



ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL

FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y
COMPUTACION

OPERACIÓN ECONOMICA DE LOS SISTEMAS ELECTRICOS DE
POTENCIA UTILIZANDO PROGRAMACION DINAMICA

TOPICO DE GRADUACION

PREVIO A LA OBTENCION DEL TITULO DE
INGENIERO EN ELECTRICIDAD
ESPECIALIZACION POTENCIA

PRESENTADO POR

KARINA MARCOS

WASHINGTON TORRES

GISELLA VIZHÑAY

Guayaquil - Ecuador
Febrero, 1999

AGRADECIMIENTO

A NUESTRO DIRECTOR DE
TÓPICO DR. CRISTOBAL MERA
POR LOS CONOCIMIENTOS
IMPARTIDOS, A LOS SEÑORES
VICTOR VIEJO Y PEDRO LUNA
POR SU INVALORABLE AYUDA
EN EL DESARROLLO DEL
PROGRAMA.

DEDICATORIA

A DIOS POR SER NUESTRO
GUIA Y APOYO A LO LARGO
DE NUESTRA CARRERA.

A NUESTROS PADRES Y
HERMANOS.

TRIBUNAL



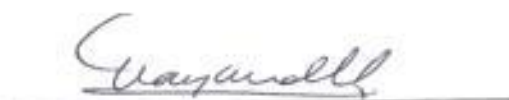
ING. CARLOS VILLAFUERTE

Decano de la Fac. de
Ingeniería en Electricidad



DR. CRISTOBAL MERA

Director de Tópico



ING. JOSÉ LAYANA CHANCAY

Miembro del Tribunal



ING. LEO SALOMON FASH

Miembro del Tribunal

DECLARACION EXPRESA

“La responsabilidad por los hechos, ideas y doctrinas expuestos en este Tópico de Graduación, nos corresponde exclusivamente, y el patrimonio intelectual de la misma a la ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL”.

(Reglamento de Exámenes y Títulos Profesionales de la ESPOL)



Karina Marcos Hurtado



Washington Torres Guin



Gisella Vizhmay Zambrano

RESUMEN

El presente trabajo de investigación sobre la Operación Económica de Sistemas Eléctricos de Potencia demuestra la coordinación Hidrotermica considerando Perdidas en el sistema mediante la aplicación del Método de Programación Dinámica en la Selección y Despacho Económico de unidades con generación térmica e hidroeléctricas, con el objetivo de minimizar costos de operación de las unidades de generación.

En el Capítulo 1 se hace una breve descripción de los diferentes estados de operación en los que puede encontrarse un sistema de potencia. Se presenta una clasificación de las Centrales Eléctricas en el Capítulo 2.

En el Capítulo 3 tenemos la clasificación de las centrales térmicas, con una pequeña descripción de los elementos y ciclo de operación de algunas de estas; aspectos importantes que hay en un proyecto de centrales térmicas; se presentan algunas pruebas realizadas a los combustibles que se utilizan mayormente en las centrales térmicas de nuestro País, y una explicación sobre las características mas importantes de las Centrales Térmicas que existen en el Ecuador.

En el Capítulo 4, presentamos la clasificación de las centrales hidroeléctricas, sus elementos, los tipos principales de las máquinas hidráulicas; como se aprovecha un recurso hidroeléctrico, algunos aspectos que se deben tomar en cuenta en un proyecto de centrales hidroeléctricas, y una pequeña explicación de algunas de las Centrales Hidroeléctricas en funcionamiento en nuestro País. Finalmente, se presenta una síntesis sobre las curvas de entrada y salida.

En el Capítulo 5 se trata sobre la selección de unidades térmicas, las restricciones que existen, los métodos. En el Capítulo 6 se presenta una breve explicación sobre los métodos de solución del despacho económico de unidades térmicas, concentrándonos en el de Programación Dinámica.

En el Capítulo 7 se explica el cálculo de las Perdidas de un sistema: obtención de la matriz Zbarra y la matriz de coeficientes B. En el Capítulo 9 se trata sobre el despacho Hidrotérmico, presentando el método de Programación Dinámica para despacho Hidroeléctrico.

En el Capítulo 9 se muestran los Algoritmos del programa, en el Capítulo 10 se presenta un problema de aplicación para la correspondiente prueba del programa desarrollado y finalmente en el Capítulo 11 se encuentran las Conclusiones y Recomendaciones.

INDICE GENERAL

	Pag
INDICE DE FIGURAS	x
INDICE DE TABLAS	xii
INTRODUCCION	xiii
CAPITULO I.	
ESTADOS OPERACIONALES	15
1.1 ESTADO NORMAL	15
1.2 ESTADO DE ALERTA	16
1.3 ESTADO DE EMERGENCIA	16
1.4 ESTADO CRITICO	16
1.5 ESTADO DE RESTAURACION	17
1.6 CRITERIOS DOMINANTES	17
1.6.1 ESTADO NORMAL	18
1.6.2 ESTADO DE ALERTA	18
1.6.2 ESTADO DE EMERGENCIA	18
1.6.3 ESTADO CRITICO	18
1.6.4 ESTADO RESTAURATIVO	18

CAPITULO II

CENTRALES ELECTRICAS

2.1 CLASIFICACION DE LAS CENTRALES ELECTRICAS.....	19
2.1.1 CLASIFICACION DE LAS CENTRALES DE ACUERDO A SU FUNCION	19
2.1.1.1 Central de Punta.....	20
2.1.1.2 Central Principal o de Base.....	20
2.1.1.3 Centrales de Reserva y de Socorro	21
2.1.2 CLASIFICACION DE LAS CENTRALES DE ACUERDO AL TIPO DE CONVERSION DE ENERGIA.....	21

CAPITULO III

CENTRALES TERMICAS.....23

3.1 CLASIFICACION DE LAS CENTRALES TERMICAS

3.1.1 CENTRAL A VAPOR

3.1.1.1 Características Generales de la Central a Vapor.....	24
--	----

3.1.2 CENTRAL A GAS

3.1.2.1 Características Generales de la Central a Gas.....	25
--	----

3.1.2.2 Ciclo de Funcionamiento de la Central a Gas	25
---	----

3.1.3 CENTRAL A DIESEL

3.1.3.1 Características de la Central a Diesel	27
--	----

3.1.3.2 Ciclo de Funcionamiento de la Central a Diesel	28
--	----

3.1.4 CENTRAL NUCLEAR.....	30
3.1.5 CENTRAL GEOTERMICA.....	30
3.1.6 CENTRAL DE VAPOR Y DE GAS.....	30
3.1.7 CENTRAL SOLAR.....	32
3.1.8 CENTRAL EOLICA.....	32
3.2 ASPECTOS IMPORTANTES EN UN PROYECTO DE CENTRALES TERMICAS.....	32
3.3 COMBUSTIBLES UTILIZADOS EN LAS CENTRALES TERMICAS.....	34
3.4 CENTRALES TERMICAS DEL PAIS.....	38

CAPITULO IV

CENTRALES HIDROELECTRICAS

4.1 CLASIFICACION DE LAS CENTRALES HIDROELECTRICAS.....	48
4.1.1 CENTRAL DE CAUDAL LIBRE.....	49
4.1.2 CENTRAL CON EMBALSE.....	49
4.1.3 CENTRAL CON EMBALSE Y BOMBEO.....	49
4.2 DISPOSICION GENERAL DE LA CENTRAL HIDROELECTRICA.....	49
4.3 TIPOS PRINCIPALES DE MAQUINAS HIDRAULICAS.....	51
4.4 APROVECHAMIENTO DE UN RECURSO HIDROELECTRICO.....	53
4.5 CURVA DE ENTRADA Y SALIDA.....	54

4.6 ASPECTOS A CONSIDERARSE EN UN PROYECTO DE CENTRALES HIDROELECTRICAS	55
4.6.1 ELECCION DEL TERRENO DE EMPLAZAMIENTO.....	55
4.6.1.1 POTENCIA Y ENERGIA DISPONIBLE.....	55
4.6.1.2 CONDICIONES DEL EMPLAZAMIENTO.....	57
4.6.1.3 FUERZA MOTRIZ POTENCIAL.....	58
4.7 CENTRALES HIDROELECTRICAS DE NUESTRO PAIS.....	59

CAPITULO V

SELECCIÓN DE UNIDADES

5.1 RESTRICCIONES EN LA SELECCIÓN DE UNIDADES.....	62
5.2 METODOS PARA SELECCIÓN DE UNIDADES.....	64
5.2.1 LISTA PRIORITARIA.....	64
5.2.2 PROGRAMACION DINAMICA.....	65
5.2.2.1 Algoritmo para la Selección Térmica.....	67
5.2.2.2 Diagrama de Flujo para la Selección de Unidades.....	70

CAPITULO VI

DESPACHO ECONOMICO

6.1 METODOS DE SOLUCION DE DESPACHO ECONOMICO.....	72
6.1.1 METODO DE LAGRANGE.....	73
6.1.2 METODO LAMBDA ITERATIVO.....	74

6.1.3 METODO DEL GRADIENTE.....	76
6.1.4 METODO DE APROXIMACIONES LINEALES.....	77
6.1.5 METODO DE NEWTON.....	78
6.1.6 METODO PUNTO DE BASE Y FACTORES DE PARTICIPACION.....	79
6.1.7 METODO DE PROGRAMACION DINAMICA.....	81
6.1.7.1 Algoritmo para Despacho Térmico.....	83
6.1.7.2 Diagrama de Flujo para Despacho Térmico.....	86

CAPITULO VII

CALCULO DE PERDIDAS

7.1 CALCULO DE LA MATRIZ Z BARRA.....	87
7.2 CALCULO DE LA MATRIZ DE COEFICIENTES B.....	95
7.3 DIAGRAMA DE PERDIDAS.....	99

CAPITULO VIII

DESPACHO HIDROTERMICO

8.1 METODO DE PROGRAMACION DINAMICA.....	100
8.2 PROGRAMACION DINAMICA APLICADA A VARIAS UNIDADES	
HIDROELECTRICAS.....	103
8.2.1 ALGORITMO PARA DESPACHO HIDROELECTRICO.....	106
8.3 METODO DEL GRADIENTE.....	109
8.3.1 ALGORITMO PARA DESPACHO HIDROELÉCTRICO.....	113

8.3.2 DIAGRAMA DE FLUJO DESPACHO HIDROELECTRICO	117
8.4 UTILIZACION DE PDINAMICA.....	118
CAPITULO IX	
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES..	
9.1 CONCLUSIONES	119
9.2 RECOMENDACIONES.....	120
CAPITULO X	
PRUEBA DEL PROGRAMA.....	121
ANEXO 1	128
BIBLIOGRAFIA	142

INDICE DE FIGURAS

	Pag
FIGURA 3.1. ESQUEMA SENCILLO DE UNA CENTRAL A VAPOR.....	24
FIGURA 3.2 ESQUEMA SENCILLO DE UNA CENTRAL A GAS	25
FIGURA 3.3 CICLO DE LA CENTRAL A GAS	26
FIGURA 3.4 DIAGRAMA DE LA CENTRAL A DIESEL.....	27
FIGURA 3.5 DIAGRAMA DEL CICLO DE UNA CENTRAL A DIESEL.....	28
FIGURA 3.6 DIAGRAMA PRESION VS. VOLUMEN DE LA CENTRAL A DIESEL.....	29
FIGURA 3.7 ESQUEMA DE LA CENTRAL DE VAPOR Y DE GAS CON GENERADOR DE VAPOR DE ALTA PRESION.....	31
FIGURA 4.1 ESQUEMA DE LA DISPOSICION DE LOS ELEMENTOS DE UNA CENTRAL HIDROELECTRICA.....	50
FIGURA 4.2 RUEDA PELTON	51
FIGURA 4.3 CORTE ECUATORIAL DE UNA TURBINA FRANCIS	52
FIGURA.4.4 RODETE KAPLAN	52

FIGURA 4.5 ..RODETE.. HELICE	52
FIGURA 4.6 CURVA DE ENTRADA SALIDA UNIDAD HIDROELECTRICA	54
FIGURA 6.1 ESQUEMA DE UNIDADES DE GENERACION TERMICA	71
FIGURA 6.2 PROYECCIONES DE LAMBDA.....	75
FIGURA 6.3 ILUSTRACION DE SOLUCIÓN CON METODO LAMBDA ITERATIVO	75
FIGURA 6.4 GRAFICAS DE COSTO VS. POTENCIA	77
FIGURA 6.5 CURVA CARACTERISTICA DE COSTO INCREMENTAL DE UNA UNIDAD DETERMINADA	79
FIGURA 7.1 INGRESO DE UNA BARRA NUEVA \textcircled{P} CONECTADA POR MEDIO DE SU IMPEDANCIA Z_B A UNA BARRA \textcircled{K} EXISTENTE	90
FIGURA 7.2 ADICION DE UNA IMPEDANCIA Z_B ENTRE LAS BARRAS EXISTENTES \textcircled{J} Y \textcircled{K}	92
FIGURA 8.1 SISTEMA HIDROTERMICO EQUIVALENTE.....	100
FIGURA 8.2 GRAFICO DE LOS VOLUMENES EN LA PROGRAMACION DINAMICA.....	102
FIGURA 8.3 SISTEMA HIDROETERMICO CON UNIDADES HIDROELECTRICAS EN SERIE	104
FIGURA 8.4 POSIBLES COMBINACIONES PARA UNIDADES HIDROELECTRICAS ACOPLADAS	105
FIGURA 8.5 SOLUCION DE APROXIMACIONES SUCESIVAS	106

FIGURA 8.6 GRAFICO DEL VOLUMEN ALMACENADO CON RESPECTO AL TIEMPO	112
FIGURA 10.1 DIAGRAMA DEL PROBLEMA 13.3 DEL LIBRO GRAINGER -STEVENSON	121

INDICE DE TABLAS

	Pag
TABLA 3.1 REQUISISTOS DEL FUEL OIL LIVIANO	35
TABLA 3.2 PRUEBAS REALIZADAS POR PETROECUADOR AL FUEL OIL	36
TABLA 3.3 REQUISITOS DEL DIESEL #2	36
TABLA 3.4 PRUEBAS REALIZADAS POR LA COMPAÑIA SGS AL DIESEL #2.....	37
TABLA 4.1 VALORES DE PERDIDAS MAS COMUNES	58
TABLA 10.1.a DATOS DE UNIDADES TERMICAS: COSTOS DE ARRANQUE SIN CARGA, ENCENDIDO EN FRIO, EN CALIENTE; TIEMPOS DE ENCENDIDO Y DE APAGADO	122
TABLA 10.1.b DATOS DE CARGA PARA CADA PERÍODO	122
TABLA 10.1.c UNIDADES SELECCIONADAS CON SUS RESPECTIVOS VALORES DE POTENCIA Y COSTOS DE GENERACION SIN CONSIDERAR PERDIDAS EN EL SISTEMA	123
TABLA 10.2.a RANGOS DE POTENCIA DE LAS UNIDADES TERMICAS	123
TABLA 10.2.b COSTOS DE GENERACION POR NIVELES DE POTENCIA.....	123

TABLA 10.2.c DESPACHO DE UNIDADES SIN CONSIDERAR PERDIDAS EN EL SISTEMA.....	124
TABLA 10.2.d TABLA DE RESULTADOS	124
TABLA 10.3.a DATOS DE LINEAS Y BARRAS	124
TABLA 10.3.b DATOS DEL FLUJO DE POTENCIA.....	125
TABLA 10.3.c SELECCIÓN DE UNIDADES CONSIDERANDO PERDIDAS EN EL SISTEMA.....	125
TABLA 10.3.d TABLA DE RESULTADOS DEL DESPACHO CONSIDERANDO PERDIDAS.....	125
TABLA 10.4.a CARGA POR HORA.....	126
TABLA 10.4.b RESULTADOS POR EL METODO DEL GRADIENTE.....	127
TABLA 10.4.c RESULTADOS METODO PROGRAMACION DINAMICA	127
TABLA I. RANGOS DE POTENCIAS DE LAS UNIDADES TERMICAS	128
TABLA II. COSTOS DE GENERACION POR NIVELES DE POTENCIA.....	128
TABLA III. DESPACHO TERMICO DE UNIDADES SIN CONSIDERAR PERDIDAS EN EL SISTEMA	131
TABLA III.a TABLA REDUCIDA DEL DESPACHO TERMICO (TABLA III)	131
TABLA III.b TABLA REDUCIDA DEL DESPACHO TERMICO (TABLA III).....	132
TABLA III.c TABLA REDUCIDA DEL DESPACHO TERMICO (TABLA III).....	133
TABLA III.d TABLA REDUCIDA DEL DESPACHO TERMICO (TABLA III).....	134
TABLA III.e TABLA REDUCIDA DEL DESPACHO TERMICO (TABLA III)	134
TABLA IV TABLA DE RESULTADOS PARA EL PRIMER PERIODO DE TIEMPO	132
TABLA V TABLA DE RESULTADOS PARA EL SEGUNDO PERIODO DE TIEMPO	133
TABLA VI TABLA DE RESULTADOS PARA EL TERCER PERIODO DE TIEMPO.....	133
TABLA VII. TABLA DE RESULTADOS PARA EL CUARTO PERIODO DE TIEMPO.....	134

TABLA VIII TABLA DE RESULTADOS PARA EL QUINTO PERIODO DE TIEMPO.....	135
TABLA IX TABLA DE RESULTADOS PARA EL PRIMER PERIODO DE TIEMPO.....	136
TABLA X TABLA DE RESULTADOS PARA EL SEGUNDO PERIODO DE TIEMPO (INCLUYENDO LAS PERDIDAS).....	137
TABLA XI TABLA DE RESULTADOS PARA EL TERCER PERIODO DE TIEMPO (INCLUYENDO LAS PERDIDAS).....	137
TABLA XII TABLA DE RESULTADOS PARA EL CUARTO PERIODO DE TIEMPO (INCLUYENDO LAS PERDIDAS).....	138
TABLA XIII TABLA DE RESULTADOS PARA EL QUINTO PERIODO DE TIEMPO (INCLUYENDO LAS PERDIDAS).....	139

INTRODUCCION

Un sistema eléctrico de potencia es un conjunto de elementos (aparatos, equipos, instrumentos, maquinaria) destinados a la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica a los centros de consumo (usuarios).

Para la generación de energía eléctrica dentro de un sistema eléctrico de potencia se dispone de una serie de centrales cuya combinación permite suplir la demanda de la carga que este tiene, pero la carga de un sistema no es constante en el tiempo como se lo puede apreciar en cualquier curva de demanda patrón, en donde se tiene horas pico de demanda y horas donde esta disminuye a lo largo de un periodo de tiempo, el cual puede ser, por ejemplo, de un día.

Se requiere entonces para un intervalo de tiempo cualquiera suplir la demanda, seleccionando primero las unidades de generación más convenientes cuya combinación permita cumplir con este propósito y luego obtener el despacho económico para establecer el punto de operación de cada unidad seleccionada, que representará la operación más económica de esta combinación.

La combinación mas utilizada es la de unidades hidroeléctricas y unidades térmicas, lo cual nos lleva al establecimiento de un sistema un tanto complejo debido a que se integran unidades generadoras con diferentes características que, para realizar despacho de energía , son importantes si deseamos obtener la solución mas optima dentro de ciertos parámetros establecidos.

En la actualidad, gracias a las computadoras, se pueden realizar cálculos de problemas grandes que, anteriormente resultaba realizarlo de manera tediosa, con el objetivo de obtener la solución mas optima al problema de operación de un sistema eléctrico de generación combinada.

Se ha utilizado el método de la Programación Dinámica para aplicarlo a la elaboración de un programa para poder obtener una adecuada optimización de unidades de generación térmicas e hidroeléctricas. El método nos brinda la facilidad de trabajar con unidades que presenten cualquier tipo de característica, pero tratándolas como puntos discretos.

El presente trabajo ha sido desarrollado con el objetivo de ofrecer mediante un programa amigable la posibilidad de resolver problemas de selección y despacho económico en sistemas Hidrotérmicos mediante la aplicación del método de la Programación Dinámica de una manera sencilla evitando recurrir a una serie de cálculos manuales que se incrementan a medida que el sistema eléctrico de potencia adquiere características más complejas derivadas del número de unidades de generación que intervienen en el mismo.

CAPITULO I

ESTADOS OPERACIONALES

Las condiciones que presentan los sistema de potencia son descritas por cinco estados operacionales. Tres conjuntos de ecuaciones rigen la operación de los sistemas de potencia: el conjunto de ecuaciones diferenciales que físicamente gobiernan el comportamiento dinámico de los componentes del sistema; los dos conjuntos de ecuaciones algebraicos comprenden " las restricciones de igualdad" donde la suma de la generación de cada unidad del sistema se iguala a la generación total del sistema, y " las restricciones de desigualdad" estado que algunas variables del sistema, como las corrientes y los voltajes, no deben exceder los niveles máximos y mínimos que representan las limitaciones físicas del equipo.

1.1 ESTADO NORMAL

En el estado operacional **normal** todas las restricciones están satisfechas, indicando que la generación es adecuada para abastecer la demanda de la carga y que por lo tanto no se tiene ningún equipo soportando sobrecargas. En este estado los márgenes de reserva (transmisión y generación) son suficientes para proveer un nivel adecuado de seguridad con respecto a las necesidades que el sistema requiera.

1.2 ESTADO DE ALERTA

Si las probabilidades de perturbación aumentan, entonces el sistema entra en estado de **alerta**. Una perturbación o falla podría ser causante de violaciones en las restricciones de desigualdad; los equipos podrían sobrecargarse por encima de sus límites establecidos de operación. En el estado de alerta la acción preventiva puede ser tomada para restaurar el sistema al estado normal.

1.3 ESTADO DE EMERGENCIA

Si una perturbación lo suficientemente severa tiene lugar antes de que la acción preventiva pueda ser tomada, el sistema entra en el estado de **emergencia**. Aquí las restricciones de desigualdad se infringen y la seguridad del sistema se ha quebrantado; el "*nivel de seguridad*" es muy bajo y prácticamente no existe.

Sin embargo, el sistema todavía está intacto y se pueden tomar acciones que pueden controlar la emergencia, "*las medidas heroicas*", que podrían restaurar el sistema o por lo menos llevarlo hacia el estado de alerta. Si estas medidas no son tomadas a tiempo o no resultan eficaces para controlar el problema y las perturbaciones continúan o se presentan otras, entonces el sistema pasará a un estado crítico.

1.4 ESTADO CRITICO

En el estado **crítico**, las igualdades y los límites en las desigualdades se han infringido, entonces la carga del sistema podría perderse. Ante tal situación, se produce la separación del sistema y la pérdida de carga.

1.5 ESTADO DE RESTAURACION

Una vez que el colapso ha terminado, posiblemente se tenga algún equipo todavía operando dentro de los límites permitidos, o entrando con los equipos nuevamente el sistema se ubicará en un estado de **restauración**, con acciones destinadas para recobrar toda la carga perdida y reconectar el sistema.

Desde este estado, el sistema puede transitar hacia el estado de alerta o al estado normal, dependiendo de las circunstancias.

Para una mejor comprensión de lo que se describe como emergencia, podemos considerar situaciones tales como:

- ◆ Una inestabilidad individual, que provoca una perturbación o emergencia local, no se considera un factor primordial para producir una emergencia en el sistema global. El regreso al estado de alerta puede efectuarse únicamente por la acción local de control, mediante la operación de dispositivos de protección.
- ◆ La pérdida de una unidad importante puede ser asimilada si se cuenta con un sistema lo suficientemente robusto, evitando de esta manera consecuencias serias.

1.6 CRITERIOS DOMINANTES

Al operar en cualquiera de las cinco condiciones o estados que presenta el sistema se tienen en cada uno de ellos que considerar ciertos criterios que predominan en virtud de las situaciones favorables o no, que presenta el sistema. Estos criterios son el estado normal, estado de alerta, estado de emergencia, estado crítico y estado de restauración.

1.6.1 Estado normal : se tiene suficiente capacidad para suplir la demanda y el criterio dominante es el costo mínimo restringido por los requerimientos de contingencias (seguridad).

1.6.2 Estado de alerta : las restricciones de seguridad están definitivamente activas, y en el caso de escasez de energía, puede ser necesario recurrir a la maximización de la carga servida sujeta a las restricciones de seguridad.

1.6.3 Estado de emergencia : es necesario maximizar la seguridad del sistema de potencia con una carga mínima servida como restricción.

1.6.4 Estado crítico : el criterio dominante es el de la protección de los equipos.

1.6.5 Estado restaurativo : maximizar la carga servida sujeta a las restricciones de seguridad.

CAPITULO II

CENTRAL ELECTRICA

Una central eléctrica se la define como el conjunto de Generadores Eléctricos, los Sistemas Auxiliares, los Sistemas de Comando, los Sistemas de Control, los Sistemas de Protección, que en conjunto sirven para producir energía eléctrica. Una central eléctrica se la debe instalar en el lugar más conveniente, así una central Térmica se la instala considerando la localización de la carga, las facilidades para el transporte de combustible y la facilidad para obtener el agua de circulación. Las centrales Hidroeléctricas se las debe instalar en el lugar donde se tiene el recurso hidroeléctrico.

2.1 CLASIFICACION DE LAS CENTRALES ELECTRICAS

Las centrales eléctricas se clasifican de acuerdo a lo siguiente:

- ◆ función de su sistema eléctrico
- ◆ tipo de conversión de energía.

2.1.1 CLASIFICACION DE LAS CENTRALES DE ACUERDO A SU FUNCION

Para obtener las variaciones de la carga de una central se dibuja los gráficos de carga en la cual todos los días se determina la carga de la

central en intervalos de una hora y se presentan los resultados en un sistema de coordenadas, en el cual se aprecia las oscilaciones de la carga durante un período de 24 horas.

Las centrales eléctricas de acuerdo a su función en el sistema eléctrico pueden ser:

- ◆ Central de Punta
- ◆ Central de Base
- ◆ Central de Reserva y de Socorro

2.1.1.1 CENTRAL DE PUNTA

La central de Punta suministra energía adicional al sistema y se encuentra en la misma central, son de pequeña capacidad y alto costo de operación. En una central de corriente continua se emplea una batería de acumuladores o un generador de menor potencia para satisfacer demandas pequeñas. La central de corriente alterna cubre las puntas de demanda con generadores de corriente alterna. Estas centrales deben trabajar en paralelo con las centrales principales, dentro de este tipo tenemos las centrales a Gas.

2.1.1.2 CENTRAL PRINCIPAL O DE BASE

Este tipo de centrales son las que trabajan muchas horas al año y con factor de carga elevado, las cuales son de consumo reducido de combustible o de agua, y su inversión es alta, son de gran capacidad. Estas centrales pueden ser hidroeléctricas y térmicas.

2.1.1.3 CENTRALES DE RESERVA Y DE SOCORRO

Este tipo de central tienen por objeto sustituir parcial o totalmente a las hidráulicas en caso de escasez de agua o de avería de algún elemento importante del sistema eléctrico. Las centrales de reserva son a Vapor y algunas de poca potencia a Diesel. Las centrales de socorro son esenciales para una rápida puesta en marcha del sistema.

Las fluctuaciones de carga diaria, que se encuentran entre la carga base y de punta, son suplidas ya sea por centrales centrales hidroeléctricas o térmicas.

2.1.2 CLASIFICACION DE LAS CENTRALES DE ACUERDO AL TIPO DE CONVERSION DE ENERGIA

Vamos a hacer primeramente una distinción entre los tipos de energía a partir de los cuales se obtiene energía eléctrica: energía primaria y energía secundaria.

La energía primaria se la encuentra directamente en la naturaleza, así tenemos energía hidráulica, solar, eólica, nuclear, y la energía obtenida de los combustibles fósiles en sus diferentes estados como son: sólido (carbón), líquido (petróleo) y gaseoso (gas natural).

La energía secundaria es la que se obtiene a través de transformaciones hechas por el hombre, como por ejemplo los derivados del petróleo como el diesel y el bunker.

Una vez hecha esta diferenciación, tenemos que las centrales eléctricas de acuerdo al tipo de conversión de energía se clasifican en centrales convencionales y centrales no convencionales.

Entre las centrales convencionales tenemos las hidroeléctricas y las térmicas y dentro de las centrales no convencionales podemos mencionar a la solar, eólica y mareomotrices.

CAPITULO III

CENTRALES TÉRMICAS

Las centrales térmicas en nuestro medio se las utiliza generalmente para satisfacer la demanda pico, pero en sistemas pequeños o en época de estiaje cuando la central Hidroeléctrica Paute se encuentra generando al mínimo de su capacidad, este tipo de centrales ayudan en la demanda base, lo cual implica el funcionamiento continuo de las unidades por largos períodos, siendo esta una característica muy importante que viene dada por la calidad de equipos y el buen manejo de ellos. Esto dará calidad y confiabilidad de servicio, si fuera lo contrario significaría pérdidas económicas no solo por la pérdida o reposición de equipos, sino la pérdida de generación en un período.

3.1 CLASIFICACION DE LAS CENTRALES TERMICAS

Las centrales térmicas se pueden clasificar en: central a Vapor, central a Gas, central a Diesel, central de Vapor y Gas, central Nuclear y central Geotérmica. A continuación vamos a explicar las características más importantes de las centrales a Gas, Vapor, Diesel, Vapor y Gas, y de manera breve a las demás.

3.1.1 Central a Vapor

3.1.1.1 Características Generales de la Central a Vapor

La central a Vapor se utiliza en gran parte del mundo, pero en menor proporción en aquellos países donde la disponibilidad de recursos hídricos es bastante grande y es aprovechada de la manera más conveniente. En el Ecuador, la central Gonzalo Zevallos y la central Esmeraldas, por ejemplo, son centrales a Vapor.

El siguiente esquema muestra de manera sencilla el ciclo de la central a vapor:

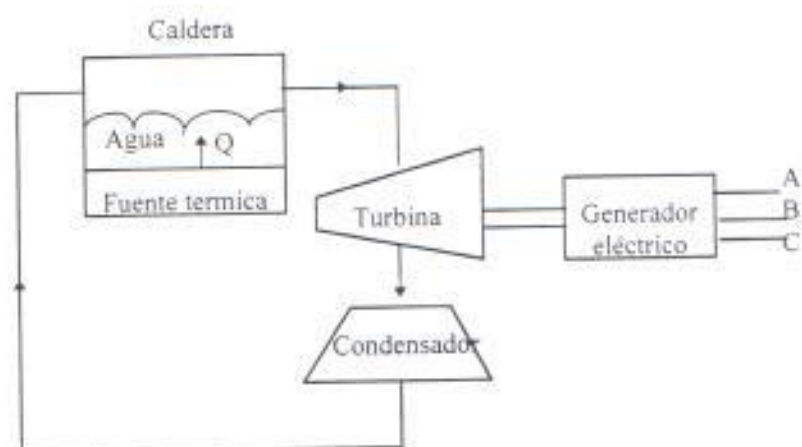


Figura. 3.1 Esquema sencillo de una central a Vapor

Podemos observar que a partir de la fuente térmica, constituida por el combustible y una vez que este se combustiona, se obtiene calor que al ponerse en contacto con el agua de la caldera se obtiene energía térmica contenida en el vapor. Este vapor va a las toberas de la turbina transformándose la energía térmica en energía cinética.

Luego, estos chorros de vapor golpean los álabes de la turbina, convirtiéndose la energía cinética en mecánica. Finalmente, por medio del generador eléctrico, la energía mecánica se convierte en energía eléctrica.

3.1.2 Central a Gas

3.1.2.1 Características Generales de la Central a Gas

La central a Gas tiene costos de construcción bajos, pero sus costos de operación y mantenimiento son altos, y debido a su corto periodo de entrada en servicio (aproximadamente de 5 a 10 minutos) son muy apropiadas para abastecer demandas pico del sistema (entre las 18h30 y 21h00).

A continuación se muestra un esquema de la central a gas.

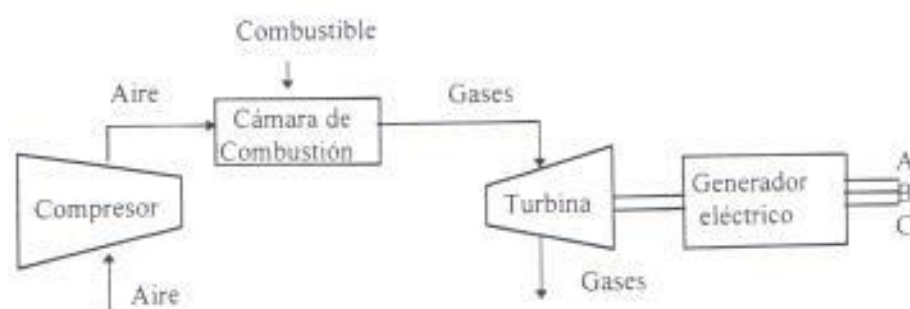


Figura 3.2 Esquema sencillo de una Central a Gas

En la central a Gas se aspira y comprime aire en un compresor. El aire es el fluido de trabajo de una turbina de gas, se aspira y se maneja cinco veces mas aire del necesario para la combustión, lo que da un 80% de aire en los gases de escape. Las altas temperaturas de estos gases de salida son causa de las importantes pérdidas del ciclo.

El aire comprimido va a la cámara de combustión donde el combustible es la fuente térmica que al combustionarse se obtiene gases que contienen energía térmica, que al pasar a las toberas de la turbina a alta velocidad se transforma en energía cinética. Esta energía cinética se transforma en energía mecánica al incidir los chorros de gases sobre los álabes de la turbina, finalmente la energía mecánica se transforma en eléctrica por medio del generador eléctrico. Dentro de este tipo de central tenemos la central a Gas Santa Rosa y Dr. Enrique Garcia Rodriguez.

3.1.2.2 Ciclo de la Central a Gas

El siguiente gráfico muestra el ciclo correspondiente al de la Central a Gas

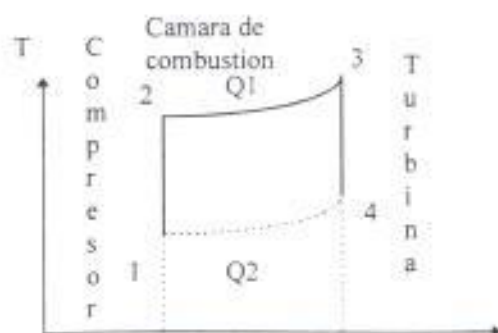


Figura 3.3 Ciclo de la central a Gas

donde

Q_1 = calor que entrega el combustible

Q_2 = Parte del calor que se envía al exterior por medio de los gases en el punto cuatro.

De los puntos uno a cuatro hay un ciclo abierto. En el punto cuatro se pierde calor.

3.1.3 Central a Diesel

3.1.3.1 Características de la Central a Diesel

La central a Diesel esta constituida por un motor de combustión interna que utiliza como fuente el combustible que es el diesel, este motor es de combustión interna a dos tiempos (aspiración-compresión, combustión-escape) para poder producir la energia eléctrica requerida. A continuación se muestra el siguiente diagrama de este tipo de central:

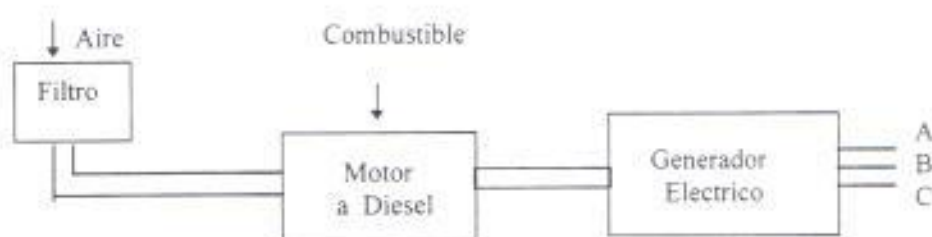


Figura 3.4 Diagrama de la Central a Diesel

El motor a diesel esta constituido básicamente por la tobera, el cilindro, el pistón y los conductos de entrada de aire y salida de gases.

El combustible se lo suministra a través de la tobera a alta velocidad y se dirige al cilindro, donde el aire es comprimido, produciéndose la combustión de la mezcla del aire con el combustible, expandiéndose los gases de la combustión.

Luego de esto, se comprime el aire por medio del pistón de manera que los gases una vez que se expanden van a empujar al pistón hacia abajo.

Los conductos sirven para la entrada del aire de barrido y de aire fresco para realizar un nuevo ciclo en el motor a diesel y también sirven para expulsar los gases de la combustión hacia el exterior.

En este tipo de central tenemos por ejemplo la central de combustión interna Guangopolo.

3.1.2.2 Ciclo de Funcionamiento de la Central a Diesel

El ciclo de funcionamiento de la Central a Diesel puede ser dividido en cuatro partes.

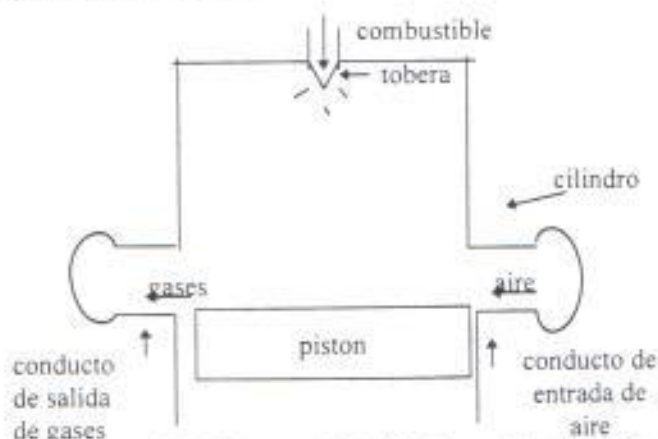


Figura . 3.5 Diagrama del ciclo de una Central a Diesel

En primer lugar se llena el cilindro con aire fresco y en el diagrama Presión vs. Volumen de la Fig. 3.6 nos encontramos en el punto uno. Después se comienza a comprimir el aire hasta que se lo lleva a una temperatura que corresponda a la temperatura de encendido del combustible. En el diagrama Presión vs. Volumen, tenemos la compresión del aire. Luego de esto, el pistón se encuentra cerca del punto muerto superior, se inyecta el combustible a alta velocidad a través de la tobera y al encontrarse con el aire a alta temperatura, el combustible se atomiza y se

produce la combustión de la mezcla con el aire. En el diagrama Presión vs. Volumen tenemos de 2 a 3 la combustión. Finalmente, debido a la combustión, los gases se expanden, de manera que empujan al pistón hacia abajo hasta el punto muerto inferior realizando de esta manera el trabajo.

Cuando el pistón se encuentre en el punto inferior de su carrera, quedando abiertos los conductos de entrada / salida de aire y salida de los gases.

El aire de entrada sirve para el barrido de los gases y para llenar de aire fresco el cilindro para un nuevo ciclo.

Los gases se expulsan al exterior. En el diagrama Presión vs. Volumen se tiene de los puntos 3 a 4 la expansión de los gases y de 4 a 1 la expulsión de los gases a la atmósfera.

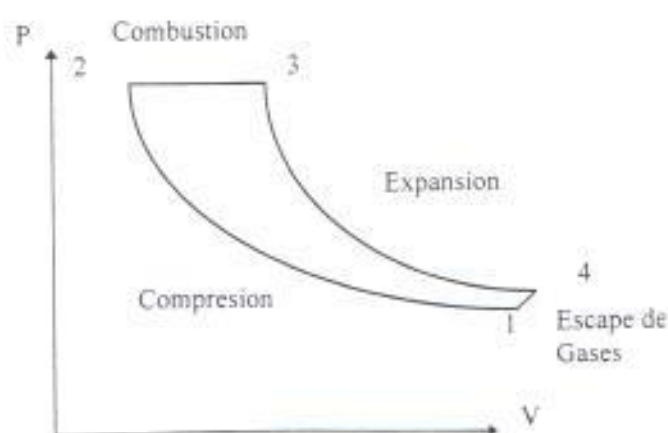


Figura 3.6 Diagrama Presion vs. Volumen de la Central a Diesel

3.1.4 Central Nuclear:

En esta central se utiliza la fusión de un elemento nuclear para producir vapor y a través de este generar energía eléctrica. El vapor circula por la turbina, el condensador y el sistema de condensado tal y como ocurre en otras centrales térmicas. Debido a que el mantenimiento de los reactores nucleares es bastante complejo por la radiactividad es necesario que haya un control de calidad de pureza del agua bien minucioso para evitar que se produzca corrosión en el generador de vapor. La construcción de centrales nucleares es mas cara que las demás centrales térmicas, pero el costo de funcionamiento es menor a estas debido a lo barato del combustible, si lo comparamos por ejemplo con el costo del carbón (en Estados Unidos se utiliza mucho el carbón en centrales térmicas).

3.1.5 Central Geotérmica:

En esta central se utiliza la energía del subsuelo para producir vapor y a través de este generar energía eléctrica.

3.1.6 Central de Vapor y de Gas:

La central de Vapor y de Gas se la conoce también con el nombre de central de Ciclo Combinado.

Al realizar la combinación de estos dos tipos de centrales se obtiene como beneficio la reducción de perdidas en el calor que se utiliza en las turbinas a gas o del calor de los gases de desecho de los generadores de vapor de modo que el rendimiento se mejorara notablemente.

En la Figura 3.7 se muestra un esquema de este tipo de central en donde el incremento del rendimiento se basa en la utilización del calor de los gases que expulsa la turbina a gas en el generador de vapor y en utilizar el calor del vapor a la salida de la turbina de vapor para calentar el agua de alimentación del generador de vapor. Va a haber entonces un aprovechamiento de gases de escape (turbina a gas) y aprovechamiento por diferencia de temperatura (turbina a vapor).

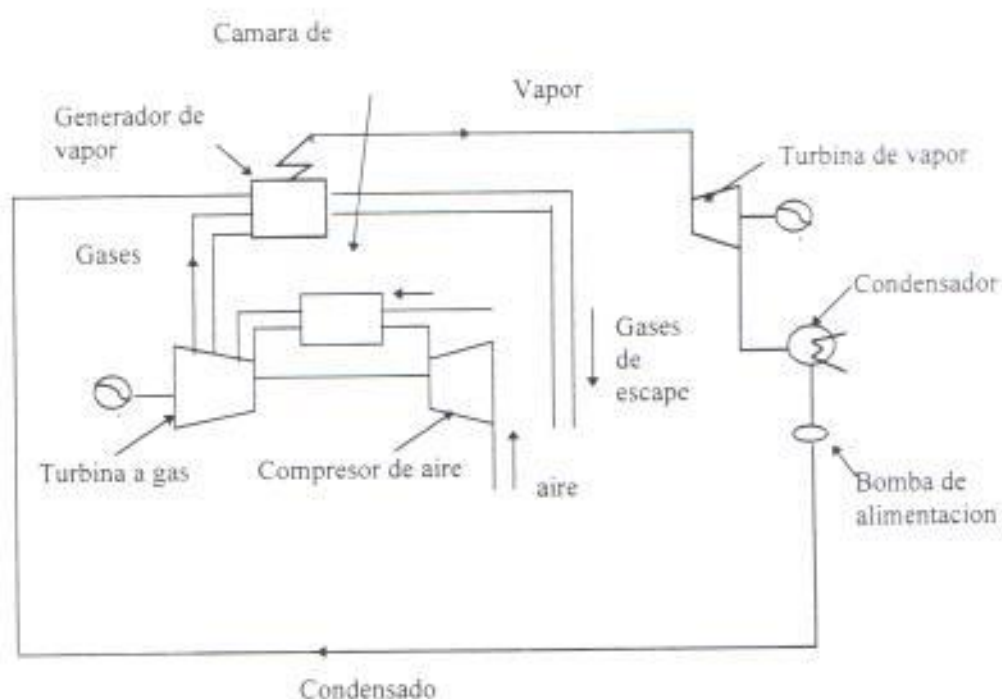


Figura 3.7 Esquema de la central de Vapor y de Gas con generador de vapor de alta presión

Vemos que de la cámara de combustión el combustible que se tenga se va a combustionar con una gran cantidad de aire debido al aire comprimido que le manda el compresor de aire, de manera que los gases que expulsa la turbina a gas e ingresan al hogar del generador de vapor va a contener suficiente oxígeno para que el combustible se combustione. Parte del vapor que sale del generador de vapor se lo expulsa al exterior y la otra parte se

dirige a la turbina de vapor de donde se aprovecha el calor del vapor de escape para el condensamiento del agua a través de un condensador el cual tiene el mismo esquema que cualquier otro, esto es tanque de condensado, etc. El agua producto de la condensación es de un alto grado de pureza, esta es bombeada para que sirva como agua de alimentación al generador de vapor.

3.2 ASPECTOS IMPORTANTES EN UN PROYECTO DE CENTRALES TERMICAS

Para el desarrollo y ejecución de un proyecto de centrales térmicas deben ser considerados aspectos importantes como la ubicación de la central, capacidad de la central, potencia de las unidades a instalarse, presión y temperatura del vapor y curvas de entrada y salida.

UBICACIÓN.- Para determinar la ubicación mas apropiada para el desarrollo de un proyecto de central térmica se deben considerar factores tales como los valores de las propiedades inmuebles, lugar del mercadeo, abastecimiento del combustible, costo de las obras de abastecimiento de agua y desagüe, dirección predominante del viento, facilidades de canalización del agua y transporte, restricciones en líneas de transmisión, entre otros.

CAPACIDAD. La capacidad de una central térmica viene dada en gran medida por el abastecimiento de combustible, el mercado presente y futuro para el cual está dirigido el proyecto y las interconexiones a los sistemas existentes.

POTENCIA DE LAS UNIDADES. Para la determinación de la potencia de las unidades, éstas deben ser objeto de detenido estudio en cuanto a los requisitos del presente, desarrollo en el futuro, clase de servicio (explotación comercial de la energía eléctrica o explotación industrial), curva de carga probable de la instalación y capacidad de reserva.

Las instalaciones industriales de potencia requieren un estudio cuidadoso, pues las unidades pequeñas son generalmente un impedimento para la ampliación con unidades mayores, a causa de las limitaciones que impone la edificación.

Una solución es edificar independientemente por unidades, para que cada una de ellas no pueda estorbar a la próxima, que puede ser de mayor o menor potencia.

PRESION DEL VAPOR Y TEMPERATURA. Estos factores afectan únicamente a la economía en el combustible. Los que pueden aumentarla o disminuirla son: el costo del combustible, curva de agua (salida total y salida diaria), régimen de seguridad de la máquina, y abastecimiento de agua.

CURVA DE ENTRADA Y SALIDA. La curva típica de entrada-salida, para una unidad térmica es una gráfica en la que se representa la entrada de combustible en una planta que viene dada en unidades térmicas (MBtu por hora), en función de la potencia de salida de la unidad en Megawatts (MW).

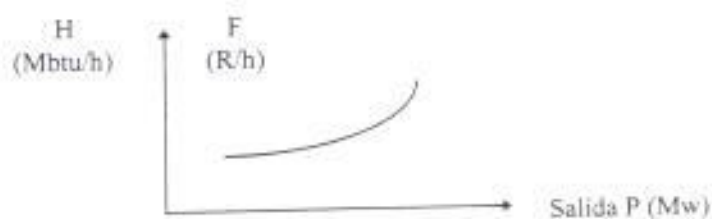


Figura 3.8. Curva de Entrada - Salida
Unidad Térmica

Se puede expresar su pendiente en MBtu/h divididos por la salida en megawatts, o bien la relación entre la entrada de combustible en Btu y la salida de energía en Kw-h. A esta relación se la conoce como la **proporción de calor** y su recíproco es la **eficiencia de combustible**. La máxima eficiencia de combustible ocurre cuando su pendiente es mínima.

3.3 COMBUSTIBLES UTILIZADOS EN LAS CENTRALES TERMICAS

En nuestro país, el organismo que distribuye el combustible es Petroecuador, que se encarga de comercializar los diferentes derivados del petróleo. En Petroecuador se realiza una serie de pruebas a los combustibles previo a su despacho, y luego en las centrales térmicas se realizan otra serie de pruebas para que al momento de generar no se presente ninguna anomalía. En Guayaquil existen dos compañías verificadoras: SGS y Beaureau-Veritas.

En las centrales a vapor se utiliza como combustible Bunker RC6 o también conocido como Fuel Oil, que es un tipo de Bunker pesado al cual se le mezcla un poco de diesel para que tenga fluidez y pueda ser bombeado con mayor facilidad, se le realiza una serie de pruebas antes de proceder al despacho del mismo, siendo las más importantes el punto de inflamación y el porcentaje de volumen de agua. Esta última es importante debido a que no debe ser mayor al 2% ya que existen turbinas que no pueden funcionar con ese porcentaje, esto depende de las especificaciones de cada turbina. Otra prueba importante es el Grado API para poder determinar la densidad del producto.

A continuación presentamos una tabla donde se muestran las diferentes pruebas que se deben realizar al Bunker, de acuerdo a las normas INEN:

Tabla 3.1. Requisitos del Fuel Oil Liviano

REQUISITOS	UNIDAD	MINIMO	MAXIMO	METODO DE ENSAYO
Punto de inflamación	°C	59		INEN 1 493
Punto de escurrimiento	°C		12	INEN 1 982
Cenizas	%P		0.2	INEN 1 492
Agua y sedimentos	%V		1	INEN 1 494
Viscosidad Redwood				
a 37,78 °C	s	4000	5000	INEN 1 981
Azufre	%P		1.8	INEN 1 049 Y 1 490
Viscosidad SSF a 50 °C	s	196.5	239.6	INEN 1 981

En Petroecuador, diariamente se realizan pruebas al producto, siendo sus resultados aproximados los que presentamos en la siguiente tabla:

Tabla 3.2. Pruebas realizadas por Petroecuador al Fuel Oil

REQUISITOS	UNIDAD	RESULTADO
Punto de inflamación	°C	70
Punto de escurrimiento	°C	10
Cenizas	%P	0.01
Agua y sedimentos	%V	0
Viscosidad Redwood a		
37,78 °C	s	
Azufre	%P	1.3
Viscosidad SSF a 50 °C	s	215

En una central a Gas se utiliza como combustible Diesel #2, el cual se lo trata en un proceso de centrifugado donde se separan sólidos disueltos y agua. Este tipo de combustible es el mismo que se utiliza en los vehiculos grandes como por ejemplo los tanqueros. Se muestra a continuación una muestra de las pruebas realizadas por Petroecuador al Diesel #2:

Tabla 3.3. Requisitos del Diesel #2

REQUISITOS	UNIDADES	MIN	MAX	METODO DE ENSAYO
Punto de inflamación	°C	51		INEN 1 047
Azufre	%P		1	INEN 1 490
Corrosión a la lamina de Cobre			3	INEN 927
Destilación del 90%	°C		360	INEN 926
Agua y sedimentos	%V		0.05	INEN 1 494
Numero de Cetano		45		INEN 1 495
Viscosidad cinemática a 100 °F	cs	2.5	6	INEN 810
Residuo Carbono sobre el 10% del residuo de la destilación	%P		0.15	INEN 1 491

La compañía SGS fue la encargada de realizar las siguientes pruebas en la central a Gas Alvaro Tinajero:

Tabla 3.4. Pruebas realizadas por la compañía SGS al Diesel #2

REQUISITOS	METODO DE ENSAYO	RESULTADO
Punto de Inflamación	ASTMD 93	182 °F
Corrosión al Cobre, a 100 °C	ASTMD 130	1B
Contenido de Azufre, %Peso		0.567
Rayos X difracción, % Peso	ASTMD 4294	0.567
HHV (High Heat Value)		19.298
LHV (Low Heat Value)		18.194
Gravedad Especifica		0.8555
Contenido de Cenizas, %P		0.0011
Residuos de carbón, % P	ASTMD 524	0.1
Contenido de Hidrogeno, % P	ASTMD 1018	13.3
Emulsiones características (agua, aceite)		40-40-0-10
(presenta separación completa)		
Chequeo de metales hecho con el método de absorción	ASTMD 3605	
% de Vanadio/ppm		0.07
Sodio /ppm		0.09
Potasio /ppm		0.08
Litio /ppm		0.05
Plomo /ppm		0.1
Calcio /ppm		0.08

3.4 CENTRALES TERMICAS DE NUESTRO PAIS

A continuación vamos a mencionar algunas de las centrales térmicas que se encuentran funcionando en nuestro país, nombrando brevemente algunas características importantes de cada una de ellas.

CENTRALES GENERADORAS PERTENECIENTES A INECEL

Dr. Enrique García Rodríguez.- Se encuentra ubicada al norte de Guayaquil en la zona de Pascuales.

Tipo G-D*

Unidades	1
Potencia Instalada	102 Mw
Potencia Efectiva	92 Mw
Año	1997

Gonzalo Zevallos. Se encuentra ubicada en El Salitral, a 7 Km de Guayaquil.

Tipo G-D

Unidades	1
Potencia Instalada	30.9Mw
Potencia Efectiva	20 Mw
Año	1976

Tipo V-B**

Unidades	1
Potencia Instalada	73 Mw
Potencia Efectiva	62.5 Mw
Año	1978

*G-D Turbinas a Gas que utilizan diesel

**V-B Turbinas a Vapor que utilizan bunker

Tipo V-B	
Unidades	1x73 Mw
Potencia Instalada	73 Mw
Potencia Efectiva	73 Mw
Año	1980

Guangopolo. Se encuentra ubicada a 20 Km de Quito.

Tipo D-B*	
Unidades	6x5.2 Mw
Potencia Instalada	31.2 Mw
Potencia Efectiva	29.4 Mw
Año	1977

Esmeraldas. Se encuentra al sur de Esmeraldas.

Tipo V-B	
Unidades	1x132.5 Mw
Potencia Instalada	132.5 Mw
Potencia Efectiva	125 Mw
Año	1982

Santa Rosa.-

Tipo G-D	
Unidades	3x17.1 Mw
Potencia Instalada	51.3 Mw
Potencia Efectiva	45 Mw
Año	1981

Trinitaria.- Esta ubicada al sureste de Guayaquil en la isla Trinitaria.

Tipo V-B	
Unidades	1x133 Mw

*D-B Motores de combustión interna que consumen diesel para el arranque y luego bunker

Potencia Instalada	133 Mw
Potencia Efectiva	128 Mw
Año	1997

CENTRALES GENERADORAS PERTENECIENTES A EMPRESAS ELÉCTRICAS PARTICULARES PUBLICAS

Empresa Eléctrica Ambato S.A. Regional Centro Norte.- Sirve a las provincias de Tungurahua, Pastaza y a algunos cantones de Morona Santiago. Las centrales generadoras que posee tienen las siguientes características:

El Batan D-D*

Unidades	3
Potencia Instalada	5.2 Mw
Potencia Efectiva	0 Mw
Año	1966

Lligua D-D

Unidades	2x2.5 Mw
Potencia Instalada	5 Mw
Potencia Efectiva	4 Mw
Año	1975, 76

Empresa Eléctrica Bolívar.-, sirve a la provincia de Bolívar y algunos sectores de las provincias de Los Ríos y Chimborazo.

Guaranda D-D

Unidades	1x1.58Mw
Potencia Instalada	1.58Mw
Potencia Efectiva	1 Mw
Año	1975

*D-D Motores de combustión interna que consumen diesel todo el tiempo

Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C. A. :- El área que sirve son las provincias de Azuay, Cañar y Morona Santiago.

Monay D-D

Unidades	3x1.5Mw + 3x2.4Mw
Potencia Instalada	11.6Mw
Potencia Efectiva	6.9Mw
Año	1971,75

El Descanso D-B

Unidades	4x4.8 Mw
Potencia Instalada	19.2 Mw
Potencia Efectiva	16 Mw
Año	1996

Empresa Eléctrica Regional El Oro S.A., sirve a la provincia de El Oro y a las zonas fronterizas de las provincias de Loja y Azuay

Machala D-D

Unidades	3x3Mw
Potencia Instalada	9 Mw
Potencia Efectiva	4 Mw
Año	1972,75,76

El Cambio D-B

Unidades	3x5Mw
Potencia Instalada	15 Mw
Potencia Efectiva	0 Mw
Año	1978,82
Observaciones	12 Mw Efe. Mas desde 11/98

Empresa Eléctrica Regional Esmeraldas S.A. sirve a los usuarios de la provincia de Esmeraldas.

La Propicia D-B

Unidades	2x4Mw
Potencia Instalada	8Mw
Potencia Efectiva	7Mw
Año	1980

La Propicia D-D

Unidades	2
Potencia Instalada	3,1Mw
Potencia Efectiva	1,1Mw
Año	1979,80

Otras (Limonos, S.Loren)

Unidades	2
Potencia Instalada	1.4 Mw
Potencia Efectiva	0 Mw
Año	1980,84

Empresa Eléctrica Manabi S. A.- el área de influencia es toda la provincia de Manabí.

Miraflores, D-D

Unidades	10x2.5Mw
Potencia Instalada	25Mw
Potencia Efectiva	20Mw
Año	1973,77,78,80

Miraflores, D-B

Unidades	2x6Mw +1x3.4Mw
Potencia Instalada	15.4Mw

Potencia Efectiva	5.5Mw
Año	1973
Observaciones	5 Mw mas desde 11/98

Empresa Eléctrica Milagro C. A.- Suministra servicio eléctrico a algunos cantones de las provincias de Guayas, Azuay, Cañar, Los Ríos, Chimborazo, Bolívar..

Milagro, D-D	
Unidades	6x2.5 Mw
Potencia Instalada	15Mw
Potencia Efectiva	4 Mw
Año	1972,74,75,76

Empresa Eléctrica Regional Norte S.A. :- Sirve a los abonados de las Provincias de Imbabura, Carchi, norte de Pichincha y noroccidente de Sucumbios.

San Francisco, D-D	
Unidades	1
Potencia Instalada	2.5Mw
Potencia Efectiva	1.5Mw
Año	1981

Empresa Eléctrica Quito S. A. Sirve casi en su totalidad a los usuarios de la Provincia de Pichincha.

G. Hernández, D-B	
Unidades	6x5.72 Mw
Potencia Instalada	34.3 Mw
Potencia Efectiva	22.9 Mw

Año	1980
Luluncoto, D-D	
Unidades	3x3.03 Mw
Potencia Instalada	9.1 Mw
Potencia Efectiva	8.1 Mw
Año	1973, 74

Empresa Eléctrica Riobamba S. A.- sirve a la Provincia de Chimborazo.

Riobamba, D-D	
Unidades	1x2.5 Mw + 1x0.56 Mw
Potencia Instalada	3.1 Mw
Potencia Efectiva	2.4 Mw
Año	1984

Empresa Eléctrica Península de Santa Elena S. A. - Sirve a los Cantones de Salinas, La Libertad, Santa Elena, Playas y las poblaciones rurales de Progreso, El Morro, Posorja del Cantón Guayaquil.

Libertad, D-D	
Unidades	5
Potencia Instalada	10.8 Mw
Potencia Efectiva	3.0 Mw
Año	1967, 76, 84

Libertad, D-B	
Unidades	2
Potencia Instalada	8 Mw
Potencia Efectiva	3.3 Mw
Año	1981

Playas, D-D	
Unidades	2
Potencia Instalada	1.8 Mw
Potencia Efectiva	1 Mw
Año	1975, 82

Posorja, D-D	
Unidades	1
Potencia Instalada	2.8 Mw
Potencia Efectiva	2 Mw
Año	1976

Empresa Eléctrica Santo Domingo S. A. .- Proporciona servicio eléctrico a sectores importantes de las provincias de Pichincha, Guayas, Los Rios, Manabí, Esmeraldas y Cotopaxi.

Toachi, D-D	
Unidades	2
Potencia Instalada	5 Mw
Potencia Efectiva	2 Mw
Año	1975, 77, 81

Empresa Eléctrica Regional Sucumbíos S. A. Suministra servicio eléctrico a algunos cantones de las provincias de Sucumbíos y Napo.

Jivino, D-D	
Unidades	4
Potencia Instalada	10 Mw
Potencia Efectiva	9.8 Mw
Año	1990,91

Lago Agrio, D-D	
Unidades	1
Potencia Instalada	5.3 Mw
Potencia Efectiva	5.3 Mw
Payamino (Coca)	
Unidades	5
Potencia Instalada	5.4 Mw
Potencia Efectiva	2.6 Mw
Observaciones	2 unidades fuera de servicio

Empresa Eléctrica Regional del Sur S. A. .- Su área de influencia es de 34,000 Km².

Catamayo, D-D	
Unidades	9
Potencia Instalada	19 Mw
Potencia Efectiva	11.3 Mw
Año	1976, 77, 79, 83

Existen otros Sistemas Menores como Galápagos con 8.6 Mw, Oriente Sistemas Aislados con 3.7 Mw y Oriente Sistemas Conectados con 7.5 Mw de potencia instalada, y 8.5Mw, 3.7Mw y 5.1Mw de potencia efectiva, respectivamente.

CENTRALES GENERADORAS PRIVADAS

A continuación vamos a nombrar las centrales térmicas privadas en funcionamiento en nuestro País:

Electroecuador.- Tiene una potencia instalada de 233 Mw repartidos de la siguiente manera: central Guayaquil, con cuatro unidades a Vapor, tiene potencias instalada y efectiva de 30 Mw; Estero Salado, tiene una unidad a Vapor, con 33 Mw de potencia instalada y 30 Mw de potencia efectiva; y cinco a Gas con 96 Mw de potencia instalada y 91 Mw de potencia efectiva; y Alvaro Tinajero, dos unidades a Gas, con 74 Mw de potencia instalada y 69 Mw de potencia efectiva.

Electroquito.- Tiene una central a Gas con una potencia instalada de 33 Mw y una potencia efectiva de 22 Mw.

Electroquil II-III.- Posee 4 unidades a Gas con una potencia instalada total de 160 Mw y una potencia efectiva total de 140.8 Mw.

Ecuapower (ex-Sea-Coast).- Tiene una unidad a Gas en Santa Elena con una potencia instalada de 40 Mw y potencia efectiva de 30 Mw; y dos unidades en Santo Domingo, también a Gas con una potencia instalada de 110 Mw y potencia efectiva de 100 Mw.

*Los datos de todas centrales fueron proporcionados por CONELEC correspondientes a Dic/97

CAPITULO IV

CENTRALES HIDROELECTRICAS

Para el suministro de la energía eléctrica de un País se deben utilizar los recursos renovables, hay que aprovechar el máximo recursos hidroeléctricos porque estos representan muchos beneficios entre los que podemos mencionar el uso de un combustible no contaminante como es el agua, y el costo de adquisición de este combustible que prácticamente es ninguno lo que conlleva una producción de energía mucho mas económica en relación con otras centrales. El Ecuador por su topografía y por el nivel de precipitación anual de agua es un país rico en recursos hidroeléctricos.

Una central hidroeléctrica utiliza la caída de agua, salto y caudal necesarios, resistencia e impermeabilidad del terreno para los embalses, accesibilidad para el transporte de materiales, facilidad de ampliación, longitud de las líneas de transportes de energía necesarias.

4.1 CLASIFICACION DE LAS CENTRALES HIDROELECTRICAS

Las Centrales Hidroeléctricas podemos clasificarlas como centrales de caudal libre, centrales con embalse y centrales con embalse y bombeo.

4.1.1 Central de Caudal Libre: En esta central en cada momento se utiliza el agua disponible del recurso sin considerar la carga, es decir podría satisfacer o no los requerimientos de la demanda. Esta central no tiene un dispositivo para almacenar agua.

4.1.2 Central con Embalse: En esta central el agua es almacenada en un embalse, lo cual es posible por la construcción de una presa, la misma que es preferible instalarla en lugares estrecho y márgenes rocoso del sistema. En este tipo de central se hacen estudios de prefactibilidad, factibilidad y en otras no.

4.1.3 Central con Embalse y Bombeo: En esta central se utiliza dos embalse uno superior y otro inferior, durante horas de mayor demanda el agua fluye del superior al inferior produciendo energía eléctrica y durante las horas de menor demanda se bombea agua del embalse inferior al superior.

4.2 DISPOSICION GENERAL DE LA CENTRAL HIDROELECTRICA

Con el propósito de aprovechar el máximo de la energía primaria del recurso hidroeléctrico, el agua se hace fluir por un trazado artificial de tal manera que se tenga el mínimo de pérdidas.

En base al trazado artificial la disposición general de una central hidroeléctrica es la siguiente:

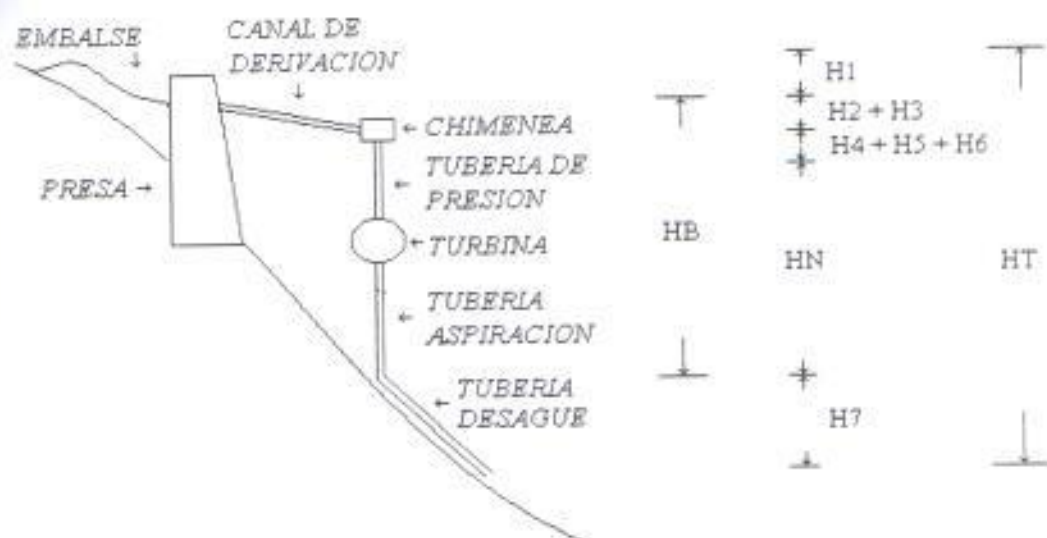


Figura 4.1 Esquema de la disposición de los elementos de una central hidroeléctrica

Vamos a definir cada uno de los términos que aparecen en la fig. 4.1 de la siguiente manera.

Embalse: Lugar en donde se almacena el agua.

Presa: Sirve para almacenar el agua en el embalse.

Canal de Derivación: Sirve para conducir el agua del embalse a la chimenea.

Chimenea: Sirve para amortiguar los golpes de ariete debido a la aceleración y desaceleración del agua en la turbina como consecuencia de la variación de la carga.

Tubería de Presión: Sirve para la conducción forzada del agua a las tuberías.

Casa de Maquinas: Se instala las turbinas, generadores eléctricos, sistemas auxiliares, sistemas de comandos, sistema central, de protección, etc..

Tubería de Desagüe: Sirve para regresar al lecho del río las aguas que han pasado por las tuberías.

4.3 TIPOS PRINCIPALES DE MAQUINAS HIDRAULICAS

Los principales tipos de maquinas hidráulicas son : turbinas Pelton, Turbinas Francis y Turbinas Kaplan. A continuación vamos a hacer una breve descripción de estas:

- a) Turbinas tipo Pelton.- Las turbinas tipo Pelton se caracterizan por lo siguiente:
- El agua pega al rodete a la presión atmosférica
 - El rodete consiste de una rueda provista en la periferia de una serie de cucharetas
 - Son utilizadas para aprovechar grandes caídas de agua, de mas de 400 metros de altura



Figura 4.2 Rueda Pelton

- b) Turbinas Francis.- Este tipo de turbinas se caracterizan por lo siguiente:
- Se utilizan para caídas de agua medianas, de hasta 400 metros
 - Poseen un distribuidor que dirige el agua hacia el rodete
 - El agua no se encuentra a la presión atmosférica
 - Están reguladas por medio del distribuidor que consiste de unos alabes móviles dispuestos en forma de persiana a la salida del espiral.



Fig. 4.3.- Corte ecuatorial de una turbina Francis.

c) Turbinas Kaplan.- Se caracterizan por lo siguiente

- Se utilizan para caídas bajas
- El rodete nos hace recordar la forma de un hélice de barco
- El ángulo de inclinación de las palas del rodete es regulable
- La regulación se efectúa por medio de un distribuidor como en las turbinas Francis, y además con la inclinación de las palas del rodete



Fig. 4.4.- Rodete Kaplan

Además de las turbinas descritas previamente, existen otras, como por ejemplo las turbinas Hélice las cuales en algunos casos son semejantes a las Kaplan con la excepción de que los alabes no son móviles.



Fig. 4.5.- Rodete Hélice

4.4 APROVECHAMIENTO DE UN RECURSO HIDROELECTRICO

En un recurso hidroeléctrico no se puede aprovechar la altura total del mismo para producir energía eléctrica debido a que se tiene pérdidas de altura en los diferentes elementos de la central hidroeléctrica.

HT: Altura total del recurso hidroeléctrico es decir la diferencia de altura entre la cota máxima y la cota mínima.

HB: Es la altura bruta que corresponde a la diferencia de nivel entre la chimenea y el final de la tubería de aspiración.

HN: Es la altura neta y es la que se utiliza para determinar la capacidad de recurso hidroeléctrico.

Las pérdidas que se producen son las siguientes:

H1: Pérdidas en el embalse, la superficie del agua en el embalse no es horizontal sino que tiene una forma curva cuya pendiente se disminuye a medida que se aproxima a la presa, esto da como resultado pérdida de altura.

H2: Pérdida en el canal de derivación, estas pérdidas se deben al rozamiento del agua y son función de la pendiente del canal, depende del área del contacto del canal y de la rugosidad de las paredes interiores del canal.

H3: Pérdidas en la chimenea en la que se instalan rejillas que impiden que cuerpos flotantes pasen a las turbinas de presión y de allí a las turbinas. Se producen pérdidas por rozamiento del agua con las rejillas.

H4: Pérdidas en la turbina de presión, por rozamiento de agua, por cambios en la sección y por cambio en la dirección del agua.

H5: Pérdidas en la turbina se deben al rozamiento del agua.

H6: Pérdidas en la tubería de aspiración, estas pérdidas se deben al rozamiento del agua.

H7: Pérdidas en la tubería de desagüe, estas pérdidas se deben también al rozamiento del agua.

4.5 CURVA DE ENTRADA Y SALIDA

En cuanto a las unidades hidráulicas la curva de entrada-salida viene dada como el caudal (Q) de agua por unidad de tiempo (volumen por hora), en función de la potencia de salida de la unidad en megawatts (MW), como se aprecia en la Fig. 4.6.



Figura 4.6 Curva de Entrada- Salida de una Unidad Hidroeléctrica

4.6 ASPECTOS A CONSIDERARSE EN UN PROYECTO DE CENTRALES HIDROELECTRICAS

4.6.1 ELECCION DEL TERRENO DE EMPLAZAMIENTO

4.6.1.1 POTENCIA Y ENERGIA DISPONIBLE

La investigación de la potencia y energía aprovechables requiere el estudio de las condiciones hidrológicas (régimen de lluvias, desvío del agua y caudal del río), limitaciones del salto, facilidades de almacenamiento, regulación diaria y aprovechamiento de la corriente de agua y desnivel para producir energía eléctrica.

Cuando no se disponga de datos para las inmediaciones del lugar que interese, pueden ser obtenidos con cierta aproximación por alguno de los métodos siguientes:

1. Establecimiento de una estación de aforo.
2. Deducción mediante las estadísticas de lluvias en la localidad.
3. Comparación con las corrientes de ríos de cuencas adyacentes o de condiciones análogas.

Los datos del caudal son usualmente obtenidos sumariamente por la preparación de hidrógrafos, para lo cual se anotan cronológicamente las corrientes medias diarias, y las curvas de duración de flujo o corriente para lo que se limitan las cantidades de agua que discurren en la unidad de tiempo.

En donde el factor de almacenamiento de agua sea importante se hace uso frecuentemente del diagrama de masa, en el cual se anotan cronológicamente, por días o meses, las sumas de los caudales transportados durante todo el período que se desea estudiar.

El coeficiente angular de la tangente a la curva en un punto representa el valor del flujo y mediante esta curva puede determinarse gráficamente la cantidad de agua embalsada necesaria para regular el caudal a un régimen mínimo previamente determinado.

Habrà de prestarse la debida atención a los datos anuales de máximo y mínimo caudal puesto que en base a esto se pueden determinar los períodos de estiaje en los que la central no puede trabajar a su máxima capacidad y tomar las medidas pertinentes si es que la central hidroeléctrica abastece a una parte importante de la carga.

El margen de alturas de nivel aguas arriba esta influenciado por la clase de aliviadero y régimen de aprovechamiento del agua y de avenidas.

El margen de alturas de nivel de aguas abajo es usualmente establecido por los niveles naturales del río en el extremo mas bajo del cauce.

Del volumen de agua embalsada que puede ser gastada económicamente depende el que la explotación del salto este debidamente justificada.

En una central de aprovechamiento sin embalse se aprovecha el caudal tal como se presenta.

Algunas veces puede resultar económico disponer de algún almacenamiento de agua mediante un depósito separado, particularmente si puede servir para una serie de explotaciones en el mismo río.

Una vez examinadas las condiciones de caudal, salto y embalse, pueden ser evaluadas la fuerza motriz y energía disponibles, para años lluviosos, de sequía o medios y proceder al estudio de su conversión en energía eléctrica y su absorción por los posibles mercados.

4.6.1.2 CONDICIONES DEL EMPLAZAMIENTO.

Generalmente una presa puede ser construida sobre casi todos los terrenos de fundación.

Es necesario investigar todo lo referente a la geología y a la topografía de todo el embalse al objeto de descubrir las posibles filtraciones o fugas a las hoyas contiguas o corrientes que puedan existir en el futuro por debajo de la presa. Se debe tener presente también factores como :

- ◆ facilidades de acceso y transporte
- ◆ posibilidades de desvío de aguas durante la construcción
- ◆ suministro local de materiales, tales como arena grava y madera.

4.6.1.3 FUERZA MOTRIZ POTENCIAL.

La fuerza motriz potencial que puede ser explotada en un salto de agua es función de:

- la cantidad de agua disponible en la corriente
- del desnivel a través del cual puede hacérsela caer
- de las pérdidas incluyendo la evaporación y filtraciones en el embalse, fricción y turbulencia en las rejillas y canalizaciones, velocidad en el desagüe, fricción y resistencia mecánica del aire en las unidades generadoras, resistencia e histeresis en el equipo eléctrico y consumo de fuerza motriz en la central para operaciones auxiliares, bombeo, calefacción y luz.

Las diversas pérdidas expresadas en valores de rendimiento y agrupadas para facilitar los cálculos usuales son:

TABLA 4.1 Valores de Pérdidas mas comunes

Pérdidas en	Margen	Basadas en
Embalse	0.95 a 0.98	Entrada de agua en el embalse
Canalizaciones	0.90 a 0.99	Desnivel bruto desde embalse a desagüe
Turbinas	0.88 a 0.94	Desnivel nominal de turbinas
Generadores	0.94 a 0.98	Entrada al generador
Equipo eléctrico	0.97 a 0.99	Salida del generador
Consumo en estación	0.92 a 0.98	Salida del generador

4.7 CENTRALES HIDROELECTRICAS DE NUESTRO PAIS

A continuación vamos a nombrar algunas de las características mas relevantes de varias de las centrales hidroeléctricas que se encuentran en funcionamiento en el Ecuador.

Pisayambo.- Fue el primer proyecto que construyo INECEL, entro en operación en el año 1978, se encuentra ubicado en la provincia de Tungurahua, en las riberas del los rios Pisayambo, Quillopaccha, Agualongopungo, Talatag y El Golpe cuyas aguas se represan en la laguna de Pisayambo la misma que se ha convertido en un embalse natural de regulación multiestacional.

La presa tiene 41.20 metros de altura y 820 metros de longitud, y puede almacenar un volumen de 90 millones de metros cúbicos de agua.

Tiene una potencia instalada de 76 Mw en la central subterránea construida en Pucara. Contribuye al Sistema Nacional Interconectado con una energía de aproximadamente 270 millones de KW-hora.

Paute.- Constituye la obra hidroeléctrica mas grande que posee el Ecuador. Se encuentra ubicada entre las provincias de Cañar, Azuay y Morona Santiago, a 125 Km de Cuenca, Provincia del Azuay. Tiene una potencia instalada de 1,075 MW en sus tres etapas, las cuales son:

- Paute Molino A-B; tiene una potencia instalada de 500Mw y se encuentran funcionando desde el año 1983.
- Paute Molino C : tiene una potencia instalada de 575 Mw e inició sus operaciones en el año 1991.

La presa Daniel Palacios sirve para la operación de las tres fases. Esta presa es de tipo de arco de gravedad tiene una altura de 170 metros y su coronación tiene una longitud de 420 metros; siendo su capacidad de embalse de 120 millones de m^3 . Tiene 10 turbinas tipo Pelton con un voltaje nominal de 13.8 Kv., 5 en la Central Molino Fases A y B y 5 en la Central Molino Fase C.

Agoyan.- Esta central ha sido construida para el aprovechamiento de la cuenca media del río Pastaza, provincia de Tungurahua, 5 Km al Este de Baños; las instalaciones ocupan una superficie de casi 3 Km junto a la carretera Baños-Puyo.

Utiliza las aguas del río Pastaza que son almacenadas mediante una presa de hormigón gravedad de 43 metros de altura y una longitud de coronación de 300 metros; esta ubicada 1.5 Km aguas arriba de la cascada de Agoyan.

La presa proporciona un volumen de regulación diaria de $770,000m^3$ y el embalse formado tiene un volumen total de $1'800,000 m^3$ de agua. La Casa de maquinas ha sido excavada en el corazón de la cordillera central andina, en la cual están instalas 2 turbinas tipo Francis de eje vertical aun voltaje nominal de 13.8 Kv., que cuando tiene un caudal menor o igual a $120 m^3/seg$ su capacidad es de 78,000Kw cada una y si su caudal es superior a los $120 m^3/seg$ su capacidad es de 85,000 Kw.

Daule-Peripa.- La Central Hidroeléctrica Daule-Peripa, tenía originalmente una potencia instalada de 130 Mw y una producción de energía anual media de 600 Gwh. Actualmente el Proyecto ha sido ampliado a 3 Unidades de 71 Mw cada una, con un total de 213 Mw. Este proyecto tiene la característica de regular indirectamente los caudales de la Central Hidroeléctrica Paute, principal fuente de generación de energía eléctrica del Ecuador, debido a que tiene un gran

embalse y un régimen hidrológico distinto puede suplir de energía al país en la época que el río Paute se encuentra en estiaje.

La presa permitirá almacenar hasta 6.000 millones de m³ de agua. El caudal transportado por uno de los túneles alimenta en la central hidroeléctrica a dos grupos de turbinas, tipo Francis de eje vertical con un voltaje nominal de 13.8 Kv., de 75.000 Kw cada una mediante una bifurcación de 2 tuberías blindadas de 6.5 metros de diámetro y una capacidad máxima de descarga de alrededor de 120 m³/s. Cuando el agua acciona las turbinas, es regresada aguas abajo, para ser utilizado en los fines utilitarios del embalse mencionado anteriormente.

La puesta en operación de las Unidades de generación se espera que sea a inicios del año 1999.

La Cascada.- Esta es una minicentral hidroeléctrica que comenzó a funcionar el 16 de octubre del presente año, de 100Kw de potencia, ubicada en el sector de Huahua Sumaco, kilómetro 48 vía Hollin-Loreto-Coca, provincia de Napo, proporcionando energía eléctrica a las comunidades de Huahua Sumaco y Pacto Sumaco, en el Oriente Ecuatoriano.

CAPITULO V

SELECCIÓN DE UNIDADES

En la selección de las unidades térmicas se debe de tener presente ciertos aspectos que incrementan el costo de producción, estos costos están relacionados con los tiempos mínimos de conexión, desconexión y de arranque.

5.1 RESTRICCIONES EN LA SELECCIÓN DE UNIDADES

En la selección de las unidades térmicas se deben de tener presente ciertas restricciones tales como la reserva rodante, tiempo mínimo de arranque, tiempo mínimo de salida de operación, restricciones de personal, costos de arranque, entre otras. A continuación nos referiremos a las mencionadas.

Reserva rodante. Esta relacionada con el control automático de generación AGC, capacidad de generación disponible. Esta no debe ser concentrada en una sola central.

La reserva rodante deberá ser distribuida a lo largo del sistema de potencia para evitar las limitaciones en el sistema de transmisión y permitir a varias partes del sistema operar como islas cuando se desconecten del sistema. Además la reserva rodante debe permitir cuando se pierda una unidad importante del sistema que este

funcione normalmente abasteciendo la carga durante el tiempo que esta unidad permanezca fuera de servicio.

Tiempo mínimo de arranque.- Cuando la unidad esta fuera de servicio, existe un tiempo entre el encendido y la entrada al sistema debido a la sincronización de la unidad con el sistema.

Tiempo mínimo de salida de operación.- Cuando la unidad esta trabajando, no debe ser apagada inmediatamente para que no exista ningún daño en sus elementos.

Restricciones de personal.- Son las limitaciones en cuanto al personal calificado que existe para el control y mantenimiento de las unidades.

Costos de arranque: Se tienen los siguientes costos de arranque

- cuando la unidad se la ha dejado enfriar

$$\text{Costo} = C_c (1 - e^{-\alpha t}) \times F + C_f \quad (5.1)$$

- cuando la unidad se mantiene caliente (banking)

$$\text{Costo} = C_f \times t \times F + C_f \quad (5.2)$$

donde:

C_c = costo de arranque en frío

F = costo de combustible

C_f = costo fijo (personal, mantenimiento, etc.)

α = constante de tiempo térmica de la unidad

t = tiempo (horas) que la unidad fue enfriada

C_f = costo de mantener la unidad a temperatura de operación

Además:

- Se selecciona a ciertas unidades para que operen en ciertas épocas del año debido a que en época de estiaje las unidades Hidroeléctricas no funcionan a su máxima capacidad.

5.2 METODOS PARA SELECCIONAR UNIDADES

Para la selección de las unidades nos referiremos a dos métodos, el de la lista prioritaria y el método de la programación dinámica.

5.2.1 LISTA PRIORITARIA

En este método se construye una lista de prioridades en base a la cual se seleccionaran las unidades que cubran la demanda de la carga en los intervalos de tiempo establecidos, considerando los costos más económicos para la producción.

Para esto es necesario calcular primero un costo promedio de producción dada por:

$$\text{Costo promedio de producción} = H_i / P_i \times F_i \quad (5.3)$$

donde:

H_i / P_i = tasa neta de calor

H_i = cantidad de calor que entra a la unidad i (Btu por hora)

F_i = costo de combustible por hora, unidad i (C / hora)

P_i = potencia unidad i

Se determina entonces los costos de producción promedio con las potencias máximas de cada unidad y se consideran además el incremento producido por los costos de tiempo mínimo de desconexión, tiempos mínimo de conexión, costos de arranque en frío, costos de arranque en caliente.

Una vez obtenidos los costos totales de producción para cada unidad, se establece la unidad de menor costo de producción a partir de la cual se puede construir una lista en orden de menor a mayor dependiendo de sus costos. Con la unidad de menor costo se realizan las combinaciones necesarias para poder abastecer la demanda del sistema con el costo mas económico de producción.

5.2.2 PROGRAMACION DINAMICA

El método de la programación dinámica hacia adelante tiene un propósito muy claro y es de mejorar el procedimiento de la lista prioritaria, para esto es conveniente reducir el numero de combinaciones posibles de las unidades que se pueden dar, por ejemplo si se tiene un sistema de cuatro unidades el número de combinaciones esta dada por $2^4 - 1 = 15$. Es claro que todas las combinaciones no se cumplirán para satisfacer la demanda que el sistema requiera en un periodo de tiempo.

En el Método de Selección por Programación Dinámica se tienen las siguientes consideraciones:

- 1.- Un estado consiste en tener algunas unidades en operación y otras fuera de línea.
- 2.- Los costos de arranque de una Unidad es independiente del tiempo que esta estuvo fuera de línea.

3.- No hay costos de apagado de una unidad.

4.- Hay un estricto orden de prioridad, y en cada intervalo se especifica la mínima capacidad en la que puede estar operando.

La forma de computar el mínimo costo en una hora K , con la combinación I de unidades :

$$F_{\text{cost}}(K,I) = \min[P_{\text{cost}}(K,I) + S_{\text{cost}}(K-1,L:K,I) + F_{\text{cost}}(K-1,L)]$$

(5.4)

en donde,

Estado (K, I) = I -ésima combinación a la hora K

$F_{\text{cost}}(K,I)$ = Mínimo Costo Total al llegar al estado (K,I)

$P_{\text{cost}}(K,I)$ = Costo de Producir el estado (K,I)

$S_{\text{cost}}(K-1,L:K,I)$ = Costo de Transición del estado $(K-1,L)$ al estado (K,I)

L = Estado en la hora anterior

Para la selección de unidades aplicada en este estudio, se realiza una programación de acuerdo a un estricto orden de prioridad. Esto es, las unidades son acomodadas en un orden tal que la carga sea satisfecha.

Para esto se determina la unidad con el límite superior de potencia mayor, y sus combinaciones con cada una de las otras unidades, la suma de las capacidades máximas de cada unidad nos darán las capacidades totales de cada combinación, esto es si tenemos cuatro 4 unidades tendremos entonces cuatro combinaciones y cuatro capacidades en base a las cuales trabajaremos para cubrir la demanda del sistema.

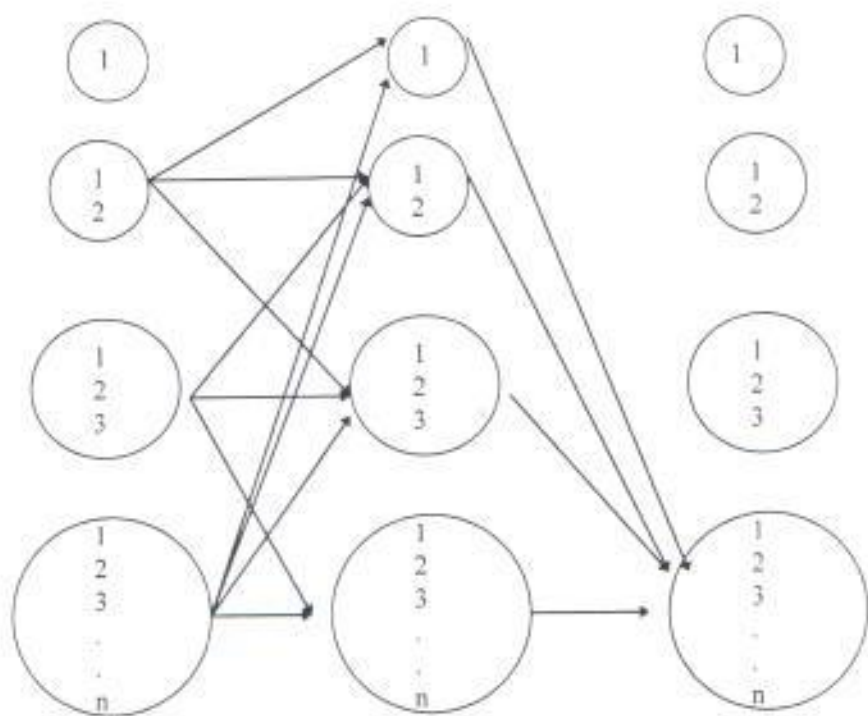
El costo total de abastecer la carga en un periodo de tiempo será entonces la suma de los despachos de cada intervalo en que se ha dividido el periodo de tiempo, mas los costos relacionados con los tiempos minimos de encendido, tiempos de desconexión, arranques ya sea en frio o caliente de cada una de las unidades.

En PDinamica, la selección de unidades es el modulo que se encarga de enlazar las diferentes partes del programa ya que primeramente, selecciona las unidades a funcionar y luego se encarga directamente de procesar el despacho en las diferentes cargas diarias, teniendo incluido el modulo de las perdidas. Con lo que se procesa el Fcost, agregándosele el Pcost y el Scost.

5.2.2.1. ALGORITMO PARA LA SELECCION TERMICA

Para poder hacer selección de unidades con Programación Dinámica seguimos el siguiente algoritmo:

- 1.- Ordeno las unidades de acuerdo a la potencia máxima de mayor a menor.
- 2.- Ordenadas las unidades por sus potencias puedo determinar de una mejor forma cada uno de los estados, esto es que el estado uno estará formado por la central de mayor potencia el dos por la unidad de mayor potencia y la segunda en capacidad de potencia y así sucesivamente como se puede observar en el esquema



3.- Teniendo la carga determino en cada hora los estados que satisfacen la carga.

4.- Elegidos los estados automáticamente entran al despacho térmico de manera que se van almacenando los caminos que tienen punto de llegada para poder seleccionar el mas barato, obteniendo así el costo de esta generación (Fcost).

5.- Luego, se va de intervalo en intervalo revisando cada una de las unidades que se tomaron en la trayectoria y si ha sido utilizada en la hora anterior le sumo el costo sin carga.

6.- Si no ha sido utilizada averiguo cuanto tiempo estuvo sin ser usada y pregunto si este tiempo es mayor que la suma del tiempo de encendido más el de apagado: en caso de que lo sea se le suma el costo de encendido en frío. En caso de que el tiempo sea menor se le

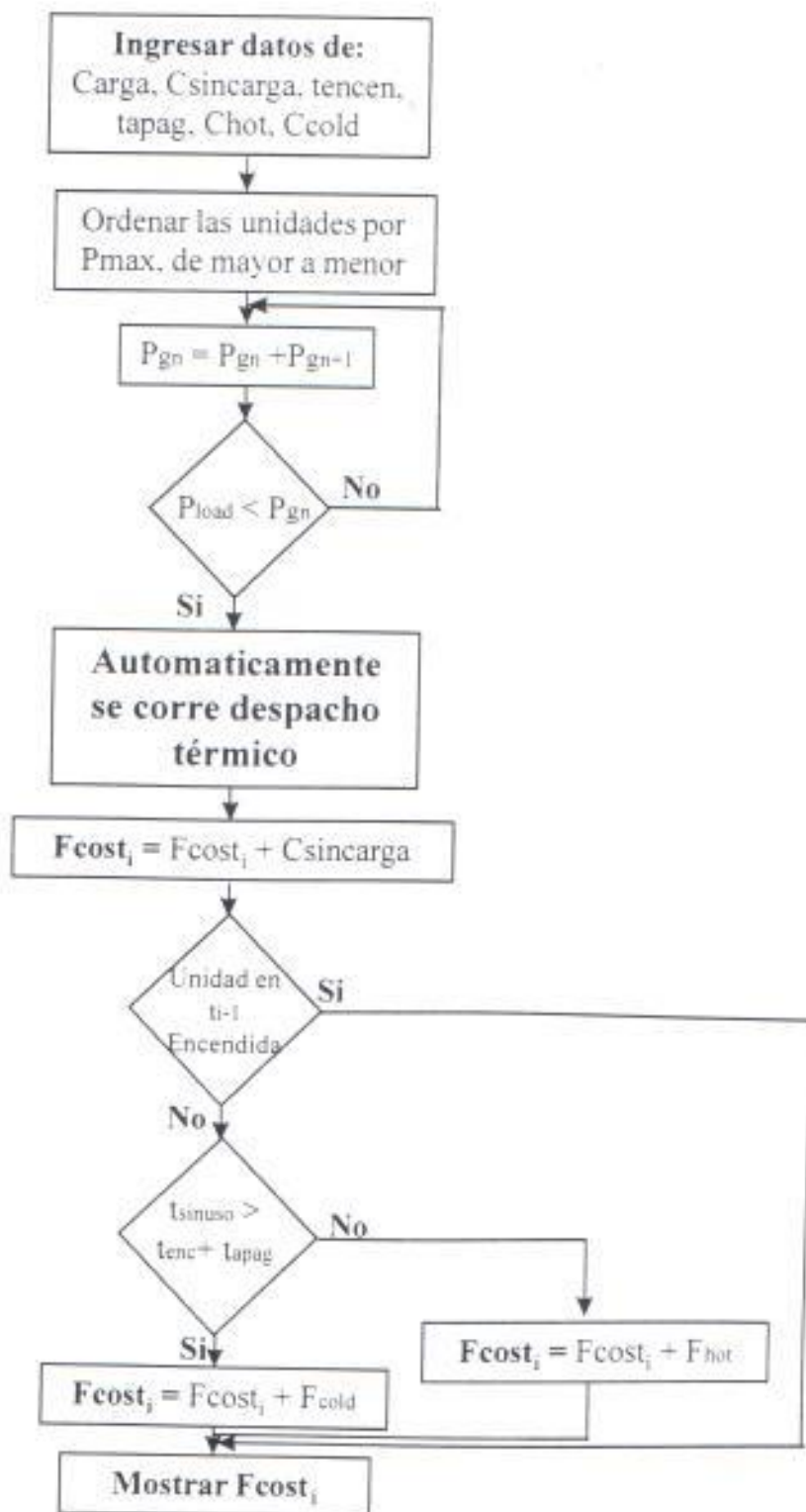
suma el costo de encendido en caliente, lo que significaría el costo de arranque (S_{cost}).

Obteniéndose:

$$F_{cost}(K,I) = \min[P_{cost}(K,I) + S_{cost}(K-1,L;K,I) + F_{cost}(K-1,L)]$$

7- Presentándose por pantalla el costo de generar cada una de las horas como el costo de generar en todo el intervalo de tiempo.

5.2.2.2. Diagrama de Flujo Selección de Unidades



CAPITULO VI

DESPACHO ECONOMICO DE UNIDADES TERMICAS

La operación económica de los sistemas de potencia requiere que el gasto de la producción, uso de combustible para abastecer la demanda en un periodo de tiempo sea minimizado. Esto no es tan sencillo puesto que deben tenerse presente algunos factores que afectan e incrementan los gastos, las limitaciones en el abastecimiento de combustible complican la entrada de datos al despacho puesto que se deben tomar las medidas adecuadas para tener el combustible necesario y no parar la producción.

En el caso de que el abastecimiento de combustible no es una limitación, los costos son simplemente la entrada del costo del combustible, ajustes por manejo del combustible y mantenimiento de la planta.

Podemos ilustrar para una mejor comprensión el problema del despacho económico a través de la siguiente figura.

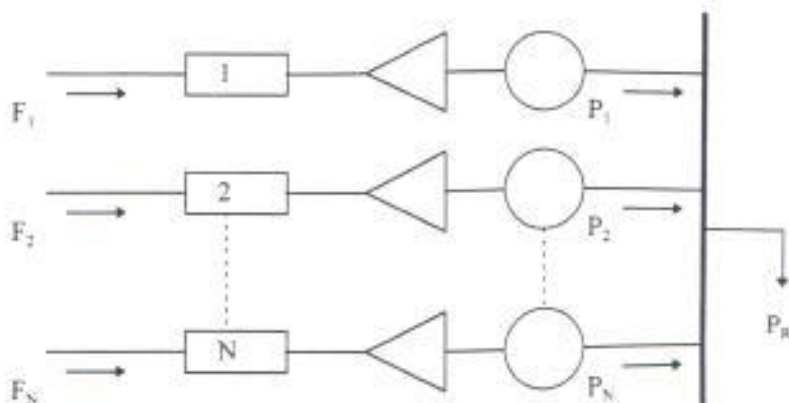


Figura.6.1 Esquema de unidades de generacion termica

El sistema consiste de N unidades de generación térmica conectadas a una simple barra, mediante las cuales se sirve a una carga P_R . La entrada en cada unidad especificada por F_i , representan los costos de las unidades. La salida de cada unidad, P_i , es la potencia generada por cada unidad particular. Por lo tanto el costo total de producción del sistema es la suma de los costos individuales de cada unidad. Nuestra primera restricción para este sistema simple es que la suma de las potencias de salida de las unidades debe ser equivalente a la demanda de la carga.

Podemos expresarlo de la siguiente manera:

$$F_T = F_1 + F_2 + F_3 + \dots + F_N \quad (6.1)$$

$$F_T = \sum_{i=1}^N F_i (P_i) \quad (6.2)$$

Restricción :

$$0 = P_R - \sum_{i=1}^N P_i \quad (6.3)$$

donde: F_i = costos de generación de cada unidad y

F_T = costo total

P_i = potencia generada por cada unidad

P_R = potencia de la carga

Para atacar el problema del despacho económico existen algunos métodos, cada uno de los cuales los mencionaremos y nos referiremos a ellos de manera muy general hasta que mencionemos el método de *programación dinámica* que es el método en base al cual se realizaron los programas descritos mas adelante.

6.1 METODOS DE SOLUCION DE DESPACHO ECONOMICO

Para la solución del despacho económico existen algunos métodos tales como el método de LaGrange, método de Lambda Iterativo, método del Gradiente, método de

las Aproximaciones Lineales, método de Newton, Punto de Base y Factores de Participación, método de la Programación Dinámica, a los cuáles nos referiremos brevemente:

6.1.1 METODO DE LAGRANGE

Cuando se busca establecer un valor extremo de la función objetivo, en este caso es la función de costos, adicionándole a ésta la función de restricción una vez que esta a sido multiplicada por un multiplicador: esto es lo que conocemos como la función de LaGrange tal como se muestra a continuación :

$$L = F_1 + \lambda \varnothing \tag{6.4}$$

donde :

- λ = multiplicador de LaGrange
- \varnothing = función de restricción

$$\varnothing = 0 = P_k - \sum_{i=1}^N P_i \tag{6.5}$$

La condición necesaria para un valor extremo de nuestra función objetivo resulta del calculo de la primera derivada de la función de LaGrange con respecto a cada una de las variables independientes, y estas derivadas igualadas a cero. Tendremos entonces N+1 variables dado que N viene dada por el numero de potencias de salida de cada unidad, P_i , mas una variable adicional correspondiente al multiplicador de LaGrange λ . Esto es :

$$\frac{\delta L}{\delta P_i} = \frac{dF_1(P_i)}{dP_i} + \lambda = 0 \tag{6.6}$$

$$\frac{dF_i}{dP_i} - \lambda = 0 \quad (6.7)$$

donde: $\frac{dF_i}{dP_i} = \text{Costo incremental}$ (6.8)

Por lo tanto, una condición necesaria para la existencia de un mínimo costo en cuanto a las unidades térmicas se refiere es que los costos incrementales para todas las unidades en un sistema sean equivalentes a un mismo valor λ (multiplicador de LaGrange). Se debe tener presente además de la restricción de que la sumatoria de potencias de salida es equivalente a la demanda de la carga, las desigualdades que deben satisfacer los rangos de potencia para cada unidad. Estas desigualdades se dan en el sentido de que la potencia de salida de cada unidad deben ser mayor o equivalente a la mínima potencia de operación, y de igual manera deben ser menor o equivalente a la mayor potencia de operación permitida. Esto es :

$$P_{i, \min} \leq P_i \leq P_{i, \max} \quad (6.9)$$

6.1.2 METODO LAMBDA ITERATIVO

Este método se basa en un criterio sencillo para solucionar el problema del despacho, partiendo del hecho de que si se tienen las curvas de cada unidad correspondientes al costo incremental vs. las potencias de salida (dF_i / dP_i vs. P_i), gráficamente podríamos entonces determinar que se cumpla la condición de minimizar los costos haciendo que para un mismo lambda λ se tengan las potencias de cada unidad que satisfagan la demanda de la carga.

Nuestra primera estimación entonces no será correcta, y tendremos un error. Tendremos entonces que asumir un nuevo valor de λ .

incrementando su valor o disminuyendo el mismo dependiendo de si el error es negativo o positivo el error obtenido. Con estos dos primeros resultados se puede extrapolar o interpolar para disminuir el ancho del intervalo dentro del cual se encuentra la solución, considerando además una tolerancia adecuada para poder parar las iteraciones sucesivas que se deben hacer en el procedimiento. Gráficamente tenemos :

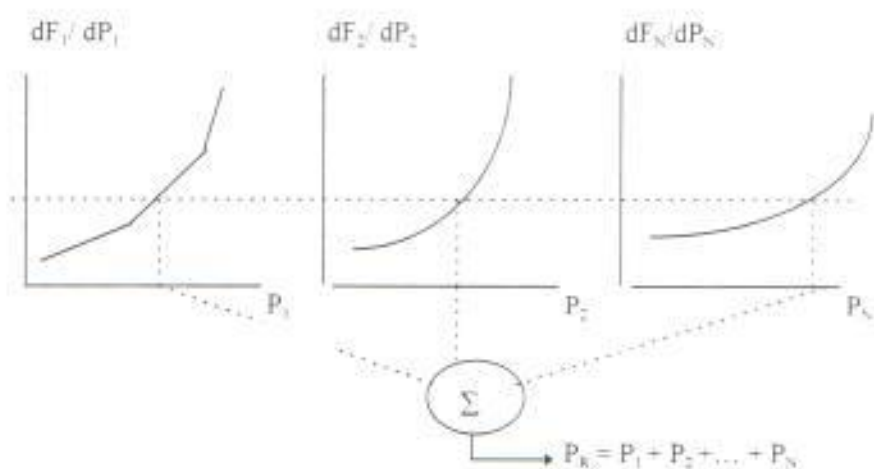


Figura. 6.2. Proyecciones de lambda

donde:

$$\text{error} = \varepsilon = (P_1 + P_2 + \dots + P_N) - P_R \quad (6.10)$$

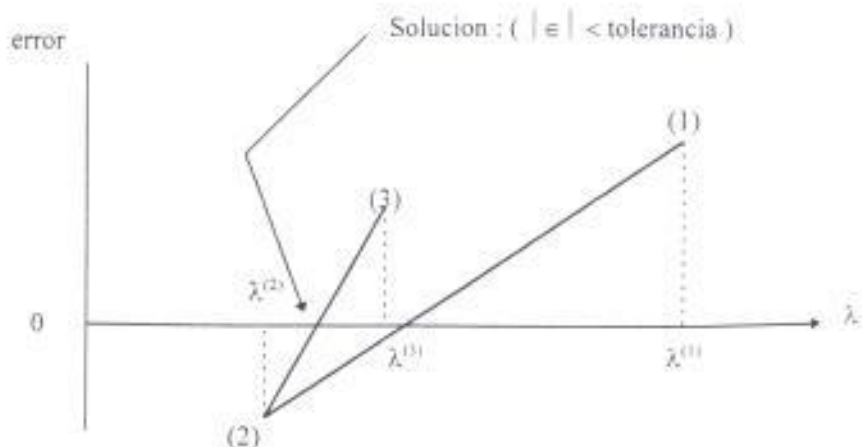


Figura 6.3 Ilustración de solución con metodo lambda iterativo

6.1.3 METODO DEL GRADIENTE

Este también es un método iterativo, en donde la solución se encontrara cuando esta converja es decir nuestros resultados luego de una serie de iteraciones entre dos de ellas sucesivas exista una diferencia igual o menor a la tolerancia.

Para este método se introduce una nueva variable α que es un factor multiplicativo con el gradiente de la función objetivo, es decir la función de LaGrange.

$$L(P, \lambda) = \sum_{j=1}^n F_j(P_j) - \lambda (\sum P_j - P_{load}) \quad (6.11)$$

el gradiente de la función de LaGrange :

$$\nabla L = \begin{pmatrix} \frac{dL}{dP_1} \\ \frac{dL}{dP_2} \\ \vdots \\ \frac{dL}{d\lambda} \end{pmatrix} \quad (6.12)$$

Para poder encontrar la solución al despacho debemos asumir valores iniciales de las potencias de cada unidad para dar comienzo así a las iteraciones, así como también se asumirá un valor de α .

El método tiene un inconveniente y es que no siempre converge, dentro de los factores que influyen en esto es la selección del valor α que se utiliza para realizar las iteraciones.

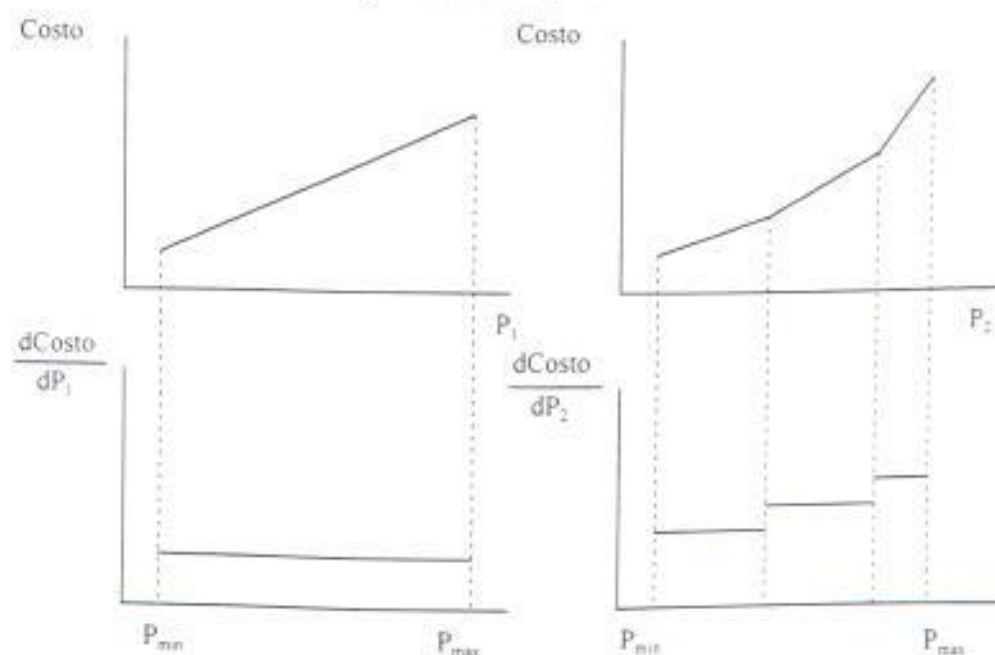
Podemos formar un sistema matricial con los valores iniciales de potencia, encontrando las potencias finales, con las que se podrán calcular los costos en las iteraciones, como se ilustra a continuación :

$$\begin{array}{c|c} P_1 \\ P_2 \\ \vdots \\ \vdots \\ \vdots \end{array} = \begin{array}{c|c} P_1^0 \\ P_2^0 \\ \vdots \\ \vdots \\ \vdots \end{array} - \alpha \begin{array}{c} \frac{dF}{dP_1} - \lambda \\ \frac{dF}{dP_2} - \lambda \\ \vdots \\ \vdots \\ \vdots \\ (\sum P_i - P_{load}) \end{array} \quad (6.13)$$

6.1.4 METODO DE APROXIMACIONES LINEALES

Este es un método en el que la solución al despacho económico se la hace gráficamente, a través de las curvas dadas por el costo vs. la potencia de cada una de las unidades, y la determinación a partir de estas de las gráficas que son el resultado de la derivada de la función costo con respecto a las potencias vs. las potencias.

Es decir necesitamos las siguientes curvas :



6.5 Graficas de costo vs. Potencia

Para la solución del despacho debemos cubrir la demanda de la carga, para lo que conocemos las potencias mínimas, máximas, y las potencias dadas por intervalos obtenidas de la derivada de la función costo con respecto a la potencia de cada unidad. Para determinar la solución se combinarán las potencias hasta abastecer la demanda.

6.1.5 METODO DE NEWTON

La solución del despacho a través del método de Newton requiere de otro tipo de análisis matemático el cual involucra conceptos como el calculo del hessiano, el cual consiste en una Matriz cuyos valores son calculados aplicando la segunda derivada a la función de LaGrange con respecto a cada una de las variables involucradas, es decir potencias de cada unidad y el multiplicador de LaGrange λ .

A partir del calculo de esta Matriz multiplicada por el gradiente de la función de LaGrange ∇L se puede determinar un incremento Δx de las variables P_1, \dots, P_N y de λ que se adicionan a los valores iniciales dados, con lo cual se tiene la solución al despacho.

Esto es :

$$\Delta x = - [H]^{-1} \times \nabla L \quad (6.14)$$

donde :

$$H = \begin{bmatrix} \frac{\delta^2 L}{\delta P_1^2} & \dots & \frac{\delta^2 L}{\delta P_1 \delta P_N} & \frac{\delta^2 L}{\delta P_1 \delta \lambda} \\ \vdots & \frac{\delta^2 L}{\delta P_2^2} & \vdots & \vdots \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \frac{\delta^2 L}{\delta P_N \delta P_1} & \dots & \frac{\delta^2 L}{\delta P_N^2} & \frac{\delta^2 L}{\delta P_N \delta \lambda} \\ \frac{\delta^2 L}{\delta \lambda \delta P_1} & \dots & \frac{\delta^2 L}{\delta \lambda \delta P_N} & \frac{\delta^2 L}{\delta \lambda^2} \end{bmatrix}$$

Por lo tanto :

$$\Delta x = \begin{bmatrix} \Delta P_1 \\ \vdots \\ \vdots \\ \Delta P_N \\ \Delta \lambda \end{bmatrix} \quad (6.15)$$

entonces:

$$P_i = P_i^0 + \Delta P_i \quad (6.16)$$

$$\lambda = \lambda^0 + \Delta \lambda \quad (6.17)$$

6.1.6 METODO PUNTO DE BASE Y FACTORES DE PARTICIPACION

Este método asume que el problema del despacho económico ya ha sido resuelto. Entonces partiremos de una programación ya hecha a la que denominamos punto de base. Luego analizaremos un cambio de carga y como la generación de cada unidad debe variar, factor de participación, para que la nueva carga sea servida con el mejor punto de económico de operación.

Analizaremos una curva de costo incremental para una unidad i que corresponde a la siguiente figura:

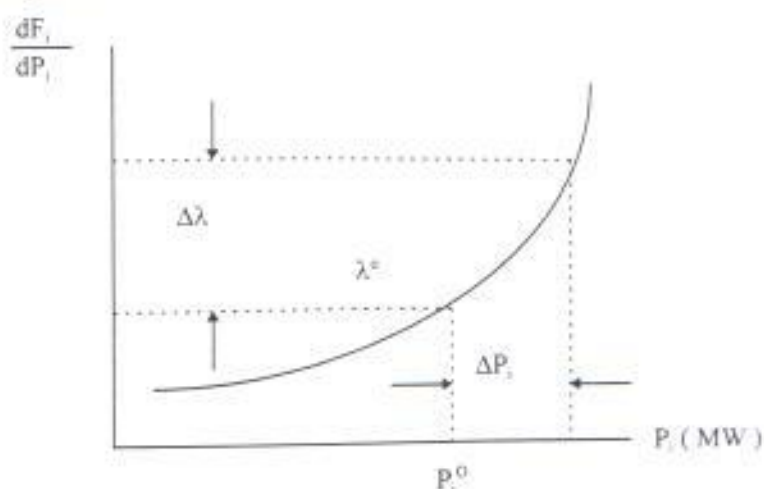


Figura 6.5 Curva característica de costo incremental de una unidad determinada

La carga de la unidad es cambiada con un aumento ΔP_i , por lo tanto los costos incrementales pasan de λ^0 a $\lambda^0 + \Delta\lambda$.

Entonces para cambios pequeños en la potencia de salida podemos determinar que:

$$\begin{aligned} \Delta P_1 &= \frac{\Delta\lambda}{F''_1} \\ \Delta P_2 &= \frac{\Delta\lambda}{F''_2} \\ &\vdots \\ \Delta P_N &= \frac{\Delta\lambda}{F''_N} \end{aligned} \quad (6.18)$$

El cambio total en la generación será la suma de los cambios individuales de cada unidad. Podemos calcular la demanda total de los generadores P_D como:

$$\Delta P_D = \Delta P_1 + \Delta P_2 + \dots + \Delta P_N \quad (6.19)$$

por lo tanto:

$$\Delta P_D = \Delta\lambda \sum_i \left(\frac{1}{F''_i} \right) \quad (6.20)$$

Podemos calcular los factores de participación mediante la siguiente ecuación:

$$\frac{\Delta P_i}{\Delta P_D} = \frac{1/F''_i}{\sum (1/F''_i)} \quad (6.21)$$

Entonces los nuevos valores de potencia son calculados con la siguiente ecuación:

$$P_i^* = P_i^0 + \left(\frac{\Delta P_i}{\Delta P_D} \right) \Delta P_D \quad (6.22)$$

6.1.7 METODO DE PROGRAMACION DINAMICA

El método de la Programación Dinámica se aplica para dar solución a cualquier problema de despacho económico, pero su ventaja más importante es el poder atacar problemas en que se desconocen las curvas características y solo se poseen los datos específicos de costos, o cuando las curvas características no son convexas ni continuas.

Para encontrar el punto de operación más económico usando Programación Dinámica hacia adelante es necesario conocer los datos de los costos de cada unidad que se tenga trabajando en el sistema, para diferentes niveles de potencia, a partir de lo cual podremos establecer los costos para un mismo nivel de potencia de todas las unidades.

Cuando se tienen algunas unidades, se procede a realizar el análisis entre dos unidades primeramente, con lo cual tendremos un primer resultado del despacho escogiendo los costos mínimos para cada nivel de la demanda que la combinación de estas dos primeras unidades puede abastecer.

Con estos resultados de costos y de potencia combinada se forma una nueva tabla de valores que puede ser analizada con los datos de una tercera unidad si esta existiera, y así en lo sucesivo hasta cubrir las N unidades del sistema. Al final tendremos el despacho económico de todo el sistema con costos mínimos correspondientes a los puntos de operación más convenientes para diferentes niveles de demanda.

Cuando se pide suplir una demanda dada es posible que este valor no se encuentre dentro de los niveles de potencia, ni de las combinaciones de unidades para los cuales se tiene valores de costos, ante esta eventualidad se puede realizar una interpolación entre los dos valores de nivel de potencia

entre los cuales se encuentre la demanda requerida que estamos tratando de suplir económicamente.

Se deben tener presente las restricciones de desigualdad de las unidades referentes a sus límites de potencia, mayor y menor a las cuales pueden trabajar normalmente:

$$P_{i, \min} \leq P_i \leq P_{i, \max} \quad (6.23)$$

donde

P_i = Potencia de generación de la unidad i

$P_{i, \max}$ = Potencia de generación máxima de la unidad i

$P_{i, \min}$ = Potencia de generación mínima de la unidad i

Podemos expresarlo de la siguiente manera para N unidades:

$$P_i + P_{i+1} = D_j \quad (6.24)$$

siendo

P_i = Potencia de generación de la unidad i

P_{i+1} = Potencia de generación de la unidad $i + 1$

D_j = Demanda equivalente al nivel de potencia j

Para la combinación de las primeras unidades, de donde

$$P_i = D_j - P_{i+1} \quad (6.25)$$

y

$$f_{i+1} = F_i (D_j - P_{i+1}) + F_{i+1} (P_{i+1}) \quad (6.26)$$

siendo

f_{i+1} = función Costo Total

$F_i (D_j - P_{i+1})$ = Costo de generar $D_j - P_{i+1}$

donde f_{i-1} representa el costo de todas las posibles combinaciones entre las unidades de acuerdo a sus límites de potencia.

Entre los costos de cada nivel de demanda se elige el valor más pequeño, pasando estos valores a formar parte de la siguiente tabla, en caso de que se tenga más de dos unidades, realizando la combinación con la unidad que le corresponda, deteniendo el proceso cuando se han considerado todas las unidades a despachar.

En el caso de que no exista el valor exacto de la demanda requerida, entre los niveles de potencia se debe usar el método de extrapolación o interpolación.

Se itera hasta que se termina procesando todos los datos de los generadores o los que se desee utilizar obteniéndose el costo y los valores de potencias utilizadas respectivamente.

6.1.7.1 ALGORITMO PARA DESPACHO TERMICO

Para realizar el despacho termico de las unidades se procede tal como lo indica el siguiente algoritmo:

1. Ingresar datos de unidades termicas: Niveles de Potencia, Potencia maxima, Potencia minima, Costos por nivel de Potencia.

- Se procede a realizar la combinacion de las 2 primeras unidades, se suman sus Potencias maximas lo que nos indicara el nivel de potencia hasta donde se hara el calculo del costo de la combinacion. En cada nivel de potencia se escogera el minimo costo y es con estos valores que se procedera a realizar la combinacion con las demas unidades en el caso de que las hubiere.

$$P_i = D_j - P_{i-1}$$

$$f_{i-1} = F_i (D_j - P_{i-1}) + F_{i-1} (P_{i-1})$$

- Se escoge en cada nivel de Potencia el minimo valor del costo. Con estos valores optimos se hace otra tabla que nos servira para hacer la combinacion con la siguiente unidad.
- Se repite lo que indican los numeros 2 y 3.
- Una vez terminadas todas las unidades que esten funcionando, se procede a sacar el costo fijandonos en el valor de la carga demandada para encontrar el costo si esta no pertenece a los valores de nivel de potencia tabulados, se procedera a interpolar para obtener los valores respectivos de costo y de potencia generada de cada una de las unidades.

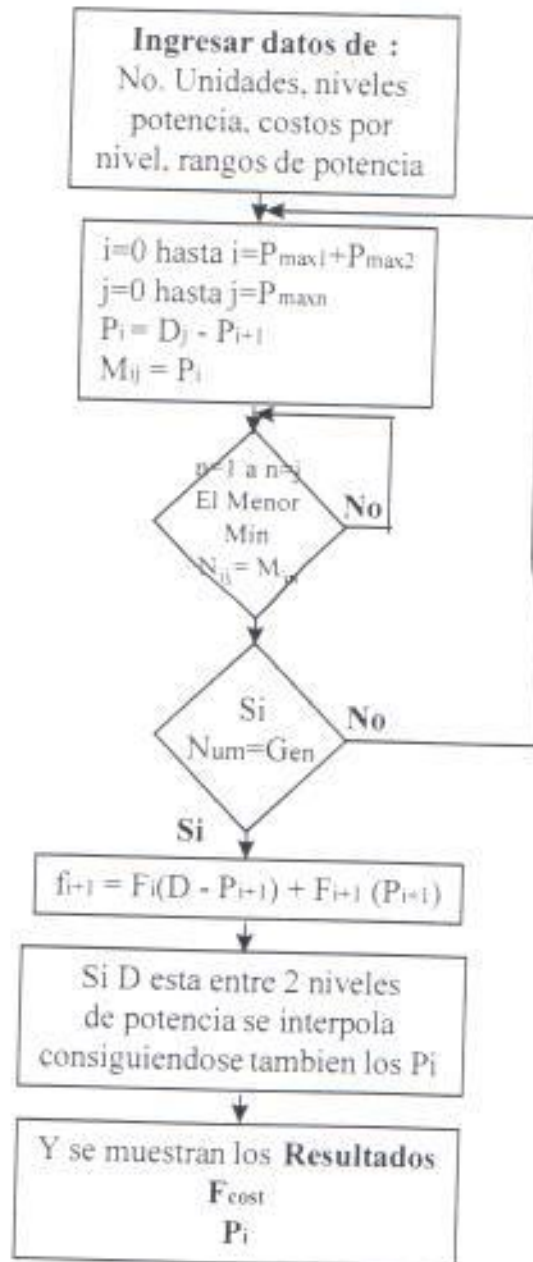
$$\text{pendiente} = \frac{\text{Costo}_{n_i} - \text{Costo}_{n_{i-1}}}{D_{0_i} - D_{0_{i-1}}}$$

$$c = \text{Costo}_0 - (\text{pendiente} * D_0)$$

$$\text{Respuesta} = (\text{pendiente} * \text{demanda}) + c$$

6. Automáticamente se corre las pérdidas y se las suma a la carga, despachando nuevamente repitiéndose el proceso hasta que no exista una diferencia muy grande entre el despacho k y el despacho $k-1$
7. Entonces se muestra en pantallas la carga demandada con su respectivo costo de generación.
8. En otra pantalla salen distribución de las potencias para satisfacer la carga.

6.1.7.2. Diagrama de Flujo Despacho Térmico



CAPITULO VII

CALCULO DE PERDIDAS

Para el cálculo de las pérdidas en un sistema se ha hecho uso de la Matriz de coeficientes B, partiendo de la obtención de la matriz Z_{barra} para el sistema al cual se aplicara el despacho económico.

7.1 CALCULO DE LA MATRIZ Z BARRA

La matriz Z_{barra} en nuestro caso se la ha determinado de una manera directa en base a lo cual se procedió a elaborar el programa correspondiente.

Podemos determinar la Matriz Z_{barra} obteniendo previamente Y barra, para proceder inmediatamente a invertirla, lo cual no es conveniente para los sistemas de gran tamaño. El planteamiento de la Matriz Z_{barra} , utilizando un algoritmo directo para su construcción, es un proceso rápido en la computadora.

Vamos a iniciar el proceso con la ecuación de una barra conectada a la de referencia por medio de una impedancia de rama Z_a

$$[V_{il}] = [Z_a][I_{il}] \quad (7.1)$$

donde

V_{il} = Voltaje de la barra il

Z_a = Impedancia de la rama a

I_{i1} = Corriente de la barra i1

n = numero de la barra

pudiendo considerarse que esta es una ecuación que incluye tres matrices, las mismas que tienen una fila y una columna cada una; seguidamente se procederá a agregar una nueva barra conectada a la primera o al nodo de referencia, esto es, si la segunda barra se conecta al nodo de referencia a través de su impedancia característica Z_b , tendremos la siguiente ecuación matricial

$$\begin{bmatrix} V_{i1} \\ V_{i2} \end{bmatrix} = \begin{matrix} \textcircled{1} \\ \textcircled{2} \end{matrix} \begin{bmatrix} Z_a & 0 \\ 0 & Z_b \end{bmatrix} \begin{matrix} \textcircled{1} & \textcircled{2} \\ I_{i1} \\ I_{i2} \end{matrix} \quad (7.2)$$

modificando posteriormente la Matriz Z_{barra} agregando otras barras y ramas de acuerdo a cuatro casos que se pueden tener al ingresar estos datos en un orden adecuado. La Matriz de impedancias de barra original es una Matriz de $N \times N$ y se la identifica como Z_{orig} .

A continuación vamos a nombrar los cuatro casos posibles en la entrada de barras:

1. Una barra con una línea que la unirá al nodo de referencia iniciándose la construcción de la Matriz Z .
2. Una barra nueva unida a través de una línea a una barra existente.
3. Una barra existente con una línea unida a la barra de referencia
4. Una línea nueva que unirá dos barras existentes

Caso 1. Ingreso de una barra nueva (p) unida al nodo de referencia.

Cuando ingresamos una nueva barra (p) conectada al nodo de referencia por medio de su impedancia Z_b sin que se tenga algún tipo de conexión con el resto de las barras de la red original no se van a modificar los voltajes originales de barra al inyectar una corriente I_p a la barra nueva, teniendo que el voltaje V_p en la nueva barra es $I_p Z_b$. De modo que tenemos lo siguiente:

$$\begin{bmatrix} V_1^0 \\ V_2^0 \\ \vdots \\ V_N^0 \\ V_p \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} & & & & 0 \\ & Z_{orig} & & & 0 \\ & & & & \vdots \\ & & & & 0 \\ 0 & 0 & \dots & 0 & Z_b \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ \vdots \\ I_N \\ I_p \end{bmatrix} \quad (7.3)$$

Como podemos observar, el vector columna de corrientes al ser multiplicado por la nueva Z_{barra} no cambia los voltajes de la red que se tenía originalmente, originando el voltaje preciso en la nueva barra (p).

Caso 2. Ingreso de Z_b de una para nueva (p) a una barra existente (k)

Al ingresar una barra nueva (p) y conectarla a una barra existente (k) por medio de su impedancia Z_b , ingresando una corriente I_p hacia la nueva barra (p) hará que la corriente que se dirige a la red original por la barra (k) sea ahora la suma de la corriente I_k que se inyecta a la barra (k), mas la corriente I_p que ingresa por medio de la impedancia Z_b tal y como se observa en la figura 7.1.

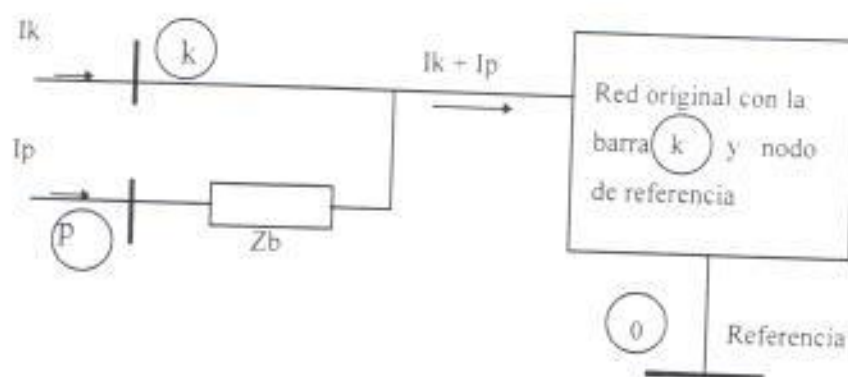


Figura 7.1 Ingreso de una barra nueva p conectada por medio de su impedancia Z_b a una barra k existente

La corriente que circula dentro de la red, I_p , en la barra k va a producir un aumento en el Voltaje original V_k^0 en una cantidad dada por el Voltaje $I_p Z_{kk}$ de modo que

$$V_k = V_k^0 + I_p Z_{kk} \quad (7.4)$$

donde

V_k = Voltaje resultante de la barra k

V_k^0 = Voltaje original de la barra k

I_p = corriente que fluye de la red en barra k

siendo el Voltaje V_p mayor que el nuevo Voltaje V_k en una cantidad debida al Voltaje $I_p Z_b$. Tenemos ahora:

$$V_p = V_k^0 + I_p Z_{kk} + I_p Z_b \quad (7.5)$$

reemplazando el valor de V_k^0 obtenemos

$$V_p = \underbrace{I_1 Z_{k1} + I_2 Z_{k2} + \dots + I_N Z_{kN}}_{V_k^0} + I_p (Z_{kk} + Z_b) \quad (7.6)$$

Se procede a agregar una nueva fila a la matriz Z_{orig} para obtener el valor del Voltaje V_p , siendo

$$Z_{k1} \quad Z_{k2} \quad \dots \quad Z_{kN} \quad (Z_{kk} + Z_b) \quad (7.7)$$

Debido a que la Z_{barra} debe ser una matriz cuadrada alrededor de la diagonal principal, debemos adicionar una columna nueva la misma que es la transpuesta de la nueva fila, siendo en esta nueva columna que debemos considerar el incremento dado por la corriente i_p , de todos los voltajes de barra. Tenemos entonces la siguiente ecuación matricial

$$\begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ \vdots \\ V_N \\ \hline V_p \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} & & & Z_{1k} \\ & & & Z_{2k} \\ & & & \vdots \\ & & & Z_{Nk} \\ \hline Z_{k1} & Z_{k2} & \dots & Z_{kN} & Z_{kk} + Z_b \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ \vdots \\ I_N \\ \hline I_p \end{bmatrix} \quad (7.8)$$

En esta Z_{barra} nueva los primeros N elementos de la nueva fila corresponden a los elementos de la k -ésima fila de Z_{orig} y los primeros N elementos de la nueva columna corresponden a la k -ésima columna de Z_{orig} .

Caso 3.- Ingresar impedancia Z_b de una barra existente (k) al nodo de referencia.

En este caso vamos a agregar una nueva barra (p) conectada por medio de una impedancia Z_b a la barra (k) que previamente se ha conectado al nodo de referencia. Procedemos a cortocircuitar la barra (p) al nodo de referencia de manera que el voltaje V_p se iguala a cero y obtenemos una nueva matriz de impedancias. Vamos a aumentar una nueva fila y una nueva columna tal como se hizo en el caso 2 con la salvedad de que se debe eliminar la fila y la columna aumentadas utilizando la reducción de Kron* lo cual se puede realizar debido al cero que existe en la matriz columna de voltajes.

*Ver capítulo 7 del libro "Análisis de Sistemas de Potencia" de Grainger-Stevenson

Vamos a obtener los nuevos elementos de la matriz impedancia, de la siguiente manera

$$Z_{hi \text{ (nueva)}} = Z_{hi} - (Z_{hi(N-1)} \times Z_{(N-1)j}) / Z_{kk} + Z_b \quad (7.9)$$

Caso 4. Ingreso de una impedancia Z_b conectada entre dos barras existentes (j) y (k) .

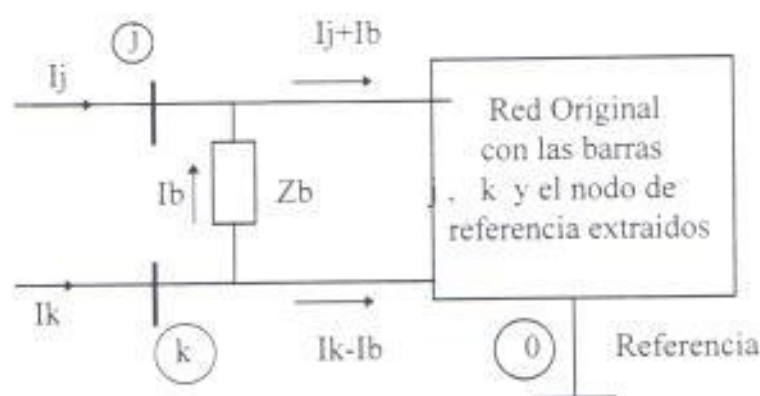


Figura 7.2 Adición de una impedancia Z_b entre las barras existentes (j) y (k) .

En la figura 7.2 podemos observar las barras (j) y (k) de la red original, las mismas que están conectadas por medio de una impedancia Z_b . De la barra (k) sale una corriente I_b que se dirige a la barra (j) tal como observamos en la figura 7.1, de manera que el cambio en el voltaje en cada barra (h) debido al ingreso de la corriente I_b en la barra (j) y $-I_b$ en la barra (k) , va a estar dado por

$$\Delta V_h = (Z_{hj} - Z_{hk}) I_b \quad (7.10)$$

esto nos indica que el vector de los cambios de voltaje de barra se obtiene al restar la columna (k) de la columna j de la matriz de impedancia original (Z_{orig}) y multiplicar el resultado por I_b . Tomando como base la definición de cambio de voltaje, vamos a escribir algunas ecuaciones para los voltajes de barra, tal como veremos ahora

$$V_i = V_i^0 + \Delta V_i \quad (7.11)$$

reemplazando la ecuación (7.10) tenemos

$$V_i = \underbrace{Z_{i1}I_1 + \dots + Z_{ij}I_j + Z_{jk}I_k + \dots + Z_{iN}I_N}_{V_i^0} + \underbrace{(Z_{ij} - Z_{ik}) I_b}_{\Delta V_i} \quad (7.12)$$

asimismo para las barras \textcircled{j} y \textcircled{k} tenemos

$$V_j = \underbrace{Z_{j1}I_1 + \dots + Z_{jj}I_j + Z_{jk}I_k + \dots + Z_{jN}I_N}_{V_j^0} + \underbrace{(Z_{jj} - Z_{jk}) I_b}_{\Delta V_j} \quad (7.13)$$

$$V_k = \underbrace{Z_{k1}I_1 + \dots + Z_{kj}I_j + Z_{kk}I_k + \dots + Z_{kN}I_N}_{V_k^0} + \underbrace{(Z_{kj} - Z_{kk}) I_b}_{\Delta V_k} \quad (7.14)$$

mientras que la corriente I_b debida al conectar las dos barras existentes, esta dada por

$$I_b = (V_k^0 - V_j^0) / (Z_{b,jk} + Z_b) \quad (7.15)$$

que es lo mismo de la siguiente forma

$$0 = V_j^0 - V_k^0 + (Z_{b,jk} + Z_b) I_b \quad (7.16)$$

El voltaje V_j es igual al producto de la fila j de la matriz de impedancia original (Z_{orig}) y la matriz columna de las corrientes de barra I tal y como se muestra en la ecuación (7.16) de la misma forma, de la ecuación (7.6), V_k^0 es igual a la fila k de la matriz Z_{orig} multiplicada por I . Al sustituir las expresiones para V_j^0 y V_k^0 en la ecuación (7.16) se obtiene

$$0 = \text{[(fila } j - \text{ fila } k) \text{ de } Z_{orig}] \begin{bmatrix} I_i \\ I_j \\ I_k \\ \vdots \\ I_n \end{bmatrix} + (Z_{th,jk} + Z_b) I_b \quad (7.17)$$

Si observamos con cuidado los coeficientes de las ecuaciones (7.12) a (7.14) y la ecuación (8.17), podemos escribir la ecuación matricial siguiente:

$$\begin{bmatrix} V_i \\ \vdots \\ V_j \\ V_k \\ \vdots \\ V_n \\ \hline 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \begin{array}{c|c} Z_{orig} & \begin{array}{c} (\text{col. } j - \text{ col. } k) \\ \text{de } Z_{orig} \end{array} \\ \hline \begin{array}{c} (\text{columna } j - \text{ columna } k) \\ \text{de } Z_{orig} \end{array} & Z_{bb} \end{array} \begin{bmatrix} I_i \\ \vdots \\ I_j \\ -I_k \\ \vdots \\ I_n \\ \hline I_b \end{bmatrix} \quad (7.18)$$

en la que el coeficiente de I_b en la última fila se denota por

$$Z_{bb} = Z_{th,kj} + Z_b = Z_{jj} + Z_{kk} - 2Z_{jk} + Z_b \quad (7.19)$$

La nueva columna es la j menos la columna k de la matriz Z_{orig} con Z_{bb} en la fila $(N+1)$. La nueva fila es la transpuesta de la nueva columna. Se eliminan la fila y la columna $(N+1)$ de la matriz cuadrada de la ecuación (7.18), de la forma que se hizo previamente, y se observa que cada elemento Z_{hi} (nueva) en la matriz es

$$Z_{hi}(\text{nueva}) = Z_{hi} - Z_{h(N+1)} Z_{(N+1)i} / Z_{jj} + Z_{kk} - 2Z_{jk} + Z_b \quad (7.20)$$

El caso de introducir dos barras nuevas conectadas a través de la impedancia Z_b no se toma en cuenta debido a que siempre se puede conectar una de estas barras nuevas, a través de una impedancia, a una barra existente así como también la barra de referencia antes de añadir la segunda barra nueva.

Si se tiene una impedancia Z_b colocada entre dos nodos se la puede quitar de la red si se adiciona una impedancia negativa de Z_b entre los mismos nodos terminales, debido a que al hacer la combinación paralelo de la impedancia Z_b existente y la impedancia negativa $-Z_b$ que se adiciona se obtiene un circuito abierto efectivo.

El ingreso de las barras y líneas en cada caso conllevan procedimientos diferentes en las modificaciones y variantes que se le debe hacer a la matriz Z , esto es que cada vez que se ingresa una nueva barra o línea inmediatamente se modifica la matriz, de esta manera en el momento de ingresar el último dato se realizará el ajuste a la matriz dependiendo del caso y esa será la matriz Z_{barra} .

7.2 CALCULO DE LA MATRIZ DE COEFICIENTES B

Para el cálculo de la Matriz B debemos partir de un dato muy importante como es el flujo de carga correspondiente al sistema que se va a tratar, tanto como para determinar sus pérdidas como para la solución del despacho económico correspondiente.

Del cálculo de la Matriz Z_{barra} nos interesa la parte real R con la cual se realizarán cálculos. Es importante señalar o determinar las barras que son generadoras y las que tienen cargas. Una vez determinadas estas barras se procede al cálculo de las corrientes de carga para lo cual se hace uso de los valores de potencia activa y reactiva y voltajes dados por el flujo de carga.

Una vez determinados los valores de las corrientes de carga se calcularán los valores d_i que corresponden a la suposición de que cada carga es una fracción constante de la carga total, basándose en que si se combinan las corrientes de las barras de carga se podrá tener la carga del sistema compuesto denotado por I_D . Con estos valores se calculan las cantidades t . Esta cantidad t se la puede determinar fácilmente si expandimos las ecuaciones de la forma matricial:

$$[V] = [Z][I] \quad (7.21)$$

donde

V = Voltaje de barra

Z = Matriz impedancia de las barras

I = Corriente de barra

Al expandir la ecuación VIn y sustituyendo en esta las siguientes igualdades:

$$I_{carga} = d I_D \quad (7.22)$$

donde

I_{carga} = Corriente de carga (Fracción de la carga total)

d = Factor de cantidad de corriente

I_D = Corriente o Carga total del sistema

para cada valor de I de carga con d para cada corriente, y despejando luego el valor de I_D , se notará que t es una simplificación de los coeficientes de esta ecuación.

(7.23)

donde

$$T_n = \frac{Z_{1n}}{d_k Z_{1k} + d_m Z_{1m} + \dots + d_x Z_{1x}}$$

B_{carga_n} = Barra con carga en la posición n

Z_{1n} = Impedancia de la B_{carga_n}

T_n = Factor de la Impedancia del sistema en cada barra n

Con base a los resultados anteriores se calcula los términos $-dt_j$, para obtener la Matriz de transformación de corrientes C .

$$\begin{bmatrix} 1 & & & & 0 \\ -d_2 t_1 & -d_2 t_2 & & & -d_2 t_n \\ & & & & \\ -d_n t_1 & -d_n t_2 & & & -d_n t_n \end{bmatrix} = C \quad (7.24)$$

Matriz C = Es la Matriz-Factor coeficiente de transformación de las corrientes.

Entonces se puede encontrar : $C^T R_{\text{barra}} C^*$

R_{barra} = Es la parte Real de la matriz impedancia.

De los datos del flujo de potencia podemos determinar los valores $\alpha \Sigma$

$$\alpha = \frac{1 \cdot jS_1}{V_1^*} \quad (7.25)$$

donde

S = La suma de las Potencias activa + Potencia reactiva

V_i = Voltaje de la barras de generación

α = Factor de potencia generada

Con lo que se puede determinar la Matriz hermitiana T_α

$$T_\alpha = \begin{bmatrix} \alpha_1 & 0 & \dots & 0 \\ 0 & \alpha_1 & \dots & 0 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & 0 & \dots & 1_n^0 \end{bmatrix} C^T R_{\text{barra}} C^* \begin{bmatrix} \alpha_1 & 0 & \dots & 0 \\ 0 & \alpha_1 & \dots & 0 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & 0 & \dots & 1_n^0 \end{bmatrix}^* \quad (7.26)$$

$$P_L = \begin{bmatrix} P_{g1} \\ P_{g2} \\ 1 \end{bmatrix}^T \begin{bmatrix} \alpha_1 & 0 & \dots & 0 \\ 0 & \alpha_1 & \dots & 0 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & 0 & \dots & 1_n^0 \end{bmatrix} C^T R_{\text{barra}} C^* \begin{bmatrix} \alpha_1 & 0 & \dots & 0 \\ 0 & \alpha_1 & \dots & 0 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & 0 & \dots & 1_n^0 \end{bmatrix}^* \begin{bmatrix} P_{g1} \\ P_{g2} \\ 1 \end{bmatrix}^* \quad (7.27)$$

De esta Matriz lo que nos interesa es la parte real, y esta corresponde a la Matriz B de los coeficientes de perdida.

A esta Matriz $T\alpha$ solo la parte real es la Matriz de coeficientes B .

$$\left[\begin{array}{ccc|c} B_{11} & B_{12} & \dots & B_{10}/2 \\ B_{21} & B_{22} & \dots & B_{20}/2 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ B_{10}/2 & B_{20}/2 & \dots & B_{00} \end{array} \right] = \frac{T\alpha + T\alpha^*}{2} \quad (7.28)$$

B_{ij} = Elemento de la Matriz B de Pérdidas ubicado en la posición $i \times j$

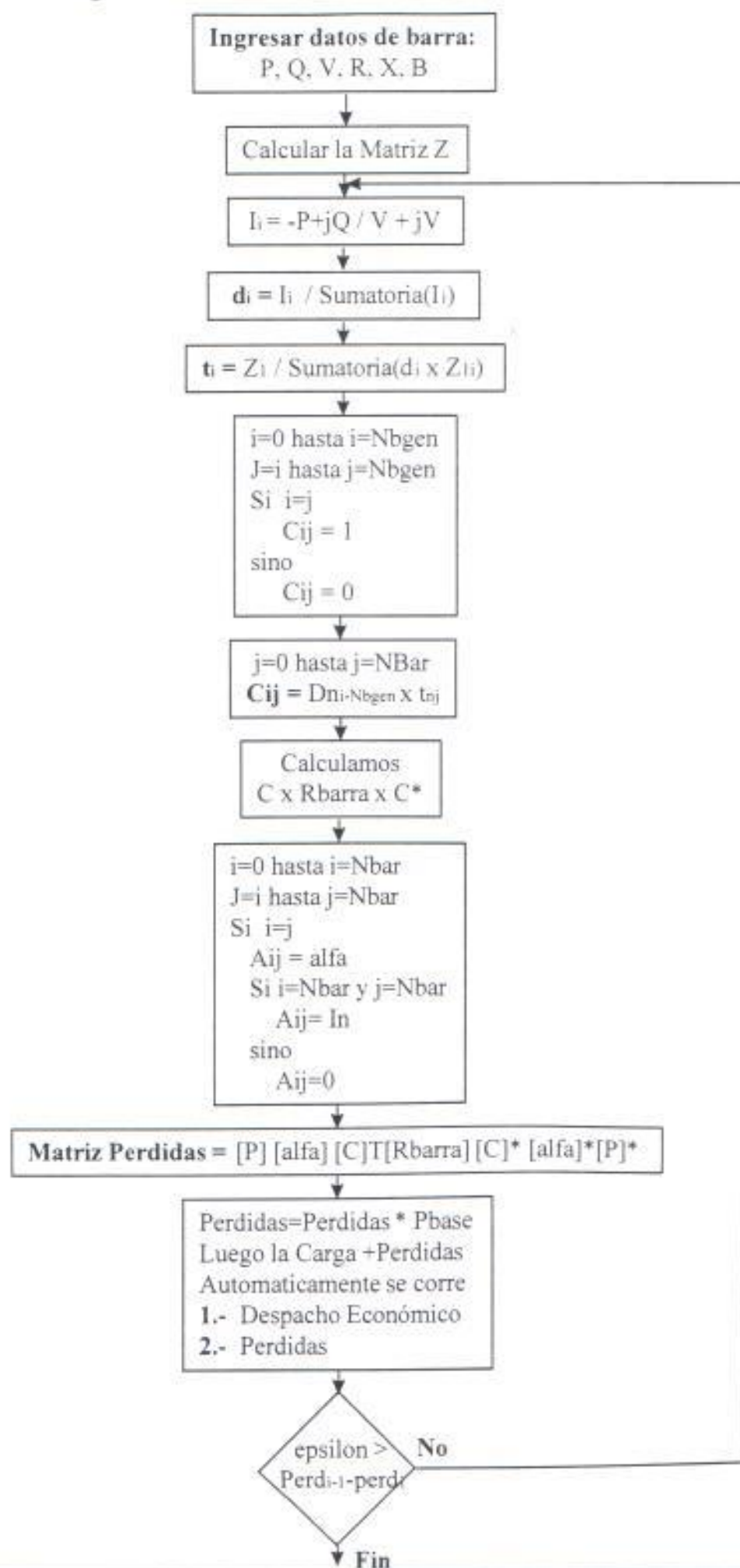
$$P_L = \left[\begin{array}{cc|c} P_{g1} & P_{g2} & 1 \end{array} \right] \left[\begin{array}{ccc|c} B_{11} & B_{12} & \dots & B_{10}/2 \\ B_{21} & B_{22} & \dots & B_{20}/2 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ B_{10}/2 & B_{20}/2 & \dots & B_{00} \end{array} \right] \left[\begin{array}{c} P_{g1} \\ P_{g2} \\ \vdots \\ 1 \end{array} \right] \quad (7.29)$$

P_{gn} = Potencia emitida por el generador n

La Matriz de Potencias (P) multiplicada por la Matriz B y luego esta por la transpuesta de la Matriz P sale como resultado el valor de las Pérdidas. No se obtiene de esta forma la ecuación para las pérdidas ya que para el procedimiento seguido no nos sirven ecuaciones sino valores ya que lo que usamos son datos puntuales.

En PDinámica se necesitan para hallar las pérdidas por el método de la Matriz B los datos del flujo de carga que son procesados en condiciones de máxima carga y que se los ingresa manualmente por pantalla, obteniendo una Matriz B característica, razón por la cual las pérdidas cambian solo cuando hay variación en la carga.

7.1.2. Diagrama de Perdidas



CAPITULO VIII

DESPACHO HIDROTERMICO.

8.1 METODO DE LA PROGRAMACION DINAMICA

Programación Dinámica puede ser aplicado para la solución de los problemas hidrotermales simples o sea una planta hidroeléctrica en unión con un sistema térmico pero para las múltiples plantas hidroeléctricas acopladas ofrece dificultades computacionales esto hace difícil el uso de este tipo de sistemas. Ilustraremos los beneficios y desventajas de aplicar Programación Dinámica para sistemas sencillos. Como se observa en la Fig. 8.1 tenemos una planta simple de vapor equivalente, P_s , y una planta hidroeléctrica con almacenamiento, P_H , sirviendo series simples de cargas, P_L . El subíndice j representa los intervalos de tiempo que van desde 1 hasta j_{max} .

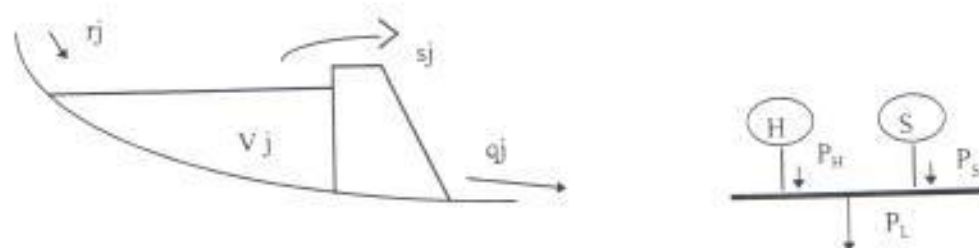


Figura 8.1 Sistema hidrotermico equivalente

Tenemos:

r_j = rango del flujo durante el periodo j

V_j = volumen del deposito al fina del periodo j

q_j = rango del flujo a través de la turbina durante el periodo j

P_{Hj} = potencia de salida durante el periodo j

s_j = rango de vertiente durante el periodo j

P_{sj} = salida de la planta de vapor

P_{Lj} = nivel de carga

F_j = rango del costo del combustible para el periodo j

Ambos volúmenes del depósito tanto al inicio como al final, V_0 y V_{jmax} , están dados tal como están los periodos de carga.

La planta de vapor es asumida para funcionar el periodo entero, siendo su característica de entrada-salida

$$F_j = a + bP_{sj} + cP_{sj}R / h \quad (8.1)$$

La característica de la razón del uso de agua de la planta hidroeléctrica es

$$q_j = d + gP_{Hj} + h P_{Hj}, \text{ acre-ft/h} \quad \text{para } P_{Hj} > 0 \quad (8.2)$$

y

$$q_j = 0 \quad \text{para } P_{Hj} = 0 \quad (8.3)$$

Los coeficientes desde a hasta h son constantes. Vamos a tomar la razón del flujo de agua de las unidades como acre-ft/h. Si cada intervalo, j , dura n_j horas, el volumen en los cambios del depósito será

$$V_j = V_{j-1} + n_j (r_j - q_j - s_j) \quad (8.4)$$

No serán permitidas vertientes de agua (esto es, todas $s_j = 0$)

Si V_i y V_k son volúmenes diferentes, y

$$V_{j-1} = V_i \quad (8.5)$$

$$V_j = V_k \quad (8.6)$$

de modo que la razón del flujo a través de la unidad hidroeléctrica durante el intervalo j es

$$q_j = (V_i - V_k) / n_j + r_j \quad (8.7)$$

donde q_j debe ser no negativo y esta limitado a algún rango de flujo máximo, q_{\max} , que corresponde a la potencia máxima de salida de la unidad hidroeléctrica. El problema de despacho envuelve encontrar la trayectoria de costo mínimo (como el volumen en cada estado). Pueden existir varias trayectorias apropiadas como podemos observar en la Fig. 8.2

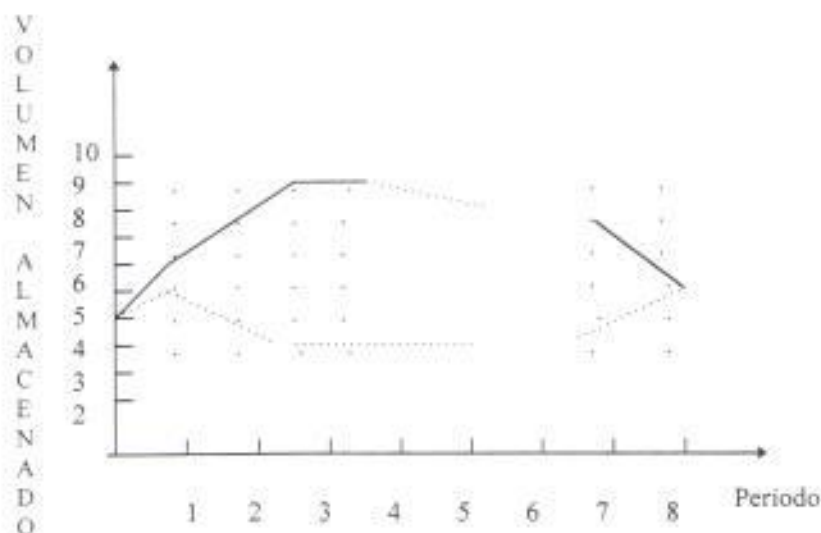


Figura 8.2 Gráfico de los volúmenes en la programación dinámica

A continuación presentamos el algoritmo de Programación Dinámica:
tenemos:

$\{ i \}$ = estados de volumen al inicio del periodo j

$\{ k \}$ = estados al final del periodo j

$Tck(j)$ = costo total del inicio del periodo de despacho al final del periodo j para los estados del deposito de almacenaje V_k

$PC(i,j-1, k, j)$ = costo de producción del sistema térmico en el periodo j

hasta un volumen inicial V_i al final del período del volumen V_k .

El algoritmo hacia adelante de la Programación Dinámica es entonces,

$$T_{Ck}(0) = 0 \quad (8.8)$$

y

$$T_{Ck}(j) = \min_{\{i\}} [T_{Ci}(j-1) + PC(i, j-1; k, j)] \quad (8.9)$$

Como datos conocidos debemos tener las cargas y los flujos naturales. Se debe fijar el rango de descarga a través de la unidad hidroeléctrica para los niveles de almacenaje al inicio y al final del período y establecer los valores de P_H y P_S , para luego seguir con los cálculos de los costos de producción térmicos.

Pueden bien haber estados del volumen en el conjunto V_k que son inalcanzables desde alguno de los estados de volumen inicial V_i debido a los límites de operación en las plantas hidroeléctricas. Hay muchas variaciones en las restricciones hidráulicas que pueden ser incorporadas en el cálculo de la Programación Dinámica, como por ejemplo, los rangos de descarga pueden ser fijados durante ciertos intervalos para permitir operar o para proveer agua para irrigación.

Usando los niveles de volumen como variables de estado estrictas el número de niveles de salida de la potencia hidroeléctrica que son considerados en cada estado ya que el rango de la descarga fija el valor de potencia. Si el cabezal de planta variable es considerada, se complica el cálculo del nivel de potencia como un promedio del cabezal que debe ser usado para establecer el valor de P_H . Esto es relativamente fácil de manejar.

8.2 PROGRAMACIÓN DINÁMICA APLICADA A VARIAS UNIDADES HIDROELÉCTRICAS

De acuerdo a la figura 8.2 tenemos un sistema Hidrotérmico formado por un sistema térmico equivalente y unidades hidroeléctricas en serie.

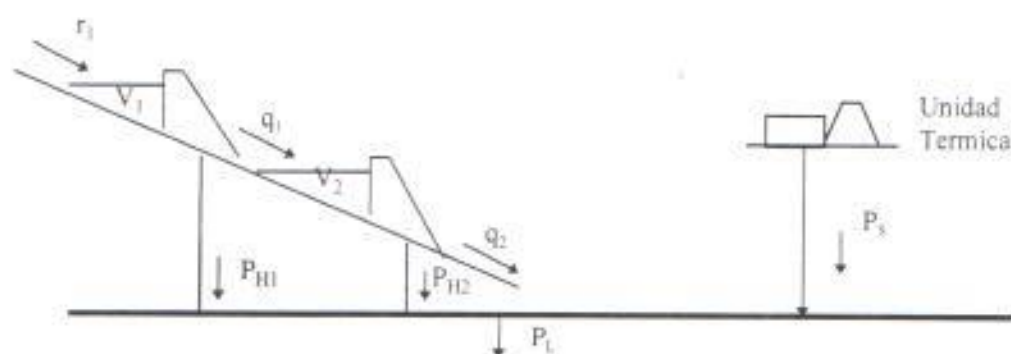


Figura 8.2 Sistema Hidrotérmico con unidades hidroeléctricas en serie

Asumiendo que las vertientes son cero, tenemos las siguientes ecuaciones hidráulicas:

$$V_{1j} = V_{1j-1} + n_j \cdot r_{1j} - q_{1j} \cdot n_j \quad (8.10)$$

$$V_{2j} = V_{2j-1} + n_j \cdot q_{1j} - q_{2j} \cdot n_j \quad (8.11)$$

donde

V_{1j} = Volumen actual del embalse de la unidad 1

V_{2j} = Volumen actual del embalse de la unidad 2

V_{1j-1} = Volumen anterior del embalse de la unidad 1

V_{2j-1} = Volumen anterior del embalse de la unidad 2

n_j = número de horas en cada periodo de tiempo

q_{1j} = descarga de la unidad 1 en el periodo j

q_{2j} = descarga de la unidad 2 en el periodo j

r_{1j} = flujo en el periodo j

y la siguiente ecuación de potencias

$$P_{H1}(q_{1j}) + P_{H2}(q_{2j}) + P_{Sj} - P_{Lj} = 0 \quad (8.12)$$

Hay varias formas de solución para este problema de Programación Dinámica siendo el mas común que los volúmenes V1 y V2 sean las variables de estado para poder realizar todas las combinaciones posibles, es decir, que los volúmenes V1 y V2 sean divididos en N pasos de volumen S1, S2. La Programación Dinámica considera pasos de N^2 en cada intervalos de tiempo, como se puede observar en la figura 8.3.

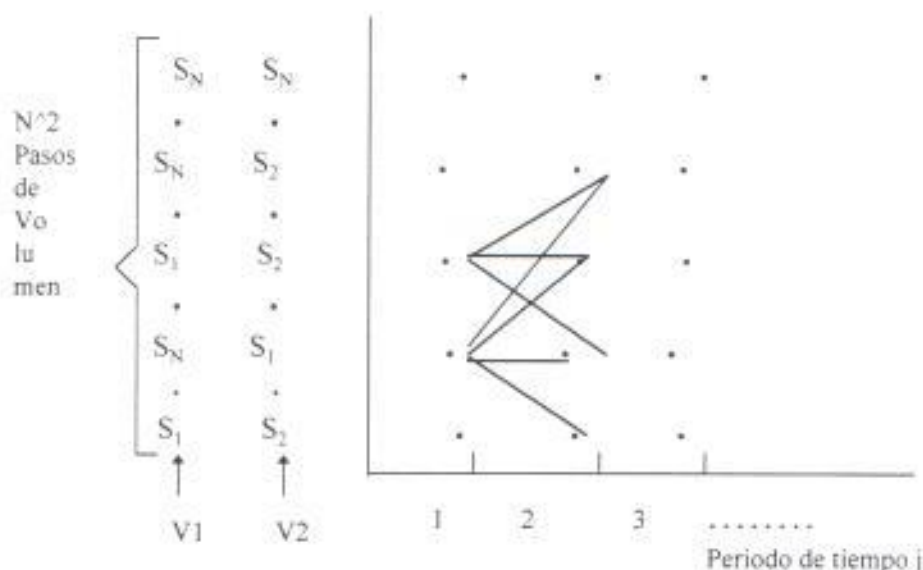


Figura 8.3 Posibles combinaciones para unidades Hidroeléctricas acopladas

Lo dicho anteriormente sería exitoso aplicarlo a un sistema de varias unidades hidroeléctricas en caso de que el número de pasos de volumen fuera pequeño, lo cual no es aplicable a sistemas reales.

Para comprender esto mejor, supongamos que tenemos el volumen de un embalse dividido en 20 pasos, de manera que $N = 20$. En el caso de que se tenga una sola unidad hidroeléctrica, van a haber 20 estados en cada periodo de tiempo pudiendo tener entonces 200 caminos o rutas posibles para ser consideradas en cada estado. En caso de tener dos embalses con 20 pasos de volumen, van a existir 200 estados en cada intervalo de tiempo y 20,000 caminos o rutas posibles a ser consideradas en cada estado.

Como podemos observar, nos encontramos frente a un problema de grandes dimensiones, de manera que otra solución posible sería la aproximación sucesiva, en la que al tener 2 unidades, un embalse se mantiene fijo mientras que el otro se lo despacha, lo cual se va alternado hasta llegar a una convergencia del despacho, tal como podemos observar en el diagrama que se muestra en la figura 8.4.

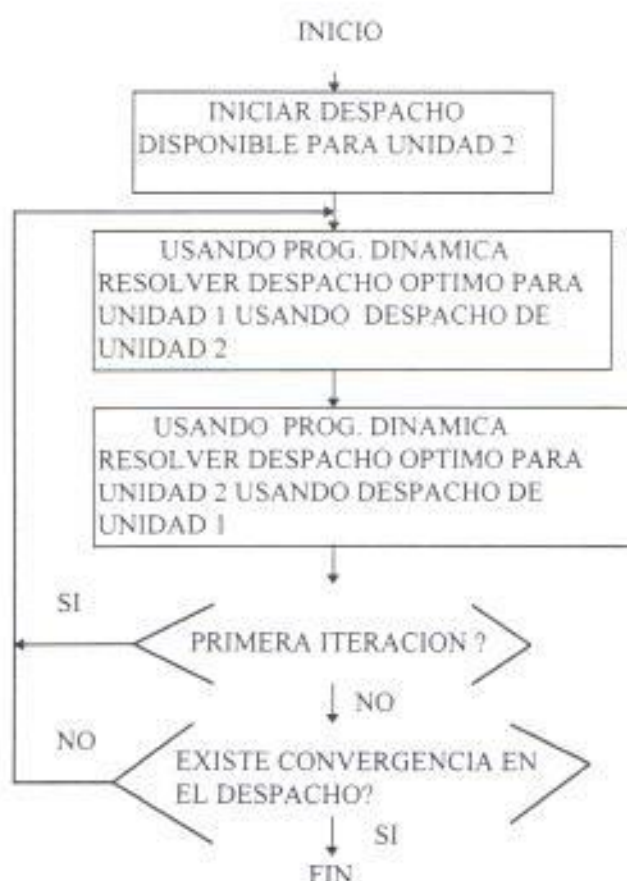


Figura 8.4 Solución de aproximaciones sucesivas

La única forma de validar los datos de salida sería verificando los rangos de descarga, no permitiendo que sobre pase o este por debajo de los límites establecidos.

8.2.1 ALGORITMO PARA DESPACHO HIDROELECTRICO

A continuación se presenta el algoritmo utilizado para el ingreso de datos y obtención de resultados en el despacho hidroeléctrico:

1. Ingresar numero de unidades hidroeléctricas
2. Ingresar datos de cada una de las unidades hidroeléctricas: Volumen máximo, Volumen mínimo, ecuación del caudal, rango del caudal, Flujo, rango de Potencia hidroeléctrica
3. Para todas las horas verifico si puedo despachar energia electrica solo con centrales hidroelectricas, comparando la carga con la potencia maxima que pueden generar éstas.

$$P_{amax} = P_{amax(n-1)} + P_{maxn}$$

$$P_L = P_{max}$$

donde

P_{amax} = Potencia maxima alcanzada al agregar unidades hidroelectricas hasta llegar al valor de la carga

$P_{amax(n-1)}$ = Sumatoria de las Potencias maximas en el momento actual con n-1 unidades

P_{maxn} = Potencia maxima de la unidad n

4. Si se satisface la carga con la generacion hidroelectrica se hace la respectiva selección de unidades hidroelectricas y no se realiza selección ni despacho termico y se corre automaticamente perdidas.

5. Para poder seleccionar la unidad que debe funcionar debemos tomar en cuenta los siguientes valores de las unidades hidroelectricas: Flujo de entrada, Flujo de salida, Volumen minimo y Volumen inicial del embalse.
6. Se verifica cuantas horas puede estar prendida cada unidad, esto es, que si el volumen de entrada es menor que el de salida quiere decir que alcanzara el volumen minimo en cualquier momento teniendo en cuenta su volumen inicial, debido a que si es menor que el volumen minimo se tendra que esperar unas horas para poder utilizar la unidad.
7. Una vez seleccionadas las unidades y conociendo las horas en las que no va a funcionar una unidad determinada, se inicia el proceso de despacho.
8. Las iteraciones se las realiza fijando en cero las unidades de mayor capacidad e iguales a $n+1$ y se establecen los valores de la unidad actual n .
9. Para iterar la primera hora, el volumen $j-1$ es el volumen inicial, siendo el volumen final V_j todas las combinaciones posibles desde el volumen minimo sumandole el flujo de salida hasta alcanzar el volumen maximo, de manera que tenemos la siguiente ecuacion

$$q = V_{j-1} - V_j / \# \text{ horas} + \text{flujo}_{in}$$

10. Una vez obtenido el valor de q , despejamos la potencia hidroelectrica P_H de la ecuacion característica de entrada de la unidad, descartando las alternativas donde la descarga sea menor a cero

$$q = f(P_H)$$

11. Obtenemos la potencia termica de la diferencia entre la carga y la potencia hidroelectrica.

12. Se utilizan los valores de volumen V_j para que sean las diferentes alternativas de volumen inicial, repitiéndose los procesos de los literales 9, 10 y 11
13. Una vez que se termina de iterar para todas las horas para una unidad, se fijan estos resultados y se continúa el mismo proceso para el resto de las unidades, tal y como se indica en los literales 8, 9, 10, 11, 12 y 13.

La potencia que falta para cubrir toda la carga le va a corresponder a las unidades térmicas, de manera automática se inicia el proceso de selección y despacho para estas unidades.

8.3 METODO DEL GRADIENTE

El método del Gradiente aplicado al despacho económico de un sistema de generación combinada, se puede realizar con unidades ya sea térmicas como hidroeléctricas acopladas.

Tenemos :

j = el intervalo = 1,2,3, ..., j_{max}

V_j = volumen del embalse al final del intervalo j

q_j = razón de descarga durante el intervalo j

r_j = razón del flujo al embalse durante el intervalo j

P_{sj} = generación de vapor durante el j -ésimo intervalo

s_j = razón de la descarga del vertedero durante el intervalo j

P_{lossj} = pérdidas

P_{Lj} = potencia recibida durante el j -ésimo intervalo (carga)

P_{Hj} = generación hidroeléctrica durante la j -ésima hora

Para el caso que estamos analizando, se asume que no hay pérdidas. Vamos también a asumir que la descarga de la planta hidroeléctrica es una función sólo de la salida de la potencia hidroeléctrica., de manera que suponemos una característica de cabezal constante. Tenemos entonces que:

$$q_j (P_{Hj}) = q_j \quad (8.13)$$

para un primer orden tenemos que

$$\Delta q_j = (dq_j / dP_{Hj}) \Delta P_{Hj} \quad (8.14)$$

Para los intervalos $j = 1, 2, 3, \dots, j_{\max}$ el costo total del combustible es

$$F_T = \sum_{j=1}^{j_{\max}} n_j F_j (P_{sj}) \quad (8.15)$$

Lo cual se puede expandir en una serie de Taylor para obtener el cambio en el costo de combustible para un cambio en el despacho de una planta a vapor

$$\Delta F_T = \sum_{j=1}^{j_{\max}} n_j (F'_j \Delta P_{sj} + \frac{1}{2} F''_j (\Delta P_{sj})^2 + \dots) \quad (8.16)$$

Tenemos para el primer orden que

$$\Delta F_T = \sum_{j=1}^{j_{\max}} n_j F'_j \Delta P_{sj} \quad (8.17)$$

La potencias eléctricas deben estar balanceadas para cualquier intervalo dado

$$P_{Lj} - P_{sj} - P_{Hj} = 0 \quad (8.18)$$

tenemos entonces que

$$\Delta P_{sj} = - \Delta P_{Hj} \quad (8.19)$$

que es lo mismo que

$$\Delta P_{sj} = - \Delta q_j / \left(dq_j / dP_{Hj} \right) \quad (8.20)$$

Además

$$\Delta F_T = - \sum_{j=1}^{j_{\max}} n_j \left[(dF_j / dP_{sj}) / (dq_j / dP_{Hj}) \right] \Delta q_j = - \sum_{j=1}^{j_{\max}} n_j \gamma_j \Delta q_j \quad (8.21)$$

donde

$$\gamma_j = (dF_j / dP_{sj}) / (dq_j / dP_{Hj}) \quad (8.22)$$

Las variables γ_j representan los valores incrementales de agua en los intervalos, indicándonos cuando aplicar el método de primer orden, es decir que el menor descenso para obtener el costo mínimo de combustible (o el mejor periodo para descargar una unidad de agua) corresponde al periodo donde se tiene el máximo valor de gamma, teniendo que escoger los incrementos de descarga Δq de manera tal que no se violen las restricciones hidráulicas. Para calcular el volumen en el reservorio en cada intervalo tenemos

$$V_j = V_{j-1} + (r_j - q_j - s_j) n_j \quad (8.23)$$

Debemos tomar en cuenta los límites de almacenamiento

$$V_{\min} \leq V_j \leq V_{\max} \quad (8.24)$$

Los valores correspondientes a vertientes se asumen cero ($s_j = 0$), pero puede darse el caso que en ciertas ocasiones se permita que $s_j > 0$ para algún intervalo j de manera que se pueda hacer una reducción en el costo del sistema térmico.

Tenemos entonces que

$$q_{\min} \leq q_j \leq q_{\max} \quad (8.25)$$

y

$$\sum \eta_j q_j = q_{\text{TOT}} \quad (8.26)$$

En la Fig. 8.5 podemos ver una trayectoria típica de volumen almacenado con respecto al tiempo y se plantean las reglas especiales que se deben seguir cuando se han asumido restricciones.

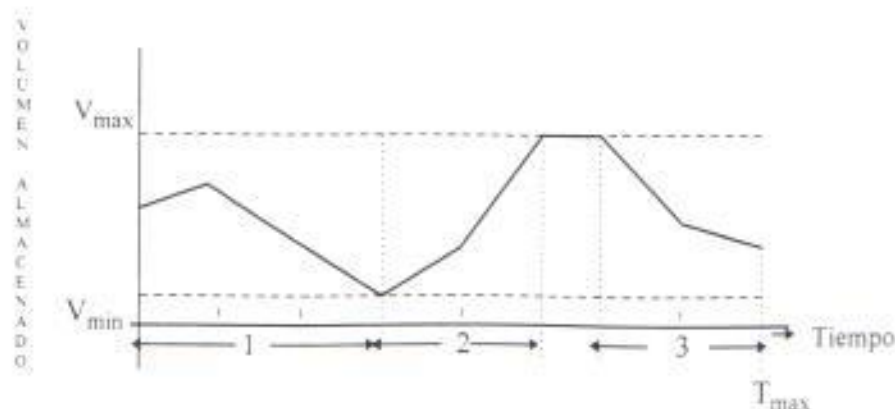


Fig. 8.5 Grafico del volumen almacenado con respecto al tiempo

Si se desea alcanzar una restricción, el almacenamiento V_j va a ser igual a V_{\min} o V_{\max} , escogiendo intervalos de forma restringida. A continuación se presenta un resumen de lo anteriormente dicho:

- *Las restricciones no son alcanzadas.* - Se debe escoger un par de intervalos j^* y j^* para $j=1...j_{max}$.
- *Una restricción es alcanzada* - Vamos a tener dos alternativas

Alternativa A: Se deben escoger los intervalos j^* y el j^* dentro de uno de los subintervalos. Esto es, se debe escoger a la vez j^* y j^* de periodos 1 o 2 o 3 en la Fig.8.5., lo cual nos va a garantizar que no se viole la restricción. Por ejemplo, escogiendo un tiempo j^* dentro del periodo 1 el incremento de la descarga y escogiendo j^* también en el periodo 1 y el decremento de descarga nos va a indicar que no hay cambio en la descarga del sistema al final del subintervalo 1, de modo que la restricción Volumen mínimo sea respetada.

Alternativa B: Se debe escoger j^* y j^* de los diferentes subintervalos para que la restricción no sea alcanzada, como por ejemplo, escogiendo j^* dentro del periodo 2 y j^* dentro del periodo 1, de la figura 8.5, indicándonos que no se ha salido de los límites establecidos de Volumen máximo y mínimo.

Así como se utiliza una sola unidad, al mismo tiempo se acoplan todas las unidades en el que se tiene lo siguiente:

$$P_{H1}(q_{1j}) + P_{H2}(q_{2j}) + P_{sj} - P_{Lj} = 0 \quad (9.24)$$

La única forma de validar los datos de salida sería verificando los rangos de descarga, no permitiendo que sobrepase o este por debajo de los límites establecidos.

8.3.1 ALGORITMO PARA DESPACHO HIDROELECTRICO

A continuación presentamos el algoritmo correspondiente al método del Gradiente, utilizado para el ingreso de datos y obtención de resultados en el despacho hidroeléctrico:

1. Ingresar número de unidades hidroeléctricas
2. Ingresar datos de cada una de las unidades hidroeléctricas: Volumen máximo, Volumen mínimo, ecuación del caudal, rango del caudal, Flujo, rango de Potencia hidroeléctrica.
3. Para la primera iteración se escoge un valor inicial de Potencia hidroeléctrica de la siguiente manera:

$$P_h = P_{\max} - P_{\min} / 2$$

donde

P_h = Potencia hidroeléctrica

P_{\max} = valor de Potencia hidroeléctrica máxima

P_{\min} = valor de Potencia hidroeléctrica mínima

1. Conociendo el valor de potencia de la unidad hidroeléctrica procedemos al cálculo de la Potencia térmica

$$P_s = L - P_H$$

donde

P_s = Potencia térmica

L = carga

P_H = Potencia hidroeléctrica

5. Calcular un valor gamma, el cual nos indica como se incrementa el agua en los diferentes intervalos de tiempo

$$\text{gamma} = P_s / P_H$$

6. Con el valor de P_H se calcula el valor del caudal (q) cuya ecuación ya ha sido ingresada en datos de unidades hidroeléctricas

7. Calculamos el valor del volumen de la siguiente forma

$$V_j = V_{j-1} (r-q)$$

donde

V_j = volumen actual

V_{j-1} = volumen anterior

r = descarga

q = caudal

8. Se llama a la función SelDespacho para calcular el valor de la función costo de la unidad térmica. Se procede de igual manera para los siguientes periodos, y al llegar al ultimo de ellos se calcula la sumatoria de la función costo

$$\sum F_{\text{cost}} = F_{\text{cost1}} + F_{\text{cost2}} + \dots + F_{\text{costn}}$$

donde:

F_{cost} = Función costos

9. Para la siguiente iteración debemos ver en que periodo se tiene el mayor y el menor valor de q , se escoge un valor Δq (incremento de caudal) de manera que al calcular el volumen actual (V_j) no se obtenga un valor menor al valor del volumen mínimo del embalse de la central hidroeléctrica. En estos intervalos se procede a hacer las siguientes correcciones:

Para q de mayor valor = El valor Δq se suma en el q mayor y se procede a calcular Ph , γ , volumen y F_{cost}

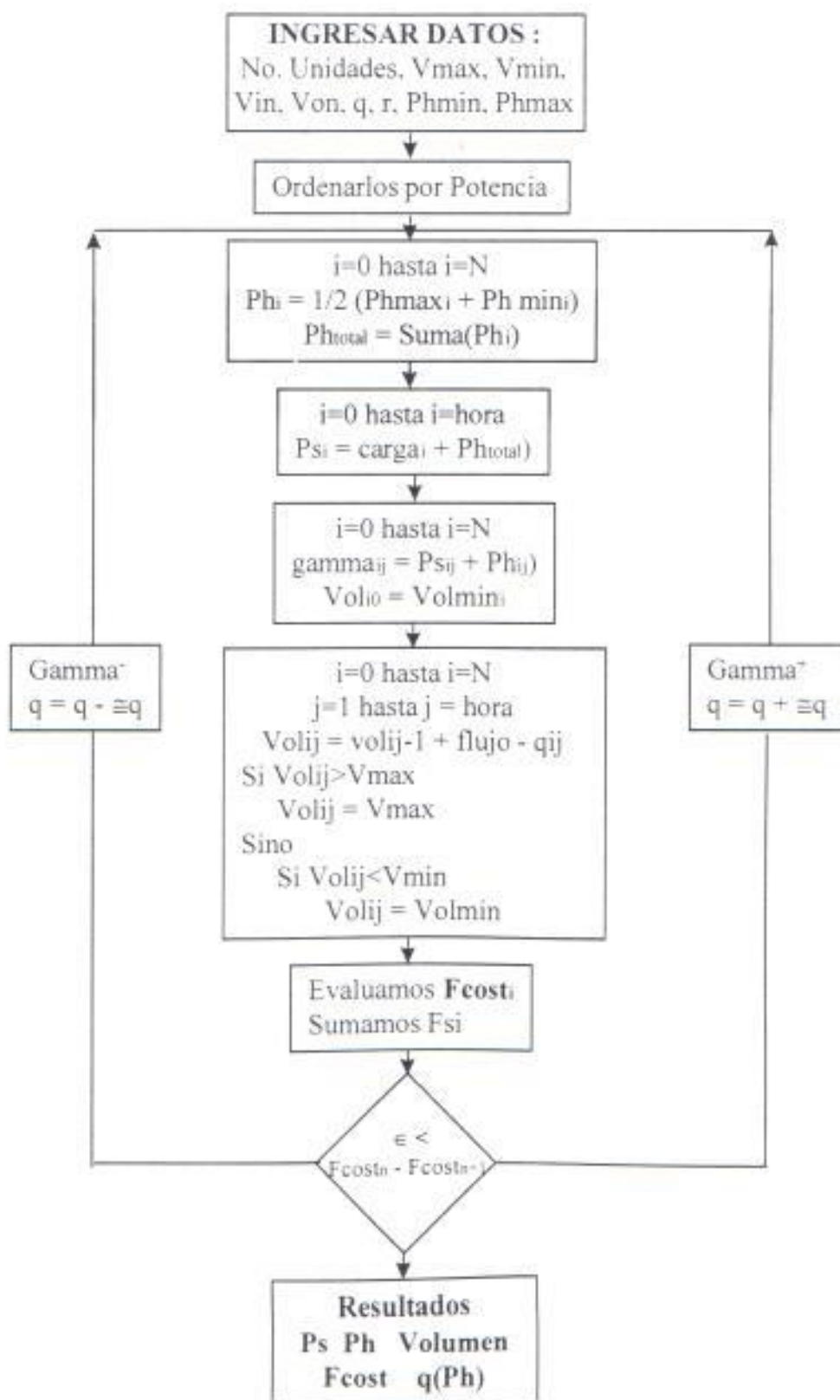
Para q de menor valor = el mismo valor Δq se resta del q menor y se continua con los demás cálculos.

10. Se seguirá iterando hasta que

$$F_{costj} - F_{costj-1} < \epsilon$$

Este valor ϵ (es un valor muy pequeño elegido cuando se programo) me indicara hasta cuando voy a seguir iterando, no debera ser un valor muy pequeño. La generacion de la unidad Hidroeléctrica va a depender del agua que entra al embalse, el volumen de agua almacenda en el embalse y del flujo de agua que sale del embalse (descarga).

8.2.2. Diagrama de Flujo Despacho HidroEléctrico



8.4 UTILIZACION DE PDINAMICA

Para el despacho Hidrotermico PDinamica se implementa de dos maneras:

1. Se puede escoger ya sea por el metodo de Programacion Dinamica que proceso los datos en ciclos de cuatro intervalos en cuatro intervalos hasta completar el ciclo, por lo que se ha hech necesario para su comprobacin la utilizacion de otro metodo de despacho.
2. Tambien se puede escoger despachar por el metodo del Gradiente, por lo que se puede notar resultado s cercanos a los realizados por Programacion Dinamica lo que nos sirve como alternativa para despachar hidroelectricamente.

CAPITULO IX

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

9.1 CONCLUSIONES

Luego de un análisis realizado para la selección del Software a utilizar para el desarrollo de nuestro proyecto se decidió utilizar Visual C++ 4.0, ya que este es un lenguaje universalmente utilizado para este tipo de proyectos, mostrando una interfase gráfica como todo ambiente Visual en la programación como en la presentación siendo de alguna manera un ambiente más agradable para el usuario.

Este software tiene una característica importante y es la utilización para su programación el método Orientado a Objetos ya que existe una mejor relación de sus librerías.

El Software PDinámica, esta hecho bajo ambiente de Barra de Menú Windows en donde se hará de alguna manera más fácil para el acceso como el procesamiento de los datos. El ambiente gráfico ayuda muchísimo de guía al usuario que poco a poco se le facilitara el acceso y uso del mismo.

PDinámica es un software capaz de soportar datos de hasta 40 generadores térmicos, 24 plantas hidroeléctricas y 100 líneas, para ser procesados con gran eficiencia lo cual se puede comprobar en la rapidez y precisión de sus resultados.

Se han podido comprobar manualmente los resultados con datos procesados por diferentes métodos y programas.

9.2 RECOMENDACIONES

Sería recomendable realizar en nuestro país, el estudio a la propuesta de una solución al despacho económico en el Sistema Nacional Interconectado en la que se contempla una privatización de la energía y libre competencia; siendo sumamente importante por cuanto se buscara por parte de los que generan la energía el tener la mejor alternativa que les va a permitir competir, y a los consumidores saber que la energía producida corresponde a una selección de unidades y a un punto óptimo de operación dado por un despacho económico.

A los resultados de las pérdidas obtenidas por el método de la Matriz B que se utilizo en el presente trabajo se le podría adicionar el estudio de las pérdidas con la utilización de flujos de carga, los cuales aportan con información mas exacta de lo que sucede con el sistema.

CAPITULO X

PRUEBA DEL PROGRAMA

El problema que a continuación se va a desarrollar es de un sistema que tiene 2 unidades térmicas y 2 unidades hidroeléctricas.

En la figura 10.1 podemos apreciar un diagrama de las barras del sistema de estudio, con sus correspondientes valores de impedancias y admitancias, tomado del libro Grainger-Stevenson.

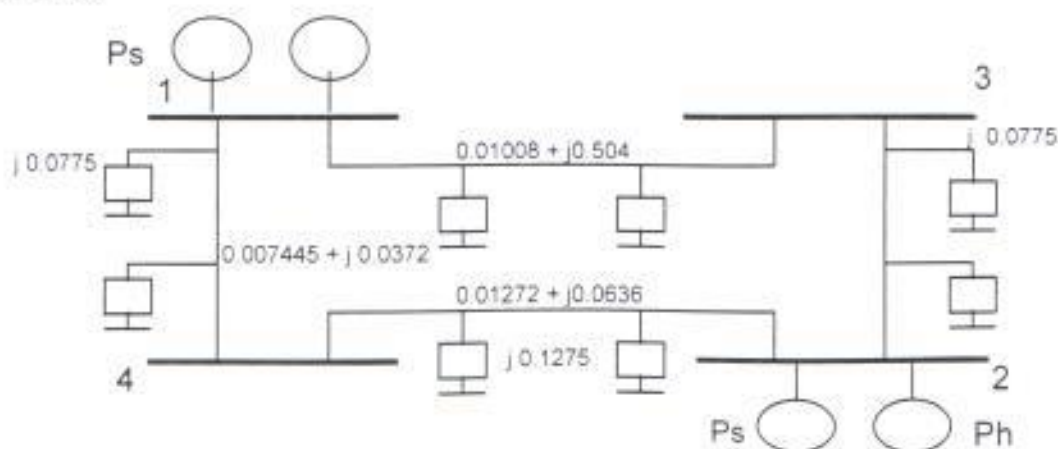


Figura 10.1 Diagrama del problema 13.3 del libro Grainger - Stevenson

En la tabla 10.1.a se muestran costos sin carga, encendido en frío, en caliente, tiempos de encendido y apagado; en la tabla 10.1.b están los valores de la carga en cada periodo y en la tabla 10.1.c se encuentran las unidades seleccionadas con los valores de potencia a generar en cada periodo con sus respectivos costos.

En la tabla 10.2.a se muestran los rangos de potencias de las unidades, en la tabla 10.2.b se muestran los costos de generación de las unidades en cada nivel de potencia y en la tabla 10.2.c se tiene el despacho de unidades sin considerar pérdidas del sistema.

En la tabla 10.3.a se tienen los valores de impedancias de las barras y en la tabla 10.3.b los valores de potencia y voltaje de las barras de carga y generación., en la tabla 10.3.c esta la selección de unidades considerando pérdidas en el sistema y en la tabla 10.3.d están los resultados del despacho tomando en cuenta las pérdidas.

En la tabla 10.4. se muestran los valores de carga en cada hora para el despacho Hidrotermico, en la tabla 10.4.b se muestran los resultados del despacho utilizando el método del Gradiente y en la tabla 10.4.c los resultados obtenidos mediante el método de Programación Dinámica.

Dejamos establecido que todos los datos en el problema no son reales, a excepción de los que corresponden al cálculo de pérdidas que se tomaron del libro Grainger-Stevenson.

Tabla 10.1.a Datos de unidades térmicas: Costos de arranque sin carga, encendido en frío, en caliente; tiempos de encendido y de apagado.

No.	Costo sin Carga (c/h)	Costo encendido Frio (c/h)	Costo encendido Caliente (c/h)	Tiempo Encendido (h)	Tiempo Apagado (h)
1	18.23	0.35	0.18	4	2
2	15.27	0.07	0.006	1	1

Tabla 10. 1. b Datos de carga para cada periodo

PERIODO (H)	1	2	3	4	5	6
CARGA (MW)	140	120	90	130	110	120

Tabla 10.1. c. Unidades seleccionadas con sus respectivos valores de potencia y costos de generación sin considerar pérdidas en el sistema

PERIODO (H)	1	2	3	4	5	6
CARGA (MW)	140	120	90	130	110	120
P_1 (MW)	90	70	90	80	60	70
P_2 (MW)	50	50		50	50	50
F_{cost} (C/H)	741.87	673.75	490.624	707.49	640.62	673.75
COST _{sincarga}				18.23		
COST _{encendido}	0.42		0.06			
COSTO TOTAL	742.29	673.75	490.68	725.72	640.62	673.75

El costo total al final del periodo en estudio es 3946.81 c/h

Tabla 10.2.a Rangos de Potencia de las Unidades Térmicas.

UNIDAD NO	PMIN (MW)	PMAX (MW)
1	25	225
2	25	175
3	75	200

Tabla 10.2.b Costos de Generación por Niveles de Potencia

NIVEL POTENCIA	F_1 (c/h)	F_2 (c/h)
25	276.56	174.69
50	356.25	251.25
75	439.06	
100	525.00	

Tabla 10.2.c Despacho de unidades sin considerar perdidas en el sistema

		NIVEL POTENCIA			
		P2 (MW)			
		costo f2 (c/h)			
NIVEL POTENCIA o DEMANDA P1 (MW)	COSTO F1 (c/h)				
25	276.56	0	0		0
50	356.25	451.25	0		451.25
75	439.06	530.94	527.81		527.81
100	525.00	613.75	607.50		607.50
125	0	699.69	690.31		690.31
150	0	0.00	776.25		776.25

Tabla 10.2.d. Tabla de Resultados

D (Mw)	COSTO (Mw)	P ₂ (Mw)	P ₁ (Mw)
140.	741.874	50	90
120	673.748	50	70
90	490.624		90
130	707.498	50	80
110	640.624	50	60
120	673.748	50	70

Tabla 10.3 a Datos de líneas y barras

DATOS DE LINEAS				DATOS DE BARRAS							
DE BARRA		Z _{SERIE}		Y _{PARALELO}		GENERACION			CARGA		
A	BARRA	R	X	B		BARRA	P	V	δ	P	Q
Linea	1 - 1	0.00744	0.0372	0.0775		1		1.0	0		
Linea	1 - 3	0.01008	0.0504	0.1025		2	3.18	1.0	0		
Linea	2 - 3	0.00744	0.0372	0.0775		3				2.20	1.3634
Linea	2 - 4	0.01272	0.0636	0.1275		4				2.80	1.7352

Tabla 10.3.b Datos del flujo de Potencia

Barra	Generación		Caso Base	
	P	Q	Magnitud (por unidad)	Voltaje Angulo (grados)
1	1.913152	1.87224	1.0	0
2	3.18	1.325439	1.0	2.43995
3			0.96051	- 1.07932
4			0.94304	- 2.62658

10.3.c Selección de unidades considerando pérdidas en el sistema

Periodo (h)	Carga (Mw)	P1 (Mw)	P2 (Mw)	Fcost (c/h)	COST sin load	COST startup	COSTO TOTAL
1	149.3153	99.3153	50	773.89	33.5	0.41	807.8

10.3.d Despacho considerando pérdidas en el sistema
(para el primer periodo)

D (Mw)	COSTO (c/h)	P ₂ (Mw)	P ₁ (Mw)
149.3153	773.89	50	99.3153

10.4 Datos de Unidades hidroeléctricas

Función de costos para las unidades térmicas F1, F2 y F3

$$F_1 = 250 + 3.0004 P_1 + 0.002496 P_1^2$$

$$F_2 = 240.7 + 2.207 P_2 + 0.0026 P_2^2$$

$$F_3 = 210 + 3.204 P_3 + 0.0024 P_3^2$$

Limites de potencia:

$$50 \leq P_1 \leq 200$$

$$50 \leq P_2 \leq 175$$

$$50 \leq P_3 \leq 175$$

Los datos de las plantas hidroeléctricas son los siguientes

$$q_1 = 450 + 8 PH_1 + 0.0005 PH_1^2$$

$$q_2 = 500 + 9 PH_2 + 0.0005 PH_2^2$$

$$q_3 = 350 + 10 PH_3 + 0.0005 PH_3^2$$

Limite de volumen

$$7000 \leq V \leq 13000$$

Tabla 10.4.a. Carga por hora

Hora(h)	1	2	3	4	5
Carga(Mw)	300	450	500	400	550

Los resultados con la alternativa del método del Gradiente son:

Tabla10.4.b. Resultados por el método del Gradiente

Hora	Carga	Ps	Ph1	Ph2	Ph3	Fcost
1	300	100.541	101.88	51.34	46.24	488.87
2	450	143.134	154.53	77.27	75.06	610.19
3	500	152.374	175.35	88.28	83.99	637.5
4	400	116.665	142.26	78.92	62.15	533.57
5	550	178.202	198.32	90.48	83.00	744.96
						3015.09

Aplicando el método de la Programación Dinámica en el cual está basado el estudio de este trabajo obtenemos los resultados mostrados en la Tabla 10.4.c, los cuales reflejan que estos están en concordancia con los obtenidos con el método del gradiente el cual es una alternativa que ofrece el programa desarrollado.

Tabla 10.4.c . Resultados método Programación Dinámica

Hora	Carga	Ps	Ph1	Ph2	Ph3	Fcost	Fcost Acumulado
1	300	101.25	101.23	52.62	44.90	490.81	490.81
2	450	143.09	154.75	77.44	74.72	610.06	1100.9
3	500	150.73	176.18	88.64	84.64	632.48	1733.4
4	400	115.29	142.48	77.44	64.79	536.68	2270
5	550	176.60	197.56	91.20	84.64	725.74	2995.77

1.1.2 TABLAS DE RESULTADOS OBTENIDOS MEDIANTE EL PROGRAMA PDINAMICA

Selección y despacho de unidades térmicas sin considerar pérdidas

Hora	Generadores	Potencia	Carga	Costo
01:00	Generador 1	80	140	775.55
	Generador 2	50		

OK

Hora	Generadores	Potencia	Carga	Costo
02:00	Generador 1	70	120	707.43
	Generador 2	50		

OK

Hora	Generadores	Potencia	Carga	Costo
03:00	Generador 1		90	691.96

OK

Hora	Generadores	Potencia	Carga	Costo
04:00	Generador 1	80	130	725.91
	Generador 2	50		

OK

Hora	Generadores	Potencia	Carga	Costo
05:00	Generador 1	60	110	674.30
	Generador 2	50		

OK

Hora	Generadores	Potencia	Carga	Costo
06:00	Generador 1	70	120	707.43
	Generador 2	50		

OK

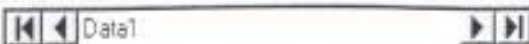
1.3.2 PERDIDAS DEL SISTEMA OBTENIDAS EN PDINAMICA

Resultados Pérdidas	
Pérdidas [p.u]	0.093170
Potencia Base [MW]	100
Pérdidas [MW]	9.317000

1.4.TABLA DE RESULTADOS DEL DESPACHO HIDROTERMICO

Método Programación Dinámica

Despacho Hidroeléctrico								
Periodos Tiempo	Carga (MW)	Termica Ps(MW)	Ph1 (MW)	q1 (acre-ft/h)	V1-1 (acre-ft)	V1 (acre-ft)	FCDST	
1	300	231.54	68.46	1000	8000	10000	1105.67	
2	450	319.81	130.19	1500	10000	11000	2536.77	
3	500	369.81	130.19	1500	11000	12000	4138.27	
4	400	208.54	191.46	2000	12000	12000	5144.37	
5	550	358.54	191.46	2000	12000	12000	6736.71	
*								



Método del Gradiente

Método Gradiente

Resultados

Hora: 1.00 Carga (MW): 300

Generación Térmica
Potencia (MW): 100.54
Costo (c/h): 488.87

Generación Hidroeléctrica
Unidad Hidroeléctrica: 1
PH (MW): 101.88

Muestra OK

Método Gradiente

Resultados

Hora: 1.00 Carga (MW): 300

Generación Térmica
Potencia (MW): 100.54
Costo (c/h): 488.87

Generación Hidroeléctrica
Unidad Hidroeléctrica: 2
PH (MW): 57.34

Muestra OK

Método Gradiente

Resultados

Hora: 1.00 Carga (MW): 300

Generación Térmica
Potencia (MW): 100.54
Costo (c/h): 488.87

Generación Hidroeléctrica
Unidad Hidroeléctrica: 3
PH (MW): 46.24

Muestra OK

Método Gradiente

Resultados

Hora Carga (MW)

Generación Térmica
Potencia (MW)
Costo (c/h)

Generación Hidroeléctrica
Unidad Hidroeléctrica
PH (MW)

Método Gradiente

Resultados

Hora Carga (MW)

Generación Térmica
Potencia (MW)
Costo (c/h)

Generación Hidroeléctrica
Unidad Hidroeléctrica
PH (MW)

Método Gradiente

Resultados

Hora Carga (MW)

Generación Térmica
Potencia (MW)
Costo (c/h)

Generación Hidroeléctrica
Unidad Hidroeléctrica
PH (MW)

Método Gradiente

Resultados

Hora: 3:00 Carga (MW): 500

Generación Térmica
Potencia (MW): 152.37
Costo (c/h): 637.5

Generación Hidroeléctrica
Unidad Hidroeléctrica: 1
PH (MW): 175.35

Muestra OK

Método Gradiente

Resultados

Hora: 3:00 Carga (MW): 500

Generación Térmica
Potencia (MW): 152.37
Costo (c/h): 637.5

Generación Hidroeléctrica
Unidad Hidroeléctrica: 2
PH (MW): 98.28

Muestra OK

Método Gradiente

Resultados

Hora: 3:00 Carga (MW): 500

Generación Térmica
Potencia (MW): 152.37
Costo (c/h): 637.5

Generación Hidroeléctrica
Unidad Hidroeléctrica: 3
PH (MW): 83.95

Muestra OK

Método Gradiente

Resultados

Hora: 4:00 Carga (MW): 400

Generación Térmica
Potencia (MW): 116.66
Costo (c/h): 533.56

Generación Hidroeléctrica
Unidad Hidroeléctrica: 1
PH (MW): 142.36

Muestra OK

Método Gradiente

Resultados

Hora: 4:00 Carga (MW): 400

Generación Térmica
Potencia (MW): 116.66
Costo (c/h): 533.56

Generación Hidroeléctrica
Unidad Hidroeléctrica: 2
PH (MW): 79.92

Muestra OK

Método Gradiente

Resultados

Hora: 4:00 Carga (MW): 400

Generación Térmica
Potencia (MW): 116.66
Costo (c/h): 533.56

Generación Hidroeléctrica
Unidad Hidroeléctrica: 3
PH (MW): 62.15

Muestra OK

Método Gradiente

Resultados

Hora: 5:00 Carga (MW): 550

Generación Térmica
Potencia (MW): 178.02
Costo (c/h): 744.96

Generación Hidroeléctrica
Unidad Hidroeléctrica: 1
PH (MW): 198.32

Muestra OK

Método Gradiente

Resultados

Hora: 5:00 Carga (MW): 550

Generación Térmica
Potencia (MW): 178.02
Costo (c/h): 744.96

Generación Hidroeléctrica
Unidad Hidroeléctrica: 2
PH (MW): 90.48

Muestra OK

Método Gradiente

Resultados

Hora: 5:00 Carga (MW): 550

Generación Térmica
Potencia (MW): 178.02
Costo (c/h): 744.96

Generación Hidroeléctrica
Unidad Hidroeléctrica: 3
PH (MW): 83.0

Muestra OK

ANEXO 1

DESPACHO TERMICO

1.1 RESOLUCION DEL PROBLEMA

A continuación se presentan los datos de dos unidades térmicas, 1 y 2, sus rangos de potencias y sus respectivos costos en cada nivel de potencia

Tabla I. Rangos de Potencias de las Unidades Térmicas

No. unidad	P _{min}	P _{max}
1	25	100
2	25	50

Tabla II. Costos de Generación por Niveles de Potencia

Nivel Potencia (Mw)	F ₁ (c/h)	F ₂ (c/h)
25	276.56	174.69
50	356.25	251.25
75	439.06	
100	525.00	

Conociendo que la demanda es 140 Mw, vamos a combinar las unidades para saber el costo en cada nivel de Potencia de la siguiente manera

$$f_2 = F_1 (P_1) + F_2 (P_2)$$

$$f_2 = F_1 (D - P_2) + F_2 (P_2)$$

donde

$F_1 (P_1)$ = Costo de generación de la unidad 1

$F_2 (P_2)$ = Costo de generación de la unidad 2

f_2 = Costo de generación combinando unidades 1 y 2

Vamos a combinar para cada nivel de Potencia las unidades 1 y 2.

Para el primer nivel de Potencia que es 25 Mw no podemos hacer combinación porque de acuerdo a los niveles de potencia de las unidades corresponde al valor mínimo que genera cada unidad.

Tenemos para el segundo nivel de Potencia

$$f_2 = F_1 (50 - 25) + F_2 (25)$$

$$= F_1 (25) + F_2 (25)$$

$$= 276.56 + 174.69$$

$$= 451.25 \text{ c/h}$$

Para el tercer nivel de Potencia con las dos posibilidades

$$f_2 = F_1 (75 - 25) + F_2 (25)$$

$$= F_1 (50) + F_2 (25)$$

$$= 356.25 + 174.69$$

$$= 530.94 \text{ c/h}$$

$$\begin{aligned}
 f_2 &= F_1 (75 - 50) + F_2 (50) \\
 &= F_1 (25) + F_2 (50) \\
 &= 276.56 + 251.25 \\
 &= 527.81 \text{ c / h}
 \end{aligned}$$

Para el cuarto nivel de Potencia con las siguientes dos posibilidades

$$\begin{aligned}
 f_2 &= F_1 (100 - 25) + F_2 (25) \\
 &= F_1 (75) + F_2 (25) \\
 &= 439.06 + 174.69 \\
 &= 613.75 \text{ c / h}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 f_2 &= F_1 (100 - 50) + F_2 (50) \\
 &= F_1 (50) + F_2 (50) \\
 &= 356.25 + 251.25 \\
 &= 607.5 \text{ c / h}
 \end{aligned}$$

A continuación presentamos los resultados en una tabla.

Tabla III. Despacho Térmico de unidades

		Nivel Potencia P2 (Mw)		Fcost min (c/h)
		25	50	
		Costo F2 (c / h)		
Nivel Potencia o Demanda P1 (Mw)	Costo F1 (c / h)			
25	276.56	0	0	0
50	356.25	451.25	0	451.25
75	439.06	530.94	527.81	527.81
100	525.00	613.75	607.50	607.50
125	0	699.69	690.31	690.31

1.1.a Despacho sin Perdidas

Una vez que tenemos la generación de cada unidad para cada nivel de potencia con su respectivo costo, vamos a obtener el costo de generación de la demanda para cada periodo de tiempo. Para lo que utilizaremos la tabla III mostrando solo los valores a utilizarse.

PERIODO 1

D= 140 Mw

Tabla III.a. Tabla reducida del despacho Térmico (Tabla III)

D (MW)	COSTO (c/h)	P2 (MW)	P1(MW)
125	690.31	50	75
150	776.25	50	100

Se interpola tanto demanda como costos

Demanda (Mw): $140 - 125 = 15$

$$150 - 125 = 25$$

Costo (c/h): $776.25 - 690.31 = 85.94$

$$\frac{25}{15} \quad \frac{85.94}{x}$$

$$X = 15 * \frac{85.94}{25} = 51.564$$

Costo Total = $690.31 + 51.564 = 741.874$

$P1 = 75 + 15 = 90 \text{ Mw}$

Tabla IV. Tabla de resultados para el primer periodo de tiempo

D (Mw)	COSTO TOTAL (c/h)	P2 (Mw)	P1 (Mw)
140	741.874	50	90

PERIODO 2

D= 120Mw

Tabla III.b. Tabla reducida del despacho Térmico (Tabla III)

D (MW)	COSTO TOTAL (C/H)	P2 (MW)	P1 (MW)
100	607.5	50	50
125	690.31	50	75

Demanda (Mw) $120-100 = 20$ $125-100 = 25$ Costo (c/h): $690.31-607.5 = 82.81$

25 82.81

20 X $X = 20 * 82.81 / 25 = 66.248$ **Costo Total** = $607.5 + 66.248 = 673.748$ c/hP1 = $50 + 20 = 70$ Mw

Tabla V. Tabla de resultados para el segundo periodo de tiempo

D (MW)	COSTO TOTAL (C/H)	P2 (MW)	P1 (MW)
120	673.748	50	70

PERIODO 3

D = 90MW

Tabla III.c. tabla de Costos de unidad 1

D (MW)	F ₁ C/H)
75	439.06
100	525

Demanda (Mw): $90 - 75 = 15$

$100 - 75 = 25$

Costo (c/h): $525 - 439.06 = 85.94$

25 85.94

15 X $X = 15 * 85.94 / 25 = 51.564$

Costo total = $439.06 + 51.564 = 490.624$ c/h

P1 = 90 Mw

Tabla VI. Tabla de resultados para el tercer periodo de tiempo

D (MW)	COSTO TOTAL (C/H)	P1 (MW)
90	490.624	90

PERIODO 4

D = 130MW

Tabla III.d. Tabla reducida del despacho Térmico (Tabla III)

D (MW)	COSTO TOTAL (C/H)	P2 (MW)	P1 (MW)
125	690.31	50	75
150	776.25	50	100

Demanda (Mw): $130-125=5$

$150-125=25$

Costo (c/h): $776.25 - 690.31 = 85.94$

25 8594

5 X $X = 5 * 85.94 / 25 = 17.188$

Costo total = $690.31 + 17.188 = 707.498$ c/h

$P1 = 75+5 = 80$ Mw

D (MW)	COSTO TOTAL (C/H)	P2 (MW)	P1 (MW)
130	707.498	50	80

PERIODO 5

D = 110MW

Tabla III.e. Tabla reducida del despacho Termico (Tabla III)

D (MW)	COSTO TOTAL (C/H)	P2 (MW)	P1 (MW)
125	690.31	50	75
150	776.25	50	100

Demanda (Mw): $110-100=10$

$125-100=25$

Costo (c/h): $690.31-607.5 = 82.81$

25 82.81

10 X $X = 10 * 82.81 / 25 = 33.124$

Costo total = $607.5 + 33.124 = 640.624$ c/h

$P1 = 50 + 10 = 60$ Mw

Tabla VIII. Tabla de resultados para el quinto periodo de tiempo

D (MW)	COSTO TOTAL (C/H)	P2 (MW)	P1 (MW)
110	640.624	50	60

PERIODO 6

$D = 120$ MW

La demanda del periodo 6 es igual que en el periodo 2 por lo tanto se repite el mismo proceso.

1.1.B DESPACHO CON PERDIDAS

Se procede a sumar a la demanda de la primera hora el valor correspondiente a las pérdidas del sistema, (9.3153Mw) y procedo a realizar una interpolación entre los valores de potencia que se encuentra mi nueva demanda.

PERIODO 1

$D = 149.3153$ Mw

Tabla III.a. Tabla reducida del despacho térmico (Tabla III)

D (MW)	COSTO TOTAL (C/H)	P2 (MW)	P1 (MW)
.			
125	690.31	50	75
150	776.25	50	100

$$\begin{aligned} \text{Demanda (Mw):} & \quad 149.3153 - 125 = 24.3153 \\ & \quad 150 - 125 = 25 \\ \text{Costo (c/h):} & \quad 776.25 - 690.31 = 85.94 \\ 25 & \quad 85.94 \\ 24.3153 & \quad X \quad \quad \quad X = (24.3153 \times 85.94) / 25 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Costo Total} &= 690.31 + 83.58 = 773.89 \text{ c/h} \\ P1 &= 75 + 24.3153 = 99.3153 \text{ Mw} \end{aligned}$$

Tabla IX. Tabla de resultados para el primer periodo de tiempo
(Incluyendo las perdidas)

D (MW)	COSTO TOTAL (C/H)	P2 (MW)	P1 (MW)
149.3153	773.89	50	99.3153

1.1.c COMPROBACION DEL PROBLEMA POR MEDIO DEL METODO DE LAGRANGE

DESPACHO CON TRES UNIDADES

- Método Programación Dinámica

Vamos a utilizar la demanda de 140Mw, correspondiente al primer periodo

Demanda (Mw)	Costo (c/h)	P3 (Mw)	P2 (Mw)	P1 (Mw)
125	848.13	25	50	50
150	930.94	25	50	75

$$140 - 125 - P_3 \quad P_2 \quad P_1 = 15$$

$$150 - 125 = 25$$

$$930.94 - 848.13 = 82.81$$

$$25 \quad 82.81$$

$$15 \quad X$$

$$X = 15.82 * 82.81 / 25 = 49.69$$

$$848.13 + 49.69 = 897.82$$

$$P_1 = 50 + 15 = 65$$

Demanda (Mw)	Costo (c/h)	P3 (Mw)	P2 (Mw)	P1 (Mw)
140	897.82	25	50	65

- Método de LaGrange

Tenemos las siguientes funciones de Costo de cada una de las unidades térmicas:

$$F_1 = 200 + 3.0004 P_1 + 0.002496 P_1^2$$

$$F_2 = 130.72 + 1.107 P_2 + 0.026 P_2^2$$

$$F_3 = 147.5 + 3.1 P_3 + 0.024 P_3^2$$

Aplicando LaGrange, con una demanda de 140 Mw

$$L(P, \lambda) = 200 + 3.0004 P_1 + 0.002496 P_1^2 \\ + 130.72 + 1.107 P_2 + 0.026 P_2^2 \\ + 147.5 + 3.1 P_3 + 0.024 P_3^2 \\ - \lambda (P_1 + P_2 + P_3 - 140)$$

Derivamos respecto a cada una de las potencias

$$\delta L / \delta P_1 = 3.0004 + 0.004992 P_1 - \lambda$$

$$P_1 = (\lambda - 3.0004) / 0.004992$$

$$\delta L / \delta P_2 = 1.107 + 0.052 P_2 - \lambda$$

$$P_2 = (\lambda - 1.107) / 0.052$$

$$\delta L / \delta P_3 = 3.1 + 0.048 P_3 - \lambda$$

$$P_3 = (\lambda - 3.1) / 0.048$$

$$P_1 + P_2 + P_3 = 140$$

Reemplazamos en esta última ecuación las ecuaciones de las potencias despejadas

$$(\lambda - 3.0004) / 0.004992 - (\lambda - 1.107) / 0.052 - (\lambda - 3.1) / 0.048 = 140$$

$$240.38 \lambda - 686.91 = 140$$

Obtenemos el valor de λ y de las potencias P_1 , P_2 y P_3

$$\lambda = 3.44$$

$$P_1 = 88.06$$

$$P_2 = 44.87$$

$$P_3 = 7.083 \quad \text{este valor está fuera de rango}$$

$$\lambda = dF_3/dP_3 |_{P_3=25} = 3.1 + 0.048 \cdot 25 = 4.3$$

$$\lambda = dF_2/dP_2 |_{P_2=50} = 1.107 + 0.052 \cdot 50 = 3.71$$

$$4.3 > 3.71 \quad \text{sí cumple}$$

$$F_1 = 200 + (3.0004 \cdot 65) + (0.002496 \cdot 65^2) = 405.57$$

$$F_2 = 130.72 + (1.107 \cdot 50) + (0.026 \cdot 50^2) = 251.07$$

$$F_3 = 147.5 + (3.1 \cdot 25) + (0.024 \cdot 25^2) = 240$$

$$F_T = F_1 + F_2 + F_3 = 896.64 \text{ c/h}$$

1.3 CALCULO DE PERDIDAS

A continuación se presentan los datos de las líneas y barras para el ejemplo utilizado del libro Grainger-Stevenson.

DATOS DE LINEAS				DATOS DE BARRAS					
DE BARRA	ZSERIE		YPARALELO	GENERACION			CARGA		
A BARRA	R	X	B	BARRA	P	V	δ	P	Q
Linea 1 - 1	0.00744	0.0372	0.0775	1		1.0	0		
Linea 1 - 3	0.01008	0.0504	0.1025	2	3.18	1.0	0		
Linea 2 - 3	0.00744	0.0372	0.0775	3				2.20	1.3634
Linea 2 - 4	0.01272	0.0636	0.1275	4				2.80	1.7352

Los datos de flujo de Potencia son los siguientes

Caso Base				
Generación			Voltaje	
Barra	P	Q	Magnitud (por unidad)	Angulo (grados)
1	1.913152	1.87224	1.0	0
2	3.18	1.325439	1.0	2.43995
3			0.96051	-1.07932
4			0.94304	-2.62658

1.3.1 CALCULO DE LA MATRIZ Z

Empezamos a conectar la primera barra con referencia para obtener mi matriz de impedancia

- De barra 1 a referencia, caso 1 (barra nueva a referencia)

A la suceptancia la transformo a reactancia invirtiéndola y dividiendola para dos:

$$Z_b = 1 / (j 0.0775 / 2) = 1 / j 0.03875 = -j25.8064516$$

Este resultado seria el primer termino de la matriz Z_{barra}

$$[-j25.8064516]$$

- De Barra 1 a referencia, caso 3, (barra existente a referencia)

Procedo como en el caso anterior para obtener la impedancia que une a la barra a referencia

$$Z_b = 1 / (j0.1025/2) = 1/j0.05125 = -j 19.5121296$$

$$-j25.8064516 - j 19.512195 = -j45.318647$$

La matriz se va a ver alterada ya que se aumentara una fila y una columna con los mismos valores de la ultima fila y ultima columna existentes. En nuestro caso, como solo se tiene un valor, se repetirá en fila y columna, quedando una matriz de 2x2

$$\begin{array}{cc} -j25.8064516 & -j25.8064516 \\ -j25.8064516 & -j45.318647 \end{array}$$

procedemos a eliminar la columna y fila que se aumentaron

$$z_{11} = z_{11} - z_{12}z_{21} / z_{22} = -j25.8064516 - (-j25.8064516)^2 / -j45.318647$$

$$= -j25.8064516 + j14.6953404 = -j11.1111$$

$$[-j11.1111]$$

- De barra 2 a referencia, caso 1

$$Z_b = 1 / (j0.1275 / 2) = 1/j0.06375 = -j15.68627$$

$$\begin{bmatrix} -j11.1111 & 0 \\ 0 & -j15.68627 \end{bmatrix}$$

- De barra 2 a barra 3 , caso 2

$$Z_b = 0.00744 + j 0.0372 - j15.68627 = 0.00744 - j15.64907$$

$$\begin{bmatrix} -j11.1111 & 0 & 0 \\ 0 & -j15.68627 & -j15.68627 \\ 0 & -j15.68627 & 0.00744 - j15.64907 \end{bmatrix}$$

Hasta ahora, la matriz Z_{barra} es de 3×3

- De barra 2 a barra de referencia, caso 3

el valor de la impedancia que une la barra con la referencia es

$$Z_b = 1 / (j 0.0775 / 2) = 1 / j 0.03875 = -j25.80645$$

Aumento ultima fila y ultima columna, y el valor de Z_b lo sumo al valor aumentado de fila y columna

$$Z_{44} = 0.00744 - j15.64907 - j 25.80645 = 0.00744 - j41.45552$$

$$\begin{bmatrix} -j11.1111 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & -j15.68627 & -j15.68627 & -j15.68627 \\ 0 & -j15.68627 & -j15.68627 & 0.00744 - j15.64907 \\ 0 & -j15.68627 & 0.00744 - j15.64907 & 0.00744 - j41.45552 \end{bmatrix}$$

Se procede a obtener los valores de la matriz, eliminando la fila y columna que se aumentaron

$$Z_{11} = Z_{11} - (Z_{14} \times Z_{41}) / Z_{44}$$

$$Z_{12} = Z_{12} - (Z_{14} \times Z_{42}) / Z_{44}$$

$$Z_{13} = Z_{13} - (Z_{14} \times Z_{43}) / Z_{44}$$

$$Z_{22} = Z_{22} - (Z_{24} \times Z_{42}) / Z_{44}$$

$$Z_{23} = Z_{23} - (Z_{24} \times Z_{43}) / Z_{44}$$

$$Z_{33} = Z_{33} - (Z_{34} \times Z_{43}) / Z_{44}$$

Una vez que se han realizado los cálculos respectivos, la matriz resultante es

$$\begin{bmatrix} -j11.1111 & 0 & 0 \\ 0 & -j9.750775 & -j9.764851 \\ 0 & -j9.764851 & 0.00744 - j 9.718898 \end{bmatrix}$$

Si siguiendo los pasos necesarios para la conexión de las barras, se obtiene finalmente la matriz $Z_{4 \times 4}$ con resultados similares a los del libro de Grainger-Stevenson.:

$$Z_{\text{barras}} \begin{bmatrix} 0.002911963 - 2.582884 & -0.00178662 - 2.60632 & -0.0007950 - 2.601379 & -0.0007215 - 2.5977 \\ -0.00178662 - 2.606321 & 0.00293299 - 2.60632 & -0.0007215 - 2.59778 & -0.0001300 - 2.6038 \\ -0.00079504 - 2.60137 & -0.0000721 - 2.597783 & 0.0002911 - 2.58288 & -0.0001788 - 2.60632 \\ -0.0000721 - 2.597783 & -0.00013008 - 2.60389 & -0.0001786 - 2.60632 & 0.0002932 - 2.58278 \end{bmatrix}$$

Ahora vamos primeramente a calcular las corrientes de carga

$$I_3 = (P_3 - jQ_3) / V_3^*$$

$$= (-2.2 + j1.3634) / (0.96051 \angle 1.07932^\circ) = 2.694641 \angle 147.13^\circ$$

$$I_4 = (P_4 - jQ_4) / V_4^*$$

$$= (-2.8 + j1.7352) / (0.94304 \angle 2.62658^\circ) = 3.493043 \angle 145.58^\circ$$

Con los resultados obtenidos procedemos a obtener d_3 y d_4

$$d_3 = I_3 / (I_3 + I_4)$$

$$= (2.694641 \angle 147.13^\circ) / (2.694641 \angle 147.13^\circ + 3.493043 \angle 145.58^\circ)$$

$$= 0.435473 + j 0.006637$$

$$\begin{aligned}
 I_4 &= I_3 / (I_3 + I_4) \\
 &= (3.493043 \angle 145.58^\circ) / (3.493043 \angle 145.58^\circ + 2.694641 \angle 147.13^\circ) \\
 &= 0.564527 - j0.006637
 \end{aligned}$$

Una vez hallados d_3 y d_4 , y conocidos los valores la primera fila de Z_{barras} tenemos los valores t_1 y t_2

$$\begin{aligned}
 t_1 &= Z_{11} / (d_3 Z_{13} + d_4 Z_{14}) \\
 &= 0.002912 - j2.582873 / (0.435473 + 0.006637 \angle -0.000795 - j2.601368 + 0.564527 - \\
 &\quad j0.006637 \angle -0.000072 - j2.597772) \\
 &= 0.993642 \angle 0.07^\circ = 0.993651 + j0.001214
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 t_2 &= Z_{12} / (d_3 Z_{13} + d_4 Z_{14}) \\
 &= -0.001787 - j2.60631 / (0.435473 + 0.006637 \angle -0.000795 - j2.601368 + 0.564527 - \\
 &\quad j0.006637 \angle -0.000072 - j2.597772) \\
 &= 1.002659 \angle -0.03^\circ = 1.002659 - j0.000525
 \end{aligned}$$

Obtenidos los términos t_i y t_j procedemos a formar la matriz de transformación de corrientes C

$$C = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ -0.432677 - j0.007099 & -0.436611 + j0.005875 & -0.432677 - j0.007099 \\ -0.590951 + j0.005875 & -0.566025 + j0.009616 & -0.590951 + j0.005875 \end{bmatrix}$$

luego realizamos la multiplicación de matrices entre $C^T R_{\text{barras}} C^*$

A partir de V_1 y Z_{11} obtenemos la corriente sin carga

$$I_n^0 = -V_1 / Z_{11} = -1 \angle 0^\circ / 2.5829 \angle 270.06^\circ = -0.000405 - j0.387162$$

Los términos α_1 y α_2 se obtienen de la siguiente manera

$$\begin{aligned} \alpha_1 &= 1 - j(Q_1 / P_1) / V_1^* = 1 - j(1.87224 / 1.913152) / 1 \angle 0^\circ = 1.3991737 \angle -44.38^\circ \\ &= 1 - j0.978602 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \alpha_2 &= 1 - j(Q_2 / P_2) / V_2^* = 1 - j(1.325439 / 3.18) / 1 \angle -2.44^\circ = 1.083386 \angle 339.81^\circ \\ &= 1.016816 - j0.373914 \end{aligned}$$

Una vez obtenidos α_1 , α_2 , I_n^0 , $C^T \cdot R_{\text{barra}} \cdot C^*$ procedemos a calcular la matriz hermitiana T_α . de esta matriz obtenida utilizamos la parte real para calcular la matriz B de coeficientes de pérdida en por unidad siendo a partir de esta que se obtienen las pérdidas del sistema

Pérdidas del sistema = 0.093169 p.u.

Si asumimos una potencia base $S_{\text{base}} = 100\text{Mw}$, tenemos que las pérdidas del sistema son 9,315 Mw.

ANEXO 2

ASTM Designación: D 2880-94

NORMAS PARA FUEL OIL DE TURBINAS A GAS

Esta norma es publicada bajo la designación D 2880, el número inmediato siguiente de la designación indica el año de adopción original o, en caso de revisión, el año de la última revisión. Un número en paréntesis indica el año de la última reprobación. Un superíndice epsilon (ϵ) indica un cambio editorial desde la última revisión o reaprobación.

Esta norma ha sido aprobada para ser usada por agencias del Departamento de Consulta de Defensa el índice DoD de Normas y Estándares para el año específico de publicación el cual ha sido adoptado por el Departamento de Defensa.

I. ALCANCE

- 1.1 Estas normas cubren la selección del combustible para turbinas a gas, exceptuando las que se usan en aviación, como guía para las partes interesadas tales como los fabricantes de turbinas y los proveedores y compradores de fuel oil. Las especificaciones para las propiedades del combustible al tiempo y lugar de transferir custodia al usuario.
- 1.2 Dos apéndices proveen solo propósitos de información y no constituyen requerimientos de esta especificación a menos que haya consentimiento mutuo entre las partes interesadas.

- 1.2.1 El Apéndice X1 describe los cinco grados del combustible de turbinas a gas cubierta por esta norma. Adicionalmente, se plantea el significado de varios métodos de prueba usados en la inspección de combustibles.
- 1.2.2 El Apéndice X2. Trata sobre las fuentes de contaminantes de combustible y nota el significado de cada contaminante en la operación de turbinas a gas y sistemas de combustible de turbinas a gas. El significado de partículas de rastros de metales son recomendados para los varios grados de combustibles de turbinas a gas, pero estos límites recomendados no constituyen un requerimiento de la especificación a menos que se este mutuamente de acuerdo o por las partes interesadas. Las limitaciones debido a los usos de aceite usado o reciclado son también notadas.

2. DOCUMENTOS DE REFERENCIA

2.1 Normas ASTM:

- D 56 Método de Prueba para Punto de Inflamación por el método Tag
- D 86 Método de Prueba para Destilación de Productos de Petróleo
- D 93 Métodos de Prueba para Punto de Inflamación por el método Pensky - Martens
- D129 Método de Prueba para Azufre en Productos de Petróleo (Método de Bomba)
- D 396 Especificaciones para Fuel Oils
- D 445 Método de Prueba para Viscosidad Cinemática de Líquidas Transparentes y Opaco
- D482 Método de Prueba para Cenizas de Productos de Petróleo
- D524 Método de Prueba para Residuos de Carbón de Productos de Petróleo
- D975 Especificación para Diesel

D1266 Método de Prueba para Azufre en Productos de Petróleo (Método de Lampara)

D1298 Método de Prueba para Densidad. Densidad relativa (Gravedad Especifica), o Gravedad API de Petróleo Crudo y Productos de Petróleo liquido por el Método Hidrómetro

D1552 Método de Prueba para Azufre en Productos de Petróleo (Método de Alta Temperatura)

D1796 Método de prueba para Agua y Sedimento en Fuel Oils por el Método Centrifugo (Procedimiento de Laboratorio)

D2622 Método de Prueba para Azufre en Productos de Petróleo por Espectrometria de Rayos X

D3605 Método de Prueba para Metales Troceados en Combustibles de Turbinas a Gas por Absorción Atómica y Espectroscopio de Emisión de Llama

D 4052 Método de Prueba para Densidad y Densidad Relativa de Líquidos por Densidad Digital Métrica

D4294 Método de Prueba para Azufre en Productos de Petróleo por Energía-dispersiva Espectroscopio de Rayos-X Fluorescencia

D4418 Practica para Recibir, Almacenar y Manejo de Combustibles para Turbinas a Gas

D 4865 Guía para Generación y Disipación de Electricidad Estática en Sistemas de Combustibles de Petróleo.

3. TERMINOLOGÍA

3.1 Descripciones de Términos Específicos a esta Norma:

3.1.1 Contaminantes de combustibles- los componentes del combustible como aceites hidrocarbonos. En el presente contexto los contaminantes son

materiales extraños que hacen el combustible menos apropiado o inapropiado para el uso.

3.1.2 Combustible entrando a la caldera- el combustible que esta actualmente quemado en la turbina a gas. Al combustible se le puede sacar una muestra en un punto por arriba del punto de entrada a la caldera, provista la muestra es representativo del combustible actualmente entrando a la caldera.

4. REQUERIMIENTOS GENERALES

4.1 Los combustibles incluso especificados deberian ser de mezcla homogénea de aceites hidrocarbonos libre de ácido inorgánico, y libre de cantidades excesivas de sólidos o de material extraño fibroso que hacen frecuente la limpieza de coladores consecuentes necesarios.

4.2 Todos los grados contienen componentes residuales debiendo permanecer homogéneos en almacenamiento normal y no separarse por gravedad hacia la luz y componentes de aceite pesado fuera de los limites de viscosidad para el grado.

5. REQUERIMIENTOS ESPECÍFICOS

5.1 Los varios grados del fuel oil de la turbina a gas ajustaran los requerimientos limitantes mostrados en la Tabla 1.

5.2 Las modificaciones de los requerimientos limitantes y la inclusión de aditivos de combustible para obtener condiciones especiales de operación deben ser aceptadas por las partes interesadas.

Tabla1. Requerimientos de Fuel Oil para Turbinas a Gas

Propiedad	Método	Grado				
	ASTM	No. O-GT	No. 1-GT	No.2-GT	No. 3-GT	No. 4-GT
Punto de Inflamación	D 93	<i>E</i>	38 (100)	38(100)	55(130)	66(150)
Agua y sedimentos	D 1796	0.05	0.05	0.05	1	1
Destilación	D86					
Temperatura						
Viscosidad Cinemática a 40° C	D445	<i>E</i>	1.3	1.9	5.5	5.5
a 100° C			2.4	4.1		
Residuo de Carbón en 10% de destilacion	D524	0.15	0.15	0.35		
Ceniza						
%Masa. max	D482	0.01	0.01	0.01	0.03	
Densidad a 15° C kg/m3	D 1298					
max			850	876		

5.3 Las propiedades listadas en esta especificación son de un gran significado obteniendo desempeño aceptable de la turbina. Sin embargo, metales trazeados, en iguales partes fraccionadas por millones son perjudiciales para la vida de servicio de la turbina a gas. La información de la máxima concentración de elementos metálicos críticos en el combustible tal como entra a la caldera(s) es proporcionada en el Apéndice X2.

6. MÉTODOS DE PRUEBA

6.1 Los requerimientos enumerados en esta norma deberían ser determinados de acuerdo con los siguientes métodos ASTM:

6.1.1 Punto de Inflamación- Métodos de Prueba D93, excepto donde otros métodos son prescritos por ley para la determinación del mínimo punto de inflamación.

6.1.2 Agua y Sedimento - Método de Prueba D 1796

6.1.3 Residuos de Carbón- Método de Prueba D 524

6.1.4 Ceniza -Método de Prueba D 482

6.1.5 Destilacion-Metodo de Prueba D 86

6.1.6 Viscosidad-Metodo de Prueba 445

6.1.7 Densidad - Método de Prueba D 1289 o D 4052

6.1.8 Azufre - Método de Prueba D 129, D1552, D 2622 y D 4294 puede ser usado para todos los grados.

APENDICES

XI SIGNIFICADO DE ESPECIFICACIONES ASTM PARA FUEL OILS DE TURBINAS A GAS

XI.1 Alcance

XI.1.1 Esta norma divide a los fuel oils comprendidos por las Normas D 396 D975 en cuatro grados, basados en su aplicación para uso en turbinas a gas. También hay un grado No 0-GT para cubrir inflamaciones bajas de naftas. La norma no incluyen los combustibles utilizados en aviones.

XI.1.2 Las propiedades físicas de los fuel oils comerciales que son importantes en la operación de la turbina a gas son generalmente las mismas que se especifican en las normas D 396 y D 975. Además, la experiencia de la operación de turbinas a gas ha mostrado que las propiedades químicas de la ceniza del fuel oil deben ser controladas ya que las sustancias de deshecho presentes en la ceniza del aceite pueden causar corrosión y depósitos en aquellas partes de la turbina que deben ser operadas en superficies de temperaturas de 593°C para arriba. Esta norma incluye la aplicación de propiedades físicas desde la Norma D 396 y D 975. El apéndice X2 lista restricciones requeridas para un control de alta temperatura de corrosión y depósitos.

X1.2 Grados

X1.2.1 Grado 0-GT incluye nafta, Jet B, y otros hidrocarburos líquidos livianos que tienen como característica un punto de inflamación bajo y viscosidad baja si se compara con el kerosine y fuel oils.

X1.2.2 Grado 1-GT es un fuel oil destilado liviano apropiado para el uso en todas las turbinas a gas.

X1.2.3 Grado 2-GT, el cual es un destilado más pesado que el Grado 1-GT, puede ser usado por turbinas a gas que no requieren características de Grado 1-GT. Un equipo de calentamiento de combustible puede ser requerido por la turbina de gas dependiendo del diseño del sistema de combustible o condiciones de temperatura ambiente, o ambas.

X1.2.4 Grado 3-GT puede ser un destilado más pesado que el de Grado 2-GT un residuo del fuel oil que tiene requerimientos de poca ceniza, o una mezcla de destilado con fuel oil residual. El calentamiento del combustible será requerido por la turbina a gas en casi toda instalación.

X1.2.5 Grado 4-GT incluye la mayoría de residuales y algunos crudos. Debido a la gran variación y necesidad del control de propiedades, el fabricante de la turbina a gas debería ser consultado con respecto a aceptar límites en propiedades.

X1.3 Selección del Grado Particular

X1.3.1 La selección del fuel oil de una turbina a gas en particular de uno de estos cinco grados ASTM requiere los siguientes factores:

- X1.3.1.1 Disponibilidad del combustible,
- X1.3.1.2 Diseño de la turbina a gas y el manejo del sistema de combustible
- X1.3.1.3 Mantenimiento de la turbina a gas y
- X1.3.1.4 Requerimientos de operación para la turbina a gas.

X1.4 Significado de los Métodos de Prueba

X1.4.1 El significado de las propiedades del fuel oil en cuyas limitaciones están por las específicas son las siguientes:

- X1.4.1.1 El Punto de Inflamación es una indicación de la máxima temperatura a la cual el fuel oil puede ser almacenado y manejado sin riesgo de algún incendio. El mínimo punto de inflamación permisible es usualmente regulado por leyes federales, de estado o municipales y esta basada en practicas aceptadas en manipulación y uso.
- X1.4.1.2 Agua y Sedimentos - Cantidades apreciables de agua y sedimentos en el fuel oil tienden a causar obstrucción a las facilidades de manipulación del combustible y dar problema en el sistema de combustible en la turbina a gas. Una acumulación de sedimento en los tanques de almacenamiento y en las pantallas de los filtros puede obstruir el flujo de aceite del tanque a la caldera de la turbina a gas. El agua en los combustibles destilados puede causar corrosión de tanques y equipo, y agua en el combustible residual puede causar emulsiones.

- X1.4.1.3 El Residuo de Carbón es una medida del material carbonoso dejado en un combustible después de que todos los componentes volátiles son vaporizados en ausencia de aire.
- X1.4.1.4 La Ceniza es el material no combustible en un aceite. La formación de material de ceniza puede estar presente en el fuel oil en dos formas: 1) partículas sólidas y 2) componentes metálicos de aceite -o agua-.
- X1.4.1.5 Destilación - La prueba de destilación muestra la volatilidad de un combustible y la facilidad con la que puede ser vaporizado. La temperatura de destilación no es directamente significativa en la operación de turbinas a gas diseñadas para Grados 3-GT y 4-GT. En otras turbinas a gas que son más susceptibles a depósitos de carbón y formación de humo, el más volátil de los combustibles puede proveer de un mejor desempeño.
- X1.4.1.6 La Viscosidad de un fluido es una medida de su resistencia a fluir. En un fuel oil tiene gran importancia ya que indica la relativa facilidad con la cual el aceite va a fluir o puede ser bombeado y la facilidad de atomización por los combustibles. La mínima viscosidad está limitada porque algunos combustibles bombeados no van a funcionar satisfactoriamente si la viscosidad alcanza valores demasiado bajos. La máxima viscosidad está limitada ya que una gran viscosidad puede causar pérdida de presión excesiva en el sistema de tubería, y una atomización del combustible muy pobre.

X1.4.1.7 La Densidad solo es de una pequeña significancia como una indicación de las características de encendido del fuel oil. Sin embargo, cuando se usa en conjunto con otras propiedades, es un valor de relación de peso -volumen y calculando el valor de calentamiento de energía específica de un aceite.

X1.4.1.9 El Azufre, normalmente quemado a dióxido de azufre, también puede ser oxidado parcialmente a trióxido de azufre el cual puede entonces combinarse con componentes de sodio y potasio de la ceniza en el combustible para formar sulfatos, piro-sulfatos, y cada componente como trisulfato de sodio o potasio. Los piro-sulfatos, y los trisulfatos tienen puntos de ebullición en los rangos de operación de las turbinas a gas. Por lo tanto, los componentes producen corrosión severa en las paletas de la turbina. En general, se ha encontrado impracticable para prevenir corrosión limitando el contenido de azufre del combustible, pero la corrosión de este tipo es controlada limitando el sodio y potasio. Las turbinas a gas con equipo de recuperación de calor de deshecho puede requerir control de azufre adicional para prevenir la corrosión.

X2. SIGNIFICADO DE CONTAMINANTES DE COMBUSTIBLE Y METALES EN SISTEMAS DE COMBUSTIBLE

X2.1 Alcance

X2.1.1 Este apéndice discute las fuentes de contaminantes de combustible y nota el significado de cada contaminante en la operación de las turbinas a gas y en sistemas de combustible de turbinas a gas.

X2.1.2 El significado particular de rastros de metales en las turbinas a gas de combustibles es notada y supera los límites de los rastros de metales que son recomendados para los varios grados de los combustibles de las turbinas a gas.

X2.2 Fuentes de Contaminantes

X2.2.1 El agua puede estar presente en el combustible como agua disuelta o como agua libre (no disuelta), o ambas. El agua libre puede ser dulce o salina. El agua dulce puede entrar al combustible desde el vapor en los tanques de almacenamiento, de la condensación de la humedad del aire. El agua salina puede entrar al combustible durante la transportación en barcasas o tanqueros.

X2.2.2 Viscosidad microbial puede resultar cuando las condiciones llevan al crecimiento de microorganismos, los cuales están siempre presente. La presencia del agua libre es esencial para el crecimiento de muchos de estos microorganismos, los cuales crecen en la parte de abajo del tanque de agua y se alimentan de los nutrientes del agua o de los hidrocarburos.

X2.2.3 Una fuente importante de partículas sólidas en los sistemas de combustible de una turbina a gas puede ser la degradación del combustible a la forma de componentes insolubles de combustible. Las reacciones químicas que causan esta degradación varían con la composición química del combustible pero pueden incluir oxidación, polimerización, y reacciones de ácidos. El uso apropiado de aditivos puede proveer algún control de estas reacciones.

X2.2.4 Los metales pueden estar presentes como componentes metálicos en el combustible como un resultado natural de la composición del crudo y del proceso de refinamiento. Sin embargo, a menos que se tomen las precauciones debidas, se pueden adicionar componentes metálicos durante la distribución y almacenaje.

X2.3 Significado de los contaminantes

X2.3.1 Los niveles de contaminación en el combustible entrante a la caldera debe ser baja para mejorar la vida de la turbina. Niveles bajos de contaminación en el combustible en los sistemas de combustible de las turbinas en planta es requerido para minimizar la corrosión y los problemas de operación. Para proveer combustible de adecuada limpieza a la caldera de la turbina a gas puede requerirse acciones especiales por el usuario. Estas acciones deben incluir convenios especiales de transportación con el proveedor de combustible, un cuidado particular en el almacenamiento de combustible y procedimientos de control de calidad y establecimiento de procedimientos de limpieza. Cada una de las cuatro clases de contaminantes definidas en X2.2.2 tiene su propio significado en la operación del sistema.

X2.3.2 El agua puede causar corrosión de los tanques, tubería, distribuidor del flujo, y bombas. La corrosión o productos de corrosión en mecanismos de tolerancia tales como distribuidores de flujo que puede causar taponamiento y pueden parar el flujo a las turbinas. El agua libre es potencialmente corrosiva; en combustibles que contienen azufre, puede ser particularmente corrosivo. El agua libre puede contener sales disueltas que pueden ser corrosivas, y pueden estimular el crecimiento microbiológico.

X2.3.3 La viscosidad microbiana causado por microorganismos puede tapar filtros. Algunos organismos pueden causar corrosión así como también producir viscosidad. Bajo condiciones anaerobicas, el sulfito de hidrogeno, el cual puede causar corrosión, pueden ser generadas por acción biológica. Bioácidos están disponibles para controlar el crecimiento de microorganismos, pero sus efectos en los niveles de rastros de metal y otras propiedades de los combustibles deberían ser consideradas. Ya que el agua es requerida para el crecimiento de los microorganismos, una manera de controlar su crecimiento es eliminar la presencia de agua por medio de operaciones de limpieza de tanques o de otras técnicas de separación.

X2.3.4 Las partículas sólidas pueden acortar la vida de los componentes del sistema de combustible. La vida de las bombas de combustible y de varios dispositivos de tolerancia es una función de niveles particulares y del tamaño de la distribución en el combustible. Los niveles altos de partículas se pueden dejar para ciclos de tiempo cortos en la operación de filtros, separadores/filtros, centrifugas, y purificadores electrostáticos. Ya que cada dispositivo de separación no remueve todas las partículas, ciertas cantidades van a estar presentes mas adelante en el combustible.

X2.3.5 Los rastros metales se refiere a los metales presentes como componentes metálicos en solución y los metales presentes en partículas como moho. Están disueltos o suspendidos en los hidrocarburos del combustible o en el agua libre presente en el combustible.

Aunque los niveles bajos de los rastros metales en un combustible promueven un servicio mas largo de la turbina de un punto de vista de corrosión, la especificación de niveles excesivamente bajos pueden limitar la disponibilidad del combustible o incrementar materialmente su costo.

La Tabla X2.1 sugiere niveles de rastros de metales que probablemente dan servicio satisfactoriamente.

Tabla X2.1 Limites de rastro de metales del combustible

Designación	Limite de rastro de metales, mg/kg			
	Vanadio (V)	Sodio mas Potasio (Na + K)	Calcio (Ca)	Plomo (Pb)
No. 0-GT	0.5	0.5	0.5	0.5
No. 1-GT	0.5	0.5	0.5	0.5
No. 3-GT	0.5	0.5	0.5	0.5
No. 4-GT	(Consultar con el fabricante de la turbina)			

X2.3.6 El Sodio y Potasio se pueden combinar con vanadio para formar el cual se fusiona a temperaturas de 566°C y puede combinarse con azufre en el combustible para producir sulfatos con puntos de fusión en el orden de operación de la turbina a gas. Estos componentes producen corrosión severa, y para la operación de turbinas a gas a temperaturas sobre los 650°C aditivos no están en uso general el cual controla tal corrosión. Por lo tanto, el nivel de sodio -mas -potasio debe ser limitado, pero cada elemento es medido separadamente. Algunas instalaciones de turbinas a gas incorporan sistemas para lavar aceite con agua para reducir el nivel de sodio-mas-potasio. En las instalaciones donde el combustible es movilizado via marítima, el nivel de sodio-mas-potasio debería ser chequeado antes de ser usado para asegurar que el aceite no ha sido contaminado con agua de mar. Para la operación de turbinas a gas a temperaturas por debajo de 650°C (1200°F), la corrosión debida a los componentes de sodio es de menor importancia y puede ser además reducida por aditivos con base de silicon. Un gran contenido de sodio es beneficioso en estas turbinas incrementa la solubilidad del agua de los depósitos y de este modo incrementa la facilidad con la que las turbinas a gas pueden ser lavadas con agua para obtener recuperación de la operación.

X2.3.7 El calcio no es perjudicial de una corrosión: de hecho, sirve para inhibir la acción corrosiva del vanadio. Sin embargo, el calcio puede dejar depósitos que no se rompen cuando la turbina a gas se apaga, y que no son fácilmente removidos por agua de lavado de la turbina. Los sistemas de lavado de combustible usados en algunas instalaciones de turbinas a gas para reducir los niveles de sodio y potasio son mas bajos que el contenido de calcio del fuel oil.

X2.3.8 El Vanadio puede formar componentes de bajo fusión tales como el pentóxido de vanadio que se fusiona a 691°C, y causa ataques de corrosión severa en todas las aleaciones de gran temperatura usadas para las paletas de la turbina a gas. Si hay suficiente magnesio en el combustible, se combinara con el vanadio para formar componentes con puntos de fusión altos y así reducir la corrosión a un nivel aceptable. La ceniza resultante forma depósitos en la turbina y requerirá procedimientos de limpieza apropiados.

X2.3.8.1 Cuando el vanadio se presenta en mucho mas que cantidades de rastro tanto en exceso de 0.5 mg/kg o un nivel recomendado por el fabricante de la turbina, es necesario mantener una relación de peso de magnesio o vanadio en el combustible no menor a 3.0 para controlar la corrosión.

X2.3.8.2 Un limite superior de 3.5 es sugerido debido a que relaciones grandes conducirán a proporciones grandes innecesarias de deposito de ceniza. En la mayoría de los casos, la relación de magnesio a vanadio requerido será obtenido por adiciones de componentes de magnesio al fuel oil. Los requerimientos especiales cubriendo la adición y el tipo de aditivo de magnesio, o equivalente, debería ser especificado por mutuo consentimiento entre las partes interesadas. El aditivo varia

dependiendo de la aplicación, pero es siempre esencial que haya una dispersión fina y uniforme del aditivo en el combustible en el punto de combustión.

X2.3.8.3 Para turbinas a gas operando a temperaturas por debajo de los 650°C, la corrosión de la aleación a gran temperatura es de menor importancia, y el uso de un aditivo a base de silicón reducirá la corrosión por absorción y dilución de los componentes del vanadio.

X2.3.9 El Plomo puede causar corrosión y además puede estropear los beneficios inhibiendo los efectos de aditivos de magnesio en la corrosión de vanadio. Ya que el plomo es raramente encontrado en cantidades significativas en el crudo, su aparición en el fuel oil es primariamente el resultado de la contaminación durante el procesamiento o transportación.

BIBLIOGRAFIA

1. "Renewable Energy Sources for fuels and Electricity", Johanson Kelly Reddy . Williams Burnham. pp. 1011 - 1013
 2. "Manual Practico de electricidad para Ingenieros", McGraw Hill . Donalg G. Fink. H. Wayne Beaty, John M. Carroll, Tomo I.
 3. "Análisis de Sistemas de Potencia ", McGraw Hill, 1996. John J. Grainger, William J. Stevenson Jr., pp. 254-257, 276-281, 509-517.
 4. "Power Generation, Operation & Control", Allen J. Wood, Bruce F. Wollenberg. caps. 3, 5, 7.
 5. "Métodos de Optimización ", Hugo Tobar Vega . pp. 21-30
 6. "Cursos de Maquinas Hidráulicas",Fac. de Ingeniería UNAM, Representaciones Serv. Ing. 1968. Miguel Reyes Aguirre, . pp. 23-25.
 7. Centrales Eléctricas Colección CEAC. Primera Edición 1972. Ediciones CEAC S.A. Barcelona España pp. 145-150.
- " Annual Book of ASTM Standards" , Petroleum Products, Lubricants and Fossil Fuels. Section 5, 1994.