)');

subplot(2,2,3)
plot(1,turf,'B-',1,turf,'K.')
xlabel 'MESES ENERO-DICIEMBRE'
ylabel 'TURBINAMIENTO (Mm3)'
title 'COMPORTAMIENTO DEL TURBINAMIENTP'
grid
legend('TURBINAMIENTO (Mm3)');

subplot(2,2,4)
plot(1,potcetap,'b-',1,potcetap,'k.')
xlabel 'MESES ENERO-DICIEMBRE'
ylabel ' POTENCIA (MW) '
title 'COMPORTAMIENTO DE LA POTENCIA C/ETAPA'
grid
legend('POTENCIA POR ETAPA ');
end
if graf==2
end
%*****IMPRIME SALIDAS*****

fid=fopen('resturfiij.m','w'); %SE LE DA ELNOMBRE AL ARCHIVO DE SALIDA
fprintf(fid,'\n');

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

fprintf(fid,'VECTOR VOLUMENES AL FINAL V=(Mm3) .\n');
fprintf(fid,'\n');
fprintf(fid,'%10.3f\n',VOLINI);
fprintf(fid,'\n');

fprintf(fid,'VECTOR DE VERTIMIENTOS EN Mm3 .\n');
fprintf(fid,'\n');
fprintf(fid,'%10.3f\n',s);
fprintf(fid,'\n');

```

```
fprintf(fid,'VECTOR ALTURAS NUEVAS H=(MSNM) .\n');
fprintf(fid,'\n');
fprintf(fid,'%10.3f\n',ALTNUE);
fprintf(fid,'\n');

fprintf(fid,'VECTOR DE CE INTERPÓLADOS EN m3/kWh Q.\n');
fprintf(fid,'\n');
fprintf(fid,'%10.3f\n',cein);
fprintf(fid,'\n');

fprintf(fid,'VECTOR DE FACTOR DE PRODUCTIVIDAD kWh/m3 Q.\n');
fprintf(fid,'\n');
fprintf(fid,'%10.3f\n',fcn);
fprintf(fid,'\n');

fprintf(fid,'VECTOR DE TURBINAMIENTOS Mm3 U.\n');
fprintf(fid,'\n');
fprintf(fid,'%10.3f\n',turf);
fprintf(fid,'\n');

fprintf(fid,'VECTOR DE POTENCIAS INTERPOLADAS Q LA CENTRAL PUEDE SACAR EN MW PMAX.\n');
fprintf(fid,'\n');
fprintf(fid,'%10.3f\n',potin);
fprintf(fid,'\n');

fprintf(fid,'VECTOR DE POTENCIAS POR PERIODO EN MW P.\n');
fprintf(fid,'\n');
fprintf(fid,'%10.3f\n',potcetap);
fprintf(fid,'\n');

fprintf(fid,'VECTOR DE ENERGIAS POR PERIODOS EN MWH E.\n');
fprintf(fid,'\n');
fprintf(fid,'%10.3f\n',energi);
fprintf(fid,'\n');

fprintf(fid,'VECTOR DE ENERGIAS ALMACENADAS EN MWH EA.\n');
fprintf(fid,'\n');
fprintf(fid,'%10.3f\n',EA);
fprintf(fid,'\n');
fclose(fid);
```

## Código Fuente Política de Operación de Máxima Extracción

```
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%POLITICA DE OPERACION MAXIMA EXTRACCION DE %%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%VOLUMEN TURBINADO %%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
display('DAME EL VOLUMEN INICIAL DE LA SIMULACIÓN')
VOLINI(1)=input('VOLUMEN INICIAL:');

display('DAME EL TIEMPO EN HORAS DE CADA PERIODO')
time=input('tiempo:');
%%%SEGUN EL DATO INICIAL LOS DEMAS SE SACAN POR INTERPOLACION%%%%%%%%
ALTNUE(1)=interp1(CA(:,2),CA(:,1),VOLINI(1),'spline');
cein(1)=interp1(CA(:,2),CA(:,3),VOLINI(1),'spline');
potin(1)=interp1(CA(:,2),CA(:,4),VOLINI(1),'spline');
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%Calculo del Turbinamiento%

for i=1:N
    fcn(i)=1/cein(i);
    ul(i)=(cein(i)*potin(i)*time)/1000;
    V(i)=VOLINI(i)+APOR(i+1)-ul(i);
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%ENERGIA ALMACENADA EN CADA PERIODO DEPENDIENDO EL NIVEL DEL EMBALSE
EA(i)=fcn(i)*VOLINI(i)*1000;% en MW*h
%potencia para cada periodo de analisis en MW*h
potp(i)=fcn(i)*ul(i)*1000;%potencia para cada periodo de analisis en MW*h
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%ENERGIA POR PERIODO%%%%%%%%
energi(i)=potp(i)*time;

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
if V(i)>VAMO,
    display('!!!!hay vertimientos!!!!')
    display('!!!!desperdicio energia!!!!')
    s(i)=V(i)-VAMO;
    VOLINI(i+1)=V(i)-s(i);
    % pause
elseif V(i)<VAMINO,
    s(i)=0;
```

```

display(';;;;HAY DEFICIT DE ENERGIA;;;;')
display(' ;;;;NO SE PUEDE SUMINISTRAR LA ENERGIA;;;;')
VOLINI(i+1)=VAMINO;
% pause
else
s(i)=0;
display('NO HAY VERTIMIENTOS')
display(' NO HAY DEFICIT DE ENERGIA')
display(' SE PUEDE SUMINISTRAR SATISFACTORIAMENTE LA ENERGIA HIDRO')
VOLINI(i+1)=V(i);
VOLINI(i+1);
% pause
end

ALTNUE(i+1)=interp1(CA(:,2),CA(:,1),VOLINI(i+1),'spline');
cein(i+1)=interp1(CA(:,2),CA(:,3),VOLINI(i+1),'spline');
%%%potencia maxima de suministro en esa altura%%%
potin(i+1)=interp1(CA(:,2),CA(:,4),VOLINI(i+1),'spline');

end
display('quieres ver como se comporta el volumen en los periodos enero-diciembre')
display('del periodo analizado di "si=1" o "no=2"')
graf=input('si o no:')

if graf==1

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
subplot(2,2,1)
plot(x,VOLINI,'b-',x,VOLINI,'K.')
xlabel 'MESES ENERO-DICIEMBRE'
ylabel ' VOLUMEN EN (Mm3)'
title 'COMPORTAMIENTO DE LOS VOLUMENES '
hold on
plot(x,y,'r--')
hold on
plot(x,a,'b--')
grid
legend('VOLUMEN (Mm3) ','VAMO (Mm3) ','VAMINO (Mm3) ');

subplot(2,2,2)
plot(1,EA,'b-',1,EA,'K.')
xlabel 'MESES (ENERO-DICIEMBRE)'
ylabel ' ENERGIA ALMACENADA (MWH)'
title 'COMPORTAMIENTO DE LA ENERGIA'
grid
legend('ENERGIA ALMACENADA (MWH) ');

subplot(2,2,3)
plot(1,potp,'b-',1,potp,'K.')
xlabel 'MESES ENERO-DICIEMBRE'
ylabel ' POTENCIA (MW)'
title 'COMPORTAMIENTO DE LA POTENCIA (MW)'
grid
legend('POTENCIA (MW) ');

subplot(2,2,4)
plot(1,u1,'b-',1,u1,'K.')
xlabel 'MESES ENERO-DICIEMBRE'
ylabel ' COMPORTAMIENTO DEL TURBINAMIENTO MAXIMO (Mm3)'
title 'TURBINAMIENTO MAXIMO'
grid
legend('TURBINAMIENTO');
end
if graf==2
end
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
fid=fopen('resmaext.m','w'); %SE LE DA ELNOMBRE AL ARCHIVO DE SALIDA
fprintf(fid,'\n');

fprintf(fid,'VECTOR VOLUMENES AL FINAL V=(Mm3) .\n');
fprintf(fid,'\n');
fprintf(fid,'%10.3f\n',VOLINI);
fprintf(fid,'\n');

fprintf(fid,'VECTOR DE VERTIMIENTOS EN Mm3 S.\n');
fprintf(fid,'\n');
fprintf(fid,'%10.3f\n',s);
fprintf(fid,'\n');

fprintf(fid,'VECTOR ALTURAS NUEVAS H=(MSNM) .\n');
fprintf(fid,'\n');

```

```

fprintf(fid,'%10.3f\n',ALTNUE);
fprintf(fid,'\n');
fprintf(fid,'VECTOR DE CE INTERPÓLADOS EN m3/kWh CE.\n');
fprintf(fid,'\n');
fprintf(fid,'%10.3f\n',cein);
fprintf(fid,'\n');

fprintf(fid,'VECTOR DE FACTORES DE PRODUCTIVIDAD kWh/m3 fp.\n');
fprintf(fid,'\n');
fprintf(fid,'%10.3f\n',fcn);
fprintf(fid,'\n');

fprintf(fid,'VECTOR DE POTENCIAS INTERPOLADAS P LA CENTRAL PUEDE SACAR EN MW P.\n');
fprintf(fid,'\n');
fprintf(fid,'%10.3f\n',potin);
fprintf(fid,'\n');

fprintf(fid,'VECTOR DE POTENCIAS PROMEDIO MW P.\n');
fprintf(fid,'\n');
fprintf(fid,'%10.3f\n',potp);
fprintf(fid,'\n');

fprintf(fid,'VECTOR DE ENERGIA ALMACENADA MWH EA.\n');
fprintf(fid,'\n');
fprintf(fid,'%10.3f\n',EA);
fprintf(fid,'\n');

fprintf(fid,'VECTOR DE ENERGIA CADA ETAPA MWH E.\n');
fprintf(fid,'\n');
fprintf(fid,'%10.3f\n',energi);
fprintf(fid,'\n');

fprintf(fid,'VECTOR DE TURBINAMIENTO MAXIMO EN Mm3 Q.\n');
fprintf(fid,'\n');
fprintf(fid,'%10.3f\n',ul);
fprintf(fid,'\n');

fclose(fid);

```

## Código Fuente Política de Operación de Mínima Extracción

```

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%POLITICA DE OPERACIÓN MINIMA EXTRACCION DE %%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%VOLUMEN TURBINADO%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

display('DAME EL VOLUMEN INICIAL DE LA SIMULACIÓN')
VOLINI(1)=input('VOLUMEN INICIAL:')
display('DAME EL TIEMPO EN HORAS DE CADA PERIODO')
time=input('tiempo:')

display(' DAME EL PORCENTAJE PARA LA MINIMA EXTRACCION DE LA POTENCIA MAXIMA')
PORCEN=input('PORCENTAJE:')

%%%SEGUN EL DATO INICIAL LOS DEMAS SE SACAN POR INTERPOLACION%%%%%%%%
ALTNUE(1)=interp1(CA(:,2),CA(:,1),VOLINI(1),'spline');
cein(1)=interp1(CA(:,2),CA(:,3),VOLINI(1),'spline');
pot=(PORCEN/100)*PMAx

for j=1:N
    potcte(j)=pot
    energi(j)=pot*time
end

for i=1:N,
%   for j=2:13,
    q1(i)=cein(i)*pot/1000;%caudales
    ul(i)=q1(i)*time;%turbinamientos
    %factores de productividad nuevos
    fcn(i)=1/cein(i);

%ENERGIA ALMACENADA EN CADA PERIODO DEPENDIENDO EL NIVEL DEL EMBALSE
    EA(i)=fcn(i)*VOLINI(i)*1000;% en MW*h

    if ul(i)>2680,
        display('El Turbinamiento sobrepasa el limite maximo')
        display('El Generador esta diseñado para generar auna pot maxima ')
        potin(i)=PMAx;

    end

```

```

% APOR(i+1)
% pause
V(i)=VOLINI(i)+APOR(i+1)-ul(i);

if ul(i)>VOLINI(i)+APOR(i+1),
    display('no se tiene la energia para suministrar la potencia requerida')
    potin(i)=PMIN;
end
% V(i)=VOLINI(i)+APOR-ul(i);
%pause
if V(i)>VAMO,
    display('!!!!hay vertimientos!!!!')
    display('!!!!desperdicio energia!!!!')
    s(i)=V(i)-VAMO;
    VOLINI(i+1)=V(i)-s(i);
    % pause
elseif V(i)<VAMINO,
    s(i)=0;
    display('!!!!HAY DEFICIT DE ENERGIA!!!!')
    display('!!!!NO SE PUEDE SUMINISTRAR LA ENERGIA!!!!')
    VOLINI(i+1)=VAMINO;
    % pause
else
    s(i)=0;
    display('NO HAY VERTIMIENTOS')
    display(' NO HAY DEFICIT DE ENERGIA')
    display(' SE PUEDE SUMINISTRAR SATISFACTORIAMENTE LA ENERGIA HIDRO')
    VOLINI(i+1)=V(i);
    VOLINI(i+1);
    % pause
end

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%*****INTERPOLACION SPLINES CUBICOS*****
ALTNUe(i+1)=interp(CA(:,2),CA(:,1),VOLINI(i+1),'spline');
cein(i+1)=interp(CA(:,2),CA(:,3),VOLINI(i+1),'spline');
potin(i+1)=interp(CA(:,2),CA(:,4),VOLINI(i+1),'spline');
%pause
end

display('quieres ver como se comporta el volumen en los periodos enero-diciembre')
display('del periodo analizado di "si=1" o "no=2"')
graf=input('si o no:');

if graf==1

subplot(2,2,1)
plot(x,VOLINI,'b-',x,VOLINI,'k.')
xlabel 'MESES ENERO-DICIEMBRE'
ylabel ' VOLUMEN EN (Mm3)'
title 'COMPORTAMIENTO DE LOS VOLUMENES '
hold on
plot(x,y,'r--')
hold on
plot(x,a,'b--')
grid
legend('VOLUMEN (mM3)', 'VAMO (mM3)', 'VAMINO (mM3)');

subplot(2,2,2)
plot(1,EA,'b-',1,EA,'k.')
xlabel 'MESES (ENERO-DICIEMBRE)'
ylabel ' ENERGIA ALMACENADA (MWH)'
title 'COMPORTAMIENTO DE LA ENERGIA ALMACENADA'
grid
legend('ENERGIA ALMACENADA (MWH) ');

subplot(2,2,3)
plot(1,potcte,'b-',1,potcte,'k.')
xlabel 'MESES ENERO-DICIEMBRE'
ylabel ' POTENCIA (MW)'
title 'COMPORTAMIENTO DE LA POTENCIA '
grid
legend('POTENCIA HIDROELÉCTRICA (MWH) ');

subplot(2,2,4)
plot(1,ul,'b-',1,ul,'k.')
xlabel 'MESES ENERO-DICIEMBRE'
ylabel ' TURBINAMIENTO (MWH)'
title 'COMPORTAMIENTO DEL TURBINAMIENTO POR ETAPA'
grid
legend('TURBINAMIENTO MINIMO (Mm3) ');
end
    
```

```

if graf==2
end
%*****IMPRIME SALIDAS*****
%*****IMPRIME SALIDAS*****

fid=fopen('resexmin.m','w'); %SE LE DA ELNOMBRE AL ARCHIVO DE SALIDA
fprintf(fid,'\n');

fprintf(fid,'VECTOR DE CAUDALES Q=(Mm3/H) .\n');
fprintf(fid,'\n');
fprintf(fid,'%10.3f\n',q1);
fprintf(fid,'\n');
fprintf(fid,'VECTOR DE TURBINAMIENTOS EN Mm3 U.\n');
fprintf(fid,'\n');
fprintf(fid,'%10.3f\n',u1);
fprintf(fid,'\n');

fprintf(fid,'VECTOR VOLUMENES AL FINAL V=(Mm3) .\n');
fprintf(fid,'\n');
fprintf(fid,'%10.3f\n',VOLINI);
fprintf(fid,'\n');
fprintf(fid,'VECTOR DE VERTIMIENTOS EN Mm3 S.\n');
fprintf(fid,'\n');
fprintf(fid,'%10.3f\n',s);
fprintf(fid,'\n');

fprintf(fid,'VECTOR ALTURAS NUEVAS H=(MSNM) .\n');
fprintf(fid,'\n');
fprintf(fid,'%10.3f\n',ALTNUE);
fprintf(fid,'\n');

fprintf(fid,'VECTOR DE CE INTERPÓLADOS EN m3/kWh Q.\n');
fprintf(fid,'\n');
fprintf(fid,'%10.3f\n',cein);
fprintf(fid,'\n');

fprintf(fid,'VECTOR DE FACTORES DE PRODUCTIVIDAD EN kWh/m3 Q.\n');
fprintf(fid,'\n');
fprintf(fid,'%10.3f\n',fcn);
fprintf(fid,'\n');

fprintf(fid,'VECTOR DE POTENCIAS INTERPOLADAS P LA CENTRAL PUEDE SACAR EN MW P.\n');
fprintf(fid,'\n');
fprintf(fid,'%10.3f\n',potin);
fprintf(fid,'\n');

fprintf(fid,'VECTOR DE POTENCIAS POR PERIODO EN MW Q.\n');
fprintf(fid,'\n');
fprintf(fid,'%10.3f\n',potcte);
fprintf(fid,'\n');

fprintf(fid,'VECTOR ENERGIA POR PERIODO EN MWH Q.\n');
fprintf(fid,'\n');
fprintf(fid,'%10.3f\n',energi);
fprintf(fid,'\n');

fprintf(fid,'VECTOR DE ENERGIAS ALMACENADAS EN CADA PERIODO EN MW*h Q.\n');
fprintf(fid,'\n');
fprintf(fid,'%10.3f\n',EA);
fprintf(fid,'\n');

fclose(fid);

```



**Código Fuente****Programa Para el cálculo de los polinomios característicos Por medio de Aproximación Discreta de mínimos Cuadrados**

```

%                               INSTITUTO POLITECNICO NACIONAL
%                               ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERIA MECANICA Y ELECTRICA
%                               SECCION DE ESTUDIOS DE POSGRADO E INVESTIGACION
%
% ASESOR DR. Ricardo mota palomino
% MEXICO D.F. MARZO 2005
clc
clear all
disp ('                               INSTITUTO POLITECNICO NACIONAL                               ')
disp (' ')
disp (' ')
disp ('                               Escuela Superior de Ingenieria Mecánica y Eléctrica                               ')
disp (' ')
disp ('                               Sección de Estudios de Posgrado e Investigación                               ')
disp (' ')
disp (' ')
disp ('                               PROGRAMA PARA CALCULAR EL POLINOMIO CARACTERISTICO DE CADA                               ')
disp (' CURVA DE LOS EMBALSES DEL RIO GRIJALVA POR EL METODO DE MINIMOS CUADRADOS')
disp (' ')
disp (' ING.ZARATE MEJIA OBED                               ')
disp (' ')
disp (' MEXICO 2005')
disp (' ')
disp ('presione una tecla para continuar ')
pause
display('que central quieres sacar su polinomio caracteristico')
display('angostura aprieta 1')
display('chicoasen aprieta 2')
display('malpaso aprieta 3')
display('peñitas aprieta 4')
central=input('dame la central:')
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
mincen;
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
display('QUE CURVA QUIERES SACAR SU POLINOMIO')
display('NIVEL VS VOLUMEN :1 ')
display('NIVEL VS CONSUMO ESPECIFICO : 2')
display('NIVEL VS POTENCIA : 3')
curva=input('QUE CURVA:')
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
display('que grado es el polinomio desde segundo hasta decimo')
display('grado=2,3,4,5,6,7,8,9,10')
grado=input('dame el grado:')

% display('dame el numero de puntos para la el polinomio')
% ndatos=input('numero de datos: ')
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%*****CALCULO DE X^0,X^1,X^2,X^3,X^4 ETC*****
%*****PARA LA MATRIZ A*****
if curva==1,
%*****NIVEL VOLUMEN*****
for i=1:ndatos,
a0(i)=(nic(i))^0;
a1(i)=(nic(i))^1;
a2(i)=(nic(i))^2;
a3(i)=(nic(i))^3;
a4(i)=(nic(i))^4;
a5(i)=(nic(i))^5;
a6(i)=(nic(i))^6;
a7(i)=(nic(i))^7;
a8(i)=(nic(i))^8;
a9(i)=(nic(i))^9;
a0(i)=(nic(i))^10;
a011(i)=(nic(i))^11;
a012(i)=(nic(i))^12;
a013(i)=(nic(i))^13;
a014(i)=(nic(i))^14;
a015(i)=(nic(i))^15;
a016(i)=(nic(i))^16;
a017(i)=(nic(i))^17;
a018(i)=(nic(i))^18;
a019(i)=(nic(i))^19;
a020(i)=(nic(i))^20;
end
%*****CALCULO DE Y*X^0,Y*X^1,Y*X^2*****
for i=1:ndatos,
b0(i)=(vc(i))*(a0(i));
b1(i)=(vc(i))*(a1(i));

```

```

b2(i)=(vc(i))*(a2(i));
b3(i)=(vc(i))*(a3(i));
b4(i)=(vc(i))*(a4(i));
b5(i)=(vc(i))*(a5(i));
b6(i)=(vc(i))*(a6(i));
b7(i)=(vc(i))*(a7(i));
b8(i)=(vc(i))*(a8(i));
b9(i)=(vc(i))*(a9(i));
b10(i)=(vc(i))*(ad0(i));
b11(i)=(vc(i))*(ao11(i));
end
elseif curva==2,
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
    for i=1:ndatos,
a0(i)=(nic(i))^0;
a1(i)=(nic(i))^1;
a2(i)=(nic(i))^2;
a3(i)=(nic(i))^3;
a4(i)=(nic(i))^4;
a5(i)=(nic(i))^5;
a6(i)=(nic(i))^6;
a7(i)=(nic(i))^7;
a8(i)=(nic(i))^8;
a9(i)=(nic(i))^9;
ad0(i)=(nic(i))^10;
ao11(i)=(nic(i))^11;
ao12(i)=(nic(i))^12;
ao13(i)=(nic(i))^13;
ao14(i)=(nic(i))^14;
ao15(i)=(nic(i))^15;
ao16(i)=(nic(i))^16;
ao17(i)=(nic(i))^17;
ao18(i)=(nic(i))^18;
ao19(i)=(nic(i))^19;
ao20(i)=(nic(i))^20;
end
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%CALCULO DE Y*X^0,Y*X^1,Y*X^2%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
    for i=1:ndatos,
b0(i)=(cec(i))*(a0(i));
b1(i)=(cec(i))*(a1(i));
b2(i)=(cec(i))*(a2(i));
b3(i)=(cec(i))*(a3(i));
b4(i)=(cec(i))*(a4(i));
b5(i)=(cec(i))*(a5(i));
b6(i)=(cec(i))*(a6(i));
b7(i)=(cec(i))*(a7(i));
b8(i)=(cec(i))*(a8(i));
b9(i)=(cec(i))*(a9(i));
b10(i)=(cec(i))*(ad0(i));
b11(i)=(cec(i))*(ao11(i));
end
elseif curva==3,
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
    for i=1:ndatos,
a0(i)=(nic(i))^0;
a1(i)=(nic(i))^1;
a2(i)=(nic(i))^2;
a3(i)=(nic(i))^3;
a4(i)=(nic(i))^4;
a5(i)=(nic(i))^5;
a6(i)=(nic(i))^6;
a7(i)=(nic(i))^7;
a8(i)=(nic(i))^8;
a9(i)=(nic(i))^9;
ad0(i)=(nic(i))^10;
ao11(i)=(nic(i))^11;
ao12(i)=(nic(i))^12;
ao13(i)=(nic(i))^13;
ao14(i)=(nic(i))^14;
ao15(i)=(nic(i))^15;
ao16(i)=(nic(i))^16;
ao17(i)=(nic(i))^17;
ao18(i)=(nic(i))^18;
ao19(i)=(nic(i))^19;
ao20(i)=(nic(i))^20;
end
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%CALCULO DE Y*X^0,Y*X^1,Y*X^2%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
    for i=1:ndatos,
b0(i)=(pgc(i))*(a0(i));
b1(i)=(pgc(i))*(a1(i));
b2(i)=(pgc(i))*(a2(i));
b3(i)=(pgc(i))*(a3(i));

```

```

b4(i)=(pgc(i))*(a4(i));
b5(i)=(pgc(i))*(a5(i));
b6(i)=(pgc(i))*(a6(i));
b7(i)=(pgc(i))*(a7(i));
b8(i)=(pgc(i))*(a8(i));
b9(i)=(pgc(i))*(a9(i));
b10(i)=(pgc(i))*(ad0(i));
b11(i)=(pgc(i))*(ao11(i));
end
else
    display('no hay esa curva')
    break
end
end
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%SUMA DE VECTORES MATRIZ A%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
a10=sum(a0);
a11=sum(a1);
a12=sum(a2);
a13=sum(a3);
a14=sum(a4);
a15=sum(a5);
a16=sum(a6);
a17=sum(a7);
a18=sum(a8);
a19=sum(a9);
a110=sum(ad0);
a111=sum(ao11);
a112=sum(ao12);
a113=sum(ao13);
a114=sum(ao14);
a115=sum(ao15);
a116=sum(ao16);
a117=sum(ao17);
a118=sum(ao18);
a119=sum(ao19);
a120=sum(ao20);
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%SUMA DE VECTORES MATRIZ B%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
b11=sum(b0);
b21=sum(b1);
b31=sum(b2);
b41=sum(b3);
b51=sum(b4);
b61=sum(b5);
b71=sum(b6);
b81=sum(b7);
b91=sum(b8);
b101=sum(b9);
b111=sum(b10);
b121=sum(b11);
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
if grado==2,
    %%matiz A SEGUNDO GRADO
    A=[a10,a11,a12;a11,a12,a13;a12,a13,a14];
    %%matiz B SEGUNDO GRADO
    b=[b11;b21;b31];
elseif grado==3,
    %%matiz A TERCERO GRADO
    A=[a10,a11,a12,a13;
        a11,a12,a13,a14;
        a12,a13,a14,a15;
        a13,a14,a15,a16];
    %%matiz B TERCERO GRADO
    b=[b11;b21;b31;b41];
elseif grado==4,
    %%matiz A CUARTO GRADO
    A=[a10,a11,a12,a13,a14;
        a11,a12,a13,a14,a15;
        a12,a13,a14,a15,a16;
        a13,a14,a15,a16,a17;
        a14,a15,a16,a17,a18];
    %%matiz B CUARTO GRADO
    b=[b11; b21; b31;b41;b51];
elseif grado==5,
    %%matiz A QUINTO GRADO
    A=[a10,a11,a12,a13,a14,a15;
        a11,a12,a13,a14,a15,a16;
        a12,a13,a14,a15,a16,a17;
        a13,a14,a15,a16,a17,a18;
        a14,a15,a16,a17,a18,a19;
        a15,a16,a17,a18,a19,a110];
    %%matiz B QUINTO GRADO
    b=[b11; b21; b31;b41;b51;b61];
elseif grado==6,
    %%corregir los demas

```

```

%%matiz A SEXTO GRADO
A=[a10,a11,a12,a13,a14,a15,a16;
  a11,a12,a13,a14,a15,a16,a17;
  a12,a13,a14,a15,a16,a17,a18;
  a13,a14,a15,a16,a17,a18,a19;
  a14,a15,a16,a17,a18,a19,a110;
  a15,a16,a17,a18,a19,a110,a111;
  a16,a17,a18,a19,a110,a111,a112];
%%matiz B SEXTO GRADO
b=[b11; b21; b31;b41;b51;b61;b71];
elseif grado==7,
%%matiz A SEPTIMO GRADO
A=[a10,a11,a12,a13,a14,a15,a16,a17;
  a11,a12,a13,a14,a15,a16,a17,a18;
  a12,a13,a14,a15,a16,a17,a18,a19;
  a13,a14,a15,a16,a17,a18,a19,a110;
  a14,a15,a16,a17,a18,a19,a110,a111;
  a15,a16,a17,a18,a19,a110,a111,a112;
  a16,a17,a18,a19,a110,a111,a112,a113;
  a17,a18,a19,a110,a111,a112,a113,a114];
%%matiz B SEPTIMO GRADO
b=[b11; b21; b31;b41;b51;b61;b71;b81];
elseif grado==8,
%%matiz A OCTAVO GRADO
A=[a10,a11,a12,a13,a14,a15,a16,a17,a18;
  a11,a12,a13,a14,a15,a16,a17,a18,a19;
  a12,a13,a14,a15,a16,a17,a18,a19,a110;
  a13,a14,a15,a16,a17,a18,a19,a110,a111;
  a14,a15,a16,a17,a18,a19,a110,a111,a112;
  a15,a16,a17,a18,a19,a110,a111,a112,a113;
  a16,a17,a18,a19,a110,a111,a112,a113,a114;
  a17,a18,a19,a110,a111,a112,a113,a114,a115;
  a18,a19,a110,a111,a112,a113,a114,a115,a116];
%%matiz B OCTAVO GRADO
b=[b11; b21; b31;b41;b51;b61;b71;b81;b91];
elseif grado==9,
%%matiz A NOVENO GRADO
A=[a10,a11,a12,a13,a14,a15,a16,a17,a18,a19;
  a11,a12,a13,a14,a15,a16,a17,a18,a19,a110;
  a12,a13,a14,a15,a16,a17,a18,a19,a110,a111;
  a13,a14,a15,a16,a17,a18,a19,a110,a111,a112;
  a14,a15,a16,a17,a18,a19,a110,a111,a112,a113;
  a15,a16,a17,a18,a19,a110,a111,a112,a113,a114;
  a16,a17,a18,a19,a110,a111,a112,a113,a114,a115;
  a17,a18,a19,a110,a111,a112,a113,a114,a115,a116;
  a18,a19,a110,a111,a112,a113,a114,a115,a116,a117;
  a19,a110,a111,a112,a113,a114,a115,a116,a117,a118];
%%matiz B NOVENO GRADO
b=[b11; b21; b31;b41;b51;b61;b71;b81;b91;b101];
elseif grado==10,
%%matiz A DECIMO GRADO
A=[a10,a11,a12,a13,a14,a15,a16,a17,a18,a19,a110;
  a11,a12,a13,a14,a15,a16,a17,a18,a19,a110,a111;
  a12,a13,a14,a15,a16,a17,a18,a19,a110,a111,a112;
  a13,a14,a15,a16,a17,a18,a19,a110,a111,a112,a113;
  a14,a15,a16,a17,a18,a19,a110,a111,a112,a113,a114;
  a15,a16,a17,a18,a19,a110,a111,a112,a113,a114,a115;
  a16,a17,a18,a19,a110,a111,a112,a113,a114,a115,a116;
  a17,a18,a19,a110,a111,a112,a113,a114,a115,a116,a117;
  a18,a19,a110,a111,a112,a113,a114,a115,a116,a117,a118;
  a19,a110,a111,a112,a113,a114,a115,a116,a117,a118,a119;
  a110,a111,a112,a113,a114,a115,a116,a117,a118,a119,a120];
%%matiz B DECIMO GRADO
b=[b11; b21; b31;b41;b51;b61;b71;b81;b91;b101;b111];
else
  display('no hay ese grado')
  break
end
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
D=inv(A);
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
C=D*b;
for i=1:3,
  C(i);
end
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%para calcular un numero que se%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%quiera probar en el polinomio%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
display('quieres probar un numero con el polinomio')
display('si:1 no:2')
probar=input(' si o no:')
if probar==1,
if grado==2,

```

```

display('dame el numero que quieres probar')
X=input('numero:')
P=C(1)+(C(2))*X+(C(3))*(X^2);
elseif grado==3,
display('dame el numero que quieres probar')
X=input('numero:')
P=C(1)+(C(2))*X+(C(3))*(X^2)+(C(4))*(X^3);
elseif grado==4,
display('dame el numero que quieres probar')
X=input('numero:')
P=C(1)+(C(2))*X+(C(3))*(X^2)+(C(4))*(X^3)+(C(5))*(X^4);
elseif grado==5,
display('dame el numero que quieres probar')
X=input('numero:')
P=C(1)+(C(2))*X+(C(3))*(X^2)+(C(4))*(X^3)+(C(5))*(X^4)+(C(6))*(X^5);
elseif grado==6,
display('dame el numero que quieres probar')
X=input('numero:')
P=C(1)+(C(2))*X+(C(3))*(X^2)+(C(4))*(X^3)+(C(5))*(X^4)+(C(6))*(X^5)+(C(7))*(X^6);
elseif grado==7,
display('dame el numero que quieres probar')
X=input('numero:')
P=C(1)+(C(2))*X+(C(3))*(X^2)+(C(4))*(X^3)+(C(5))*(X^4)+(C(6))*(X^5)+(C(7))*(X^6)+(C(8))*(X^7);
elseif grado==8,
display('dame el numero que quieres probar')
X=input('numero:')
P=C(1)+(C(2))*X+(C(3))*(X^2)+(C(4))*(X^3)+(C(5))*(X^4)+(C(6))*(X^5)+(C(7))*(X^6)+(C(8))*(X^7)
)+(C(9))*(X^8);
elseif grado==9,
display('dame el numero que quieres probar')
X=input('numero:')
P=C(1)+(C(2))*X+(C(3))*(X^2)+(C(4))*(X^3)+(C(5))*(X^4)+(C(6))*(X^5)+(C(7))*(X^6)+(C(8))*(X^7)
)+(C(9))*(X^8)+(C(10))*(X^9);
elseif grado==10,
display('dame el numero que quieres probar')
X=input('numero:')
P=C(1)+(C(2))*X+(C(3))*(X^2)+(C(4))*(X^3)+(C(5))*(X^4)+(C(6))*(X^5)+(C(7))*(X^6)+(C(8))*(X^7)
)+(C(9))*(X^8)+(C(10))*(X^9)+(C(11))*(X^10);
end
elseif probar==2,
display('fin del programa')
else
display('fin')
break
end
display('valor interpolado')
P
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
fid=fopen('resmincua.m','w'); %SE LE DA ELNOMBRE AL ARCHIVO DE SALIDA
fprintf(fid,'\n');
fprintf(fid,'RESULTADOS DEL POLINOMIO CARACTERISTICO ');
fprintf(fid,'\n');
fprintf(fid,'\n');
fprintf(fid,'COEFICIENTES DEL POLINOMIO');
fprintf(fid,'\n');
fprintf(fid,'%10.3f\n', C);
fprintf(fid,'\n');
% fprintf(fid,'COEFICIENTES DEL POLINOMIO');
% fprintf(fid,'%10.3f', C(1),'%10.3f', C(2),'%10.3f', C(3));
% fprintf(fid,'\n');
fprintf(fid,'VALOR QUE SE QUIERE INTERPOLAR');
fprintf(fid,'\n');
fprintf(fid,'%10.3f\n',X);
fprintf(fid,'\n');
fprintf(fid,'VALOR INTERPOLADO');
fprintf(fid,'\n');
fprintf(fid,'%10.3f\n',P);
fprintf(fid,'\n');
fprintf(fid,'\n');
fclose(fid);

```

## **APÉNDICE H      TABLAS DE RESULTADOS OBTENIDAS MEDIANTE LOS SIMULADORES DE PLANEACIÓN DE LA OPERACIÓN A MEDIANO PLAZO DE LOS CAPÍTULOS 3, 4 Y 5**

En este apéndice se presentan las tablas de resultados de cada uno de los ejemplos realizados por los simuladores siguientes:

### Capitulo 3

- Simulador Hidroeléctrico Mediante Reglas De Operación (SHRO).

### Capitulo 4

- Simulador Hidrotérmico Mediante Programación Dinámica (SHPD).

### Capitulo 5

- Simulador Hidrotérmico Mediante Programación Lineal (SHPL).

## **H.1      Tablas de Resultados del Capítulo 3**

### ***H.1.1      Tablas del Análisis del Sistema de Prueba Utilizando la Regla de Operación de Potencia Constante***

Los resultados de la simulación con la potencia mínima y máxima de generación (tabla 3.2 del capítulo 3), son Potencia de generación, Volumen, Consumo Específico, Turbinamiento, Energía y Vertimientos de la central, los cuales están mostrados en las tablas H.3.1, H.3.2 para la potencia de generación respectivamente.

**Tabla H.3.1 Resultados de la Operación del Embalse de Angostura con 169MW  
Constantes**

Etapas No.	Alturas (msnm)	Volumen ( $Mm^3$ )	CE ( $m^3 / kWh$ )	Factor de Productividad ( $kWh / m^3$ )	Caudal ( $Mm^3 / h$ )	Turbinamiento ( $Mm^3$ )	Potencia (MW)	Energía Almacenada (MWH)	Vertimientos ( $Mm^3$ )
0	526.000	11652.200	3.910	0.256	0.661	475.769	169.000	2980102.302	0.000
1	525.782	11534.431	3.917	0.255	0.662	476.575	169.000	2944991.347	0.000
2	525.354	11304.856	3.930	0.254	0.664	478.164	169.000	2876784.226	0.000
3	524.822	11036.692	3.945	0.253	0.667	480.019	169.000	2797689.444	0.000
4	524.287	10785.673	3.960	0.253	0.669	481.892	169.000	2723430.617	0.000
5	523.714	10519.780	3.981	0.251	0.673	484.436	169.000	2642343.148	0.000
6	524.100	10699.344	3.966	0.252	0.670	482.639	169.000	2697452.670	0.000
7	525.335	11294.705	3.930	0.254	0.664	478.235	169.000	2873777.709	0.000
8	526.860	12107.470	3.884	0.257	0.656	472.648	169.000	3116983.431	0.000
9	531.521	14671.822	3.770	0.265	0.637	458.723	169.000	3891816.133	0.000
10	534.379	16368.099	3.712	0.269	0.627	451.725	169.000	4409032.125	0.000
11	534.949	16707.374	3.701	0.270	0.625	450.338	169.000	4514282.828	0.000
12	534.969	16719.036	3.701	0.256	0.661	475.769	169.000	2980102.302	0.000

**Tabla H.3.2 Resultados de la Operación del Embalse de Angostura con 515 MW  
Constantes**

Etapas No.	Alturas (msnm)	Volumen ( $Mm^3$ )	CE ( $m^3 / kWh$ )	Factor de Productividad ( $kWh / m^3$ )	Caudal ( $Mm^3 / h$ )	Turbinamiento ( $Mm^3$ )	Potencia (MW)	Energía Almacenada (MWH)	Vertimientos ( $Mm^3$ )
0	526.000	11652.200	3.910	0.256	2.014	1449.828	515.000	2980102.302	0.000
1	523.801	10560.372	3.978	0.251	2.049	1474.930	515.000	2654896.781	0.000
2	521.189	9332.442	4.072	0.246	2.097	1509.903	515.000	2291849.122	0.000
3	518.211	8032.539	4.192	0.239	2.159	1554.328	515.000	1916239.692	0.000
4	515.009	6707.211	4.330	0.231	2.230	1605.415	515.000	1549153.715	0.000
5	511.112	5317.797	4.524	0.221	2.330	1677.498	515.000	1175464.582	0.000
6	507.582	4304.299	4.735	0.211	2.439	1755.760	515.000	909027.330	0.000
7	504.911	3626.539	4.896	0.204	2.521	1815.377	515.000	740738.945	0.000
8	502.846	3102.162	5.040	0.198	2.596	1869.009	515.000	615450.088	0.000
9	507.447	4270.153	4.743	0.211	2.443	1758.752	515.000	900281.769	0.000
10	509.006	4666.401	4.650	0.215	2.395	1724.077	515.000	1003610.501	0.000
11	505.332	3733.324	4.869	0.205	2.508	1805.529	515.000	766709.666	0.000
12	500.040	2389.795	5.172	0.256	2.014	1449.828	515.000	2980102.302	0.000

### H.1.2 Tablas del Análisis del Sistema de Prueba Utilizando la Regla de Operación de Cota Fija

La simulación realizada en el Simulador Hidroeléctrico (SHRO) da como resultado la Altura, Volumen, Consumo Específico, Caudal, Turbinamiento, Potencia, Energía y Vertimientos, los cuales son mostrados en las tablas H.3.3 y H.3.4 para las cotas finales que se desean tener al término del horizonte de planeación.

**Tabla H.3.3 Resultados de la Operación del Embalse de Angostura Aplicando la Regla de Operación de Cota Fija (16719.036 Mm<sup>3</sup>)**

Etapas No.	Alturas (msnm)	Volumen (Mm <sup>3</sup> )	CE (m <sup>3</sup> / kWh)	Factor de Productividad (kWh / m <sup>3</sup> )	Caudal (Mm <sup>3</sup> / h)	Turbinamiento (Mm <sup>3</sup> )	Potencia (MW)	Energía Almacenada (MWH)	Vertimientos (Mm <sup>3</sup> )
0	526.000	11652.200	3.910	0.256	0.656	472.597	120.869	87025.535	0.000
1	525.788	11537.603	3.916	0.255	0.656	472.597	120.670	86882.276	0.000
2	525.368	11312.006	3.929	0.254	0.656	472.597	120.276	86598.580	0.000
3	524.848	11049.409	3.944	0.254	0.656	472.597	119.821	86270.820	0.000
4	524.330	10805.812	3.959	0.253	0.656	472.597	119.374	85948.989	0.000
5	523.777	10549.215	3.979	0.251	0.656	472.597	118.783	85523.731	0.000
6	524.189	10740.618	3.963	0.252	0.656	472.597	119.239	85851.831	0.000
7	525.432	11346.021	3.927	0.255	0.656	472.597	120.335	86641.351	0.000
8	526.969	12164.424	3.881	0.258	0.656	472.597	121.772	87676.183	0.000
9	531.617	14728.827	3.768	0.265	0.656	472.597	125.426	90306.704	0.000
10	534.451	16411.230	3.711	0.269	0.656	472.597	127.352	91693.545	0.000
11	534.987	16729.633	3.700	0.270	0.656	472.597	127.720	91958.359	0.000
12	534.969	16719.036	3.701	0.256	0.656	472.597	120.869	87025.535	0.000

**Tabla H.3.4 Resultados de la Operación del Embalse de Angostura Aplicando la Regla de Operación de Cota Fija (2389.795 Mm<sup>3</sup>)**

Etapas No.	Alturas (msnm)	Volumen (Mm <sup>3</sup> )	CE (m <sup>3</sup> / kWh)	Factor de Productividad (kWh / m <sup>3</sup> )	Caudal (Mm <sup>3</sup> / h)	Turbinamiento (Mm <sup>3</sup> )	Potencia (MW)	Energía Almacenada (MWH)	Vertimientos (Mm <sup>3</sup> )
0	526.000	11652.200	3.910	0.256	2.315	1666.700	426.266	306911.586	0.000
1	523.340	10343.500	3.997	0.250	2.315	1666.700	416.999	300239.595	0.000
2	520.335	8923.799	4.107	0.243	2.315	1666.700	405.837	292202.468	0.000
3	516.844	7467.099	4.248	0.235	2.315	1666.700	392.392	282522.479	0.000
4	513.110	6029.398	4.425	0.226	2.315	1666.700	376.697	271221.667	0.000
5	508.655	4578.698	4.671	0.214	2.315	1666.700	356.846	256928.879	0.000
6	504.712	3575.998	4.909	0.204	2.315	1666.700	339.498	244438.233	0.000
7	502.394	2987.297	5.071	0.197	2.315	1666.700	328.642	236621.939	0.000
8	500.914	2611.597	5.174	0.193	2.315	1666.700	322.129	231933.021	0.000
9	506.310	3981.896	4.812	0.208	2.315	1666.700	346.392	249402.387	0.000
10	508.231	4470.196	4.696	0.213	2.315	1666.700	354.909	255534.449	0.000
11	504.785	3594.495	4.904	0.204	2.315	1666.700	339.843	244687.021	0.000
12	500.040	2389.795	5.172	0.256	2.315	1666.700	426.266	306911.586	0.000



### H.1.3 Tablas del Análisis del Sistema de Prueba Utilizando la Regla de Operación de Mínima Extracción

Los resultados de la simulación realizada en el *SHRO* muestra el comportamiento del volumen, nivel, consumo específico, entre otros, los cuales son mostrados en la tabla H.3.5.

**Tabla H.3.5 Resultados de la Operación de la Central de Angostura Aplicando una Mínima Extracción**

Etapas No.	Alturas (msnm)	Volumen ( $Mm^3$ )	CE ( $m^3 / kWh$ )	Factor de Productividad ( $kWh / m^3$ )	Caudal ( $Mm^3 / h$ )	Turbinamiento ( $Mm^3$ )	Potencia (MW)	Energía Almacenada (MWH)	Vertimientos ( $Mm^3$ )
0	526.000	11652.200	3.910	0.256	0.669	481.399	171.000	2980102.302	0.000
1	525.772	11528.801	3.917	0.255	0.670	482.254	171.000	2943314.398	0.000
2	525.333	11293.547	3.930	0.254	0.672	483.902	171.000	2873434.673	0.000
3	524.787	11019.644	3.946	0.253	0.675	485.820	171.000	2792676.673	0.000
4	524.237	10762.824	3.962	0.252	0.677	487.788	171.000	2716585.830	0.000
5	523.653	10491.036	3.984	0.251	0.681	490.482	171.000	2633441.492	0.000
6	524.024	10664.554	3.969	0.252	0.679	488.677	171.000	2686885.260	0.000
7	525.257	11253.876	3.933	0.254	0.672	484.181	171.000	2861694.695	0.000
8	526.771	12060.696	3.887	0.257	0.665	478.577	171.000	3102766.106	0.000
9	531.432	14619.118	3.772	0.265	0.645	464.375	171.000	3875977.214	0.000
10	534.280	16309.744	3.714	0.269	0.635	457.314	171.000	4390982.317	0.000
11	534.842	16643.430	3.703	0.270	0.633	455.931	171.000	4494409.125	0.000
12	534.852	16649.499	3.703	0.256	0.669	481.399	171.000	2980102.302	0.000

### H.1.4 Tablas del Análisis del Sistema de Prueba Utilizando la Regla de Operación de Máxima Extracción

La simulación realizada en el *SHPO* da como resultado los datos mostrados en la tabla H.3.6.

**Tabla H. 3.6 Resultados de la Operación del Embalse de Angostura Aplicando una Máxima Extracción**

Etapas No.	Alturas (msnm)	Volumen ( $Mm^3$ )	CE ( $m^3 / kWh$ )	Factor de Productividad ( $kWh / m^3$ )	Caudal ( $Mm^3 / h$ )	Turbinamiento ( $Mm^3$ )	Potencia (MW)	Energía Almacenada (MWH)	Vertimientos ( $Mm^3$ )
0	526.000	11652.200	3.910	0.256	3.519	2533.680	900.000	648000.000	0.000
1	521.495	9476.520	4.059	0.246	3.653	2630.157	899.942	647958.221	0.000
2	515.943	7093.363	4.292	0.233	3.681	2650.783	857.694	617539.803	0.000
3	508.950	4652.580	4.653	0.215	3.587	2582.905	770.985	555109.286	0.000
4	500.000	2379.530	5.170	0.193	3.4122	2456.784	660.000	475200.000	0.000
5	500.000	2379.530	5.170	0.193	3.4122	2456.784	660.000	475200.000	0.000
6	500.000	2379.530	5.170	0.193	3.4122	2456.784	660.000	475200.000	0.000
7	500.000	2379.530	5.170	0.193	3.4122	2456.784	660.000	475200.000	0.000
8	500.000	2379.530	5.170	0.193	3.4122	2456.784	660.000	475200.000	0.000
9	502.285	2959.746	5.079	0.197	3.4961	2517.225	688.334	495600.779	0.000
10	500.859	2597.521	5.176	0.193	3.4745	2499.451	670.645	482864.710	0.000
11	500.000	2379.530	5.170	0.193	3.4122	2456.784	660.000	475200.000	0.000
12	500.000	2379.530	5.170	0.256	3.519	2533.680	660.000	648000.000	0.000

### H.1.5 Tablas del Análisis del Sistema de Prueba Utilizando la Regla de Operación de Turbinamiento Fijo

El SHRO en la política de operación de turbinamiento constante da como resultado altura, volumen, consumo específico, caudal, entre otros los cuales son mostrados en la tabla H3.7 y H.3.8.

**Tabla H.3.7 Resultados de la Operación del Embalse de Angostura Aplicando un Turbinamiento Fijo de 472Mm<sup>3</sup>**

Etapas No.	Alturas (msnm)	Volumen (Mm <sup>3</sup> )	CE (m <sup>3</sup> / kWh)	Factor de Productividad (kWh / m <sup>3</sup> )	Caudal (Mm <sup>3</sup> / h)	Turbinamiento (Mm <sup>3</sup> )	Potencia (MW)	Energía Almacenada (MWH)	Vertimientos (Mm <sup>3</sup> )
0	526.000	11652.200	3.910	0.256	0.656	472.000	120.716	86915.601	0.000
1	525.789	11538.200	3.916	0.255	0.656	472.000	120.518	86773.271	0.000
2	525.370	11313.200	3.929	0.255	0.656	472.000	120.126	86490.685	0.000
3	524.852	11051.200	3.944	0.254	0.656	472.000	119.672	86164.068	0.000
4	524.335	10808.200	3.959	0.253	0.656	472.000	119.228	85843.851	0.000
5	523.783	10552.200	3.978	0.251	0.656	472.000	118.641	85421.246	0.000
6	524.197	10744.200	3.963	0.252	0.656	472.000	119.096	85748.884	0.000
7	525.440	11350.200	3.927	0.255	0.656	472.000	120.190	86537.153	0.000
8	526.978	12169.200	3.881	0.258	0.656	472.000	121.628	87571.876	0.000
9	531.626	14734.200	3.768	0.265	0.656	472.000	125.274	90197.120	0.000
10	534.461	16417.200	3.711	0.269	0.656	472.000	127.198	91582.683	0.000
11	534.998	16736.200	3.700	0.270	0.656	472.000	127.566	91847.631	0.000
12	534.981	16726.200	3.700	0.256	0.656	472.000	120.716	86915.601	0.000

**Tabla H.3.8 Resultados de la Operación del Embalse de Angostura Aplicando un Turbinamiento Fijo de 1667Mm<sup>3</sup>**

Etapas No.	Alturas (msnm)	Volumen (Mm <sup>3</sup> )	CE (m <sup>3</sup> / kWh)	Factor de Productividad (kWh / m <sup>3</sup> )	Caudal (Mm <sup>3</sup> / h)	Turbinamiento (Mm <sup>3</sup> )	Potencia (MW)	Energía Almacenada (MWH)	Vertimientos (Mm <sup>3</sup> )
0	526.000	11652.200	3.910	0.256	2.32	1667.000	426.343	306966.752	0.000
1	523.339	10343.200	3.997	0.250	2.32	1667.000	417.072	300291.598	0.000
2	520.334	8923.200	4.107	0.243	2.32	1667.000	405.905	292251.391	0.000
3	516.842	7466.200	4.248	0.235	2.32	1667.000	392.453	282566.007	0.000
4	513.107	6028.200	4.425	0.226	2.32	1667.000	376.750	271260.278	0.000
5	508.650	4577.200	4.671	0.214	2.32	1667.000	356.883	256955.538	0.000
6	504.705	3574.200	4.910	0.204	2.32	1667.000	339.525	244457.855	0.000
7	502.385	2985.200	5.072	0.197	2.32	1667.000	328.663	236637.488	0.000
8	500.904	2609.200	5.174	0.193	2.32	1667.000	322.162	231956.506	0.000
9	506.300	3979.200	4.812	0.208	2.32	1667.000	346.409	249414.320	0.000
10	508.219	4467.200	4.697	0.213	2.32	1667.000	354.920	255542.282	0.000
11	504.772	3591.200	4.905	0.204	2.32	1667.000	339.843	244686.869	0.000
12	500.026	2386.200	5.172	0.256	2.32	1667.000	426.343	306966.752	0.000

## H.2 Tablas de Resultados del Capítulo 4

### H.2.1 Tablas de Resultados del Ejemplo 4.A.1

Con la Programación Dinámica hacia atrás se parte de la penúltima etapa tomando como datos iniciales la aportación ( $A_4 = 1$ ) y demanda ( $D_4 = 5$ ) en esta etapa. El mínimo costo total de aplicar el turbinamiento  $u^{(t)}$  en “n” estado de la etapa (T-1), se alcanza por simple comparación de M cantidades de acuerdo a la ecuación funcional 4.24:

$$F[v, N - 1] = \min_{u^{(m)} \in U} \langle L[v, u^{(m)}, k] + F[v^{(t)}, N] \rangle$$

En las tablas H.4.1 a H.4.29 son mostrados los resultados de la minimización de los costos totales por etapa iniciando en la penúltima etapa y terminando en la etapa inicial.

**Tabla H.4.1 Resultados de la Cuarta Etapa Estado 0 (4.A.1)**

Volumen Inicial	Aportaciones	Turbinamiento	Volumen Final	Generación Hidráulica	Generación Térmica	Costo Actual	Costo Futuro	Costo total
0	1	0	1	0	5	25	-1	24
0	1	1	0	1	4	16	0	16

$$F = \min_{u^{(m)} \in U} \langle 25 - 1, 16 + 0 \rangle = 16$$

**Tabla H.4.2 Resultados de la Cuarta Etapa Estado 1 (4.A.1)**

Volumen Inicial	Aportaciones	Turbinamiento	Volumen Final	Generación Hidráulica	Generación Térmica	Costo Actual	Costo Futuro	Costo total
1	1	0	2	0	5	25	-1.4142	23.586
1	1	1	1	1	4	16	-1	15
1	1	2	0	2	3	9	0	9

$$F = \min_{u^{(m)} \in U} \langle 23.5857, 15, 9 \rangle = 9$$

**Tabla H.4.3 Resultados de la Cuarta Etapa Estado 2 (4.A.1)**

Volumen Inicial	Aportaciones	Turbinamiento	Volumen Final	Generación Hidráulica	Generación Térmica	Costo Actual	Costo Futuro	Costo total
2	1	0	3	0	5	25	-1.7321	23.268
2	1	1	2	1	4	16	-1.4142	14.586
2	1	2	1	2	3	9	-1	8
2	1	3	0	3	2	4	0	4

$$F = \min_{u^{(m)} \in U} \langle 23.2679, 14.5857, 8 \rangle = 8$$

Tabla H. 4.4 Resultados de la Cuarta Etapa Estado 3 (4.A.1)

Volumen Inicial	Aportaciones	Turbinamiento	Volumen Final	Generación Hidráulica	Generación Térmica	Costo Actual	Costo Futuro	Costo total
3	1	0	4	0	5	25	-2	23
3	1	1	3	1	4	16	-1.7321	14.268
3	1	2	2	2	3	9	-1.4142	7.5858
3	1	3	1	3	2	4	-1	3
3	1	4	0	4	1	1	0	1

$$F = \min_{u^{(m)} \in U} \langle 23, 14.2679, 7.5857, 3, 1 \rangle = 1$$

Tabla H.4.5 Resultados de la Cuarta Etapa Estado 4 (4.A.1)

Volumen Inicial	Aportaciones	Turbinamiento	Volumen Final	Generación Hidráulica	Generación Térmica	Costo Actual	Costo Futuro	Costo total
4	1	0	5	0	5	25	-2.2361	22.764
4	1	1	4	1	4	16	-2	14
4	1	2	3	2	3	9	-1.7321	7.2679
4	1	3	2	3	2	4	-1.4142	2.5858
4	1	4	1	4	1	1	-1	0

$$F = \min_{u^{(m)} \in U} \langle 22.7639, 14, 7.2679, 2.5857, 0 \rangle = 0$$

Tabla H.4.6 Resultados de la Cuarta Etapa Estado 5 (4.A.1)

Volumen Inicial	Aportaciones	Turbinamiento	Volumen Final	Generación Hidráulica	Generación Térmica	Costo Actual	Costo Futuro	Costo total
5	1	1	5	1	4	16	-2.2361	13.764
5	1	2	4	2	3	9	-2	7
5	1	3	3	3	2	4	-1.7321	2.2679
5	1	4	2	4	1	1	-1.4142	-0.4142

$$F = \min_{u^{(m)} \in U} \langle 13.7639, 7, 2.2679, -0.4142 \rangle = -0.4142$$

Tabla H. 4.7 Costos de Remuneración Actualizados para la Etapa 4 (4.A.1)

ETAPA 4	
ESTADO	COSTO
0	16
1	9
2	4
3	1
4	0
5	-0.4142

Aportación para la etapa 3  $A_3 = 3$  y la demanda en ese periodo es  $D_3 = 2$ .

Tabla H.4.8 Resultados de la Tercera Etapa Estado 0 (4.A.1)

Volumen Inicial	Aportaciones	Turbinamiento	Volumen Final	Generación Hidráulica	Generación Térmica	Costo Actual	Costo Futuro	Costo total
0	3	0	3	0	2	4	1	5
0	3	1	2	1	1	1	4	5
0	3	2	1	2	0	0	9	9

$$F = \min_{u^{(m)} \in U} \langle 5, 5, 9 \rangle = 5$$

Tabla H.4.9 Resultados de la Tercera Etapa Estado 1 (4.A.1)

Volumen Inicial	Aportaciones	Turbinamiento	Volumen Final	Generación Hidráulica	Generación Térmica	Costo Actual	Costo Futuro	Costo total
1	3	0	4	0	2	4	0	4
1	3	1	3	1	1	1	1	2
1	3	2	2	2	0	0	4	4

$$F = \min_{u^{(m)} \in U} \langle 4, 2, 4 \rangle = 2$$

Tabla H.4.10 Resultados de la Tercera Etapa Estado 2 (4.A.1)

Volumen Inicial	Aportaciones	Turbinamiento	Volumen Final	Generación Hidráulica	Generación Térmica	Costo Actual	Costo Futuro	Costo total
2	3	0	5	0	2	4	-0.4142	3.5858
2	3	1	4	1	1	1	0	1
2	3	2	3	2	0	0	1	1

$$F = \min_{u^{(m)} \in U} \langle 3.5858, 1+1 \rangle = 1$$

Tabla H.4.11 Resultados de la Tercera Etapa Estado 3 (4.A.1)

Volumen Inicial	Aportaciones	Turbinamiento	Volumen Final	Generación Hidráulica	Generación Térmica	Costo Actual	Costo Futuro	Costo total
3	3	1	5	1	1	1	-0.4142	0.5858
3	3	2	4	2	0	0	0	0

$$F = \min_{u^{(m)} \in U} \langle 0.5858, 0 \rangle = 0$$

Tabla H.4.12 Resultados de la Tercera Etapa Estado 4 (4.A.1)

Volumen Inicial	Aportaciones	Turbinamiento	Volumen Final	Generación Hidráulica	Generación Térmica	Costo Actual	Costo Futuro	Costo total
4	3	2	5	2	0	0	-0.4142	-0.4142

$$F = \min_{u^{(m)} \in U} \langle -0.04142 \rangle = -0.04142$$

Tabla H.4.13 Costos de Remuneración Actualizados para la Etapa 3 (4.A.1)

ETAPA 3	
ESTADO	COSTO
0	5
1	2
2	1
3	0
4	-0.4142
5	0

Aportación para la etapa 2  $A_2 = 3$  y la demanda en ese periodo es  $D_2 = 3$ .

Tabla H.4.14 Resultados de la Segunda Etapa Estado 0 (4.A.1)

Volumen Inicial	Aportaciones	Turbinamiento	Volumen Final	Generación Hidráulica	Generación Térmica	Costo Actual	Costo Futuro	Costo total
0	3	0	3	0	3	9	0	9
0	3	1	2	1	2	4	1	5
0	3	2	1	2	1	1	2	3
0	3	3	0	3	0	0	5	5

$$F = \min_{u^{(m)} \in U} \langle 9, 5, 3, 5 \rangle = 3$$

Tabla H.4.15 Resultados de la Segunda Etapa Estado 1 (4.A.1)

Volumen Inicial	Aportaciones	Turbinamiento	Volumen Final	Generación Hidráulica	Generación Térmica	Costo Actual	Costo Futuro	Costo total
1	3	0	4	0	3	9	-0.4142	8.5858
1	3	1	3	1	2	4	0	4
1	3	2	2	2	1	1	1	2
1	3	3	1	3	0	0	2	2

$$F = \min_{u^{(m)} \in U} \langle 8.5858, 4, 2, 2 \rangle = 2$$

Tabla H.4.16 Resultados de la Segunda Etapa Estado 2 (4.A.1)

Volumen Inicial	Aportaciones	Turbinamiento	Volumen Final	Generación Hidráulica	Generación Térmica	Costo Actual	Costo Futuro	Costo total
2	3	0	5	0	3	9	0	9
2	3	1	4	1	2	4	-0.4142	3.5858
2	3	2	3	2	1	1	0	1
2	3	3	2	3	0	0	1	1

$$F = \min_{u^{(m)} \in U} \langle 9, 3.5858, 1, 1 \rangle = 1$$

Tabla H.4.17 Resultados de la Segunda Etapa Estado 3 (4.A.1)

Volumen Inicial	Aportaciones	Turbinamiento	Volumen Final	Generación Hidráulica	Generación Térmica	Costo Actual	Costo Futuro	Costo total
3	3	1	5	1	2	4	0	4
3	3	2	4	2	1	1	-0.4142	0.5858
3	3	3	3	3	0	0	0	0

$$F = \min_{u^{(m)} \in U} \langle 4, 0.5858, 0 \rangle = 0$$

Tabla H.4.18 Resultados de la Segunda Etapa Estado 4 (4.A.1)

Volumen Inicial	Aportaciones	Turbinamiento	Volumen Final	Generación Hidráulica	Generación Térmica	Costo Actual	Costo Futuro	Costo total
4	3	2	5	2	1	1	0	1
4	3	3	4	3	0	0	-0.4142	-0.4142

$$F = \min_{u^{(m)} \in U} \langle 1, -0.4142 \rangle = -0,4142$$

Tabla H.4.19 Resultados de la Segunda Etapa Estado 5 (4.A.1)

Volumen Inicial	Aportaciones	Turbinamiento	Volumen Final	Generación Hidráulica	Generación Térmica	Costo Actual	Costo Futuro	Costo total
5	3	3	5	3	0	0	0	0

$$F = \min_{u^{(m)} \in U} \langle 0 \rangle = 0$$

Tabla H.4.20 Costos de Remuneración Actualizados para la Etapa 2 (4.A.1)

ETAPA 2	
ESTADO	COSTO
0	3
1	2
2	1
3	0
4	-0.4142
5	0

Aportación para la etapa 1  $A_1 = 1$  y la demanda en ese periodo es  $D_1 = 6$

Tabla H.4.21 Resultados de la Primera Etapa Estado 0 (4.A.1)

Volumen Inicial	Aportaciones	Turbinamiento	Volumen Final	Generación Hidráulica	Generación Térmica	Costo Actual	Costo Futuro	Costo total
0	1	0	1	0	6	36	2	38
0	1	1	0	1	5	25	3	28

$$F = \min_{u^{(m)} \in U} \langle 38, 28 \rangle = 28$$

Tabla H.4.22 Resultados de la Primera Etapa Estado 1 (4.A.1)

Volumen Inicial	Aportaciones	Turbinamiento	Volumen Final	Generación Hidráulica	Generación Térmica	Costo Actual	Costo Futuro	Costo total
1.00	1.00	0.00	2.00	0.00	6.00	36.00	1.00	37.00
1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	5.00	25.00	2.00	27.00
1.00	1.00	2.00	0.00	2.00	4.00	16.00	3.00	19.00

$$F = \min_{u^{(m)} \in U} \langle 37, 27, 19 \rangle = 19$$

Tabla H.4.23 Resultados de la Primera Etapa Estado 2 (4.A.1)

Volumen Inicial	Aportaciones	Turbinamiento	Volumen Final	Generación Hidráulica	Generación Térmica	Costo Actual	Costo Futuro	Costo total
2.00	1.00	0.00	3.00	0.00	6.00	36.00	0.00	36.00
2.00	1.00	1.00	2.00	1.00	5.00	25.00	1.00	26.00
2.00	1.00	2.00	1.00	2.00	4.00	16.00	2.00	18.00
2.00	1.00	3.00	0.00	3.00	3.00	9.00	3.00	12.00

$$F = \min_{u^{(m)} \in U} \langle 36, 26, 18, 12 \rangle = 12$$

Tabla H.4.24 Resultados de la Primera Etapa Estado 3 (4.A.1)

Volumen Inicial	Aportaciones	Turbinamiento	Volumen Final	Generación Hidráulica	Generación Térmica	Costo Actual	Costo Futuro	Costo total
3.00	1.00	0.00	4.00	0.00	6.00	36.00	-0.41	35.59
3.00	1.00	1.00	3.00	1.00	5.00	25.00	0.00	25.00
3.00	1.00	2.00	2.00	2.00	4.00	16.00	1.00	17.00
3.00	1.00	3.00	1.00	3.00	3.00	9.00	2.00	11.00
3.00	1.00	4.00	0.00	4.00	2.00	4.00	3.00	7.00

$$F = \min_{u^{(m)} \in U} \langle 35.5857, 25, 17, 11, 7 \rangle = 7$$

Tabla H.4.25 Resultados de la Primera Etapa Estado 4 (4.A.1)

Volumen Inicial	Aportaciones	Turbinamiento	Volumen Final	Generación Hidráulica	Generación Térmica	Costo Actual	Costo Futuro	Costo total
4.00	1.00	0.00	5.00	0.00	6.00	36.00	0.00	36.00
4.00	1.00	1.00	4.00	1.00	5.00	25.00	-0.41	24.59
4.00	1.00	2.00	3.00	2.00	4.00	16.00	0.00	16.00
4.00	1.00	3.00	2.00	3.00	3.00	9.00	1.00	10.00
4.00	1.00	4.00	1.00	4.00	2.00	4.00	2.00	6.00

$$F = \min_{u^{(m)} \in U} \langle 36, 24.5858, 16, 10, 6 \rangle = 6$$



Tabla H.4.26 Resultados de la Primera Etapa Estado 5 (4.A.1)

Volumen Inicial	Aportaciones	Turbinamiento	Volumen Final	Generación Hidráulica	Generación Térmica	Costo Actual	Costo Futuro	Costo total
5.00	1.00	1.00	5.00	1.00	5.00	25.00	0.00	25.00
5.00	1.00	2.00	4.00	2.00	4.00	16.00	-0.41	15.59
5.00	1.00	3.00	3.00	3.00	3.00	9.00	0.00	9.00
5.0	1.00	4.00	2.00	4.00	2.00	4.00	1.00	5.00

$$F = \min_{u^{(m)} \in U} \langle 25, 15.58, 9, 5 \rangle = 5$$

Tabla H.4.27 Costos de Remuneración Actualizados para la Etapa 1

ETAPA 1	
ESTADO	COSTO
0	28
1	19
2	12
3	7
4	6
5	0

Aportación para la etapa 0  $A_0 = 2$  y la demanda en ese periodo es  $D_0 = 4$ .

Tabla H.4.28 Resultados Para el Estado Inicial (4.A.1)

Volumen Inicial	Aportaciones	Turbinamiento	Volumen Final	Generación Hidráulica	Generación Térmica	Costo Actual	Costo Futuro	Costo total
3.00	2.00	0.00	5.00	0.00	4.00	16.00	0.00	16.00
3.00	2.00	1.00	4.00	1.00	3.00	9.00	6.00	15.00
3.00	2.00	2.00	3.00	2.00	2.00	4.00	7.00	11.00
3.00	2.00	3.00	2.00	3.00	1.00	1.00	12.00	13.00
3.00	2.00	4.00	1.00	4.00	0.00	0.00	19.00	19.00

$$F = \min_{u^{(m)} \in U} \langle 16, 15, 11, 13, 19 \rangle = 11$$

Con el volumen, turbinamiento y costo que se tiene por etapa de la Programación Dinámica hacia atrás. La programación dinámica hacia adelante construye la trayectoria óptima de generación minimizando los costos de producción. Este procedimiento de encontrar la trayectoria óptima es descrito por las siguientes ecuaciones:

El turbinamiento que tiene el mínimo costo para el nivel inicial corresponde a un turbinamiento de  $U_0 = 2$ .

$$V_1 = V_0 + A_0 - U_0 = 3 + 2 - 2 = 3$$

$$GH=2; \quad GT = DEMANDA - GH = 4 - 2; \quad C(GT) = (2)^2 = 4$$

Con el nivel final hallado para la etapa uno que ahora se vuelve el volumen inicial para la etapa 1 en el proceso hacia atrás se halló el mejor turbinamiento con el mínimo costo que es  $U_1 = 4$  calculando de nuevo con la ecuación de balance hídrico.

$$V_2 = V_1 + A_1 - U_1 = 3 + 1 - 4 = 0$$

$$GH=4; \quad GT = DEMANDA - GH = 6 - 4 = 2; \quad C(GT) = (2)^2 = 4$$

Siguiendo el procedimiento anterior se tiene:

Llegando a la etapa 2 con un volumen de 0  $U_2 = 2$

$$V_3 = V_2 + A_2 - U_2 = 0 + 3 - 2 = 1$$

$$GH=2; \quad GT = DEMANDA - GH = 3 - 2 = 1; \quad C(GT) = (1)^2 = 1$$

Llegando a la etapa 3 con un volumen de 1  $U_3 = 1$ .

$$V_4 = V_3 + A_3 - U_3 = 1 + 3 - 1 = 3$$

$$GH=1; \quad GT = DEMANDA - GH = 2 - 1 = 1; \quad C(GT) = (1)^2 = 1$$

Llegando a la etapa 4 con un volumen de 3  $U_4 = 4$ .

$$V_5 = V_4 + A_4 - U_4 = 3 + 1 - 4 = 0$$

$$GH=4; \quad GT = DEMANDA - GH = 5 - 4 = 1; \quad C(GT) = (1)^2 = 1$$

Los resultados obtenidos por el simulador son mostrados en la tabla H.4.29.

**Tabla H.4.29 Resultados de la Optimización (4.A.1)**

Etapa	Nivel	Volumen Almacenado	Turbinamiento	Generación Hidroeléctrica (u.e)	Generación Termoeléctrica (u.e)	Costo (\$)
1	3	3	2	2	2	4
2	3	3	4	4	2	4
3	0	0	2	2	1	1
4	1	1	1	1	1	1
5	3	3	4	4	1	1

**Costos Total de la Operación \$ 11.0**

### H.2.2 Tablas de Resultados del Análisis 4.B.1

En la tabla **H.4.30** muestran las metas obtenidas por el simulador SHPD para una demanda de 100 MW constantes durante todo el periodo de planeación, considerando costos futuros del embalse de Angostura.

**Tabla H.4.30 Resultados Arrojadados por el Programa de PD para una Discretización de 12 Etapas (4.B.1)**

Etapa No.	Nivel (m.s.n.m)	Volumen (Mm <sup>3</sup> )	Turbinamiento (Mm <sup>3</sup> )	Energía.Hidro (MWH)	Pot.Hidro (MW)	Energía.Termo (MWH)	Pot.termo (MW)	Costo operativo (K\$h)
1	525.6674	11652.2	276.9332	72000	100.00	.0000	.0000	.0000
2	525.6584	11648.27	279.2494	72000	100.00	.0000	.0000	.0000
3	525.3907	11531.02	280.9419	72000	100.00	.0000	.0000	.0000
4	525.0337	11375.08	282.0255	72000	100.00	.0000	.0000	.0000
5	524.7166	11237.05	283.4469	72000	100.00	.0000	.0000	.0000
6	524.3652	11084.6	284.5435	72000	100.00	.0000	.0000	.0000
7	525.0428	11379.06	282.1199	72000	100.00	.0000	.0000	.0000
8	526.6602	12089.94	279.348	72000	100.00	.0000	.0000	.0000
9	528.7294	13016.59	273.7138	72000	100.00	.0000	.0000	.0000
10	534.4609	15694.88	267.0621	72000	100.00	.0000	.0000	.0000
11	534.579	16730.29	264.8674	72000	100.00	.0000	.0000	.0000
<b>12</b>	<b>535</b>	<b>16737.43</b>		<b>Costo Total</b>				<b>.0000</b>

### H.2.3 Tablas de Resultados del Análisis 4.B.2

En la tabla **H.4.31** muestran los resultados de la simulación del análisis 4.B.2 obteniendo la máxima capacidad de generación cuando no es considerado el costo futuro del embalse

**Tabla H.4.31 Resultados Arrojadados por el Programa de PD para una Discretización de 12 Etapas sin Considerar Costo Terminal (4.B.2)**

Etapa No.	Nivel (m.s.n.m)	Volumen (Mm <sup>3</sup> )	Turbinamiento (Mm <sup>3</sup> )	Energía.Hidro (MWH)	Pot.Hidro (MW)	Energía.Termo (MWH)	Pot.termo (MW)	Costo operativo (K\$h)
1	525.6674	11652.2	1460.7060	374400	520	0	0	0
2	522.882	10446.73	1191.246	374400	520	0	0	0
3	520.4445	9417.485	1519.663	374400	520	0	0	0
4	517.0543	8022.822	1557.292	374400	520	0	0	0
5	513.5165	6609.53	1615.035	374400	520	0	0	0
6	509.6906	5125.496	1686.654	374400	520	0	0	0
7	506.761	4017.842	1741.637	374400	520	0	0	0
8	504.7451	3269.205	1784.228	374400	520	0	0	0
9	503.1683	2690.977	1743.433	374400	520	0	0	0
10	506.4444	3899.544	1724.321	374400	520	0	0	0
11	507.3676	4245.223	1726.946	374400	520	0	0	0
<b>12</b>	<b>504.6232</b>	<b>3224.2770</b>		<b>Costo Total</b>				<b>.0000</b>

### H.2.4 Tablas de Resultados del Análisis 4.B.3

En la tabla H.4.32 muestran las metas obtenidas por el simulador SHPD para una demanda de 100 MW constantes para un periodo de planeación de un año discretizado en 52 etapas semanales, considerando costos futuros del embalse de Angostura.

**Tabla H.4.32 Resultados Arrojadados por el Programa de PD para una Discretización de 52 Etapas (4.B.2)**

Etapa No.	Nivel (m.s.n.m)	Volumen (Mm <sup>3</sup> )	Turbinamiento (Mm <sup>3</sup> )	Energía.Hidro (MWH)	Pot.Hidro (MW)	Energía.Termo (MWH)	Pot.termo (MW)	Costo Operativo (K\$h)
1	525.6674	11652.2	62.5333	16800	100.00	.0000	.0000	.0000
2	525.535	11594.17	65.9205	16800	100.00	.0000	.0000	.0000
3	525.3947	11532.75	65.1107	16800	100.00	.0000	.0000	.0000
4	525.256	11472.14	64.2348	16800	100.00	.0000	.0000	.0000
5	525.1193	11412.4	65.8048	16800	100.00	.0000	.0000	.0000
6	524.9149	11323.35	64.4598	16800	100.00	.0000	.0000	.0000
7	524.7133	11235.64	65.6579	16800	100.00	.0000	.0000	.0000
8	524.5085	11146.73	66.4533	16800	100.00	.0000	.0000	.0000
9	524.3015	11057.03	65.451	16800	100.00	.0000	.0000	.0000
10	524.075	10959.07	66.6071	16800	100.00	.0000	.0000	.0000
11	523.8453	10859.97	64.8924	16800	100.00	.0000	.0000	.0000
12	523.619	10762.57	66.0757	16800	100.00	.0000	.0000	.0000
13	523.3895	10664	67.0695	16800	100.00	.0000	.0000	.0000
14	523.1416	10557.73	65.3062	16800	100.00	.0000	.0000	.0000
15	522.8972	10453.22	66.4653	16800	100.00	.0000	.0000	.0000
16	522.6495	10347.56	67.4941	16800	100.00	.0000	.0000	.0000
17	522.3988	10240.86	65.4287	16800	100.00	.0000	.0000	.0000
18	522.1524	10136.24	66.6947	16800	100.00	.0000	.0000	.0000
19	521.9218	10038.54	67.9252	16800	100.00	.0000	.0000	.0000
20	521.6879	9939.616	65.8717	16800	100.00	.0000	.0000	.0000
21	521.4582	9842.744	67.4936	16800	100.00	.0000	.0000	.0000
22	521.2242	9744.251	67.903	16800	100.00	.0000	.0000	.0000
23	521.2554	9757.348	65.2837	16800	100.00	.0000	.0000	.0000
24	521.2927	9773.064	65.6942	16800	100.00	.0000	.0000	.0000
25	521.3291	9788.37	66.0895	16800	100.00	.0000	.0000	.0000
26	521.3645	9803.28	66.4743	16800	100.00	.0000	.0000	.0000
27	521.6445	9921.306	65.4306	16800	100.00	.0000	.0000	.0000
28	521.9261	10040.38	67.9243	16800	100.00	.0000	.0000	.0000
29	522.2012	10156.95	67.1609	16800	100.00	.0000	.0000	.0000
30	522.4774	10274.29	66.1442	16800	100.00	.0000	.0000	.0000
31	522.7288	10381.35	65.0116	16800	100.00	.0000	.0000	.0000
32	522.9822	10489.53	67.1982	16800	100.00	.0000	.0000	.0000
33	523.2299	10595.54	66.0297	16800	100.00	.0000	.0000	.0000
34	523.4797	10702.71	64.986	16800	100.00	.0000	.0000	.0000
35	523.7314	10810.92	66.8796	16800	100.00	.0000	.0000	.0000
36	525.1328	11418.29	65.8903	16800	100.00	.0000	.0000	.0000
37	526.5173	12026.65	64.9903	16800	100.00	.0000	.0000	.0000
38	527.8848	12635.91	64.2098	16800	100.00	.0000	.0000	.0000
39	529.2347	13245.95	63.5252	16800	100.00	.0000	.0000	.0000
40	530.0883	13636.17	63.8593	16800	100.00	.0000	.0000	.0000
41	530.9332	14026.06	62.9251	16800	100.00	.0000	.0000	.0000
42	531.7723	14416.89	63.2321	16800	100.00	.0000	.0000	.0000
43	532.6028	14807.41	62.4038	16800	100.00	.0000	.0000	.0000
44	532.7093	14857.75	62.7912	16800	100.00	.0000	.0000	.0000
45	532.8148	14907.71	61.8869	16800	100.00	.0000	.0000	.0000
46	532.9222	14958.58	62.2701	16800	100.00	.0000	.0000	.0000
47	533.0286	15009.06	62.6494	16800	100.00	.0000	.0000	.0000
48	532.8796	14938.41	62.1179	16800	100.00	.0000	.0000	.0000
49	532.7316	14868.29	62.8723	16800	100.00	.0000	.0000	.0000
50	532.5817	14797.42	62.3273	16800	100.00	.0000	.0000	.0000
51	532.4326	14727.09	63.0062	16800	100.00	.0000	.0000	.0000
52	532.2819	14656.0800						.0000
<b>Costo Total</b>								.0000

### H.2.5 Tablas de Resultados del Análisis 4.B.4

En la tabla H.4.33 muestran las metas obtenidas por el simulador SHPD para una demanda de 800 MW.

**Tabla H.4.33 Resultados Arrojadados por el programa de PD para una Discretización de 52 Etapas (4.B.3)**

<b>Etapas No</b>	<b>Nivel (m.s.n.m)</b>	<b>Volumen (Mm<sup>3</sup>)</b>	<b>Turbinamiento (Mm<sup>3</sup>)</b>	<b>Energía.Hidro (MWH)</b>	<b>Pot.Hidro (MW)</b>	<b>Energía.Termo (MWH)</b>	<b>Pot.termo (MW)</b>	<b>Costo operativo (K\$*h)</b>
1	525.6674	11652.2	522.6004	132695.4	789.853571	1704.563	10.1462083	1704.563
2	524.4794	11134.1	147.1814	37555.38	223.543929	96844.63	576.456131	96844.63
3	524.1498	10991.42	169.5936	43948.36	261.597381	90451.64	538.402619	90451.64
4	523.7672	10826.32	198.0904	50557.18	300.935595	83842.82	499.064405	83842.82
5	523.3167	10632.73	146.3447	36974.92	220.08881	97425.08	579.91119	97425.08
6	522.9204	10463.14	161.5344	40336.38	240.0975	94063.63	559.90256	94063.63
7	522.4869	10278.35	156.4047	40013.74	238.177024	94386.27	561.823036	94386.27
8	522.0639	10098.7	144.7456	36543.55	217.521131	97856.45	582.478869	97856.45
9	521.6667	9930.705	140.0696	34752.34	206.859167	99647.66	593.140833	99647.66
10	521.2573	9758.136	121.873	31327.11	186.470893	103072.9	613.529167	103072.9
11	520.8896	9603.763	92.6804	23004.4	136.930952	111395.6	663.069048	111395.6
12	520.5907	9478.582	57.2145	14743.33	87.7579167	119656.7	712.242262	119656.7
13	520.3759	9388.867	31.3119	8170.149	48.6318393	126229.9	751.368452	126229.9
14	520.2068	9318.355	11.9123	3261.649	19.4145774	131138.3	780.585119	131138.3
15	520.0841	9267.243	3.193	1628.318	9.69236905	132771.7	790.307738	132771.7
16	519.9822	9224.851	.0000	.0000	.0000	134400	800	134400
17	519.8879	9185.65	.0000	.0000	.0000	134400	800	134400
18	519.7935	9146.45	.0000	.0000	.0000	134400	800	134400
19	519.7188	9115.45	.0000	.0000	.0000	134400	800	134400
20	519.644	9084.45	.0000	.0000	.0000	134400	800	134400
21	519.5693	9053.45	.0000	.0000	.0000	134400	800	134400
22	519.4944	9022.45	.0000	.0000	.0000	134400	800	134400
23	519.6899	9103.45	.0000	.0000	.0000	134400	800	134400
24	519.885	9184.45	.0000	.0000	.0000	134400	800	134400
25	520.0798	9265.45	11.8524	3255.359	19.3771369	131144.6	780.622619	131144.6
26	520.2458	9334.598	284.1876	69898.89	416.064821	64501.11	383.935179	64501.11
27	520.0063	9234.91	474.9912	115623.3	688.233929	18776.67	111.765893	18776.67
28	519.3058	8944.419	328.7038	79847.78	475.284405	54552.22	324.715595	54552.22
29	518.9564	8800.215	524.2065	127401.1	758.339881	6998.938	41.6603452	6998.938
30	518.129	8460.509	419.8671	101378.6	603.444048	33021.35	196.555655	33021.35
31	517.5246	8213.842	473.8459	113200.8	673.814286	21199.21	126.185774	21199.21
32	516.7836	7913.196	546.0206	129808.7	772.670833	4591.313	27.329244	4591.313
33	515.8582	7540.375	573.3118	134400	800	.0000	.0000	.0000
34	514.8571	7140.263	578.8472	134400	800	.0000	.0000	.0000
35	513.8337	6734.616	582.4003	133783.1	796.327976	616.8906	3.67196786	616.8906
36	514.0662	6826.466	580.9126	134136.8	798.433333	263.25	1.56696429	263.25
37	514.302	6919.803	438.5878	102212.9	608.410119	32187.09	191.589821	32187.09
38	514.8953	7155.465	575.5838	133281	793.339286	1118.984	6.66061905	1118.984
39	515.1429	7254.131	493.2516	115537.9	687.725595	18862.09	112.274345	18862.09
40	515.0438	7214.63	574.6255	133692.1	795.78631	707.8594	4.21344881	707.8594
41	514.7402	7093.754	569.3097	132008.8	785.766667	2391.188	14.2332619	2391.188
42	514.4493	6978.195	553.6552	128504.1	764.905357	5895.867	35.0944464	5895.867
43	514.1972	6878.29	551.919	128098.3	762.489881	6301.664	37.5099048	6301.664
44	513.0829	6439.121	589.3123	134400	800	.0000	.0000	.0000
45	511.8625	5962.558	594.0823	134400	800	.0000	.0000	.0000
46	510.6181	5481.226	603.5349	134400	800	.0000	.0000	.0000
47	509.3368	4990.441	615.1406	134400	800	.0000	.0000	.0000
48	507.6921	4367.3	628.7468	134400	800	.0000	.0000	.0000
49	505.9908	3730.553	640.1152	134400	800	.0000	.0000	.0000
50	504.2377	3082.438	247.6378	51133.5	304.366071	83266.5	495.633929	83266.5
51	503.5402	2826.801	435.0686	87517.02	520.934643	46882.98	279.065357	46882.98
52	<b>502.3234</b>	<b>2383.7320</b>			<b>Costo Total</b>			<b>3223368.0000</b>

### H.3 Tablas de Resultados del Capítulo 5

En las tablas **H.5.1 a la H.5.18** muestran las metas obtenidas por el simulador SHPL para Los ejemplos realizados en el capítulo 5 del sistema hidrotérmico.

#### H.3.1 Tablas de Resultados Sistema de Prueba 5.C.1

**Tabla H.5.1 Metas de Generación Obtenidas Para la planta Angostura (5.C.1)**

ETAPA No.	VOLUMEN (Mm3)	NIVEL (msnm)	CE (m3/kWh)	POTIDRO (MW)	ENERGÍA (MWH)	TURBINAMIENTO (Mm3)	VERTIMIENTOS (Mm3)
1	11762	526.6516	3.8625	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
2	11872	526.8656	3.856	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
3	11982	527.0775	3.8498	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
4	12092	527.2874	3.8438	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
5	12176.5	527.4472	3.8393	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
6	12261	527.6058	3.835	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
7	11860.93	526.8442	3.8567	737.6842	123930.946	484.57	0.0000
8	11734.86	526.5984	3.8641	320.5608	53854.2199	210.57	0.0000
9	11810.36	526.7459	3.8596	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
10	11885.86	526.8924	3.8553	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
11	11961.36	527.0379	3.851	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
12	12036.86	527.1825	3.8468	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
13	12102.61	527.3075	3.8432	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
14	11991.54	527.0958	3.8493	269.1816	45222.5064	176.82	0.0000
15	11606.47	526.3454	3.8719	686.305	115299.233	450.82	0.0000
16	11152.972	525.429	3.9016	790.4762	132800	519.248	0.0000
17	10627.53	524.3229	3.9402	900	151200	591.192	0.0000
18	10682.13	524.44	3.936	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
19	10736.73	524.5567	3.9318	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
20	10586.21	524.2339	3.9434	312.264	52460.3581	205.12	0.0000
21	10161.69	523.3025	3.9782	729.3874	122537.084	479.12	0.0000
22	9958.12	522.8449	3.996	586.9717	98611.2532	385.57	0.0000
23	10024.87	522.9958	3.9901	175.4506	29475.7033	115.25	0.0000
24	9821.3	522.5334	4.0083	586.9717	98611.2532	385.57	0.0000
25	9617.73	522.0639	4.0272	586.9717	98611.2532	385.57	0.0000
26	9476.654	521.7343	4.0407	575.1827	96630.6905	377.826	0.0000
27	9122.212	520.8912	4.076	900	151200	591.192	0.0000
28	8767.77	520.0265	4.1134	900	151200	591.192	0.0000
29	8788.99	520.0789	4.1111	328.1117	55122.7621	215.53	0.0000
30	9029.74	520.6677	4.0856	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
31	8679.298	519.8073	4.1231	900	151200	591.192	0.0000
32	8328.856	518.9258	4.1626	900	151200	591.192	0.0000
33	8022.374	518.1375	4.1988	833.0776	139957.033	547.232	0.0000
34	7671.932	517.2164	4.2421	900	151200	591.192	0.0000
35	7323.34	516.2792	4.2872	900	151200	591.192	0.0000
36	7032.22	515.4804	4.3264	812.5076	136501.279	533.72	0.0000
37	6741.1	514.6671	4.367	812.5076	136501.279	533.72	0.0000
38	6570.724	514.1844	4.3914	628.6932	105620.46	412.976	0.0000
39	6265.282	513.3065	4.4363	900	151200	591.192	0.0000
40	5959.84	512.4125	4.4827	900	151200	591.192	0.0000
41	5714.77	511.6836	4.5211	808.0928	135759.591	530.82	0.0000
42	5469.7	510.9444	4.5605	808.0928	135759.591	530.82	0.0000
43	5230.88	510.2141	4.5998	816.4657	137166.24	536.32	0.0000
44	5046.932	509.6449	4.6307	732.9314	123132.481	481.448	0.0000
45	4753.24	508.7241	4.6813	900	151200	591.192	0.0000
46	4514.42	507.9644	4.7234	816.4657	137166.24	536.32	0.0000
47	4386.85	507.5546	4.7463	394.3947	66258.312	259.07	0.0000
48	3927.158	506.0545	4.831	900	151200	591.192	0.0000
49	3467.466	504.5181	4.9192	900	151200	591.192	0.0000
50	3007.774	502.9454	5.0108	900	151200	591.192	0.0000
51	2548.082	501.3363	5.106	900	151200	591.192	0.0000
52	2379	500.7353	5.1418	457.5904	76875.1918	300.582	0.0000

Tabla H.5.2 Metas de Generación Obtenidas Para la planta Chicoasen (5.C.1)

ETAPA No.	VOLUMEN (Mm3)	NIVEL (msnm)	CE (m3/kWh)	POTIDRO (MW)	ENERGÍA (MWH)	TURBINAMIENTO (Mm3)	VERTIMIENTOS (Mm3)
1	1416.2	393.8942	2.1345	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
2	1297.25	387.9433	2.2051	446.2908	74976.8519	161.95	0.0000
3	1340.25	390.2643	2.1775	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
4	1383.25	392.393	2.1523	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
5	1443	395.032	2.1211	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
6	1443	395.032	2.1211	164.655	27662.037	59.75	0.0000
7	1443	395.032	2.1211	1500	252000	544.32	0.0000
8	1169	379.88	2.3018	1500	252000	544.32	0.0000
9	1238.25	384.4462	2.247	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
10	1211	382.7088	2.2678	265.9281	44675.9259	96.5	0.0000
11	1280.25	386.9728	2.2167	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
12	1349.5	390.7384	2.1719	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
13	1443	395.032	2.1211	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
14	1169	379.88	2.3018	1500	252000	544.32	0.0000
15	1169	379.88	2.3018	1500	252000	544.32	0.0000
16	1237.428	384.3949	2.2476	1500	252000	544.32	0.0000
17	1377.8	392.1338	2.1553	1500	252000	544.32	0.0000
18	1443	395.032	2.1211	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
19	1443	395.032	2.1211	179.6737	30185.1852	65.2	0.0000
20	1169	379.88	2.3018	1500	252000	544.32	0.0000
21	1169	379.88	2.3018	1500	252000	544.32	0.0000
22	1169	379.88	2.3018	1500	252000	544.32	0.0000
23	1443	395.032	2.1211	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
24	1443	395.032	2.1211	1500	252000	544.32	0.0000
25	1443	395.032	2.1211	1500	252000	544.32	0.0000
26	1300.756	388.1398	2.2028	1500	252000	544.32	0.0000
27	1371.878	391.8487	2.1587	1500	252000	544.32	0.0000
28	1443	395.032	2.1211	1500	252000	544.32	0.0000
29	1169	379.88	2.3018	1415.8399	237861.111	513.78	0.0000
30	1169	379.88	2.3018	50.2921	8449.0741	18.25	0.0000
31	1234.122	384.1879	2.2501	1500	252000	544.32	0.0000
32	1299.244	388.0552	2.2038	1500	252000	544.32	0.0000
33	1320.406	389.217	2.19	1500	252000	544.32	0.0000
34	1385.528	392.5004	2.151	1500	252000	544.32	0.0000
35	1443	395.032	2.1211	1500	252000	544.32	0.0000
36	1443	395.032	2.1211	1500	252000	544.32	0.0000
37	1443	395.032	2.1211	1500	252000	544.32	0.0000
38	1322.256	389.3164	2.1888	1500	252000	544.32	0.0000
39	1382.628	392.3636	2.1526	1500	252000	544.32	0.0000
40	1443	395.032	2.1211	1500	252000	544.32	0.0000
41	1443	395.032	2.1211	1500	252000	544.32	0.0000
42	1443	395.032	2.1211	1500	252000	544.32	0.0000
43	1443	395.032	2.1211	1500	252000	544.32	0.0000
44	1388.128	392.6224	2.1495	1500	252000	544.32	0.0000
45	1443	395.032	2.1211	1500	252000	544.32	0.0000
46	1443	395.032	2.1211	1500	252000	544.32	0.0000
47	1169	379.88	2.3018	1500	252000	544.32	0.0000
48	1227.122	383.746	2.2554	1500	252000	544.32	0.0000
49	1285.244	387.261	2.2133	1500	252000	544.32	0.0000
50	1343.366	390.425	2.1756	1500	252000	544.32	0.0000
51	1401.488	393.2379	2.1423	1500	252000	544.32	0.0000
52	1169	379.88	2.3018	1500	252000	544.32	0.0000

Tabla H.5.3 Metas de Generación Obtenidas Para la planta Malpaso (5.C.1)

ETAPA No.	VOLUMEN (Mm3)	NIVEL (msnm)	CE (m3/kWh)	POTIDRO (MW)	ENERGÍA (MWH)	TURBINAMIENTO (Mm3)	VERTIENTOS (Mm3)
1	12148.114	181.8901	4.3843	307.5883	51674.8299	227.886	0.0000
2	11818.428	180.794	4.4289	869.4201	146062.585	644.136	0.0000
3	11326.792	179.1231	4.503	869.4201	146062.585	644.136	0.0000
4	10835.156	177.4087	4.5859	869.4201	146062.585	644.136	0.0000
5	10397.27	175.8451	4.6673	721.9604	121289.342	534.886	0.0000
6	10019.134	174.4671	4.7433	721.9604	121289.342	534.886	0.0000
7	10125.143	174.856	4.7214	722.5341	121385.723	535.311	0.0000
8	9917.4145	174.092	4.7646	1146	192528	849.0485	0.0000
9	9381.116	172.0837	4.8834	1146	192528	849.0485	0.0000
10	9013.9394	170.6789	4.9709	1047.9789	176060.463	776.4266	0.0000
11	8477.6409	168.5834	5.1075	1146	192528	849.0485	0.0000
12	7941.3424	166.4362	5.2548	1146	192528	849.0485	0.0000
13	7574.2064	164.9364	5.3618	876.5063	147253.061	649.386	0.0000
14	8383.3904	168.2098	5.1327	23.4667	3942.4036	17.386	0.0000
15	8360.9119	168.1204	5.1387	1146	192528	849.0485	0.0000
16	8338.4334	168.031	5.1448	1146	192528	849.0485	0.0000
17	8715.2799	169.5183	5.0457	607.0126	101978.122	449.7235	0.0000
18	8095.2814	167.0578	5.2115	880.5725	147936.181	652.3986	0.0000
19	7343.8329	163.9829	5.4314	1146	192528	849.0485	0.0000
20	7071.5044	162.8434	5.5163	1146	192528	849.0485	0.0000
21	6799.1759	161.6906	5.6039	1146	192528	849.0485	0.0000
22	6589.4474	160.7937	5.6732	1146	192528	849.0485	0.0000
23	6012.5614	158.2859	5.8722	906.8756	152355.102	671.886	0.0000
24	5802.833	157.3593	5.9476	1146	192528	849.0485	0.0000
25	5593.1045	156.4248	6.0247	1146	192528	849.0485	0.0000
26	5318.376	155.1887	6.128	1146	192528	849.0485	0.0000
27	5380.4725	155.4693	6.1044	691.3718	116150.458	512.2235	0.0000
28	5105.744	154.2227	6.2099	1146	192528	849.0485	0.0000
29	5153.0505	154.4383	6.1916	670.1133	112579.03	496.4735	0.0000
30	4353.252	150.7386	6.5132	1146	192528	849.0485	0.0000
31	4263.686	150.3171	6.5507	897.4274	150767.801	664.886	0.0000
32	4174.12	149.8942	6.5885	897.4274	150767.801	664.886	0.0000
33	4084.554	149.4698	6.6265	897.4274	150767.801	664.886	0.0000
34	3994.988	149.044	6.6649	897.4274	150767.801	664.886	0.0000
35	3912.222	148.6493	6.7006	938.1897	157615.873	695.086	0.0000
36	3829.456	148.2533	6.7366	938.1897	157615.873	695.086	0.0000
37	3746.69	147.856	6.7728	938.1897	157615.873	695.086	0.0000
38	3663.924	147.4576	6.8093	938.1897	157615.873	695.086	0.0000
39	3546.108	146.8882	6.8617	926.7844	155699.773	686.636	0.0000
40	3428.292	146.3164	6.9146	926.7844	155699.773	686.636	0.0000
41	3310.476	145.7421	6.9679	926.7844	155699.773	686.636	0.0000
42	3192.66	145.1653	7.0219	926.7844	155699.773	686.636	0.0000
43	3147.844	144.9452	7.0425	855.5852	143738.322	633.886	0.0000
44	3103.028	144.7248	7.0632	855.5852	143738.322	633.886	0.0000
45	3058.212	144.504	7.084	855.5852	143738.322	633.886	0.0000
46	305.5	144.4881	7.0855	7994304	134304.308	592.282	0.0000
47	3055	144.4881	7.0855	878.4419	147578.231	650.82	0.0000
48	3055	144.4881	7.0855	878.4419	147578.231	650.82	0.0000
49	3055	144.4881	7.0855	878.4419	147578.231	650.82	0.0000
50	3055	144.4881	7.0855	878.4419	147578.231	650.82	0.0000
51	3055	144.4881	7.0855	878.4419	147578.231	650.82	0.0000
52	3055	144.4881	7.0855	878.4419	147578.231	650.82	0.0000



Tabla H.5.4 Metas de Generación Obtenidas Para la Planta Peñitas (5.C.1)

ETAPA No.	VOLUMEN (Mm3)	NIVEL (msnm)	CE (m3/kWh)	POTIDRO (MW)	ENERGÍA (MWH)	TURBINAMIENTO (Mm3)	VERTIMIENTOS (Mm3)
1	960	84.9685	12.1576	420	70560	704.8944	0.0000
2	960	84.9685	12.1576	420	70560	704.8944	0.0000
3	960	84.9685	12.1576	420	70560	704.8944	0.0000
4	960	84.9685	12.1576	420	70560	704.8944	0.0000
5	960	84.9685	12.1576	420	70560	704.8944	0.0000
6	960	84.9685	12.1576	420	70560	704.8944	0.0000
7	960.425	84.9769	12.1547	420	70560	704.8944	0.0000
8	1274.5875	90.5358	10.3741	420	70560	704.8944	0.0000
9	1592	94.9113	9.3119	420	70560	704.8944	0.0000
10	1274.5875	90.5358	10.3741	420	70560	704.8944	562.2031
11	1592	94.9113	9.3119	420	70560	704.8944	0.0000
12	1592	94.9113	9.3119	420	70560	704.8944	317.4125
13	1592	94.9113	9.3119	420	70560	704.8944	0.0000
14	960	84.9685	12.1576	420	70560	704.8944	0.0000
15	960	84.9685	12.1576	420	70560	704.8944	199.6625
16	1159.6625	88.644	10.9413	420	70560	704.8944	0.0000
17	960	84.9685	12.1576	420	70560	704.8944	0.0000
18	970.5126	85.1743	12.0863	420	70560	704.8944	0.0000
19	1177.675	88.9513	10.846	420	70560	704.8944	0.0000
20	1384.8375	92.197	9.9212	420	70560	704.8944	0.0000
21	1592	94.9113	9.3119	420	70560	704.8944	0.0000
22	1592	94.9113	9.3119	420	70560	704.8944	177.1625
23	1592	94.9113	9.3119	420	70560	704.8944	0.0000
24	1246.425	90.0874	10.5041	420	70560	704.8944	522.7374
25	1423.5875	92.7451	9.7832	420	70560	704.8944	0.0000
26	1592	94.9113	9.3119	420	70560	704.8944	0.0000
27	1423.5875	92.7451	9.7832	420	70560	704.8944	0.0000
28	1592	94.9113	9.3119	420	70560	704.8944	0.0000
29	1407.8375	92.5246	9.838	420	70560	704.8944	0.0000
30	1592	94.9113	9.3119	420	70560	704.8944	0.0000
31	1592	94.9113	9.3119	420	70560	704.8944	0.0000
32	1592	94.9113	9.3119	420	70560	704.8944	0.0000
33	1592	94.9113	9.3119	420	70560	704.8944	0.0000
34	1592	94.9113	9.3119	420	70560	704.8944	0.0000
35	1592	94.9113	9.3119	420	70560	704.8944	0.0000
36	1592	94.9113	9.3119	420	70560	704.8944	0.0000
37	1592	94.9113	9.3119	420	70560	704.8944	0.0000
38	1592	94.9113	9.3119	420	70560	704.8944	0.0000
39	1592	94.9113	9.3119	420	70560	704.8944	0.0000
40	1592	94.9113	9.3119	420	70560	704.8944	0.0000
41	1592	94.9113	9.3119	420	70560	704.8944	0.0000
42	1592	94.9113	9.3119	420	70560	704.8944	0.0000
43	1592	94.9113	9.3119	420	70560	704.8944	0.0000
44	1592	94.9113	9.3119	420	70560	704.8944	0.0000
45	1592	94.9113	9.3119	420	70560	704.8944	0.0000
46	1550.396	94.4088	9.4089	420	70560	704.8944	0.0000
47	1557.33	94.494	9.3919	420	70560	704.8944	0.0000
48	1564.264	94.5787	9.3752	420	70560	704.8944	0.0000
49	1571.198	94.6627	9.3588	420	70560	704.8944	0.0000
50	1578.132	94.7462	9.3428	420	70560	704.8944	0.0000
51	1585.066	94.829	9.3272	420	70560	704.8944	0.0000
52	1592	94.9113	9.3119	420	70560	704.8944	0.0000

**Tabla H.5.5 Resultados de la Planta de Racionamiento  
Ante una Demanda Fija (5.C.1)**

TAPA No.	POT. TER (MW)	ENERGIA.TER (MWH)	COSTO MILES(\$)
1	3772.4117	633765.17	37724.1173
2	2764.2891	464400.563	27642.8907
3	3210.5799	539377.415	32105.7985
4	3210.5799	539377.415	32105.7985
5	3358.0396	564150.658	33580.3963
6	3193.3846	536488.621	31933.8465
7	1119.7817	188123.33	11197.8173
8	1113.4392	187057.78	11134.3917
9	2934	492912	29340
10	2766.0929	464703.612	27660.9293
11	2934	492912	29340
12	2934	492912	29340
13	3203.4937	538186.939	32034.9368
14	2287.3517	384275.09	22873.5173
15	747.695	125612.767	7476.9504
16	643.5238	108112	6435.2381
17	1072.9874	180261.878	10729.8737
18	3199.4275	537503.819	31994.2749
19	2754.3263	462726.815	27543.2628
20	1121.736	188451.642	11217.3596
21	704.6126	118374.916	7046.1259
22	847.0283	142300.747	8470.2825
23	2997.6738	503609.195	29976.7378
24	847.0283	142300.747	8470.2825
25	847.0283	142300.747	8470.2825
26	858.8173	144281.31	8588.1732

ETAPA No.	POT. TER (MW)	ENERGIA.TER (MWH)	COSTO MILES(\$)
27	988.6282	166089.542	9886.2823
28	534	89712	5340
29	1665.9351	279877.97	16659.351
30	2883.7079	484462.926	28837.0789
31	782.5726	131472.2	7825.7262
32	782.5726	131472.2	7825.7262
33	849.495	142715.166	8494.9504
34	782.5726	131472.2	7825.7262
35	741.8103	124624.127	7418.1028
36	829.3027	139322.848	8293.0267
37	829.3027	139322.848	8293.0267
38	1013.1171	170203.667	10131.1706
39	753.2156	126540.227	7532.1564
40	753.2156	126540.227	7532.1564
41	845.1228	141980.636	8451.2283
42	845.1228	141980.636	8451.2283
43	907.949	152535.438	9079.4903
44	991.4833	166569.197	9914.8332
45	824.4148	138501.678	8244.1475
46	964.1039	161969.51	9641.0388
47	1307.1634	219603.457	13071.6343
48	801.5581	134661.769	8015.5815
49	801.5581	134661.769	8015.5815
50	801.5581	134661.769	8015.5815
51	801.5581	134661.769	8015.5815
52	1243.9677	208986.577	12439.6772

## H.3.2 Tablas de Resultados Sistema de Prueba 5.C.2

Tabla H.5.6 Metas de Generación Obtenidas Para la Planta Angostura (5.C.2)

ETAPA No.	VOLUMEN (Mm3)	NIVEL (msnm)	CE (m3/kWh)	POTIDRO (MW)	ENERGÍA (MWH)	TURBINAMIENTO (Mm3)	VERTIMIENTOS (Mm3)
1	11741.8083	526.6121	3.8637	30.7388	5164.1262	20.1917	0.0000
2	11851.8083	526.8265	3.8572	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
3	11961.8083	527.0388	3.851	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
4	12071.8083	527.249	3.8449	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
5	12156.3083	527.4091	3.8404	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
6	12240.8083	527.568	3.836	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
7	12317.2636	527.7107	3.8321	12.2467	2057.4488	8.0446	0.0000
8	12401.7636	527.8672	3.828	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
9	12189.6731	527.472	3.8386	437.813	73552.5805	287.5906	0.0000
10	12101.9871	527.3063	3.8433	248.4259	41735.5438	163.186	0.0000
11	12177.4871	527.449	3.8393	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
12	12252.9871	527.5908	3.8354	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
13	12318.7371	527.7134	3.8321	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
14	12384.4871	527.8353	3.8288	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
15	12450.2371	527.9564	3.8256	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
16	12214.5641	527.5188	3.8374	458.8706	77090.2669	301.4229	0.0000
17	11689.1221	526.5086	3.8668	900	151200	591.192	0.0000
18	11552.5476	526.2383	3.8752	291.0342	48893.7385	191.1745	0.0000
19	11015.9556	525.1451	3.9112	900	151200	591.192	0.0000
20	10479.3636	524.0024	3.9519	900	151200	591.192	0.0000
21	9942.7716	522.8102	3.9974	900	151200	591.192	0.0000
22	9839.6857	522.5754	4.0066	434	72912	285.0859	0.0000
23	9430.4937	521.6257	4.0452	900	151200	591.192	0.0000
24	9519.0328	521.8337	4.0366	142.28	23903.0363	93.4609	0.0000
25	9701.0328	522.2569	4.0194	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
26	9937.7828	522.7988	3.9978	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
27	9740.1288	522.347	4.0158	661.3141	111100.771	434.404	0.0000
28	9385.6868	521.52	4.0496	900	151200	591.192	0.0000
29	9031.2448	520.6713	4.0854	900	151200	591.192	0.0000
30	8680.8028	519.811	4.1229	900	151200	591.192	0.0000
31	8330.3608	518.9296	4.1624	900	151200	591.192	0.0000
32	7979.9188	518.027	4.204	900	151200	591.192	0.0000
33	7629.4768	517.1033	4.2475	900	151200	591.192	0.0000
34	7279.0348	516.1585	4.2931	900	151200	591.192	0.0000
35	6930.4428	515.1978	4.3404	900	151200	591.192	0.0000
36	6581.8508	514.2161	4.3897	900	151200	591.192	0.0000
37	6233.2588	513.2135	4.4411	900	151200	591.192	0.0000
38	5884.6668	512.19	4.4944	900	151200	591.192	0.0000
39	6086.0466	512.7838	4.4634	128.4409	21578.0708	84.3703	0.0000
40	6169.5043	513.0279	4.4507	307.9592	51737.1521	202.2923	0.0000
41	6455.2543	513.8544	4.4082	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
42	6311.92	513.4416	4.4293	653.2156	109740.227	429.0843	0.0000
43	6018.228	512.5846	4.4737	900	151200	591.192	0.0000
44	5724.536	511.7129	4.5196	900	151200	591.192	0.0000
45	5430.844	510.8263	4.5668	900	151200	591.192	0.0000
46	5137.152	509.9248	4.6155	900	151200	591.192	0.0000
47	4677.46	508.4841	4.6945	900	151200	591.192	0.0000
48	4217.768	507.007	4.777	900	151200	591.192	0.0000
49	3758.076	505.4936	4.863	900	151200	591.192	0.0000
50	3298.384	503.9438	4.9525	900	151200	591.192	0.0000
51	2838.692	502.3577	5.0454	900	151200	591.192	0.0000
52	2379	500.7353	5.1418	900	151200	591.192	0.0000

Tabla H.5.7 Metas de Generación Obtenidas Para la Planta Chicoasen (5.C.2)

ETAPA No.	VOLUMEN (Mm3)	NIVEL (msnm)	CE (m3/kWh)	POT HIDRO (MW)	ENERGÍA (MWH)	TURBINAMIENTO (Mm3)	VERTIENTOS (Mm3)
1	1436.3917	394.7584	2.1244	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
2	1416.3742	393.9019	2.1344	173.6593	29174.767	63.0175	0.0000
3	1400	393.1703	2.1431	163.6195	27488.0726	59.3742	0.0000
4	1443	395.032	2.1211	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
5	1383.25	392.393	2.1523	329.31	55324.0741	119.5	0.0000
6	1443	395.032	2.1211	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
7	1443	395.032	2.1211	186.8238	31386.4004	67.7946	0.0000
8	1372.8246	391.8945	2.1582	358.0396	60150.6576	129.9254	0.0000
9	1185.3452	381.0027	2.2883	1500	252000	544.32	0.0000
10	1169	379.88	2.3018	685.5741	115176.456	248.7811	0.0000
11	1238.25	384.4462	2.247	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
12	1307.5	388.514	2.1983	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
13	1401	393.2157	2.1425	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
14	1443	395.032	2.1211	141.9202	23842.5926	51.5	0.0000
15	1443	395.032	2.1211	257.6609	43287.037	93.5	0.0000
16	1302.628	388.2441	2.2016	1475.1294	247821.733	535.2949	0.0000
17	1443	395.032	2.1211	1500	252000	544.32	0.0000
18	1169	379.88	2.3018	1461.57	245543.758	530.3745	0.0000
19	1169	379.88	2.3018	1500	252000	544.32	112.072
20	1225.7901	383.6613	2.2564	1500	252000	544.32	55.2819
21	1337.8621	390.1404	2.179	1500	252000	544.32	0.0000
22	1237.378	384.3918	2.2476	1500	252000	544.32	0.0000
23	1443	395.032	2.1211	1500	252000	544.32	0.0000
24	1169	379.88	2.3018	1450.0961	243616.144	526.2109	0.0000
25	1288.9537	387.4734	2.2108	106.9123	17961.2728	38.7963	0.0000
26	1254.666	385.4555	2.2349	161.3141	27100.771	58.5377	0.0000
27	1169	379.88	2.3018	1500	252000	544.32	0.0000
28	1169	379.88	2.3018	1500	252000	544.32	71.122
29	1169	379.88	2.3018	1500	252000	544.32	71.122
30	1182,512	380.8101	2.2906	1500	252000	544.32	51.61
31	1247,634	385.0266	2.24	1500	252000	544.32	0.0000
32	1312,756	388.8024	2.1949	1500	252000	544.32	0.0000
33	1377,878	392.1376	2.1553	1500	252000	544.32	0.0000
34	1443	395.032	2.1211	1500	252000	544.32	0.0000
35	1385,528	392.5004	2.151	1500	252000	544.32	114.944
36	1443	395.032	2.1211	1500	252000	544.32	0.0000
37	1443	395.032	2.1211	1500	252000	544.32	57.472
38	1443	395.032	2.1211	1500	252000	544.32	57,472
39	1169	379.88	2.3018	1024.7747	172162.156	371.8703	0.0000
40	1384.7923	392.4658	2.1514	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
41	1270.7357	386.4165	2.2234	351.5117	59053.959	127.5566	0.0000
42	1169	379.88	2.3018	1500	252000	544.32	0.0000
43	1223.872	383.5391	2.2579	1500	252000	544.32	0.0000
44	1278.744	386.8853	2.2178	1500	252000	544.32	0.0000
45	1333.616	389.9187	2.1816	1500	252000	544.32	0.0000
46	1384,878	392.4698	2.1513	1500	252000	544.32	3.61
47	1443	395.032	2.1211	1500	252000	544.32	0.0000
48	1443	395.032	2.1211	1500	252000	544.32	58.122
49	1443	395.032	2.1211	1500	252000	544.32	58.122
50	1443	395.032	2.1211	1500	252000	544.32	58.122
51	1384.878	392.4698	2.1513	1500	252000	544.32	116.244
52	1443	395.032	2.1211	1500	252000	544.32	0.0000

Tabla H.5.8 Metas de Generación Obtenidas Para la Planta Malpaso (5.C.2)

ETAPA No.	VOLUMEN (Mm3)	NIVEL (msnm)	CE (m3/kWh)	POT HIDRO (MW)	ENERGÍA (MWH)	TURBINAMIENTO (Mm3)	VERTIENTOS (Mm3)
1	12280.8899	182.326	4.3674	128.3745	21566.914	95.1101	0.0000
2	11896.7351	181.0561	4.418	809.4055	135980.121	599.6723	0.0000
3	12096.4733	181.7197	4.391	16.3805	2751.9274	12.136	0.0000
4	11856.3913	180.9212	4.4236	529.8862	89020.8748	392.5821	0.0000
5	11831.6288	180.8382	4.4271	325.643	54708.0277	241.2624	0.0000
6	11415.3098	179.4271	4.489	692.8505	116398.879	513.3191	0.0000
7	11045.2184	178.1465	4.5494	721.9604	121289.342	534.886	0.0000
8	10737.2578	177.0621	4.6035	721.9604	121289.342	534.886	0.0000
9	10748.1043	177.1006	4.6015	1142.187	191887.42	846.2235	0.0000
10	10460.587	176.0733	4.6551	1146	192528	849.0485	0.0000
11	10634.9624	176.6981	4.6222	186.7706	31377.4538	138.3746	0.0000
12	10666.178	176.8094	4.6165	380	63840	281.5344	0.0000
13	10451.4414	176.0404	4.6568	670.8058	112695.376	496.9866	0.0000
14	10135.8054	174.895	4.7193	876.5063	147253.061	649.386	0.0000
15	9862.1694	173.8875	4.7764	876.5063	147253.061	649.386	0.0000
16	9830.6659	173.7707	4.7831	1146	192528	849.0485	0.0000
17	9808.1874	173.6872	4.7879	1146	192528	849.0485	0.0000
18	10128.4009	174.8679	4.7208	327.3959	55002.5034	242.561	0.0000
19	9968.1444	174.2793	4.7539	1146	192528	849.0485	0.0000
20	9751.0978	173.4747	4.8003	1146	192528	849.0485	0.0000
21	9478.7693	172.4533	4.861	1146	192528	849.0485	0.0000
22	9269.0409	171.6575	4.9096	1146	192528	849.0485	0.0000
23	9059.3124	170.8538	4.9598	1146	192528	849.0485	0.0000
24	9319.2524	171.8487	4.8978	487.6239	81920.8193	361.2708	0.0000
25	9102.5476	171.0201	4.9493	473.0877	79478.7272	350.5012	0.0000
26	8510.4493	168.7131	5.0989	918.6859	154339.229	680.636	0.0000
27	8404.1333	168.2921	5.1271	918.6859	154339.229	680.636	0.0000
28	8200.5268	167.4803	5.1823	1146	192528	849.0485	0.0000
29	7996.9203	166.6611	5.2391	1146	192528	849.0485	0.0000
30	7774.8018	165.7588	5.3027	1146	192528	849.0485	0.0000
31	7501.0734	164.6347	5.3837	1146	192528	849.0485	0.0000
32	7227.3449	163.4971	5.4674	1146	192528	849.0485	0.0000
33	6953.6164	162.346	5.5539	1146	192528	849.0485	0.0000
34	6679.8879	161.1815	5.6431	1146	192528	849.0485	0.0000
35	6558.1034	160.659	5.6837	1146	192528	849.0485	0.0000
36	6321.375	159.6358	5.7642	1146	192528	849.0485	0.0000
37	6142.1185	158.8543	5.8265	1146	192528	849.0485	0.0000
38	5962.862	158.067	5.89	1146	192528	849.0485	0.0000
39	5672.5962	156.7799	5.9953	926.7844	155699.773	686.636	0.0000
40	5495.5467	155.9874	6.0611	272.0408	45702.8479	201.5496	0.0000
41	5107.8808	154.2324	6.2091	728.4883	122386.041	539.7224	0.0000
42	4990.0648	153.6937	6.2552	926.7844	155699.773	686.636	0.0000
43	4730.0863	152.4961	6.3587	1146	192528	849.0485	0.0000
44	4470.1078	151.2863	6.4647	1146	192528	849.0485	0.0000
45	4210.1294	150.0644	6.5732	1146	192528	849.0485	0.0000
46	3953.7609	148.8475	6.6827	1146	192528	849.0485	0.0000
47	3755.5324	147.8985	6.7689	1146	192528	849.0485	0.0000
48	3615.4259	147.2235	6.8308	1146	192528	849.0485	0.0000
49	3475.3194	146.545	6.8934	1146	192528	849.0485	0.0000
50	3335.213	145.8629	6.9567	1146	192528	849.0485	0.0000
51	3253.2285	145.4621	6.9941	1146	192528	849.0485	0.0000
52	3055	144.4881	7.0855	1146	192528	849.0485	0.0000

Tabla H.5.9 Metas de Generación Obtenidas Para la Planta Peñitas (5.C.2)

ETAPA No.	VOLUMEN (Mm3)	NIVEL (msnm)	CE (m3/kWh)	POT HIDRO (MW)	ENERGÍA (MWH)	TURBINAMIENTO (Mm3)	VERTIENTOS (Mm3)
1	960	84.9685	12.1576	340.8867	57268.9598	572.1169	0.0000
2	1592	94.9113	9.3119	16.9352	2845.1122	28.4227	0.0000
3	960	84.9685	12.1576	420	70560	704.8944	0.0000
4	960	84.9685	12.1576	270.1138	45379.1252	453.3375	0.0000
5	960	84.9685	12.1576	245.047	41167.8982	411.2673	0.0000
6	960	84.9685	12.1576	407.1495	68401.121	683.3272	0.0000
7	960	84.9685	12.1576	420	70560	704.8944	0.0000
8	960	84.9685	12.1576	420	70560	704.8944	0.0000
9	1274.5875	90.5358	10.3741	420	70560	704.8944	0.0000
10	1592	94.9113	9.3119	420	70560	704.8944	0.0000
11	1210.1016	89.4945	10.6804	413.2294	69422.5462	693.5312	0.0000
12	960	84.9685	12.1576	420	70560	704.8944	0.0000
13	960	84.9685	12.1576	329.1942	55304.6239	552.4932	0.0000
14	960	84.9685	12.1576	420	70560	704.8944	0.0000
15	960	84.9685	12.1576	420	70560	704.8944	0.0000
16	1159.6625	88.644	10.9413	420	70560	704.8944	0.0000
17	1359.325	91.826	10.0181	420	70560	704.8944	0.0000
18	960	84.9685	12.1576	420	70560	704.8944	0.0000
19	960	84.9685	12.1576	420	70560	704.8944	207.1625
20	1030.5126	86.3229	11.6946	420	70560	704.8944	136.6499
21	1237.675	89.946	10.5457	420	70560	704.8944	0.0000
22	1414.8375	92.623	9.8134	420	70560	704.8944	0.0000
23	1592	94.9113	9.3119	420	70560	704.8944	0.0000
24	1281.3848	90.6426	10.3436	420	70560	704.8944	0.0000
25	960	84.9685	12.1576	420	70560	704.8944	0.0000
26	960	84.9685	12.1576	420	70560	704.8944	0.0000
27	960	84.9685	12.1576	420	70560	704.8944	0.0000
28	960	84.9685	12.1576	420	70560	704.8944	168.4125
29	960	84.9685	12.1576	420	70560	704.8944	168.4125
30	1144.1625	88.3764	11.0252	420	70560	704.8944	0.0000
31	1328.325	91.3643	10.1422	420	70560	704.8944	0.0000
32	1512.4874	93.9323	9.5084	420	70560	704.8944	0.0000
33	960	84.9685	12.1576	420	70560	704.8944	736.6499
34	1130.1126	88.1312	11.1029	420	70560	704.8944	14.0499
35	1284.075	90.6847	10.3316	420	70560	704.8944	0.0000
36	1438.0375	92.9447	9.7346	420	70560	704.8944	0.0000
37	1592	94.9113	9.3119	420	70560	704.8944	0.0000
38	1592	94.9113	9.3119	420	70560	704.8944	153.9625
39	1592	94.9113	9.3119	420	70560	704.8944	0.0000
40	1106.9136	87.721	11.2342	420	70560	704.8944	0.0000
41	960	84.9685	12.1576	420	70560	704.8944	0.0000
42	960	84.9685	12.1576	420	70560	704.8944	0.0000
43	960	84.9685	12.1576	420	70560	704.8944	215.1625
44	960	84.9685	12.1576	420	70560	704.8944	215.1625
45	1171.675	88.8494	10.8775	420	70560	704.8944	3.4874
46	1386.8375	92.2257	9.9138	420	70560	704.8944	0.0000
47	1592	94.9113	9.3119	420	70560	704.8944	0.0000
48	960	84.9685	12.1576	420	70560	704.8944	837.1625
49	976.5126	85.2912	12.0459	420	70560	704.8944	188.6499
50	1181.675	89.019	10.8252	420	70560	704.8944	0.0000
51	1386.8375	92.2257	9.9138	420	70560	704.8944	0.0000
52	1592	94.9113	9.3119	420	70560	704.8944	0.0000

**Tabla H.5.10 Resultados de la Planta de Racionamiento  
Ante Una Demanda Variable (5.C.2)**

ETAPA No.	POT.RACIONA (MW)	ENERGIARAC (MWH)	COSTO MILES(\$)
1	0.0000	0.0000	0.0000
2	0.0000	0.0000	0.0000
3	0.0000	0.0000	0.0000
4	0.0000	0.0000	0.0000
5	0.0000	0.0000	0.0000
6	0.0000	0.0000	0.0000
7	0.0000	0.0000	0.0000
8	0.0000	0.0000	0.0000
9	0.0000	0.0000	0.0000
10	0.0000	0.0000	0.0000
11	0.0000	0.0000	0.0000
12	0.0000	0.0000	0.0000
13	534	89712	5340
14	0.0000	0.0000	0.0000
15	2534	425712	25340
16	4534	761712	45340
17	534	89712	5340
18	0.0000	0.0000	0.0000
19	1534	257712	15340
20	0.0000	0.0000	0.0000
21	0.0000	0.0000	0.0000
22	0.0000	0.0000	0.0000
23	0.0000	0.0000	0.0000
24	534	89712	5340
25	1534	257712	15340
26	3534	593712	35340

ETAPA No.	POT.RACIONA (MW)	ENERGIARAC (MWH)	COSTO MILES(\$)
27	4534	761712	45340
28	4534	761712	45340
29	3534	593712	35340
30	3534	593712	35340
31	1534	257712	15340
32	534	89712	5340
33	1034	173712	10340
34	534	89712	5340
35	0.0000	0.0000	0.0000
36	0.0000	0.0000	0.0000
37	0.0000	0.0000	0.0000
38	0.0000	0.0000	0.0000
39	1534	257712	15340
40	2034	341712	20340
41	534	89712	5340
42	2534	425712	25340
43	3534	593712	35340
44	4534	761712	45340
45	2534	425712	25340
46	2534	425712	25340
47	3534	593712	35340
48	4534	761712	45340
49	0	0	0
50	0	0	0
51	0	0	0
52	0	0	0

**Tabla H.5.11 Resultados de la Planta de Termoeléctrica Ante Una Demanda Variable  
(5.C.2)**

ETAPA No.	POT. TER (MW)	ENERGIA.TER (MWH)	COSTO MILES(\$)
1	0.0000	0.0000	0.0000
2	0.0000	0.0000	0.0000
3	0.0000	0.0000	0.0000
4	0.0000	0.0000	0.0000
5	0.0000	0.0000	0.0000
6	0.0000	0.0000	0.0000
7	158.9691	26706.8083	158.9691
8	500	84000	500
9	500	84000	500
10	500	84000	500
11	0.0000	0.0000	0.0000
12	0.0000	0.0000	0.0000
13	0.0000	0.0000	0.0000
14	61.5735	10344.3462	61.5735
15	445.8327	74899.9017	445.8327
16	500	84000	500
17	500	84000	500
18	500	84000	500
19	500	84000	500
20	500	84000	500
21	500	84000	500
22	500	84000	500
23	500	84000	500
24	500	84000	500
25	500	84000	500
26	500	84000	500

ETAPA No.	POT. TER (MW)	ENERGIA.TER (MWH)	COSTO MILES(\$)
27	500	84000	500
28	500	84000	500
29	500	84000	500
30	500	84000	500
31	500	84000	500
32	500	84000	500
33	500	84000	500
34	500	84000	500
35	500	84000	500
36	500	84000	500
37	500	84000	500
38	500	84000	500
39	500	84000	500
40	0.0000	0.0000	0.0000
41	500	84000	500
42	500	84000	500
43	500	84000	500
44	500	84000	500
45	500	84000	500
46	500	84000	500
47	500	84000	500
48	500	84000	500
49	500	84000	500
50	500	84000	500
51	500	84000	500
52	500	84000	500



### H.3.3 Tablas de Resultados Sistema de Prueba 5.C.3

**Tabla H.5.12 Metas de Generación Planta Angostura Manteniendo los Embalses a un Nivel Máximo (5.C.3)**

ETAPA No.	VOLUMEN (Mm3)	NIVEL (msnm)	CE (m3/kWh)	POT HIDRO (MW)	ENERGÍA (MWH)	TURBINAMIENTO (Mm3)	VERTIMIENTOS (Mm3)
1	11598.788	526.3302	3.8723	100	16800	65.688	0
2	11643.1	526.4179	3.8696	100	16800	65.688	0
3	11687.412	526.5053	3.8669	100	16800	65.688	0
4	11731.724	526.5923	3.8643	100	16800	65.688	0
5	11750.536	526.6291	3.8631	100	16800	65.688	0
6	11769.348	526.6659	3.862	100	16800	65.688	0
7	11788.16	526.7027	3.8609	100	16800	65.688	0
8	11806.972	526.7393	3.8598	100	16800	65.688	0
9	11816.784	526.7584	3.8592	100	16800	65.688	0
10	11826.596	526.7775	3.8587	100	16800	65.688	0
11	11836.408	526.7966	3.8581	100	16800	65.688	0
12	11846.22	526.8156	3.8575	100	16800	65.688	0
13	11846.282	526.8157	3.8575	100	16800	65.688	0
14	11846.344	526.8159	3.8575	100	16800	65.688	0
15	11846.406	526.816	3.8575	100	16800	65.688	0
16	11846.468	526.8161	3.8575	100	16800	65.688	0
17	11846.53	526.8162	3.8575	100	16800	65.688	0
18	11835.442	526.7947	3.8582	100	16800	65.688	0
19	11824.354	526.7731	3.8588	100	16800	65.688	0
20	11813.266	526.7516	3.8594	100	16800	65.688	0
21	11802.178	526.73	3.8601	100	16800	65.688	0
22	11918.49	526.9554	3.8534	100	16800	65.688	0
23	12034.802	527.1785	3.8469	100	16800	65.688	0
24	12151.114	527.3993	3.8407	100	16800	65.688	0
25	12267.426	527.6178	3.8346	100	16800	65.688	0
26	12438.488	527.9348	3.8262	100	16800	65.688	0
27	12609.55	528.2469	3.8182	100	16800	65.688	0
28	12780.612	528.5538	3.8107	100	16800	65.688	0
29	12951.674	528.8558	3.8037	100	16800	65.688	0
30	13126.736	529.1596	3.797	100	16800	65.688	0
31	13301.798	529.4581	3.7908	100	16800	65.688	0
32	13476.86	529.7514	3.7851	100	16800	65.688	0
33	13651.922	530.0394	3.78	100	16800	65.688	0
34	13826.984	530.3221	3.7753	100	16800	65.688	0
35	14003.896	530.6025	3.7711	100	16800	65.688	0
36	14180.808	530.8775	3.7674	100	16800	65.688	0
37	14357.72	531.1471	3.7642	100	16800	65.688	0
38	14534.632	531.4113	3.7616	100	16800	65.688	0
39	14754.694	531.7324	3.759	100	16800	65.688	0
40	14974.756	532.0452	3.7572	100	16800	65.688	0
41	15194.818	532.3497	3.7562	100	16800	65.688	0
42	15414.88	532.6458	3.756	100	16800	65.688	0
43	15646.692	532.9488	3.7566	100	16800	65.688	0
44	15878.504	533.2425	3.7581	100	16800	65.688	0
45	16110.316	533.527	3.7606	100	16800	65.688	0
46	16342.128	533.8022	3.7638	100	16800	65.688	0
47	16407.94	533.8786	3.7649	100	16800	65.688	0
48	16473.752	533.9543	3.7661	100	16800	65.688	0
49	16539.564	534.0293	3.7674	100	16800	65.688	0
50	16605.376	534.1035	3.7687	100	16800	65.688	0
51	16671.188	534.177	3.77	100	16800	65.688	0
52	16737	534.2497	3.7715	100	16800	65.688	0

## H.3.4 Tablas de Resultados Sistema de Prueba 5.C.4

Tabla H.5.13 Metas de Generación Obtenidas Para la Planta Angostura (5.C.4)

ETAPA No.	VOLUMEN (Mm3)	NIVEL (msnm)	CE (m3/kWh)	POT HIDRO (MW)	ENERGÍA (MWH)	TURBINAMIENTO (Mm3)	VERTIENTOS (Mm3)
1	11170.808	525.4657	3.9003	900	151200	591.192	0.0000
2	10689.616	524.456	3.9354	900	151200	591.192	0.0000
3	10208.424	523.4066	3.9743	900	151200	591.192	0.0000
4	9727.232	522.3173	4.0169	900	151200	591.192	0.0000
5	9220.54	521.1273	4.066	900	151200	591.192	0.0000
6	8713.848	519.893	4.1193	900	151200	591.192	0.0000
7	8207.156	518.6147	4.1768	900	151200	591.192	0.0000
8	7700.464	517.2922	4.2385	900	151200	591.192	0.0000
9	7184.772	515.9008	4.3057	900	151200	591.192	0.0000
10	6669.08	514.4637	4.3772	900	151200	591.192	0.0000
11	6153.388	512.9809	4.4531	900	151200	591.192	0.0000
12	5637.696	511.4523	4.5334	900	151200	591.192	0.0000
13	5112.254	509.8477	4.6197	900	151200	591.192	0.0000
14	4586.812	508.1957	4.7105	900	151200	591.192	0.0000
15	4061.37	506.4962	4.8059	900	151200	591.192	0.0000
16	3535.928	504.7492	4.9058	900	151200	591.192	0.0000
17	3010.486	502.9547	5.0103	900	151200	591.192	0.0000
18	2473.894	501.0732	5.1216	900	151200	591.192	0.0000
19	2528.494	501.2669	5.1101	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
20	2583.094	501.4601	5.0986	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
21	2637.694	501.6528	5.0872	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
22	2819.694	502.2914	5.0493	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
23	2410.502	500.8476	5.1351	900	151200	591.192	0.0000
24	2592.502	501.4933	5.0966	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
25	2733.442	501.9895	5.0672	62.5076	10501.2788	41.06	0.0000
26	2379	500.7353	5.1418	900	151200	591.192	0.0000
27	2615.75	501.5754	5.0917	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
28	2492.692	501.1399	5.1177	547.753	92022.5064	359.808	0.0000
29	2729.442	501.9754	5.068	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
30	2379	500.7353	5.1418	900	151200	591.192	0.0000
31	2619.75	501.5895	5.0909	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
32	2860.5	502.4338	5.0409	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
33	2510.058	501.2015	5.114	900	151200	591.192	0.0000
34	2750.808	502.0504	5.0636	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
35	2402.216	500.8181	5.1369	900	151200	591.192	0.0000
36	2644.816	501.6779	5.0857	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
37	2887.416	502.5276	5.0354	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
38	2538.824	501.3035	5.1079	900	151200	591.192	0.0000
39	2824.574	502.3084	5.0483	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
40	2519.132	501.2337	5.1121	900	151200	591.192	0.0000
41	2804.882	502.2396	5.0524	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
42	2499.44	501.1639	5.1162	900	151200	591.192	0.0000
43	2796.94	502.2119	5.054	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
44	2503.248	501.1774	5.1154	900	151200	591.192	0.0000
45	2800.748	502.2252	5.0532	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
46	2507.056	501.1909	5.1146	900	151200	591.192	0.0000
47	2638.556	501.6558	5.087	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
48	2770.056	502.1178	5.0596	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
49	2901.556	502.5768	5.0325	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
50	2441.864	500.9593	5.1284	900	151200	591.192	0.0000
51	2379	500.7353	5.1418	295.8897	49709.4629	194.364	0.0000
52	2379	500.7353	5.1418	200.1888	33631.7136	131.5	0.0000

Tabla H.5.14 Resultados de la Planta de Racionamiento (5.C.4)

ETAPA No.	POT. TER (MW)	ENERGIA.TER (MWH)	COSTO MILES(\$)
1	400	67200	4000
2	400	67200	4000
3	400	67200	4000
4	400	67200	4000
5	400	67200	4000
6	400	67200	4000
7	400	67200	4000
8	400	67200	4000
9	400	67200	4000
10	400	67200	4000
11	400	67200	4000
12	400	67200	4000
13	400	67200	4000
14	400	67200	4000
15	400	67200	4000
16	400	67200	4000
17	400	67200	4000
18	400	67200	4000
19	1300	218400	13000
20	1300	218400	13000
21	1300	218400	13000
22	1300	218400	13000
23	400	67200	4000
24	1300	218400	13000
25	1237,4924	207898.721	12374.9239
26	400	67200	4000

ETAPA No.	POT. TER (MW)	ENERGIA.TER (MWH)	COSTO MILES(\$)
27	1300	218400	13000
28	752.247	126377.494	7522.4699
29	1300	218400	13000
30	400	67200	4000
31	1300	218400	13000
32	1300	218400	13000
33	400	67200	4000
34	1300	218400	13000
35	400	67200	4000
36	1300	218400	13000
37	1300	218400	13000
38	400	67200	4000
39	1300	218400	13000
40	400	67200	4000
41	1300	218400	13000
42	400	67200	4000
43	1300	218400	13000
44	400	67200	4000
45	1300	218400	13000
46	400	67200	4000
47	1300	218400	13000
48	1300	218400	13000
49	1300	218400	13000
50	400	67200	4000
51	1004.1103	168690.537	10041.1034
52	1099.8112	184768.286	10998.1123

### H.3.5 Tablas de Resultados Sistema de Prueba 5.C.5

**Tabla H.5.15 Metas de Generación Obtenidas Para la Planta Angostura Considerando Costo Terminal (5.C.5)**

ETAPA No.	VOLUMEN (Mm3)	NIVEL (msnm)	CE (m3/kWh)	POT HIDRO (MW)	ENERGÍA (MWH)	TURBINAMIENTO (Mm3)	VERTIMIENTOS (Mm3)
1	11616.2312	526.3648	3.8713	169	121680	475.7688	0
2	11478.4624	526.0903	3.8799	169	121680	475.7688	0
3	11304.6936	525.7395	3.8912	169	121680	475.7688	0
4	11091.9248	525.3029	3.9058	169	121680	475.7688	0
5	10889.156	524.8795	3.9204	169	121680	475.7688	0
6	11141.3872	525.4051	3.9024	169	121680	475.7688	0
7	11702	526.534	3.866	137.2504	98820.2558	386.3872	0
8	12665	528.3469	3.8157	0	0	0	0
9	13878	530.4035	3.774	0	0	0	0
10	15021	532.1099	3.7569	0	0	0	0
11	16211	533.6476	3.7619	0	0	0	0
12	16737	534.2497	3.7715	0	0	0	0

**Tabla H.5.16 Resultados de la Planta Termoeléctrica (5.C.5)**

ETAPA No.	POT. TER (MW)	ENERGIA.TER (MWH)	COSTO MILES(\$)
1	0	0	0
2	0	0	0
3	0	0	0
4	0	0	0
5	0	0	0
6	0	0	0
7	31.7496	22859.7442	31.7496
8	169	121680	169
9	169	121680	169
10	169	121680	169
11	169	121680	169
12	169	121680	169

**Tabla H.5.17 Metas de Generación Obtenidas Para la Planta Angostura sin Considerar Costo Terminal (5.C.5)**

ETAPA No.	VOLUMEN (Mm3)	NIVEL (msnm)	CE (m3/kWh)	POT HIDRO (MW)	ENERGÍA (MWH)	TURBINAMIENTO (Mm3)	VERTIMIENTOS (Mm3)
1	11616.2312	526.3648	3.8713	169	121680	475.7688	0
2	11478.4624	526.0903	3.8799	169	121680	475.7688	0
3	11304.6936	525.7395	3.8912	169	121680	475.7688	0
4	11091.9248	525.3029	3.9058	169	121680	475.7688	0
5	10889.156	524.8795	3.9204	169	121680	475.7688	0
6	11141.3872	525.4051	3.9024	169	121680	475.7688	0
7	11612.6184	526.3576	3.8715	169	121680	475.7688	0
8	12099.8496	527.3023	3.8434	169	121680	475.7688	0
9	12837.0808	528.6541	3.8083	169	121680	475.7688	0
10	13504.312	529.7969	3.7843	169	121680	475.7688	0
11	14218.5432	530.9354	3.7667	169	121680	475.7688	0
12	14268.7744	531.0122	3.7657	169	121680	475.7688	0

**H.3.6 Tablas de Resultados Sistema de Prueba 5.C.6****Tabla H.5.18 Máxima Generación Constante Obtenida Para la Planta Angostura Sin Considerar Costo Terminal (5.C.6)**

ETAPA No.	VOLUMEN (Mm3)	NIVEL (msnm)	CE (m3/kWh)	POTIDRO (MW)	ENERGÍA (MWH)	TURBINAMIENTO (Mm3)	VERTIMIENTOS (Mm3)
1	10628.096	524.3241	3.9401	520	374400	1463.904	0
2	9502.192	521.7942	4.0382	520	374400	1463.904	0
3	8340.288	518.9548	4.1613	520	374400	1463.904	0
4	7139.384	515.7761	4.3118	520	374400	1463.904	0
5	5948.48	512.379	4.4845	520	374400	1463.904	0
6	5212.576	510.1578	4.6029	520	374400	1463.904	0
7	4695.672	508.5419	4.6913	520	374400	1463.904	0
8	4194.768	506.9322	4.7813	520	374400	1463.904	0
9	3943.864	506.1097	4.8279	520	374400	1463.904	0
10	3622.96	505.0419	4.889	520	374400	1463.904	0
11	3349.056	504.1165	4.9425	520	374400	1463.904	0
12	2411.152	500.8499	5.135	520	374400	1463.904	0