

ESCUELA POLITECNICA NACIONAL

PROGRAMACION DEL

MANTENIMIENTO DE GENERACION

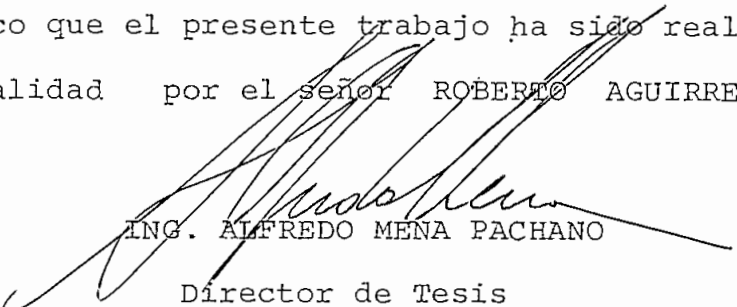
Tesis previa a la obtención del  
Título de Ingeniero Eléctrico  
en la Especialización de Potencia

ROBERTO EDUARDO AGUIRRE PROAÑO

Quito, Marzo de 1.983

C E R T I F I C A D O

Certifico que el presente trabajo ha sido realizado en su totalidad por el señor ROBERTO AGUIRRE PROAÑO.



ING. ALFREDO MENA PACHANO

Director de Tesis

## A G R A D E C I M I E N T O

Al Ing. Alfredo Mena Pachano por su valiosa dirección, y a las personas de el INECEL que colaboraron para la realización de este trabajo.

## CONTENIDO

	Pag.
INTRODUCCION Y OBJETIVO	
CAPITULO I:	
ASPECTOS TEORICOS SOBRE CONTROL DE MANTENIMIENTO DE GENERACION	
1.1	Introducción..... 5
1.2	Concepto y Filosofía del Mantenimiento..... 8
1.2.1	Definiciones..... 8
1.2.2	Clasificación del Mantenimiento de acuerdo al tipo de actividades ..... 11
1.2.3	Clasificación del Mantenimiento de acuerdo a cómo se lo atiende ..... 11
1.2.4	Filosofía del Mantenimiento ..... 12
1.3	Mantenimiento preventivo..... 14
1.3.1	Mantenimiento preventivo planificado en unidades en servicio..... 16
1.3.2	Mantenimiento preventivo planificado en unidades paradas..... 17
1.4	Mantenimiento correctivo ..... 20
CAPITULO II:	
CONSIDERACIONES SOBRE PROGRAMAS DE MANTENIMIENTO:	
2.1	Introducción..... 23
2.2	Tipos de Programas ..... 23
2.3	Planificación de Macro-programas ..... 25
2.3.1	Periodicidad ..... 25
2.3.2	Disponibilidad de recursos de Mantenimiento..... 26

	Pag.
2.3.3 Consideraciones a la confiabilidad y seguridad del sistema.....	28
2.3.4 Continuidad del mantenimiento.....	30

CAPITULO III:

METODOS DE COMPUTACION PARA LA PROGRAMACION DEL MANTENIMIENTO DE GENERADORES:

3.1 Introducción.....	31
3.2 Formulación del problema .....	31
3.2.1 Variables.....	32
3.2.2 Criterios objetivos.....	33
3.2.3 Restricciones .....	36
3.3 Métodos disponibles para la solución del programa de mantenimiento de generadores.....	38
3.3.1 Método Heurístico de búsqueda secuencial	39
3.3.2 Método de Relajamiento .....	40
3.3.3 Programación Dinámica .....	41
3.3.4 Programación Mixta - Entera .....	42
3.3.5 Programación Lineal Entera .....	42

CAPITULO IV:

DISEÑO DE UN PROGRAMA DE COMPUTACION DE PROGRAMACION LINEAL ENTERA:

4.1 Descripción del problema	
4.1.1 La programación del mantenimiento de generación como problema lineal entero 0-1...	44
4.1.2 Variables .....	46

	Pag.
4.1.3 Función objetivo.....	49
4.1.4 Restricciones .....	55
4.1.5 Nivelamiento de la probabilidad de pérdida de carga .....	61
4.2 Algoritmo	
4.2.1 Introducción .....	71
4.2.2 Proceso de búsqueda .....	73
4.2.3 Aspectos de aplicación del algoritmo ....	80
4.3 Programa	
4.3.1 Resolución de problemas de programación <u>li</u> neal entera 0-1.....	81
4.3.2 Programa de computación para la resolución del problema de programación del manteni- miento de generación.....	87

## CAPITULO V:

### EJEMPLOS DE APLICACION

5.1 Ejemplos tomados de la literatura técnica	
5.1.1 Ejemplo de tres unidades (IEEE).....	94
5.1.2 Sistema de Brasil .....	97
5.2 Aplicación al Sistema Nacional Interconectado del Ecuador.....	116

## CAPITULO VI:

### CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1 Conclusiones .....	140
6.2 Recomendaciones .....	144

## INTRODUCCION Y OBJETIVO

Las empresas eléctricas gastan anualmente elevados presupuestos en el mantenimiento de generación y no siempre consideran costos adicionales que son muy significativos. Estos incluyen costos de reposición de energía requerida cuando una unidad generadora está fuera de servicio para mantenimiento, además de pérdidas de venta de energía debido a la indisponibilidad de una unidad y la necesidad de instalar suficiente capacidad generadora que permita al sistema eléctrico soportar salidas programadas ó forzadas de sus unidades. [1]

El mantenimiento de generación debe ser llevado a cabo en condiciones contrapuestas, ya que la necesidad del mantenimiento compite con la necesidad de conservar las centrales generadoras disponibles para operación y compite también con los recursos económicos de la empresa. El mantenimiento constituye además un esfuerzo contra las limitaciones de equipos, hombres y suministros de materiales implicando de esta manera un gran desafío administrativo y organizativo.

Las interconexiones de sistemas eléctricos y el incremento en número, tamaño y complejidad de las unidades generadoras exigen la elaboración y coordinación de programas de mantenimiento de generación como un problema que cada vez va adquiriendo mayor dificultad e importancia.

dentro de la planificación y operación de los sistemas de potencia, ya que los costos de producción de energía y la confiabilidad de operación están relacionados con los criterios empleados en la programación del mantenimiento. [2]

Además conforme crece la demanda de carga, se debe incrementar la provisión de mantenimiento, presentándose en tonces dificultades en conservar adecuados niveles de reserva. En sistemas con bajo nivel de reserva, es importante la minimización de la compra de energía a otros sistemas para permitir el mantenimiento de sus unidades y evitar salidas forzadas.

Por estas razones se requiere un riguroso control de las salidas para mantenimiento, el cual no se lo conseguirá con métodos puramente manuales, ya que éstos no podrán optimizar la distribución de las salidas de las unidades para mantenimiento y tampoco permitirán que se efectúen rápidas modificaciones en los programas cuando hayan ocurrido contingencias inesperadas en la operación ya planificada del sistema. Una distribución más uniforme de las salidas de unidad, aumenta la confiabilidad de operación y reduce los costos de producción de energía.

Con la elaboración y revisión de programas de mantenimiento por medio de computadores se puede aumentar significativamente la confiabilidad del sistema, disminuir la necesidad de capacidad a ser instalada para reserva, un mejor



control del trabajo de las cuadrillas de mantenimiento y un mejor aprovechamiento de la capacidad instalada disponible lo que ocasionará lógicamente menores costos de producción.

En este trabajo de tesis se presenta al problema de programación del mantenimiento de generación formulado como un problema de optimización (minimización) de una función objetivo lineal sujeta a varias restricciones lineales, específicamente como un problema lineal entero 0-1 y la técnica de solución basada en un algoritmo de Enumeración Implícita.

Para el planteamiento del problema de programación del mantenimiento de generación como un problema de optimización se requieren 3 elementos:

- (1) La selección de variables independientes.
- (2) La selección de la función objetivo a ser minimizada.
- (3) La determinación de restricciones que otorguen factibilidad en la resolución del problema.

Un algoritmo de Enumeración Implícita será desarrollado para:

- (1) Encontrar un programa de mantenimiento que satisfaga las restricciones del problema, siempre que este tenga solución.
- (2) Encontrar el programa óptimo de mantenimiento de acuerdo a un criterio representado por una función objetivo.

- (3) Optimizar la programación del mantenimiento en relación a una variedad de criterios tales como: programa lo más temprano posible, mínimo desvío del programa ideal de mantenimiento, mínimo cambio del programa existente, maximización de la mínima reserva, programa del mínimo costo de mantenimiento, etc.

Se tratarán también aspectos teóricos del mantenimiento de generación, consideraciones sobre programas de mantenimiento y se explicarán brevemente algunos métodos computacionales que pueden ser aplicados al problema. No se considerará al problema de planificación de las actividades que serán ejecutadas dentro de una unidad generadora durante la parada de mantenimiento, que en algunos casos es efectuada usando métodos de PERT/CPM.

La aplicación de esta metodología será hecha en la programación de salidas para mantenimiento de las unidades del Sistema Nacional Interconectado del Ecuador y de otros sistemas eléctricos pequeños.

## CAPITULO I

### ASPECTOS TEORICOS SOBRE CONTROL DE MANTENIMIENTO DE GENERACION

#### 1.1 INTRODUCCION

La demanda nacional o regional de electricidad varía durante el año de acuerdo a las estaciones climáticas y durante las horas del día, variación que se representa en las curvas de carga . Esto significa, que en algunos momentos del día ó del año sólo algunas partes de la generación estarán funcionando.

Se puede por tanto aprovechar de los períodos de menor demanda para efectuar los mantenimientos de menores consideraciones ó bien grandes mantenimientos periódicos durante la parada total de una unidad, llamados overhauls.

Los centros de control de operación y despacho de carga entonces deberán operar con el objeto de:

- (1) Asegurar que la capacidad instalada sea disponible en todo tiempo para satisfacer la demanda de carga; y
- (2) Asignar esta carga a máquinas que puedan satisfacerla más económicamente posible. [3]

Para satisfacer los requerimientos de abastecimiento de demanda eléctrica y de las paradas para mantenimiento de generación, overhauls de las principales unidades son planificados en un programa de mantenimiento.

Cálculos de carga son primeramente preparados por el centro de despacho de carga y entonces se determina el número de unidades que podrían ser paradas en cada semana. Paradas individuales son entonces programadas dentro de límites permisibles tomando en cuenta factores como:

- Reparaciones de taller.
- Pedidos de materiales y repuestos.
- Pedido de trabajo y equipo especial para mantenimiento.
- Programación de visitas y períodos de inspección.

Diversos son los aspectos ligados al control de mantenimiento de las unidades que componen los sistemas de potencia, entre los cuales se pueden destacar los siguientes:

(a) La planificación de programas de actividades de mantenimiento como inspecciones, control y mantenimiento preventivo, tanto a nivel de sistemas ó subsistemas (macro-programa), cuanto a nivel de unidades (micro-programa ).

(b) La ejecución y el acompañamiento de ejecución de las varias actividades de mantenimiento, tanto planificadas como imprevistas.

(c) La recolección de datos de desempeño de las unidades desde el punto de vista de seguridad en su funcionamiento.

(d) El análisis de datos obtenidos en el punto (c), para efectuar la corrección en el proceso de control de man-

tenimiento, sobre la planificación de las actividades de mantenimiento punto (a). [4]

En términos de diagrama de bloques, el proceso de control de mantenimiento consta en la Figura 1.

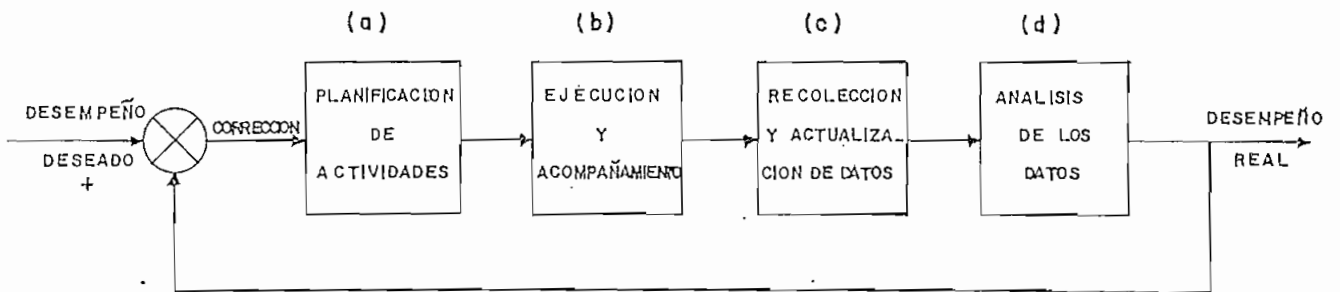


Fig. 1 Proceso de control de mantenimiento

## 1.2 CONCEPTO Y FILOSOFIA DEL MANTENIMIENTO

### 1.2.1 Definiciones

Defecto: Es toda alteración física ó química en el estado de un equipo, sin llegar al límite de causar el fin de la habilidad del equipo para funcionar eficientemente. Estas alteraciones pueden deberse a aspectos de diseño ó desgastes del equipo. [4]

Falla: Es toda alteración física ó química en el estado de un equipo, que termina con la habilidad del mismo para desempeñar su función específica. [4]

Mantenimiento: Es toda actividad ejecutada para que un equipo funcione de acuerdo a las condiciones específicas de operación.

Unidad: Es el elemento para el cual su salida de servicio resulta en una pérdida de reservas de generación. Este término incluye alternadores, calderos, turbinas, equipo auxiliar y líneas tendidas. [6]

Cuadrilla de mantenimiento: Consiste de un grupo de hombres con su equipo de herramientas asignado a una unidad ó actividad de mantenimiento. Una cuadrilla puede ser responsable del mantenimiento de las unidades de una central ó de las unidades de una región determinada, por lo tanto, solamente una de estas unidades puede ser mantenida en determinado momento y ninguna otra unidad correspondiente a la misma cuadrilla puede ser mantenida simultáneamente.

Parada de mantenimiento: Generalmente una parada ocurre de acuerdo a un ciclo de mantenimiento que consiste en el intervalo de tiempo entre mantenimientos (overhauls) de una unidad. Las ocurrencias de una parada son de dos tipos: fija y flexible.

Mantenimiento fijo: Este término describe la ocurrencia de una parada previamente programada para comenzar en una semana especificada. [5]

Mantenimiento flexible: Este término describe las ocurrencias de una parada, las cuales están a ser programadas, en este caso a través de un programa de computación. Generalmente la duración de una parada está dada en períodos de mantenimiento y es fijado un intervalo disponible dentro del cual debe ocurrir una parada flexible de una unidad. [5]

Recurso: Puede representar la capacidad disponible para mantenimiento, la capacidad de mano de obra, equipos y herramientas para mantenimiento, materiales, etc.

Salida forzada: Implica la salida de servicio de una unidad lo más pronto posible, debida a la ocurrencia de una falla en una componente principal de la unidad como el alternador, turbina ó caldero.

Tiempo expuesto a salida forzada: Es el tiempo que dura la parada forzada más el tiempo durante el cual la unidad estuvo en servicio desde cuando se verificó las condiciones para salida forzada. [6]

Tasa de salida forzada (FOR): Para una unidad, es la relación entre el tiempo de parada forzada y el tiempo expuesto a salida forzada. [6]

Probabilidad de pérdida de carga (LOLP): Esta es una forma ampliamente usada para medir la confiabilidad de generación de un sistema. LOLP es la probabilidad de no satisfacer la demanda de carga con la generación disponible del sistema. Para calcular el índice de confiabilidad por este método, normalmente se requieren doscientos sesenta demandas máximas diarias por año y datos de generación disponible. [6]

Costos de Mantenimiento: Hay un tiempo ideal para efectuar el mantenimiento de una unidad que implicó el menor costo del mantenimiento porque se lo está haciendo de acuerdo a la frecuencia recomendada, sin mayores reparaciones ni reemplazos. Antes de este tiempo ideal, el mantenimiento puede involucrar costos innecesarios, y el retraso del mantenimiento provocará mayores costos por deterioro de los equipos de la unidad.

Período de Mantenimiento: El intervalo planificado para mantenimiento se divide en partes iguales de tiempo llamadas períodos de mantenimiento, por ejemplo un intervalo de un año puede ser dividido en 52 períodos semanales ó 26 períodos quincenales ó 12 períodos mensuales. Generalmente los períodos de mantenimiento son semanales.



1.2.2 Clasificación del mantenimiento de acuerdo al tipo de actividades.

(a) Inspecciones y controles. Son todas las actividades realizadas para detectar y localizar defectos ó fallas en los equipos.

(b) Mantenimiento preventivo. Son todas las actividades programadas para ejecutárselas en equipos o sistemas con la finalidad de corregir defectos para evitar fallas.

(c) Mantenimiento correctivo. Son todas las actividades programadas ó no para ejecutárselas en equipos ó sistemas con la finalidad de corregir fallas. [4]

1.2.3 Clasificación del mantenimiento de acuerdo a cómo se lo atiende.

(a) Mantenimiento de emergencia. Es el servicio de mantenimiento que debe ser iniciado inmediatamente después de constatarse su necesidad.

(b) Mantenimiento de urgencia. Es el servicio de mantenimiento que debe ser iniciado a más tardar luego de 24 horas de haberse constatado su necesidad.

(c) Mantenimiento programado. Es el servicio de mantenimiento planificado y que puede ser ejecutado después de 24 horas de constatarse su necesidad. [4]

#### 1.2.4 Filosofía de mantenimiento.

Existen varias filosofías de mantenimiento de equipos de generación de energía eléctrica. Una se basa en la salida periódica de unidad para realizar inspecciones, controles y mantenimiento preventivo para conservar el equipo en las mejores condiciones de funcionamiento con un bajo índice de indisponibilidad. La frecuencia de estas salidas es indicada por la experiencia del fabricante y de los usuarios del equipo pudiendo ser generalmente anual ó bianual. El otro extremo consiste en someter la unidad a mantenimiento solamente cuando ocurre una falla, que obliga a la salida de la misma, efectuándose apenas un mantenimiento correctivo.

Entre estos dos extremos se encuentra una variedad de filosofías. Una de estas consiste en efectuar inspecciones y controles periódicos para detectar defectos y realizar un mantenimiento preventivo en caso fueren descubiertos.

Una filosofía más sofisticada sería la de efectuar un mantenimiento preventivo planificado a mediano plazo en función de la evolución de los datos recolectados por las inspecciones y controles periódicos. Es decir, se efectúa la predicción del comportamiento del equipo para poder someterlo a mantenimiento en el período más conveniente para el sistema.

Por lo tanto hay la necesidad de refinar substancialmente las técnicas de control e interpretación de datos

recolectados en las inspecciones, controles y mantenimientos tanto preventivos como correctivos.

Lógicamente el mayor trabajo de mantenimiento será hecho mientras la unidad esté en servicio. La unidad será parada solamente para controlar cualquier defecto particular que hay que realizarlo periódicamente, ya que este defecto puede poner en peligro la seguridad del personal y por supuesto de la instalación.

La eficiencia de la unidad debe ser conservada por la cuadrilla de mantenimiento del reparto respectivo. Este deberá ocuparse también de las partes nuevas ó de las que tienen que reconstruirse y de los errores que fueren encontrados en los planos, los cuales deberán ser analizados cuidadosamente de modo de adoptar las modificaciones necesarias para una solución satisfactoria. El objetivo de un departamento de mantenimiento deberá ser el de proveer un servicio eficiente a las unidades generadoras con el propósito de conseguir una disponibilidad de generación tan alta como sea posible y al más bajo costo. [3]

Durante la parada de una unidad principal, la carga deberá ser sostenida por una unidad de menor eficiencia, por lo tanto, el costo de generación en conjunto debe ser considerado cuando las paradas de unidad que afecten la disponi

bilidad del sistema ocurran ó estén siendo planificadas.

El mantenimiento en una central con grandes unidades generadoras modernas debe ser bien planificado para minimizar paradas que afecten la disponibilidad. Cuando las salidas son inevitables, el trabajo deberá ser programado para retornar la unidad al servicio en el mínimo espacio de tiempo; esto generalmente requiere acelerar ó intensificar el trabajo de algunas actividades. Las medidas preliminares deben ser puestas en marcha siempre que sea posible conservar la unidad funcionando.

Los defectos que requieran la salida de una unidad pero sin causar mayores inconvenientes en su funcionamiento deberían ser dejados hasta que se hayan acumulado un número suficiente y entonces la unidad pueda desconectar carga en un tiempo adecuado para no alterar las condiciones de operación del sistema.

### 1.3 MANTENIMIENTO PREVENTIVO

El mantenimiento preventivo constituye el mantenimiento ejecutado para conservar un equipo en condiciones satisfactorias de operación mediante un sistema de inspección, detección y previsión de fallas, revisión, lubricación, calibración, etc.

Se piensa en mantenimiento preventivo sólo en términos de inspección periódica de unidad y equipos para prevenir

paradas imprevistas antes que ellas ocurran. A esto se añade el servicio repetitivo, mantenimiento y reparación completa. En mayores mantenimientos se incluyen actividades como lubricación, pintura y limpieza.

Un buen mantenimiento preventivo debe comenzar con el propio diseño e instalación, controlando los materiales y acabados del equipo en fábrica antes de ser comprado e instalado.

El mantenimiento preventivo no sólo evitará paradas imprevistas ó disminución de costos de operación, sino que también mejorará el rendimiento y la calidad del producto, en este caso de la energía eléctrica.

Todo programa de mantenimiento preventivo contiene estas actividades básicas:

(1) Inspección periódica de las características del equipo, que revelará anticipadamente las condiciones para las salidas imprevistas o deterioro perjudicial.

(2) Control de la unidad para "filtrar" tales condiciones, ó ajustar y reparar tales condiciones mientras están todavía en estado secundario.

Se pueden destacar dos tipos . . . de mantenimiento preventivo: mantenimiento preventivo planificado en unidades en servicio y mantenimiento preventivo planificado en unidades paradas. [3]

1.3.1. Mantenimiento preventivo planificado en unidades en servicio.

En la mayor parte de las centrales generadoras se adopta un sistema de mantenimiento de rutina que persigue la prevención de defectos, fallas y paradas imprevistas. La planificación de tal sistema necesita una cuidadosa consideración para llegar a niveles óptimos de mantenimiento. En un sistema bien planificado la incidencia de defectos en una central debería ser reducido a un mínimo económico (no es técnicamente factible y económicamente deseable eliminar todos los defectos por mantenimiento preventivo). [3]

La satisfacción del actual trabajo de cada rutina de mantenimiento puede solamente ser determinado después de la experiencia con instalaciones durante algún tiempo de operación. El sistema de mantenimiento para una central que ha venido operando desde hace algún tiempo, donde la incidencia de falla es conocida permite una rápida detección y localización de un defecto ó una falla y por tanto que el mantenimiento sea realizado más pronto que en una central completamente nueva.

En el caso de una central nueva, es usual como primer paso trazar programas de mantenimiento de rutina basados en las instrucciones del fabricante. La naturaleza y frecuencia del mantenimiento puede ser progresivamente mejorada por el comportamiento de la unidad, obteniéndose tenden

cias de funcionamiento y modificándose programas para llegar a condiciones óptimas deseadas.

Si bien hay algunos tipos de sistemas de mantenimiento planificado, todos ellos tienen similares objetivos como:

(a) Determinar los requerimientos de mantenimiento de rutina para cada equipo de la unidad (trabajo a ser realizado y frecuencia).

(b) Asegurar que el mantenimiento de rutina sea llevado a cabo, y que sea incluido en los programas de trabajo en el tiempo apropiado.

(c) Proveer un registro que indique que el mantenimiento de rutina ha sido realizado, y la naturaleza de algún trabajo adicional que puede haber sido encontrado necesario.

[3]

### 1.3.2 Mantenimiento preventivo planificado en unidades paradas.

Por cuanto los costos de mantenimiento y reemplazo incurridos en alta generación, cuando las unidades de mayor capacidad están fuera de servicio para mantenimiento son altísimos, es necesario planificar el trabajo a ser realizado cuidadosamente en adelante para que la duración de la parada sea reducida al mínimo. Este proceso de planificación debería comenzar algunas semanas ó meses antes que ocurra

la parada.

Primeramente se debe elaborar una lista de todos los trabajos que deben llevarse a cabo, para lo cual la central debe ser agrupada bajo sus piezas mayores del equipo: caldero, turbina, alternador, sistema de agua de alimentación, etc. y en cada grupo de acuerdo a dos aspectos: eléctrico, mecánico e instrumental, indicándose una estimación de tiempo requerido para cada faena. También deben observarse algunas condiciones especiales de trabajo y equipo. especial requerido, y desde luego es importante considerar una tolerancia de tiempo para contingencias que se puedan presentar durante la realización del trabajo de mantenimiento.

Todo trabajo a ser ejecutado puede entonces ser dividido en las siguientes categorías:

- (1) Trabajo preparatorio. Será llevado a cabo antes de comenzar un overhaul e incluirá trabajos tales como levantamiento de andamios, limpieza externa, preparación de materiales, etc.
- (2) Trabajo mínimo esencial. Puede ser ejecutado solamente con la planta parada.
- (3) Trabajo preferiblemente durante la parada. Puede ser llevado a cabo con la unidad en servicio, pero es preferible realizarlo en condiciones de unidad parada. Tales trabajos no deberían permitir



la prolongación de la duración de la salida, sino que deben favorecer el pronto retorno de la unidad a servicio sin provocar retardos.

- (4) Otros trabajos. Pueden necesariamente ser llevados a cabo después de que la unidad ha retornado a servicio. Algunos trabajos de esta naturaleza pueden ser efectuados durante el período de parada si hay tiempo disponible, sin prolongar la parada. [3]

El primer paso en la planificación de un overhaul es la identificación de la secuencia lógica de las actividades mínimas esenciales involucradas. Por ejemplo: una actividad particular puede ser completada antes que otras se inicien, mientras otras se pueden efectuar simultáneamente.

En efecto, la parada de las centrales obliga a disponer de unidades auxiliares, para reemplazar las instalaciones que fallan. Esto acarrea inversiones adicionales para cubrir la demanda y un aumento de los gastos de explotación debido al costo de combustible utilizado por una central térmica de reemplazo. Las operaciones de mantenimiento de unidades hidroeléctricas deben efectuarse sistemáticamente en períodos de estiaje.

Se han realizado también numerosos estudios para el mejoramiento del mantenimiento y de los procedimientos de reparación entre los cuales se pueden citar:

- (1) Mejoramiento en el diseño de los equipos para facilitar su desmontaje.
- (2) Mejoramiento en el diseño del aislamiento de los circuitos eléctricos del alternador, de los elementos de los esquemas eléctricos, hidráulicos y térmicos.
- (3) Mejoramiento en el diseño y construcción de las turbinas y de los elementos anexos para obtener una mejor resistencia de las piezas durante el tiempo, para prevenir accidentes o desgaste, disminuir el ritmo de mantenimiento, costo de materiales autolubricantes, disminuir el tiempo de intervención durante las inspecciones y mantenimientos, etc.
- (4) Mejoramiento de la resistencia de las piezas en servicio con miras a disminuir la frecuencia de reparación ó renovación y espaciar también los controles gracias a la elaboración de los materiales y técnicas mejor adaptadas.
- (5) Detección de defectos ó anomalías en el campo del desgaste antes de que sean perjudiciales para el conjunto de la maquinaria (vibraciones, cavitación, etc.). [7]

#### 1.4 MANTENIMIENTO CORRECTIVO.

Es el mantenimiento ejecutado para restablecer a un e-

quipo a una condición satisfactoria de operación después de un mal funcionamiento que ha sido causado por la degradación ó desgaste de una pieza bajo funcionamiento especificado. También comprende las actividades de reparación después de paradas imprevistas ó forzadas.

Las principales tareas asociadas al mantenimiento correctivo son:

Preparación. Incluye el conjunto de herramientas, auxiliares de mantenimiento, calibradores, calentamiento de equipo, etc.

Localización. Determina la localización del defecto al grado posible de no requerir equipo adjunto de apoyo.

Aislamiento. Consiste en la determinación de la localización del defecto a través de un equipo adjunto de apoyo.

Desmontaje. El equipo es desmontado al grado de ganar acceso necesario a la pieza que debe ser reparada ó reemplazada.

Intercambio. Consiste en remover la pieza defectuosa e instalar su reemplazo.

Remontaje. Consiste en volver a armar y cerrar el equipo después de que se ha hecho el reemplazo o reparación.

Alineamiento. Es el ajuste y la realización de pruebas mínimas necesarias después de la acción de remontaje.

Verificación en el chequeo de salida. Es la ejecución de chequeos complementarios y pruebas para verificar que el equipo ha sido restituido a su funcionamiento normal. [3]

También se puede encasillar al mantenimiento correctivo como el estudio de mejores materiales y diseño para minimizar paradas imprevistas.

Cabe anotar que la frecuencia del mantenimiento correctivo puede ser reducida lógicamente por un adecuado mantenimiento preventivo.

## CAPITULO II

### CONSIDERACIONES SOBRE PROGRAMAS DE MANTENIMIENTO

#### 2.1 INTRODUCCION

Estas consideraciones se aplican tanto a los programas de inspecciones y controles cuanto a los programas de paradas ó salidas de larga duración para atender el mantenimiento preventivo (planificado) de las unidades generadoras.

Se pueden planificar programas desde el punto de vista macroscópico y desde el punto de vista microscópico. [4]

Una forma efectiva de programar el mantenimiento debe ayudar a controlar las salidas forzadas de unidades, aumentando la confiabilidad de operación y permitiendo reducir costos de producción.

#### 2.2. TIPOS DE PROGRAMAS

Principalmente se tienen 2 tipos de programas de mantenimiento.

Micro-programas. Son programas de mantenimiento de una unidad en particular, donde constan una serie de tareas ó actividades a realizarse durante la parada de la misma.

Para planificar este tipo de programas se divide a la unidad en sus piezas mayores (alternador, turbina, caldero)

y dentro de cada una de estas se pueden especificar las actividades de mantenimiento eléctrico, mecánico, instrumental; la secuencia lógica en la cual deben realizarse estas actividades y una estimación de la duración de estas actividades.

Macro-programas. Son los programas para el problema que se analiza en esta tesis. Consideran a la unidad de mantenimiento como un todo, es decir planifican el mantenimiento a nivel del sistema constituido por unidades generadoras. En este tipo de programas no interesan las actividades de mantenimiento que se realizan en cada unidad, sólo importa que la unidad deba salir para mantenimiento en una determinada fecha y por un determinado tiempo.

A los macro-programas ó simplemente programas de mantenimiento se los puede representar en un cuadro compuesto de 52 columnas que representan las semanas del año en estudio (intervalo planificado), y de tantas filas cuantas fueren las unidades a ser mantenidas. En el rectángulo correspondiente se señala la macro-actividad de mantenimiento a ser ejecutada. En caso de salidas programadas de varias semanas, se puede marcar con una barra a lo largo de las semanas ocupadas en el mantenimiento de la unidad.

Por ejemplo de acuerdo al cuadro presentado en la Tabla I, se observa que serán efectuadas inspecciones y controles mensuales en la unidad A, inspecciones y controles bimensuales en la unidad B y una salida para mantenimien-

to preventivo durante 3 semanas para la unidad C. [4]

TABLA I

Programa anual de mantenimiento para un sistema eléctrico

SEMANAS	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	-	-	-	-	-	-	-	-	-	49	50	51	52
UNIDADES																												
A		M				M				M					M													
B			M								M																	
C																												

2.3 PLANIFICACION DE MACRO-PROGRAMAS

La planificación de programas de mantenimiento debe ser efectuada atendiendo a un conjunto de restricciones impuestas como son:

2.3.1 Periodicidad

La periodicidad debe ser previamente establecida, ya sea por el fabricante ó por la experiencia del usuario. Se deben evitar en cuanto sea posible periodicidades exclusivas para inspecciones y controles de un componente del equipo, a fin de aprovechar al máximo la simultaneidad de ciertas actividades que pueden ser realizadas conjuntamente de manera ventajosa para el sistema. La periodicidad



be ser determinada en función del análisis del desempeño del equipo.

Las salidas son frecuentemente restringidas a ciertas estaciones climáticas ó períodos del año de acuerdo al nivel de demanda. Por ejemplo, para el caso de una unidad hidroeléctrica, su parada no puede ser programada durante la estación invernal; también puede ser incompatible programar una parada antes de cierta fecha debido a restricciones en la entrega del material para el mantenimiento.

#### 2.3.2. Disponibilidad de recursos de mantenimiento.

Tanto la disponibilidad de mano de obra especializada como la del equipo instrumental y materiales deben ser tomados en cuenta para la planificación de un programa de mantenimiento. Pueden haber cuadrillas de mantenimiento que se dediquen a sectores bien definidos del sistema, como por ejemplo una cuadrilla para una central aislada. Modernamente se están adoptando la formación de conjuntos totales llamados "pools" de mantenimiento, donde los recursos humanos y materiales son repartidos entre varias unidades que serán sometidas a mantenimiento y que están localizadas dentro del área de acción del "pool".

Las restricciones en recursos son particularmente importantes y son ampliamente usadas en varias formas. La capacidad disponible para mantenimiento en cada semana y la capacidad disponible en un año, son recursos limitados. La



cuadrilla de mantenimiento en una central es un recurso que generalmente es limitado a la ejecución de mantenimiento en una sola unidad de la central al mismo tiempo.

Consideraciones de reserva.-

La reserva de generación, constituye el factor principal en la capacidad disponible que permitirá las salidas para mantenimiento. Por lo tanto es importante conocer algunas definiciones respecto a capacidades de reserva que generalmente están dadas en Mw.

Pérdida de reserva: Generalmente asociada con cada unidad. Constituye la disminución en reservas de generación durante el mantenimiento. El término "unidad de mantenimiento" puede ser aplicado a alguna actividad de mantenimiento, ya que no necesariamente corresponde a la capacidad nominal de una unidad generadora, y puede representar por ejemplo, disminución de capacidad debido al mantenimiento en calderos o equipo auxiliar. [5]

Reserva bruta: Para una semana determinada es la capacidad total de generación instalada disponible menos la demanda máxima pronosticada para dicha semana.

Reserva neta: Para una semana determinada es la reserva bruta menos la capacidad de generación utilizada en mantenimiento programado durante dicha semana.

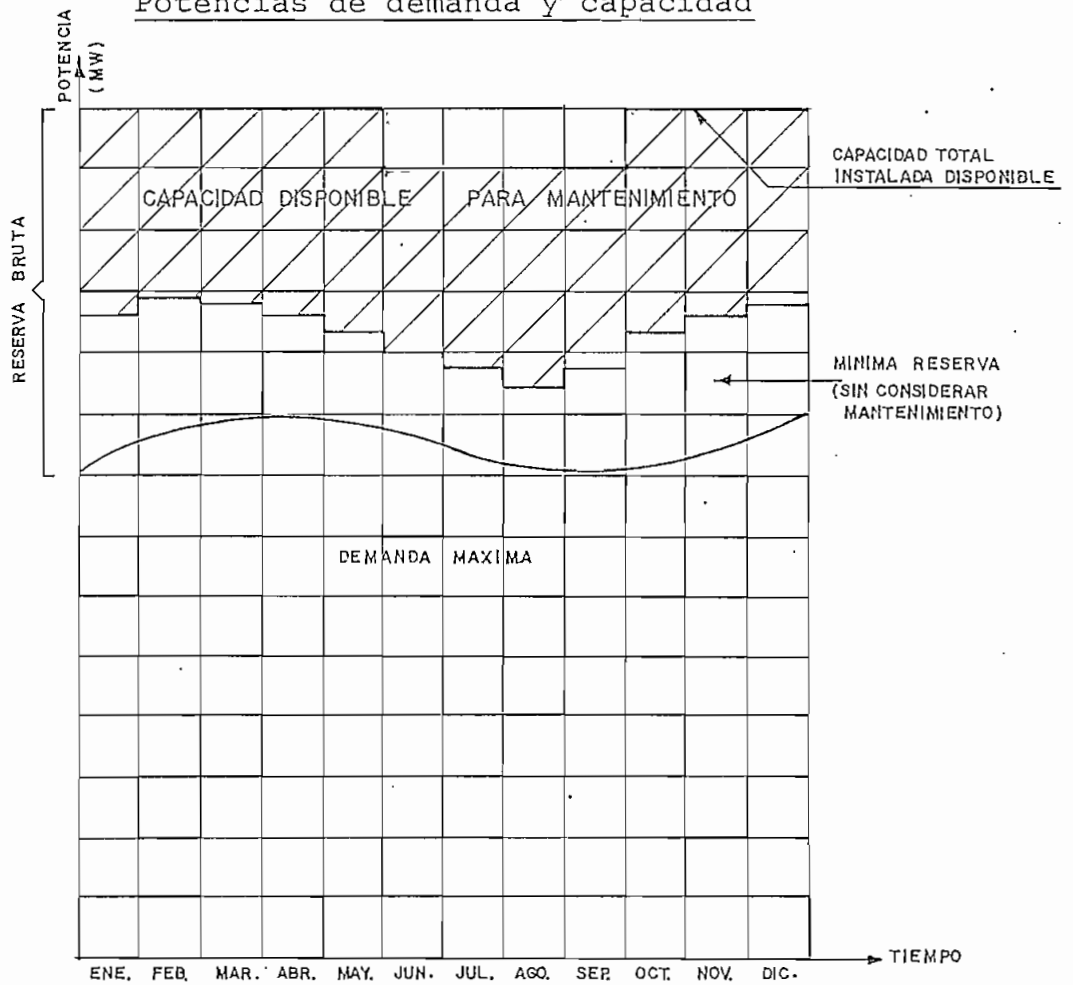
Mínima reserva neta requerida: Es una capacidad de re-

serva constante durante todo el período planificado asignada para el caso en que ocurran contingencias. Se la puede determinar de acuerdo a un criterio porcentual restándola de la reserva bruta. La reserva restante constituye la capacidad disponible para mantenimiento.

Estas definiciones están representadas en la figura 2.1.

FIGURA 2.1

Potencias de demanda y capacidad



2.3.3 Consideraciones a la confiabilidad y seguridad del sistema.

No pueden ser efectuadas paradas ó salidas de unidades para mantenimiento en situaciones que comprometan la confiabilidad del sistema. Así mismo deben ser evitadas muchas salidas simultáneas en épocas de mayor demanda. Por tanto es preciso establecer un índice de confiabilidad y seguridad para el sistema y contar con un método de cálculo para verificarlo.

Hay algunas formas de medir la confiabilidad de un sistema, entre las cuales se pueden citar la probabilidad de pérdida de carga (LOLP), valor esperado de energía no abastecida (MW-h), valor medio de demanda no atendida (MW), valor medio de demanda no atendida en períodos de capacidad deficiente solamente, etc. [1]

Es difícil usar la confiabilidad como restricción, porque la confiabilidad es una función no lineal compleja de niveles de carga y del conjunto de unidades que no están fuera de servicio para mantenimiento. La más simple definición de confiabilidad es la reserva neta, la cual se considera como una restricción de recurso. Su desventaja es que falla al reconocer la diferencia de confiabilidad entre 2 unidades de 400 Mw y una unidad de 800 MW, ó entre períodos de igual reserva neta pero con demandas muy diferentes. [1]

Las unidades generadoras son complejas piezas de maquinaria, que además de fallas completas pueden experimentar fallas parciales, que les permiten continuar operando

pero a niveles de capacidad reducidos. Los defectos también ocasionan la salida de servicio de tiempo en tiempo para mantenimiento preventivo.

#### 2.3.4 Continuidad del mantenimiento.

Es importante considerar que una vez iniciado el mantenimiento, este no puede ser interrumpido, a no ser en casos excepcionales. El mantenimiento debe realizárselo de una sola vez y no en forma parcial, ya que esto implicaría un mayor tiempo de pérdida de capacidad de la unidad que sale para mantenimiento. Sino se cuentan con todos los elementos necesarios para el mantenimiento de una unidad es mejor no empezarlo en la fecha prevista, sino que más bien se puede reformular el programa para que otra unidad pueda salir en reemplazo de esta unidad.

### CAPITULO III

#### METODOS DE COMPUTACION PARA LA PROGRAMACION DEL MANTENIMIENTO DE GENERADORES.

##### 3.1. INTRODUCCION

La necesidad de obtener mayor confiabilidad y economía en la producción de energía eléctrica en grandes sistemas está interesando a muchos investigadores con el objeto de desarrollar mejores métodos para resolver en forma óptima los problemas de planificación de operación incluyendo el de programación de mantenimiento de generadores. Varias técnicas de creciente sofisticación se han logrado en los últimos años.

La disponibilidad de rápidos computadores y la amplia aplicación del software en el área de programación matemática permiten resolver problemas de optimización en gran escala, antes considerados impracticables. Como resultado se puede operar un sistema de potencia más económicamente conservando el nivel de confiabilidad deseado. [4]

A continuación se presenta la formulación del problema de programación de mantenimiento de generadores como un problema de optimización. Luego serán descritos brevemente algunos métodos disponibles para resolver el problema.

##### 3.2 FORMULACION DEL PROBLEMA.

Dado el conjunto de las principales unidades generadoras pertenecientes a un sistema de potencia, el problema de programar el conjunto de actividades de mantenimiento preventivo para esas unidades consiste en considerar el tiempo requerido para estas acciones a lo largo del intervalo planificado, sujeto a un número considerable de restricciones.

De entre las soluciones factibles que pueden existir, es deseable escoger la solución óptima de acuerdo a un criterio objetivo. Sino se pudiera obtener una solución factible se debería considerar la que menos viole las restricciones en relación a un criterio de penalizaciones.

### 3.2.1 Variables

La programación de mantenimiento consiste en establecer un programa de paradas que cubra un período de un año ó más. Las paradas usualmente duran varias semanas. Es apropiado dividir el intervalo planificado de un año en 52 períodos de una semana cada uno. Algunos programas de computador son tan complejos que el año es dividido en 26 ó 12 períodos para reducir la carga computacional. Es usual determinar con cada variable cuando debería comenzar cada parada para mantenimiento.

Para algunos autores la duración de la parada es tan importante como el comienzo de la misma.

### 3.2.2 Criterios objetivos,

Entre los más comunmente usados en el procedimiento de programación de mantenimiento se pueden citar los siguientes:

- (1) Criterios de confiabilidad ó continuidad de servicio.

Nivelamiento de Reservas. Este criterio permite distribuir las reservas de generación uniformemente a lo largo del intervalo planificado y así asegurar la continuidad de servicio. Se ha difundido mucho por su simplicidad como un criterio determinístico ya que apenas lleva en cuenta la demanda máxima de cada período y la capacidad disponible de generación. La experiencia ha demostrado que la confiabilidad del sistema puede ser mejorada, sea por el nivelamiento de la relación "reserva/demanda máxima" ó usando un criterio probabilístico como el nivelamiento de la probabilidad de pérdida de carga.

Nivelamiento de las relaciones reserva/demanda máxima. Este criterio es básicamente determinístico puesto que considera la demanda máxima de cada período. Al contrario del criterio anterior este es sensible a variaciones estacionales de demanda, asegurando así una mayor reserva duran-

te los períodos de mayor demanda. Sin embargo, no se considera la disponibilidad probabilística de las unidades generadoras en servicio. [4]

Mínimo nivel de probabilidad de pérdida de carga.  
Este criterio esencialmente probabilístico no sólo considera la disponibilidad probabilística de los generadores sino que también puede considerar variaciones probabilísticas de demanda a lo largo de cada período compuesto de días típicos. Permite conservar un mínimo nivel de probabilidad de pérdida de carga (LOLP) a lo largo del intervalo planificado.

Mínimo nivel de energía esperada no abastecida.  
Los resultados obtenidos con este criterio son esencialmente similares a los del criterio próximo anterior, ya que la energía esperada que el sistema no puede generar está íntimamente relacionada con la LOLP.

(2) Criterio del mínimo costo esperado de producción de energía.

Hay varios métodos de cálculo para obtener el costo esperado de producción de energía de sistemas esencialmente térmicos, pero pocos métodos de programación de mantenimiento pueden utilizarlos. El costo de mantenimiento incluido los costos de po-



sibles horas extras por aceleración o intensificación de actividades puede ser aumentado al costo de producción de energía.

(3) Mínimo desvío de programas ideales

A fin de asegurar la periodicidad del mantenimiento, algunas veces es conveniente fijar períodos ideales de inicio de mantenimiento para varias unidades y después minimizar los desvíos de los períodos adoptados para el inicio del mantenimiento en relación a los períodos ideales. Como estos desvíos pueden afectar en forma diferente a las unidades, se puede adoptar un esquema de prioridad para las unidades en cuestión.

Los períodos ideales para inicio de mantenimiento pueden ser fijados en el tiempo, o pueden variar de acuerdo con un programa de mantenimiento previo de la misma unidad ó de otra dentro del mismo intervalo planificado. [4]

Este criterio tiene buena aceptación entre los encargados de programar el mantenimiento, quienes deben realizar la revisión de los programas debido a la alteración de los parámetros del sistema. Así se puede obtener un programa actualizado para el resto del intervalo planificado con un mínimo de alteraciones en comparación al programa anterior,

todavía satisfaciendo las restricciones impuestas.

(4) Criterio de penalizaciones por violación de restricciones.

Si se presentan dificultades para la obtención de una solución factible, se pueden dejar pasar selectivamente algunas restricciones y penalizar las posibles violaciones de las mismas usando un criterio de severidad. Minimizando la suma de las penalizaciones es a veces posible alcanzar una solución factible (sin penalizaciones) en posteriores interacciones. [4]

3.2.3 Restricciones

Las restricciones más comunmente impuestas en la programación del mantenimiento son:

(1) Duración del mantenimiento de cada unidad.

Es el tiempo previamente especificado necesario para ejecutar todas las tareas previstas de mantenimiento. La duración del mantenimiento es generalmente fija, pudiendo ser reducida por la aceleración de las actividades del camino crítico de ese conjunto de tareas.

(2) Continuidad del mantenimiento.

Una vez iniciado el mantenimiento de una unidad este debe ser concluído sin interrupción y debe ser realizado una sola vez en el período planificado.

(3) Intervalos permitidos de mantenimiento para cada unidad.

Estos son seleccionados de modo de asegurar la periodicidad adecuada de mantenimiento para cada unidad, evitando el mantenimiento durante períodos de demandas mayores así como durante épocas de grandes afluencias en el caso de unidades hidroeléctricas.

(4) Disponibilidad de cuadrillas de mantenimiento.

Varias unidades generadoras pueden ser mantenidas por una misma cuadrilla de mantenimiento, que normalmente atiende una sola unidad a la vez. Por esta razón se debe evitar la simultaneidad en la salida de dos ó más unidades mantenidas por la misma cuadrilla.

(5) Disponibilidad de recursos de mantenimiento.

En sistemas que disponen de un conjunto total ("pool") de recursos de mantenimiento, tanto de personal como de equipamientos y herramientas, se deben distribuir estos recursos entre las varias unidades en mantenimiento en un momento dado, y evitar que los requerimientos de recursos sobrepasen

su disponibilidad. Los recursos pueden ser especificados de acuerdo con las especialidades de mano de obra así como de acuerdo a los tipos de equipos.

(6) Confiabilidad de abastecimiento de energía eléctrica.

A fin de conservar el sistema dentro de los límites de confiabilidad y continuidad de funcionamiento en todo instante, las salidas programadas de mantenimiento deben ser convenientemente distribuidas a lo largo del período planificado. Hay varias maneras de determinar la confiabilidad de generación, tales como la probabilidad de pérdida de carga (LOLP), la energía esperada no abastecida, las reservas esperadas de generación, etc.

3.3 METODOS DISPONIBLES PARA LA SOLUCION DEL PROGRAMA DE MANTENIMIENTO DE GENERADORES.

Las principales dificultades en encontrar programas óptimos de mantenimiento son el altísimo número de posibles programas y la complejidad de las restricciones. La búsqueda exhaustiva de todos esos programas hubiera tomado muchísimo tiempo aún en los computadores más rápidos.

Por ejemplo, un programa típico de un sistema de 23 unidades durante un intervalo planificado de 17 semanas tiene cerca de  $10^{20}$  soluciones, de las cuales solamente 1711 fue

ron factibles. [8]

Los procedimientos de optimización que se describirán a continuación han sido utilizados para resolver el problema de programación de mantenimiento tanto en pequeños como en grandes sistemas. Algunos métodos admiten una formulación no lineal, en cambio otros requieren estrictamente modelos lineales. En la mayoría de los métodos, la mejor solución obtenida no es necesariamente la solución óptima global.

### 3.3.1 Método heurístico de búsqueda secuencial.

Busca en forma individual y en una secuencia dada el mejor "espacio" en el intervalo planificado para programar el mantenimiento de cada unidad. Generalmente consiste en un procedimiento de un solo paso, es decir no es un proceso iterativo. En caso no se tenga un "espacio" factible para una unidad, se vuelve atrás y se reprograma a la unidad anterior hasta que se obtenga un programa factible para la nueva unidad. Esa operación de regreso puede ser extendida a tantas unidades precedentes como se desee.

Este procedimiento es usado en la práctica en muchas rutinas de programación automática por su simplicidad y rapidez. Sin embargo falla en alcanzar una solución factible, ó la solución obtenida está lejos de la solución óptima global.

Para mejorar la eficiencia del método, se debe tener el cuidado de ordenar convenientemente las unidades a ser programadas. Algunos autores sugieren una ordenación previa por cuadrillas de mantenimiento, para que las unidades de las cuadrillas que tengan el mayor producto de potencia x períodos de mantenimiento ( $MW \times \text{períodos}$ ) deban tener prioridad. [5], [9]

Este método acepta cualquier modelo lineal o no lineal del problema. Como criterios objetivos han sido usados el nivelamiento de reservas y la minimización del máximo valor de probabilidad de pérdida de carga. También se ha desarrollado un método que convierte la capacidad nominal en capacidad afectiva y la demanda máxima en carga equivalente, llevándose en cuenta la disponibilidad de las unidades del sistema. Así al nivelar las reservas efectivas en lugar de las reservas reales, se está nivelando la probabilidad de pérdida de carga. [10]

### 3.3.2 Método de Relajamiento

Desenvuelve un modelo altamente probabilístico para el despacho de carga y programación del mantenimiento de unidades termo-eléctricas reunidas en grupos con las mismas características de potencia y necesidades de mantenimiento. El problema estocástico no-lineal de optimización fue resuelto mediante relajamiento calculando el mínimo costo esperado de producción, incluyendo penalizaciones por la baja confiabilidad y generación excesiva. Sin embargo, el método es solamente utilizable para pequeños sistemas (po-

cos grupos) debido a que involucra gran capacidad de computación. [11]

No obstante fue una iniciativa pionera para resolver simultáneamente el despacho de carga y la programación de mantenimiento. La solución que converge después de varias iteraciones, no es necesariamente la óptima global.

### 3.3.3 Programación Dinámica

La programación dinámica por aproximaciones sucesivas tiene buenas posibilidades para el uso en programación de mantenimiento [12]. Un método desarrollado con este tipo de programación permite programar el mantenimiento sucesivamente en grupos de unidades generadoras con características semejantes de potencia, y no necesariamente con los mismos requisitos de mantenimiento. Para cada grupo, se obtiene un programa óptimo global, considerando la configuración del programa de mantenimiento del resto del sistema. Se puede aplicar el mecanismo de penalizaciones por violación de restricciones, habiendo la posibilidad de que en iteraciones sucesivas, el total de las penalizaciones pueda desaparecer consiguiéndose así una solución factible. Cualquier modelo lineal o no lineal puede ser utilizado sin haber tampoco limitaciones en cuanto a la función objetivo, que puede estar formada en base a un criterio ó reuniendo varios criterios a través de coeficientes de ponderación. [13], [14].

Así mismo, los programas obtenidos no constituyen el óptimo global, pero son ciertamente mejores que los obtenidos por la búsqueda secuencial de unidad en unidad. Además se sugieren criterios de ordenación previa de los varios grupos de generadores para mejorar la eficiencia del método, ó sea convergiendo más rápidamente a una solución más próxima a la óptima global.

#### 3.3.4 Programación mixta-entera.

Se formuló el programa de producción de un sistema hidro-termoeléctrico, para que el costo de producción de energía sea minimizado durante un intervalo planificado de hasta 3 años. El modelo linearizado con algunas aproximaciones significativas se adaptó a un paquete comercial de software de programación mixta-entera. [15]

Debido al tamaño del sistema y a la extensión del intervalo planificado, el autor del método dividió al intervalo en partes a partir de puntos convenientemente escogidos, efectuándose sucesivamente la programación para los sub-intervalos.

El procedimiento pretende obtener además del programa de mantenimiento, la utilización de los reservorios, control de sedimentación, la disponibilidad de combustibles, etc. Así mismo, la solución es subóptima.

#### 3.3.5 Programación lineal entera.

Este método desarrollado por Dopazo y Merrill



[16] y perfeccionado por Kohli, Sharma y Dave [17], obtiene la solución óptima global para el problema de programación del mantenimiento de generadores. La técnica utilizada requiere un modelo lineal bastante simplificado, ya sea como una función objetivo restringida a la minimización de los desvíos en relación al programa ideal. Un "costo de mantenimiento" puede ser impuesto por atrasos ó adelantos de las fechas de inicio de mantenimiento en relación al programa ideal y este costo debe ser minimizado para todo el sistema.

Permite también actualizaciones del programa previamente obtenido, debido a alteraciones de los parámetros del sistema. La técnica permite obtener cualquier número de programas factibles además del programa óptimo global.

Indirectamente se puede maximizar la reserva mínima a lo largo del intervalo planificado, cambiándose gradualmente la restricción de reserva mínima hasta no obtener más soluciones factibles. [8]

Este método será aplicado en esta tesis para la programación del mantenimiento de generación. ✓

CAPITULO IV

DISEÑO DE UN PROGRAMA DE COMPUTACION DE PROGRAMACION  
LINEAL ENTERA 0-1

4.1 DESCRIPCION DEL PROBLEMA

4.1.1 La programación del mantenimiento de generación  
como problema lineal entero 0-1

El problema de programación del mantenimiento de generación se considera como un problema clásico de programación lineal entera 0-1, cuya forma general es:

$$\text{Minimizar la función escalar: } Z = \sum_{j=1}^n c_j \cdot x_j \quad (4.1)$$

$$\text{Sujeta a las restricciones: } \sum_{j=1}^n a_{ij} \cdot x_j \leq b_i \quad i=1,2,\dots,m \quad (4.2)$$

$$c_j > 0 \quad j=1,2,\dots, n$$

$$x_j = 0 \text{ ó } 1 \quad j=1,2,\dots,n \quad (4.3)$$

También se puede expresar en forma matricial de la siguiente manera:

$$\text{Minimizar: } Z = \underline{c}^T \underline{x} \quad (4.4)$$

$$\text{Sujeta a: } \underline{A} \underline{x} \leq \underline{b} \quad (4.5)$$

ó su equivalente:

$$\underline{b} - \underline{A} \underline{x} \geq 0$$

donde:  $x_j = 0,1 \quad j=1,n \quad (4.6)$

Solución de (4.1) ó (4.4) es el conjunto de n valores que cumplen con (4.3) ó (4.6), siendo  $2^n$  el número total de soluciones. Toda solución que satisface (4.2) ó (4.5) se llama solución factible. La solución factible que presenta menor valor de función objetivo se define como solución óptima.

Para continuar con la descripción del problema de programación del mantenimiento de generación, el siguiente ejemplo detallará la explicación:

Se considera un conjunto de 3 unidades que deben ser mantenidas en el transcurso de un intervalo de planificación del mantenimiento de 4 períodos semanales: [8]

TABLA II

UNIDAD	CAPACIDAD (MW.)	PERIODOS DISPONIBLES (Sem.)	DURACION DE SALIDA (Sem.)
A	80	1 a 4	2
B	110	1 a 3	1
C	50	2 a 4	2

TABLA III

SEMANA	CAPACIDAD DISPONIBLE PARA MANTENIMIENTO
1	150 MW.
2	170 MW.
3	180 MW.
4	120 MW.

Condiciones del problema:

- 1) Cada unidad debe tener una sola salida .
- 2) La unidad C debe salir inmediatamente después de haber terminado la salida de la unidad B.
- 3) Las unidades A y B no deben estar simultáneamente fuera de servicio por ser las más eficientes.
- 4) Las salidas deben comenzar lo más temprano posible.

4.1.2 VARIABLES

- (a) A cada unidad está asociada un número determinado de variables pertenecientes al vector de variables independientes  $\underline{x}$  de la ecuación (4.4). Cada elemento del vector  $\underline{x}$  corresponde a un período en el cual puede ser iniciado el mantenimiento de una unidad, tal que el número de variables correspondientes a cada unidad es igual al número de períodos en los cuales puede ser iniciado su mantenimiento respectivo. En la resolución del problema, el objetivo es determinar para cada unidad, el período en el cual se debe iniciar su mantenimiento. Por tanto el vector  $\underline{x}$  está constituido de tantos subconjuntos de variables cuantas fueren las unidades a ser mantenidas. Así el vector  $\underline{x}$  tiene la siguiente forma:

$$x = \left[ \underbrace{x_{11} x_{12} \dots x_{1m}}_{\text{Unidad 1}} \quad \underbrace{x_{21} x_{22} \dots x_{2n}}_{\text{Unidad 2}} \quad \dots \quad \underbrace{x_{ul} \dots x_{uv}}_{\text{Unidad U}} \right] \quad (4.7)$$

donde:

$x_{ij}$  : variable en la cual el subíndice  $i$  indica la unidad y el subíndice  $j$  es el período de inicio del mantenimiento de esa unidad.

Para el ejemplo las variables de  $x$  asociadas a cada una de las unidades son:

$$x = \left[ \underbrace{x_{A1} x_{A2} x_{A3}}_{\text{Unidad A}} \quad \underbrace{x_{B1} x_{B2} x_{B3}}_{\text{Unidad B}} \quad \underbrace{x_{C2} x_{C3}}_{\text{Unidad C}} \right]$$

En una solución factible cuando una variable es igual a 1, el mantenimiento se inicia en el período correspondiente a dicha variable; y cuando una variable es igual a 0, el mantenimiento no se inicia en el período correspondiente a esa variable, estas consideraciones son para cada unidad. Como el mantenimiento de cada unidad debe ser iniciado apenas una vez en cada programa de mantenimiento, en cada solución debe ser asignado el valor 1 a una sola variable del subconjunto de variables de cada unidad.

(b) Se puede también definir las variables en términos de períodos de ocurrencia del mantenimiento, estas variables constituirán un vector  $\underline{z}$ , en el cual si una de sus variables es igual a 1 implica que la unidad está fuera de servicio para mantenimiento durante el período correspondiente a esa variable, y si determinada variable es igual a 0 esto implica que la unidad está en servicio en el período correspondiente. [16]

Por ejemplo, las variables  $z$  asociadas con la parada de cada una de las unidades serían:

$$\underline{z} = \left[ \underbrace{z_{A1} x_{A2} z_{A3} z_{A4}}_{\text{Unidad A}} \quad \underbrace{z_{B1} x_{B2} z_{B3}}_{\text{Unidad B}} \quad \underbrace{z_{C2} z_{C3} z_{C4}}_{\text{Unidad C}} \right]$$

De estos dos conjuntos de variables ( $\underline{x}$  y  $\underline{z}$ ) se puede deducir que las variables  $x$  asociadas con el inicio de mantenimiento presentan las siguientes ventajas:

- (1) Se requerirán menos variables.
- (2) Se requerirán menos restricciones.
- (3) El algoritmo será más eficiente.

Esta formulación con variables de  $\underline{x}$  es más ventajosa, ya que representa con simplicidad la realidad física del sistema y permite considerar el problema del mantenimiento como un conjunto de deci-

siones SI-NO (por la bivalencia de las variables independientes) para la entrada en mantenimiento de cada unidad en cada período del intervalo de planificación del mantenimiento. [2]

#### 4.1.3 Función Objetivo

La función objetivo ó función costo a ser utilizado en el proceso de optimización permitirá obtener el mejor programa en relación al criterio objetivo que se adopte.

Es importante la existencia de alternativas de criterios objetivos en la elaboración de los programas, para poder establecer comparaciones ó modificaciones debido a contingencias inesperadas y entonces poder adoptar el mejor criterio de acuerdo a los recursos y confiabilidad de un sistema, consiguiéndose la optimización por el mínimo valor de la función objetivo.

##### A. Función Objetivo "Programa lo más temprano posible"

En esta función objetivo, sus coeficientes de costo (elementos de  $\underline{c}^T$ ) representan penalizaciones a los períodos en los cuales puede ser iniciado el mantenimiento de cada unidad. El valor de estas penalizaciones aumenta conforme el período correspondiente a la variable se aleje del primer período disponible para el inicio del mantenimiento de la unidad.

La minimización de esta función objetivo implica la obtención del programa (óptimo) en el cual el mantenimiento de cada unidad está programado para ser efectuado en el período más próximo como sea posible al primero disponible.

Esta función objetivo tiene la siguiente forma:

$$\underline{c}^T = \left[ c_{11} c_{12} \dots c_{1m} \quad c_{21} c_{22} \dots c_{2n} \dots \right] \quad (4.8)$$

donde para una misma unidad:  $c_{i1} < c_{i2} < c_{i3} < \dots$

La representación gráfica de esta función objetivo, parcialmente para cada unidad es indicada en la Figura 4.1.

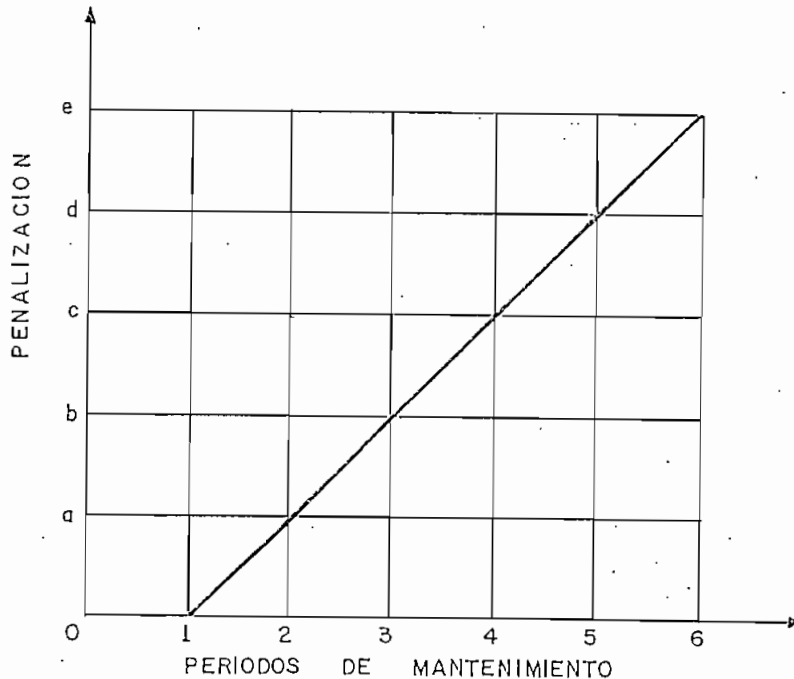


Fig. 4.1 Curva de penalización vs. período inicial de mantenimiento de una unidad para la Función Objetivo "Programa lo más temprano posible."



En el ejemplo esta función objetivo tendrá la siguiente forma:

$$\underline{c}^T = \left[ \underbrace{0 \quad 1 \quad 2}_{\text{Unidad A}} \quad \underbrace{0 \quad 1 \quad 2}_{\text{Unidad B}} \quad \underbrace{0 \quad 1}_{\text{Unidad C}} \right]$$

De esta manera se está cumpliendo con la 4° condición del problema de ejemplo.

B. Función Objetivo "Mínimo cambio de programa pre-establecido."

Esta función objetivo se la puede implementar cuando se presentan las siguientes situaciones:

- a) Por variaciones imprevistas en la demanda, cuando un crecimiento imprevisto de la demanda del sistema exija que parte de la reserva de generación entre en servicio, lo que puede diferir el mantenimiento de algunas unidades.
- b) Por contingencias inesperadas en la generación, asociadas principalmente a 2 causas: atraso en la instalación de nuevas unidades y salidas forzadas inesperadas de unidades en operación; las cuales obligarán a la anticipación del mantenimiento de algunas unidades y a veces hasta la interrupción del mantenimiento de otras unidades.

Cuando ocurren estas situaciones se tiene un programa parcialmente cumplido, cuya parte restante debe ser reformulada ó planteada nuevamente. Para lo cual es necesario encontrar la mejor alternativa u opción en la salida de unidades de manera de causar la mínima alteración en las condiciones de operación previamente establecidas.

En el caso de adición de nuevas unidades al programa de mantenimiento, la función objetivo que permite el mínimo cambio presenta la siguiente forma: [8].

$$\underline{C}^T = \left[ \begin{array}{cccccccc} & \text{unidades antiguas} & & & \text{unidades nuevas} & & & \\ \hline C_{11} & C_{12} & \dots & C_{1m} & C_{21} & C_{22} & \dots & C_{2n} & \dots & \dots & 0 & 0 & 0 & \dots & 0 & 0 & 0 \end{array} \right] \quad (4.9)$$

PROGRAMA EXISTENTE

Otras situaciones que exijan la reformulación de un programa previamente establecido pueden ser consideradas como casos particulares de (4.9), donde la parte relativa a nuevas unidades puede ser suprimida si no hay variación en el número de unidades a ser mantenidas.

En cualquier caso se debe hacer una reordenación de las unidades de tal manera que en las primeras variables figuren aquellas unidades cuyo mantenimiento haya sido concluído.

C. Función objetivo "Mínimo costo del mantenimiento o mínimo desvío del programa ideal"

Esta función generaliza la función objetivo "Programa lo más temprano posible", cuantificando penalizaciones por anticipación ó retraso del tiempo ideal de mantenimiento. Curvas como la de la Figura 4.2 pueden ser desarrolladas para cada unidad del sistema.

$$\underline{c}^T = \left[ \underbrace{4 \ 3 \ 2 \ 1 \ 0 \ 1 \ 2 \ 3}_{\text{Unidad 1}} \quad \underbrace{3 \ 2 \ 1 \ 0 \ 0 \ 1 \ 2 \ \dots\dots\dots}_{\text{Unidad 2}} \right] \quad (4.10)$$

La presencia de restricciones probablemente no permitirá que cada unidad sea mantenida en su período óptimo individual. Sumando los costos para todas las unidades se obtiene el costo global del mantenimiento del sistema, que minimizándolo provee el programa más económico en conjunto. [8]

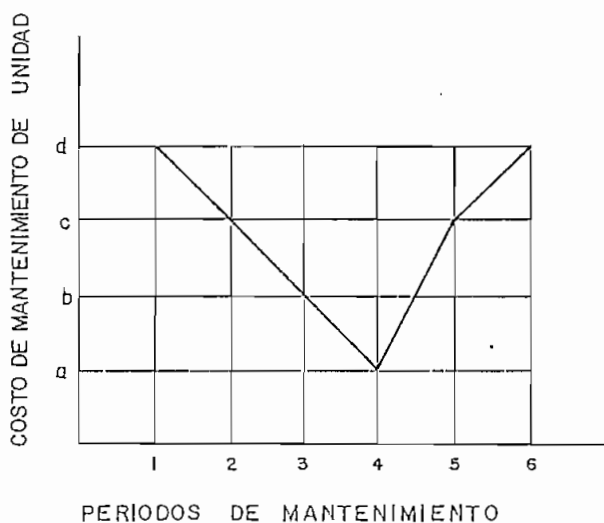


Fig. 4.2 Curva de costo de mantenimiento vs. período, de una unidad para la Función Objetivo "Mínimo costo de mantenimiento"

D. Función Objetivo para Nivelamiento de Reserva

La reserva neta  $R_N$  para determinado período está dada por la siguiente ecuación:

$$R_N = C_t - (D_m + C_m) \quad (4.11)$$

donde:

$C_t$ : capacidad total instalada.

$D_m$ : demanda máxima del período  $m$ .

$C_m$ : capacidad disponible para mantenimiento en el período  $m$ .

$C_t - D_m$  = reserva bruta del período  $m$ .

El nivelamiento de reserva neta consiste en la maximización de ésta en cada período y el programa obtenido por este criterio permite distribuir lo más uniformemente la reserva por medio de una buena distribución de las salidas para mantenimiento durante el intervalo de planificación, consiguiéndose una mayor reserva neta en cada período, lo que constituye la maximización de la mínima reserva de todo el intervalo.

Ya que el algoritmo requiere una función objetivo lineal, ésta puede ser representada por un vector  $\underline{c}^T$  cuyos elementos sean todos iguales a 0, sujeta a un conjunto de restricciones de capacidad [8]. Sin embargo este criterio no cumplirá eficazmente con los criterios de confiabilidad del sistema, por lo cual más adelante se tratará de la sustitu-

ción del nivelamiento de reserva por el nivelamiento de probabilidad de pérdida de carga. [10]

El nivelamiento de reserva se consigue restringiendo la capacidad disponible para mantenimiento, aumentando sistemáticamente el nivel de mínima reserva hasta que no sea posible encontrar una solución. Lógicamente con cada nivel de reserva se obtendrá un solo programa factible ya que siempre será 0 el valor de la función objetivo.

#### 4.1.4. Restricciones

La presencia de restricciones en el problema de programación del mantenimiento de generación permite involucrar de la mejor forma posible en el programa a obtenerse, las limitaciones de capacidad y el máximo aprovechamiento de los recursos disponibles del sistema como: equipos, cuadrillas de mantenimiento, etc.

La satisfacción de estas restricciones favorecerá la continuidad de servicio, la disponibilidad de cuadrillas de mantenimiento y equipos, y además el mantenimiento ininterrumpido en una frecuencia adecuada.

Los principales tipos de restricciones a utilizarse en este modelo matemático son:

#### A. Restricciones en el intervalo disponible para la salida.

Estas restricciones se basan en las características de

cada unidad, en lo que respecta a la periodicidad en la cual debe efectuarse su mantenimiento, asignando a cada unidad los períodos en los cuales puede ser iniciado su mantenimiento. Se fundamentan en datos históricos del sistema y de cada unidad.

En el ejemplo, se ha considerado un intervalo de planificación del mantenimiento, en el cual deben ser mantenidas las unidades generadoras, a partir del último mantenimiento de éstas. Así los intervalos disponibles para esas unidades son: El intervalo disponible para el mantenimiento de la unidad A está constituido por los períodos para el inicio de mantenimiento: 1, 2 y 3, sin contar el período 4, ya que la duración de la parada de esta unidad es de 2 períodos.

Para la unidad B, el intervalo disponible consta de los períodos 1, 2 y 3; y para la unidad C los períodos de inicio del mantenimiento son el 2 y 3.

B. Restricciones en la duración de la salida.

Permiten que cada unidad permanezca en mantenimiento el tiempo necesario para la conclusión del mismo, especificando en el número de períodos la duración de cada salida. Estas restricciones también se fundamentan en datos estadísticos de los ciclos de mantenimiento.

C. Restricciones particulares.-

Sirven para que cada unidad sea mantenida exactamente una sola vez durante su intervalo disponible para mantenimiento. Se requiere una restricción de igualdad por cada unidad. Para el ejemplo, en términos de las variables  $x$  estas restricciones se definen así:

$$\begin{array}{rcc} \text{Unidad A} & \text{Unidad B} & \text{Unidad C.} \\ x_{A1} + x_{A2} + x_{A3} & & = 1 \\ & x_{B1} + x_{B2} + x_{B3} & = 1 \\ & & x_{C2} + x_{C3} = 1 \end{array}$$

De acuerdo a la forma de estas restricciones se puede observar que para que cada unidad salga a mantenimiento, solamente una de sus variables correspondientes debe valer 1 para que se pueda cumplir con estas restricciones. Estas representan la 1° condición del problema de ejemplo.

D. Restricciones de secuencia.-

Establecen un orden para las salidas a mantenimiento e intervalos entre ellas, especialmente para unidades correspondientes a una misma cuadrilla de mantenimiento. También se pueden aplicar estas restricciones para permitir la simultaneidad del mantenimiento de 2 ó más unidades.

Respecto a la 2° condición del problema de ejemplo, la parada de la unidad C debe comenzar inmediatamente después

de haber terminado la parada de la unidad B:

<u>Unidad A</u>	<u>Unidad B</u>	<u>Unidad C.</u>
	$x_{B1}$	$-x_{C2} \leq 0$
	$x_{B2}$	$-x_{C3} \leq 0$
	$x_{B3}$	$\leq 0$

Si se requiere tener un intervalo de un período entre el fin de la parada de la unidad B y el inicio de la parada de la unidad C, se tendrían las restricciones en la siguiente forma :

<u>Unidad A</u>	<u>Unidad B</u>	<u>Unidad C</u>
	$x_{B1}$	$-x_{C3} \leq 0$
	$x_{B2}$	$\leq 0$
	$x_{B3}$	$\leq 0$

Se puede observar de estos 2 conjuntos de restricciones que en algunas de éstas se tiene una sola variable y para cumplir cada restricción, la única opción que tiene esa variable es valer 0, por lo cual se pueden eliminar sin problema estas variables y lógicamente la restricción. También se puede notar que no se toman en cuenta a las variables correspondientes a la unidad A en estas restricciones, ya que esta unidad no está implicada en la condición de secuencia del problema.



E. Restricciones de capacidad disponible para mantenimiento.—

Estas restricciones limitan en cada período el número de MW. disponibles para mantenimiento a partir de la capacidad total instalada, de la demanda máxima de cada período y de un nivel de mínima reserva neta.

Una restricción de este tipo debe ser desarrollada para cada período, los coeficientes correspondientes a sus variables son las capacidades nominales de cada unidad y su término independientemente representa la capacidad disponible para mantenimiento en cada período.

Estas restricciones tienen la siguiente forma para el ejemplo:

<u>Per.</u>	<u>Unidad A</u>	<u>Unidad B</u>	<u>Unidad C</u>	<u>Cap. Disp.</u>
1:	$80x_{A1}$	$+ 110x_{B1}$		$\leq 150$
2:	$80x_{A1} + 80x_{A2}$	$+ 110x_{B2}$	$+ 50x_{C2}$	$\leq 170$
3:	$80x_{A2} + 80x_{A3}$		$+ 110x_{B3} + 50x_{C2} + 50x_{C3}$	$\leq 180$
4:	$80x_{A3}$		$+ 50x_{C3}$	$\leq 120$

En la primera restricción no consta la unidad C porque su parada debe comenzar desde la semana ó período 2. En la segunda restricción, se puede ver que las 3 salidas pueden comenzar en el período 2. Además, si la salida de la unidad A comienza en período 1, esta se extenderá hasta el período 2 inclusive y empleará algo de la capacidad

disponible para este período, lo cual involucra la restricción en la duración en la salida, que en forma general se puede representar el número de períodos de duración por el número de coeficientes correspondientes a cada variable en el conjunto de estas restricciones.

F. Restricciones de exclusión

No permiten la salida simultánea de 2 ó más unidades correspondientes a una misma cuadrilla de mantenimiento ó que sean las de mayor eficiencia del sistema. [16]

Para el ejemplo se puede representar este tipo de restricciones de la siguiente manera, para cumplir con la 3° condición del problema de ejemplo:

<u>Per.</u>	<u>Unidad A</u>	<u>Unidad B</u>	<u>Unidad C.</u>
1:	$x_{A1}$	+ $x_{B1}$	$\leq 1$
2:	$x_{A1} + x_{A2}$	+ $x_{B2}$	$\leq 1$
3:	$x_{A2} + x_{A3}$	+ $x_{B3}$	$\leq 1$

$\leq 1$  significa que no más de una unidad debe estar fuera de servicio para mantenimiento. Se puede observar que no constan las variables correspondientes a la unidad C porque ésta no tiene limitaciones de exclusión. Además estas restricciones tienen la misma configuración de las restricciones de capacidad con la diferencia que todos los coeficientes correspondientes a sus variables tiene valor 1 y

es suficiente con llegar hasta la restricción que permita tener ya representadas a todas las variables, por lo cual no es necesaria la 4° restricción conforme a las restricciones de capacidad.

Analizando estos 6 tipos de restricciones se puede deducir que hay restricciones que establecen independencia entre las salidas de mantenimiento y hay otras que establecen interrelaciones entre las salidas. En el primer tipo se pueden clasificar a las de intervalo disponible, las de duración de la salida, las particulares y las de capacidad. En el segundo grupo constarán las de exclusión y las de secuencia.

Ahora que se tiene terminado el planteamiento y formulación del problema, como se había indicado anteriormente se tratará el criterio de nivelamiento de probabilidad de pérdida de carga.

#### 4.1.5 Nivelamiento de la Probabilidad de Pérdida de Carga

Es un criterio para obtener una mejor confiabilidad del sistema, a través de una metodología desarrollada por L. Garver [10]. El objetivo puede ser el de nivelar la probabilidad de no poder abastecer la demanda con la capacidad instalada disponible durante el año. Se podrá comprobar que mejores programas se obtendrán a través de un método que utiliza capacidad efectiva [19] en lugar de capaci

dad nominal de unidad y carga equivalente en vez de demanda máxima prevista para cada período.

La misma tabla de probabilidad de salida de generación empleada en el método de probabilidad de pérdida de carga (LOLP) puede ser utilizada para determinar la capacidad efectiva para sostener carga (effective load carrying capability) de cada unidad a ser programada en mantenimiento. La carga equivalente refleja la variación de la demanda máxima durante cada período. Para calcular la probabilidad de pérdida de carga se emplea el método LOLP. [21]

Para aclarar el objetivo de este criterio, se realizó la comparación entre 2 programas de mantenimiento. Un criterio tradicional de programación de mantenimiento ha sido el de nivelar reservas. La Figura 4.3 presenta un ejemplo simple de 3 períodos de mantenimiento, y muestra como podría programarse el mantenimiento de 5 unidades de un sistema grande para obtener nivelamiento de reserva. [10] Se calculó la probabilidad de pérdida de carga para cada período y la suma de las probabilidades de los 3 períodos dió 0.0785 días/año.

La Fig.4.4 representa un programa de mantenimiento por nivelamiento de probabilidad de pérdida de carga a partir de las capacidades efectivas de cada unidad y de las cargas equivalentes calculadas para cada período. De este programa se ha derivado un programa con capacidades no-

minales y demandas máximas, el cual se muestra en la Figura 4.5. Calculando las probabilidades de pérdida de carga nuevamente para los 3 períodos se obtuvo una suma de probabilidades de 0.0715 días/año, que es menor que el resultado obtenido por nivelamiento de reservas.

Entonces se puede deducir que el criterio de nivelamiento de probabilidad de pérdida de carga permite obtener programas con mejor índice de confiabilidad que los obtenidos por nivelamiento de reservas. El término nivelamiento se lo puede interpretar como la disminución del mayor valor y el aumento del menor valor, además de conseguir una menor suma de valores. Ese valor puede ser la reserva ó la probabilidad de pérdida de carga en cada período para estos 2 casos.

DEMANDA MAXIMA + MANTENIMIENTO

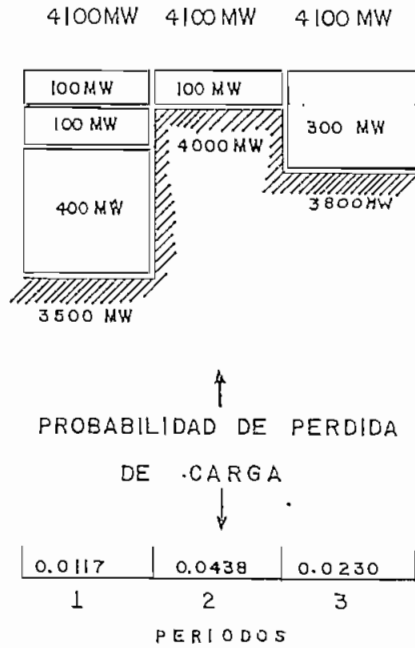


Fig. 4.3 Programa de mantenimiento para nivelar reservas. Suma prob. = 0.0785 días/año.

CARGA EQUIVALENTE + MANTENIMIENTO EFECTIVO

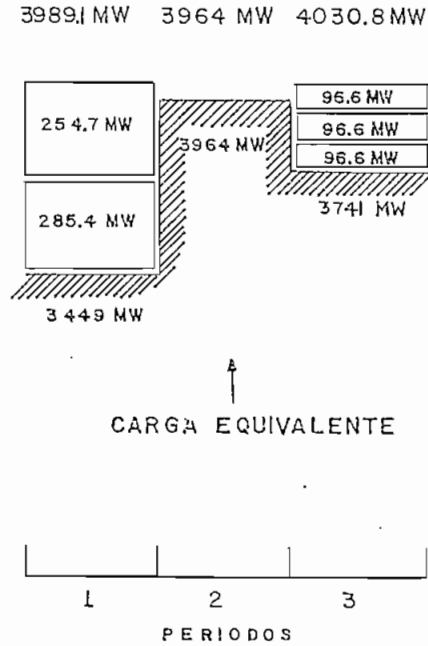


Fig. 4.4 Programa de mantenimiento para nivelar carga equivalente + capacidad efectiva.

DEMANDA MAXIMA + MANTENIMIENTO

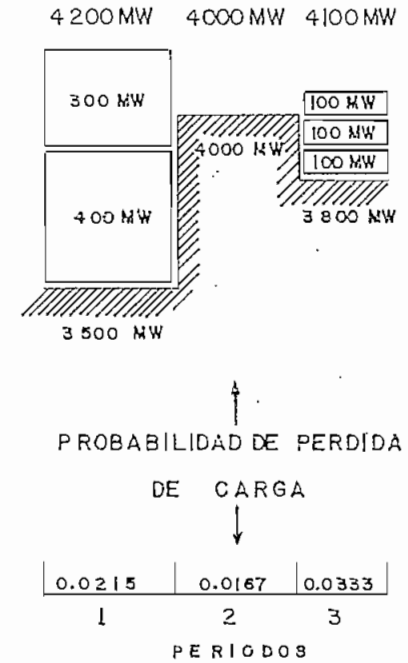


Fig. 4.5 Programa derivado de la figura 4.4. Suma prob = 0.0715 días/año

Este procedimiento que incorpora consideraciones de confiabilidad, consta de los siguientes pasos:

- (1) Encontrar la tabla de probabilidad de salida de generación, a partir de la capacidad nominal de unidades, capacidad total instalada y la tasa de salida forzada de unidad (FOR). [18]
- (2) Encontrar el parámetro  $m$ . A partir de la tabla de probabilidad de salida de generación se traza la curva de probabilidad de salida vs. MW en salida forzada en un gráfico semi-logarítmico como lo muestra la Figura 4.6.

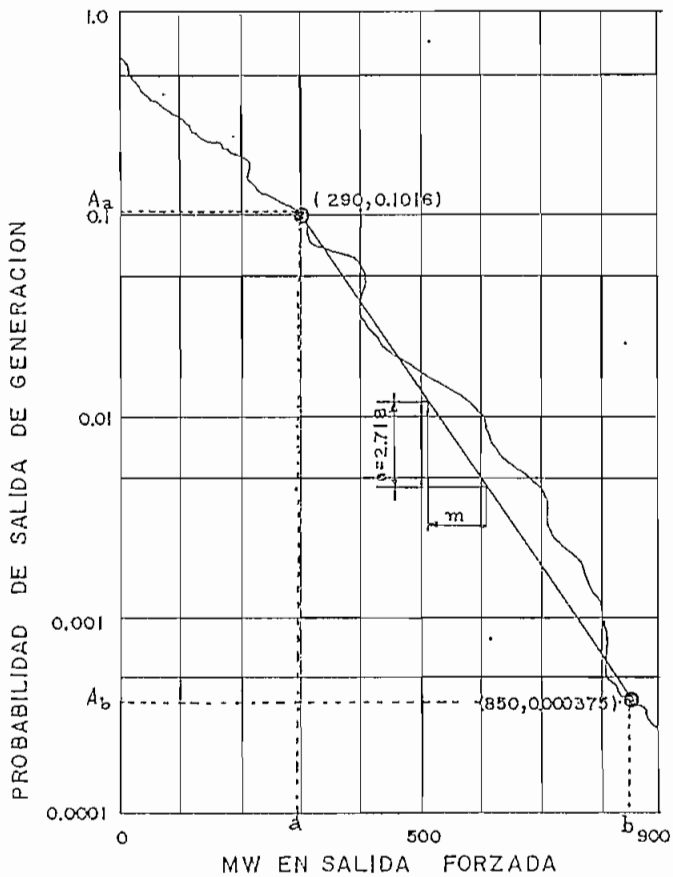


Fig.4.6 Método gráfico para encontrar el parámetro  $m$ .

En ese gráfico se traza una línea recta entre 2 puntos de la curva, que comprendan una porción significativa para establecer un nivel de confiabilidad adecuado.

La inclinación de la línea recta está caracterizada por el parámetro  $m$  que representa la variación de MW. en salida de generación asociada a "e" veces el incremento de la probabilidad de salida, siendo  $e$  la base del sistema de logaritmos naturales. [10]

El parámetro  $m$  se puede calcular sin recurrir a la curva mediante la siguiente ecuación:

$$m = (b - a) / \ln (A_a / A_b) \quad (4.12)$$

donde:

$A_a$  = probabilidad para la salida de  $a$  MW.

$A_b$  = probabilidad para la salida de  $b$  MW.

- (3) Calcular la capacidad efectiva para sostener carga (effective load carrying capability) para cada unidad.

Por ejemplo empleando capacidades efectivas se puede ver que la salida de una unidad de 800 MW es menos perjudicial para el sistema, que la salida para mantenimiento al mismo tiempo de dos unidades de 400 MW, ya que la primera tiene una capacidad efectiva menor que la suma de las capacidades efectivas de las segundas. [8]



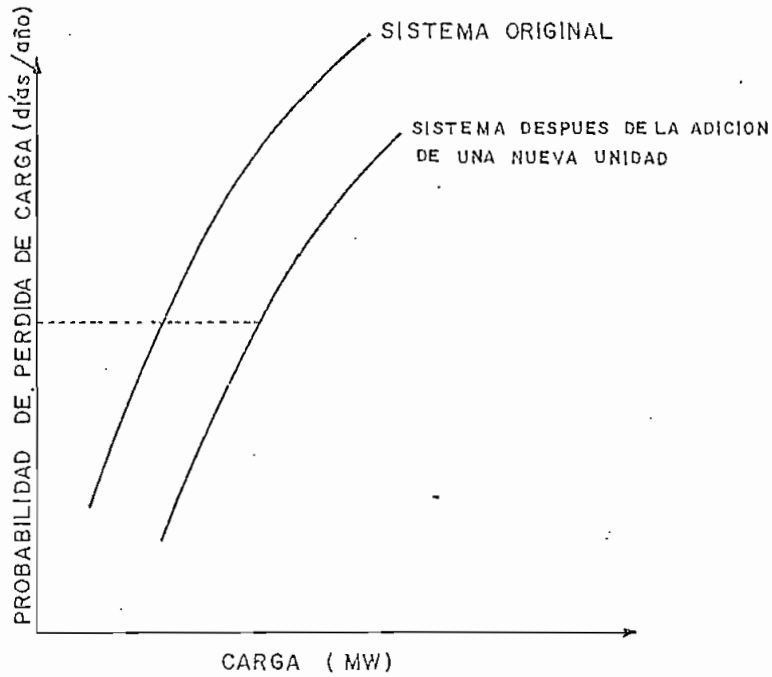


Fig.4.7 Función de probabilidad de pérdida de carga para antes y después de la adición de una nueva unidad.

La capacidad efectiva es una forma de establecer cuanto de la capacidad nominal de una unidad es necesario para conservar el nivel de confiabilidad del sistema.

El concepto de capacidad efectiva de sustentar carga para una unidad representa a un incremento de carga que el sistema puede soportar con la adición de la undad a un determinado nivel de probabilidad de pérdida de carga, generalmente el calculado para un intervalo anterior.

Programar el mantenimiento ó la salida de una unidad es análogo a la adición de una unidad en forma reversa. La Figura 4.7 muestra curvas típicas de probabi-

lidad de pérdida de carga para antes y después de la adición de una nueva unidad.

La capacidad efectiva se calcula usando la siguiente ecuación:

$$c^* = c - m \cdot \ln [ (1 - r) + r \cdot e^{c/m} ] \quad (4.13)$$

donde:

$c^*$  : capacidad efectiva de la unidad.

$c$  : capacidad nominal de la unidad.

$m$  : disminución de MW. de reserva que incrementará la probabilidad de pérdida de carga "e" veces.

$r$  : tasa de salida forzada de unidad.

$e$  : base del sistema de logaritmos naturales.

- (4) Calcular la carga equivalente para cada período de mantenimiento. Dos períodos con una misma demanda máxima pueden tener diferentes variaciones de demanda y por lo tanto diferentes probabilidades de pérdida de carga. Por esta razón se hace también necesaria la consideración probabilística de la demanda, para que su variación en cada período sea traducida a un único valor de carga asociado a un único nivel de probabilidad relativa de pérdida de carga.

La carga equivalente en cada período es el valor de carga simple que si fuera encontrado el mismo número de veces que la variación de la demanda produciría la

misma probabilidad de pérdida de carga para cada período. [10]

En un período con "n" variaciones de carga, la probabilidad relativa de pérdida de carga para cada variación puede ser calculada por medio de la siguiente ecuación:

$$A_i = e^{(D_i - D_m)/m} \quad i= 1, \dots, n \quad (4.14)$$

donde:

$A_i$  : probabilidad relativa de pérdida de carga con la carga  $D_i$ .

$D_m$  : mayor demanda del período menos  $m$ .

$m$  : parámetro calculado por la ecuación (4.12).

La carga equivalente  $D_e$  puede ser calculada a través de la siguiente expresión:

$$D_e = D_m + m \cdot \ln (A_g) \quad (4.15)$$

donde:

$A_g$  : probabilidad relativa promedio de pérdida de carga.

- (5) Seleccionar un programa de mantenimiento. Los pasos previos han permitido calcular la capacidad efectiva de cada unidad y la carga equivalente en cada período de mantenimiento. Cualquier procedimiento que nivela reservas puede ser adaptado para nivelamiento de probabilidad de pérdida de carga, reemplazando en las res

tricciones de capacidad disponible para mantenimiento las capacidades nominales por las capacidades efectivas y las demandas máximas de cada período por cargas equivalentes.

Así la capacidad efectiva disponible para mantenimiento  $C_m$  puede ser establecida en cada período por: [2]

$$C_m = C_{et} - D_e - R_e \quad (4.1)$$

donde:

$C_{et}$  : capacidad efectiva total instalada.

$D_e$  : carga equivalente para cada período.

$R_e$  : reserva efectiva requerida.

La función objetivo para este criterio es la misma que se emplea para nivelamiento de reservas, es decir con todos los coeficientes de costo iguales a 0.

En el problema de programación del mantenimiento, la salida de cada unidad produce una variación en la capacidad efectiva total instalada y como consecuencia hay una alteración en la función representada en la Figura 4.7. En tonces el problema consiste en determinar la capacidad efectiva disponible para mantenimiento en cada período para maximizar la reserva efectiva, que constituye una reserva necesaria para conservar el nivel de confiabilidad del sistema.

## 4.2 ALGORITMO

### 4.2.1 Introducción

Para resolver el problema del mantenimiento como un problema lineal entero 0-1, el algoritmo empleado está basado en los métodos de Enumeración Implícita, los cuales están relacionados al método de E. Balas. Este algoritmo es un caso particular de programación lineal entera 0-1, como se verificará más adelante. En esta tesis se ha trabajado sobre un algoritmo general de Enumeración Implícita [20], al cual se le han hecho algunas adaptaciones de acuerdo a las características del algoritmo propio del problema para construir el programa de computación que permite resolver el problema de programación del mantenimiento de generación.

Este algoritmo consiste en la búsqueda a través de un árbol de soluciones, permitiendo la enumeración de todas las  $2^n$  soluciones, de las cuales la gran mayoría son enumeradas implícitamente a través de mecanismos que verifican la factibilidad o no factibilidad de las soluciones.

El mantenimiento de cada unidad puede ser iniciado una sola vez y en cada solución el valor 1 está asociado a una sola variable perteneciente al subconjunto de variables correspondientes a cada unidad, asignando el valor 0 al resto de variables del subconjunto. Así por ejemplo, si se programa el mantenimiento de 6 unidades, en cada solución

factible solamente 6 variables del vector  $x$  tendrán valor 1, cada una correspondiente al inicio del mantenimiento de cada unidad, las demás variables tendrán valor 0. Por esta razón, el problema de programación del mantenimiento constituye un problema particular de programación lineal entera 0-1, característica que facilita la simplificación en el desenvolvimiento del árbol de soluciones, por la eliminación de un gran número de soluciones a través de las restricciones particulares ya indicadas, sin enumerar todas las  $2^n$  soluciones.

El árbol de soluciones para el problema de programación del mantenimiento representado en la Figura 4.8, está compuesto de tantos niveles cuantas fueren las unidades consideradas para ser mantenidas, y cada nivel contiene los subconjuntos de ramas que representan los subconjuntos de variables correspondientes a cada unidad y que constituyen todas las opciones de solución para cada unidad. [8]

Como el mantenimiento de cualquier unidad puede ser iniciado solamente una vez, del conjunto de las  $2^n$  soluciones, donde  $n$  es el número total de variables, son eliminadas todas aquellas en las cuales más de una variable correspondiente a la misma unidad tengan valor 1, lo que en la realidad significaría la repetición del inicio del mantenimiento de una unidad contradiciendo el planteamiento del problema.

Matemáticamente, esta particularidad se puede expresar de la siguiente forma:

$$\begin{array}{l} \text{Número total de soluciones de un problema} \\ \text{lineal entero 0-1} \end{array} = 2^n \quad (4.17)$$

$$\begin{array}{l} \text{Número de soluciones examinadas por el pro-} \\ \text{blema de programación del mantenimiento} \end{array} = \prod_{k=1}^U r_k \quad (4.18)$$

$$\text{Número de soluciones eliminadas} = 2^n - \prod_{k=1}^U r_k$$

donde:

$n$  : número total de variables.

$U$  : número de unidades a ser mantenidas.

$r_k$  : número de variables correspondientes a la unidad  $k$ .

Para el pequeño ejemplo de 3 unidades considerado anteriormente, el número de soluciones eliminadas es igual a:

$$2^8 - (3 \times 3 \times 2) = 256 - 18 = 238$$

#### 4.2.2 Proceso de Búsqueda

##### A. Iniciación del proceso:-

El algoritmo básicamente parte de una solución que puede ser ó no factible. Se analizará la factibilidad de esta solución en cada nivel del árbol de soluciones y en caso de no encontrar factibilidad, el algoritmo deriva otras soluciones hasta encontrar una solución factible, desde la cual se analizarán solamente las soluciones que tengan cada vez menor valor de función objetivo. La última solución factible que ha sido posible encontrar es la solución óptima.

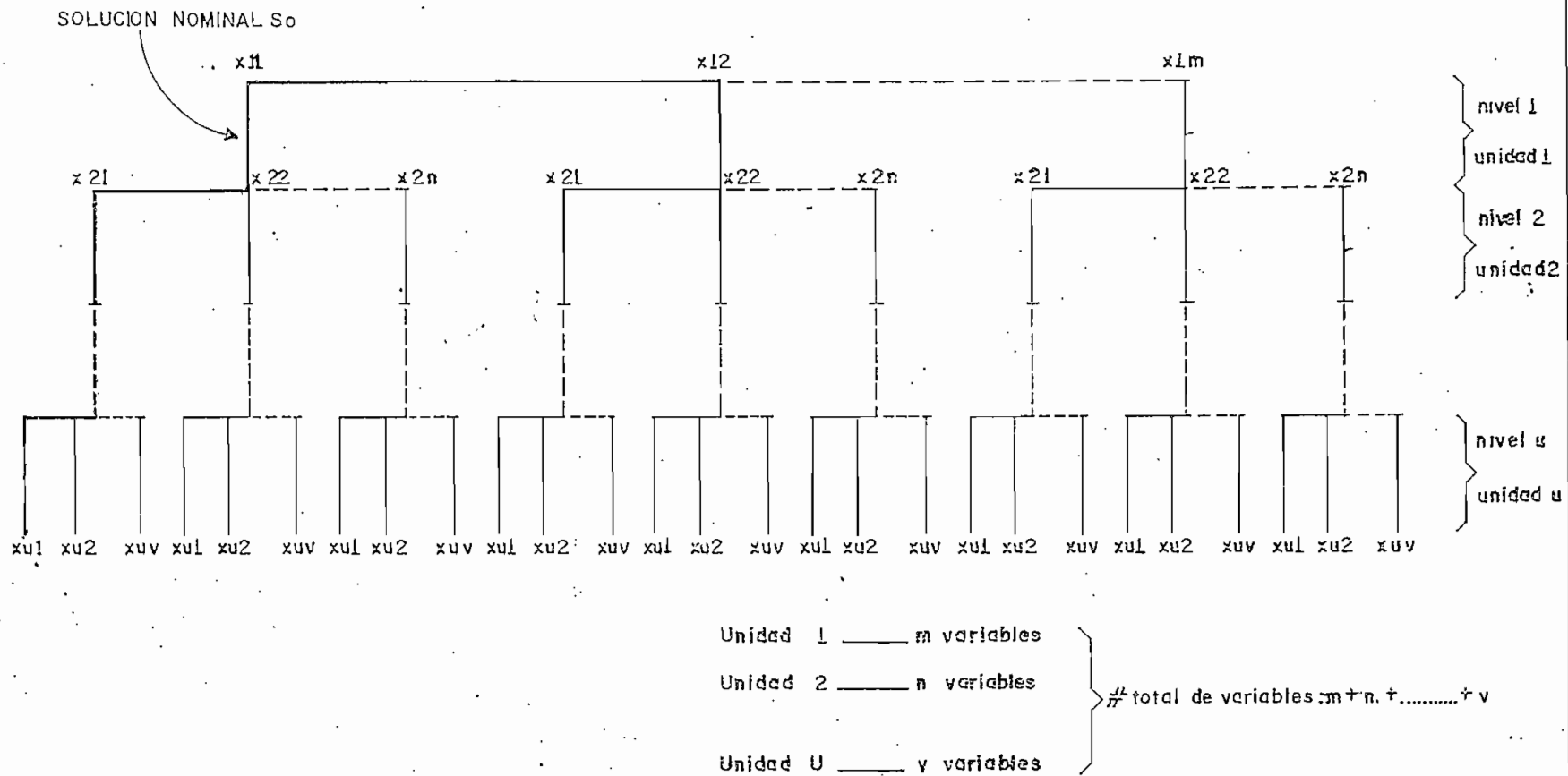


FIG. 4.8 ARBOL DE SOLUCIONES <sup>examinadas</sup> PARA PROBLEMA DE PROGRAMACION DEL MANTENIMIENTO DE GENERACION



Definiciones:

\*Una solución  $S_k$  está representada por el conjunto  $J_k$ , cuyos elementos son los subíndices de las variables  $x$  que tienen valor 1, una por cada unidad ó nivel del árbol de soluciones:

$$S_k \longrightarrow J_k = \{ P_1 P_2 P_3 \text{ -----} P_U \} \quad (4.19)$$

donde:

$P_i$  : subíndice de la variable independiente, correspondiente a la unidad  $i$ , que tiene valor 1.

El conjunto  $J_k$  está compuesto de los subconjuntos  $J_f$  y  $J_q$ . El subconjunto  $J_f$  está constituido por los subíndices de las variables independientes de los niveles, que ya fueron analizados y verificadas su posibilidad de ser parte de una solución factible. En cambio  $J_q$  es el conjunto de variables independientes de los niveles que todavía no han sido analizados. [2]

Por tanto, cuando se hace el análisis de factibilidad de una solución  $S_k$  en el nivel  $j$ , los conjuntos indicados pueden expresarse así:

$$\begin{aligned} J_k &= \{ P_1 P_2 \text{ --} P_{j-1} P_j \text{ -----} P_U \}, & n_k &= U \\ J_f &= \{ P_1 P_2 \text{ --} P_{j-1} \} & , & n_f = j-1 \quad (4.20) \\ J_q &= \{ P_j P_{j+1} \text{ --} P_U \} & , & n_q = U-j+1 \end{aligned}$$

donde:

$n_i$  = número de los elementos pertenecientes al conjunto  $J_i$ .

$U$  = número de unidades a ser mantenidas.

\*Se define como solución parcial a toda solución  $S_k$  en la cual el número de elementos  $n_f$ , que son los subíndices de las variables independientes ya analizadas iguales a 1 es menor que el número total de variables iguales a 1 ( $U$ ), que debe tener una solución factible completa.

\*Solución descendiente es aquella solución cuyo subconjunto de variables ya analizadas iguales a 1 incluye al subconjunto de variables ya analizadas iguales a 1 correspondiente a la solución parcial de la cual se ha derivado. La búsqueda a través del árbol de soluciones es efectuada en forma creciente, de tal manera que en cada nivel es hecho el análisis de factibilidad y una nueva solución descendiente es generada obteniéndose del subconjunto  $J_q$  un nuevo elemento para el subconjunto  $J_f$ , cuyo número de elementos aumenta hasta un límite que es igual al número de unidades a ser mantenidas.

\*Un factor importante en la eficiencia del algoritmo constituye la determinación de la solución inicial, llamada solución nominal, en la iniciación del proceso. Se elige como solución nominal a la solución representada por la rama más izquierda del árbol de soluciones (Fig.4.8), cu

yo conjunto de subíndices  $J_0$  correspondiente a esta solución nominal  $S_0$  es:

$$S_0 \longrightarrow J_0 = \{ 1 \ 1: \quad 2 \ 1 \quad - \quad - \quad - \quad u \ 1 \} \quad (4.21)$$

Cabe anotar que cada elemento de un vector  $J_k$  puede tener tantos valores cuantas fueren las variables correspondientes a cada unidad, debido al número de períodos disponibles para el inicio de su mantenimiento.

Durante el desarrollo del proceso actúan 2 importantes mecanismos en la enumeración de las soluciones, los cuales son: la enumeración hacia atrás y la terminación del proceso de búsqueda.

B. Enumeración hacia atrás (Backtracking).

Este mecanismo consiste en lo siguiente:

El subíndice de la variable que tiene valor 1 en el nivel que se está analizando la factibilidad, vuelve a ser el primer subíndice del nivel (subíndice de la variable que tenía ese nivel en la solución nominal) que corresponde al primer período para el inicio del mantenimiento de la unidad correspondiente. Luego se regresa al nivel próximo anterior donde se efectúa la variación a través de las variables correspondientes a este nivel, para verificar la factibilidad de una nueva solución.

La enumeración hacia atrás se efectúa cuando se presentan las siguientes situaciones:

- (1) Cuando se han analizado todas las alternativas u opciones en un nivel determinado sin encontrar factibilidad.
- (2) Cuando se ha determinado una solución factible completa.

En la enumeración hacia atrás, el análisis de factibilidad será efectuado solamente para buscar una nueva solución con menor valor de función objetivo, ya que se la está minimizando, lo que favorece la eliminación de una serie de soluciones aún siendo factibles no son atractivas para el objetivo que se persigue. Por lo tanto, luego de haberse alcanzado la primera solución factible, las siguientes tendrán cada vez un menor valor de función objetivo, hasta alcanzar la última solución factible, que por tener el mínimo valor de función objetivo constituye la solución óptima.

#### C. Terminación del proceso de búsqueda.

El proceso de búsqueda del algoritmo termina en los siguientes casos:

- (1) Cuando se ha determinado y verificado que no existe solución factible con menor valor de función objetivo que la última encontrada, es decir que se ha verificado haber encontrado la solución óptima.
- (2) Cuando se han analizado todas las soluciones posibles sin haberse encontrado ninguna solución factible, lo que implica que el problema no tiene solución en la

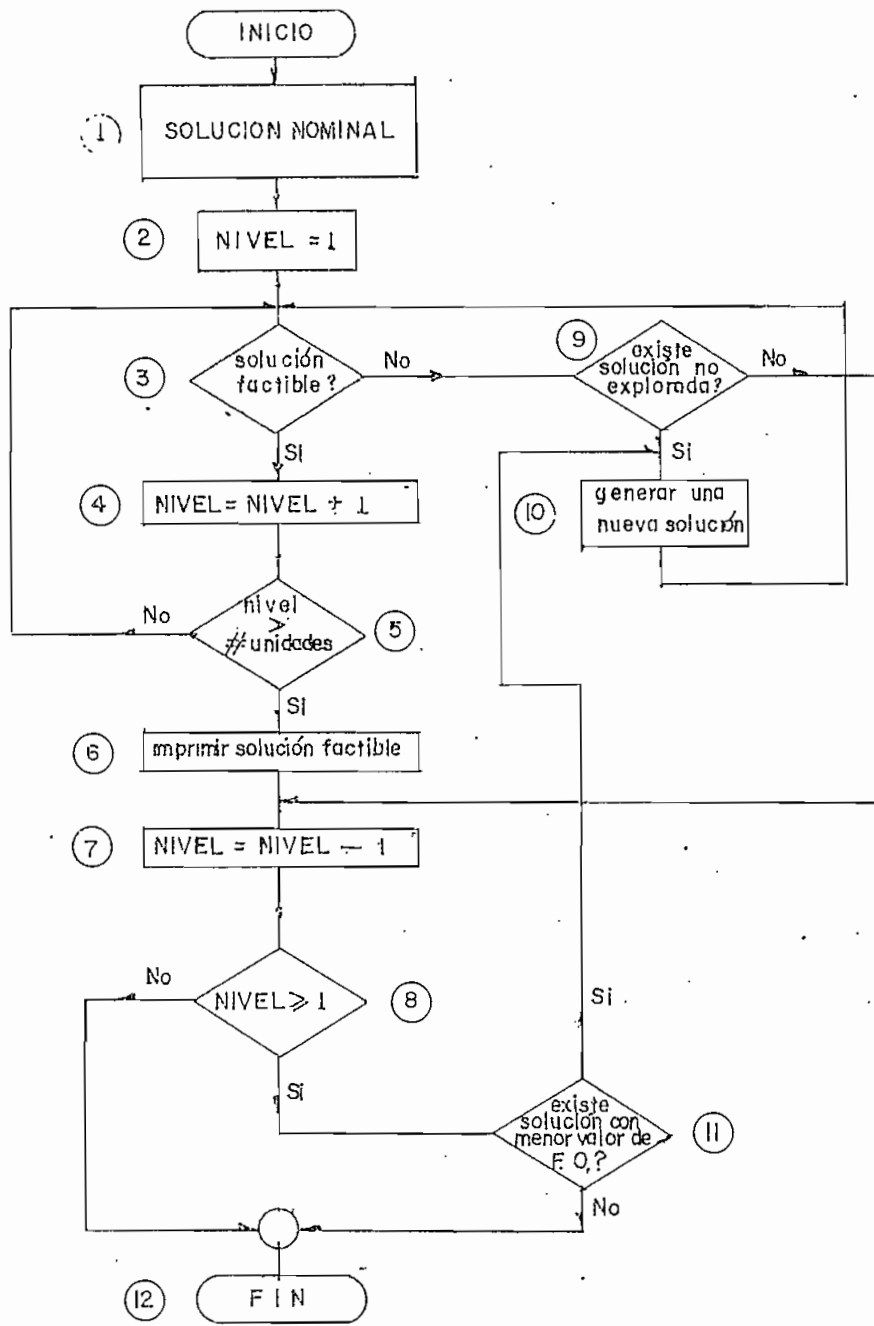


FIG.4.9 DIAGRAMA DE BLOQUES DEL ALGORITMO PARA RESOLVER EL PROBLEMA DE PROGRAMACION DEL MANTENIMIENTO DE GENERACION

forma planteada.

En ambos casos se efectúa una serie de enumeraciones hacia atrás a los niveles anteriores hasta alcanzar el primer nivel del árbol de soluciones, luego de lo cual el proceso termina automáticamente.

Todos estos pasos del proceso de búsqueda se encuentran en el diagrama de bloques representado en la Figura 4.9.

#### 4.2.3 Aspectos de aplicación del algoritmo

La formulación del problema mostrada a partir de la ecuación (4.1), fundamentalmente pretende alcanzar un objetivo: Traducir en la mejor forma posible las características reales del sistema, a través de consideraciones simples y de un algoritmo eficiente.

Con este algoritmo es posible obtener programas factibles y óptimos utilizando cada uno de los tipos de funciones objetivo descritos en la sección 4.1.3. En relación al criterio de nivelamiento de reserva, que realmente no representa una función objetivo, se lo plantea solamente en base a un conjunto de restricciones de capacidad disponible para mantenimiento en cada período. Para la aplicación del algoritmo en este caso, a todos los coeficientes de la función objetivo se los asigna el valor 0, de tal manera que es determinado, si existe, solamente un programa factible de man

tenimiento, puesto que el valor de la función objetivo será 0, y será imposible obtener una solución que tenga menor valor de función objetivo. El mejor programa en relación a este criterio se obtendrá disminuyendo progresivamente el término independiente de las restricciones de capacidad hasta el límite de no encontrar programa factible alguno.

#### 4.3 PROGRAMA

##### 4.3.1 Resolución de problemas de programación lineal entera 0-1 (P.L.E.)

En estos problemas cada variable tiene valor bivalente, ó sea una variable puede valer 0 ó 1.

En un problema de P.L.E de  $n$  variables hay que analizar  $2^n$  soluciones posibles, la mayoría de las cuales pueden ser no factibles. Para su resolución se tienen que enumerar todas las posibles soluciones, rechazando aquellas que no son factibles ó sea aquellas que violan una ó más restricciones y considerando solución factible la que además de no violar restricciones, minimice la función objetivo. Las soluciones se las puede enumerar en 2 formas: explícitamente e implícitamente.

##### A. Enumeración explícita o exhaustiva.-

Empleando enumeración explícita como procedimiento de resolución, se necesitaría un proceso sistemático para gene

rar todas las  $2^n$  soluciones posibles, cada una en forma completa, que cada vez que se genere una nueva solución se la someta al análisis de factibilidad, y que en caso de ser factible se la almanece como fila de una matriz.

Sin embargo para problemas de gran número de variables, como es el caso del problema de programación del mantenimiento, con este procedimiento se tendría que enumerar un elevado número de soluciones en forma explícita, lo que resulta en un método impracticable porque requerirá de una gran capacidad de memoria y tomará mucho tiempo en su proceso. Por esta razón se han diseñado métodos superiores de búsqueda de la solución óptima de estos problemas, como el método de enumeración implícita, que es eficiente en términos computacionales (memoria y tiempo). [20]

#### B. El método de Enumeración Implícita.-

Este método para la resolución de problemas de P.L.E. 0-1, enumera todas las  $2^n$  soluciones, pero la gran mayoría en forma implícita. Además de acuerdo a la particularidad del problema, de las  $2^n$  soluciones solamente  $\prod_{k=1}^v r_k$  serán soluciones posibles y serán examinadas como se indicó en la sección 4.2.

Para ilustrar el proceso de la enumeración implícita, se considerará la determinación de todas las soluciones factibles de la siguiente desigualdad que puede representar a una restricción:



$$3x_1 - 8x_2 + 5x_3 \leq -6$$

$$x_j = (0,1), \quad j = 1,2,3$$

Como la desigualdad es de 3 variables, tendrá  $2^3 = 8$  soluciones posibles. Se observa por simple inspección, que toda solución para que sea factible deberá tener  $x_2$  fijada al valor 1, lo que significa que las soluciones  $(x_1, x_2, x_3)$  que tengan  $x_2 = 0$  no serán factibles, es decir que las soluciones  $(0,0,0)$ ,  $(1,0,0)$ ,  $(0,0,1)$  y  $(1,0,1)$  serán automáticamente descartadas.

Puesto que  $x_2 = 1$  es un requisito necesario para cumplir la desigualdad, otras variables pueden tener valor 1 en la solución, siempre que contribuyan a cumplirla, para lo cual sus coeficientes no deben exceder de 2. Como el coeficiente de  $x_1$  es 3, la variable  $x_1$  debe ser fijada al valor 0, lo que significa que  $(1,1,0)$  y  $(1,1,1)$  también son descartadas por enumeración implícita. Como ahora se tiene  $x_1 = 0$  y  $x_2 = 1$ , la solución  $(0,1,1)$  es descartada porque el coeficiente de  $x_3$  es 5. La única solución restante  $(0,1,0)$  constituye entonces la única solución factible para la desigualdad.

Para apreciar la efectividad de la enumeración implícita, la Figura 4.10 muestra una representación gráfica de las ideas empleadas en el ejemplo anterior. La primera conclusión es que  $x_2$  debe ser fijada al valor 1. De esta mane

ra todas las ramas que parten de la rama  $x_2 = 0$  (líneas discontinuas) son descartadas, por lo cual se dice que  $x_2 = 0$  ha sido sondeada. Para  $x_2 = 1$ , la desigualdad muestra que con  $x_1 = 1$  no se cumplirá y por tanto  $(x_2 = 1, x_1 = 1)$  es sondeada. La próxima opción con  $x_2 = 1, x_1 = 0$ , la rama  $x_3 = 1$  no dará factibilidad a la solución, pero la rama  $x_3 = 0$  sí producirá una solución factible. De esta manera se han enumerado a las  $2^3$  soluciones. [24]

Para una eficiente implementación de la enumeración implícita es necesario considerar dos factores importantes:

- (1) Un esquema que asegure la enumeración de todas las soluciones en forma implícita y en forma explícita, sin repetición alguna.
- (2) Las pruebas de sondeo deben ser diseñadas para excluir de la mejor manera posible las soluciones que no impliquen factibilidad.

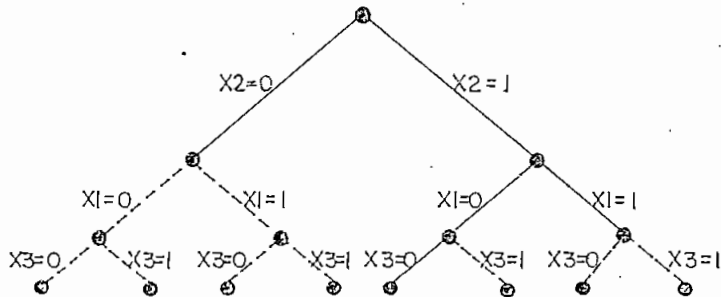


Fig. 4.10 Representación gráfica de la enumeración implícita.

Un método eficiente y flexible es requerido para enume

rar todas las soluciones posibles. La eficiencia radica en que no se debe imponer el esquema de enumeración a la memoria del computador y la flexibilidad significa que se debe obtener y almacenar información fácilmente.

Definiciones.-

La enumeración implícita no considera combinaciones ó soluciones binarias "completas". Empieza fijando un valor binario a una ó más variables y gradualmente construye la solución aumentando nuevas variables con valores fijos 0 ó 1. Así en el ejemplo, la enumeración comienza fijando el valor de 1 a  $x_2$ , luego se aumenta  $x_1$  con valor de 0 y así en adelante. En el curso de cada uno de esos aumentos, es evidente que soluciones ó combinaciones completas son descartadas sin llegar a ser consideradas explícitamente.

Las siguientes definiciones son enunciadas para facilitar la presentación del esquema. Por conveniencia la notación  $+j$  ( $-j$ ) es usada para indicar  $x_j = 1$  ( $x_j = 0$ ). Por ejemplo la información  $x_2 = 1$ ,  $x_1 = 0$  y  $x_3 = 0$  es representada como  $\{+2, -1, -3\}$ .

- (1) Solución parcial ( $J_f$ ). Es un subconjunto ordenado del conjunto  $J_k$ , cuyos elementos son los subíndices de las variables que han sido fijadas a un valor binario. En el ejemplo,  $J_f = \{+2, -1\}$  es una solución parcial donde  $x_2 = 1$  y  $x_1 = 0$ .

- (ii) VARIABLES LIBRES ( $J_q = J_k - J_f$ ). Es el subconjunto de variables a las cuales todavía no se las ha asignado un valor binario para la solución parcial.
- (iii) COMPLEMENTO DE  $J_f$  (Solución descendiente). Es el conjunto de variables que incluye al conjunto de variables de la solución parcial de la cual se ha derivado. En el ejemplo,  $J_f = \{+2, -1\}$  tiene 2 complementos:  $\{+2, -1, -3\}$  y  $\{+2, -1, +3\}$ .
- (iv) SOLUCIÓN PARCIAL SONDEADA. Una solución parcial es sondeada si todos sus complementos pueden ser descartados por no prometer factibilidad. En el ejemplo,  $J_f = \{-2\}$  y  $J_f = \{+2, +1\}$  son soluciones parciales sondeadas. [24]

Hay 2 formas para enumerar implícitamente las soluciones. Un grupo de soluciones es implícitamente enumerado por no factibilidad cuando no es posible satisfacer una restricción agregando algún complemento a una solución parcial (solución parcial sondeada). También se puede enumerar un grupo de soluciones por factibilidad cuando una solución parcial factible puede ser complementada asignándose el valor 0 a las variables restantes. [20]

En otras palabras enumerar implícitamente significa ignorar a las soluciones descendientes de determinada solución parcial, ya sea por factibilidad o por

no factibilidad. Cuando una solución parcial ha sido examinada de esta forma, se efectúa la enumeración hacia atrás para realizar el análisis de otras soluciones.

#### 4.3.2 Programa de computación para la resolución del problema de programación del mantenimiento de generación.

El programa requiere la formulación del problema de la siguiente manera:

- (1) Todas las restricciones deberán tener la forma  $g_i - b_i \geq 0$  ( $\underline{A} \underline{x} - \underline{b} \geq 0$ ), facilitando la rápida identificación de las variables que podrían formar parte de una solución para cumplir con una restricción inicialmente no satisfecha.
- (2) Todos los coeficientes de la función objetivo que se requiere minimizar deben ser mayores o iguales a 0. Esto implica que si se tiene una solución parcial factible, no será conveniente complementarla asignando el valor 1 a las variables restantes, pues se aumentaría el valor de la función objetivo:

Puesto que en la formulación del programa del mantenimiento de generación, indicada en la sección 4.1.4 se tienen restricciones de igualdad, para poder cumplir con la condición (1) existe una forma simple de convertir aquellas

restricciones de igualdad en restricciones de desigualdad [20]:

Dadas:

$$g_1 = b_1$$

$$g_2 = b_2$$

.

.

.

$$g_m = b_m$$

Poner:

$$g_1 - b_1 \geq 0$$

$$g_2 - b_2 \geq 0$$

.

.

.

$$g_m - b_m \geq 0$$

(4.22)

$$-g_1 - g_2 \cdot \cdot \cdot - g_m + b_1 + b_2 \cdot \cdot \cdot + b_m \geq 0$$

Así las m restricciones de igualdad se han convertido en (m+1)restricciones de desigualdad. Este artificio servirá para formular las restricciones particulares del problema que significan que el mantenimiento de cada unidad sólo debe iniciarse una vez.

También se ha comprobado que iniciando el programa de computación con la solución inicial llamada solución nominal, indicada en la sección 4.2.1, el programa demoró menos tiem

po en su proceso, obteniéndose los mismos resultados.

A. Procedimiento general.

El procedimiento general consta de los siguientes pasos:

- (1) El programa comienza con la entrada de los datos del problema, entre los cuales consta el conjunto  $S_0$  que representa a la solución nominal; adoptando el valor infinito como límite superior del valor de la función objetivo, a partir del cual se encontrará la primera solución factible con un menor valor de función objetivo. Este paso corresponde al bloque 1 del diagrama de bloques del algoritmo (Fig. 4.9).
- (2) Calcular la suma de los coeficientes para cada variable en todas las restricciones, que serán utilizadas como medida de factibilidad.
- (3) Determinar las restricciones que no han sido satisfechas con la anterior solución, cuyas variables están en el conjunto  $S$ , registrando los índices de estas restricciones en el conjunto  $V$ . Si se tiene una solución parcial se la complementa asignando el valor 0 a las variables que no están en  $S$ . (variables libres).
- (4) Verificar la existencia de restricciones no satisfechas, es decir si el conjunto  $V$  tiene elementos. Con esto se está verificando si la solución es ó no factible.

lo que corresponderá al bloque 3 del diagrama del algoritmo.

- (5) Encontrar el coeficiente límite de la función objetivo, restando el valor de la función objetivo calculado con las variables de la solución parcial de el valor de la función objetivo calculado con la solución factible última. Si todavía no se ha encontrado solución factible alguna, este límite es igual e infinito.
- (6) Incluir en el conjunto T las variables que cumplan con las siguientes condiciones:
  - a) Tener su coeficiente de función objetivo menor que el coeficiente límite, lo que permitirá analizar solamente las soluciones con menor valor de función objetivo que el correspondiente a la última solución factible encontrada hasta el momento.
  - b) Tener coeficientes positivos en una ó más de las restricciones registradas en el conjunto V, ya que de esta manera se podrá contrarrestar el valor negativo de los términos independientes para cumplir con la forma de las restricciones requerida por el programa. Esta condición favorece la característica del programa, que necesita que por lo menos una restricción presente su término independiente con signo negativo en la forma  $\underline{A} \underline{x} - \underline{b} \geq 0$  (restric-ciones particulares).



- (7) Verificar si hay elementos en el conjunto T.
- (8) Examinar si cada restricción del conjunto V puede ser hecha factible complementando la solución parcial con variables del conjunto T. En otras palabras se está explorando la factibilidad de las soluciones, lo que corresponde al bloque 9 del algoritmo.
- (9) Seleccionar la variable, que pertenezca al conjunto T y que tenga la mayor suma de coeficientes encontrada en (2), para añadirla con mayor eficacia a la solución parcial que se encuentra en S, fijándola con valor 1. Esta forma de selección representa una medida de "mayor utilidad" de la variable para cumplir con la forma de las restricciones ( $A \underline{x} - \underline{b} \geq 0$ ). Este paso corresponde al bloque 10 del diagrama del algoritmo, ya que se está generando una nueva solución.
- (10) Cuando se ha verificado que no hay restricciones violadas (no satisfechas) con la nueva solución parcial, se la complementa asignando el valor 0 a las variables libres. Esta solución completa es la solución factible  $\underline{x}$  con la que se calcula el valor de la función objetivo, Z. Esto corresponderá al bloque 6 del algoritmo.
- (11) Localizar el primer elemento positivo desde la derecha en el conjunto ordenado S, que constituye la última

variable añadida a la solución parcial. A este elemento se lo hace negativo fijando de esta manera el valor 0 a su variable correspondiente, con lo cual se consigue que no se vuelva a examinar a una solución. Esta es la otra forma de generar una nueva solución, cumpliendo así la función del bloque 10 del diagrama de la Figura 4.9.

(12) Verificar si todas las posibles soluciones han sido analizadas, comprobando que todos los elementos en el conjunto  $S$  sean negativos. En otras palabras si todos los elementos de  $S$  son negativos, se tendría a todas las variables fijadas al valor 0 ó de acuerdo al algoritmo se habría retornado hasta el 1° nivel del árbol de soluciones, factor que faculta la terminación del proceso del programa (bloque 8 del algoritmo), ya que todas las soluciones han sido examinadas.

(13) Terminación del programa. La última solución factible encontrada es la solución óptima del problema. Sino ha sido encontrada solución factible alguna, el programa imprimirá un mensaje indicando que el problema no tiene solución como se lo ha planteado. Este paso corresponde al bloque 12 del diagrama del algoritmo.

El objetivo del programa es comparar las soluciones factibles como son enumeradas, descartando aquellas que tengan mayor ó igual valor de función objetivo que la solución

factible encontrada al momento (solución incumbente) hasta llegar a la última solución factible que sea posible encontrar en la búsqueda, y que constituirá la solución óptima (programa óptimo de mantenimiento).

El procedimiento general está representado en el diagrama de bloques de la Figura 4.11. Es importante indicar que el programa para resolver el problema de la programación del mantenimiento de generación ha sido construido en base al programa de computación desarrollado en la referencia [20], cuyo procedimiento general es básicamente el presentado en esta sección.

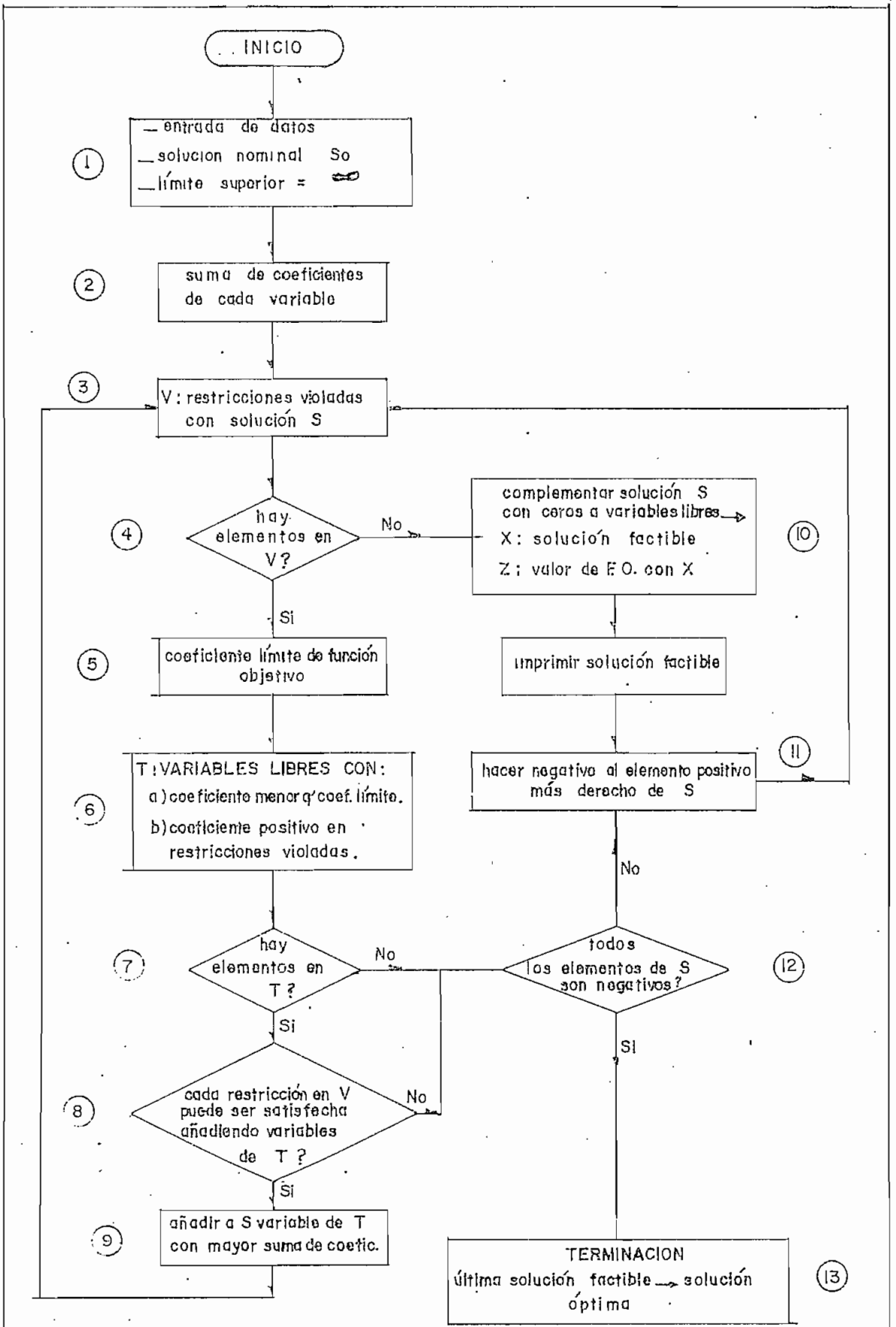


FIG. 4.11 DIAGRAMA DE BLOQUES DEL PROGRAMA BASICO PARA RESOLVER EL PROBLEMA DE PROGRAMACION DEL MANTENIMIENTO DE GENERACION

## CAPITULO V

### EJEMPLOS DE APLICACION

En este capítulo se presentan tres ejemplos de aplicación del problema de programación de mantenimiento de generación a través del programa de computación indicado en la sección 4.3. Primeramente se presenta un pequeño ejemplo del mantenimiento de 3 unidades, descrito en el capítulo anterior. Luego se programará el mantenimiento para un sistema brasileño y finalmente se tratará la programación del mantenimiento de las unidades generadoras del Sistema Nacional Interconectado.

#### 5.1 EJEMPLOS TOMADOS DE LA LITERATURA TECNICA

##### 5.1.1. Ejemplo de 3 unidades

Este ejemplo ha sido tomado de la referencia [8], cuyas características y datos del problema se encuentran en la Tabla IV. El mantenimiento de las unidades debe ser programado sobre un intervalo total de 4 períodos semanales y la capacidad total instalada es de 240 MW.

En la tabla V constan la función objetivo "Programa lo más temprano posible", y los diferentes tipos de restricciones que representan las condiciones del planteamiento del problema, cuyos datos tienen la forma de entrada en el programa de computación.

TABLA IV

Datos del ejemplo de 3 unidades

\*\* PROGRAMACION DEL MANTENIMIENTO DE GENERACION \*\*

DATOS DEL SISTEMA

NUMERO DE CENTRALES = 3  
 NUMERO DE UNIDADES = 3  
 NUMERO TOTAL DE PERIODOS PARA MANTENIMIENTO = 4 (SEM.)

NOMBRE DE UNIDADES	CAPACIDAD NOMINAL (MW.)	CAPACIDAD EFECTIVA (MW.)	DURACION DE PARADA (PER.)	PERIODOS DISPONIBLES PARA MANTENIMIENTO		NUMERO DE VARIABLES	VARIABLE INICIAL
				PERIODO INICIAL	PERIODO FINAL		
A	80	0	2	1	4	3	1
B	110	0	1	1	3	3	4
C	50	0	2	2	4	2	7

NUMERO DE RESTRICCIONES PARTICULARES = 4

NUMERO DE RESTRICCIONES DE SECUENCIA = 3: B -C -

NUMERO DE RESTRICCIONES DE CAPACIDAD = 4

NUMERO DE RESTRICCIONES DE EXCLUSION = 3: A -B -

NUMERO TOTAL DE VARIABLES = 8

NUMERO TOTAL DE RESTRICCIONES = 14

TABLA V

Función objetivo y restricciones del ejemplo de 3 unidades

		A						b			
		X A1	X A2	X A3	X B1	X B2	X B3	X C2	X C3		
FUNCION OBJETIVO		0	1	2	0	1	2	0	1		
RESTRICCION PARTICULARES	1	-1	-1	-1						≤	-1
	2				-1	-1	-1			≤	-1
	3							-1	-1	≤	-1
	4	1	1	1	1	1	1	1	1	≤	3
RESTRICCION DE SECUENCIA	5				1			-1		≤	0
	6					1			-1	≤	0
	7						1			≤	0
RESTRICCIONES DE CAPACIDAD	8	80			110					≤	150
	9	80	80			110		50		≤	170
	10		80	80			110	50	50	≤	180
	11			80					50	≤	120
RESTRICCION DE EXCLUSION	12	1			1					≤	1
	13	1	1			1				≤	1
	14		1	1			1			≤	1

TABLA V I

Resultados del Ejemplo de 3 Unidades.

\*\*\*\*\* PROGRAMA TENTATIVO DE MANTENIMIENTO # : 2 \*\*\*\*\*

P E R I O D O S

UNIDADES 1 1 1 1 1 1 1 1 1 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2 3 3 3 3 3 3 3 3 3 4 4 4 4 4 4 4 4 4 4 4 4 5 5 5  
 \*\*\*\*\*

A ..... .X. X. .  
 B ..... .X. . .  
 C ..... .X. X. .

CRITERIO OBJETIVO : \* PROGRAMA LO MAS TEMPRANO POSIBLE \*  
 COSTO = 1

RESERVA BRUTA = CAPACIDAD TOTAL INSTALADA DISPONIBLE - DEMANDA MAXIMA  
 CAPACIDAD DISPONIBLE PARA MANTENIMIENTO = RESERVA BRUTA - MINIMA RESERVA REQUERIDA  
 RESERVA NETA = RESERVA BRUTA - CAPACIDAD UTILIZADA EN MANTENIMIENTO

PERIODO	CAPAC. TOT. INST. DISP. MW.	DEMANDA MAXIMA MW.	CARGA EQUIVALENT. MW.	RESERVA BRUTA MW.	MINIMA RES. REQ. MW.	CAP. DISP. PARA MANT. MW.	CAP. UTIL. EN MANT. MW.	RESERVA NETA MW.
1	240	80	0	160	10	150	110	50
2	240	60	0	180	10	170	130	50
3	240	50	0	190	10	180	130	60
4	240	110	0	130	10	120	0	130

SOLUCION OPTIMA: J= 2 4 7  
 VALOR OPTIMO DE LA FUNCION OBJETIVO: 1

El programa óptimo de mantenimiento obtenido con la función objetivo "Programa lo más temprano posible" y los resultados de capacidades y demanda se muestran en la Tabla VI. Es importante indicar que los resultados obtenidos son similares a los alcanzados en la referencia [8] , de la cual se tomó este ejemplo.

#### 5.1.2 Sistema de Brasil

La referencia [22] permitió extraer este ejemplo, al cual se le hizo algunas modificaciones para analizar la programación del mantenimiento con algunos tipos de función objetivo. Los datos para este sistema son presentados en la Tabla VII y su mantenimiento debe ser programado en un intervalo planificado de 13 períodos semanales. La capacidad total instalada de este sistema es 900 MW.

Las restricciones impuestas en el planteamiento del problema son:

- (1) La salida de la unidad BONGI 4 deberá comenzar exactamente 3 semanas después de haber terminado la salida de la unidad BONGI 3.
- (2) Dos unidades hidroeléctricas (MOXOTO 1 y PEDRA 1) no deberán estar fuera de servicio simultáneamente, es decir estas 2 unidades no deberán estar en mantenimiento al mismo tiempo.



- (3) Las unidades FORTALEZA 3 y BONGI participan de una misma cuadrilla de mantenimiento, razón por la cual 2 ó más de estas unidades no deberán estar en mantenimiento simultáneamente.
- (4) La curva de carga durante el intervalo de planificación del mantenimiento del sistema está representada en la Figura 5.1.
- (5) El nivel de mínima reserva neta durante el intervalo planificado es 135 MW.

TABLA VII  
Datos del Sistema de Brasil

\*\* PROGRAMACION DEL MANTENIMIENTO DE GENERACION \*\*

DATOS DEL SISTEMA

NUMERO DE CENTRALES = 5  
 NUMERO DE UNIDADES = 6  
 NUMERO TOTAL DE PERIODOS PARA MANTENIMIENTO = 13( SEM. )

NOMBRE DE UNIDADES	CAPACIDAD NOMINAL (MW.)	CAPACIDAD EFECTIVA (MW.)	DURACION DE PARADA (PER.)	PERIODOS DISPONIBLES PARA MANTENIMIENTO		NUMERO DE VARIABLES INICIALES	NUMERO DE VARIABLES
				PERIODO INICIAL	PERIODO FINAL		
MOXOTO 1 (H)							
FORTALEZA 3 (T)	200	0	3	1	13	11	1
BONGI 3 (T)	120	0	3	1	13	11	12
BONGI 4 (T)	143	0	3	1	13	4	23
PEDRA 1 (H)	143	0	4	1	13	4	27
SAN LUIS 2 (T)	20	0	4	1	13	10	31
	120	0	6	1	13	8	41

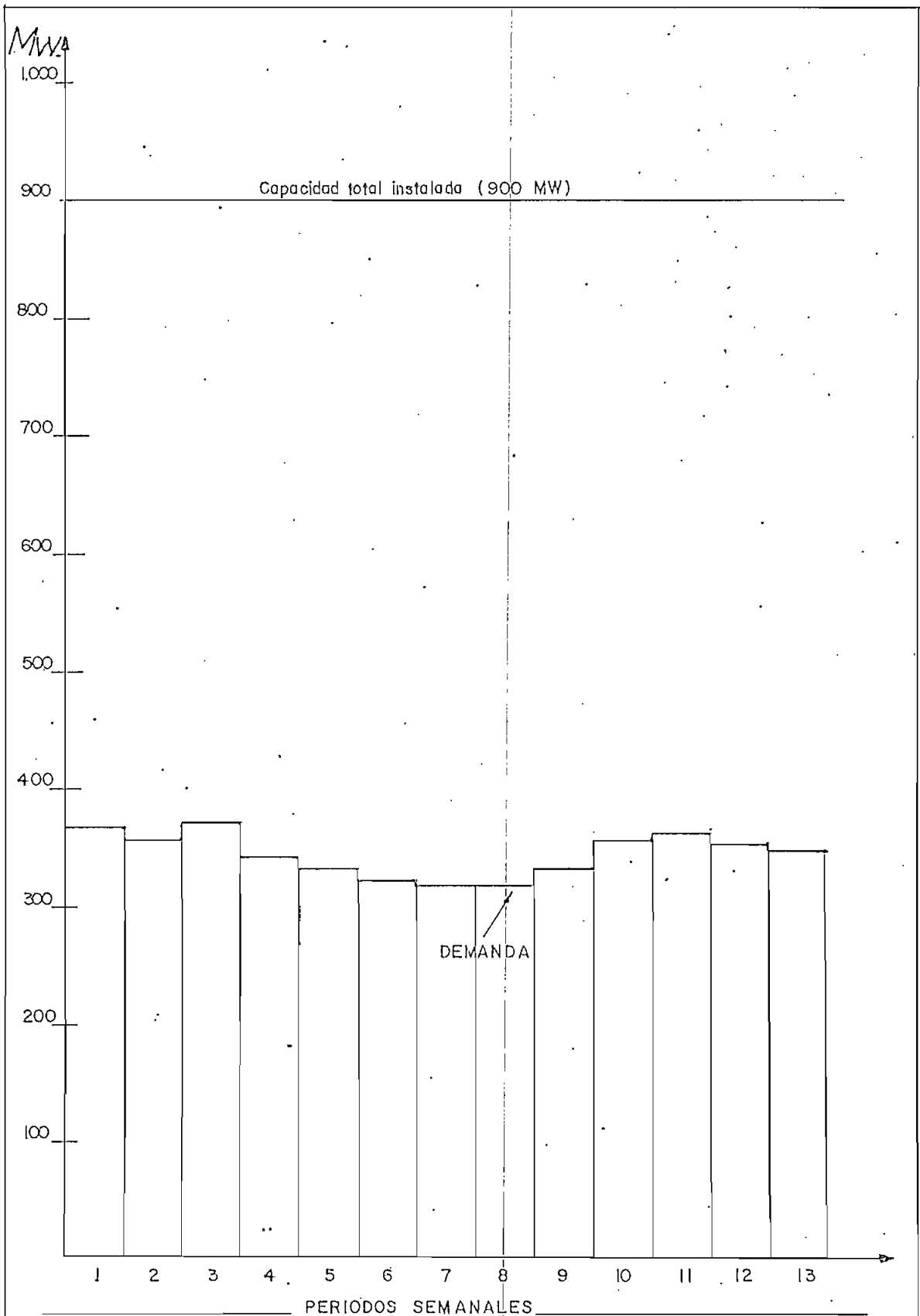
NUMERO DE RESTRICCIONES PARTICULARES = 7

NUMERO DE RESTRICCIONES DE SECUENCIA =  
 4: BON3-BON4-

NUMERO DE RESTRICCIONES DE CAPACIDAD = 13

NUMERO DE RESTRICCIONES DE EXCLUSION =  
 11: MOX1-PED1- -  
 11: FOR3-BON3-BON4-

NUMERO TOTAL DE VARIABLES = 48  
 NUMERO TOTAL DE RESTRICCIONES = 46



**FIG. 5.1** CURVA DE CARGA DURANTE EL INTERVALO PLANIFICADO PARA MANTENIMIENTO PARA EL EJEMPLO: SISTEMA DEL BRASIL

A.- Descripción del planteamiento del Problema.

A partir de los datos de la Tabla VII, es necesario hacer la siguiente consideración, por la cual originalmente a las unidades BONGI 3 y BONGI 4 les corresponderían 11 y 10 variables respectivamente para el inicio de sus mantenimientos, pero tomando en cuenta las restricciones de secuencia y el intervalo entre el fin de la una salida y el inicio de la otra (Figura 5.2) se puede conseguir tener menos variables y menos restricciones. Se puede notar que los períodos iniciales para el mantenimiento de la unidad BONGI4 constituyen el limitante al extremo derecho ( $x_4$  10) de los períodos iniciales para estas 2 unidades, obteniéndose así la disminución en el número de restricciones.

BONGI 3											BONGI 4										
$x_{31}$	$x_{32}$	$x_{33}$	$x_{34}$	$x_{35}$	$x_{36}$	$x_{37}$	$x_{38}$	$x_{39}$	$x_{310}$	$x_{311}$	$x_{41}$	$x_{42}$	$x_{43}$	$x_{44}$	$x_{45}$	$x_{46}$	$x_{47}$	$x_{48}$	$x_{49}$	$x_{410}$	
1											M	M	M	I	I	I	-1				
	1																	-1			
		1																	-1		
			1																	-1	
				1																	-1
					1																
						1															
							1														
								1													
									1												
										1											

Fig.5.2 Disposición original de las variables correspondientes a las unidades BONGI sujetas a restricciones de secuencia.

Además se puede observar que la primera semana inicial para mantenimiento es la semana 1 para las 2 unidades. Para cumplir con la secuencia y el intervalo de 3 semanas, la primera semana inicial para BONGI 3 sigue siendo la 1, pero para BONGI 4 será la semana 7. Entonces se concluye que el mantenimiento de BONGI 3 puede iniciarse solamente en una de sus cuatro primeras semanas iniciales y que corresponden a las variables  $x_{31}$ ,  $x_{32}$ ,  $x_{33}$  y  $x_{34}$ ; y el mantenimiento para BONGI 4 puede iniciarse solamente en una de sus 4 últimas semanas iniciales y que corresponden a las variables  $x_{47}$ ,  $x_{48}$ ,  $x_{49}$  y  $x_{410}$ . De esta manera se ha seguido la disminución en el número de variables.

En la figura 5.3., se tiene la simplificación en la disposición de variables y restricciones de secuencia, habiéndose conseguido en este caso la eliminación de 13 variables y 7 restricciones en la formulación del problema.

BONGI 3				BONGI 4				
$x_{31}$	$x_{32}$	$x_{33}$	$x_{34}$	$x_{47}$	$x_{48}$	$x_{49}$	$x_{410}$	
1				-1				$\leq 0$
	1				-1			$\leq 0$
		1				-1		$\leq 0$
			1				-1	$\leq 0$

Fig. 5.3. Disposición simplificada de variables y restricciones de secuencia para las unidades BONGI.

Es importante indicar que un período inicial de mantenimiento representa exclusivamente el inicio de una salida y corresponde a una variable; en cambio un período disponible de mantenimiento es el de ocurrencia del mismo y se expresa en el sentido de las restricciones.

Restricciones:

(1) R. Particulares: (1 - 7)

(2) R. de Secuencia: (8 -11)

<u>1° Unidad</u>	<u>2° Unidad</u>	<u>Intervalo (Sem.)</u>
BONGI 3	BONGI 4	3

(3) R. de Capacidad disponible para mantenimiento: (12-24)

<u>Restricción #</u>	<u>Período semanal</u>	<u>Capacidad disp. mant.</u>
12	1	399
13	2	409
14	3	394
15	4	424
16	5	434
17	6	444
18	7	449
19	8	449
20	9	434
21	10	409
22	11	404
23	12	414
24	13	419

Las capacidades disponibles para mantenimiento  $C_m$  en cada período semanal se han obtenido considerando una mínima reserva neta de 135 MW a través de la expresión derivada de la ecuación (4.11):

$$C_m = C_t - D_m - R_N \quad (5.1)$$

donde:

$C_t$  : Capacidad total instalada.

$D_m$  : Demanda máxima del período m.

$R_n$  : Mínima reserva neta.

(4) R. de Exclusión (no más de una unidad estará fuera de servicio simultáneamente):

( 25- 35 ) MOXÓTO 1 - PEDRA 1 (Unidades hidroeléctricas)

( 36- 46 ) FORTALEZA 3 - BONGI 3 - BONGI 4 (Una misma cuadrilla de mantenimiento).

En la Tabla VIII se puede observar detalladamente la presentación de las restricciones de este problema en forma numérica.

#### B. Casos de estudio

1) Función Objetivo "Programa lo más temprano posible"

Para este ejemplo, la función objetivo presenta la siguiente forma:

$$c^T = \left[ \underbrace{012345678910}_{\text{MOXOTO 1}} \quad \underbrace{012345678910}_{\text{FORTALEZA 3}} \quad \underbrace{0123 \quad 0123}_{\text{BON3 \quad BON4}} \quad \underbrace{0123456789}_{\text{PEDRA 1}} \quad \underbrace{01234567}_{\text{S.LUIS 2}} \right]$$

Se obtuvieron 5 soluciones factibles incluida la solución óptima, cuyo programa de mantenimiento es detallado en la Tabla IX.

De los resultados se puede concluir que de acuerdo al criterio que representa esta función objetivo y contando con una buena capacidad disponible para mantenimiento en cada período, el programa terminó en el período 10.





TABLA IX

Resultados del caso: "Programa lo más temprano posible" (S.Brasil).

\*\*\*\*\* PROGRAMA TENTATIVO DE MANTENIMIENTO # : 5 \*\*\*\*\*

	P	E	R	I	O	O	S
UNIDADES	1	1	1	1	1	1	1
*****	1	2	3	4	5	6	7
MOXOTO 1 (H)					X	X	X
FORTALEZA 3 (T)				X	X	X	
BONGI 3 (T)		X	X	X			
BONGI 4 (T)				X	X	X	X
PEDRA 1 (H)	X	X	X	X			
SAN LUIS 2 (T)	X	X	X	X	X	X	

CRITERIO OBJETIVO : \* PROGRAMA LO MAS TEMPRANO POSIBLE \*  
COSTO = 8

RESERVA BRUTA = CAPACIDAD TOTAL INSTALADA DISPONIBLE - DEMANDA MAXIMA  
CAPACIDAD DISPONIBLE PARA MANTENIMIENTO = RESERVA BRUTA - MINIMA RESERVA REQUERIDA  
RESERVA NETA = RESERVA BRUTA - CAPACIDAD UTILIZADA EN MANTENIMIENTO

PERIODO	CAPAC. TOT. INST. DISP. MW.	DEMANDA MAXIMA MW.	CARGA EQUIVALENT. MW.	RESERVA BRUTA MW.	MINIMA RES. REQ. MW.	CAP. DISP. PARA MANT. MW.	CAP. UTIL. EN MANT. MW.	RESERVA NETA MW.
1	900	366	0	534	135	399	283	251
2	900	356	0	544	135	409	283	261
3	900	371	0	529	135	394	283	246
4	900	341	0	559	135	424	260	299
5	900	331	0	569	135	434	240	329
6	900	321	0	579	135	444	440	139
7	900	316	0	584	135	449	343	241
8	900	316	0	584	135	449	343	241
9	900	331	0	569	135	434	143	426
10	900	356	0	544	135	409	143	401
11	900	361	0	539	135	404	0	539
12	900	351	0	549	135	414	0	549
13	900	346	0	554	135	419	0	554

SOLUCION OPTIMA: J= 6 15 23 27 31 41  
VALOR OPTIMO DE LA FUNCION OBJETIVO: 8

2) Función Objetivo "Mínimo cambio del programa pre-establecido"

Para este caso se consideró una contingencia en la generación, por el ingreso al programa de 2 unidades, cuyos mantenimientos no estaban inicialmente planificados. Se asume una reformulación del programa a partir de la 5° semana del intervalo de planificación del mantenimiento. En la Tabla X constan los datos del nuevo planteamiento de este ejemplo.

TABLA X  
Nuevos datos del Sistema de Brasil (Para caso: "Mínimo cambio de programa pre-establecido")

\*\* PROGRAMACION DEL MANTENIMIENTO DE GENERACION \*\*

DATOS DEL SISTEMA  
 -----

NUMERO DE CENTRALES = 5  
 NUMERO DE UNIDADES = 8  
 NUMERO TOTAL DE PERIODOS PARA MANTENIMIENTO = 13 (SEM.)

NOMBRE DE UNIDADES	CAPACIDAD NOMINAL (MW.)	CAPACIDAD EFECTIVA (MW.)	DURACION DE PARADA (PER.)	PERIODOS DISPONIBLES PARA MANTENIMIENTO		NUMERO DE VARIABLES INICIALES	NUMERO DE VARIABLES
				PERIODO INICIAL	PERIODO FINAL		
MOXOTO 1 (H)	200	0	3	1	13	11	1
FORTALEZA 3 (T)	120	0	3	1	13	11	12
BONGI 3 (T)	143	0	3	1	13	4	23
BONGI 4 (T)	143	0	4	1	13	4	27
PEDRA 1 (H)	20	0	4	1	13	10	31
SAN LUIS 2 (T)	120	0	6	1	13	8	41
UNIDAD 7	90	0	3	5	13	7	49
UNIDAD 8	64	0	4	5	13	6	56

NUMERO DE RESTRICCIONES PARTICULARES = 9

NUMERO DE RESTRICCIONES DE SECUENCIA =  
 4: BON3-BON4-

NUMERO DE RESTRICCIONES DE CAPACIDAD = 13

NUMERO DE RESTRICCIONES DE EXCLUSION =  
 11: MOX1-PED1-  
 11: FOR3-BON3-BON4-

NUMERO TOTAL DE VARIABLES = 61  
 NUMERO TOTAL DE RESTRICCIONES = 48

Se cambió la forma de la función objetivo "Programa lo más temprano posible", para conseguir la mínima alteración en el inicio del mantenimiento de las unidades que constaban inicialmente en el programa. La nueva función objetivo obtenida para este caso de estudio es la siguiente:

$$E^T = [ \underbrace{012345678910}_{\text{UNIDADES ANTIGUAS}} \quad \underbrace{012345678910}_{\text{UNIDADES ANTIGUAS}} \quad \underbrace{0123}_{\text{UNIDADES ANTIGUAS}} \quad \underbrace{0123}_{\text{UNIDADES ANTIGUAS}} \quad \underbrace{0123456789}_{\text{UNIDADES ANTIGUAS}} \quad \underbrace{01234567}_{\text{UNIDADES ANTIGUAS}} \quad \underbrace{00000000}_{\text{NUEVAS UNIDADES}} \quad \underbrace{00000000}_{\text{NUEVAS UNIDADES}} ]$$

MOXOTO 1
FORTALEZA 3
BON3
BON4
PEDRA 1
S. LUIS 2
UNIDAD7
UNIDAD8

PROGRAMA EXISTENTE  
TABLA XI

Resultados del caso: "Mínimo cambio de programa pre-establecido" (S. Brasil).

\*\*\*\*\* PROGRAMA TENTATIVO DE MANTENIMIENTO # : 6 \*\*\*\*\*

	P	E	R	I	O	D	O	S
UNIDADES	1	1	1	1	1	1	1	1
*****	1	2	3	4	5	6	7	8
MOXOTO 1 (H)	. . . . .	. . . . .	. . . . .	. . . . .	. . . . .	. . . . .	. . . . .	. . . . .
FORTALEZA 3 (T)	. . . . .	. . . . .	. . . . .	. . . . .	. . . . .	. . . . .	. . . . .	. . . . .
BONGI 3 (T)	. . . . .	. . . . .	. . . . .	. . . . .	. . . . .	. . . . .	. . . . .	. . . . .
BONGI 4 (T)	. . . . .	. . . . .	. . . . .	. . . . .	. . . . .	. . . . .	. . . . .	. . . . .
PEDRA 1 (H)	. . . . .	. . . . .	. . . . .	. . . . .	. . . . .	. . . . .	. . . . .	. . . . .
SAN LUIS 2 (T)	. . . . .	. . . . .	. . . . .	. . . . .	. . . . .	. . . . .	. . . . .	. . . . .
UNIDAD 7	. . . . .	. . . . .	. . . . .	. . . . .	. . . . .	. . . . .	. . . . .	. . . . .
UNIDAD 8	. . . . .	. . . . .	. . . . .	. . . . .	. . . . .	. . . . .	. . . . .	. . . . .

CRITERIO OBJETIVO : \* MIN.-CAMBIO PROGRAMA PRE-ESTABLEC. \*  
COSTO = 8

RESERVA BRUTA = CAPACIDAD TOTAL INSTALADA DISPONIBLE - DEMANDA MAXIMA  
CAPACIDAD DISPONIBLE PARA MANTENIMIENTO = RESERVA BRUTA - MINIMA RESERVA REQUERIDA  
RESERVA NETA = RESERVA BRUTA - CAPACIDAD UTILIZADA EN MANTENIMIENTO

PERIODO	CAPAC. TOT. INST. DISP. MW.	DEMANDA MAXIMA MW.	CARGA EQUIVALENT. MW.	RESERVA BRUTA MW.	MINIMA RES. REQ. MW.	CAP. DISP. PARA MANT. MW.	CAP. UTIL. EN MANT. MW.	RESERVA NETA MW.
1	900	366	0	534	135	399	283	251
2	900	356	0	544	135	409	283	261
3	900	371	0	529	135	394	283	246
4	900	341	0	559	135	424	260	299
5	900	331	0	569	135	434	240	329
6	900	321	0	579	135	444	440	139
7	900	316	0	584	135	449	407	177
8	900	316	0	584	135	449	407	177
9	900	331	0	569	135	434	297	272
10	900	356	0	544	135	409	297	247
11	900	361	0	539	135	404	90	449
12	900	351	0	549	135	414	0	549
13	900	346	0	554	135	419	0	554

SOLUCION OPTIMA: J= 6 15 23 27 31 41 53 58  
VALOR OPTIMO DE LA FUNCION OBJETIVO: 8

Como resultado se obtuvo que no se desplazó el inicio del mantenimiento de cada una de las unidades antiguas y se consiguió "acomodar" las salidas de las 2 nuevas unidades aprovechando la capacidad disponible para mantenimiento en cada período semanal. Como es lógico, el valor óptimo de la función objetivo no cambió en relación al caso anterior. Los resultados se muestran en la Tabla XI.

3) Función Objetivo "Programa del mínimo costo del mantenimiento"

Se tomaron en cuenta solamente las 6 unidades originales del caso (1). Se asignaron penalizaciones a cada período inicial de mantenimiento para cada unidad como se muestra en la Figura 5.4, asumiendo como período ideal para iniciar el mantenimiento de todas las unidades al 7° período del intervalo de planificación del mantenimiento. Se tomó esta consideración ya que este período es el de menor demanda.

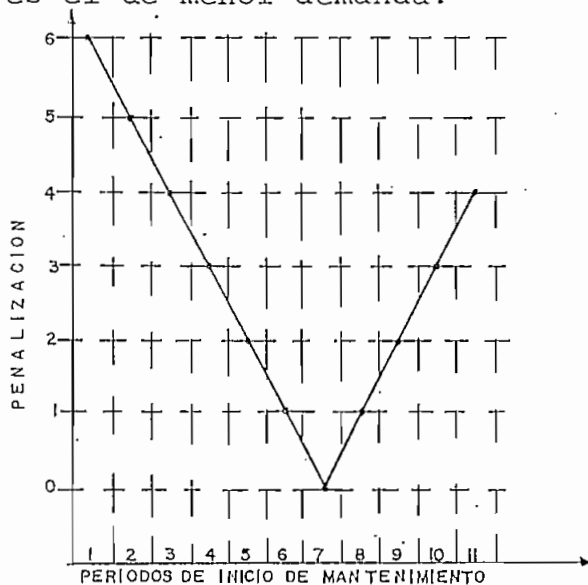


Fig. 5:4 Representación gráfica de la función objetivo "Programa del mínimo costo de mantenimiento" (S. Brasil).

Para este caso la función objetivo presenta la siguiente forma:

$$C^T = [ \underbrace{65432101234}_{\text{MOXOTO 1}} \underbrace{65432101234}_{\text{FORTALEZA 3}} \underbrace{6543}_{\text{BON3}} \underbrace{0123}_{\text{BON4}} \underbrace{6543210123}_{\text{PEDRA 1}} \underbrace{65432101}_{\text{S. LUIS 2}} ]$$

Se obtuvieron 8 programas factibles, incluido el programa óptimo detallado en la Tabla XII.

TABLA XII .

Resultados del caso: "Programa del mínimo costo del mantenimiento" (S.Brasil).

\*\*\*\*\* PROGRAMA TENTATIVO DE MANTENIMIENTO # : 8 \*\*\*\*\*

P E R I O D O S

UNIDADES	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	3	3	3	3	3	3	3	4	4	4	4	4
*****	1*2*3*4*5*6*7*8*9*0*1*2*3*4*5*6*7*8*9*0*1*2*3*4*5*6*7*8*9*0*1*2*3*4*5*																											
MOXOTO 1 (H)	. . . . . X . X . X . . . . .																											
FORTALEZA 3 (T)	. . . . . . . . . X . X . X . . . . .																											
BONGI 3 (T)	. . . . . X . X . X . . . . .																											
BONGI 4 (T)	. . . . . . . . . . . X . X . X . X .																											
PEDRA 1 (H)	. . . . . . . . . . . X . X . X . X .																											
SAN LUIS 2 (T)	. . . . . . . . . . . X . X . X . X . X .																											

CRITERIO OBJETIVO : \* PROGRAMA DEL MINIMO COSTO \*  
COSTO = 9

RESERVA BRUTA = CAPACIDAD TOTAL INSTALADA DISPONIBLE - DEMANDA MAXIMA  
CAPACIDAD DISPONIBLE PARA MANTENIMIENTO = RESERVA BRUTA - MINIMA RESERVA REQUERIDA  
RESERVA NETA = RESERVA BRUTA - CAPACIDAD UTILIZADA EN MANTENIMIENTO

PERIODO	CAPAC. TOT. INST. DISP. MW.	DEMANDA MAXIMA MW.	CARGA EQUIVALENT. MW.	RESERVA BRUTA MW.	MINIMA RES. REQ. MW.	CAP. DISP. PARA MANT. MW.	CAP. UTIL. EN MANT. MW.	RESERVA NETA MW.
1	900	366	0	534	135	399	0	534
2	900	356	0	544	135	409	0	544
3	900	371	0	529	135	394	0	529
4	900	341	0	559	135	424	143	416
5	900	381	0	519	135	434	143	426
6	900	321	0	579	135	444	343	236
7	900	316	0	584	135	449	440	144
8	900	316	0	584	135	449	440	144
9	900	331	0	569	135	434	260	309
10	900	356	0	544	135	409	283	261
11	900	361	0	539	135	404	283	256
12	900	351	0	549	135	414	283	266
13	900	346	0	554	135	419	143	411

SOLUCION OPTIMA: J= 6 18 26 30 39 47  
VALOR OPTIMO DE LA FUNCION OBJETIVO: 9

4) Nivelamiento de reserva

Para este caso se planteó el problema con las 6 unidades originales, considerando solamente 7 restricciones particulares y 13 restricciones de capacidad disponible para mantenimiento. Es decir el número total de restricciones es 20 y el número total de variables es 48. La siguiente función objetivo se emplea para nivelamiento de reserva:

$$c^T = [ \underbrace{000000000000}_{\text{MOXOTO 1}} \underbrace{000000000000}_{\text{FORTALEZA 3}} \underbrace{0000}_{\text{BON3}} \underbrace{0000}_{\text{BON4}} \underbrace{000000000000}_{\text{PEDRA 1}} \underbrace{0000000000}_{\text{S.LUIS 2}} ]$$

Para conseguir el nivelamiento de reserva, se aumentó sistemáticamente el nivel de mínima reserva neta desde 0 MW. hasta el límite que no permitió encontrar una solución, con una mínima reserva de 300 MW. En otras palabras se fue ajustando sistemáticamente la capacidad disponible para mantenimiento en cada período, alcanzando de esta manera el objetivo de este criterio.

Partiendo de la consideración de asignar como capacidad disponible para mantenimiento en cada semana a toda la reserva bruta de la semana correspondiente, es decir que la mínima reserva neta es 0 MW, se obtuvieron los resultados presentados en la Tabla XIII y en la Figura 5.5.

La mejor distribución de la reserva neta ó maximización de la mínima reserva se obtuvo con un nivel de

mínima reserva neta de 300 MW., cuyos resultados se encuentran detallados en la Tabla XIV y en la Figura 5.6, que constituyen el mejor programa de mantenimiento alcanzado por nivelamiento de reserva.

Entre estos dos niveles de reserva extremos se puede observar como se consigue el nivelamiento de reserva por medio del algoritmo.

Se debe indicar que los resultados obtenidos en el caso de Nivelamiento de Reserva para este sistema fueron similares a los de la referencia [22].

TABLA XIII

Resultados por Nivelamiento de Reserva con Min. Res. = 0.MW. (S. Brasil)

\*\*\*\*\* PROGRAMA TENTATIVO DE MANTENIMIENTO # : 1 \*\*\*\*\*

	P	E	R	I	O	D	O	S
	1	1	1	1	1	1	1	2
	2	2	2	2	2	2	2	2
	3	3	3	3	3	3	3	3
	4	4	4	4	4	4	4	4
	5	5	5	5	5	5	5	5
	6	6	6	6	6	6	6	6
	7	7	7	7	7	7	7	7
	8	8	8	8	8	8	8	8
	9	9	9	9	9	9	9	9
	0	0	0	0	0	0	0	0
	1	1	1	1	1	1	1	1
	2	2	2	2	2	2	2	2
	3	3	3	3	3	3	3	3
	4	4	4	4	4	4	4	4
	5	5	5	5	5	5	5	5
	6	6	6	6	6	6	6	6
	7	7	7	7	7	7	7	7
	8	8	8	8	8	8	8	8
	9	9	9	9	9	9	9	9
	0	0	0	0	0	0	0	0
	1	1	1	1	1	1	1	1
	2	2	2	2	2	2	2	2
	3	3	3	3	3	3	3	3
	4	4	4	4	4	4	4	4
	5	5	5	5	5	5	5	5
	6	6	6	6	6	6	6	6
	7	7	7	7	7	7	7	7
	8	8	8	8	8	8	8	8
	9	9	9	9	9	9	9	9
	0	0	0	0	0	0	0	0

CRITERIO OBJETIVO : \* NIVELAMIENTO DE RESERVA \*  
COSTO = 0

RESERVA BRUTA = CAPACIDAD TOTAL INSTALADA DISPONIBLE - DEMANDA MAXIMA  
CAPACIDAD DISPONIBLE PARA MANTENIMIENTO = RESERVA BRUTA - MINIMA RESERVA REQUERIDA  
RESERVA NETA = RESERVA BRUTA - CAPACIDAD UTILIZADA EN MANTENIMIENTO

PERIODO	CAPAC. TOT. INST. DISP. MW.	DEMANDA MAXIMA MW.	CARGA EQUIVALENT. MW.	RESERVA BRUTA MW.	MINIMA RES. REQ. MW.	CAP. DISP. PARA MANT. MW.	CAP. UTIL. EN MANT. MW.	RESERVA NETA MW.
1	900	366	0	534	0	534	483	51
2	900	356	0	544	0	544	483	61
3	900	371	0	529	0	529	483	46
4	900	341	0	559	0	559	140	419
5	900	331	0	569	0	569	120	449
6	900	321	0	579	0	579	120	459
7	900	316	0	584	0	584	263	321
8	900	316	0	584	0	584	263	321
9	900	331	0	569	0	569	263	306
10	900	356	0	544	0	544	143	401
11	900	361	0	539	0	539	0	539
12	900	351	0	549	0	549	0	549
13	900	346	0	554	0	554	0	554

SOLUCION OPTIMA: J= 1 12 23 27 31 44  
VALOR OPTIMO DE LA FUNCION OBJETIVO: 0





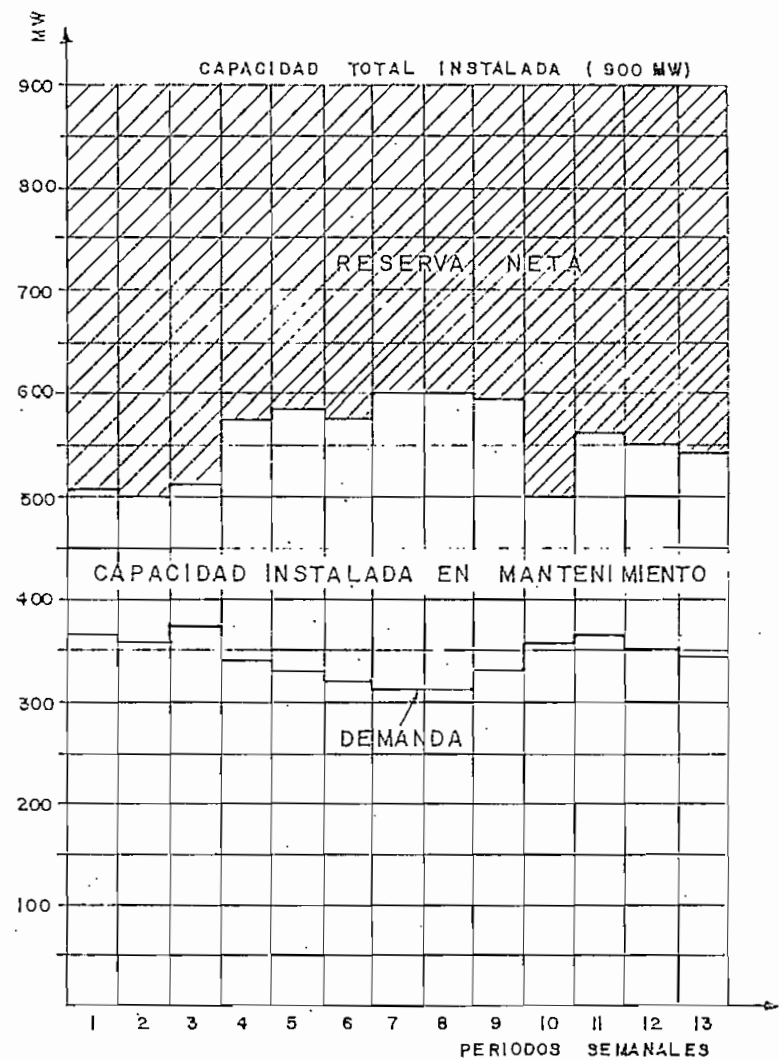
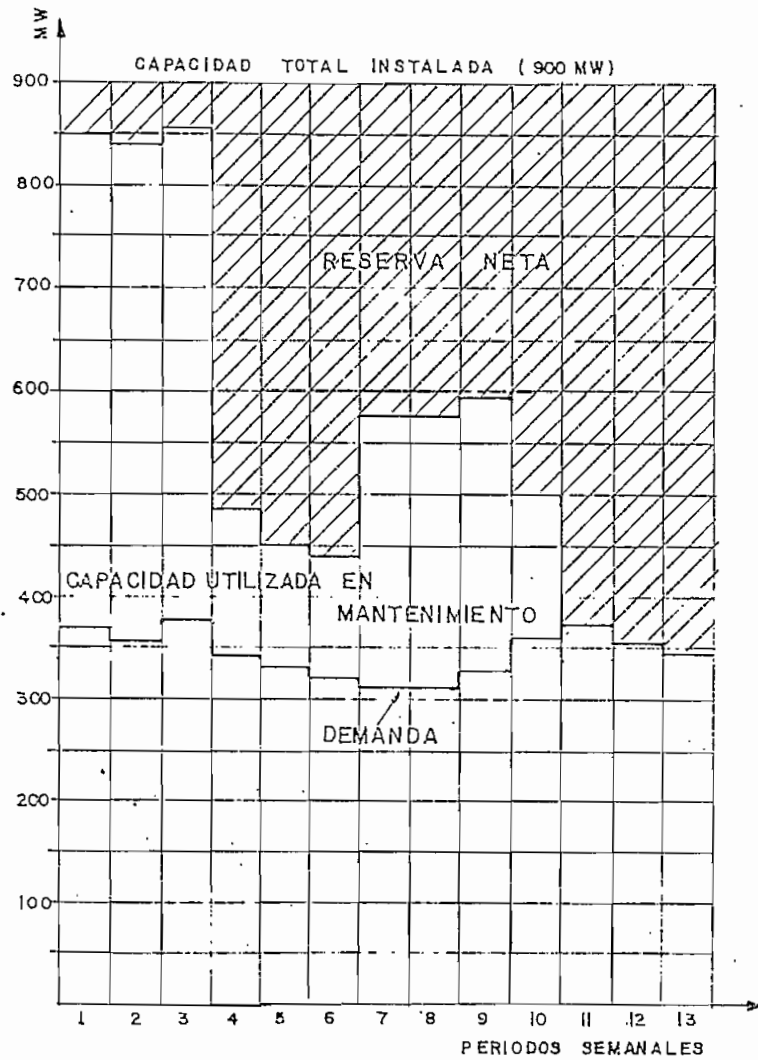


FIG.5.5 NIVELAMIENTO DE RESERVA PARA SISTEMA DEL BRASIL ( MIN. RES = 0 )

FIG.5.6 MEJOR PROGRAMA POR NIVELAMIENTO DE RESERVA PARA EL SISTEMA DEL BRASIL (MIN. RES. = 300 MW)

## 5.2 APLICACION AL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO DEL ECUADOR

En esta sección se presenta al Sistema Nacional Interconectado del Ecuador, como un ejemplo de aplicación para resolver la programación del mantenimiento de generación. El intervalo de planificación del mantenimiento está constituido por 26 períodos quincenales que equivalen a un año calendario.

### A. Consideraciones Generales ,

Es importante citar las siguientes consideraciones:

- (1) Se ha tomado en cuenta solamente las 20 unidades pertenecientes al INECEL, incluídas las 5 unidades de 100 MW. cada una, del Proyecto Paute (Fases A y B), obteniéndose una capacidad total instalada de 952 MW.
- (2) Durante el intervalo de planificación del mantenimiento, se considera que se conserva constante la capacidad total instalada, debido a la no disminución de capacidad por el régimen de estiaje en las centrales hidroeléctricas y porque ninguna unidad se encuentra indisponible para operación y para mantenimiento al mismo tiempo.
- (3) Se consideró la demanda total prevista del país para el año 1983, incluyendo las demandas de los sistemas

eléctricos de Santo Domingo, Milagro y Centro-Sur.

- (4) Se asumió como mínima reserva requerida (asignación constante para contingencias) el 10% de la mayor demanda quincenal del intervalo.
- (5) En cada central, sus unidades deben salir secuencialmente, una inmediatamente después de haber terminado el mantenimiento de la otra, razón por la cual la programación del mantenimiento de generación del Sistema Nacional Interconectado se la hizo por centrales.
- (6) También se asumió los períodos disponibles para mantenimiento de las unidades de una central, las restricciones de no mantenimiento simultáneo (exclusión) de unidades hidroeléctricas, térmicas de vapor y centrales de punta. La duración de la parada de mantenimiento está dada en períodos quincenales, así para cada unidad de las centrales consideradas (la duración indicada en las planillas del computador es para cada central en conjunto) son las siguientes:

Pisayambo	2 períodos
Esmeraldas	3 períodos
Santa Rosa	2 períodos
Estero Salado Vapor	3 períodos
Estero Salado Gas	2 períodos
Paute	2 períodos
Térmica Quito	2 períodos

En la Tabla XV están indicados los datos para este problema de programación del mantenimiento de generación aplicado al Sistema Nacional Interconectado (S.N.I.)

TABLA XV

Datos del S.N.I. para programación del mantenimiento

\*\* PROGRAMACION DEL MANTENIMIENTO DE GENERACION \*\*

-----  
DATOS DEL SISTEMA  
-----

NUMERO DE CENTRALES = 7  
 NUMERO DE UNIDADES = 20  
 NUMERO TOTAL DE PERIODOS PARA MANTENIMIENTO = 26 (QUIN.)

N O M B R E D E U N I D A D E S	CAPACIDAD NOMINAL (MW.)	CAPACIDAD EFECTIVA (MW.)	DURACION DE PARADA (PER.)	PERIODOS DISPONIBLES PARA MANTENIMIENTO		NUMERO DE VARIABLE VARIABLES INICIAL	VARIABLE INICIAL
				PERIODO INICIAL	PERIODO FINAL		
*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****
PISAYAMBO							
1-2	35	0	4	6	21	13	1
ESMERALDAS							
1	135	0	3	1	14	12	14
SANTA ROSA							
1-2-3	17	0	6	7	22	11	26
ESTERO SALADO V.							
2-3	73	0	6	1	14	9	37
ESTERO SALADO G.							
4	20	0	2	7	16	9	46
PAUTE							
1-2-3-4-5	100	0	10	6	21	7	55
TERMICA QUITO							
1-2-3-4-5-6	5	0	12	9	26	7	62

NUMERO DE RESTRICCIONES PARTICULARES = 8

NUMERO DE RESTRICCIONES DE SECUENCIA =  
 9: ESV.-ESG.-

NUMERO DE RESTRICCIONES DE CAPACIDAD = 26

NUMERO DE RESTRICCIONES DE EXCLUSION =  
 13: PIS.-PAU.-  
 15: ESM.-ESV.-ESG.-  
 11: SR.-TA.-

NUMERO TOTAL DE VARIABLES = 68  
 NUMERO TOTAL DE RESTRICCIONES = 82

Restricciones

(1) R. Particulares

(1 - 8)

(2) R. de Secuencia (9-17)

<u>1° Unidad</u>	<u>2° Unidad</u>	<u>Intervalo (Quin.)</u>
ESTERO SALADO V.	ESTERO SALADO G.	-

(3) R. de Capacidad disponible para mantenimiento (18-43)

<u>Restricción</u> #	<u>Período</u> Quincenal	<u>Capacidad</u> Disp.mant.
18	1	199
19	2	201
20	3	202
21	4	198
22	5	193
23	6	195
24	7	196
25	8	193
26	9	190
27	10	192
28	11	195
29	12	203
30	13	210
31	14	208
32	15	205
33	16	202
34	17	198
35	18	195
36	19	192
37	20	183
38	21	175
39	22	170
40	23	164
41	24	153
42	25	140
43	26	158

Las capacidades disponibles para mantenimiento en cada período quincenal resultan considerando una mínima reserva de 74 MW., de acuerdo al criterio del 10% de la mayor demanda del intervalo de planificación y por medio de la ecuación (5.1)

- (4) R. de Exclusión (No más de una unidad estará fuera de servicio simultáneamente)
- ( 44 - 56 ) PISAYAMBO, PAUTE (Unidades hidroeléctricas)
  - ( 57 - 71 ) ESMERALDAS, ESTERO SALADO VAPOR, ESTERO SALADO GAS (Unidades Termoeléctricas ).
  - ( 72 - 82 ) SANTA ROSA, TERMICA QUITO (Unidades de punta).

La formulación de las restricciones para este problema están presentadas en la Tabla XVI.

B. Casos de Estudio

En este sistema se efectuaron los siguientes casos de estudio en la programación del mantenimiento de generación:

- (1) Función Objetivo "Programa lo más temprano posible"

$$c^T = [ \underbrace{0123456789101112}_{\text{PISAYAMBO}} \quad \underbrace{01234567891011}_{\text{ESMERALDAS}} \quad \underbrace{012345678910}_{\text{SANTA ROSA}} \quad \underbrace{012345678}_{\text{EST. SAL.V}} \quad \underbrace{012345678}_{\text{EST.SAL.G}} \quad \underbrace{0123456}_{\text{PAUTE}} \quad \underbrace{0123456}_{\text{T.QUITO}} ]$$

Como resultado se obtuvieron 10 soluciones factibles incluida la solución óptima que originó el programa óptimo de mantenimiento detallado en la Tabla XVII.





TABLA XVII

Programa óptimo de mantenimiento con función objetivo

"Programa lo más temprano posible" para el S.N.I.

\*\*\*\*\* PROGRAMA TENTATIVO DE MANTENIMIENTO # : 10 \*\*\*\*\*

	P	E	R	I	O	D	O	S
	1	1	1	1	1	1	1	1
	2	2	2	2	2	2	2	2
	3	3	3	3	3	3	3	3
	4	4	4	4	4	4	4	4
	5	5	5	5	5	5	5	5
	6	6	6	6	6	6	6	6
	7	7	7	7	7	7	7	7
	8	8	8	8	8	8	8	8
	9	9	9	9	9	9	9	9
	10	10	10	10	10	10	10	10
UNIDADES	1	2	3	4	5	6	7	8
PISAYAMBO			X	X	X	X		
ESMERALDAS	X	X	X					
SANTA ROSA			X	X	X	X	X	
ESTERO SALADO V.		X	X	X	X	X		
ESTERO SALADO G.			X	X				
PAUTE		X	X	X	X	X	X	X
TERMIÇA QUITO			X	X	X	X	X	X

CRITERIO OBJETIVO : \* PROGRAMA LO MAS TEMPRANO POSIBLE \*  
COSTO = 14

RESERVA BRUTA = CAPACIDAD TOTAL INSTALADA DISPONIBLE - DEMANDA MAXIMA  
CAPACIDAD DISPONIBLE PARA MANTENIMIENTO = RESERVA BRUTA - MINIMA RESERVA REQUERIDA  
RESERVA NETA = RESERVA BRUTA - CAPACIDAD UTILIZADA EN MANTENIMIENTO

PERIODO	CAPAC. TOT. INST. DISP. MW.	DEMANDA MAXIMA MW.	CARGA EQUIVALENT. MW.	RESERVA BRUTA MW.	MINIMA RES. REQ. MW.	CAP. DISP. PARA MANT. MW.	CAP. UTIL. EN MANT. MW.	RESERVA NETA MW.
1	952	679	0	273	74	199	135	138
2	952	677	0	275	74	201	135	140
3	952	676	0	276	74	202	135	141
4	952	680	0	272	74	198	73	199
5	952	685	0	267	74	193	73	194
6	952	683	0	269	74	195	108	161
7	952	682	0	270	74	196	125	145
8	952	685	0	267	74	193	125	142
9	952	688	0	264	74	190	125	139
10	952	686	0	266	74	192	137	129
11	952	683	0	269	74	195	137	132
12	952	675	0	277	74	203	117	160
13	952	668	0	284	74	210	105	179
14	952	670	0	282	74	208	105	177
15	952	673	0	279	74	205	105	174
16	952	676	0	276	74	202	105	171
17	952	680	0	272	74	198	105	167
18	952	683	0	269	74	195	105	164
19	952	686	0	266	74	192	105	161
20	952	695	0	257	74	183	5	252
21	952	703	0	249	74	175	5	244
22	952	708	0	244	74	170	5	239
23	952	714	0	238	74	164	5	233
24	952	725	0	227	74	153	5	222
25	952	738	0	214	74	140	0	214
26	952	720	0	232	74	158	0	232

SOLUCION OPTIMA: J= 1 14 26 40 49 59 66

Se empleó un nivel fijo de mínima reserva igual a 74 MW, y en los resultados se puede observar que los 2 últimos períodos del intervalo de planificación no fueron ocupados para mantenimiento, pues de acuerdo a la forma de esta función objetivo el mantenimiento de las unidades tiende a efectuarse en los primeros períodos.

(2) Función Objetivo "Mínimo cambio de programa pre-establecido"

Para este caso se asumió un crecimiento imprevisto en la demanda nacional a partir del 7° período quincenal, lo que implicó que parte de la reserva de la generación entre en operación y se produzca el diferimiento en el inicio del mantenimiento de algunas unidades.

Conservándose la función objetivo del caso anterior y cambiándose solamente los datos correspondientes a las demandas desde el período 7 al período 26, se obtuvieron los resultados que constan en la Tabla XVIII. En los mismos se observa una disminución en la reserva a partir del período 7 y el retraso del inicio del mantenimiento de las unidades del Paute, ya que la capacidad disponible para mantenimiento no permitió que salgan estas unidades de mayor capacidad como estaba previsto. También aumentó el valor de la función objetivo.

TABLA XVIII

Programa óptimo de mantenimiento con función objetivo

"Mínimo cambio de programa pre-establecido" para el S.N.I.

\*\*\*\*\* PROGRAMA TENTATIVO DE MANTENIMIENTO # : 3 \*\*\*\*\*

	F	E	R	I	O	D	O	S
UNIDADES	1	1	1	1	1	1	1	1
*****	1	2	3	4	5	6	7	8
PISAYAMBO	.	.	.	.	.	.	.	.
ESMERALDAS	.	.	.	.	.	.	.	.
SANTA ROSA	.	.	.	.	.	.	.	.
ESTERO SALADO V.	.	.	.	.	.	.	.	.
ESTERO SALADO G.	.	.	.	.	.	.	.	.
PAUTE	.	.	.	.	.	.	.	.
TERMICA QUITO	.	.	.	.	.	.	.	.

CRITERIO OBJETIVO : \* MINIMO CAMBIO PROGRAMA PRE-ESTABLECIDO  
 COSTO = 16

RESERVA BRUTA = CAPACIDAD TOTAL INSTALADA DISPONIBLE - DEMANDA MAXIMA  
 CAPACIDAD DISPONIBLE PARA MANTENIMIENTO = RESERVA BRUTA - MINIMA RESERVA REQUERIDA  
 RESERVA NETA = RESERVA BRUTA - CAPACIDAD UTILIZADA EN MANTENIMIENTO

PERIODO	CAPAC. TOT. INST. DISP. MW.	DEMANDA MAXIMA MW.	CARGA EQUIVALENT. MW.	RESERVA BRUTA MW.	MINIMA RES. REQ. MW.	CAP. DISP. PARA MANT. MW.	CAP. UTIL. EN MANT. MW.	RESERVA NETA MW.
1	952	679	0	273	74	199	135	138
2	952	677	0	275	74	201	135	140
3	952	676	0	276	74	202	135	141
4	952	680	0	272	74	198	73	199
5	952	685	0	267	74	193	73	194
6	952	683	0	269	74	195	108	161
7	952	742	0	210	74	136	125	85
8	952	745	0	207	74	133	125	82
9	952	748	0	204	74	130	125	79
10	952	746	0	206	74	132	37	169
11	952	743	0	209	74	135	37	172
12	952	735	0	217	74	143	117	100
13	952	718	0	234	74	160	105	129
14	952	720	0	232	74	158	105	127
15	952	723	0	229	74	155	105	124
16	952	726	0	226	74	152	105	121
17	952	730	0	222	74	148	105	117
18	952	733	0	219	74	145	105	114
19	952	746	0	206	74	132	105	101
20	952	755	0	197	74	123	105	92
21	952	763	0	189	74	115	105	84
22	952	768	0	184	74	110	5	179
23	952	774	0	178	74	104	5	173
24	952	785	0	167	74	93	5	162
25	952	798	0	154	74	80	0	154
26	952	780	0	172	74	98	0	172

SOLUCION OPTIMA: J= 1 14 26 40 49 61 66  
 VALOR OPTIMO DE LA FUNCION OBJETIVO: 16

(3) Nivelamiento de Reserva

Los resultados de los casos anteriores fueron obtenidos con un nivel fijo de mínima reserva de 74 MW., en cambio el nivelamiento de reserva a través de este algoritmo se consiguió aumentando sistemáticamente el nivel de mínima reserva hasta 135 MW., sobre el cual ya no fue posible encontrar una solución.

La formulación del problema para este caso, considera 8 restricciones particulares, 9 restricciones de secuencia, 26 restricciones de capacidad y 68 variables. Los resultados indican que con el nivel de reserva de 0 MW. se obtuvo un programa con una máxima reserva de 271 MW. y una mínima reserva de 61 MW. (Tabla XIX y Figura 5.7). El último programa encontrado durante el procedimiento de nivelamiento de reserva que constituyó el mejor programa de mantenimiento según este criterio, presentó una máxima reserva de 244 MW. y una mínima reserva de 138 MW. (Tabla XX y Figura 5.8), demostrándose de esta manera la maximización de la mínima reserva.

(4) Nivelamiento de Probabilidad de Pérdida de Carga.

La aplicación de este criterio en la programación del mantenimiento de generación del S.N.I. consta de los siguientes pasos de acuerdo a lo indicado en la sección 4.1.5

TABLA XIX

Programa de mantenimiento por Nivelamiento de

Reserva con Min. Res= OMW. para el S.N.I.

\*\*\*\*\* PROGRAMA TENTATIVO DE MANTENIMIENTO # : 1 \*\*\*\*\*

	P	E	R	I	O	D	O	S
UNIDADES	1	1	1	1	1	1	1	1
*****	1	2	3	4	5	6	7	8
PISAYAMBO								
ESMERALDAS								
SANTA ROSA								
ESTERO SALADO V.								
ESTERO SALADO G.								
PAUTE								
TERMICA QUITO								

CRITERIO OBJETIVO : \* NIVELAMIENTO DE RESERVA \*  
 COSTO = 0

RESERVA BRUTA = CAPACIDAD TOTAL INSTALADA DISPONIBLE - DEMANDA MAXIMA  
 CAPACIDAD DISPONIBLE PARA MANTENIMIENTO = RESERVA BRUTA - MINIMA RESERVA REQUERIDA  
 RESERVA NETA = RESERVA BRUTA - CAPACIDAD UTILIZADA EN MANTENIMIENTO

PERIODO	CAPAC. TOT. INST. DISP. MW.	DEMANDA MAXIMA MW.	CARGA EQUIVALENT MW.	RESERVA BRUTA MW.	MINIMA RES. REQ. MW.	CAP. DISP. PARA MANT. MW.	CAP. UTIL. EN MANT. MW.	RESERVA NETA MW.
1	952	679	0	273	0	273	208	65
2	952	677	0	275	0	275	208	67
3	952	676	0	276	0	276	208	68
4	952	680	0	272	0	272	73	199
5	952	685	0	267	0	267	73	194
6	952	683	0	269	0	269	208	61
7	952	682	0	270	0	270	172	98
8	952	685	0	267	0	267	172	95
9	952	688	0	264	0	264	157	107
10	952	686	0	266	0	266	122	144
11	952	683	0	269	0	269	122	147
12	952	675	0	277	0	277	122	155
13	952	668	0	284	0	284	105	179
14	952	670	0	282	0	282	105	177
15	952	673	0	279	0	279	105	174
16	952	676	0	276	0	276	5	271
17	952	680	0	272	0	272	5	267
18	952	683	0	269	0	269	5	264
19	952	686	0	266	0	266	5	261
20	952	695	0	257	0	257	5	252
21	952	703	0	249	0	249	0	249
22	952	708	0	244	0	244	0	244
23	952	714	0	238	0	238	0	238
24	952	725	0	227	0	227	0	227
25	952	738	0	214	0	214	0	214
26	952	720	0	232	0	232	0	232

SOLUCION OPTIMA: J= 1 14 26 37 46 55 62  
 VALOR OPTIMO DE LA FUNCION OBJETIVO: 0

TABLA XX

Mejor programa de mantenimiento por Nivelamiento

de Reserva con Min. Res. = 135 MW. para el S.N.I.

\*\*\*\*\* PROGRAMA TENTATIVO DE MANTENIMIENTO # : 1 \*\*\*\*\*

	F	E	R	I	O	D	O	S
UNIDADES	1	1	1	1	1	1	1	1
*****	1	2	3	4	5	6	7	8
PISAYAMBO					X	X	X	X
ESMERALDAS	X	X	X					
SANTA ROSA			X	X	X	X	X	X
ESTERO SALADO V.		X	X	X	X	X		
ESTERO SALADO G.					X	X		
PAUTE			X	X	X	X	X	X
TERMICA QUITO		X	X	X	X	X	X	X

CRITERIO OBJETIVO : \* NIVELAMIENTO DE RESERVA \*  
COSTO = 0

RESERVA BRUTA = CAPACIDAD TOTAL INSTALADA DISPONIBLE - DEMANDA MAXIMA  
CAPACIDAD DISPONIBLE PARA MANTENIMIENTO = RESERVA BRUTA - MINIMA RESERVA REQUERIDA  
RESERVA NETA = RESERVA BRUTA - CAPACIDAD UTILIZADA EN MANTENIMIENTO

PERIODO	CAPAC. TOT. INST. DISP. MW.	DEMANDA MAXIMA MW.	CARGA EQUIVALENT. MW.	RESERVA BRUTA MW.	MINIMA RES. REQ. MW.	CAP. DISP. PARA MANT. MW.	CAP. UTIL. EN MANT. MW.	RESERVA NETA MW.
1	952	679	0	273	135	138	135	138
2	952	677	0	275	135	140	135	140
3	952	676	0	276	135	141	135	141
4	952	680	0	272	135	137	73	199
5	952	685	0	267	135	132	73	194
6	952	683	0	269	135	134	108	161
7	952	682	0	270	135	135	125	145
8	952	685	0	267	135	132	125	142
9	952	688	0	264	135	129	125	139
10	952	686	0	266	135	131	42	224
11	952	683	0	269	135	134	42	227
12	952	675	0	277	135	142	122	155
13	952	668	0	284	135	149	105	179
14	952	670	0	282	135	147	105	177
15	952	673	0	279	135	144	105	174
16	952	676	0	276	135	141	105	171
17	952	680	0	272	135	137	105	167
18	952	683	0	269	135	134	105	164
19	952	686	0	266	135	131	105	161
20	952	695	0	257	135	122	105	152
21	952	703	0	249	135	114	105	144
22	952	708	0	244	135	109	0	244
23	952	714	0	238	135	103	0	238
24	952	725	0	227	135	92	0	227
25	952	738	0	214	135	79	0	214
26	952	720	0	232	135	97	0	232

SOLUCION OPTIMA: J= 1 14 26 40 49 61 63  
VALOR OPTIMO DE LA FUNCION OBJETIVO: 0

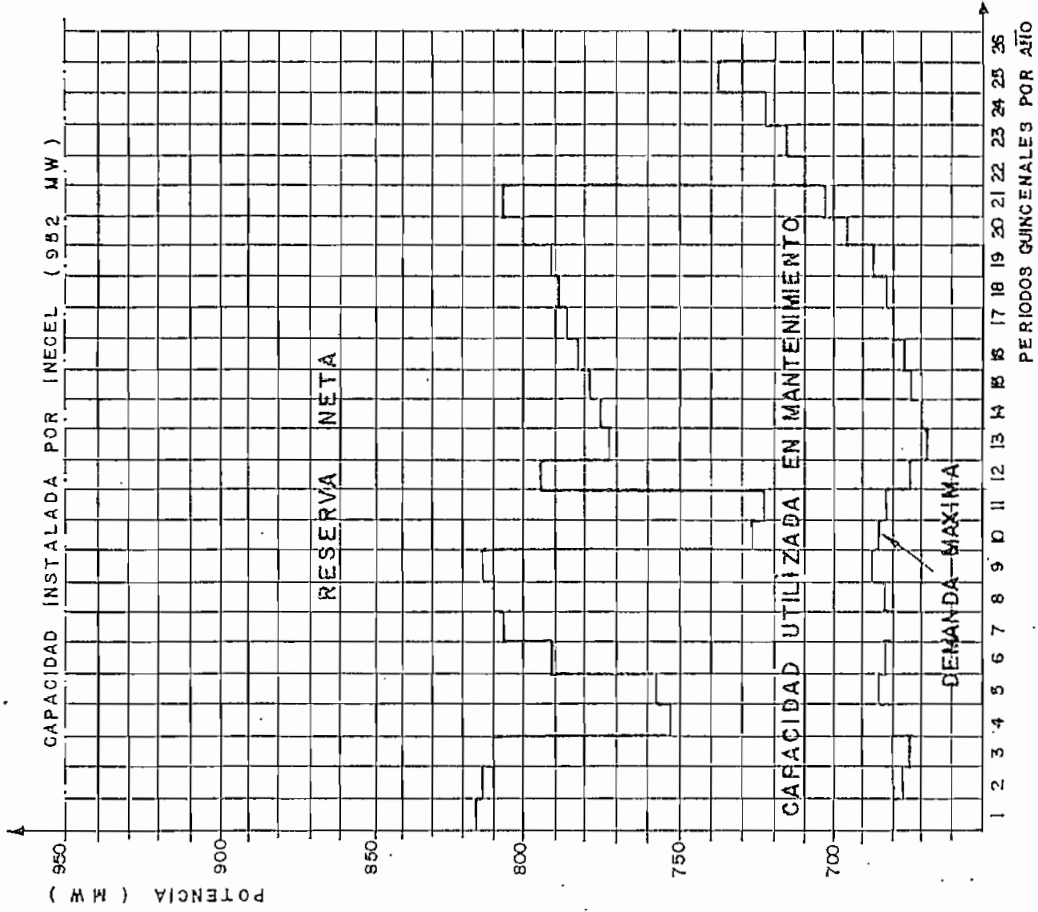


FIG. 58 MEJOR PROGRAMA POR NIVELAMIENTO DE RESERVA  
S.N.I. ( MIN. RES. = 135 MW )

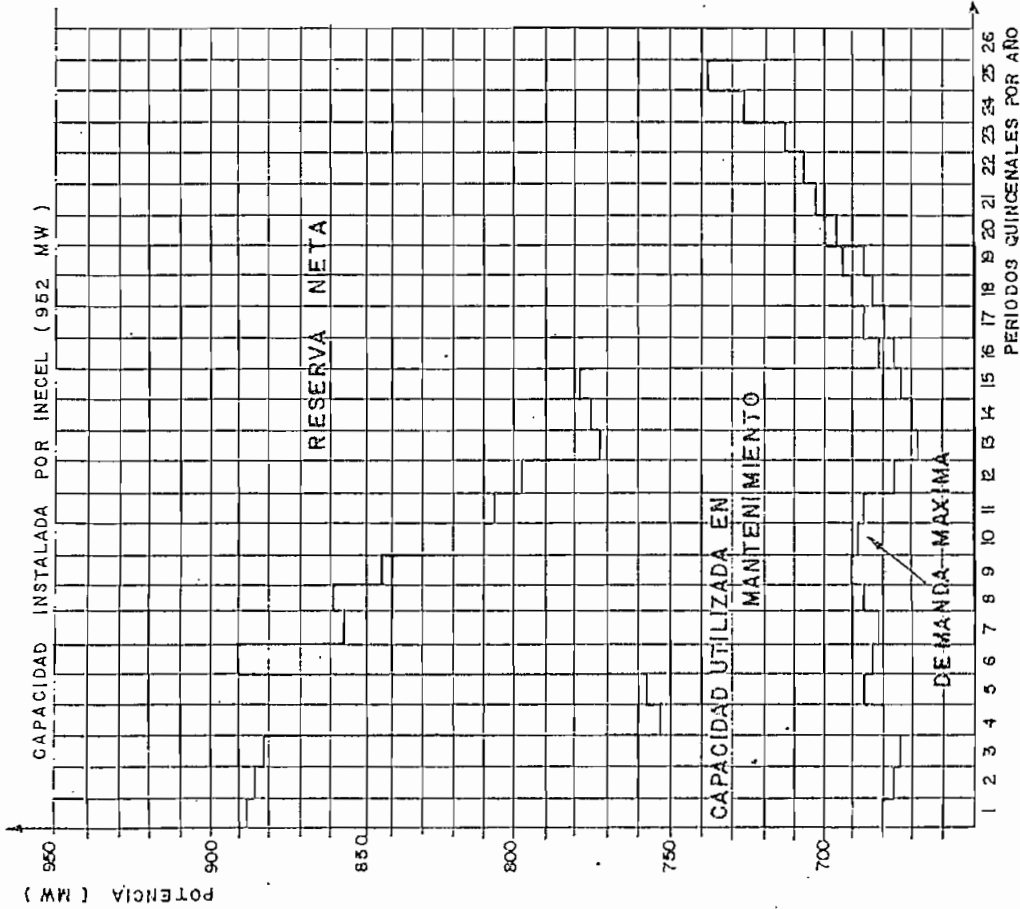


FIG. 57 PROGRAMA POR NIVELAMIENTO DE RESERVA  
S.N.I. ( MIN. RES. = 0 MW )

- a) Se encontró la Tabla de probabilidad de salida de generación (Tabla XXI), por medio del programa de computación de la referencia [21].

TABLA XXI

Tabla de probabilidad de salida de generación

CAPACIDAD DE SALIDA (MW.)	PROBABILIDAD	CAPACIDAD DE SALIDA (MW.)	PROBABILIDAD
350	$7.7373 \times 10^{-4}$	190	$5,8789 \times 10^{-2}$
340	$1.0615 \times 10^{-3}$	180	$8.0523 \times 10^{-2}$
330	$1.4887 \times 10^{-3}$	170	$1.1658 \times 10^{-1}$
320	$2.0719 \times 10^{-3}$	160	$1.7082 \times 10^{-1}$
<u>310</u>	<u><math>2.3372 \times 10^{-3}</math></u>	150	$2.3989 \times 10^{-1}$
300	$2.8002 \times 10^{-3}$	140	$3.1494 \times 10^{-1}$
290	$3.6434 \times 10^{-3}$	130	$3.4599 \times 10^{-1}$
280	$4.5668 \times 10^{-3}$	120	$3.7116 \times 10^{-1}$
270	$5.5472 \times 10^{-3}$	110	$3.9313 \times 10^{-1}$
260	$6.6483 \times 10^{-3}$	100	$4.1994 \times 10^{-1}$
250	$8.0980 \times 10^{-3}$	90	$4.6448 \times 10^{-1}$
240	$1.0206 \times 10^{-2}$	80	$5.3835 \times 10^{-1}$
230	$1.3281 \times 10^{-2}$	70	$6.4395 \times 10^{-1}$
220	$1.7532 \times 10^{-2}$	60	$7.6763 \times 10^{-1}$
210	$2.2890 \times 10^{-2}$	<u>50</u>	<u><math>8.8093 \times 10^{-1}</math></u>
200	$4.2872 \times 10^{-2}$	40	$9.5677 \times 10^{-1}$

- b) Se calculó el parámetro m a partir de la ecuación (4.12) sin hacer el gráfico semi-logarítmico. Se asumió los



niveles de probabilidad de salida de 0.9 y 0.9/365, considerando que comprenden una porción de la Tabla de capacidad de salida significantes en determinar una probabilidad anual de pérdida de carga al nivel de 0.9 días/año, usando 365 días de demanda máxima. La máxima probabilidad de pérdida de carga se asumió 0.9 días/año. Las capacidades de salida correspondientes a esos niveles de probabilidad se encuentran en la Tabla XXI.

$$A_a = 0.880927 \quad a = 50 \text{ MW.}$$

$$A_b = 0.002337 \quad b = 310 \text{ MW.}$$

$$m = \frac{(b - a)}{\ln(A_a/A_b)} = \frac{(310 - 50) \text{ MW}}{\ln\left(\frac{0.880927}{0.002337}\right)} = 43.83 \text{ MW.}$$

- c) Se calculó la capacidad efectiva de cada unidad, a través de la ecuación (4.13) :

UNIDAD	FOR	CAP. NOM. (MW.)	CAP. EFEC. (MW.)
Esmeraldas (V)	0.10	135	85.75
Paute (H)	0.04	100	86.79
Estero Salado (V)	0.08	73	60.07
Pisayambo (H)	0.03	35	33.42
Estero Salado (G)	0.15	20	16.35
Santa Rosa (G)	0.15	17	14.39
Térmica Quito (D)	0.07	5	4.63

Capacidad efectiva total instalada = 793.98 MW

- d) Se calculó la carga equivalente para cada período quincenal; por medio de las ecuaciones (4.14) y (4.15). En la Tabla XXII se presentan las demandas máximas diarias previstas en cada período quincenal, a partir

de las demandas máximas mensuales (datos facilitados por la DOSNI). Las cargas equivalentes y resultados previos están indicados en la Tabla XXIII.

TABLA XXII

MAXIMA DEMANDAS DIARIAS (MW.)														
PERIODO														
1	679.	0679.	0673.	0672.	670.	668.	662.	662.	661.	661.	660.	657.	5653.	652.
2	677.	675.	674.	674.	672.	669.	665.	665.	661.	660.	658.	656.	654.	650.
3	676.	674.	3674.	3672.	662.	662.	659.	5650.	5648.	5648.	5644.	5643.	5640.	632. 5
4	680.	680.	676.	673.	672.	672.	669.	666.	660.	655.	649.	644.	644.	636.
5	685.	678.	677.	5673.	671.	671.	669.	5665.	664.	5662.	661.	657.	655.	654. 5
6	683.	680.	680.	674.	674.	672.	5668.	663.	663.	660.	659.	655.	653.	652.
7	682.	677.	671.	670.	669.	5665.	5662.	661.	660.	658.	5654.	652.	5645.	5641.
8	685.	678.	675.	675.	671.	669.	666.	660.	658.	656.	653.	651.	651.	644.
9	688.	680.	5679.	677.	676.	5673.	673.	671.	668.	661.	5660.	658.	5658.	5657.
10	686.	686.	683.	680.	677.	675.	675.	674.	672.	670.	669.	662.	662.	656.
11	683.	680.	677.	674.	5674.	674.	674.	673.	673.	670.	5667.	666.	5666.	665.
12	675.	674.	671.	671.	669.	668.	666.	666.	665.	663.	663.	662.	661.	660.
13	668.	663.	661.	656.	654.	651.	5650.	650.	650.	647.	5646.	644.	643.	5642.
14	670.	667.	664.	662.	659.	656.	656.	653.	650.	648.	647.	645.	643.	643.
15	673.	671.	669.	666.	663.	659.	655.	654.	652.	650.	650.	648.	648.	647.
16	676.	666.	5662.	660.	658.	5657.	656.	5655.	655.	652.	5652.	5651.	649.	648.
17	680.	678.	677.	5675.	675.	673.	5671.	669.	666.	5664.	660.	657.	5654.	652.
18	683.	680.	677.	674.	671.	668.	665.	662.	659.	659.	657.	5656.	656.	654. 5
19	686.	683.	679.	5679.	5673.	665.	5665.	5659.	5658.	658.	658.	657.	5656.	652. 5
20	695.	694.	694.	688.	682.	676.	673.	670.	667.	665.	663.	663.	663.	661.
21	703.	695.	692.	691.	5690.	688.	688.	683.	686.	686.	683.	681.	680.	678.
22	708.	704.	5700.	5696.	692.	690.	5688.	686.	684.	684.	683.	5683.	682.	682.
23	714.	712.	709.	708.	706.	5703.	5702.	702.	5701.	5701.	5701.	701.	699.	697.
24	725.	721.	719.	719.	717.	715.	714.	712.	712.	711.	5711.	710.	709.	708.
25	738.	737.	735.	733.	732.	719.	5714.	5713.	704.	703.	5698.	695.	692.	688.
26	720.	720.	718.	713.	708.	5703.	696.	693.	5693.	690.	685.	5681.	675.	672.

La carga equivalente en cada período de mantenimiento fue introducida porque la demanda máxima prevista de carga no definió realmente cuanto de la probabilidad de no satisfacer la demanda estaría asociado con cada período de mantenimiento. Pues un período de verano con una cierta demanda máxima presentó una probabilidad menor que la de un período de invierno con la misma demanda máxima, debido a la mayor varia

ción de demandas en el verano. Por lo cual las cargas equivalentes son empleadas para compensar la variación de probabilidad de pérdida de carga [10].

TABLA XXIII

Cargas equivalentes para cada período del intervalo de planificación del mantenimiento

PER.	MAYOR DEM.	LOLP PROMEDIO	RLTVO. PROMEDIO	MAYOR DEM. - M	CARGA EQUIVALENTE (MW.)
1	MD=679.0	AR=2.010	CM=635.2	CARGA EQ. =665.77	
2	MD=677.0	AR=2.105	CM=633.2	CARGA EQ. =665.79	
3	MD=676.0	AR=1.821	CM=632.2	CARGA EQ. =656.43	
4	MD=680.0	AR=1.917	CM=636.2	CARGA EQ. =664.70	
5	MD=685.0	AR=1.859	CM=641.2	CARGA EQ. =668.33	
6	MD=683.0	AR=1.933	CM=639.2	CARGA EQ. =668.06	
7	MD=682.0	AR=1.782	CM=638.2	CARGA EQ. =663.49	
8	MD=685.0	AR=1.734	CM=641.2	CARGA EQ. =665.29	
9	MD=688.0	AR=1.849	CM=644.2	CARGA EQ. =671.12	
10	MD=686.0	AR=2.077	CM=642.2	CARGA EQ. =674.21	
11	MD=683.0	AR=2.163	CM=639.2	CARGA EQ. =672.98	
12	MD=675.0	AR=2.263	CM=631.2	CARGA EQ. =666.96	
13	MD=663.0	AR=1.911	CM=624.2	CARGA EQ. =652.53	
14	MD=670.0	AR=1.946	CM=626.2	CARGA EQ. =655.36	
15	MD=673.0	AR=1.949	CM=629.2	CARGA EQ. =653.43	
16	MD=676.0	AR=1.792	CM=632.2	CARGA EQ. =657.73	
17	MD=680.0	AR=2.113	CM=636.2	CARGA EQ. =663.95	
18	MD=683.0	AR=1.882	CM=639.2	CARGA EQ. =665.68	
19	MD=686.0	AR=1.801	CM=642.2	CARGA EQ. =667.96	
20	MD=695.0	AR=1.903	CM=651.2	CARGA EQ. =679.38	
21	MD=703.0	AR=1.943	CM=659.2	CARGA EQ. =688.28	
22	MD=708.0	AR=1.850	CM=664.2	CARGA EQ. =691.14	
23	MD=714.0	AR=2.186	CM=670.2	CARGA EQ. =704.45	
24	MD=725.0	AR=2.154	CM=681.2	CARGA EQ. =714.81	
25	MD=738.0	AR=1.717	CM=694.2	CARGA EQ. =717.86	
26	MD=720.0	AR=1.744	CM=676.2	CARGA EQ. =700.35	

e) Se seleccionó un programa de mantenimiento a partir del planteamiento del problema detallado en la Tabla XXIV, donde los datos correspondientes a las capaci-

dades efectivas se los ha redondeado en forma entera, lo cual no implicará errores en los resultados. En el procedimiento se reemplazó a la capacidad nominal de cada unidad por la capacidad efectiva calculada y a la demanda máxima de cada período por la carga equivalente calculada. Estos reemplazos serán efectuados en las restricciones de capacidad.

TABLA XXIV

Datos del S.N.I. para Nivelamiento  
de probabilidad de pérdida de carga

\*\* PROGRAMACION DEL MANTENIMIENTO DE GENERACION \*\*

DATOS DEL SISTEMA

NUMERO DE CENTRALES = 7  
NUMERO DE UNIDADES = 20  
NUMERO TOTAL DE PERIODOS PARA MANTENIMIENTO = 26(QUIN.)

NOMBRE DE UNIDADES	CAPACIDAD NOMINAL (MW.)	CAPACIDAD EFECTIVA (MW.)	DURACION DE PARADA (PER.)	PERIODOS DISPONIBLES PARA MANTENIMIENTO		NUMERO DE VARIABLES INICIAL	VARIABLE INICIAL
				PERIODO INICIAL	PERIODO FINAL		
PISAYAMBU							
1-2	35	33	4	6	21	13	1
ESMERALDAS							
1	135	86	3	1	14	12	14
SANTA ROSA							
1-2-3	17	14	6	7	22	11	26
ESTERO SALADO V.							
2-3	73	60	6	1	16	9	37
ESTERO SALADO G.							
4	20	16	2	7	16	9	46
PAUTE							
1-2-3-4-5	100	87	10	6	21	7	55
TERMICA QUITO							
1-2-3-4-5-6	5	5	12	9	26	7	62

NUMERO DE RESTRICCIONES PARTICULARES = 8

NUMERO DE RESTRICCIONES DE SECUENCIA =  
9: ESV. -ESG. -

NUMERO DE RESTRICCIONES DE CAPACIDAD = 26

NUMERO TOTAL DE VARIABLES = 68  
NUMERO TOTAL DE RESTRICCIONES = 43

De la misma manera que se procedió en el nivelamiento de reserva, para encontrar el mejor programa por nivelamiento de probabilidad de pérdida de carga se varió el nivel de mínima reserva efectiva incrementándola hasta 17 MW. El mejor programa obtenido por este criterio está presentado en la Tabla XXV, donde se observa la alteración en el inicio del mantenimiento de las unidades de Santa Rosa y de la Térmica Quito y que ha cambiado la capacidad utilizada en mantenimiento en los períodos 7, 8, 9, 13, 14, 15 y 21. Estas variaciones son indicadas en relación al mejor programa obtenido por nivelamiento de reserva.

La distribución de la reserva durante el intervalo de planificación del mantenimiento de acuerdo al presente criterio está representada en la Figura 5.9 donde se puede observar, en relación al criterio anterior, que la reserva neta aumentó durante los períodos 7, 8, 9 y 21 y que disminuyó durante los períodos 13, 14 y 15.

Se calculó la probabilidad de pérdida de carga (LOLP) de los mejores programas obtenidos por nivelamiento de reserva y por nivelamiento de probabilidad de pérdida de carga a través del programa de computación de la referencia [21]. En estos resultados se observa lógicamente que la probabilidad cambió solamente en los períodos 7, 8, 9, 13, 14, 15 y 21 para los 2 pro-

gramas, como se puede ver en la Tabla XXVI, consiguiéndose así el nivelamiento de la probabilidad para los períodos indicados.

El valor esperado de probabilidad de pérdida de carga expresa en días de un determinado período de tiempo durante el cual ocurre una deficiencia en el abastecimiento de la demanda, es decir que la demanda de carga no puede ser satisfecha por la generación disponible debido a una falla forzada en las unidades generadoras. [21]

TABLA XXV

Mejor programa de mantenimiento por Nivelamiento  
de probabilidad de pérdida de carga para el S. N. I.

\*\*\*\*\* PROGRAMA TENTATIVO DE MANTENIMIENTO # : 1 \*\*\*\*\*

	P	E	R	I	O	D	O	S
UNIDADES	1	1	1	1	1	1	1	1
*****	1	2	3	4	5	6	7	8
PISAYAMBO								
ESMERALDAS								
SANTA ROSA								
ESTERO SALADO V.								
ESTERO SALADO G.								
PAUTE								
TERMICA QUITO								

CRITERIO OBJETIVO : \* NIVELAMIENTO PROBAB. PERDIDA DE CARGA \*  
 COSTO = 0

RESERVA EFECTIVA BRUTA = CAPACIDAD EFECTIVA TOTAL INSTALADA - CARGA EQUIVALENTE  
 CAPACIDAD EFECTIVA DISPONIBLE PARA MANTENIMIENTO = RESERVA EFECTIVA BRUTA - MINIMA RESERVA EFECTIVA  
 RESERVA EFECTIVA NETA = RESERVA EFECTIVA BRUTA - CAPACIDAD EFECTIVA UTILIZADA EN MANTENIMIENTO

PERIODO	CAPAC. EFEC. TOT. INST. MW.	DEMANDA MAXIMA MW.	CARGA EQUIVALENT. MW.	RES. EFEC. BRUTA MW.	MINIMA RES. EFEC. MW.	CAP. EFEC. DISP. MANT. MW.	CAP. EFEC. UTIL. MANT. MW.	RES. EFEC. NETA MW.
1	794	679	666	128	17	111	86	42
2	794	677	666	128	17	111	86	42
3	794	676	658	136	17	119	86	50
4	794	680	665	129	17	112	60	69
5	794	685	668	126	17	109	60	66
6	794	683	668	126	17	109	93	33
7	794	682	663	131	17	114	93	33
8	794	685	665	129	17	112	93	36
9	794	688	671	123	17	106	98	25
10	794	686	674	120	17	103	35	85
11	794	683	673	121	17	104	35	86
12	794	675	667	127	17	110	106	21
13	794	668	652	142	17	125	106	36
14	794	670	655	139	17	122	106	33
15	794	673	658	136	17	119	106	30
16	794	676	655	139	17	122	92	47
17	794	680	669	125	17	108	92	33
18	794	683	667	127	17	110	92	35
19	794	686	668	126	17	109	92	34
20	794	695	679	115	17	98	92	23
21	794	703	688	106	17	89	87	19
22	794	708	691	103	17	86	0	103
23	794	714	704	90	17	73	0	90
24	794	725	715	79	17	62	0	79
25	794	738	718	76	17	59	0	76
26	794	720	701	93	17	76	0	93

SOLUCION OPTIMA: J= 1 14 29 40 49 61 62  
 VALOR OPTIMO DE LA FUNCION OBJETIVO: 0

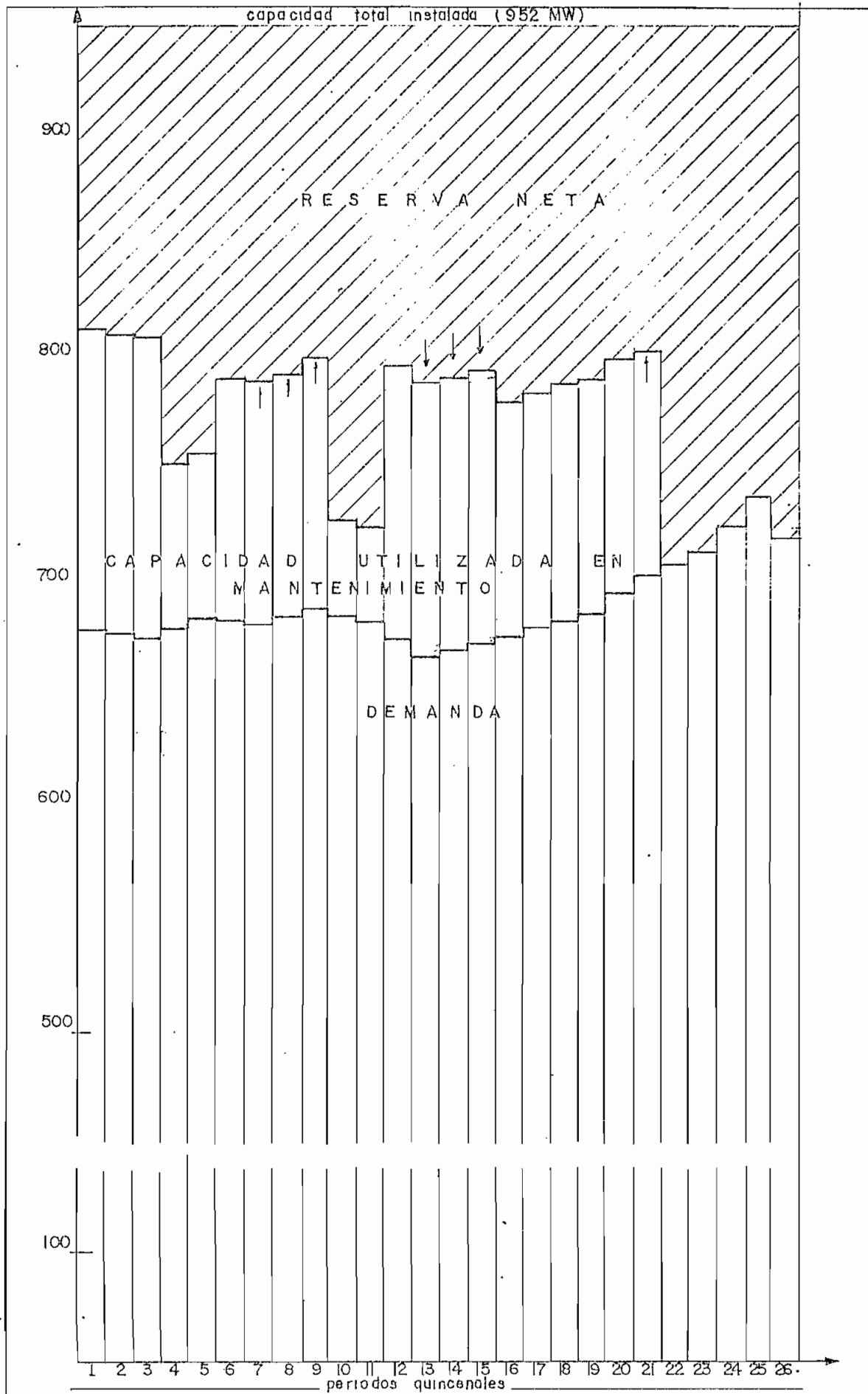


FIG.59 DISTRIBUCION DE RESERVA POR NIVELAMIENTO DE LOLP



TABLA XXVI

Probabilidad de pérdida de carga para Nivelamiento  
de Reserva y Nivelamiento de LOLP

<u>PERIODO</u>	<u>NIVELAMIENTO RESERVA</u> <u>(LOLP)</u>	<u>NIVELAMIENTO DE LOLP</u> <u>(LOLP)</u>
1	0.0463568	
2	0.0456582	
3	0.0337806	
4	0.0105392	
5	0.0117222	
6	0.0397082	
7	0.0614208	0.0355138
8	0.0650552	0.0376544
9	0.0783398	0.0540246
10	0.0053158	
11	0.0052528	
12	0.0705544	
13	0.0235074	0.0400708
14	0.0263088	0.0447706
15	0.0298298	0.0506744
16	0.0281568	
17	0.0437654	
18	0.0401114	
19	0.0395570	
20	0.0624498	
21	0.0858228	0.0730296
22	0.0024808	
23	0.0042378	
24	0.0060760	
25	0.0065394	
26	0.0035406	

Probabilidad Total (Niv.Res.) = 0.876088 días/año

Probabilidad Total (Niv.LOLP) = 0.841541 días/año

△ Probabilidad Total = 0.034547 días/año (3.94%)

Se concluye que se ha logrado mejorar la probabilidad de pérdida de carga aproximadamente en un 4% durante el intervalo de planificación del mantenimiento al emplear el nivelamiento de probabilidad de pérdida de carga.

Se debe indicar que para el cálculo de la probabilidad de no satisfacción de la demanda se considera a la capacidad total instalada disminuída una cantidad igual a la capacidad total de las unidades que están fuera de servicio para mantenimiento en cada período. [23]

## CAPITULO VI

### CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Los aspectos fundamentales que se pueden destacar de este trabajo de Tesis así como algunas recomendaciones para estudios futuros son los siguientes:

#### 6.1 CONCLUSIONES

\* La programación del mantenimiento de generación al nivel detallado en esta Tesis es apropiado para la planificación de operación en intervalos de 6 meses ó un año. La programación más allá de ese tiempo no será muy significativa ó acertada, ya que muchos eventos ocurrirán al azar durante el tiempo planificado, los cuales forzarán a numerosas modificaciones del programa.

\* En el planteamiento del problema se deben especificar lo más aproximadamente posible los períodos disponibles para el mantenimiento alrededor del período ideal de acuerdo a los ciclos de mantenimiento de cada unidad, para que el número de variables no sea grande.

\* La principal ventaja de la Programación Lineal Entera, para su aplicación en la programación del mantenimiento es que siempre que el problema tenga solución, encontrará el programa óptimo de mantenimiento de acuerdo al criterio empleado en la función objetivo además de algunos programas

factibles que serán sub-óptimos.

\* La simple formulación del problema implica rapidez y eficiencia en el método de búsqueda de la mejor solución, ya que se elimina un gran número de soluciones debido a la naturaleza bivalente de las variables independientes. Además los números involucrados en el problema son todos enteros sujetos a operaciones sencillas como sumas, subtracciones y comparaciones dentro del proceso, y no tienen problemas de redondeo.

\* Las restricciones en la formulación del problema, además de reflejar la disponibilidad de recursos del sistema en cuanto al número de unidades que pueden ser mantenidas en cada período y al orden de salida de estas unidades, tienen gran influencia en la eliminación de un buen número de soluciones, contribuyendo de esta forma a una determinación más rápida de una solución factible. Por lo cual es conveniente poner un mayor número de restricciones al problema.

\* De acuerdo con las experiencias en el uso del programa de computación, la consideración de una solución inicial llamada solución nominal, constituyó un factor importante en la eficiencia del algoritmo en términos de tiempo.

\* Luego de la determinación de la primera solución factible, el algoritmo de Enumeración Implícita examina solamente aquellas soluciones que tengan menor valor de función ob-

jetivo que el de la anterior solución encontrada. También cabe indicar que el aumento en el número de restricciones implica que la solución óptima, tendrá mayor su valor correspondiente de función objetivo.

En relación a los casos de estudio se tienen las siguientes conclusiones:

\* Con la función objetivo "Programa lo más temprano posible" se puede optimizar en relación al tiempo transcurrido desde el último mantenimiento de una unidad y de acuerdo a la disponibilidad de recursos del sistema. En este caso se trabajó con un nivel fijo de mínima reserva. Esta función objetivo refleja numéricamente un criterio de conveniencia, pues los valores de sus coeficientes deben ser diferentes y en orden creciente, ya que su finalidad es que el mantenimiento de cada unidad debe iniciarse en el período más cercano posible al primer período disponible para el inicio del mantenimiento, que constituye el período ideal según este criterio.

\* Las funciones objetivo "Programa lo más temprano posible" y "Mínimo costo de mantenimiento" permiten conseguir mejores programas de mantenimiento, que traduzcan eficazmente un mantenimiento económico en relación al tiempo transcurrido desde el último mantenimiento de las unidades.

\* La función objetivo "Mínimo cambio de programa pre-es-

tablecido" se puede adaptar a cualquiera de las funciones objetivo indicadas, para conseguir una mínima alteración de las condiciones de operación del sistema previamente establecidas y obtener mínimos incrementos en los costos de mantenimiento.

\* El Nivelamiento de Reserva ó Maximización de la Mínima Reserva no es estrictamente una función objetivo, lo cual implica que no siempre se obtenga el mejor programa en términos económicos ó de acuerdo con los recursos disponibles del sistema. Este criterio está sujeto solamente a las restricciones de capacidad disponible para mantenimiento en cada período. Lo que persigue el nivelamiento de reserva es una mejor distribución de la reserva y de las salidas para mantenimiento durante el intervalo de planificación, para obtener una mejor confiabilidad en la operación del sistema y continuidad en el servicio eléctrico.

\* El Nivelamiento de la Probabilidad de Pérdida de Carga es un criterio probabilístico que permite programar el mantenimiento de generación para obtener un mejor índice de confiabilidad en la operación del sistema que el que se consigue con el nivelamiento de reserva. Una forma de medir la confiabilidad es el método de probabilidad de pérdida de carga, el cual considera únicamente a las unidades generadoras y asume que el resto del sistema es confiable, por tanto el sistema operará eficientemente siempre que exista suficiente capacidad de generación para satisfacer

la demanda de carga.

\* Los resultados obtenidos en cada caso de estudio del Sistema Nacional Interconectado pueden considerarse confiables, ya que se comprobó que el programa de computación obtuvo los mismos resultados en los ejemplos tomados de la literatura técnica.

\* No existe ningún método verdaderamente científico para determinar el mantenimiento óptimo, pues muchos factores intervienen en las decisiones a tomar, tales como la determinación del período de estiaje, programas impuestos por el servicio de movimiento de energía, valor de las energías de reemplazo, plazo previsto para las obras, imperativos presupuestarios, etc.

## 6.2 RECOMENDACIONES

\* Como se puede observar en las Tablas de formulación de las restricciones, se cuenta con una matriz A muy espesa, es decir con la gran mayoría de sus elementos iguales a 0, lo que permitirá explotar esta característica mediante técnicas de compactación, para conseguir un tiempo más moderado en el procesamiento del programa, así como menor requerimiento de memoria.

\* Se puede construir un programa de computación más eficiente basado en la descripción del algoritmo presentada en la Sección 4.2.

\* Se sugiere realizar un estudio de costos de mantenimiento asociados a la anticipación y al retraso del tiempo

ideal para efectuar el mantenimiento de cada tipo de unidad, considerando el deterioro que sufre una unidad entre el fin de su último mantenimiento y el inicio del próximo, para obtener resultados cuantitativos en términos económicos.

\* Sería recomendable establecer una concatenación entre la programación óptima de operación de un sistema hidro-termoeléctrico con la programación óptima del mantenimiento. En otras palabras se podría considerar como restricción a los ciclos hidrológicos y los consiguientes períodos de llenado y vaciado de embalses, así como curvas estacionales de demanda.



A N E X O S

MANUAL DE USO DEL PROGRAMA DE COMPUTACION PARA LA PROGRAMACION DEL MANTENIMIENTO DE LAS UNIDADES GENERADORAS DE UN SISTEMA ELECTRICO USANDO PROGRAMACION LINEAL ENTERA CERO-UNO.

I. METODO DE SOLUCION

Este programa de computación resuelve el problema de la programación del mantenimiento de generación en la planificación de sistemas eléctricos de potencia.

El problema es formulado como un problema de optimización que será resuelto por un programa lineal entero 0-1, para buscar la solución óptima, basado en un algoritmo de Enumeración Implícita.

Un problema lineal entero 0-1 tiene la forma:

$$\text{Minimizar la función objetivo lineal: } z = \underline{c}^T \underline{x} \quad (1)$$

$$\text{Sujeta a las restricciones lineales: } \underline{Ax} - \underline{b} \geq 0 \quad (2)$$

$$x_j = 0 \text{ ó } 1 \quad j = 1, \dots, n \quad (3)$$

donde:

$$\underline{c}^T = |c_1, c_2, \dots, c_n|$$

$$\underline{b} = |b_1, b_2, \dots, b_m|$$

$$\underline{A} = |a_{ij}|_{m \times n}$$

Solución es el conjunto de  $n$  valores que cumplen con  
(3). El número total de soluciones es  $2^n$ .

Solución factible es toda solución que satisface (2).

Solución óptima es la solución <sup>factible</sup> que presenta el menor valor de función objetivo.

En el problema de la programación del mantenimiento, un número determinado de variables pertenecientes a  $x$  está asociado a cada unidad. Cada variable corresponde a un período en el cual puede ser iniciado el mantenimiento de una unidad. Como todas las unidades deben ser mantenidas una sola vez, en toda solución factible deben haber tantas variables iguales a 1 cuantas fueren las unidades a ser mantenidas, es decir el número de variables iguales a 1, una por cada unidad, es el mismo en toda solución factible. Por esta razón el problema de programación del mantenimiento es un caso particular de programación lineal entera 0-1.

El algoritmo de solución consta de un programa principal cuyo procedimiento de operación en síntesis es el siguiente:

1. Entrada de los datos indicadores del programa, los datos del problema y de los datos del sistema. En esta sección hay instrucciones para el control de errores en la entrada de los parámetros del problema y de algunos datos del problema, que permitirán al programa informar al usuario de ciertas incorrecciones en la sec-

ción de entrada, antes que el programa inicie la búsqueda de la solución óptima.

2. El proceso de búsqueda empieza con una solución inicial llamada solución nominal (correspondiente a la rama más izquierda del árbol de soluciones). Esta constituye un factor importante en la eficiencia del algoritmo.
3. El proceso de búsqueda de la solución óptima se desarrolla por medio de reglas de enumeración implícita, las cuales no consideran soluciones binarias completas, sino que a partir de soluciones parciales descartan, sin examinar, soluciones completas que no serán factibles.
4. El proceso va encontrando soluciones factibles cada vez con menor valor de función objetivo, e imprimirá resultados en el momento que una solución factible (programa sub-óptimo de mantenimiento) es encontrada.
5. El programa termina cuando: se ha verificado haber encontrado la solución factible de mínimo valor de función objetivo (programa óptimo de mantenimiento); ó cuando después de haber analizado todas las soluciones posibles no hubiere sido encontrada solución factible alguna, debido a un mal planteamiento del problema.

## II. REQUERIMIENTOS IMPORTANTES PARA LA FORMULACION DEL PROBLEMA.

El programa de computación requiere que el problema sea formulado de la siguiente manera:

- (1) Todas las restricciones deben estar en la forma:  
 $\underline{A} \underline{x} - \underline{b} \geq 0$ , en la cual los términos independientes (b) no deben ser todos positivos. En este problema todas las restricciones particulares menos una deben tener términos independientes con signo negativo.
- (2) Todos los coeficientes de la función objetivo que se va a minimizar deben ser mayores o iguales a cero, es decir el programa es exclusivamente para minimización.

### III. NOMENCLATURA

#### 1. VARIABLES DE ENTRADA

Todos los datos de capacidades, reservas y demandas deberán estar expresados en MW. Ver la disposición de los datos en el esquema general adjunto, en el cual todos los valores son números enteros.

#### Alternativas:

Alternativa # 1: Debido a que la Matriz A es muy porosa ó espersa, la lectura se hace solamente de los elementos diferentes de cero, de uno en uno (Utilizada en terminal).

Alternativa # 2: Lectura de los elementos de A, columna por columna. (Recomendable para tarjetas)

SIMBOLO

D E S C R I P C I O N

- M : Número de restricciones ó número de filas de la Matriz A.
- N : Número de variables ó número de columnas de la matriz A.
- MA : Número de elementos diferentes de cero en la matriz A. Parámetro necesario para la alternativa # 1, sino cero.
- NI : Fila de la Matriz A que corresponde a la primera restricción de capacidad.
- NF : Fila de la Matriz A que corresponde a la última restricción de capacidad.
- NU : Número de unidades generadoras a ser mantenidas. Cuando la programación del mantenimiento es por centrales (caso S.N.I.), NU corresponde al número de centrales a ser mantenidas, considerando que una central generadora está constituida por una o varias unidades, las cuales saldrán a mantenimiento una tras otra.
- NS : Número de variables iguales a 1 en la solución nominal.
- IND : Indicador para la alternativa de entrada de los elementos de la matriz A. Para alternativa #1: IND = 1; para alternativa #2: IND = 0
- LOLP : Indicador para programar el mantenimiento por nivelamiento de probabilidad de pérdida de carga: LOLP = 1. Para otros casos de estudio: LOLP = 0

- IS : Variables iguales a 1 en la solución nominal.
- NC : Número de centrales generadoras del sistema.
- NRU : Número real de unidades, especialmente necesario cuando la programación de mantenimiento es por centrales.
- NTP : Número total de períodos del intervalo de planificación del mantenimiento.
- LP : Identificación del tipo de período. Semanal: SEM; quincenal: QUIN; mensual: MES.
- NGS : Número de grupos de unidades sacadas secuencialmente a mantenimiento (Max.=5).
- NUGS: Número de unidades sacadas secuencialmente a mantenimiento en cada grupo (Max.=5).
- NGE : Número de grupos de unidades que no deben estar simultáneamente en mantenimiento por exclusión (Max.= 5).
- NUGE: Número de unidades que no pueden estar simultáneamente en mantenimiento en cada grupo (Max.=5)
- NOMBR: Descripción del nombre de la unidad ó central, en 16 caracteres.
- INUS : Número de cada unidad de una central, cuyo nombre está indicado en NOMBR, cuando se programa por centrales. Poner seis ceros cuando se programa por unidades.
- MW : Capacidad nominal de cada unidad.
- ICE : Capacidad efectiva de cada unidad para el caso de nivelamiento de probabilidad de pérdida de carga. Para otros casos se puede poner 0.

IDUPA: Número de períodos que dura el mantenimiento de cada unidad.

IPERI: Primer período disponible para el mantenimiento de cada unidad.

IPERF: Último período disponible para el mantenimiento de cada unidad. El último período disponible para el inicio del mantenimiento de cada unidad se obtiene así:

$$\text{IPERF} - \text{IDUPA} + 1$$

NUMVA: Número de variables asociadas a cada unidad.

NRS : Número de restricciones de secuencia por cada grupo de unidades.

NORS : Nombres de las unidades sacadas secuencialmente a mantenimiento en cada grupo. Cada nombre en 4 caracteres.

NRE : Número de restricciones de exclusión por cada grupo de unidades.

NORE : Nombres de las unidades que no pueden estar simultáneamente en mantenimiento en cada grupo. Cada nombre en 4 caracteres.

NOBJ : Identificación de la función objetivo, en 40 caracteres.

C : Coeficientes de la función objetivo ó elementos del vector  $\underline{c}^T$ .

I : Para la alternativa #1: fila de la matriz A en la cual se encuentra el elemento diferente a cero.

- J : Para la alternativa # 1: columna de la matriz A en la cual se encuentra el elemento diferente a cero.
- KIT : Para la alternativa #1: elemento de la matriz A , diferente a cero.
- A : Para la alternativa # 2: elementos de la matriz A , incluidos los elementos iguales a cero, por columnas.
- B : Términos independientes de las restricciones ó elementos del vector b. (poner ceros en r. de capacidad).
- MWT : Capacidad total instalada (disponible) para cada período.
- MD : Demanda máxima de carga en cada período.
- MDEQ : Carga equivalente en cada período. Datos necesarios para nivelamiento de probabilidad de pérdida de carga. En otros casos se puede poner ceros.
- MRR : Mínima reserva neta requerida en cada período.
- JP : Conjunto ordenado de los períodos de inicio del mantenimiento correspondientes a cada variable y a cada unidad. El número de estos períodos está de acuerdo al número de variables.
- IPP : Períodos ordenados del intervalo de planificación del mantenimiento. El número de estos períodos es NTP.

## 2. SALIDA

En la salida se obtendrán los siguientes resultados:



- 2.1. Los datos del sistema y del problema.
- 2.2. Cuadros de los programas factibles y óptimo de mantenimiento.
- 2.3. Costos ó valores de función objetivo para cada programa de mantenimiento.
- 2.4. Cuadros de capacidades y demandas obtenidas a partir de cada programa de mantenimiento.
- 2.5. Los subíndices J de las variables que tienen valor 1 en la solución óptima del problema, correspondientes cada una al inicio del mantenimiento de cada unidad.

#### IV. FORMA DE PROPORCIONAR LOS DATOS AL PROGRAMA DE COMPUTACION

Esta se la muestra en las hojas adjuntas en las cuales consta el esquema general y su aplicación en un ejemplo.

#### V. RESTRICCIONES

El programa está construído para:

- \* 100 variables
- \* 100 restricciones
- \* 20 unidades
- \* Un intervalo de planificación del mantenimiento de 52 períodos.

EJEMPLO

1. GRUPO DE 3 UNIDADES (IEEE), con las siguientes características:

Programación por unidades:

Número de variables: 8

Número total de restricciones: 14

Número de restricciones particulares: 4

Número de restricciones de secuencia: 3

Número de restricciones de capacidad: 4

Número de restricciones de exclusión: 3

Número de unidades: 3

Número de centrales: 3

Número total de períodos: 4 semanas

Función Objetivo: "Programa lo más temprano posible"

Capacidad total instalada: 240 MW.

Mínima Reserva: 10 MW.

El tiempo de ejecución del Programa de Computación para este ejemplo fue 12 seg.

Nota: Los ejemplos del Sistema de Brasil y del S.N.I. fueron corridos en un computador PRIME 550 perteneciente al INECEL, y los tiempos de ejecución fueron 240 Seg. y 540 Seg. respectivamente.



ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL  
INSTITUTO DE INFORMATICA Y COMPUTACION

NOMBRE DEL PROGRAMA PROGRAMACION DEL MANTENIMIENTO DE GENERACION ELECTRICA No.             
 Programador ROBERTO AGUIRRE PROAÑO Fecha: 15 de Marzo de 1983 Hoja No. 2 de 5

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55	56	57	58	59	60	61	62	63	64	65	66	67	68	69	70	71	72	73	74	75	76	77	78	79	80
9. V.E.C.T.O.R. B. D.E. T.E.R.M.I.N.O.S. I.N.D.E.P.E.N.D.I.E.N.T.E.S.																														( una tarjeta por cada 25-terminos )																																																	
10. C.A.P.A.C.I.D.A.D. T.O.T.A.L. I.N.S.T.A.L.A.D.A. ( D.I.S.P.O.N.I.B.L.E ) P.A.R.A. C.A.D.A. P.E.R.I.O.D.O.																														( una tarjeta por cada 15 capacidades )																																																	
MWT(1) MWT(2) MWT(3)																																																																															
11. D.E.M.A.N.D.A M.A.X.I.M.A D.E C.A.R.G.A E.N C.A.D.A P.E.R.I.O.D.O.																														( una tarjeta por cada 15 demandas )																																																	
MD(1) MD(2) MD(3)																																																																															
12. C.A.R.G.A E.Q.U.I.V.A.L.E.N.T.E E.N C.A.D.A P.E.R.I.O.D.O.																														( una tarjeta por cada 15 cargas )																																																	
MDEQ(1) MDEQ(2) MDEQ(3)																																																																															
13. M.I.N.I.M.A R.E.S.E.R.V.A N.E.T.A P.A.R.A C.A.D.A P.E.R.I.O.D.O.																														( una tarjeta por cada 26-resevas )																																																	
MRR(1)MRR2 MRR(3)																																																																															
14. C.O.N.J.U.N.T.O O.R.D.E.N.A.D.O D.E L.O.S P.E.R.I.O.D.O.S C.O.R.R.E.S.P.O.N.D.I.E.N.T.E.S A C.A.D.A V.A.R.I.A.B.L.E Y A C.A.D.A U.N.I.D.A.D.																														( una tarjeta por cada 26 periodos )																																																	
JP(1) JP(2) JP(3)																																																																															
15. P.E.R.I.O.D.O.S O.R.D.E.N.A.D.O.S D.E L.I.N.T.E.R.V.A.L.O D.E P.L.A.N.I.F.I.C.A.C.I.O.N D.E L.M.A.N.T.E.N.I.M.I.E.N.T.O.																														( una tarjeta por cada 26 periodos )																																																	
TPP(1) TPP(2)																																																																															
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55	56	57	58	59	60	61	62	63	64	65	66	67	68	69	70	71	72	73	74	75	76	77	78	79	80





NOMBRE DEL PROGRAMA PROGRAMACION DEL MANTENIMIENTO DE GENERACION ELECTRICA

No. \_\_\_\_\_

Programador ROBERTO AGUIRRE PROAÑO

Fecha: 15 de Marzo de 1983

Hoja No. 5 de 5

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

TARJETAS DE CONTROL PARA UTILIZAR EL PROGRAMA CON EL DISCO

CODIGO DE CUENTA

// EXEC EPNOPTLE

DATOS

/\*

/\*

\* \$\$ E0J

TARJETAS DE CONTROL PARA UTILIZAR EL PROGRAMA CON LA CINTA

CODIGO DE CUENTA

\* OPERADOR CARGUE LA CINTA DE ELECTRICA

\* EN LA UNIDAD 280. GRACIAS.

// PAUSE CARGAR CINTA ELECTRICA-INECEL

|| MTC.FSF,X'280',1

// ASSGN SYSIPT,X'280'

// OPTION LINK NOLIST

|| ACTION CANCEL,NOMAP

// EXEC FFORTRAN

// EXEC LINKEDT

// ASSGN SYSIPT,X'00C'

// EXEC

DATOS:

/\*

/\*

|| MTC.REW,X'280'

\* \$\$ E0J

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

R E F E R E N C I A S

- [1] - Dopazo J.F., Merrill H.M.: "Power plant maintenance scheduling -- A Survey", 42nd American Power Conference, Chicago, Illinois, April 21-23, 1980.
- [2] - Souza Roberto de: "Solucões ótimas de escalas de manutenção de geradores a través de programação linear inteira", Universidade Federal de Santa Catarina, Fevereiro, 1981.
- [3] - Central Electricity Generating Board Modern Power Station Practice - Operation and Efficiency, Vol.7
- [4] - ELECTROBRAS - UFSC: "Escalonamiento de unidades para manutenção", 1981.
- [5] - Christiaanse W.R., Palmer A.H.: "A technique for the automated scheduling of the maintenance of generating facilities", IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-91, No. 1, Jan./Feb. 1972, pp.137-144.
- ✓[6] - Zía A. Yamayee: "Maintenance Scheduling: description literature survey, and interface on overall operations scheduling", IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-101, N°8, Aug. 1982, pp. 2770-2779.
- [7] - Schwab Antoine: "Concepción y explotación de Centrales Hidroeléctricas", Coloquio Ecuatoriano-Francés sobre Energía Eléctrica.



- [8] - Dopazo J.F., Merrill H.M.: "Optimal generator maintenance scheduling using integer programming", IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-94 N° 5, Sept./Oct. 1975, pp. 1537-1545.
- [9] - Christiaanse W.R.: "A program for calculating optimal maintenance schedules recognizing constraints", PICA Conference Proceedings, 1973, pp. 230-239.
- [10] - Garver L.L.: "Adjusting maintenance schedules to levelize risk", IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-91, N°5, Sept./Oct. 1972, pp. 2057-2063.
- [11] - Hara K., Kimura M., Honda N.: "A method for planning economic unit commitment and maintenance of Thermal Power Systems", IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-85, 1966, pp. 427-436.
- [12] - Larson R.E. : "State increment Dynamic Programming", American Elsevier, New York, 1968.
- [13] - Zurn H.H., Quintana V.H.: "Generator maintenance scheduling via successive approximations dynamic programming", IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-94, N 2, Mar./Apr. 1975, pp. 665-671.
- [14] - Zurn H.H., Ph.D. Thesis, University of Waterloo, Canada, 1976.
- [15] - Gruhl J.: "Electric generation production scheduling

using a quasioptimal sequential technique", MIT Energy Lab. Report MIT - El 73-003, 1973.

- [16] Merrill H.M.: "Power plant maintenance scheduling with integer programming", IEEE Tutorial on Application of Optimization Methods in Power System Engineering, 76 CH 1107-2-PWR, pp. 44-51, 1976.
- [17] Kohli J.C., Sharma J., Dave M.P. : "Optimal preventive and corrective maintenance scheduling in power systems Models and techniques of analysis", Conference Paper C 75 146-6, IEEE Winter Power Meeting, Jan. 1975.
- [18] Billinton Roy: Power system Reliability Evaluation, Gordon and Breach, Science Publishers Inc., New York, 1970.
- [19] Garver L.L.: "Effective load carrying capability of generating units", IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-85, Aug. 1966, pp. 910-919.
- [20] Plane D., Mc. Millan C.,: Discrete Optimization Integer Programming and Network analysis for Management Decision, Prentice - Hall Inc., Englewood Cliffs, New Jersey.
- [21] Nina Galo: "Programa para cálculo de la confiabilidad de generación", INECEL, PO-IT-01-Julio/1981.

- [22] Merrill H.M.: "Programacao de manutencao de Sistemas hidrotérmicos", Curso Avancao, Massachusetts Institute of Technology.
- [23] Neira Jaime: Confiabilidad de Sistemas Eléctricos, Tesis de Grado, E.P.N., Facultad de Ingenieria Eléctrica, 1977.
- [24] Taha Hamdy; Integer Programming - Theory, applications and computations, Academic Press, 1975