

UNIVERSIDAD POLITECNICA SALESIANA

SEDE CUENCA

FACULTAD DE INGENIERIAS

CARRERA: INGENIERIA ELECTRICA

**Tesis previa a la obtención del
Título de Ingeniero Eléctrico**

TITULO:

**DESPACHO ECONÓMICO DE POTENCIA DIARIA
APLICADO AL SISTEMA NACIONAL ECUATORIANO**

AUTOR:

Wilson Fernando Pérez Reinoso

Jaime Leonardo Méndez Silva

DIRECTOR:

Ing. Diego Chacón.

CUENCA - ECUADOR

DECLARATORIA DE RESPONSABILIDAD

CERTIFICO:

Que los señores Jaime Leonardo Méndez S. y Wilson Fernando Pérez R.
elaboraron el presente trabajo de tesis bajo mi supervisión.

Cuenca, Julio del 2011

.....

Ing. Diego Chacón

DIRECTOR

DECLARATORIA DE RESPONSABILIDAD

Los conceptos desarrollados, análisis, propuestas y conclusiones del presente trabajo, son de exclusiva responsabilidad del autor.

A través de la siguiente declaración cedo el derecho de propiedad intelectual de este trabajo a la Universidad Politécnica Salesiana, según lo establecido por la ley de propiedad intelectual, por su reglamento y normativa vigente.

Cuenca, Julio del 2011

.....

Jaime Méndez Silva

.....

Wilson Pérez Reinoso

DEDICATORIA

Este trabajo de tesis que significa la culminación de una etapa más de mi carrera la dedico con mucho amor y cariño a:

Mi esposa Lorena quien con mucho amor y cariño me apoyo en los momentos buenos y malos.

Mis padres Gonzalo y Blanca, quienes han sido y serán mi mayor ejemplo en mi vida y que supieron guiarme por el camino del bien y a mis hermanos que siempre me supieron apoyar en las todo momento que los necesité y estuvieron a mi lado.

Wilson Pèrez Reinoso

DEDICATORIA

Este trabajo lo dedico a mi mamá, por ser mi ejemplo de perseverancia y de lucha constante, y de igual manera a mi esposa e hijo que forman el pilar más importante dentro de mi vida personal y del inicio de mi carrera profesional...

Y de manera general a mis hermanos, hermanas y demás familiares por ser un apoyo incondicional.

Y una dedicatoria especial a un amigo que ante las adversidades supo sacar adelante este proyecto hasta su culminación.

Jaime Méndez Silva

INDICE DE CONTENIDOS

1. Justificación.....	1
1.2. Alcance.....	2
1.3. Objetivos.....	2
1.4. Estructura de la tesis.....	2
2. Sistemas Hidrotérmicos.	
2.1. Introducción.....	4
2.2. Sistemas Térmicos.....	4
2.2.1. Características Principales.....	4
2.2.2. Costos de Operación.....	6
2.2.3. Costos de Combustibles.....	7
2.2.4. Restricciones en la Operación.....	9
2.2.5. Tipos de centrales térmicas.....	11
2.2.5.1. Centrales térmicas de carbón.....	11
2.2.5.2. Centrales térmicas de fuel oil.....	11
2.2.5.3. Centrales térmicas de gas natural.....	12
2.2.5.4. Centrales Térmicas de ciclo combinado.....	12
2.2.5.5. Centrales térmicas de combustión de lecho fluidizado.....	13
2.2.5.6. Centrales Térmicas (Gicc) Gasificación de Carbón Integrada en ciclo combinado.....	14
2.3. Sistemas Hidroeléctricos.....	14
2.3.1. Características Principales.....	14
2.3.2. Costos de Operación en Unidades.....	18
Hidroeléctricas de Embalse.	
2.3.3. Restricciones en la Operación.....	19
2.4. Interconexiones.....	21
2.4.1. Características generales.....	21
2.4.2. Capacidad de generación.....	22
2.4.3. Interconexiones eléctricas en América latina.....	22
2.5. Coordinación Hidrotérmica.	
2.5.1. Características.....	24
2.5.2. Modelos de Largo Plazo.....	25
2.5.3. Modelos de Mediano Plazo.....	26

2.5.4. Modelos de Corto Plazo.....	26
2.6. Predespacho de Unidades Térmicas.....	27
2.6.1. Características.....	27
2.6.2. Consideraciones.....	28
2.6.3. Planteamiento Matemático.....	29
2.7. Despacho Económico de Carga.....	30
2.7.1. Características.....	30
2.7.2. Planteamiento Matemático.....	30
2.8. Flujos de Carga.....	31
2.8.1. Efectos del Sistema de Transmisión.....	32
2.8.2. El Problema del Flujo de Potencia en una Red DC.....	34
2.8.3. La Formulación del Flujo de Potencia en AC.....	35
2.8.4. Métodos de solución del Flujo de Potencia en AC.....	38
2.8.4.1. Métodos de Gauss Seidel.....	38
2.8.4.2. Método de Newton-Raphson.....	39
2.8.5. Pérdidas de Transmisión.....	41
3. Métodos de Optimización	
3.1. Introducción.....	45
3.2. Métodos de Programación Matemática.....	45
3.2.1. Método de la Derivada.....	46
3.2.2. Método de Iteración-Lambda.....	50
3.2.3. Método del Gradiente.....	54
3.2.3.1. Gradiente Reducido.....	57
3.2.4. Método de Newton.....	58
3.2.5. Factores de Participación.....	60
3.3. Métodos Enumerativos.....	62
3.3.1. Programación Dinámica.....	62
4. Implementación de los Algoritmos a un Sistema de 6 nodos.	
4.1. Sistema de 6 nodos	63
4.1.1. Características del sistema	63
4.2. Formulación del problema	65
4.2.1.1. Despacho de carga	66
4.2.1.2. Flujo de Potencia	66

4.3. Resolución de Problema	67
4.3.1.1. Resultados del despacho.....	67
4.3.1.1.1. Despacho del Ejemplo.....	67
4.3.1.1.2. Despacho mediante el Programa.....	68
4.3.1.2. Resultados del Flujo de Potencia.....	69
4.3.1.2.1. Flujo de Potencia del Ejemplo.....	69
4.3.1.2.2. Flujo de Potencia mediante el Programa.....	71
4.4. Comparación de Resultados.....	73
5. Implementacion de un algoritmo al S.N.I en matlab.....	74
5.1. Sector Eléctrico Ecuatoriano.....	74
5.2. Metodología del Despacho de Carga por el CENACE.....	77
5.3. Prioridad de Despacho de las Unidades.....	79
5.4. Metodología del Despacho de Carga por el Programa propuesto...	79
5.5. Operación del programa.....	79
5.6. Comparación de Resultados.....	80
6. Conclusiones.	82
Bibliografía.....	83
7. Anexos.....	84
7.1. Anexos.....	84
7.2. Tabla de datos.....	88
7.3. Tabla de ingreso de datos.....	89
7.4. Programa de despacho.....	103
7.4.1. Detalles del programa.....	103
7.4.1.1. Pantalla de ingreso.....	103
7.4.1.2. Vinculo de muestra de Datos de ingreso.....	104
7.4.1.3. Vinculo de grafica de Demanda.....	104
7.4.1.4. Vinculo de programa de Despacho.....	105
7.5. Despacho del CENACE.....	106
7.6. Lineas de programación.....	108

Glosario de términos.

Alta tensión

Nivel de voltaje superior a 40 kV., y asociado con la Transmisión y Subtransmisión.

Baja tensión

Instalaciones y equipos del sistema del Distribuidor que operan a voltajes inferiores a los 600 voltios.

Empresa Generadora

Aquella que produce Energía eléctrica, destinada al mercado libre o regulado.

Empresa Transmisora

Empresa que presta el servicio de transmisión y transformación de la tensión vinculada a la misma, desde el punto de entrega de un generador o un autoproducer, hasta el punto de recepción de un distribuidor o un gran consumidor.

Empresa Distribuidora

Es la que tiene la obligación de prestar el suministro de energía eléctrica a los consumidores finales ubicados dentro del área respecto de la cual goza de exclusividad regulada.

Gran Consumidor

Consumidor cuyas características de consumo le facultan para acordar libremente con un Generador o Distribuidor el suministro y precio de energía eléctrica para consumo propio.

Media tensión

Instalaciones y equipos del sistema del Distribuidor, que operan a voltajes entre 600 voltios y 40 kV.

Sistema Nacional Interconectado (SNI)

Es el sistema integrado por los elementos del Sistema Eléctrico conectados entre sí, el cual permite la producción y transferencia de energía eléctrica entre centros de generación y centros de consumo, dirigido a la prestación del servicio público de suministro de electricidad.

Sistema No Incorporado (SNI)

Aquel que no está conectado al Sistema Nacional Interconectado.

Generación Hidráulica

Es aquella que utiliza el agua como recurso primario, para producir electricidad.

Generación Térmica

Es aquella que utiliza Diesel 2, Fuel Oil 6 (Búnker), Gas, entre otros, para producir electricidad.

Energía facturada (Consumo de Energía)

Es la energía facturada por las Empresas Eléctricas a sus clientes, la unidad de medida es el kWh.

Energía Bruta

Es la energía total producida por una unidad de generación.

Energía Neta

Es la diferencia de la energía total producida menos el consumo de auxiliares. (Valores negativos indican que el consumo de auxiliares es mayor que la generación).

Precios medios

Cociente de la facturación y venta de energía eléctrica por tipo de servicio.

Potencia instalada

Potencia especificada en la placa de cada unidad generadora.

Potencia efectiva

Es la potencia máxima que se puede obtener de una unidad generadora bajo condiciones normales de operación.

Costos de arranque y parada.

Costos que se reconocen a un Generador, que tiene una unidad turbo-vapor por el arranque de la misma, cuando el CENACE ha dispuesto parar dicha unidad por condiciones operativas del sistema. El costo que se reconocerá será el valor declarado por el Generador para un arranque en frío.

Costos fijos.

Son los costos necesarios para la instalación y operación de un determinado equipo (inversión, seguros, personal, depreciación, rentabilidad, etc.), sea que este funcione o no.

Costos estabilizados.

Costo marginal promedio, ponderado por la demanda proyectada del sistema, calculado a nivel estacional y utilizado en el cálculo de tarifas a consumidor final.

Costos incrementales.

Son los costos en los que incurre en producir o comprar el próximo kWh disponible.

Costo marginal de energía.

Es el costo de generar un kWh adicional en una hora determinada, correspondiente a aquella central que, en condiciones de despacho económico, sea la que atienda un incremento de carga.

Costo marginal de mercado.

El Costo marginal de energía, referido a la Barra de Mercado, mediante la aplicación del correspondiente factor de nodo horario.

Costos variables.

Son aquellos costos en los que se incurre para operar y mantener los equipos y que cambian en función de la magnitud de la producción.

Despacho de carga.

Administración, supervisión y control de los recursos de generación, interconexión y transmisión del Sistema Nacional Interconectado.

Despacho económico.

Es la asignación específica de carga de las unidades de generación, para lograr el suministro de energía de mayor economía en condiciones de confiabilidad y calidad, atendiendo las variaciones de la oferta y la demanda.

Despacho centralizado.

Es el despacho económico que realiza el CENACE a todos los generadores que tengan una unidad con capacidad nominal igual o mayor de 1 MW y que estén sincronizados al Sistema Nacional Interconectado, los cuales realizarán sus transacciones en el MEM.

Línea de transmisión.

Es la línea que forma parte del Sistema Nacional de Transmisión, opera a un voltaje superior a 90 kV, se extiende entre dos subestaciones adyacentes y consiste en un conjunto de estructuras, conductores y accesorios que forman una o más ternas (circuitos).

CAPÍTULO 1

1. Justificación

Con el crecimiento de la sociedad se ve incrementado de igual manera su consumo energético obligando a instalar nuevas centrales de energía, y a tener un adecuado manejo de los recursos energéticos tales como el agua (**centrales hidráulicas**), combustibles fósiles y naturales (**centrales térmicas**), por lo tanto resulta necesario que los sistemas eléctricos de potencia que son dinámicos de gran complejidad sean operados eficientemente, por lo que se requiere de adecuada toma de decisiones bajo estas condiciones para maximizar el uso de los recursos energéticos.

El uso eficiente de los recursos energéticos en un sistema hidrotérmico como es el sistema ecuatoriano, donde el suministro de energía es dependiente del uso y la disponibilidad del recurso hídrico; la energía producida a base del recurso hídrico resulta la menos costosa a razón de las centrales térmicas e interconexiones, por lo que este recurso es limitado en ciertas épocas del año, siendo necesario encontrar una óptima operación de las unidades de generación, siendo la meta minimizar los costos de operación del sistema satisfaciendo de forma simultánea las restricciones y uso del recurso.

En el Sistema Nacional Interconectado ecuatoriano (**SNI**), donde el esquema de despacho es centralizado en la que el operador del sistema (**CENACE**) lo realiza en base de algunos algoritmos de optimización, designando las condiciones en las cuales cada central de generación provee de energía al país. Por tal motivo se ha creído conveniente sentar precedentes en la realización de programas que realicen un manejo óptimo del recurso y realizados en nuestro país, donde el operador del sistema debe decidir que centrales térmicas entran en funcionamiento y que cantidad de agua usará cada embalse por cada hora en base de una predicción semanal y diaria de la demanda. En consecuencia existe la necesidad de programas de generación que procuren minimizar el costo total de operación del sistema, el cual debe considerar los costos de combustible para centrales térmicas, los costos de encendido y apagado de las mismas y el costo asociado al uso del agua en los embalses.

1.1. Alcance.

El trabajo de tesis será desarrollado en Matlab, de tal manera que los datos de entrada puedan ser ingresados de una base de datos.

En una primera parte del trabajo se lo realizará para un modelamiento de prueba de un sistema de 6 nodos y una vez realizada las pruebas se procederán a utilizarlo en el sistema eléctrico ecuatoriano.

Para establecer el despacho de carga se considera potencias mínimas y máximas de las unidades de generación, así como costos fijos y no funciones variables, lo cual cada sistema de generación reporta su costo fijo semestral al operador del sistema CENACE.

1.2. Objetivos.

Generales:

- Generar un algoritmo para la programación de despacho a corto plazo en el SIN (Sistema Nacional Interconectado).

Específicos:

- Conocer los métodos de despacho matemáticos.
- Implementar un algoritmo al SIN.
- Verificar y comparar resultados a despacho ya establecidos por el CENACE.
- Constatar la fiabilidad del programa.

1.3. Estructura de la Tesis

La estructura de la presente Tesis esta constituida por 7 capítulos en la cual se presenta una introducción al tema por cada uno de ellos para luego desarrollar el tema correspondiente. A continuación se presenta una breve síntesis de cada uno de los capítulos.

Capítulo 1. Se realiza el planteamiento del Tema de Tesis con su debida justificación, detallando su respectivo alcance y objetivos a cumplir en el desarrollo del mismo.

Capítulo 2. Se define y describe cada uno de los elementos que intervienen dentro de un despacho económico, tanto los sistemas de generación, como los conceptos relacionados con la programación de la generación hidrotérmica.

Capítulo 3. Se describen los métodos utilizados para un despacho económico, tanto los métodos generales como los matemáticos, haciendo énfasis en los Matemáticos tales como método de la derivada, método del gradiente, gradiente reducido, método de newton, método de iteración lambda.

Capítulo 4. Comprende el desarrollo del programa computacional para la programación hidrotérmica a corto plazo, utilizado el método de newton Rapshon aplicado a un sistema de 6 nodos.

Capítulo 5. Generamos un algoritmo aplicable al sistema eléctrico ecuatoriano para luego evaluar y comparar los resultados realizados por el CENACE..

Capítulo 6. Se exponen las conclusiones del trabajo de Tesis, indicando las principales recomendaciones para la dirección de futuros trabajos, señalando la bibliografía utilizada para el desarrollo del trabajo.

Capítulo 7. Se presentan los Anexos del trabajo

CAPITULO 2

2. SISTEMAS HIDROTÉRMICOS

2.1. Introducción.

Los sistemas hidrotérmicos están compuestos por centrales hidroeléctricas y centrales térmicas, donde cada una de ellas produce energía, en la que de una manera colectiva abastecen a toda una región o un país del recurso eléctrico, por tal motivo resulta necesario una coordinación o despacho óptima de operación de las unidades generadoras, obteniendo un costo de operación mínimo y satisfaciendo de manera simultánea las restricciones de cada unidad generadora y del sistema en su totalidad.

Para ello es necesario abordar el tema de una manera más tratable, donde el despacho de las unidades se la puede descomponer de una manera jerárquica temporal, tal como se observa en la Figura 2.1.



Figura 2.1: Descomposición jerárquica temporal de un sistema hidrotérmico.

En este capítulo se revisa de igual manera la importancia de la circulación de flujos de potencia con sus características principales.

2.2. Sistemas Térmicos.

2.2.1. Características Principales.

Una unidad termoeléctrica es aquella en la que mediante la quema de algún tipo de combustible (carbón, gas, fuel oíl, etc.) genera vapor en una caldera, el cual hace girar una turbina produciendo movimiento (energía mecánica) en su eje, en la que se encuentra acoplado al eje de un generador donde este, transforma la energía mecánica en energía eléctrica (figura 2.2.)

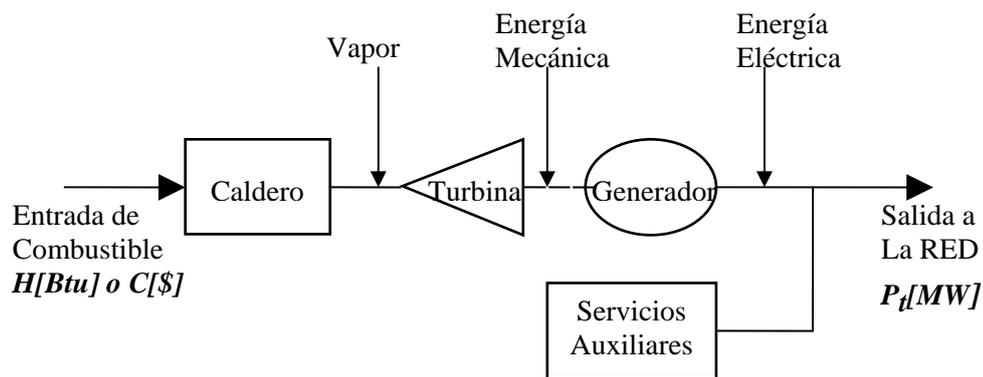


Figura 2.2: Esquema de una Unidad Generadora Termoeléctrica.

Donde

$H [Btu]$: Btu de calor por hora ala entrada de la unidad.

P_t : Potencia de Salida de la unidad.

Las Unidades térmicas presentan características importantes tales como:

Desacoplamiento temporal.

La toma de decisiones en las centrales térmicas en un periodo de programación no tiene mayores consecuencias en los periodos subsiguientes. Ya que la programación de estas centrales depende del consumo de combustibles, el cual en la mayoría de los casos se suponen que son provistos de una manera continua. Sin embargo estas suposiciones pierden validez ante ciertos tipos de compra del combustible que pueden restringir el uso de estas centrales.

Independencia de Generación.

La disponibilidad energética de una unidad no depende de cuánto genera la otra unidad. Por cuanto las unidades de una central son independientes, teniendo algunas limitaciones tales como la limitación en la capacidad de alguna línea de transmisión, restricciones medio ambientales en la emisión de gases.

Curva de Costos Directos.

Los costos de operación de las centrales térmicas no dependen de la energía entregada por otra unidad.

2.2.2. Costos de operación.

Los principales costos de operación de una unidad termoeléctrica son:

Costo de Partida

El Costo de partida está ligado a la cantidad de combustible requerido para llevar la caldera a la temperatura y presión necesaria para la operación de la turbina.

El costo de poner en marcha una unidad depende del tiempo que ésta ha permanecido apagada. Poner en funcionamiento una unidad fría requiere un mayor uso de combustible y por ende un tiempo mayor, para su plena operación. No obstante una unidad recientemente apagada ya no necesita volver a calentarse desde la temperatura inicial (temperatura ambiente).

Partiendo que el costo de partida es proporcional al enfriamiento de la unidad. (Figura 2.3) este puede expresarse como.

$$C_{encendido} = C_0(1 - e^{-\phi.t}) \quad (2.1.)$$

Donde:

C_0 : Costo de partida en frío.

ϕ : Razón de enfriamiento.

t : Tiempo (h) en que la unidad fue apagada.

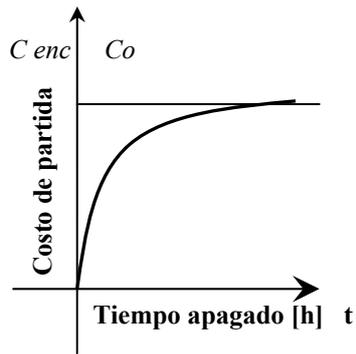


Figura 2.3. Costo de partida vs. Tiempo de apagado

Costo de apagado.

El costo de apagado corresponde al costo en que la unidad ha dejado de generar, considerando que este costo es independiente al tiempo en que la unidad ha estado operando.

Costo de combustible.

Una vez la unidad se encuentra en pleno funcionamiento su potencia de salida depende directamente de la energía calorífica [Mbtu/h] que recibe por la quema del combustible. Por lo tanto al conocer el costo del combustible se establece una relación entre el costo del combustible que entra y la potencia eléctrica que sale.

2.2.3. Costos de combustibles.

En unidades térmicas el costo más representativo en la operación es el costo asociado al uso del combustible, pudiendo observarse en las curvas propias de una unidad termoeléctrica, las cuales se describen a continuación.

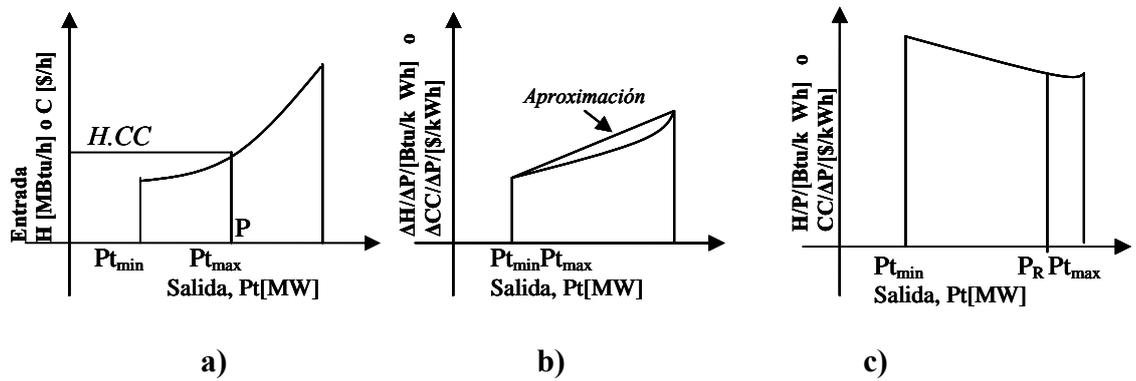


Figura 2.4. Curvas características de una unidad termoeléctrica

Cuerva de Entrada / Salida.

La figura 2.4.a muestra la característica de Entrada / Salida o curva de costos de combustible, donde la entrada corresponde a la energía calorífica H (Mbtu/h) o al costo del combustible CC (\$/h). El valor CC es H multiplicado por el costo unitario del combustible (\$/Mbtu) y la salida corresponde a la potencia eléctrica que entrega la unidad generadora P_t [Mw]. La relación que existe entre ellas se la puede modelar mediante una función cuadrática o llamada también Función Objetivo.

$$CC(P_t) = a \cdot P_t^2 + b \cdot P_t + c \quad (2.2)$$

con $P_{t_{MIN}} \leq P_t \leq P_{t_{MAX}}$

Donde:

$CC(P_t)$: Costos de combustible en función de P_t .

P_t : Potencia eléctrica de salida de una Unidad.

$P_{t_{MIN}}$: Potencia mínima capaz de suministrar una Unidad.

$P_{t_{MAX}}$: Potencia máxima capaz de suministrar una Unidad.

La función presentada es sin duda una gran aproximación para la gran mayoría de centrales térmicas, pero existen centrales mucho más complejas, lo que hace más complejo un tratamiento analítico.

Curva de Costos marginales del Combustible.

La Figura 2.4.b muestra el comportamiento de una función de costo marginal de combustible, la cual corresponde a la derivada de la curva de costos de Combustible o función objetivo ($CC(Pt)$), resultando en:

$$\frac{\Delta CC}{\Delta Pt} = \frac{dCC(Pt)}{dPt} = 2 \cdot a \cdot Pt + b \quad (2.3)$$

con $Pt_{MIN} \leq Pt \leq Pt_{MAX}$

Curva de Costo Unitario de Combustible.

La figura 2.4.c corresponde a la función de costos unitario de combustible, el cual resulta el cociente entre el costo del combustible y la potencia de salida, siendo este recíproco la eficiencia de una unidad.

En la curva el valor Pr indica el punto máximo de rendimiento. En general las unidades térmicas son diseñadas procurando que dicho valor sea cercano a su potencia máxima Pt_{MAX} de manera de tener un mayor rendimiento a plena carga, repercutiendo en el costo final de la energía a su potencia máxima.

2.2.4. Restricciones en la operación.

Las centrales térmicas poseen un sin número de restricciones de operación tales como:

Límites técnicos de operación.

Entre los límites técnicos de operación se encuentra la potencia mínima (Pt_{MIN}) de operación para que su funcionamiento sea estable, este valor oscila entre el 10% al 30% de la potencia máxima (Pt_{MAX}) en centrales que utilizan combustibles tales como gas o petróleo y del 20% al 50% de la potencia máxima en centrales con carbón.

Mínimo tiempo en funcionamiento.

Una vez que la unidad ha sido puesta en marcha, ésta no puede apagarse hasta que haya transcurrido un tiempo mínimo que asegure que la temperatura sea igual en toda la unidad generadora (particularmente en la turbina). De esta forma puede controlarse la fatiga de material manteniendo los gradientes de temperatura dentro de los límites técnicos.

Mínimo tiempo de apagado.

Una vez que la unidad ha sido puesta fuera de servicio, debe esperarse un tiempo antes de volver a ponerse en marcha, de modo de asegurar que la temperatura sea igual en toda la unidad generadora.

Limitaciones de planta.

En centrales termoeléctricas con más de una unidad, suelen existir restricciones en cuanto a que éstas no pueden ponerse en funcionamiento en forma simultánea.

Rampa de encendido y apagado.

Las unidades termoeléctricas sólo pueden realizar cambios graduales de temperatura, por lo que toman y dejan carga de a poco. Esta particularidad se puede modelar mediante rampas de toma de carga.

Limitaciones de combustible.

Algunas centrales termoeléctricas tienen ciertas limitaciones en cuanto a la disponibilidad de combustible. Dentro de estas limitaciones se pueden mencionar las centrales a gas natural con contratos de suministro, o bien los contratos de tipo take-or-pay.

2.2.5. Tipos de centrales térmicas.

2.2.5.1. Centrales Térmicas de Carbón

Las centrales térmicas que usan como combustible carbón, pueden quemarlo en trozos o pulverizado. La pulverización consiste en la reducción del carbón a polvo finísimo (menos de 1/10 mm de diámetro) para inyectarlo en la cámara de combustión del generador de vapor por medio de un quemador especial que favorece la mezcla con el aire comburente.

Con el uso del carbón pulverizado, la combustión es mejor y más fácilmente controlada. La pulverización tiene la ventaja adicional que permite el uso de combustible de desperdicio y difícilmente utilizado de otra forma. En estas se requiere instalar dispositivos para separar las cenizas producto de la combustión y que van hacia el exterior, hay incremento de efecto invernadero por su combustión, altos costos de inversión, bajo rendimiento y arranque lento.

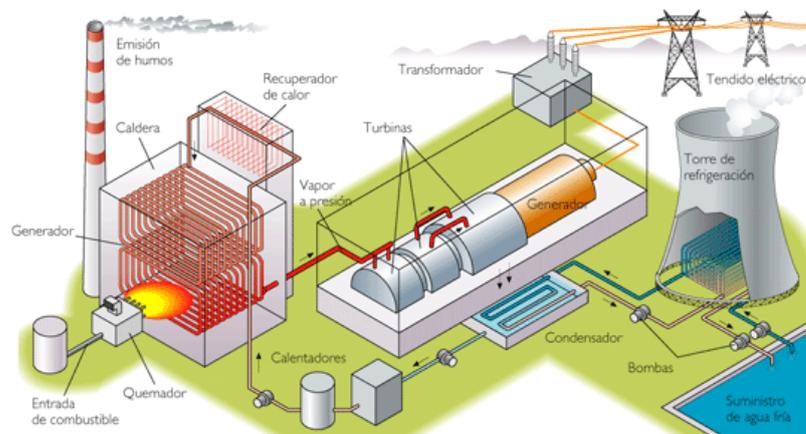


Figura 2.5 Central térmica de carbón

2.2.5.2. Centrales Térmicas de Fuel-Oil

En las centrales de fuel, el combustible se calienta hasta que alcanza la fluidez óptima para ser inyectado en los quemadores. Las de fuel-óil presentan como principal inconveniente las oscilaciones del precio del petróleo y derivados, y a

menudo también se exigen tratamientos de desulfuración de los humos para evitar la contaminación y la lluvia ácida.

El consumo de un millón de litros de gasolina emite a la atmósfera 2,4 millones de kilogramos de Dióxido de Carbono (CO₂), el principal causante del cambio climático mundial. Arranque lento y bajo rendimiento.

2.2.5.3. Centrales Térmicas de Gas Natural

En vez de agua, estas centrales utilizan gas, el cual se calienta utilizando diversos combustibles (gas, petróleo o diesel). El resultado de ésta combustión es que gases a altas temperaturas movilizan la turbina, y su energía cinética es transformada en electricidad por un generador.

El uso de gas en las centrales térmicas, además de reducir el impacto ambiental, mejora la eficiencia energética. Menores costos de la energía empleada en el proceso de fabricación y menores emisiones de CO₂ y otros contaminantes a la atmósfera. La eficiencia de éstas no supera el 35%.

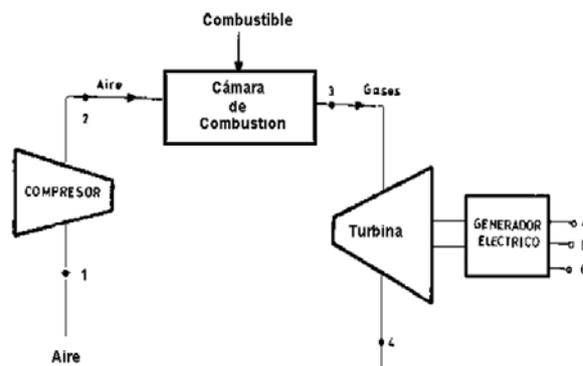


Figura 2.6 Central térmica de gas

2.2.5.4. Centrales Térmicas de Ciclo Combinado

Un ciclo combinado es, la combinación de un ciclo de gas y un ciclo de vapor. Sus componentes esenciales son la turbina de gas, la caldera de recuperación, la turbina de vapor y el condensador. El ciclo de gas lo compone la turbina de gas, y el ciclo de vapor está constituido por la caldera de recuperación, la turbina de vapor y el condensador.

La tecnología de las centrales de ciclo combinado permite un mayor aprovechamiento del combustible y, por tanto, los rendimientos pueden aumentar entre el 38 por ciento normal de una central eléctrica convencional hasta cerca del 60 por ciento. Y la alta disponibilidad de estas centrales que pueden funcionar sin problemas durante 6.500-7500 horas equivalentes al año.

Uno de los principales problemas que plantean las centrales térmicas es que se trata de un proceso relativamente complejo de conversión de energías. Utilizan combustible de alto grado de calidad. Provocan contaminación con la alta emisión de gases.

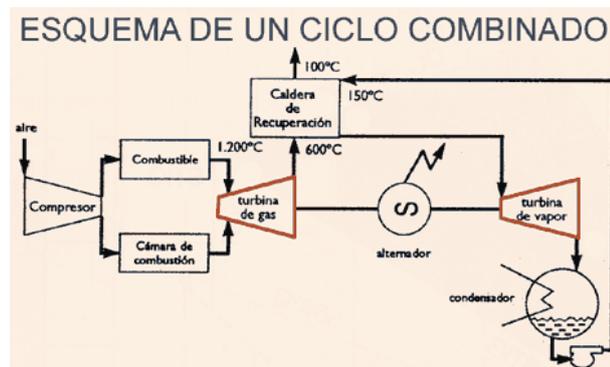


Figura 2.7 Central térmica de ciclo combinado

2.2.5.5. Centrales Térmicas de Combustión de Lecho Fluidizado

Consiste en quemar carbón en un lecho de partículas inertes, a través del cual se hace pasar una corriente de aire. Esta soporta el peso de las partículas y las mantiene en suspensión, de modo que da la impresión de que se trata de un líquido en ebullición. Permitiría obtener rendimientos de hasta el 50%, disminuyendo al mismo tiempo la emisión de anhídrido sulfuroso.

Su eficiencia es de 40 a 42% en ciclos combinados. En la tecnología de lecho fluidizado se inyecta caliza directamente dentro de la caldera para capturar y remover el azufre del combustible como un subproducto seco.

La temperatura del gas dentro de la caldera va de los 820°C a los 840°C, lo cual determina su diseño y el arreglo de las superficies de transferencia de calor. Este tipo de calderas puede ser atmosférico o presurizado.

2.2.5.6. Centrales Térmicas (Gicc) Gasificación de Carbón Integrada en ciclo combinado

La gasificación del carbón es un proceso que transforma el carbón sólido en un gas sintético compuesto principalmente de CO e hidrógeno (H₂). El carbón es gasificado controlando la mezcla de carbón, oxígeno y vapor dentro del gasificador. La potencia media de estas centrales viene a ser de 300 MW, muy inferior todavía a la de una térmica convencional.

Las ventajas medioambientales que ofrecen estas centrales se fundamentan en los bajos valores de emisión de óxidos de azufre y otras partículas.

En la actualidad las IGCC alcanzan eficiencias de 45%, una eliminación de 99% de azufre. Bajos costos de combustible, admite combustible de bajo grado de calidad, bajo grado de emisiones, alto rendimiento, tecnología sin completa prueba de eficiencia, altos costos de inversión, plantas complejas, arranque lento.

2.3. Sistemas Hidroeléctricos.

2.3.1. Características Principales.

Una unidad hidroeléctrica es aquella que mediante el uso de una turbina acoplada a un generador convierte la energía cinética de una masa de agua en movimiento en energía eléctrica.

Considerando que el recurso hídrico (agua) disponible en cada central es una variable de naturaleza estocástica, el análisis de los sistemas hidroeléctricos son considerados en diferentes escenarios hidrológicos. En la que podemos destacar tres tipos de unidades generadoras como son las embalse, pasada y bombeo, pero teniendo un mayor uso en **SIN** las centrales de Pasada y de Embalse.

Centrales hidroeléctricas de pasada

Las centrales de pasada son las que aprovechan el paso de agua a gran velocidad, por ejemplo en un río, para generar electricidad, en la que no es posible almacenar agua,

por lo que la generación debe seguir las fluctuaciones del agua disponible. Por lo que estas centrales se encuentran siempre despachadas.



Figura 2.8 Central hidroeléctrica de pasada

Centrales hidroeléctricas de embalse

Las centrales de embalse tienen la capacidad para acumular cierta cantidad de agua y por ende de energía. Dichas centrales se diferencian mayormente en su capacidad de almacenamiento en el embalse y esto va de la mano en la capacidad de generación. Para operar en forma óptima una central de este tipo, la energía almacenada debe usarse en el momento más oportuno para reducir el costo de operación del sistema.

Además, en este tipo de central debe tomarse en cuenta que para sacar el máximo provecho al agua, la cota debe estar lo más cercana posible a la cota máxima del embalse, tal como se puede apreciar en la Figura 2.10. Es por ello que para obtener la mayor cantidad de potencia posible por cada metro cúbico de agua, debe procurarse que la cota permanezca lo más alta posible, aunque no a tal punto que llegue a producirse vertimiento y desperdicio del agua.

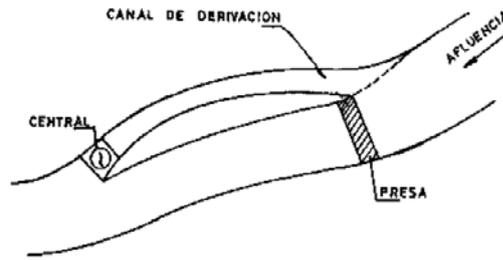


Figura 2.9 Central de embalse

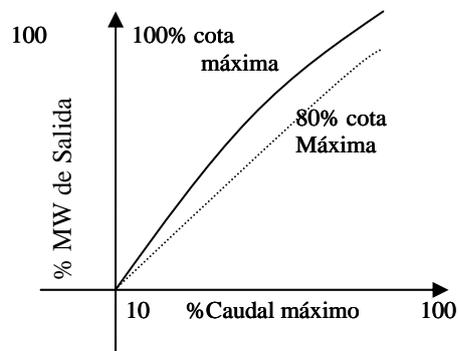


Figura 2.10. Característica Entrada / Salida de una central hidroeléctrica.

Acoplamiento temporal

A diferencia de los sistemas térmicos, las decisiones tomadas en los sistemas hidroeléctricos para un período de programación influyen en los períodos subsiguientes. Porque estas unidades hidráulicas usan la energía almacenada desplazando la generación térmica y los costos asociados al consumo de combustible. Ya que la disponibilidad de energía hidroeléctrica está limitada por la capacidad de almacenamiento en los embalses, se introduce una dependencia entre la decisión operativa de hoy y los costos de operación en el futuro.

En consecuencia el uso de agua en un período de la programación afecta la disponibilidad energética en los períodos siguientes, tal como se puede apreciar en el árbol de decisión de la Figura 2.11.

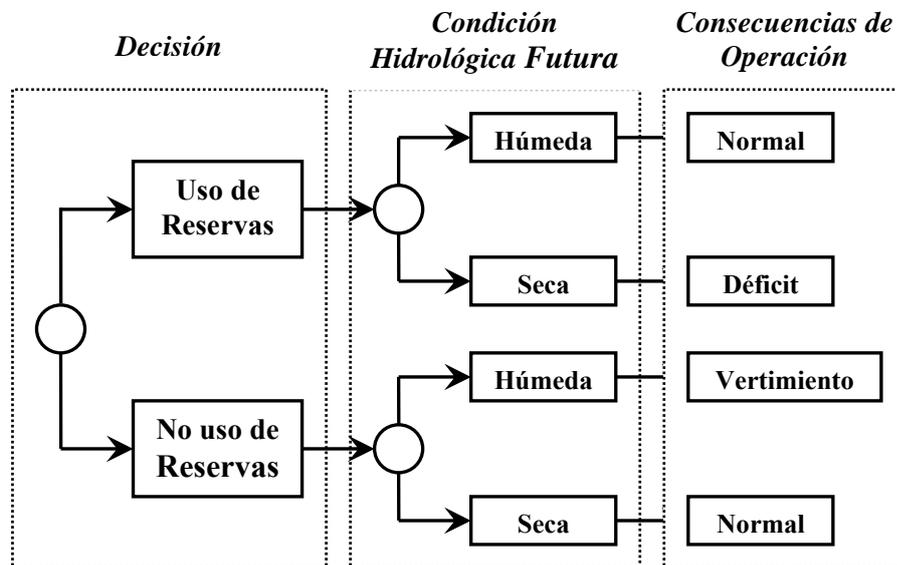


Figura 2.11. Árbol de decisión para sistemas hidroeléctricos

Dependencia de la generación

Si dos o más centrales hidroeléctricas se hallan en serie hidráulica, la disponibilidad de agua en las centrales que se hallen aguas abajo dependerá de la cantidad de agua que estén utilizando las centrales aguas arriba. De este modo, la disponibilidad de generación de algunas unidades depende de la generación de otras, lo que impone ciertas restricciones especiales a los sistemas hidroeléctricos con series hidráulicas.

Curva de costos indirecta

En contraste con las unidades térmicas, las unidades hidráulicas tienen costos de oportunidad indirectos, asociados con los ahorros producidos por el desplazamiento de generación termoeléctrica inmediato o en el futuro.

Disponibilidad energética de naturaleza estocástica

Las condiciones hidrológicas futuras son de naturaleza estocástica y la disponibilidad energética en los sistemas hidrotérmicos también lo es. Esto se debe a la variabilidad del flujo de entrada de agua, el cual varía estacionalmente, regionalmente y de año a año. Por esta razón, debe realizarse una adecuada predicción y programación, para evitar situaciones de escasez energética (racionamiento) o de sobrepasar la capacidad de los embalses (vertimiento), tal como puede apreciarse en la Figura 2.7.

2.3.2. Costos de Operación en Unidades Hidroeléctricas de Embalse.

Se tiende a pensar que el costo del agua que llega a los embalses es cero. Sin embargo el agua tiene asociado un costo de oportunidad que resulta del desplazamiento de centrales termoeléctricas, el cual genera ahorros en el sistema en su conjunto. Por lo que en un periodo de demanda alta se utilizara el agua se estaría desplazando el consumo de los combustibles de mayor precio. No resultando así cuando la demanda es baja.

Sabiendo que la entrada de agua varía estacionalmente, se considera el uso o el almacenamiento del recurso previendo los costos futuros e inmediatos de operación.

La Figura 2.12 ilustra la relación entre el costo inmediato y el costo futuro asociados al agua en sistemas hidrotérmicos, contra el agua almacenada al final de un período de la programación.

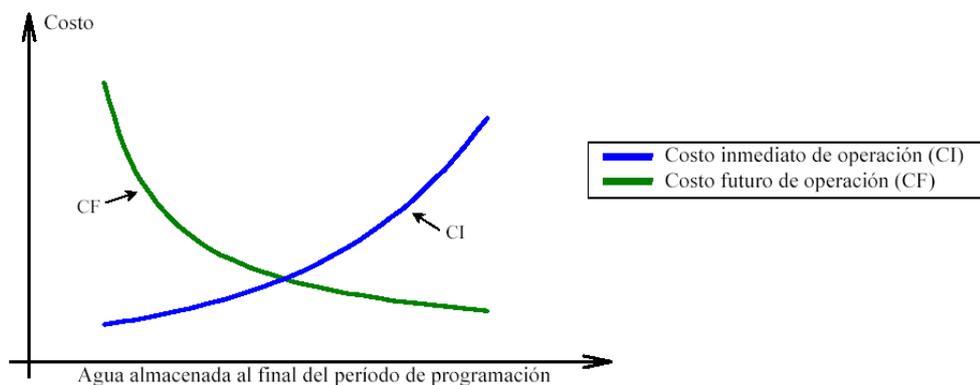


Figura 2.12. Costos inmediatos y futuros de operación contra agua almacenada

Costo inmediato de operación (CI)

El costo inmediato de operación (CI) está relacionado con los costos de la generación térmica durante el período de análisis.

De tal modo que si el agua almacenada al final de este período es mayor (figura 2.12), significa que se usó menos agua durante el período y que debió usarse una mayor cantidad de generación térmica para satisfacer la demanda y en consecuencia el costo de producción para el período se incrementa. Inversamente resulta si el agua almacenada al final del período es menor, implica que durante el período se usó menos generación térmica y el costo inmediato es menor.

Costo futuro de operación (CF)

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

En la Figura 2.12 se aprecia que el costo futuro es decreciente en la medida que crece la cantidad de agua almacenada al final del período de análisis, como una consecuencia lógica de tener más agua disponible en los períodos siguientes incurriendo en una disminución de costos a futuro.

El cálculo de las curvas de costo futuro se la realiza a partir de un proceso de optimización estocástico de mediano/largo plazo. La obtención de las curvas de costo futuro son mediante el modelo SDDP.

2.3.3. Restricciones en la Operación.

Las unidades hidrológicas poseen un conjunto de restricciones propias en su operación tales como:

Cotas mínima y máxima del embalse

Las centrales hidroeléctricas no pueden operar para cotas demasiado bajas en el embalse por tal motivo que su energía potencial no es la necesaria para la generación de energía. De igual manera resulta conveniente respetar las cotas máximas para evitar el desperdicio del agua a través del vertimiento.

Dinámica hidráulica propia de cada embalse

La dinámica hidráulica propia de cada embalse puede representarse en forma general como:

$$Vol_t = Vol_{t-1} + (afl_t - vert_t - Q_t - filt_t - evap_t)n_t \quad (2.4)$$

Donde:

Vol_t : volumen en el embalse al final del período t

afl_t : caudal de entrada en el período t (variable estocástica)

$vert_t$: vertimiento del embalse en el período t

Q_t : descarga a la planta hidroeléctrica en el período t (variable de decisión)

$filt_t$: filtraciones del embalse en el período t

$evap_t$: evaporación del embalse en el período t

n_t : longitud del período t

Existencia de series hidráulicas

La existencia de centrales en serie hidráulica implica que el caudal de entrada de las centrales aguas abajo (Q_t en Ecuación 2.4) dependerá de la descarga de las centrales aguas arriba. Además debe considerarse el tiempo que demora al agua llegar de un embalse al otro.

Usos alternativos del agua

Además de las ya mencionadas, pueden existir restricciones tales como caudales mínimos para riego aguas abajo o cotas mínimas en embalses usados, por ejemplo, con fines turísticos.

2.4. Interconexiones.

2.4.1. Características generales.

Los intercambios en materia de energía eléctrica entre mercados de distintos países permiten optimizar el costo de producción y la seguridad del abastecimiento, la colocación de excedentes de energía y el aprovechamiento de los atributos de la capacidad instalada de los países involucrados.

Una de las utilidades de las interconexiones eléctricas entre países es reducir el consumo de combustibles fósiles como respaldo de las instalaciones renovables. Este respaldo, imprescindible para muchas energías renovables, puede realizarse, al menos en parte y en ciertos momentos, con energías renovables de otros países.

Para ello es necesario otorgar autorizaciones, permisos y concesiones para la construcción, operación y explotación de interconexiones que unan los sistemas eléctricos los distintos países. La idea es alcanzar reglas que faciliten el libre intercambio comercial de energía eléctrica entre las empresas de distintos países, respetando las normas reguladoras técnicas y ambientales locales, así como los principios de no-discriminación y reciprocidad que aseguren el respaldo de los proyectos.

En general, los intercambios de energía a través de una interconexión son en ambas direcciones, dependiendo de las circunstancias económicas y técnicas de los sistemas eléctricos. Estas circunstancias pueden variar hora a hora, dependiendo de los precios relativos horarios de cada sistema o de las perturbaciones a que pueden verse enfrentados.

En la actualidad existen diversas interconexiones eléctricas en funcionamiento y otras en estudio, tanto en Europa, América del Norte, América del Sur como en Oceanía.

La estructura de la industria es importante para discutir el intercambio de potencia y energía desde la compra y venta de energía y la energía es un negocio comercial donde las partes en cualquier transacción esperan mejorar sus posiciones

económicas.

2.4.2. Capacidad de generación.

Normalmente, un sistema de energía aumentará la generación para asegurarse de que la capacidad disponible de las unidades que tiene es igual a su carga máxima prevista, más una reserva para cubrir los cortes de unidad

Intercambio de energía de emergencia.

Es muy probable que en algún momento en el futuro un sistema de generación de energía tenga una serie de fracasos que obliga a importar energía o una nave de carga. En virtud de estas situaciones de emergencia, es útil disponer de acuerdos con los sistemas vecinos.

2.4.3. Interconexiones eléctricas en América Latina

Las interconexiones permiten un importante incremento de la eficiencia de la producción debido a la complementariedad hidroeléctrica e hidrotérmica, las diferencias por diversidad horaria de las cargas y la complementariedad estacional.

Existe un importante potencial de ahorro en las potencias requeridas para asegurar el suministro de la demanda ante situaciones de gran sequía, de máximo requerimiento y ante situaciones de emergencia.

Los sectores eléctricos de América Latina, hasta comienzos de la década pasada, se desarrollaron con una alta presencia del estado y con características estructurales que son distintivas de la región:

- Una participación hidráulica que en despachos futuros supera el 80% de la producción.
- Un margen de reserva que supera el 40% de la demanda máxima necesario para superar la gran vulnerabilidad a los fenómenos climáticos.

La integración regional en América Latina produce importantes beneficios, pero para poder ser desarrollada requiere determinadas características de los mercados regionales.

Un elemento es la voluntad política de integración que significa confiar en que parte de la producción esté situada en otro país y que de ella dependa el suministro en condiciones críticas motorizadas por los importantes beneficios que es posible

obtener por el mejor uso de los recursos y por el desarrollo de mercados de mayor magnitud.

Otras características necesarias son el permitir los intercambios internacionales con las mismas reglas generales aplicables a la producción y demanda nacional, promoviendo la eficiencia de los recursos, la no-discriminación y la reciprocidad en el tratamiento de las demandas y las ofertas de otros países, y permitiendo el acceso abierto a la transmisión requerido para que el mercado se desarrolle.

Sin embargo, las características mencionadas no son suficientes, ya que el verdadero desafío de la región es lograr que se desarrollen las expansiones de transmisión requeridas para que el mercado regional se vea plasmado en un ámbito propio. El desafío de la región no es extender el nivel de competitividad del sector o de mejorar las transferencias dentro de un mercado único como en otras regiones, sino el de lograr que se desarrollen interconexiones que logren una mayor eficiencia sectorial. Dentro de las características de la región, donde el sector se está desarrollando basado en la inversión privada, es necesario encontrar una metodología equivalente a la que permite el desarrollo de las redes internas de los países.

Como conclusión los beneficios derivados de la interconexión en América Latina serán múltiples como compartir reservas, optimizar el despacho, aprovechar las diferencias de consumo horario y estacional y las diferencias de oferta hidroeléctrica entre cuencas. A éstas deben agregarse las ventajas derivadas del desarrollo de infraestructura de transporte eléctrico que permitirá mejorar la calidad de servicio y la confiabilidad de los sistemas interconectados de cada país.

La conformación de un mercado regional de energía requiere, para su adecuado funcionamiento, de una situación regulatoria armonizada entre los países, es decir sin la existencia de asimetrías que obstaculicen las posibilidades de establecer intercambios energéticos. Para ello, el tránsito hacia aquel mercado ampliado debe ser acompañado por una búsqueda permanente de la convergencia regulatoria en el largo plazo.

2.5. Coordinación Hidrotérmica.

2.5.1. Características.

En sistemas hidrotérmicos como es el caso de América Latina más específicamente en el Ecuador, que cuentan con un porcentaje considerable de generación hidráulica, la coordinación hidrotérmica es el primer paso para elaborar los programas de generación. Consiste en determinar el uso óptimo del agua disponible en los embalses a lo largo del horizonte de programación considerando los aspectos de especial relevancia.

Para llevar a cabo una adecuada coordinación hidrotérmica hay ciertos aspectos de especial relevancia que se deben tomar en cuenta:

Predicción de la demanda

Consiste en predecir las demandas a corto, mediano y largo plazo, disponiendo de los modelos predictivos adecuados; considerando las particularidades de cada sistema.

Modelo hidrológico

Debe disponerse de una base de datos hidrológicos para cada central, considerando además si el origen del agua es pluvial o producto de la fusión nival estival.

El análisis de la coordinación hidrotérmica y la toma de decisiones acerca del uso del agua se logran a través del encadenamiento jerárquico de modelos probabilísticos de largo, mediano y corto plazo, tal como se ilustra en la Figura 2.13.

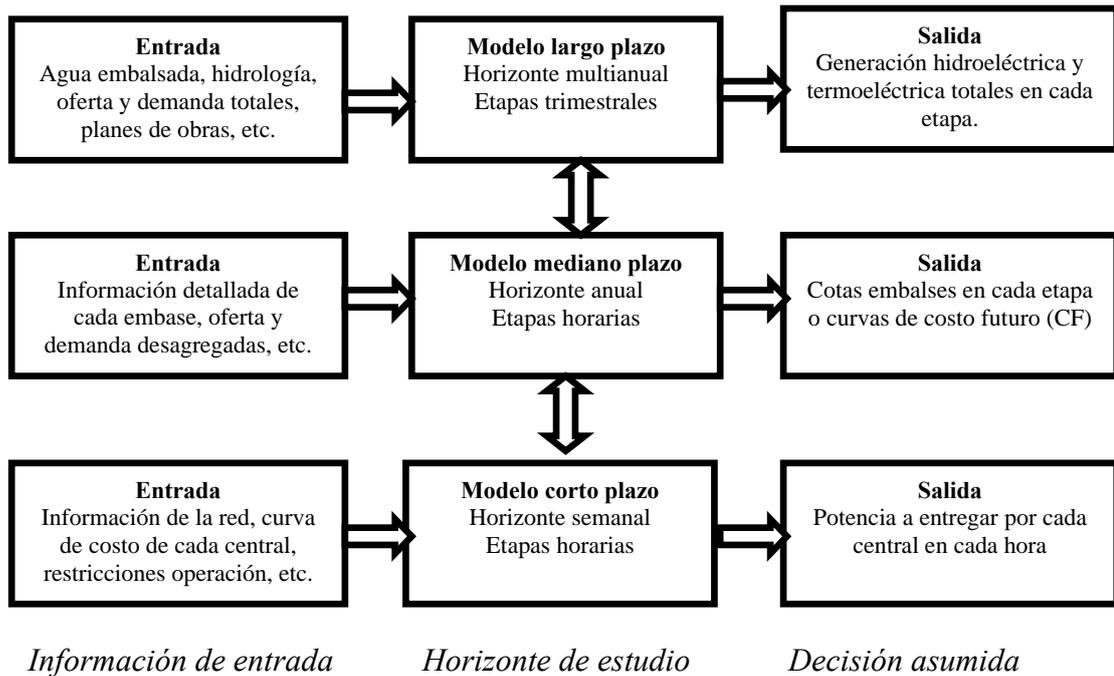


Figura 2.13. Encadenamiento Jerárquico de toma de decisiones en la coordinación hidrotérmica

La Figura 2.13 ilustra que la información usada para el análisis es más detallada en la medida que se considera un horizonte de planificación más breve. Además, debido al encadenamiento de los modelos, las decisiones resultantes de la simulación de un modelo afecta a las decisiones de los modelos subsiguientes.

2.5.2. Modelos de Largo Plazo.

El primer paso para elaborar un programa de generación es desarrollar una estrategia de operación de largo plazo (uno a cinco años). La elaboración de esta estrategia debe tomar en cuenta predicciones de consumo, diferentes escenarios hidrológicos, variaciones anuales y estacionales de las reservas hidráulicas, los valores y costos esperados de generación térmica, planes de obras, los factores de indisponibilidad de cada unidad y las probabilidades de escasez de energía.

Los modelos de largo plazo consideran una representación simplificada de la oferta y demanda del sistema para llevar a cabo las simulaciones.

2.5.3. Modelos de Mediano Plazo.

Tomando como referencia los resultados entregados por la estrategia de largo plazo, el modelo de mediano plazo debe determinar un criterio de operación óptimo de los embalses para un horizonte anual en etapas mensuales y/o semanales.

Los modelos de mediano plazo deben usar información más detallada que los modelos de largo plazo. Si bien utilizan una representación simplificada de la oferta y demanda del sistema, esta representación es más desagregada que la de los modelos de largo plazo.

Además, deben tomarse en cuenta aspectos tales como la coordinación de los programas de mantenimiento y los contratos de intercambio de energía y potencia, entre otros.

2.5.4. Modelos de Corto Plazo.

La coordinación hidrotérmica de corto plazo consiste en decidir la cantidad de agua que se usará de los embalses en cada etapa (hora) del horizonte de programación (diario o semanal). El objetivo es minimizar los costos de combustible de las unidades termoeléctricas, cumpliendo simultáneamente las restricciones de operación (tanto eléctricas como hidráulicas) y tomando como referencia los resultados obtenidos de la simulación de los modelos de mediano y largo plazo. Generalmente se realiza para un horizonte diario o semanal, considerando etapas horarias.

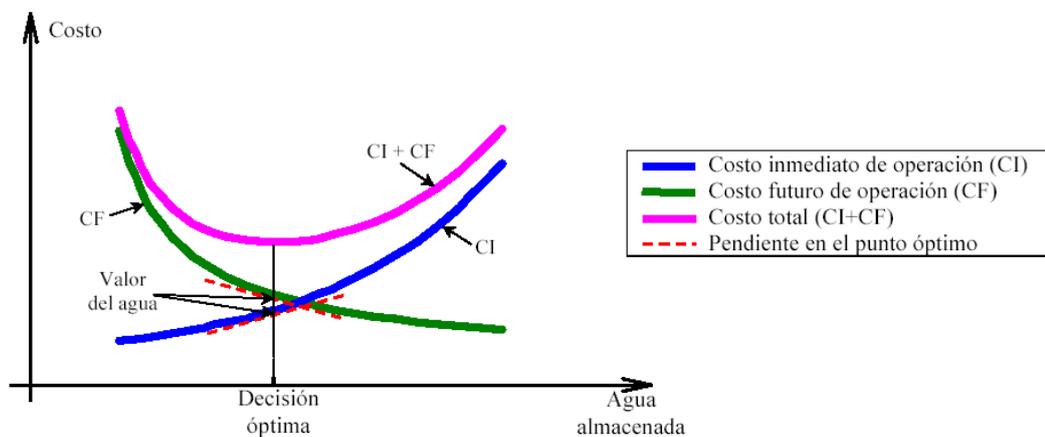


Figura 2.14. Coordinación Hidrotérmica Óptima

La Figura 2.14 ilustra el proceso de optimización en el corto plazo. Por una parte, la curva de costo futuro de operación (CF) para cada semana se puede obtener del modelo de mediano plazo. Por otro lado, la curva de costo inmediato de operación (CI) se obtiene a partir de la simulación del modelo de corto plazo. El punto óptimo de operación (costo total mínimo) será aquel en que los costos incrementales sean iguales en magnitud. Al costo incremental en ese punto se le denomina valor del agua.

2.6. Predespacho de Unidades Termoeléctricas.

2.6.1. Características.

El predespacho de unidades termoeléctricas (unitcommitment), consiste en decidir qué unidades se encontrarán en funcionamiento en cada etapa (1 hora) del horizonte de programación, de forma de minimizar los costos de combustible, de partida y de apagado de las unidades termoeléctricas, cumpliendo simultáneamente las restricciones de operación.

Como resultado de la coordinación hidrotérmica de corto plazo, se conoce la cantidad de energía de origen hidráulico a ser utilizada en cada hora del horizonte de programación. En consecuencia, las centrales hidráulicas se pueden sacar del problema y para cada hora simplemente restar la potencia generada por ellas de la demanda total del sistema.

El problema se reduce entonces a procurar que la demanda que no queda cubierta por la generación hidráulica sea satisfecha al menor costo posible a través de las unidades térmicas del sistema.

Luego, para que la demanda sea satisfecha, en cada período debe cumplirse que:

$$\sum_{i=1}^{N_{UGT}} E_{i,t} \cdot Pt_{MAX\ i} > D_t + Perd_t - G_{H\ t} \quad (2.5)$$

Donde:

N_{UGT} : cantidad de unidades generadoras termoeléctricas

$E_{i,t}$: estado de la unidad i en la período t (0 si está apagada, 1 si está funcionando)

D_t : demanda total predicha para el sistema en el período t

G_{Ht} : generación hidráulica total en el período t

$Perd_t$: pérdidas totales del sistema en el período t

$P_{t_{max}i}$: la potencia máxima de la unidad térmica i

El término de la izquierda en la Ecuación 2.5 corresponde a la potencia máxima que es capaz de entregar la unidad térmica en funcionamiento durante el período t , mientras que el término de la derecha corresponde a la demanda a ser satisfecha por el parque térmico en el período t .

2.6.2. Consideraciones.

Para satisfacer la demanda bastaría con tener funcionando todas las unidades térmicas, con lo cual la carga se repartiría entre las distintas unidades. Sin embargo, ya que la demanda total del sistema varía considerablemente para distintas horas del día (e incluso para distintos días de la semana), en aquellas horas en que la demanda sea baja las unidades estarán operando a niveles de potencia cercanos a su potencia mínima técnica ($P_{t_{min}}$). Pero de acuerdo a la Figura 2.4.c, el costo medio de la energía es mayor cuando la unidad opera a niveles bajos de potencia que cuando lo hace a niveles altos.

En consecuencia, la operación más económica tendrá lugar cuando el menor número de unidades térmicas (aquellas más eficientes) estén en funcionamiento, de forma que cada unidad encendida opere en un punto cercano a su potencia máxima ($P_{t_{max}}$).

De este hecho surge la conveniencia de apagar las unidades menos eficientes en las horas de baja demanda y ponerlas en funcionamiento en las horas de alta demanda. Sin embargo, debido a la existencia de los costos de partida y apagado, y a las restricciones de tiempo mínimo en funcionamiento y tiempo mínimo apagada de las

unidades térmicas, tomando en cuenta un horizonte de programación que vaya más allá de una hora.

2.6.3. Planteamiento Matemático

Debido a la característica de desacoplamiento temporal de los sistemas térmicos, el predespacho usualmente no considera el largo plazo. Es por ello que para resolver el problema se asume un horizonte de programación (diario o semanal), apropiadamente subdividido en períodos (horas).

En su forma más simple, el problema de la programación de la generación de corto plazo puede plantearse como sigue:

$$z_T = \min \left(\sum_{t=1}^T y_t + \sum_{\forall i} (C_{enc\ i} + C_{ap\ i}) \right) \quad (2.6)$$

Donde:

z_T : costo total de operación de las unidades térmicas para el horizonte de programación

T : número de períodos t en el horizonte de programación (generalmente T corresponde a 24 o 168 horas)

y_t : costo de combustibles de las unidades termoeléctricas en el período t obtenido del despacho económico de carga (según se verá en el punto (2.6))

$C_{enc\ i}$: costo asociado a las veces que se encienda la unidad i durante el horizonte de programación (puede obtenerse a partir de la ecuación (2.1))

$C_{ap\ i}$: costo asociado a las veces que se apague la unidad i durante el horizonte de programación

La minimización debe estar sujeta a las restricciones de operación de las unidades térmicas (límites técnicos) ya descritas en el punto 2.2.4, además de las restricciones propias del sistema (reserva en giro y satisfacción de la demanda).

2.7. Despacho Económico de Carga.

2.7.1. Características.

El despacho económico de carga consiste en asignar la cantidad de potencia que suministrará cada unidad termoeléctrica durante un período determinado (1 hora), de forma de satisfacer la demanda a mínimo costo y cumpliendo simultáneamente las restricciones de operación.

Una vez designada la potencia a entregar por cada unidad hidroeléctrica, y que se ha determinado que unidades térmicas estarán en funcionamiento para una hora t , el siguiente paso corresponde a asignar la potencia que entregará cada una de ellas.

El despacho económico de carga aprovecha varias de las características de los sistemas térmicos: es desacoplado en el tiempo (la operación en un período no afecta los períodos siguientes), las unidades poseen un costo directo de operación y existe independencia en la generación de las unidades.

El costo a minimizar está formado por la suma de los costos debidos al consumo de combustible por parte de las unidades térmicas, más las pérdidas del sistema. El despacho económico de carga debe también considerar ciertas restricciones básicas como la satisfacción de la demanda del sistema (incluyendo las pérdidas) y los límites técnicos de operación de los generadores.

Además de estas restricciones pueden incorporarse restricciones medioambientales, de límites capacidad de transmisión en algunas líneas y/o consideraciones de seguridad (reserva en giro, entre otras).

2.7.2. Planteamiento Matemático.

En su forma más simple (sin considerar el sistema de transmisión ni flujos de carga), el problema del despacho económico de carga en un período t (usualmente una hora) puede expresarse matemáticamente de la siguiente manera:

$$y_t = \min \sum_{\forall i} CC_i(Pt_i)$$

sujeto a :

$$\sum_i Pt_i = D_t - G_{Ht} + Perd_t \quad (2.7)$$

$$Pt_{MINi} \leq Pt_i \leq Pt_{MAXi}$$

Donde:

y_t : costo total de operación en el período t

Pt_i : potencia suministrada por la unidad térmica i

CC_i : función de costos de combustible de la unidad térmica i

D_t : demanda total predicha para el sistema en el período t

G_{Ht} : generación hidráulica total en el período t

$Perd_t$: pérdidas totales estimadas para el sistema en el período t

Pt_{MINi} : la potencia mínima técnica de la unidad i

Pt_{MAXi} : la potencia máxima técnica de la unidad i

En la ecuación 2.7, el valor de y_t (optimizado mediante alguna técnica) entra como una variable en la ecuación 2.6. De esta forma, es posible apreciar que el despacho económico de carga forma parte de un proceso de optimización de mayor jerarquía temporal resultando en un proceso de optimización dentro de otro.

2.8. Flujo de carga.

El flujo de potencia se denomina como la solución de estado estacionario de un sistema de potencia bajo ciertas condiciones preestablecidas de generación, carga y topología de la red. La solución obtenida consiste en conocer los niveles de voltaje de todas las barras del sistema tanto en magnitud como en ángulo y además de la potencia que circula y llega a cada una de las barras del sistema incluyendo las pérdidas durante la transmisión.

El flujo de potencia es extensamente utilizado en planeamiento de expansión, operación y en control de tiempo real del sistema eléctrico de potencia.

2.8.1. Efectos del Sistema de Transmisión.

La red de transmisión consiste en la vía de transporte donde la potencia de cada generador es llevada a cada punto de carga; sabiendo que la circulación de corriente a través de un conductor genera pérdidas, a partir de este concepto se sobre entenderá que en la red de transmisión existen pérdidas pudiendo causar un perjuicio en la óptima planificación de despacho de los generadores.

Dichas pérdidas dificultan el desarrollo de una correcta planificación y los elementos de la red producen dos efectos principales:

- Las pérdidas en [W] incrementan el nivel de demanda.
- La planificación de generación necesita ser ajustada cambiando los valores generados procurando no sobrecargar la red.

Este último efecto es el de mayor dificultad en incluir al despacho óptimo de carga, por lo que puede ser determinado como una ecuación e incluido como restricciones del flujo a través de los elementos de la red, los flujos pueden ser evaluados como una parte integral de la planificación.

Cuando las restricciones sobre los flujos son ignoradas, entonces es factible utilizar la formulación de pérdidas que relaciona el total de la potencia de generación con el valor de las pérdidas en la red. Desarrollar la formulación de pérdidas es un arte que requiere un conocimiento de los flujos de potencia.

Cuando un modelo completo del sistema de transmisión es incluido en el desarrollo de la planificación de generación, el proceso es usualmente implantado en un conjunto de algoritmos computacionales conocidos como “flujo óptimo de potencia” u OFP (sus siglas en Inglés). Un completo OPF es capaz de establecer la planificación óptima dentro un sistema de potencia en la cual incluye la generación y el sistema de transmisión, tal como determinar la posición de taps (niveles de voltaje en el transformador), VAR generados, etc.

Así que la relación entre el costo incremental de la barra i a barra j es:

$$Pf_i F_i' = Pf_j F_j' \quad (2.10)$$

Y el costo incremental de la barra de potencia a la barra i es entonces:

$$\text{Costo incremental} = F_i' = \left(\frac{Pf_j}{Pf_i} \right) F_j' \quad (2.11)$$

$$F_j' = \frac{dF_j}{dP_j} \quad (2.12)$$

Donde j es cualquier generador en la barra donde el costo incrementales conocido.

2.8.2. El Problema del Flujo de Potencia en una Red DC.

El problema puede ser abordado utilizando el ejemplo de la figura 2.16. Dicho circuito contiene una resistencia (resistencia de la red) conectada a un voltaje de 1V llamado voltaje referencial, donde se desea encontrar el voltaje en la barra 2 necesario para que se mantenga el voltaje referencial en la barra 1 donde las barras son nodos eléctricos en la que hay que recordar que una potencia negativa es una potencia inyectada a la red.

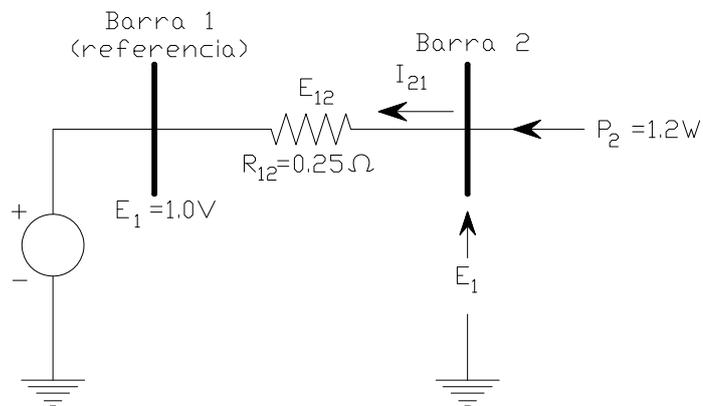


Figura 2.17. Red de Dos Barras en DC

Resolviendo el problema obtenemos el voltaje E_2 de la barra 2.

$$I_{21} = \frac{E_{12}}{R_{12}} = \frac{E_2 - E_1}{R_{12}}$$

$$I_{21} = \frac{E_2 - 1}{0.25} = (E_2 - 1) \times 4$$

$$P_2 = 1.2 = E_2 I_{21}$$

$$1.2 = E_2 (E_2 - 1) \times 4$$

$$4E_2^2 - 4E_2 - 1.2 = 0 \quad (2.13)$$

Como la ecuación 2.13 es una ecuación cuadrática se obtiene el valor de $E_2=1.2416V$ con una $I_{21}=0.96648 A$ y una $P_{21}=0.23352W$ con lo que llega $0.96648 W$ a la barra 2, con este ejemplo se llega a entender de mejor manera el flujo de potencia, del cómo afecta las pérdidas en la línea.

Como se ha visto resulta simple el cálculo en un sistema de dos barras, pero se dificulta al aumentar la cantidad de barras, cargas y generación en cada una de ellas, considerando que se analiza en DC y no involucran reactancias, potencia reactivas ni voltajes desfasados.

2.8.3. La Formulación del Flujo de Potencia en AC.

El flujo de potencia en AC involucra varios tipos de especificaciones en las barras, como se muestra en la figura 2.19. Y la red de transmisión consta de impedancias complejas entre barras y de barras a tierra, un ejemplo está dado en la figura 2.18.

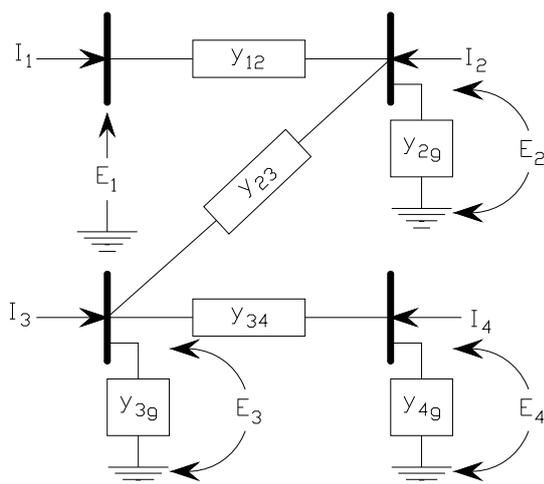


Figura 2.18. Red de Cuatro Barras en AC.

Las ecuaciones de la figura 1.13 son complejas y están descritas en la matriz siguiente:

$$\begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ I_3 \\ I_4 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} y_{12} & -y_{12} & 0 & 0 \\ -y_{12} & (y_{12} + y_{2g} + y_{23}) & -y_{23} & 0 \\ 0 & -y_{23} & (y_{23} + y_{3g} + y_{34}) & -y_{34} \\ 0 & 0 & -y_{34} & (y_{34} + y_{4g}) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} E_1 \\ E_2 \\ E_3 \\ E_4 \end{bmatrix} \quad (2.14)$$

Esta matriz es llamada “la matriz de Admitancias Y” de la red la cual es escrita como:

$$\begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ I_3 \\ I_4 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} & Y_{13} & Y_{14} \\ Y_{21} & Y_{22} & Y_{23} & Y_{24} \\ Y_{31} & Y_{32} & Y_{33} & Y_{34} \\ Y_{41} & Y_{42} & Y_{43} & Y_{44} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} E_1 \\ E_2 \\ E_3 \\ E_4 \end{bmatrix} \quad (2.15)$$

La regla para formar la matriz de admitancia Y es:

➤ Si una línea existe de i a j Y_{ij} es igual a:

$$Y_{ij} = -y_{ij}$$

➤ Si no existe una línea de i a j $Y_{ij}=0$

➤ Y si $i=j$ entonces $Y_{ij}=Y_{ii}$ lo que es igual a:

$$Y_{ii} = \sum_j y_{ij} + y_{ig}$$

Para cualquier barra j conectada a la barra i

Barra Tipo	P	Q	$ E $	θ	Comentario
Carga	X	X			Representación usual de la carga
Controlador de Voltaje	X		X		$ E $ se mantiene constante sin importar el valor de Q
Generador o Condensador Síncrono	X		Cuando $Q^- < Q_g < Q^+$		Generador ó Condensador Síncrono (P=0), tiene límites de VAR
	X	Cuando $Q_g < Q^-$ $Q_g > Q^+$			Q^- Límite mín. VAR Q^+ Límite máx. VAR $ E $ se mantiene constante cuando Q_g es te dentro del límite
Impedancia Z a Tierra					Esta dado Z
Nodo de Referencia			X	X	La barra balance Ajusta la red de potencia manteniendo el voltaje constante (esencial para la resolución)

Figura 2.19. Especificaciones de las Barras

La ecuación de la potencia neta inyectada a una barra es usualmente escrita como:

$$\frac{P_k - Q_k}{E_k^*} = \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq k}}^n Y_{kj} E_j + Y_{kk} E_k \quad (2.16)$$

2.8.4. Métodos de Solución del Flujo de Potencia en AC.

Los métodos de Solución en AC se presentan a continuación.

2.8.4.1. Método de Gauss-Seidel.

Los voltajes de cada barra puede ser resuelta usando este método y la ecuación en este caso es:

$$E_k^{(\alpha)} = \frac{1}{Y_{kk}} \frac{(P_k - Q_k)}{E_k^{(\alpha-1)*}} - \frac{1}{Y_{kk}} \left[\sum_{j < k} Y_{kj} E_j^{(\alpha)} + \sum_{j > k} Y_{kj} E_j^{(\alpha-1)} \right] \quad (2.17)$$

α Es la iteración del Voltaje.

El método de Gauss-Seidel fue el primer método de flujo de potencia en AC el cual fue desarrollado para solucionar en computadoras digitales. Este método es muy extenso en resolver, lento en converger y a menudo dificultoso por lo que cada barra es tratada independientemente y cada corrección en una barra requiere subsecuencias de corrección en todas las barras que se encuentren conectados a ella y su diagrama de flujo se muestra a continuación.

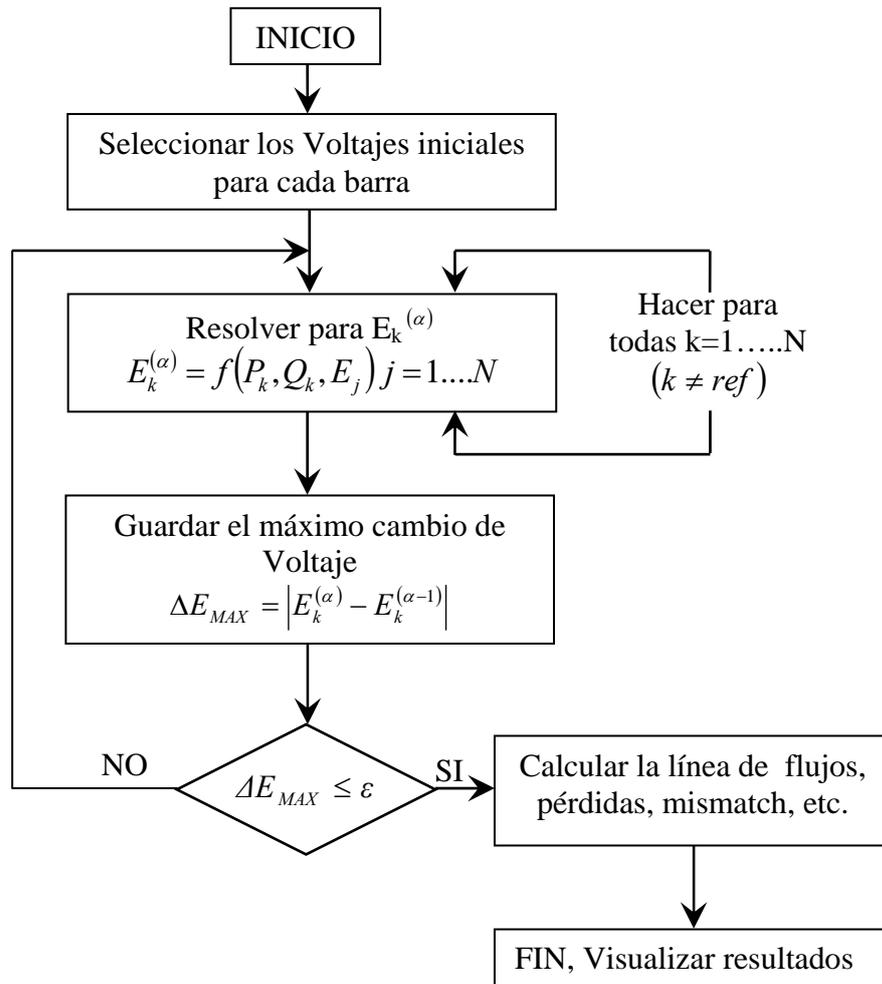


Figura 2.20 Diagrama de flujo del método Gauss-Seidel

2.8.4.2. Método de Newton-Raphson.

El método de Newton-Raphson está basado en la idea de calcular las correcciones mientras son tomados los ingresos de todas las iteraciones.

El método de Newton envuelve la idea de un error en función de $f(x)$, siendo este conducido a cero haciendo ajustes en Δx , suponiendo que se quiere resolver:

$$f(x) = K \quad (2.18)$$

Este método empieza con valores iniciales x y llamados x^0 . El error ε es la diferencia entre K y $f(x^0)$.

$$f(x^0) + \varepsilon = K \quad (2.19)$$

Para conducir el error a cero, se utiliza las series de Taylor de la función x^0 .

$$f(x^0) + \frac{df(x^0)}{dx} \Delta x + \varepsilon = K \quad (2.20)$$

Estableciendo en error a cero, se calcula:

$$\Delta x = \left(\frac{df(x^0)}{dx} \right)^{-1} [K - f(x^0)] \quad (2.21)$$

Para resolver un flujo de carga, el método de Newton se extiende a un caso de multivariantes, el cual se denomina método de Newton-Raphson, dicha ecuación es reescrita para cada barra i .

$$P_i + jQ_i = E_i I_i^* \quad (2.22)$$

Dónde.

$$I_i = \sum_{k=1}^N Y_{ik} E_k$$

Entonces.

$$P_i + jQ_i = E_i \left(\sum_{k=1}^N Y_{ik} E_k \right)^*$$

$$P_i + jQ_i = |E_i|^2 Y_{ii}^* + \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^N Y_{ik}^* E_i E_k^*$$

El valor de P y jQ son obtenidos del despacho en la barra y el resultado de los errores son almacenados en un vector, el voltaje se asume que se encuentran en coordenadas polares y cada voltaje se van ajustando en magnitud y fase por separado como si fuesen variables independientes. Por lo cual son escritas dos ecuaciones para cada barra una en potencia real y otra en potencia reactiva.

$$\begin{aligned}\Delta P_i &= \sum_{k=1}^N \frac{dP_i}{d\theta_k} \Delta \theta_k + \sum_{k=1}^N \frac{dP_i}{d|E_k|} \Delta |E_k| \\ \Delta Q_i &= \sum_{k=1}^N \frac{dQ_i}{d\theta_k} \Delta \theta_k + \sum_{k=1}^N \frac{dQ_i}{d|E_k|} \Delta |E_k|\end{aligned}\quad (2.23)$$

Todos los elementos son organizados en una matriz (matriz del Jacobiano) la cual se describe:

$$\begin{bmatrix} \Delta P_1 \\ \Delta Q_1 \\ \Delta P_1 \\ \Delta Q_1 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{dP_1}{d\theta_1} & \frac{dP_1}{d|E_1|} & \dots \\ \frac{dQ_1}{d\theta_1} & \frac{dQ_1}{d|E_1|} & \dots \\ \vdots & \vdots & \vdots \\ \vdots & \vdots & \vdots \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta_1 \\ \Delta |E_k| \\ \vdots \end{bmatrix}\quad (2.24)$$

2.8.5. Pérdidas en la Transmisión.

En general las pérdidas de energía se puede definir como:

Son las que se producen a causa del hecho físico que constituye la circulación de corriente eléctrica y la presencia de tensión en las redes principalmente por efecto Joule.

Pero podemos disminuir estas pérdidas si elevamos la tensión, se reduce la corriente que circulará, reduciéndose así las pérdidas por dicho efecto.

Vamos a citar un ejemplo como se presenta en la figura (2.21) en la cual tenemos un sistema de potencia en donde las unidades de generación son idénticas.

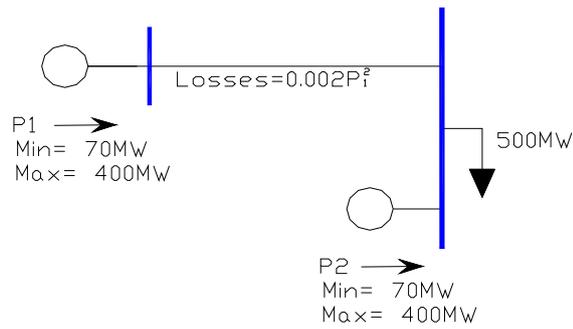


Figura. 2.21. Sistema de dos generadores

Analizando lo que son las pérdidas en las líneas de transmisión y utilizando ecuaciones conocidas y datos ya calculados en ejemplos resueltos, tomando en cuenta que las pérdidas en las líneas de transmisión son proporcionales al cuadrado del flujo de potencia y el costo de producción es modelado, resolviendo la ecuación de Lagrange tenemos

$$L = F_1 P_1 + F_2 P_2 + \lambda (500 + P_{loss} - P_1 - P_2) \quad (2.25)$$

Donde

$$Losses = 0.0002 P_1^2 \quad (2.26)$$

si ambas unidades fuesen cargadas a 250 MW que estarían por debajo de los 500 MW tendríamos 12,5 MW de pérdidas en la línea de transmisión como se indica en la figura 2-22

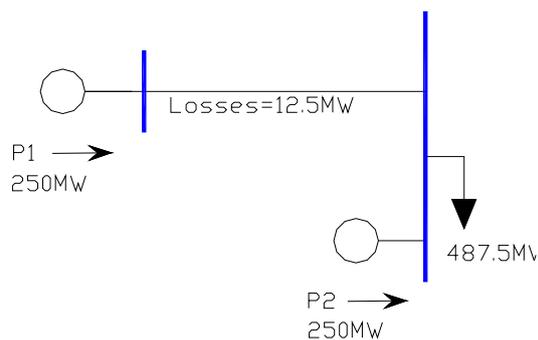


Figura. 2.22

Entonces

$$\begin{aligned}\frac{\partial L}{\partial P_1} &= \frac{dF_1(P_1)}{dP_1} - \lambda \left(1 - \frac{\partial P_{LOSS}}{\partial P_1}\right) = 0 \\ \frac{\partial L}{\partial P_2} &= \frac{dF_2(P_2)}{dP_2} - \lambda \left(1 - \frac{\partial P_{LOSS}}{\partial P_2}\right) = 0 \\ P_1 + P_2 - 500 - P_{LOSS} &= 0\end{aligned}\quad (2-27)$$

Sustituyendo en la ecuación (2-27)

$$\begin{aligned}7.0 + 0.004P_1 - \lambda(1 - 0.0004P_1) &= 0 \\ 7.0 + \lambda(1 - 0.0004P_1) &= 0 \\ P_1 + P_2 - 500 - 0.0002P_1^2 &= 0\end{aligned}$$

Resolviendo las ecuaciones obtenemos:

$$\begin{aligned}P_1 &= 178.882 \\ P_2 &= 327.496\end{aligned}$$

Costo de la producción: $F_1(P_1) + F_2(P_2) = 4623.15... \$/h$

Perdidas 6.378MW .

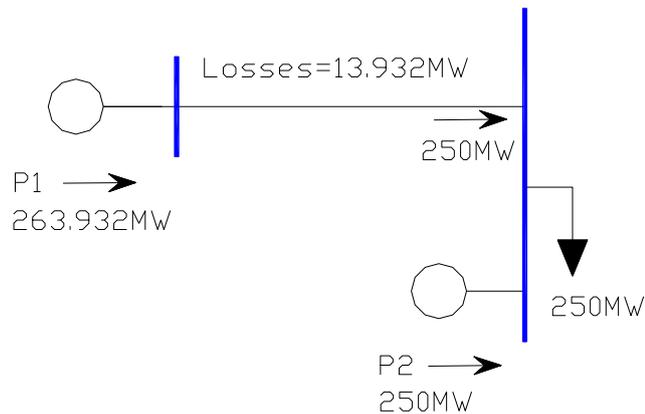


Fig 2-23 sistema de dos generadores con un generador satisfaciendo las pérdidas.

Suponiendo que tenemos que ignorar la influencia económica de las pérdidas y hacer funcionar la unidad 1 hasta satisfacer todas las pérdidas. Se necesitaría hacerla

funcionar a 263.932MW, como se muestra en la fig. 2.22, en este caso el costo total de la producción sería

$$F_1(263.932) + F_2(250) = 4661.84... \$/h$$

Note que el despacho óptimo tiende a satisfacer las pérdidas desde la unidad cerca de la carga, y esto también resulta en menor valor de pérdida. Note también que la mejor economía no es necesariamente lograr con las mínimas pérdidas.

La solución para una mínima pérdida en este caso sería simplemente hacer también funcionar la unidad 1 hacia abajo y la unidad 2 hacia arriba al máximo. El resultado es el límite máximo de la unidad 2

$$P_1 = 102.084MW$$

$$P_2 = 400.00MW$$

La pérdida mínima de costos de producción es

$$F_1(102.084) + F_2(400) = 4655.43... \$/h$$

$$\mathbf{Min\ losses = 2.084MW}$$

CAPITULO 3

3. METODOS DE OPTIMIZACION.

3.1. Introducción.

Para enfrentar el problema de despacho económico, resulta necesario obtener herramientas que permitan obtener resultados contundentes y fiables dentro de un sistema eléctrico, para así obtener un costo mínimo de operación para lo cual existe una gran variedad de métodos simples, básicos y de mayor complejidad.

La optimización corresponde a un proceso de búsqueda a través del cual se pretende encontrar dentro de un conjunto de soluciones factibles la mejor solución posible para el problema. Debe considerarse que el primer paso para a la optimización es obtener una modelación del problema donde se incluyan todas sus restricciones.

Los problemas de optimización combinatoria han sido tradicionalmente resueltos por algoritmos desarrollados especialmente para el problema específico usando una diversidad de técnicas. Sin embargo, no pueden resolverse de manera exacta en tiempo razonable, aun cuando se tenga sólo un número moderado de variables. En la actualidad, la investigación se ha dirigido hacia el diseño de técnicas denominadas metaheurísticas, es decir, algoritmos de búsqueda eficientes con respecto al tiempo de cómputo y con cierto grado de certeza de entregar una buena solución.

Los métodos de optimización se pueden clasificar en tres grupos principales: los basados en la programación matemática, los enumerativos y los de búsqueda aleatoria o Metaheurísticas.

3.2. Métodos de Programación Matemática.

La programación matemática se basa su cálculo a partir de una función objetivo dada por cada generador siendo esta continua, diferenciable y sin restricciones en su dominio (espacio de búsqueda), la solución óptima estará entre los puntos del dominio cuya pendiente sea cero en todas direcciones. En consecuencia, este tipo de métodos se ubican en un punto y luego se mueven en la dirección de mayor

gradiente, hasta encontrar los puntos de gradiente igual a cero o cerca de ello dependiendo del método a utilizar.

Ya que esta técnica necesita determinar o estimar el gradiente en cada iteración resulta indispensable la función objetivo. En el caso de la programación de la generación, si se pretende utilizar un modelo lo más realista posible del sistema eléctrico, resulta particularmente complejo desarrollar una expresión matemática para la función objetivo, quedando aplicables dichos métodos solo para la comprensión de despacho económico dentro de las aulas.

3.2.1. Método de la Derivada.

Este método utiliza la función objetivo de un generador cualquiera y le suma un multiplicador de lagrangeec. (3.1), de la cual se obtiene la primera derivada con respecto a cada una de las variables independientes y se las iguala a cero ec. (3.2).

$$L = F_T + \lambda\phi \quad (3.1)$$

L = Función de lagrange.

F_T = Función de centrales termicas.

λ = Costo

$$\frac{dL}{dP_i} = \frac{dF_i(P_i)}{dP_i} - \lambda = 0$$

O en su caso

$$\frac{dF_i}{dP_i} = \lambda \quad (3.2)$$

Con ello se obtiene la condición necesaria para la existencia de un mínimo costo de operación para sistemas térmicos de potencia en la cual todos los generadores proveen de energía, para lo cual λ es la tasa de costo incremental para todas las unidades. Y para que este método pueda ser resuelto es necesario sumar la ecuación

de potencia generada la cual debería ser igual a la potencia de carga P_{load} , respetando de manera simultánea las restricciones de P_{min} y P_{max} .

$$\begin{aligned}
 \frac{dF_i}{dP_i} &= \lambda && N \text{ ecuaciones} \\
 P_{i,min} \leq P_i \leq P_{i,max} &&& 2N \text{ inecuaciones} \\
 \sum_{i=1}^N P_i &= P_{load} && 1 \text{ Restriccion}
 \end{aligned} \tag{3.3}$$

Con dichas ecuaciones se forma una matriz para obtener los resultados requeridos.

$$\begin{bmatrix}
 \frac{dF_1}{dP_1} \dots \dots - \lambda \\
 \frac{dF_2}{dP_2} \dots \dots - \lambda \\
 \vdots \dots \dots - \lambda \\
 \frac{dF_i}{dP_i} \dots \dots - \lambda \\
 \sum_{i=1}^N P_i \dots \dots
 \end{bmatrix}
 \times
 \begin{bmatrix}
 P_1 \\
 P_2 \\
 \vdots \\
 P_i \\
 \lambda
 \end{bmatrix}
 =
 \begin{bmatrix}
 0 \\
 0 \\
 \vdots \\
 0 \\
 P_{load}
 \end{bmatrix} \tag{3.4}$$

A método de solución matemática se la podría considerar como la base para el desarrollo de métodos siguientes, por razón que este posee falencias en sus resultados las cuales no consideran restricciones de P_{min} y P_{max} , llegando a determinar potencias fuera de rango las cuales no dan ninguna garantía para una aplicación de mayor envergadura.

Ejemplo 3.1.[Wood &Wollenberg, 1996]; Ejemplo 3A, pág. 32.

Suponiendo que nosotros deseamos determinar el punto de operación económica para tres unidades, cuando entregan un total de 800MW.

CARACTERÍSTICAS DE LAS CENTRALES			
	Unidad 1 Combustible Carbon	Unidad 2 Combustible Petroleo	Unidad 3 Combustible Petroleo
Curva Entrada Salida	$H_1 \left(\frac{MBtu}{h} \right) = 510 + 7.2P_1 + 0.00142P_1^2$	$H_2 \left(\frac{MBtu}{h} \right) = 310 + 7.85P_2 + 0.00194P_2^2$	$H_3 \left(\frac{MBtu}{h} \right) = 78 + 7.97P_3 + 0.00482P_3^2$
Restricción Pmin y Pmax	$150MW \leq P_1 \leq 600MW$	$100MW \leq P_2 \leq 400MW$	$50MW \leq P_3 \leq 200MW$
Costo de combustible	$Fuel Cost = 1.1\$ / MBtu$	$Fuel Cost = 1.0\$ / MBtu$	$Fuel Cost = 1.0\$ / MBtu$

Ahora se obtienen las funciones objetivos de cada unidad:

$$F_1 = H_1.Costocomb. = [510 + 7.2P_1 + 0.00142P_1^2] * 1.1 = 561 + 7.92P_1 + 0.001562P_1^2$$

$$150MW \leq P_1 \leq 600MW$$

$$F_2 = H_2.Costocomb. = [310 + 7.85P_2 + 0.00194P_2^2] * 1 = 310 + 7.85P_2 + 0.00194P_2^2$$

$$100MW \leq P_2 \leq 400MW$$

$$F_3 = H_3.Costocomb. = [78 + 7.97P_3 + 0.00482P_3^2] * 1 = 78 + 7.97P_3 + 0.00482P_3^2$$

$$50MW \leq P_3 \leq 200MW$$

A partir de la ec. 3.3 obtenemos la condición mínima de costo de operación:

$$\frac{dF_i}{dP_i} = \lambda \text{ para } i \text{ generacione s}$$

$$\frac{dF_1}{dP_1} = \lambda = 0 \therefore \frac{d(561 + 7.92P_1 + 0.001562P_1^2)}{dP_1} - \lambda = 0 \therefore 7.92 + 2(0.001562)P_1 - \lambda$$

$$7.92 + 0.003124P_1 - \lambda \therefore 0.003124P_1 - \lambda = 7.92 \quad (1)$$

$$\frac{dF_2}{dP_2} = \lambda = 0 \therefore \frac{d(310 + 7.85P_2 + 0.00194P_2^2)}{dP_2} - \lambda = 0 \therefore 7.85 + 2(0.00194)P_2 - \lambda$$

$$7.85 + 0.00388P_2 - \lambda \therefore 0.00388P_2 - \lambda = 7.85 \quad (2)$$

$$\frac{dF_3}{dP_3} = \lambda = 0 \therefore \frac{d(78 + 7.97P_3 + 0.00482P_3^2)}{dP_3} - \lambda = 0 \therefore 7.97 + 2(0.00482)P_3 - \lambda$$

$$7.97 + 0.00964P_3 - \lambda \therefore 0.00964P_3 - \lambda = 7.97 \quad (3)$$

$$\sum_{i=1}^N P_i = P_{load} \therefore P_1 + P_2 + P_3 = 800$$

Formación de Matriz

$$\begin{bmatrix} P_1 & P_2 & P_3 & \lambda \\ 0.003124 & 0 & 0 & -1 \\ 0 & 0.0388 & 0 & -1 \\ 0 & 0 & 0.0964 & -1 \\ 1 & 1 & 1 & -1 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -7.92 \\ -7.85 \\ -7.97 \\ 850 \end{bmatrix}$$

Resolviendo la matriz se obtienen los valores de P_1 , P_2 , P_3 y λ

$$\begin{aligned} P_1 &= 369,68\text{MW} && \text{los valores están dentro de las restricciones, por lo tanto son} \\ P_2 &= 315,7\text{MW} && \text{correctos} \\ P_3 &= 114.62\text{MW} \\ \lambda &= 9.0749\$/\text{MW} \end{aligned}$$

Costo por cada MW generado

Reemplazando los valores encontrados en las funciones objetivos F_i se obtiene los costos totales de generación (operación, generación)

$$\begin{aligned} F_1 &= 561 + 7.92(369.68) + 0.001562(369.68)^2 = \$3702.33 * \text{hora} \\ F_2 &= 310 + 7.85(315.7) + 0.00194(315.7)^2 = \$32981 * \text{hora} \\ F_3 &= 78 + 7.97(114.62) + 0.00482(114.62)^2 = \$1054.85 * \text{hora} \\ \text{Costo total por MWh} & && \$7738.78 \end{aligned}$$

3. Calcular ε

$$\begin{aligned} |\varepsilon| &= 800 - (281.69 + 244.84 + 86.1) = 800 - 612.63 \\ |\varepsilon| &= 187.37 \end{aligned}$$

4. Si es **1^{era}** iter volver a paso 1

Si no lo es ir paso 5

5. Comparar ε

$$|\varepsilon| \leq \text{Tolerancia}$$

$$|\varepsilon| \leq 0.01$$

Si es $\leq 0.01 = \text{FIN}$

NO volver al paso 1; interpolando para obtener el valor λ^{new}

Load = la demanda a la que se desea llegar

$$P_{load}^{n-iter} = \sum_{i=1}^N P_i^{ultimo}$$

6. Interpolación

$$\lambda^{new} = \frac{P_{load} - P_{load}^{niter}}{P_{load}^0 - P_{load}^{Niter}} * \lambda^0 + \frac{P_{load} - P_{load}^0}{P_{load}^{Niter} - P_{load}^0} \lambda^{Niter}$$

$$P_{load}^0 = \sum_{i=1}^N P_i \text{ iteracion anterior} \quad \lambda^0 = \text{Iter. anterior}$$

$$\lambda^{N.iter} = \text{ultimo}$$

$$\lambda^{new} = \frac{800 - 612.63}{67.37 - 612.63} * 8 + \frac{800 - 67.37}{612.33 - 67.37} * 8.8$$

$$\lambda^{new} = 9.0574$$

Las siguientes iteraciones se muestran en la siguiente tabla:

Interacción	λ	Proad (MW)	(MW) P_1	(MW) P_2	(MW) P_3	ε
1	8	67.37	25.6	38.66	3.11	732.63
2	8.8	621.63	281.69	244.84	86.1	187.37
3	9.07491	800.005	369.69	315.698	114.617	0.005

3.2.2. Método de Iteración-Lambda.

Con las funciones objetivas obtenidas en el ejemplo 3.1:

$$F_1 = 561 + 7.92P_1 + 0.001562P_1^2 \quad \therefore \frac{dF_1}{dP_1} = 0.00312P_1 - \lambda = -7.92$$

$$F_2 = 310 + 7.85P_2 + 0.00194P_2^2 \quad \therefore \frac{dF_2}{dP_2} = 0.00388P_2 - \lambda = -7.85$$

$$F_3 = 78 + 7.98P_3 + 0.00482P_3^2 \quad \therefore \frac{dF_3}{dP_3} = 0.00964P_3 - \lambda = -7.97$$

Procedemos a calcular por el método de Iteración-lambda, partiendo con valores:

$$\lambda = 8$$

$$\varepsilon = 0.01 \quad P_{load} = 800$$

1ª Interacción

1. Establecer $\lambda = 8$
2. Calcular P_1 para $i=1, \dots, N$

(generaciones), calculados en $\frac{dF_1}{dP_1} = \lambda$

$$0.003124P_1 - \lambda = -7.92 \quad 0.00388P_2 - \lambda = -7.85 \quad 0.00964P_3 - \lambda = -7.97$$

$$0.003124P_1 - 8 = -7.92 \quad 0.00388P_2 - 8 = -7.85 \quad 0.00964P_3 - 8 = -7.97$$

$$P_1 \frac{8-7.92}{0.003124} = 25.6MW \quad P_2 \frac{8-7.85}{0.00388} = 38.66MW \quad P_3 \frac{8-7.97}{0.00964} = 3.11MW$$

3. Calcular E

$$E = P_{load} - \sum_{i=1}^N P_i$$

$$E = 800 - (25.6 + 38.66 + 3.11)$$

$$E = 732.63$$

4. Si es 1ª interacción
sumamos = 10%
Si no es 1ª interacción continuar paso 5
Como es 1ª interacción volvemos al paso 1, pero con + 10%

2ª Interacción

1. $old + 10\% =$
 $8 + 0.1 = 8.01$

$$P_1 \frac{new-7.92}{0.003124} = 281.69MW \quad P_2 \frac{new-7.85}{0.00388} = 244.84MW \quad P_3 \frac{new-7.97}{0.00964} = 86.1MW$$

Con los resultados obtenidos se calcula los costos por generador y total

Potencia Costo

$$P_1 = 369.69MW \quad \$3702.42$$

$$P_2 = 315.698MW \quad \$2981.58$$

$$P_3 = 114.617MW \quad \$1054.82$$

$$\lambda = 9.07491MW \quad \$7738.82 \text{ Costo por hora de tres generadores}$$

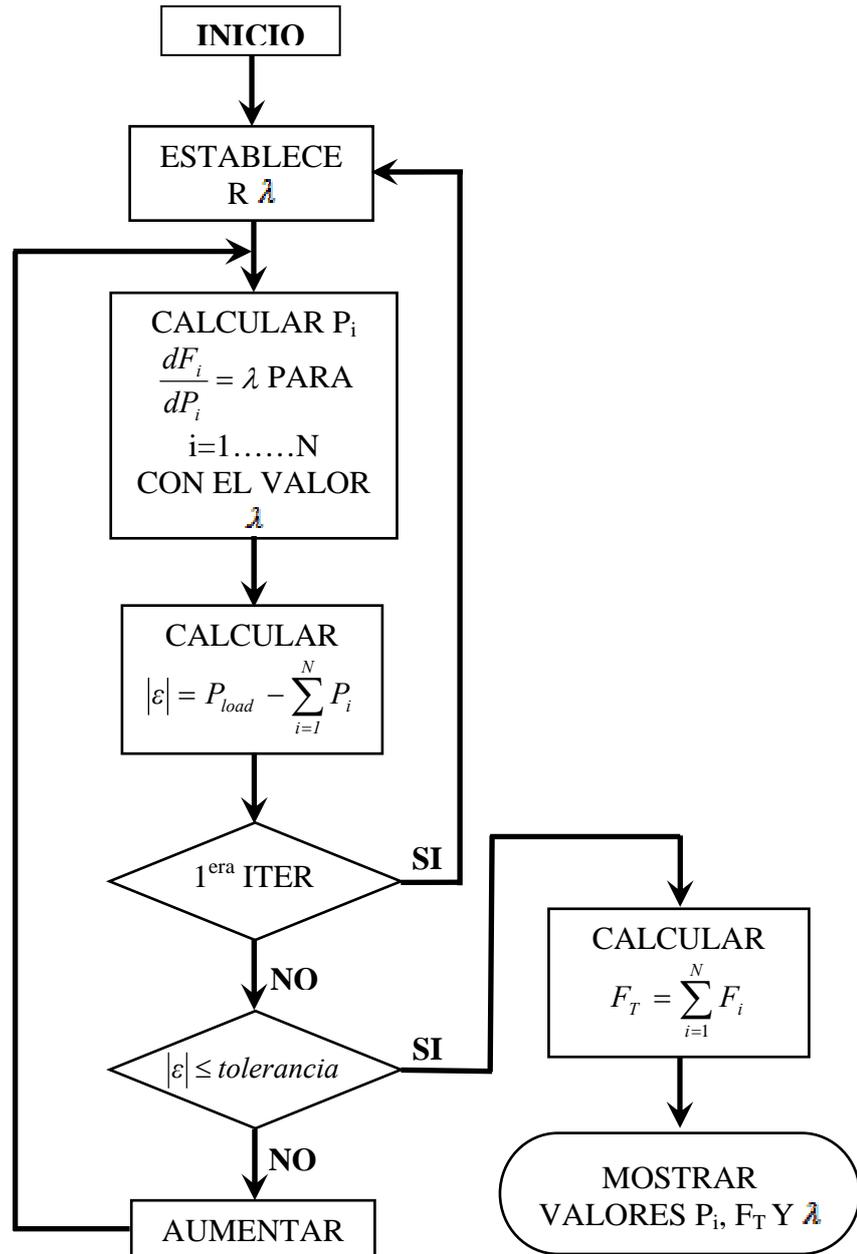
Este método introduce un método iterativo a partir de la ecuación 3.3, donde el punto de partida es dar un valor de λ y dependiendo del correcto valor se puede llegar a una solución en menor número de iteraciones.

A este procedimiento iterativo se debe establecer reglas para aumentar las garantías, la cual considera establecer una tolerancia o margen de error ε aceptable, la cual no pueda incurrir en una redundancia o en un bucle infinito no llegando a establecer un resultado y la de colocar un número finito de iteraciones,

$$|\varepsilon| = P_{load} - \sum_{i=1}^N P_i \quad (3.5)$$

El error ε puede ser establecido como $\varepsilon=0.01$, el cual resulta luego de varias pruebas, en el cual también se ha llegado a considerar que el paso del valor λ debería ser $\lambda = 0.1$.

El procedimiento de la iteración-lambda esta descrito en el siguiente diagrama de bloque



Siendo que λ es la variable ajustable en el proceso iterativo resultar muy largo obtener el resultado y aquel resultado no resulta el que proporciona una mayor optimización ya que ε no llega a ser cero.

3.2.3. Método del Gradiente.

Este método trabaja sobre el principio de minimizar una función, la cual consiste en encontrar siempre la dirección de arriba hacia abajo mediante una serie de pasos mediante un punto inicial x^0 .

En el despacho económico el gradiente se lo aplica a la función de lagrange ecuación 3.1:

$$L = F_T + \lambda\phi$$

Donde

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

$$\phi = \left(P_{load} - \sum_{i=1}^N P_i \right)$$

Resultando

$$L = \sum_{i=1}^N F_i(P_i) + \lambda \left(P_{load} - \sum_{i=1}^N P_i \right) \quad (3.6)$$

Y el gradiente de esta función es:

$$\nabla L = \begin{bmatrix} \frac{dL}{dP_1} \\ \frac{dL}{dP_2} \\ \vdots \\ \frac{dL}{dP_i} \\ \frac{dL}{d\lambda} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{dF_1(P_1)}{dP_1} - \lambda \\ \frac{dF_2(P_2)}{dP_2} - \lambda \\ \vdots \\ \frac{dF_i(P_i)}{dP_i} - \lambda \\ P_{load} - \sum_{i=1}^N P_i \end{bmatrix} \quad (3.7)$$

Este algoritmo requiere un valor inicial de λ^0 , P_1^0 , P_2^0 , P_i^0 para que el gradiente de lagrange sea re-calculado en sus nuevos valores mediante:

$$x^1 = x^0 - (\nabla L)\alpha \quad (3.8)$$

De la cual se puede desglosar en:

$$P_i^n = P_i^{n-1} - \left(\frac{dF_i(P_i^{n-1})}{dP_i} - \lambda^{n-1} \right) \alpha \quad \lambda^n = \lambda^{n-1} - \left(P_{load} - \sum_{i=1}^N P_i^{n-1} \right) \alpha$$

Donde α es un escalar que permite garantizar que el proceso converja.

Dado que el resultado de este método no puede garantizar un ajuste de los generadores, por lo que el gradiente de lagrange no llega a ser cero, resulta necesario una simple variación de esta técnica, llegando a denominarse “**Gradiente Reducido**”.

Ejemplo

Funciones objetiva

$$F_1 = 561 + 7.92P_1 + 0.001562P_1^2$$

$$\frac{dF_1}{dP_1} = 0.003124P_1 + 7.92 \quad 150MW \leq P_1 \leq 600MW$$

$$F_2 = 310 + 7.85P_2 + 0.00194P_2^2$$

$$\frac{dF_2}{dP_2} = 0.00388P_2 + 7.85 \quad 100MW \leq P_2 \leq 400MW$$

$$F_3 = 78 + 7.97P_3 + 0.00482P_3^2$$

$$\frac{dF_3}{dP_3} = 0.00964P_3 + 7.97 \quad 50MW \leq P_3 \leq 200MW$$

1. Determinamos de manera aleatoria los valores $\lambda^0, P_1^0, P_2^0, P_3^0$ con la restricción

$$\sum_{P_i=1}^3 P_i^0 = P_{load}$$

$$P_{load} = 800$$

$$P_1^0 = 300$$

$$P_2^0 = 200$$

$$P_3^0 = 300$$

$$\sum_{i=1}^3 P_i^0 = P_{load}$$

$$P_1 + P_2 + P_3 = P_{load}$$

$$300 + 200 + 300 = 800$$

Con estos valores P_1^0, P_2^0, P_3^0 se calcula λ para cada generador:

$$\frac{dF_i}{dP_i} = \lambda_i = 0$$

Para generador 1

$$\frac{dF_1}{dP_1} = \lambda_1 = 0$$

$$0.003124P_1 + 7.92 = \lambda_1$$

$$0.003124(300) + 7.92 = \lambda_1$$

$$\lambda_1 = 8.857$$

Para generador 2

$$\frac{dF_2}{dP_2} = \lambda_2 = 0$$

$$0.00388P_2 + 7.85 = \lambda_2$$

$$0.00388(200) + 7.85 = \lambda_2$$

$$\lambda_2 = 8.626$$

Para generador 3

$$\frac{dF_3}{dP_3} = \lambda_3 = 0$$

$$0.00964P_3 + 7.97 = \lambda_3$$

$$0.00964(300) + 7.97 = \lambda_3$$

$$\lambda_3 = 10.862$$

$$\lambda^0 = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \lambda_i$$

$$\lambda^0 = \frac{1}{3} (8.857 + 8.826 + 10.862)$$

$$\lambda^0 = 9.4484$$

2° A partir de las ecuaciones dadas en el desglose de 3.8.

$$P_i^n = P_i^{n-1} - \left(\frac{df_i(P_i)^{n-1}}{dP_i} - \lambda^{n-1} \right) \alpha \quad \lambda^n = \lambda^{n-1} - \left(P_{i,load} - \sum_{i=1}^N P_i^{n-1} \right)$$

1ª iteración

$$P_1^l = P_1^0 - (0.003124P_1^0 + 7.92 - \lambda^0) = 300 - (0.003124(300) + 7.92 - 9.4484) \\ = 300 - (-0.59)P_1^l = 300.59$$

$$P_2^l = P_2^0 - (0.00388P_2^0 + 7.85 - \lambda^0) = 200 - (0.00388(200) + 7.85 - 9.4484) = 200$$

$$P_3^l = P_3^0 - (0.00388P_2^0 + 7.97 - \lambda^0) = 300 - (0.00964(300) + 7.97 - 9.4484) = 300$$

3.2.3.1. Gradiente Reducido.

El Gradiente Reducido disminuye el número de variables involucradas en el proceso iterativo, lo cual implica que una variable dependa de otra siendo esto aplicable para un número reducido de generadores lo cual es una desventaja, no pudiendo ser aplicada en sistemas más realistas.

Con este antecedente se podría establecer para un grupo de 3 centrales, partiendo de la restricción de la ecuación 3.3.

$$\sum_{i=1}^N P_i = P_{load} \quad N = 3$$

$$P_1 + P_2 + P_3 = P_{load}$$

$$P_1 + P_2 - P_{load} = P_3 \quad (3.9)$$

$$F_T = F_1(P_1) + F_2(P_2) + F_3(P_3) \quad (3.10)$$

Se sustituye P_3 (ecuación 3.9) en la ecuación 3.10

$$F_T = F_1(P_1) + F_2(P_2) + F_3(P_1 + P_2 - P_{load}) \quad (3.11)$$

Y obteniendo el gradiente de F_T .

$$\nabla F_T = \begin{bmatrix} \frac{dF_T}{dP_1} \\ \frac{dF_T}{dP_2} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{dF_1}{dP_1} - \frac{dF_3}{dP_1} \\ \frac{dF_2}{dP_2} - \frac{dF_3}{dP_2} \end{bmatrix} \quad (3.12)$$

Y partiendo de la ecuación 3.8 se obtiene:

$$x^1 = x^0 - (\nabla F_T) \alpha \quad (3.13)$$

$$x = \begin{bmatrix} P_1 \\ P_2 \\ \vdots \\ P_i \\ \lambda \end{bmatrix}$$

El método del gradiente llega a converger cuando el error llega a ser menor al establecido, considerando que el error es igual a:

$$\varepsilon = F_T^{old} - F_T^{new} \quad \varepsilon \leq \text{tolerancia} \quad (3.14)$$

3.2.4. Método de Newton.

Con el método del gradiente no se llega a conseguir una garantía fiable, por lo que el gradiente de la ecuación de lagrange no llega a ser cero; con lo cual el método de Newton puede reformular el problema y hallar la corrección que conduzca el gradiente del vector a cero (donde cuyos elementos dentro de dicha función sean cero).

Suponiendo que nosotros deseamos conducir la función $g(x)$ a cero. La función g es un vector y las incógnitas, x , son también vectores entonces usando el método de Newton obtenemos:

$$g(x + \Delta x) = g(x) + [g'(x)] \Delta x = 0 \quad (3.15)$$

Sabiendo que $g(x)$ está definida como:

$$g(x) = \begin{bmatrix} g_1(x_1, x_2, x_3) \\ g_2(x_1, x_2, x_3) \\ g_3(x_1, x_2, x_3) \end{bmatrix} \quad (3.16)$$

Entonces.

$$g'(x) = \begin{bmatrix} \frac{dg_1}{dx_1} & \frac{dg_1}{dx_2} & \frac{dg_1}{dx_3} \\ \frac{dg_2}{dx_1} & \frac{dg_2}{dx_2} & \frac{dg_2}{dx_3} \end{bmatrix} \quad (3.17)$$

Y el ajuste a cada paso es:

$$\Delta x = -\frac{g(x)}{[g'(x)]} = -[g'(x)]^{-1} g(x) \quad (3.18)$$

En despacho la función de lagrange de la ecuación 3.6 resulta:

$$g(x) = \Delta L$$

Por lo tanto.

$$\Delta x = -\left[\frac{d\Delta L_x}{dx} \right]^{-1} \Delta L \quad (3.19)$$

ΔL Ya está definida en la ecuación 3.7 por lo tanto resulta definir $\left[\frac{d\Delta L_x}{dx} \right]$

$$\left[\frac{d\Delta L_x}{dx} \right] = \begin{bmatrix} \frac{d^2 L}{dP_1^2} & \frac{d^2 L}{dP_1 P_2} & \dots & \frac{d^2 L}{dP_1 \lambda} \\ \frac{d^2 L}{dP_1 P_2} & \frac{d^2 L}{dP_2^2} & \dots & \frac{d^2 L}{dP_2 \lambda} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{d^2 L}{dP_1 \lambda} & \frac{d^2 L}{dP_2 \lambda} & \dots & \frac{d^2 L}{d\lambda^2} \end{bmatrix} \quad (3.20)$$

Ahora resultando de la ecuación 3.13

$$x^1 = x^0 + \Delta x \quad (3.21)$$

$$x = \begin{bmatrix} P_1 \\ P_2 \\ \vdots \\ P_i \\ \lambda \end{bmatrix}$$

Para iniciar este método es necesario valor iniciales de P_i y a partir de ello se calcula λ para cada valor. Este método consigue llevar a cero el gradiente por lo cual es el de mayor garantías en este tipo de métodos de programación matemática.

3.2.5. Factores de Participación.

Una vez realizado el despacho óptimo de carga para una demanda determinada, resulta que dicho nivel de demanda es variable y es necesario realizar ajustes en el nivel de potencia entregada por cada generador, pudiendo ser resuelto por un nuevo cálculo de despacho u optar por aplicar la técnica de factores de participación.

El método de factores de participación considera que existe una función objetivo en cada generador dentro del sistema y asume que existe la primera y segunda derivada de dicha función. Como la carga de la unidad tiene un cambio de potencia ΔP_i Figura 3.2 y el costo incremental también produce un cambio $\lambda^0 = \Delta\lambda + \lambda^0$. Por más pequeña que sea el cambio de potencia existirá un cambio en el costo de producción.

$$\Delta\lambda = \Delta\lambda \cong F_i' \binom{0}{i} \Delta P_i \quad (3.22)$$

Siendo para cada de las N unidades del sistema, así que:

$$\begin{aligned}
\Delta P_1 &= \frac{\Delta \lambda}{F_1'''} \\
\Delta P_1 &= \frac{\Delta \lambda}{F_1'''} \\
&\vdots \\
\Delta P_N &= \frac{\Delta \lambda}{F_N'''}
\end{aligned}
\tag{3.23}$$

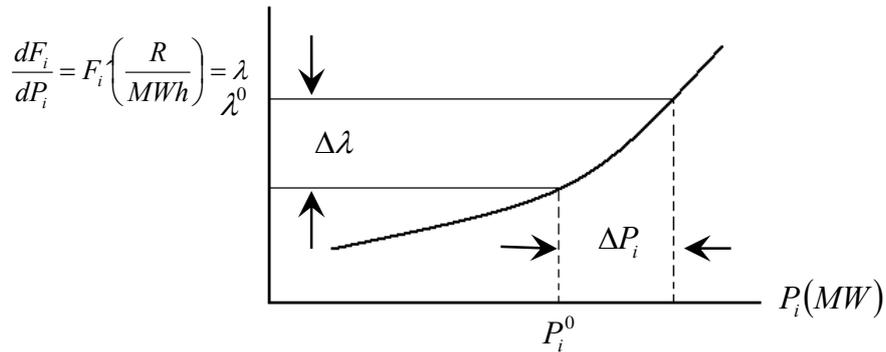


Figura 3.2: Relación de $\Delta \lambda$ y ΔP_i

Cuando existe el cambio de demanda ΔP_D existen de igual manera un cambio de todos los generadores, resultando:

$$\Delta P_D = P_{load\ NEW} - P_{load\ OLD}
\tag{3.24}$$

$$\Delta P_D = \Delta P_1 + \Delta P_2 + \dots + \Delta P_N$$

$$\Delta P_D = \Delta \lambda \sum_i \left(\frac{1}{F_i'''} \right)
\tag{3.25}$$

De la ecuación 3.23 se puede usar para encontrar los factores de participación de cada unidad siendo la siguiente:

$$\left(\frac{\Delta P_i}{\Delta P_D} \right) = \frac{\left(\frac{1}{F_i'''} \right)}{\sum_i \left(\frac{1}{F_i'''} \right)}
\tag{3.26}$$

Los valores de los generadores se calculan de la siguiente manera:

$$P_{NEWi} = P_{OLDi} + \left(\frac{\Delta P_i}{\Delta P_D} \right) \Delta P_D \text{ para } i = \text{generadores}$$

La implementación computacional de este esquema en el despacho económico es de ayuda, pudiendo estar en tablas que especifiquen los valores para cada nivel de carga, siendo esta una ejecución de menor tiempo siempre y cuando cada unidad disponga de potencia almacenada y no sobre pasen sus límites.

3.3. Métodos Enumerativos.

Los métodos enumerativos son aquellos que recorren todo el espacio de búsqueda (o una parte de él) en busca de la solución óptima. Este tipo de métodos suele combinarse con diversas técnicas de descomposición para reducir la dimensión del problema y hacerlo más tratable.

3.3.1. Programación Dinámica.

La aplicación de métodos digitales para resolver una gran variedad de problemas de optimización dinámica fue desarrollada en los años de 1950 por el Dr. Richard Bellman y sus asociados, estas técnicas son útiles en resolver una gran variedad de problemas por lo que reducen enormemente el esfuerzo computacional.

La programación dinámica es una técnica de optimización en la cual las soluciones se determinan en base a soluciones anteriores. Con esta técnica se guardan las soluciones anteriores en vez de recalcularlas. Con lo cual se presta bastante bien para la optimización de procesos de múltiples etapas (como es el caso de la programación de la generación), pero no todo resulta de buena manera pues este presenta un problema de dimensionalidad con lo que limita su desempeño para sistemas con muchas unidades generadoras, ya que sería necesario una gran disponibilidad de memoria y su tiempo de cálculo resulta bastante largo

CAPITULO 4

4. IMPLEMENTACION DE LOS ALGORITMOS A UN SISTEMA DE 6 NODOS ENMATLAB.

4.1. Sistema de 6 nodos.

El sistema de 6 nodos a utilizarse, es el propuesto y resuelto en el libro de Wood Wollenberg "*POWER GENERATION, OPERATION, AND CONTROL*" 2^{da} edición, el ejercicio 4A de la página 104. El cual nos servirá para comparar resultados del libro con los de nuestro programa.

4.1.1. Características del Sistema.

El sistema consta de 6 barras, en la cual existe 3 generadores (*barras 1,2 y 3*) 3 nodos carga (*barras 4, 5 y 6*) y además existen 11 líneas de transmisión en el sistema. Figura 4.1.

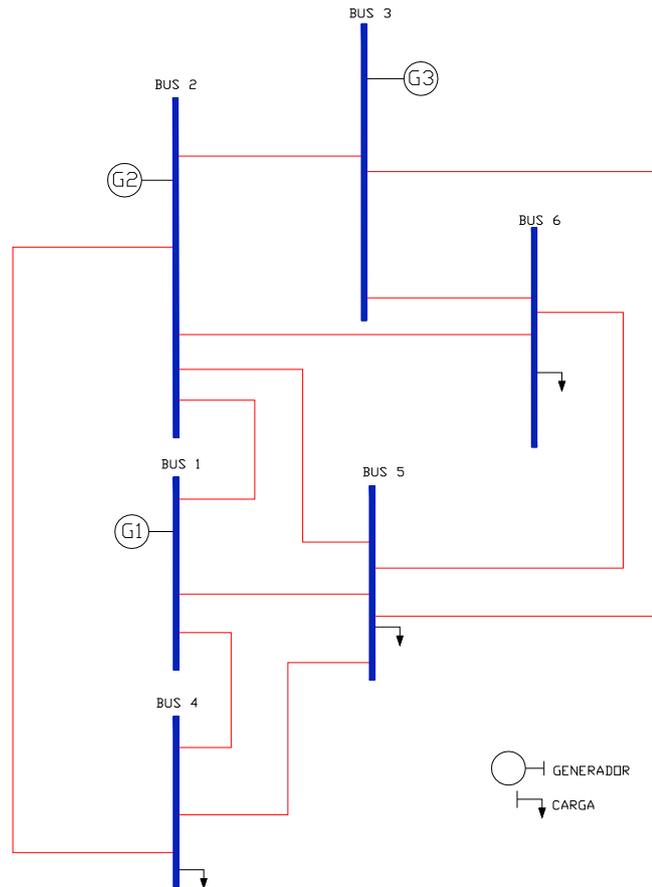


Figura 4.1. Sistema de 6 barras.

Los generadores del sistema a prueba son de energía térmica, con las siguientes funciones y restricciones.

GENERADOR	FUNCIÓN OBJETIVO	RESTRICCIÓN
G1	$F_1(P_1) = 213.1 + 11.669P_1 + 0.00533P_1^2$	$50.0MW \leq P_1 \leq 200MW$
G2	$F_2(P_2) = 200.0 + 10.333P_2 + 0.00889P_2^2$	$37.5MW \leq P_2 \leq 150MW$
G3	$F_3(P_3) = 240.0 + 10.833P_3 + 0.00741P_3^2$	$45.0MW \leq P_3 \leq 180MW$

La Carga Total del sistema en el momento es $210MW$

BARRA	P(MW)	Q(MW)
4	70	70
5	70	70
6	70	70

Las líneas de transmisión poseen las siguientes características:

Desde la Barra	Hasta la Barra	R (pu)	X(pu)	BCAP ^a (pu)
1	2	0.10	0.20	0.02
1	4	0.05	0.20	0.02
1	5	0.08	0.30	0.03
2	3	0.05	0.25	0.03
2	4	0.05	0.10	0.01
2	5	0.10	0.30	0.02
2	6	0.07	0.20	0.0025
3	5	0.12	0.26	0.0025
3	6	0.02	0.10	0.01
4	5	0.20	0.40	0.04
5	6	0.10	0.30	0.03

4.2. Formulación del Problema.

Para la resolución del problema se ha realizado un diagrama de bloque, donde el primer paso el despacho de carga y luego el flujo de potencia. Como se observa en la figura 4.2.

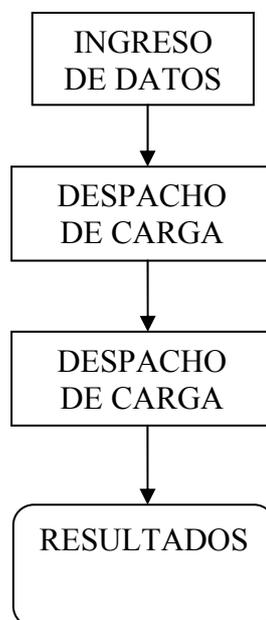


Figura 4.2. Diagrama de Bloque del procedimiento de resolución del problema.

El método de Newton Raphson es utilizado para el despacho de carga y de igual manera para el flujo de potencia.

4.2.1.1. Despacho de carga.

Dentro del proceso de despacho de carga se considera que los elementos activos del sistema estuviesen en una barra única. Como se observa en la figura 4.3.

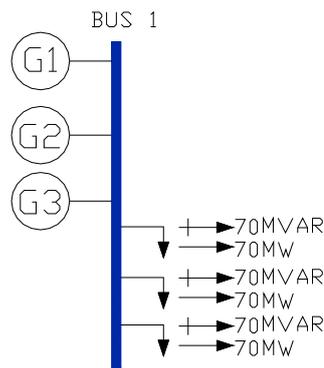


Figura 4.3. Sistema 1 barra, 3 generadores y 3 cargas

Aquí la potencia total (MW) a suministrar es la suma de la potencia en cada una de las cargas, siendo 210MW.

4.2.1.2. Flujo de Potencia.

La formulación del flujo de Potencia es a partir del despacho de unidades, con las potencias dadas por el despacho se realiza el flujo de potencia, tomando en cuenta la barra slack, ya que esta barra debe contener la unidad generadora que suministrará la potencia proporcionada por el despacho y adicionalmente solventara las perdidas por transmisión, Por lo tanto dicha generadora deberá ser la más económica en costos energéticos.

Para la realización de nuestra prueba hemos considerado la barra 1 como la barra Slack. Figura 4.1. Y el proceso de flujo de Potencia se lo realiza mediante el programa MATPOWER, considerando cada una de las características de las líneas.

4.3. Resolución del Sistema.

El sistema es resuelto en dos partes, la primera parte es el despacho y es resuelta por nuestro programa, y la segunda es el flujo de potencia siendo realizada por el anexo de nuestro programa hacia el matpower.

4.3.1.1. Resultados del despacho

4.3.1.1.1. Despacho del ejemplo

Los resultados obtenidos para una barra única son:

GENERADOR	POT. A GENERAR	COSTO POR GENERACIÓN
1(slack)	100 [MW]	\$ 1433.3 USD
2	50 [MW]	\$ 738.875 USD
3	60 [MW]	\$ 916.659 USD
POT. TOTAL		210 [MW]
COSTO TOTAL		\$ 3088,77 USD

La grafica 4.4 muestra los resultados del sistema

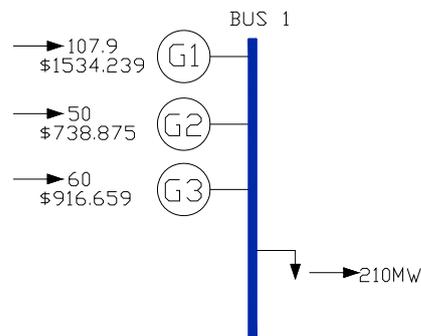


Figura 4.4. Resultados del despacho a una sola barra

Al igual se puede apreciar en la figura 4.5 los porcentajes de energía entregada al sistema.

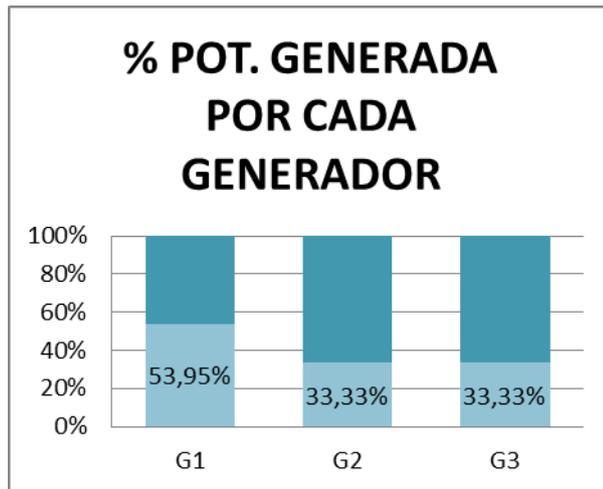


Figura 4.5. Porcentaje de energía entregada por cada generador.

4.3.1.1.2. Despacho mediante el programa

Los resultados obtenidos para una barra única son:

GENERADOR	POT. A GENERAR	COSTO POR GENERACIÓN
1(slack)	33.8311 [MW]	\$ 613.98 USD
2	95.4240 [MW]	\$ 1267 USD
3	80.7449 [MW]	\$ 1163 USD
		\$ 12.0296 USD
	POT. TOTAL	210 [MW]
	COSTO TOTAL	\$ 3043,98 USD

La grafica 4.6 muestra los resultados en el sistema único de barra.

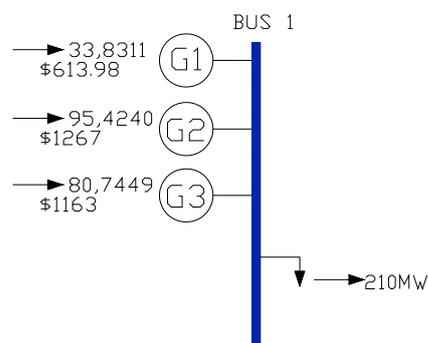


Figura 4.6. Resultados del despacho a una sola barra

Al igual se puede apreciar en la figura 4.7 los porcentajes de energía entregada al sistema.

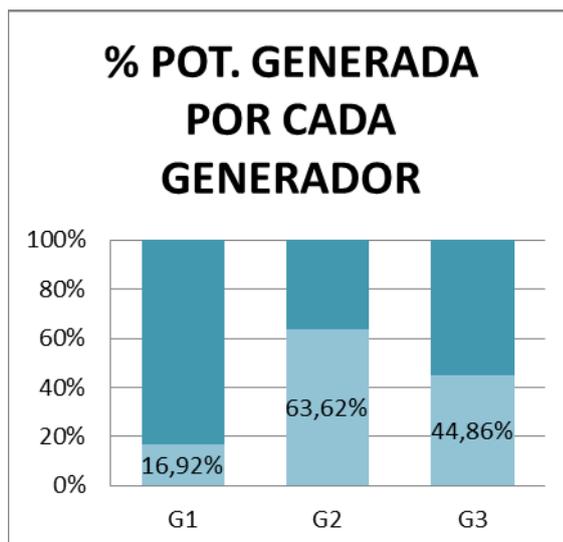


Figura 4.7. Porcentaje de energía entregada por cada generador.

4.3.1.2. Resultados del flujo de Potencia.

Al igual que despacho se obtienen los resultados:

4.3.1.2.1. Flujo de Potencia del ejemplo.

Los Resultados obtenidos son:

	P generada	U	Q generada	U
G1	107,9	MW	15,96	MVAR
G2	50	MW	74,36	MVAR
G3	60	MW	89,63	MVAR
Total generado	217,9	MW	179,95	MVAR

Pérdidas	7,875	MW	24,17	MVAR
Perdida máxima en línea	1,51 MW	2-4	5,02MVAR	3-6

Potencia de carga	210	MW
-------------------	-----	----

El flujo de carga se puede observar en la figura 4.8.

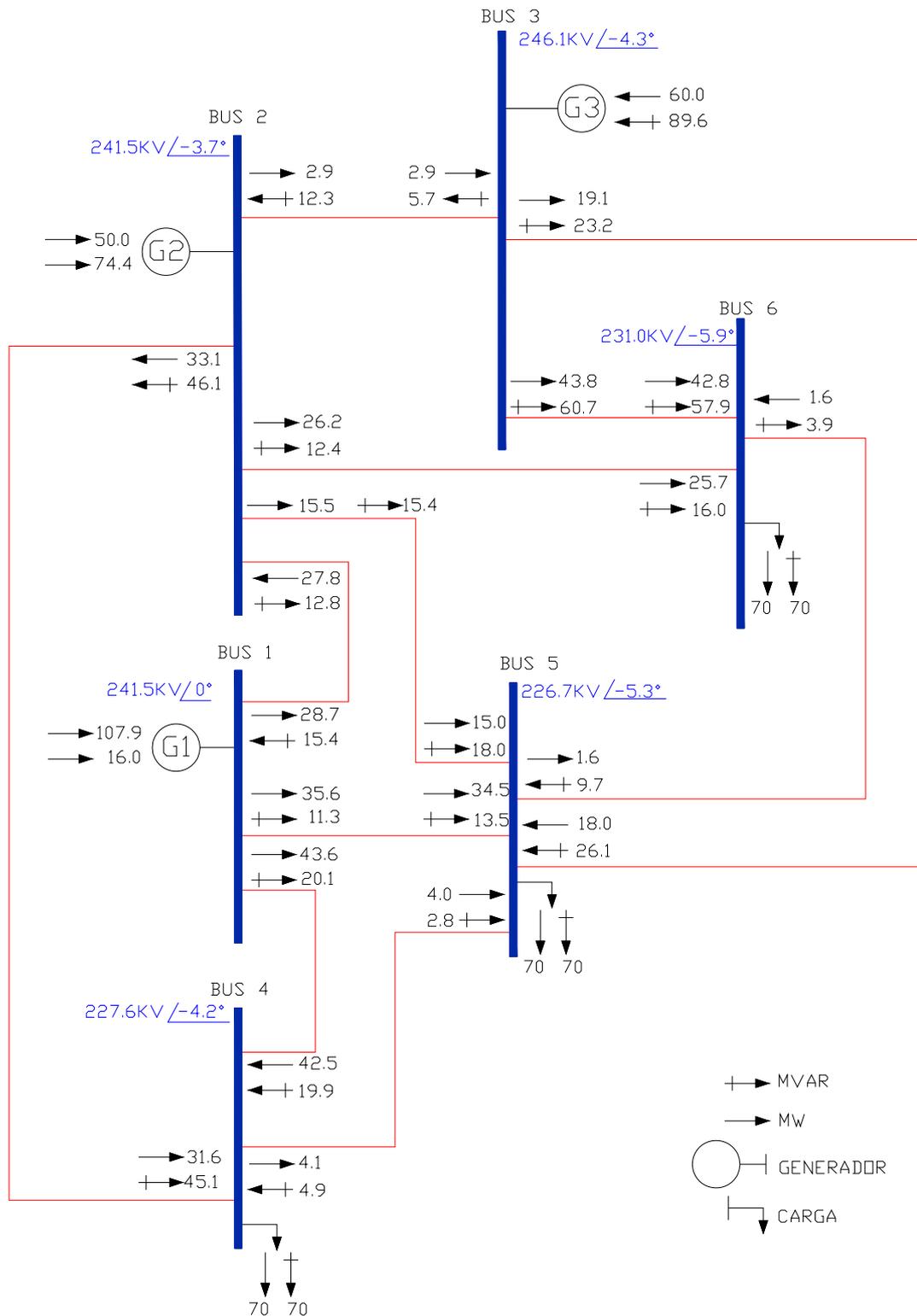


Figura 4.8. Resultado del flujo de Potencia AC. Con datos del ejemplo.

4.3.1.2.2. Flujo de Potencia mediante el programa.

Los Resultados obtenidos son:

	P generada	U	Q generada	U
G1	40,61	MW	38,82	MVAR
G2	95,42	MW	53,34	MVAR
G3	80,74	MW	83,96	MVAR
Total generado	216,77	MW	176,12	MVAR

Pérdidas	6,766	MW	20,28	MVAR
Perdida maxima en linea	2,01 MW	2-4	5,47 MVAR	3-6

Potencia de carga	210	MW
----------------------	-----	----

El flujo de carga se puede observar en la figura 4.9.

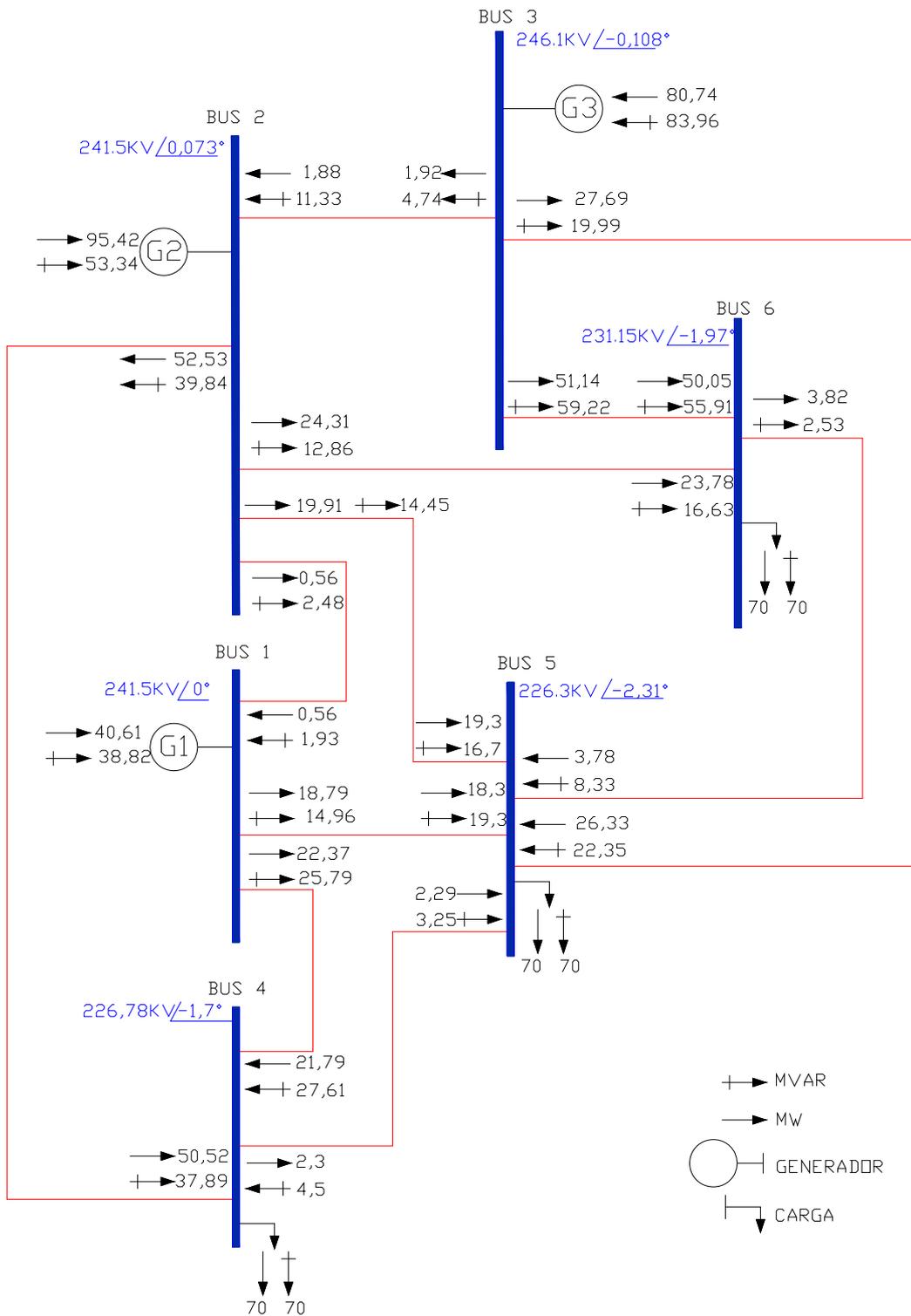


Figura 4.10. Resultado del flujo de Potencia AC. Con datos del programa.

4.4. Comparación de Resultados.

En la siguiente tabla se observa los datos de comparación entre el resuelto por el libro y nuestro programa propuesto.

	DATOS DEL LIBRO			DATOS DEL PROGRAMA			
	P (MW)	Q (MVAR)	COSTO	P (MW)	Q (MVAR)	COSTO	Nivel de eficiencia
GENERADOR 1	107,9	15,96	1534,239145	40,61		695,7681773	
GENERADOR 2	50	74,36	738,875	95,424		1266,966219	
GENERADOR 3	60	89,63	916,656	80,7449		1163,020767	
	P. TOTAL GENERADO [MW]		217,9	P. TOTAL GENERADO [MW]		216,7789	
	Q TOTAL GENERADO [MVAR]		179,95	Q TOTAL GENERADO [MVAR]		0	
	COSTO TOTAL X HORA		\$ 3.189,77	COSTO TOTAL X HORA		\$ 3.125,76	2,05%
	P (MW)	Q (MVAR)		P (MW)	Q (MVAR)		
DEMANDA	210	210		210	210		
PERDIDAS	7,9	24,17		6,76	20,28		
TOTAL CARGA	217,9	234,17		216,76	230,28		0,53%

Llegando a la conclusión de que nuestro programa resulta mejor en un 2,05% superior al resultado del libro.

CAPITULO 5

5. IMPLEMENTACION DE UN ALGORITMO AL SISTEMA ECUATORIANO EN MATLAB.

5.1. Sector Eléctrico Ecuatoriano.

El Mercado Eléctrico Mayorista está compuesto por un parque hidrotérmico, un transmisor de potencia, empresas distribuidoras, consumidores, regulador y un administrador técnico. Como se lo puede observar en la figura 5.1

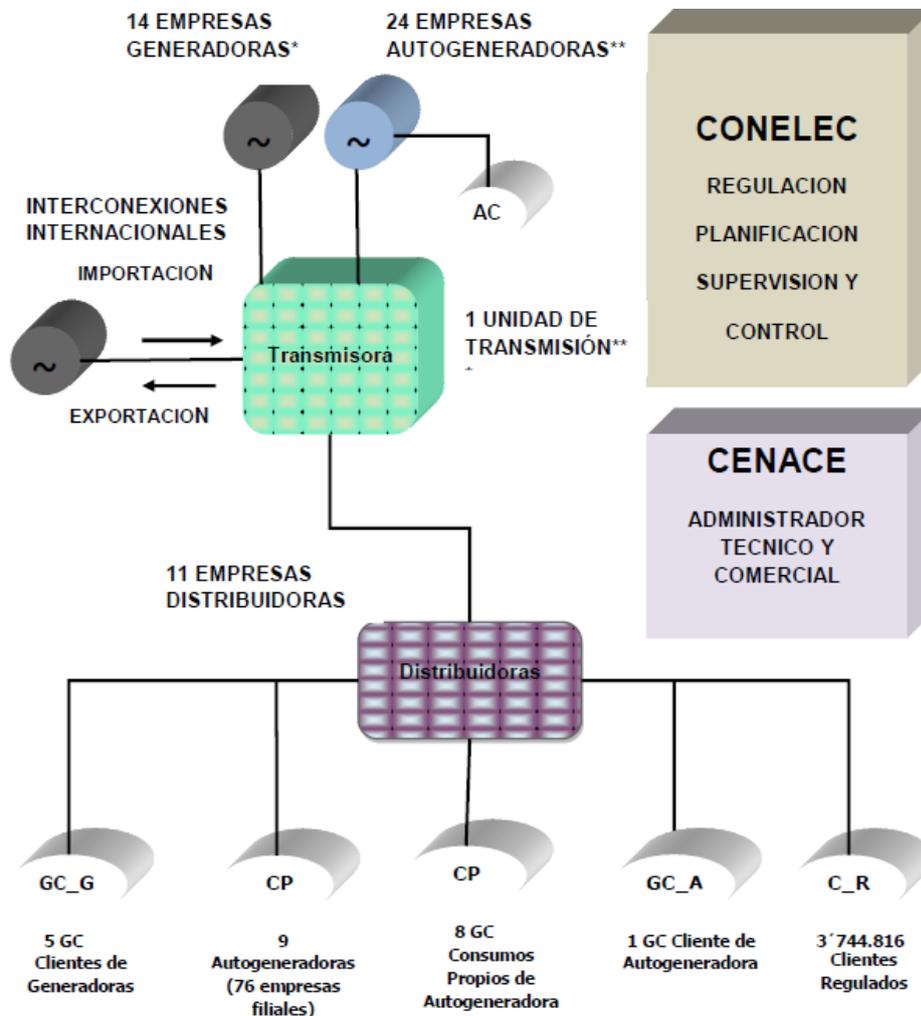


Figura 5.1.- Esquema del MEM a Diciembre del 2009

Las Empresas habilitadas para participar en el MEM son los siguientes:

Empresas generadoras

CELEC Electroguayas
CELEC Hidroagoyan
CELEC Hidropaute
CELEC Termoesmeraldas
CELEC Termopichincha
Elecaastro
Electroquil
EMAAP-Q
EOLICSA
GENEROCA
HIDRONACIÓN
HIDROPASTAZA
HIDROSIBIMBE
INTERVISA TRADE
Machala Power
Termoguayas
ULYSSEAS

Empresas autogeneradores

AGIP OIL ECUADOR	La Internacional (Vindobona)
Agua y Gas de Sillunchi	MANAGENERACIÓN (La Esperanza y Poza Honda)
ECOLUZ (HCJB) Papallacta	Consorcio Bloque 7 - 21
Molinos La Unión	Unidad Bloque 15
PETROPRODUCCIÓN	Electroandina
EMAAP-Q (Recuperadora)	Andes PetroleumCompany
PERLABÍ	Famiproduct - Lasso
OCP	ENERMAX (Cartopel)
LAFARGE (Selva Alegre)	HIDROABANICO
REPSOL YPF	HIDROIMBABURA
Soc. Agric. eInd. SAN CARLOS	I.M.Mejía (La Calera)
ECUDOS	ECOELECTRIC S.A.

Empresas de transmisión

CELEC EP- TRANSELECTRIC

Empresas distribuidoras

E.E. Ambato
E.E. Azogues
E.E. Bolívar
E.E. Cotopaxi
E.E. Esmeraldas
E.E. Los ríos
E.E. Manabí
E.E. Milagro
E.E. Quito
E.E. Centro Sur
E.E. Regional Sur
E.E. El Oro
E.E. Riobamba
E.E. Santa Elena
E.E. Santo Domingo
CATEG - D
Emelgur
E.E Regional Norte
E.E. Sucumbíos

Grandes consumidores

Papelera
Acosa
Expalsa
Plasticaucho
Plastigama
INCASA
SAN CARLOS
Plastiguayas
SALICA
NOVA

Empresas de Regulación, Planificación, Supervisión y Control.

La empresa Reguladora es el CONELEC que se constituye como un ente regulador y controlador, a través del cual el Estado Ecuatoriano puede delegar las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, a empresas concesionarias.

Además, el CONELEC tiene que elaborar el Plan de Electrificación, que será obligatorio para el sector público y referencial para el sector privado.

Empresas de Administración Técnica y Comercial.

La empresa Administradora y Comercial es el CENACE donde sus funciones se relacionan con la coordinación de la operación del Sistema Nacional Interconectado (SNI) y la administración de las transacciones técnicas y financieras del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) del Ecuador, conforme a la normativa promulgada para el Sector Eléctrico (ley, reglamentos y procedimientos).

5.2. Metodología del Despacho de Carga por el CENACE.

El CENACE entre sus responsabilidades tiene la de realizar el despacho económico de las diferentes centrales hidroeléctricas y unidades térmicas de S.N.I., para lo cual arecolectado información sobre el consumo específico de las diferentes unidades térmicas pertenecientes al ex INECEL y a las empresas eléctricas, con el fin de establecer la curva de entrada – salida (galones/hora) de las mismas.

El CENACE no cuenta con un modelo que permita relacionar las centrales hidroeléctricas de embalse del país con un equivalente térmico, así como en el caso de la central Paute y Pucara son centrales de regulación semanal.

La central Agoyan, está por ser una central de paso, no se determina un equivalente, pues no le afecta su embalse(bastante pequeño) y por tanto se convierte en una central de base, la cual tendrá necesariamente que ser despachada, pues su costo de producción de energía es bastante bajo; y por último la central de Marcel Laniado

que es de regulación anual se rige solo sobre la base de la mínima cantidad de agua que debe turbinar debido a que esta es parte de un proyecto múltiple y la generación de energía no es su mayor prioridad.

Se procede a calcular la energía hidroeléctrica disponible, esta energía se la divide para el número de periodos y se pone a competir con el resto de unidades de generación de acuerdo a sus costos variables.

Ahora bien, una vez establecidas las características de costos de las unidades de generación hidrotérmicas, el siguiente paso es establecer el despacho económico propiamente dicho. El CENACE utiliza curvas entradas salidas lineales, por lo que los costos incrementales no se pueden llegar a igualar, entonces para realizar el despacho se tendrá curvas entradas salidas de este tipo:

$$f(P) = a + b * P(\text{gal/h})$$

De tal manera que al multiplicar la ecuación anterior por el costo del combustible $C(\$/\text{gal})$ y derivar para encontrar el costo incremental (λ), se obtiene:

$$\frac{\partial f(P)}{\partial P} = \lambda = B \ (\$/MWh)$$

Por lo tanto el valor de la constante $B(\$/MWh)$, será el costo de cada una de las unidades de generación, las cuales para ser despachadas tendrán que competir sobre la base de este valor, pues de acuerdo a este valor las centrales serán ordenadas en forma ascendente de tal manera que para abastecer una carga determinada, se despachara siempre la más barata hasta alcanzar su potencia máxima, luego la unidad con el siguiente valor de B , hasta su máximo valor y así sucesivamente hasta que la última unidad que entre para abastecer una demanda que no necesariamente estará a su capacidad máxima, será la unidad denominada marginal, cuyo costo incremental será adoptado como precio de mercado de energía, con este valor tendrán que realizar las transacciones económicas para ese instante y esto es horario.

5.3. Prioridad de Despacho de las Unidades.

El despacho económico horario se ejecutará en orden de mérito establecido según el costo variable de producción declarado por el generador, comenzando por la planta hidroeléctrica o unidad termoeléctrica que tenga el menor costo variable de generación, seguida por la siguiente planta o unidad de menor costo variable y así sucesivamente.

El costo variable a nivel de Barra de Mercado se obtiene a partir de los costos variables a nivel de barra de generación dividido por los correspondientes factores de nodo estabilizados.

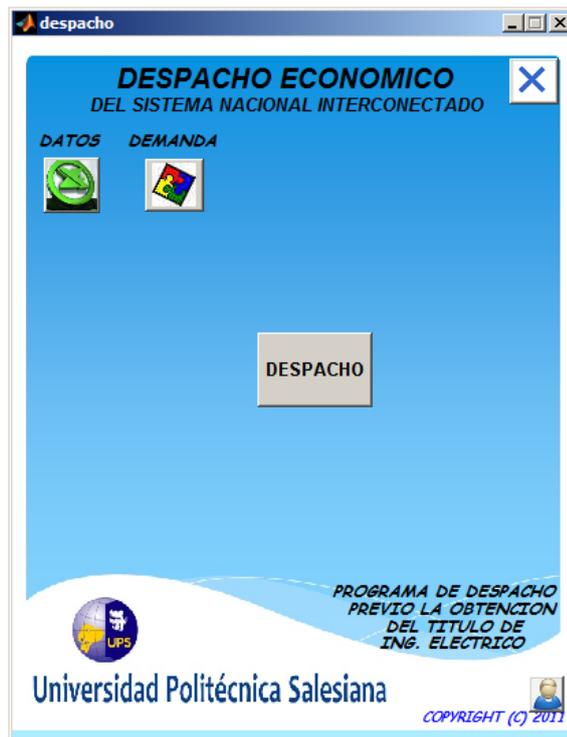
5.4. Metodología del Despacho de Carga por el Programa propuesto.

En el programa base que se utilizó para el ejemplo de 6 barras en el capítulo 4 se utilizaba las funciones objetivos dadas por el libro; el cual no tiene ninguna validez al SNI, por motivo que ninguna central posee la curva de costo-producción. Teniendo únicamente un costo final por cada MWH generado, entregado de manera mensual al CENACE.

Por lo tanto la idea planteada en nuestro algoritmo, es obtenido a partir del concepto de despacho que utilizado por el CENACE; la cual consiste en ingresar al sistema todas las centrales hidráulicas de pasada, constituyéndose en la base de la generación, para posteriormente ingresar las centrales de embalse y completar la demanda del sistema con las unidades térmicas desde las más eficientes hacia las menos eficientes, con un costo marginal, que lo impone la última central que ingresa al sistema.

5.5. Operación del Programa.

El programa cuenta con un interfaz gráfico de inicio



Los datos del sistema son previamente cargados a la hoja electrónica de Excel, la cual contiene:

- Demanda horaria. **Ver Anexo 7.2**
- Centrales de generación (hidráulica-térmica). **Ver Anexo 7.2**
- Empresas distribuidoras con generación. **Ver Anexo 7.2**
- Empresas distribuidoras **Ver Anexo 7.2**
- Interconexiones. **Ver Anexo 7.2**

El programa inicia pulsando el icono “DESPACHO” el cual calcula el despacho según los datos de ingreso que se hayan configurado.

Lo cual al final del proceso de cálculo nos muestra los resultados finales con las respectivas centrales despachando. *Remitirse a los Anexos 7.4 para observar los resultados.*

5.6. Comparación de Resultados.

Los resultados obtenidos de manera general son:

costo CENACE	costo PROGRAMA
\$ 334.811,64	\$ 327.114,46

Con los resultados de despacho podemos observar que existe una variación del **2,29%** a favor del programa propuesto, lo cual nos deja entre ver que el programa ejecutado satisface nuestras expectativas.

Los resultados se los puede observar en los Anexos.

CAPITULO 6

6. CONCLUSIONES.

Dentro del desarrollo de la Tesis hemos concluido en:

La realización del programa constituyo un reto, el cual hemos logrado concluirlo, ya que existieron factores adversos, tanto informativos de los parámetros y complicado del propio programa base utilizado como lo es el matlab.

En si el programa constituye en una herramienta base para su mejoramiento, profundización y expansión dentro de la compresión de los sistemas eléctricos de potencia, enfatizados en el despacho económico.

El método utilizado en las 6 barras el de Newton Raphson, realizando una variante para la aplicación en el sistema nacional S.N.I. El cual se la debió, al no existir funciones objetivos de cada una de las centrales pertenecientes al SNI, ya que muchas de ellas datan de hace más de 30 años.

Al concluir el despacho económico de carga en base a la predicción del CENACE ocurrido el día 25 de Abril del 2011, concluimos que el programa posee una eficiencia aceptable, tomando en cuenta que no se han utilizado todas las restricciones del sistema.

En la actualidad para el control del SIN. El CENACE cuenta con un programa de visualización en tiempo real, con lo cual se observa de manera continua el comportamiento del sistema y se planifica maniobras que se realizara durante todo el día, con el objeto de mantener el sistema operando en condiciones óptimas y mantener la estabilidad del sistema.

BIBLIOGRAFIA.

WOOD & WOLLENBERG: Allen J. Wood y Bruce E. Wollenberg, “Power Generation, Operation and Control”, John Wiley & Sons. Inc, 2da Edición, 1996.

H.FREDERICK, G. LIEBERMAN, “Introducción a la Investigación de Operaciones”, MCGRAW HILL, 8 Edición 2001

FINN R FORSUNDF “Hydropower economics”, Springer, 2007

CARPENTIER. J. AND MERLIN. A. “Optimization Methods in Planning and Operation” Electrical Power and Energy Systems. Vol 4, January 1982.

CENACE Informe Anual del 2009; predicción de despacho económico de centrales eléctricas pertenecientes al MEM.

CONELEC Informe Anual del CONELEC.

<http://sisdat.conelec.gob.ec/Home/Frame.aspx?loginMode=PUB> se obtiene los **costos unitarios de producción de cada unidad generadora**

CAPITULO 7

7. ANEXOS.

7.1. Tablas de datos

DATOS PARA LA PLANIFICACIÓN HORARIA DE CARGA

CRONOGRAMA DE CONSUMO DIARIO

Tiempo: 1 Dia [Horas]	Consumo de Pot. [Mw]
0	1684,74
1	1648,01
2	1589,11
3	1569,92
4	1621,96
5	1812,30
6	1799,88
7	1939,35
8	2160,72
9	2315,18
10	2411,19
11	2458,20
12	2412,47
13	2504,35
14	2558,49
15	2547,73
16	2501,32
17	2496,19
18	2863,52
19	2818,61
20	2652,68
21	2405,11
22	2179,10
23	1962,65
24	1962,65

Figura 7.1.- Demanda total de un día – 25 de Abril del 2011

7.2. TABLAS DE INGRESO DE DATOS

INGRESO DE LA DEMANDA DIARIA

PROGRAMACION DE DEMANDA DIARIA DEL 25 DE ABRIL DEL 2011

INGRESO DE DEMANDA DIARIA		1.684,7	1.648,0	1.589,1	1.569,9	1.622,0	1.812,3	1.799,9	1.939,3	2.160,7	2.315,2	2.411,2	2.458,2	2.412,5	2.504,4	2.558,5	2.547,7	2.501,3	2.496,2	2.863,5	2.818,6	2.652,7	2.405,1	2.179,1	1.962,7
ITEM	HORARIO	0:00	1:00	2:00	3:00	4:00	5:00	6:00	7:00	8:00	9:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	23:00	0:00
	DISTRIBUIDORA	MW																							
1	E.E. AMBATO	46,498921	45,485151	43,859371	43,329828	44,766232	50,019393	49,676634	53,525934	59,63582	63,899012	66,548771	67,846244	66,584256	69,120066	70,614225	70,317459	69,0363	68,894936	79,033114	77,793764	73,213838	66,38095	60,143127	54,169271
2	E.E. AZOGUES	9,603038	9,3936726	9,0579135	8,9485514	9,2452002	10,330092	10,259305	11,054269	12,316093	13,196535	13,743768	14,011724	13,751096	14,274796	14,583372	14,522084	14,257497	14,228302	16,322056	16,066103	15,120249	13,709109	12,420863	11,187132
3	E.E. BOLIVAR	6,4020253	6,2624484	6,038609	5,9657009	6,1634668	6,886728	6,8395366	7,3695127	8,2107288	8,79769	9,1625119	9,3411496	9,1673976	9,5165309	9,7222483	9,6813893	9,5049979	9,4855346	10,881371	10,710736	10,080166	9,1394062	8,2805754	7,458088
4	E.E. COTOPAXI	25,439627	24,884992	23,995525	23,706	24,491671	27,365682	27,178159	29,284116	32,626843	34,959242	36,408929	37,118779	36,428343	37,815688	38,633145	38,470784	37,76986	37,692519	43,239131	42,561081	40,055397	36,317114	32,904392	29,636087
5	E.E. ESMERALDAS	45,656549	44,661145	43,064817	42,544867	43,95525	49,113244	48,776695	52,556262	58,555461	62,741421	65,343177	66,617146	65,378019	67,867891	69,334981	69,043592	67,785643	67,646839	77,601355	76,384457	71,8875	65,178397	59,053577	53,187943
6	E.E. LOS RIOS	31,504703	30,817838	29,716313	29,357528	30,330744	33,889951	33,65772	36,26576	40,405428	43,293896	45,089203	45,968289	45,113246	46,831349	47,843696	47,642626	46,774595	46,678815	53,547798	52,708094	49,605028	44,975499	40,749147	36,701644
7	E.E. MANABI	133,09474	130,19301	125,5395	124,02378	128,13523	143,17145	142,19037	153,20829	170,69673	182,89935	190,4838	194,19758	190,58537	197,84367	202,12043	201,27099	197,6039	197,19927	226,21797	222,67056	209,56135	190,00345	172,1488	155,04972
8	E.E. MILAGRO	50,036882	48,945978	47,196497	46,626663	48,172359	53,825216	53,456378	57,59856	64,173328	68,760893	71,612264	73,008459	71,650449	74,379202	75,987046	75,6677	74,289062	74,136942	85,046503	83,712855	78,784456	71,431675	64,719234	58,290846
9	E.E. QUITO	361,04053	353,16913	340,54577	336,43413	347,58709	388,37521	385,71387	415,60173	463,04189	496,14341	516,71745	526,79167	516,99297	536,68225	548,28364	545,9794	536,03185	534,93423	613,65204	604,02912	568,46831	515,41441	466,98087	420,59691
10	E.E. CENTRO SUR	77,161252	75,478983	72,78113	71,902396	74,285994	83,003195	82,434415	88,822022	98,960889	106,03532	110,43238	112,58543	110,49127	114,69924	117,17868	116,68622	114,56024	114,32565	131,14915	129,09255	121,49253	110,1539	99,802725	89,889587
11	E.E. REGIONAL SUR	25,608101	25,049793	24,154436	23,862804	24,653867	27,546912	27,358146	29,478051	32,842915	35,19076	36,650048	37,364598	36,66959	38,066123	38,888993	38,725557	38,019991	37,942138	43,525483	42,842943	40,320664	36,557625	33,122302	29,832352
12	E.E. EL ORO	65,199573	63,778093	61,498466	60,755954	62,770043	70,135887	69,655281	75,052669	83,61979	89,597528	93,31295	95,132234	93,362707	96,918354	99,013424	98,597307	96,800899	96,602681	110,81817	109,08039	102,65853	93,077637	84,331123	75,954738
13	E.E. RIOBAMBA	27,461319	26,862607	25,902455	25,589717	26,438029	29,540438	29,338012	31,611331	35,219705	37,73746	39,302354	40,068615	39,323311	40,820909	41,703328	41,528065	40,771438	40,687951	46,675354	45,943419	43,238607	39,203242	35,51931	31,991272
14	E.E. SANTA ELENA	38,749101	37,904293	36,549476	36,10819	37,305194	41,682827	41,397195	44,604495	49,696516	53,249177	55,457309	56,338537	55,48688	57,600055	58,845187	58,597882	57,53025	57,412446	65,860928	64,828137	61,011532	55,317459	50,119272	45,141059
15	E.E. SANTO DOMINGO	41,613164	40,705914	39,250959	38,777056	40,062534	44,763732	44,456988	47,901833	53,369737	57,184985	59,556327	60,717472	59,588084	61,857451	63,194614	62,92903	61,782486	61,655975	70,72891	69,619782	65,52108	59,40614	53,82374	48,477572
16	CATEG - D	458,41871	448,42426	432,39619	427,17559	441,33666	493,12597	489,74682	527,6959	587,9314	629,96091	656,08408	668,87547	656,43391	681,4337	696,16415	693,23843	680,60787	679,2142	779,16342	766,94504	721,79295	654,42959	592,93278	534,03835
17	EMELGUR	132,92626	130,0282	125,38059	123,86679	127,97303	142,99022	142,01038	153,01436	170,48066	182,66783	190,24268	193,95176	190,34412	197,59323	201,86458	201,01621	197,35377	196,94965	225,93162	222,3887	209,29608	189,76293	171,93089	154,85346
18	E.E. REGIONAL NORTE	46,161972	45,155549	43,541549	43,015844	44,441839	49,656933	49,316659	53,138065	59,203676	63,435976	66,066533	67,354605	66,101761	68,619196	70,102527	69,807912	68,536037	68,395697	78,46041	77,230041	72,683303	65,899299	59,707307	53,77674
19	E.E. SUCUMBIOS	15,162692	14,832115	14,301969	14,129292	14,597684	16,310671	16,198902	17,454109	19,446463	20,836634	21,700686	22,123775	21,712257	22,539152	23,026378	22,929606	22,511837	22,46574	25,771668	25,367532	23,874078	21,645962	19,611889	17,663893

ITEM	EXPORTACION	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW
1	COLOMBIA	1,2635576	1,2360095	1,1918307	1,177441	1,2164737	1,3592226	1,3499085	1,4545091	1,6205386	1,7363862	1,8083905	1,8436479	1,8093548	1,8782627	1,9188648	1,9108005	1,8759864	1,872145	2,147639	2,113961	1,9895065	1,8038302	1,6343241	1,4719911
2	PERU	1,2635576	1,2360095	1,1918307	1,177441	1,2164737	1,3592226	1,3499085	1,4545091	1,6205386	1,7363862	1,8083905	1,8436479	1,8093548	1,8782627	1,9188648	1,9108005	1,8759864	1,872145	2,147639	2,113961	1,9895065	1,8038302	1,6343241	1,4719911

Figura 7.2.- Demanda diaria por cada Distribuidor.

DATOS Y COSTOS DE CENTRALES DE GENERACION DEL SNI

ITEM	COMPANIA	TIPO	PROVINCIA	PARROQUIA	CENTRAL	UNIDAD	POTENCIA MAXIMA EFECTIVA [MW]	POTENCIA NOMINAL MIN [MW]	POTENCIA NOMINAL MAX. [MW]	COSTO DE PRODUCC. [USD/MW]	DISPONIBILIDAD CENTRAL 1(SI) 0(NO)	ESTADO DE CENTRAL	HORARIO DE DISPONIBILIDAD INICIAL	HORARIO DE DISPONIBILIDAD FINAL	
1	CELEC ELECTROGUAYAS	TÉRMIICA TURBOGAS	GUAYAS	PASCUALES	ENRIQUE GARCIA	TG-5	93,00	50,00	102,00	7,48	1	✓			
		TOTAL ENRIQUE GARCIA						93,00	50,00	102,00					
		TÉRMIICA TURBOGAS	GUAYAS	TARQUI	GONZALO CEVALLOS (GAS)		TG-4	20,00	6,00	26,27	10,36	1	✓		
		TOTAL GONZALO CEVALLOS (GAS)						20,00	6,00	26,27					
		TOTAL TÉRMIICA TURBOGAS						113,00	56,00	128,27					
		TÉRMIICA TURBOVAPOR	GUAYAS	TARQUI	GONZALO CEVALLOS (VAPOR)		TV-2	73,00	18,00	73,00	4,68	1	✓		
		TÉRMIICA TURBOVAPOR			GONZALO CEVALLOS (VAPOR)		TV-3	73,00	18,00	73,00	4,77	1	✓		
		TOTAL GONZALO CEVALLOS (VAPOR)						146,00	36,00	146,00					
		TÉRMIICA TURBOVAPOR	GUAYAS	XIMENA	TRINITARIA		TV-1	133,00	50,00	133,00	4,21	1	✓		
		TOTAL TRINITARIA						133,00	50,00	133,00					
		TOTAL TÉRMIICA TURBOVAPOR						279,00	86,00	279,00					
		TÉRMIICA	GUAYAS	PASCUALES	PASCUALES II		TM1	20,50	6,15	22,80	0	0	✗		
		TÉRMIICA	GUAYAS	PASCUALES	PASCUALES II		TM2	21,50	6,45	22,80	0	0	✗		
		TÉRMIICA	GUAYAS	PASCUALES	PASCUALES II		TM3	20,50	6,15	22,80	0	0	✗		
		TÉRMIICA	GUAYAS	PASCUALES	PASCUALES II		TM4	20,50	6,15	22,80	0	0	✗		
		TÉRMIICA	GUAYAS	PASCUALES	PASCUALES II		TM5	20,50	6,15	22,80	0	0	✗		
TÉRMIICA	GUAYAS	PASCUALES	PASCUALES II		TM6	20,50	6,15	22,80	0	0	✗				
TOTAL PACUALES II						124,00	37,20	136,80							
TOTAL TÉRMIICA TURBOVAPOR						124,00	37,20	136,80							
TOTAL ELECTROGUAYAS						516,00	179,20	544,07							
2	CELEC HIDROAGOYAN	HIDRAULICA PASADA	TUNGURAHUA	ULBA	AGOYAN	U1	78,00	0,00	80,00	0,2	1	✓			
		HIDRAULICA PASADA	TUNGURAHUA	ULBA	AGOYAN		U2	78,00	0,00	80,00	0,2	1	✓		
		TOTAL AGOYAN						156,00	0,00	160,00					
		TOTAL HIDRAULICA PASADA						156,00	0,00	160,00					
		HIDRAULICA EMBALSE	TUNGURAHUA	SAN JOSE	PUCARA		U1	36,50	0,00	36,50	0,2	1	✓		
		HIDRAULICA EMBALSE	TUNGURAHUA	SAN JOSE	PUCARA		U2	36,50	0,00	36,50	0,2	1	✓		
TOTAL PUCARA						73,00	0,00	73,00							
TOTAL HIDRAULICA EMBALSE						73,00	0,00	73,00							
TOTAL HIDROAGOYAN						229,00	0,00	233,00							
3	CELEC HIDROPAUTE	HIDRAULICA EMBALSE	AZUAY	AMALUZA	PAUTE	U1	100,00	0,00	100,00	0,2	1	✓			
		HIDRAULICA EMBALSE	AZUAY	AMALUZA	PAUTE		U2	100,00	0,00	100,00	0,2	1	✓		
		HIDRAULICA EMBALSE	AZUAY	AMALUZA	PAUTE		U3	100,00	0,00	100,00	0,2	1	✓		
		HIDRAULICA EMBALSE	AZUAY	AMALUZA	PAUTE		U4	100,00	0,00	100,00	0,2	1	✓		
		HIDRAULICA EMBALSE	AZUAY	AMALUZA	PAUTE		U5	100,00	0,00	100,00	0,2	1	✓		
		HIDRAULICA EMBALSE	AZUAY	AMALUZA	PAUTE		U6	115,00	0,00	115,00	0,2	1	✓	17	22
		HIDRAULICA EMBALSE	AZUAY	AMALUZA	PAUTE		U7	115,00	0,00	115,00	0,2	1	✓		
		HIDRAULICA EMBALSE	AZUAY	AMALUZA	PAUTE		U8	115,00	0,00	115,00	0,2	1	✓		
		HIDRAULICA EMBALSE	AZUAY	AMALUZA	PAUTE		U9	115,00	0,00	115,00	0,2	1	✓		
		HIDRAULICA EMBALSE	AZUAY	AMALUZA	PAUTE		U10	115,00	0,00	115,00	0,2	1	✓		
		HIDRAULICA EMBALSE	AZUAY	AMALUZA	MAZAR		MAZAR	160,00	0,00	160,00	0,2	1	✓		
TOTAL PAUTE						1235,00	0,00	1235,00							
TOTAL HIDRAULICA EMBALSE						1235,00	0,00	1235,00							
TOTAL HIDROPAUTE						1235,00	0,00	1235,00							
4	CELEC TERMOESMERALDAS	TÉRMIICA TURBOVAPOR	ESMERALDAS	VUELTA LARGA	TERMOESMERALDAS	CTE	131,00	65,00	132,50		1	✓			
		TOTAL TERMOESMERALDA						131,00	65,00	132,50					
		TOTAL TÉRMIICA TURBOVAPOR						131,00	65,00	132,50					
		TOTAL TERMOESMERALDA						131,00	65,00	132,50					

5	CELEC TERMOPICHINCHA	TÉRMINICA MCI	ESMERALDAS	VUELTA LARGA	LA PROPICIA	1	3,60	1,08	4,42		1	✓			
					LA PROPICIA	2	3,60	1,08	4,42	0	0	✗			
		TOTAL LA PROPICIA					7,20	2,16	8,83						
		TÉRMINICA MCI	PICHINCHA	GUANGOPOLO	GUANGOPOLO	U1	5,10	4,76	5,20			1	✓		
					GUANGOPOLO	U2	5,10	4,76	5,20	0	0	✗			
					GUANGOPOLO	U3	5,10	4,76	5,20			1	✓		
					GUANGOPOLO	U4	5,10	4,76	5,20			1	✓		
					GUANGOPOLO	U5	5,10	4,76	5,20	0	0	✗			
					GUANGOPOLO	U6	5,10	4,76	5,20			1	✓		
					GUANGOPOLO	U7	1,40	1,40	1,92			1	✓		
		TOTAL GUANGOPOLO					32,00	29,96	33,12						
		TOTAL TÉRMINICA MCI					39,20	32,12	41,95						
		TÉRMINICA TURBOGAS	PICHINCHA	CUTUGLAHUA	SANTA ROSA	TG1	17,00	5,00	17,10	9,45		1	✓		
					SANTA ROSA	TG2	17,00	5,00	17,10	9,43		1	✓		
					SANTA ROSA	TG3	17,00	5,00	17,10	9,57		0	✗		
		TOTAL SANTA ROSA					51,00	15,00	51,30						
		TOTAL TÉRMINICA TURBOGAS					51,00	15,00	51,30						
		TÉRMINICA	MANABI	TARQUI	MIRAFLORES	1	2,00	0,60	3,40		9,65	0	✗		
					MIRAFLORES	2	2,00	0,60	3,40		0	✗			
					MIRAFLORES	3	2,00	0,60	3,40		0	✗			
					MIRAFLORES	4	2,00	0,60	3,40		0	✗			
					MIRAFLORES	7	2,00	0,60	2,50		1	✓			
					MIRAFLORES	8	2,00	0,60	2,50		0	✗			
					MIRAFLORES	9	2,00	0,60	2,50		1	✓			
					MIRAFLORES	10	2,00	0,60	2,50		1	✓			
					MIRAFLORES	11	5,00	1,50	6,00		0	✗			
					MIRAFLORES	12	5,00	1,50	6,00		1	✓			
					MIRAFLORES	13	2,00	0,60	2,50		1	✓			
					MIRAFLORES	14	2,00	0,60	2,50		1	✓			
					MIRAFLORES	16	2,00	0,60	2,50		1	✓			
					MIRAFLORES	18	2,00	0,60	2,50		1	✓			
					MIRAFLORES	22	2,00	0,60	2,50		0	✗			
					MIRAFLORES	TG1	19,00	5,70	22,80		1	✓			
TOTAL MIRAFLORES						55,00	16,50	70,90							
TÉRMINICA	MANABI	PEDERNALES	PEDERNALES	15	2,00	0,60	2,50			1	✓				
TOTAL PEDERNALES					2,00	0,60	2,50								
TÉRMINICA	GUAYAS	LAS ESCLUSAS	POWER BARGE	PB Q	10,50	3,15	12,50			1	✓				
			POWER BARGE	PB 2	10,50	3,15	12,50			1	✓				
			POWER BARGE	PB 3	10,50	3,15	12,50			1	✓				
			POWER BARGE	PB 4	10,50	3,15	12,50			1	✓				
TOTAL PUNA NUEVA					42,00	12,60	50,00								
TÉRMINICA	GUAYAS	PUNA	CAMPO ALEGRE	KHOLLER 1	0,10	0,03	0,10			1	✓				
			CAMPO ALEGRE	IVECO	0,14	0,04	0,15			1	✓				
			CAMPO ALEGRE	DEUTZ	0,14	0,04	0,15			1	✓				
TOTAL CAMPO ALEGRE					0,38	0,11	0,40								
TÉRMINICA	GUAYAS	PUNA	CAUCHICHE	DEUTZ 1	0,04	0,01	0,05			1	✓				
			CAUCHICHE	DEUTZ 2	0,03	0,01	0,04			1	✓				
TOTAL AGOYAN					0,07	0,02	0,09								
TÉRMINICA	GUAYAS	PUNA	PUNA NUEVA	CATERPILLAR 3	0,35	0,11	0,35			0	✗				
			PUNA NUEVA	CUMMINS	0,70	0,21	0,70			1	✓				
			PUNA NUEVA	PERKINS	0,50	0,15	0,50			1	✓				
			TOTAL PUNA NUEVA					1,55	0,47	1,55					
TOTAL TERMOPICHINCHA					191,20	77,42	218,69								

6	ELECAUSTRO	TÉRMICA MCI	AZUAY	LLACAO	EL DESCANSO	G1	4,30	3,50	4,80		1	✓	
					EL DESCANSO	G2	4,30	3,50	4,80		1	✓	
					EL DESCANSO	G3	4,30	3,50	4,80		1	✓	
					EL DESCANSO	G4	4,30	3,50	4,80		1	✓	
					TOTAL EL DESCANSO		17,20	14,00	19,20				
		TÉRMICA MCI	AZUAY	MONAY	MONAY	G1	1,10	0,33	1,50		1	✓	
					MONAY	G2	1,10	0,33	1,50		1	✓	
					MONAY	G3	1,10	0,33	1,50		0	✗	
					MONAY	G4	0,90	0,27	2,38		1	✓	
					MONAY	G5	1,10	0,33	2,38		0	✗	
					MONAY	G6	0,90	0,27	2,38		1	✓	
					TOTAL MONAY		6,20	1,86	11,64				
		TOTAL TÉRMICA MCI		23,40	15,86	30,84							
		HIDRAULICA PASADA	AZUAY	CHECA	SAUCAY	G1	4,00	0,00	4,00	0,2	1	✓	
					SAUCAY	G2	4,00	0,00	4,00	0,2	1	✓	
					SAUCAY	G3	8,00	0,00	8,00	0,2	1	✓	
					SAUCAY	G4	8,00	0,00	8,00	0,2	1	✓	
					TOTAL SAUCAY		24,00	0,00	24,00				
		HIDRAULICA PASADA	AZUAY	CHIQUINTAD	SAYMIRIN	G1	1,26	0,00	1,26	0,2	1	✓	
					SAYMIRIN	G2	1,26	0,00	1,26	0,2	1	✓	
					SAYMIRIN	G3	1,96	0,00	1,96	0,2	1	✓	
SAYMIRIN	G4				1,96	0,00	1,96	0,2	1	✓			
SAYMIRIN	G5				4,00	0,00	4,00	0,2	1	✓			
SAYMIRIN	G6				4,00	0,00	4,00	0,2	1	✓			
TOTAL SAYMIRIN					14,43	0,00	14,43						
TOTAL HIDRAULICA PASADA		38,43	0,00	38,43									
TOTAL ELECAUSTRO		61,83	15,86	69,27									
7	ELECTROQUIL	TÉRMICA TURBOGAS	GUAYAS	CHONGON	ELECTROQUIL	U1	45,00	5,75	45,00		1	✓	
					ELECTROQUIL	U2	46,00	5,75	46,00		1	✓	
					ELECTROQUIL	U3	45,00	5,75	45,00		1	✓	
					ELECTROQUIL	U4	45,00	5,75	45,00		1	✓	
					TOTAL ELECTROQUIL		181,00	23,00	181,00				
TOTAL TÉRMICA TURBOGAS		181,00	23,00	181,00									
TOTAL ELECTROQUIL		181,00	23,00	181,00									
8	EMAAP-Q	HIDRAULICA PASADA	PICHINCHA	PINTAG	EL CARMEN	N.1.	8,20	0,00	8,40	0,2	1	✓	
		TOTAL EL CARMEN		8,20	0,00	8,40							
		TOTAL HIDRAULICA PASADA		8,20	0,00	8,40							
TOTAL EMAAP-Q		8,20	0,00	8,40									
9	EOLICSA	EÓLICA	GALÁPAGOS	EL PROGRESO	TROPEZON	1	0,80	0,00	0,80	0	0	✗	
					TROPEZON	2	0,80	0,00	0,80	0	0	✗	
					TROPEZON	3	0,80	0,00	0,80	0	0	✗	
					TOTAL EL TROPEZON		2,40	0,00	2,40				
					TOTAL EÓLICA		2,40	0,00	2,40				
TOTAL EOLICSA		2,40	0,00	2,40									
10	GENEROCA	TÉRMICA MCI	GUAYAS	TARQUI	GENEROCA	U1	4,20	3,50	4,70		1	✓	
					GENEROCA	U2	4,20	3,50	4,70		1	✓	
					GENEROCA	U3	4,67	3,50	4,70		1	✓	
					GENEROCA	U4	4,46	3,50	4,70		1	✓	
					GENEROCA	U5	4,20	3,50	4,70		1	✓	
					GENEROCA	U6	4,20	3,50	4,70		1	✓	
					GENEROCA	U7	4,20	3,50	4,70		0	✗	
					GENEROCA	U8	4,20	3,50	4,70		1	✓	
					TOTAL GENEROCA		34,33	28,00	37,60				
TOTAL TÉRMICA MCI		34,33	28,00	37,60									
TOTAL GENEROCA		34,33	28,00	37,60									

11	HIDRONACIÓN	HIDRAULICA EMBALSE	GUAYAS	CARLOS JULIO	MARCEL LANIADO	U1	71,00	0,00	71,00	0,2	1	✓			
					MARCEL LANIADO	U2	71,00	0,00	71,00	0,2	1	✓			
					MARCEL LANIADO	U3	71,00	0,00	71,00	0,2	1	✓			
		TOTAL MARCEL LANIADO							213,00	0,00	213,00				
		TOTAL HIDRAULICA DE EMBALSE							213,00	0,00	213,00				
TOTAL HIDRONACIÓN							213,00	0,00	213,00						
12	HIDROPASTAZA	HIDRAULICA PASADA	TUNGURAHUA	SAN FRANCISCO	SAN FRANCISCO	U1	108,00	0,00	115,00	0,2	1	✓			
					SAN FRANCISCO	U2	108,00	0,00	115,00	0,2	1	✓			
		TOTAL SAN FRANCISCO							216,00	0,00	230,00				
		TOTAL HIDRAULICA PASADA							216,00	0,00	230,00				
TOTAL HIDROAPASTAZA							216,00	0,00	230,00						
13	HIDROSIBIMBE	HIDRAULICA PASADA	LOS RIOS	LOS ANGELES	SIBIMBE	1	7,25	0,00	8,00	0,2	1	✓			
					SIBIMBE	2	7,25	0,00	8,00	0,2	1	✓			
					TOTAL SIBIMBE							14,50	0,00	16,00	
		HIDRAULICA PASADA	PICHINCHA		URAVIA	1	0,46	0,00	0,50	0,2	1	✓			
					URAVIA	2	0,46	0,00	0,50	0,2	1	✓			
					TOTAL URAVIA							0,92	0,00	1,00	
TOTAL HIDRAULICA PASADA							15,42	0,00	17,00						
TOTAL HIDROSIBIMBE							15,42	0,00	17,00						
14	INTERVISA TRADE	TÉRMIICA TURBOGAS	GUAYAS	XIMENA	VICTORIA II	VICTORIA II	102,00	27,50	105,00		1	✓			
							TOTAL VICTORIA II							102,00	27,50
		TOTAL TÉRMIICA TURBOGAS							102,00	27,50	105,00				
		TOTAL INTERVISA TRADE							102,00	27,50	105,00				
15	MACHALA POWER	TÉRMIICA TURBOGAS	EL ORO	TENDALES	MACHALA POWER	A	66,70	20,01	70,00		1	✓			
						MACHALA POWER	B	67,00	20,10	70,00		1	✓		
		TOTAL MACHALA POWER							133,70	40,11	140,00				
		TOTAL TÉRMIICA TURBOGAS							133,70	40,11	140,00				
TOTAL MACHALA POWER							133,70	40,11	140,00						
16	TERMOGUAYAS	TÉRMIICA MCI	GUAYAS	XIMENA	TERMOGUAYAS	1	20,00	6,00	20,00		1	✓			
					TERMOGUAYAS	2	40,00	12,00	40,00		1	✓			
					TERMOGUAYAS	3	40,00	12,00	40,00		1	✓			
					TERMOGUAYAS	4	5,00	1,50	50,00		1	✓			
		TOTAL TERMOGUAYAS							105,00	31,50	150,00				
		TOTAL TÉRMIICA MCI							105,00	31,50	150,00				
TOTAL TERMOGUAYAS							105,00	31,50	150,00						
17	ULYSSEAS	TÉRMIICA MCI	GUAYAS		POWER BARGE I	PB1	30,00	9,00	30,00		1	✓			
							TOTAL POWER BARGE I							30,00	9,00
		TOTAL TÉRMIICA MCI							30,00	9,00	30,00				
		TOTAL ULYSSEAS							30,00	9,00	30,00				

DISTRIBUIDORA CON GENERACIÓN

ITEM	COMPANIA	TIPO	PROVINCIA	PARROQUIA	CENTRAL	UNIDAD	POTENCIA MAXIMA EFECTIVA [MW]	POTENCIA NOMINAL MINIMA [MW]	POTENCIA NOMINAL MAX. [MW]	\$ TOTAL			NIVEL DE PRIORIDAD	NIVEL DE PRIORIDAD			
1	AMBATO	HIDRAULICA			PENINSULA	G1	0,50	0,00	0,00	0,2	1	✓					
					PENINSULA	G2	0,50	0,00	0,00	0,2	1	✓					
					PENINSULA	G3	0,40	0,00	0,00	0,2	1	✓					
					PENINSULA	G4	1,50	0,00	0,00	0,2	1	✓					
					TOTAL PENINSULA		2,90	0,00	0,00								
		TOTAL HIDRAULICA															
		TERMICA MCI					BATAN	G1	1,36	0,41	1,36		0	✗			
							BATAN	G2	1,36	0,41	1,36		0	✗			
							BATAN	G3	1,35	0,41	1,35		0	✗			
							BATAN	G4	1,35	0,41	1,35		0	✗			
		TOTAL BATAN		5,42	1,63	5,42											
		TERMICA MCI					LLIGUA	G1	1,80	0,54	1,26		1	✓			
							LLIGUA	G2	1,50	0,45	1,26		1	✓			
TOTAL LLIGUA																	
TOTAL TERMICA MCI																	
TOTAL AMBATO																	
							11,61	2,62	7,93								
2	CENTRO SUR	HIDRAULICA			SANTIAGO	G1	0,30	0,00	0,00	0,2	1	✓					
						TOTAL SANTIAGO		0,30	0,00	0,00							
		TOTAL HIDRAULICA															
		TERMICA MCI					MACAS	ALLEN # 1	0,60	0,18			0	✗			
							MACAS	ALLEN # 2	0,60	0,18			0	✗			
							MACAS	GENERAL	1,50	0,45			1	✓			
TOTAL MACAS		2,70	0,81	0,00													
TOTAL TERMICA MCI																	
TOTAL CENTRO SUR																	
							3,00	0,81	0,00								
3	CNEL-BOLIVAR	HIDRAULICA				CHIMBO	U1	0,45	0,00		0,2	0	✗				
						CHIMBO	U2	0,88	0,00		0,2	1	✓				
						CHIMBO	U3	0,20	0,00		0,2	0	✗				
						CHIMBO	U4	0,20	0,00		0,2	0	✗				
						CHIMBO	U5	0,20	0,00		0,2	0	✗				
		TOTAL CHIMBO		1,93	0,00	0,00											
		TOTAL HIDRAULICA															
		TERMICA MCI					GUARANDA	U1	1,26	0,38	1,36	0	0	✗			
GUARANDA	U2						0,97	0,29	1,36	0	0	✗					
TOTAL GUARANDA		2,23	0,67	2,72													
TOTAL TERMICA MCI																	
TOTAL AMBATO																	
							4,16	0,67	2,72								
4	CNEL-EL ORO	TERMICA MCI			BELLAVISTA	CARTEPILLAR		0,06	0,02		1	✓					
						TOTAL BELLAVISTA		0,06	0,02	0,00							
		TERMICA MCI					COLLIN LOCKETT	CROSSLEY # 3	4,60	1,38		0	0	✗			
							COLLIN LOCKETT	CROSSLEY # 4	4,30	1,29		0	0	✗			
		TOTAL COLLIN LOCKETT		8,90	2,67	0,00											
		TERMICA MCI					COSTA RICA	DEUTZ	0,04	0,01			1	✓			
							TOTAL COSTA RICA		0,04	0,01	0,00						
		TERMICA MCI					JAMBELI	ALQUILADO # 3	0,14	0,04		0	0	✗			
							JAMBELI	CUMMINS #1	0,08	0,02		0	0	✗			
		TOTAL JAMBELI		0,22	0,07	0,00											
		TERMICA MCI					MACHALA	G.M # 4	2,00	0,60	1,26		1	✓			
							MACHALA	G.M # 5	2,00	0,60	1,26		1	✓			
TOTAL MACHALA		4,00	1,20	2,52													
TERMICA MCI					PONGALILLO	DEUTZ	0,03	0,01		0	0	✗					
					TOTAL PONGALILLO		0,03	0,01	0,00								
TOTAL TERMICA MCI																	
TOTAL CNEL-EL ORO																	
							13,25	3,98	2,52								
5	CNEL-ESMERALDAS	TERMICA MCI			SAN LORENZO	U1	0,90	0,27		0	0	✗					
						TOTAL SAN LORENZO		0,90	0,27	0,00							
						TOTAL TERMICA MCI											
TOTAL CNEL-ESMERALDAS																	
							0,90	0,27	0,00								
6	CNEL-LOS RIOS	TERMICA MCI				CENTRO INDUSTRIAL	U1	2,40	0,72	2,87	0	0	✗				
						CENTRO INDUSTRIAL	U2	2,42	0,73	2,87	0	0	✗				
						CENTRO INDUSTRIAL	U3	2,50	0,75	2,87	0	0	✗				
						CENTRO INDUSTRIAL	U4	2,45	0,74	2,87	0	0	✗				
						TOTAL CENTRO INDUSTRIAL		9,77	2,93	11,48							
TOTAL TERMICA MCI																	
TOTAL CNEL-LOS RIOS																	
							9,77	2,93	11,48								
7	CNEL- MILAGRO	TERMICA MCI				MILAGRO	3	1,50	0,45	2,50	0	0	✗				
						MILAGRO	4	1,50	0,45	2,50	0	0	✗				
						MILAGRO	5	1,80	0,54	2,50	0	0	✗				
						MILAGRO	6	1,80	0,54	2,50	0	0	✗				
						MILAGRO	7	1,80	0,54	2,50	0	0	✗				
						MILAGRO	8	1,80	0,54	2,50	0	0	✗				
						TOTAL MILAGRO		10,20	3,06	15,00							
						TOTAL TERMICA MCI											
TOTAL MILAGRO																	
							10,20	3,06	15,00								

TERMICA MCI		JIVINO	ALCO 1	1,40	0,42			1	✓		
		JIVINO	ALCO 2	1,60	0,48			1	✓		
		JIVINO	ALCO 3		0,00			0	✗	NO OPER	NO OPER
		JIVINO	ALCO 4		0,00			0	✗	FUERA DE SERV	FUERA DE SERV
		JIVINO	GM 5		0,00				✗	NO OPER	NO OPER
		JIVINO	GM 6		0,00				✗	FUERA DE SERV	FUERA DE SERV
		JIVINO	MAN 1	5,60	1,68			1	✓		
		JIVINO	MAN 2	5,60	1,68			1	✓		
	TOTAL JIVINO				14,20	4,26	0,00				
TERMICA MCI	-		LORETO EX INECEL	CATERPIL	0,49	0,15	0,00	0	0	✗	
TOTAL LORETO EX INECEL				0,49	0,15	0,00					
TERMICA MCI	-		NVO. RICA FUERTE	DETROIT	0,25	0,08	0,00	0	0	✗	
			NVO. RICA FUERTE	JD 1	0,12	0,04	0,00	0	1	✓	
TOTAL NVO. ROCAFUERTE				0,37	0,11	0,00					
TERMICA MCI	-		PALMA ROJA	U1	0,06	0,02	0,00	0	0	✗	
TOTAL PALMA ROJA				0,06	0,02	0,00					
TERMICA MCI	-		PAYAMINO SUCUMBOS	CATERPI 1		0,00	0,00	0	0	✗	
			PAYAMINO SUCUMBOS	CATERPI 2	1,60	0,48	0,00	0	1	✓	
TOTAL PAYAMINO SUCUMBOS				1,60	0,48	0,00					
TERMICA MCI	-		PTO. EL CARMEN	U1	0,45	0,14	0,00	0	1	✓	
TOTAL PTO. EL CARMEN				0,45	0,14	0,00					
TERMICA MCI	-		SANSAHUARI	G-1001	0,30	0,09	0,00	0	0	✗	
			SANSAHUARI	G-1002	0,15	0,05	0,00	0	0	✗	
TOTAL SANSAHUARI				0,45	0,14	0,00					
TERMICA MCI	-		TARACOA	G-1001	0,14	0,04	0,00	0	0	✗	
			TARACOA	G-1002	0,04	0,01	0,00	0	0	✗	
TOTA TARACOA				0,18	0,05	0,00					
TERMICA MCI	-		TIPUTINI	U1	0,12	0,04	0,00	0	1	✓	
TERMICA MCI	-		TIPUTINI	U2	0,25	0,08	0,00	0	0	✗	
TOTA TIPUTINI				0,37	0,11	0,00					
TOTAL TERMICA MCI				25,07	7,52	0,00					
TOTAL CNEL -SUCUMBOS				25,27	8,12	2,84					

Figura 7.3.- Centrales con sus respectivos detalles.

CENTRALES DE GENERACION – RESUMEN

EMPRESA GENERADORA	TIPO DE CENTRAL	CENTRAL	UNIDAD	POT. MAX EFECTIVA	POT. MIN EFECTIVA	c.USD/KWH	ESTADO	HORARIO DE DISPONIBILIDAD INICIAL	HORARIO DE DISPONIBILIDAD FINAL	IDENTIFICACION DE LA CENTRAL EN #
CELEC ELECTROGUAYAS	TÉRMICA TURBOGAS	ENRIQUE GARCIA	TG-5	93,00	50,00	7,5769	ON	0	23	5
CELEC ELECTROGUAYAS	TÉRMICA TURBOGAS	GONZALO CEVALLOS (GAS)	TG-4	20,00	6,00	10,36	ON	0	23	5
CELEC ELECTROGUAYAS	TÉRMICA TURBOVAPOR	GONZALO CEVALLOS (VAPOR)	TV-2	73,00	18,00	4,7	ON	0	23	4
CELEC ELECTROGUAYAS	TÉRMICA TURBOVAPOR	GONZALO CEVALLOS (VAPOR)	TV-3	73,00	18,00	4,7482	ON	0	23	4
CELEC ELECTROGUAYAS	TÉRMICA TURBOVAPOR	TRINITARIA	TV-1	133,00	50,00	4,2302	ON	0	23	4
CELEC ELECTROGUAYAS	TÉRMICA	PASCUALES II	TM1	20,50	6,15	0	OFF	0	0	3
CELEC ELECTROGUAYAS	TÉRMICA	PASCUALES II	TM2	21,50	6,45	6,4769	ON	0	23	3
CELEC ELECTROGUAYAS	TÉRMICA	PASCUALES II	TM3	20,50	6,15	6,495	ON	0	23	3
CELEC ELECTROGUAYAS	TÉRMICA	PASCUALES II	TM4	20,50	6,15	6,4675	ON	0	23	3
CELEC ELECTROGUAYAS	TÉRMICA	PASCUALES II	TM5	20,50	6,15	6,6543	ON	0	23	3
CELEC ELECTROGUAYAS	TÉRMICA	PASCUALES II	TM6	20,50	6,15	6,5829	ON	0	23	3
CELEC HIDROAGOYAN	HIDRAULICA PASADA	AGOYAN	U1	78,00	0,00	0,2	ON	0	23	2
CELEC HIDROAGOYAN	HIDRAULICA PASADA	AGOYAN	U2	78,00	0,00	0,2	ON	0	23	2
CELEC HIDROAGOYAN	HIDRAULICA EMBALSE	PUCARA	U1	36,50	0,00	0,2	ON	0	23	1
CELEC HIDROAGOYAN	HIDRAULICA EMBALSE	PUCARA	U2	36,50	0,00	0,2	ON	0	23	1
CELEC HIDROPAUTE	HIDRAULICA EMBALSE	PAUTE	U1	100,00	0,00	0,2	OFF	0	0	1
CELEC HIDROPAUTE	HIDRAULICA EMBALSE	PAUTE	U2	100,00	0,00	0,2	OFF	0	0	1
CELEC HIDROPAUTE	HIDRAULICA EMBALSE	PAUTE	U3	100,00	0,00	0,2	OFF	0	0	1
CELEC HIDROPAUTE	HIDRAULICA EMBALSE	PAUTE	U4	100,00	0,00	0,2	ON	0	23	1
CELEC HIDROPAUTE	HIDRAULICA EMBALSE	PAUTE	U5	100,00	0,00	0,2	ON	0	23	1
CELEC HIDROPAUTE	HIDRAULICA EMBALSE	PAUTE	U6	115,00	0,00	0,2	ON	17	22	1
CELEC HIDROPAUTE	HIDRAULICA EMBALSE	PAUTE	U7	115,00	0,00	0,2	ON	0	23	1
CELEC HIDROPAUTE	HIDRAULICA EMBALSE	PAUTE	U8	115,00	0,00	0,2	ON	0	23	1
CELEC HIDROPAUTE	HIDRAULICA EMBALSE	PAUTE	U9	115,00	0,00	0,2	ON	0	23	1
CELEC HIDROPAUTE	HIDRAULICA EMBALSE	PAUTE	U10	115,00	0,00	0,2	ON	0	23	1
CELEC HIDROPAUTE	HIDRAULICA EMBALSE	MAZAR	MAZAR	160,00	0,00	0,2	ON	0	23	1

CELEC TERMOESMERALDAS	TÉRMICA TURBOVAPOR	TERMOESMERALDAS	CTE	131,00	65,00	3,03	ON	0	23	4
CELEC TERMOPICHINCHA	TÉRMICA	LA PROPICIA	U1	3,60	1,08	3,88	OFF	0	0	3
CELEC TERMOPICHINCHA	TÉRMICA	LA PROPICIA	U2	3,60	1,08	4,19	OFF	0	0	3
CELEC TERMOPICHINCHA	TÉRMICA	GUANGOPOLO	U1	5,10	4,76	4,69	OFF	0	0	3
CELEC TERMOPICHINCHA	TÉRMICA	GUANGOPOLO	U2	5,10	4,76	4,68	OFF	0	0	3
CELEC TERMOPICHINCHA	TÉRMICA	GUANGOPOLO	U3	5,10	4,76	4,67	OFF	0	0	3
CELEC TERMOPICHINCHA	TÉRMICA	GUANGOPOLO	U4	5,10	4,76	4,66	OFF	0	0	3
CELEC TERMOPICHINCHA	TÉRMICA	GUANGOPOLO	U5	5,10	4,76	3,96	OFF	0	0	3
CELEC TERMOPICHINCHA	TÉRMICA	GUANGOPOLO	U6	5,10	4,76	4,68	OFF	0	0	3
CELEC TERMOPICHINCHA	TÉRMICA	GUANGOPOLO	U7	1,40	1,40	4,89	OFF	0	0	3
CELEC TERMOPICHINCHA	TÉRMICA TURBOGAS	SANTA ROSA	TG1	17,00	5,00	9,45	ON	0	23	5
CELEC TERMOPICHINCHA	TÉRMICA TURBOGAS	SANTA ROSA	TG2	17,00	5,00	9,43	ON	0	23	5
CELEC TERMOPICHINCHA	TÉRMICA TURBOGAS	SANTA ROSA	TG3	17,00	5,00	9,54	OFF	0	0	5
CELEC TERMOPICHINCHA	TÉRMICA	MIRAFLORES	U1	2,00	0,60	7,3523	ON	0	23	3
CELEC TERMOPICHINCHA	TÉRMICA	MIRAFLORES	U2	2,00	0,60	0	OFF	0	0	3
CELEC TERMOPICHINCHA	TÉRMICA	MIRAFLORES	U3	2,00	0,60	9,65	OFF	0	0	3
CELEC TERMOPICHINCHA	TÉRMICA	MIRAFLORES	U4	2,00	0,60	0	OFF	0	0	3
CELEC TERMOPICHINCHA	TÉRMICA	MIRAFLORES	U7	2,00	0,60	8,61	OFF	0	0	3
CELEC TERMOPICHINCHA	TÉRMICA	MIRAFLORES	U8	2,00	0,60	7,98	OFF	0	0	3
CELEC TERMOPICHINCHA	TÉRMICA	MIRAFLORES	U9	2,00	0,60	0	OFF	0	0	3
CELEC TERMOPICHINCHA	TÉRMICA	MIRAFLORES	U10	2,00	0,60	8,35	OFF	0	0	3
CELEC TERMOPICHINCHA	TÉRMICA	MIRAFLORES	U11	5,00	1,50	5,4702	ON	0	23	3
CELEC TERMOPICHINCHA	TÉRMICA	MIRAFLORES	U12	5,00	1,50	6,95	OFF	0	0	3
CELEC TERMOPICHINCHA	TÉRMICA	MIRAFLORES	U13	2,00	0,60	8,36	OFF	0	0	3
CELEC TERMOPICHINCHA	TÉRMICA	MIRAFLORES	U14	2,00	0,60	8,36	OFF	0	0	3
CELEC TERMOPICHINCHA	TÉRMICA	MIRAFLORES	U16	2,00	0,60	7,52	OFF	0	0	3
CELEC TERMOPICHINCHA	TÉRMICA	MIRAFLORES	U18	2,00	0,60	8,59	OFF	0	0	3
CELEC TERMOPICHINCHA	TÉRMICA	MIRAFLORES	U22	2,00	0,60	7,64	OFF	0	0	3
CELEC TERMOPICHINCHA	TÉRMICA	MIRAFLORES	TG1	19,00	5,70	0	OFF	0	0	3
CELEC TERMOPICHINCHA	TÉRMICA	PEDERNALES	U15	2,00	0,60	0	OFF	0	0	3

CELEC TERMOPICHINCHA	TÉRMICA	POWER BARGE	PB Q	10,50	3,15	0	OFF	0	0	3
CELEC TERMOPICHINCHA	TÉRMICA	POWER BARGE	PB 2	10,50	3,15	0	OFF	0	0	3
CELEC TERMOPICHINCHA	TÉRMICA	POWER BARGE	PB 3	10,50	3,15	0	OFF	0	0	3
CELEC TERMOPICHINCHA	TÉRMICA	POWER BARGE	PB 4	10,50	3,15	0	OFF	0	0	3
CELEC TERMOPICHINCHA	TÉRMICA	CAMPO ALEGRE	KHOLLER 1	0,10	0,03	0	OFF	0	0	3
CELEC TERMOPICHINCHA	TÉRMICA	CAMPO ALEGRE	IVECO	0,14	0,04	0	OFF	0	0	3
CELEC TERMOPICHINCHA	TÉRMICA	CAMPO ALEGRE	DEUTZ	0,14	0,04	0	OFF	0	0	3
CELEC TERMOPICHINCHA	TÉRMICA	CAUCHICHE	DEUTZ 1	0,04	0,01	0	OFF	0	0	3
CELEC TERMOPICHINCHA	TÉRMICA	CAUCHICHE	DEUTZ 2	0,03	0,01	0	OFF	0	0	3
CELEC TERMOPICHINCHA	TÉRMICA	PUNA NUEVA	CATERPILLAR 3	0,35	0,11	0	OFF	0	0	3
CELEC TERMOPICHINCHA	TÉRMICA	PUNA NUEVA	CUMMINS	0,70	0,21	0	OFF	0	0	3
CELEC TERMOPICHINCHA	TÉRMICA	PUNA NUEVA	PERKINS	0,50	0,15	0	OFF	0	0	3
ELECAUSTRO	TÉRMICA	EL DESCANSO	G1	4,30	3,50	4,1202	ON	0	23	3
ELECAUSTRO	TÉRMICA	EL DESCANSO	G2	4,30	3,50	4,2998	ON	0	23	3
ELECAUSTRO	TÉRMICA	EL DESCANSO	G3	4,30	3,50	3,9946	ON	0	23	3
ELECAUSTRO	TÉRMICA	EL DESCANSO	G4	4,30	3,50	3,8742	ON	0	23	3
ELECAUSTRO	TÉRMICA	MONAY	G1	1,10	0,33	7,75	OFF	0	0	3
ELECAUSTRO	TÉRMICA	MONAY	G2	1,10	0,33	7,48	OFF	0	0	3
ELECAUSTRO	TÉRMICA	MONAY	G3	1,10	0,33	7,22	OFF	0	0	3
ELECAUSTRO	TÉRMICA	MONAY	G4	0,90	0,27	0	OFF	0	0	3
ELECAUSTRO	TÉRMICA	MONAY	G5	1,10	0,33	0	OFF	0	0	3
ELECAUSTRO	TÉRMICA	MONAY	G6	0,90	0,27	0	OFF	0	0	3
ELECAUSTRO	HIDRAULICA PASADA	SAUCAY	G1	4,00	0,00	0,2	ON	0	23	2
ELECAUSTRO	HIDRAULICA PASADA	SAUCAY	G2	4,00	0,00	0,2	ON	0	23	2
ELECAUSTRO	HIDRAULICA PASADA	SAUCAY	G3	8,00	0,00	0,2	ON	0	23	2
ELECAUSTRO	HIDRAULICA PASADA	SAUCAY	G4	8,00	0,00	0,2	ON	0	23	2
ELECAUSTRO	HIDRAULICA PASADA	SAYMIRIN	G1	1,26	0,00	0,2	ON	0	23	2
ELECAUSTRO	HIDRAULICA PASADA	SAYMIRIN	G2	1,26	0,00	0,2	ON	0	23	2
ELECAUSTRO	HIDRAULICA PASADA	SAYMIRIN	G3	1,96	0,00	0,2	ON	0	23	2
ELECAUSTRO	HIDRAULICA PASADA	SAYMIRIN	G4	1,96	0,00	0,2	ON	0	23	2

ELECAUSTRO	HIDRAULICA PASADA	SAYMIRIN	G5	4,00	0,00	0,2	ON	0	23	2
ELECAUSTRO	HIDRAULICA PASADA	SAYMIRIN	G6	4,00	0,00	0,2	ON	0	23	2
ELECTROQUIL	TÉRMICA TURBOGAS	ELECTROQUIL	U1	45,00	5,75	8,86	ON	0	23	5
ELECTROQUIL	TÉRMICA TURBOGAS	ELECTROQUIL	U2	46,00	5,75	8,3934	ON	0	23	5
ELECTROQUIL	TÉRMICA TURBOGAS	ELECTROQUIL	U3	45,00	5,75	9,26	ON	0	23	5
ELECTROQUIL	TÉRMICA TURBOGAS	ELECTROQUIL	U4	45,00	5,75	8,8449	ON	0	23	5
EMAAP-Q	HIDRAULICA PASADA	EL CARMEN	N.1.	8,20	0,00	0,2	ON	0	23	2
GENEROCA	TÉRMICA	GENEROCA	U1	4,20	3,50	6,2254	ON	0	23	3
GENEROCA	TÉRMICA	GENEROCA	U2	4,20	3,50	6,2254	ON	0	23	3
GENEROCA	TÉRMICA	GENEROCA	U3	4,67	3,50	5,9767	ON	0	23	3
GENEROCA	TÉRMICA	GENEROCA	U4	4,46	3,50	6,2535	ON	0	23	3
GENEROCA	TÉRMICA	GENEROCA	U5	4,20	3,50	6,2254	ON	0	23	3
GENEROCA	TÉRMICA	GENEROCA	U6	4,20	3,50	6,2254	ON	0	23	3
GENEROCA	TÉRMICA	GENEROCA	U7	4,20	3,50	6,2254	ON	0	23	3
GENEROCA	TÉRMICA	GENEROCA	U8	4,20	3,50	6,2254	ON	0	23	3
HIDRONACIÓN	HIDRAULICA EMBALSE	MARCEL LANIADO	U1	71,00	0,00	0,2	ON	0	23	1
HIDRONACIÓN	HIDRAULICA EMBALSE	MARCEL LANIADO	U2	71,00	0,00	0,2	ON	0	23	1
HIDRONACIÓN	HIDRAULICA EMBALSE	MARCEL LANIADO	U3	71,00	0,00	0,2	ON	0	23	1
HIDROPASTAZA	HIDRAULICA PASADA	SAN FRANCISCO	U1	108,00	0,00	0,2	ON	0	23	2
HIDROPASTAZA	HIDRAULICA PASADA	SAN FRANCISCO	U2	108,00	0,00	0,2	ON	0	23	2
HIDROSIBIMBE	HIDRAULICA PASADA	SIBIMBE	U1	7,25	0,00	0,2	ON	0	23	2
HIDROSIBIMBE	HIDRAULICA PASADA	SIBIMBE	U2	7,25	0,00	0,2	ON	0	23	2
HIDROSIBIMBE	HIDRAULICA PASADA	URAVIA	U1	0,46	0,00	0,2	ON	0	23	2
HIDROSIBIMBE	HIDRAULICA PASADA	URAVIA	U2	0,46	0,00	0,2	ON	0	23	2
INTERVISA TRADE	TÉRMICA TURBOGAS	VICTORIA II	VICTORIA II	102,00	27,50	8,08	ON	0	23	5
MACHALA POWER	TÉRMICA TURBOGAS	MACHALA POWER	A	66,70	20,01	4,5678	ON	0	23	5
MACHALA POWER	TÉRMICA TURBOGAS	MACHALA POWER	B	67,00	20,10	4,6111	ON	0	23	5
TERMOGUAYAS	TÉRMICA	TERMOGUAYAS	U1	20,00	6,00	5,2176	ON	0	23	3
TERMOGUAYAS	TÉRMICA	TERMOGUAYAS	U2	40,00	12,00	5,2331	ON	0	23	3
TERMOGUAYAS	TÉRMICA	TERMOGUAYAS	U3	40,00	12,00	5,2487	ON	0	23	3

TERMOGUAYAS	TÉRMICA	TERMOGUAYAS	U4	5,00	1,50	5	OFF	0	0	3
ULYSSEAS	TÉRMICA	POWER BARGE I	PB1	30,00	9,00	7,63	OFF	0	0	3
AMBATO	HIDRAULICA PASADA	PENINSULA	G1	0,50	0,00	0,2	ON	0	23	2
AMBATO	HIDRAULICA PASADA	PENINSULA	G2	0,50	0,00	0,2	ON	0	23	2
AMBATO	HIDRAULICA PASADA	PENINSULA	G3	0,40	0,00	0,2	ON	0	23	2
AMBATO	HIDRAULICA PASADA	PENINSULA	G4	1,50	0,00	0,2	ON	0	23	2
AMBATO	TÉRMICA	BATAN	G1	1,36	0,41	0	OFF	0	0	3
AMBATO	TÉRMICA	BATAN	G2	1,36	0,41	0	OFF	0	0	3
AMBATO	TÉRMICA	BATAN	G3	1,35	0,41	0	OFF	0	0	3
AMBATO	TÉRMICA	BATAN	G4	1,35	0,41	7,19	OFF	0	0	3
AMBATO	TÉRMICA	LLIGUA	G1	1,80	0,54	7,6	ON	0	23	3
AMBATO	TÉRMICA	LLIGUA	G2	1,50	0,45	10,06	ON	0	23	3
CENTRO SUR	HIDRAULICA PASADA	SANTIAGO	G1	0,30	0,00	0,2	ON	0	23	2
CENTRO SUR	TÉRMICA	MACAS	ALLEN # 1	0,60	0,18	0	OFF	0	0	3
CENTRO SUR	TÉRMICA	MACAS	ALLEN # 2	0,60	0,18	0	OFF	0	0	3
CENTRO SUR	TÉRMICA	MACAS	GENERAL	1,50	0,45	0	OFF	0	0	3
CNEL-BOLIVAR	HIDRAULICA PASADA	CHIMBO	U1	0,45	0,00	0,2	OFF	0	0	2
CNEL-BOLIVAR	HIDRAULICA PASADA	CHIMBO	U2	0,88	0,00	0,2	ON	0	23	2
CNEL-BOLIVAR	HIDRAULICA PASADA	CHIMBO	U3	0,20	0,00	0,2	OFF	0	0	2
CNEL-BOLIVAR	HIDRAULICA PASADA	CHIMBO	U4	0,20	0,00	0,2	OFF	0	0	2
CNEL-BOLIVAR	HIDRAULICA PASADA	CHIMBO	U5	0,20	0,00	0,2	OFF	0	0	2
CNEL-BOLIVAR	TÉRMICA	GUARANDA	U1	1,26	0,38	0	OFF	0	0	3
CNEL-BOLIVAR	TÉRMICA	GUARANDA	U2	0,97	0,29	0	OFF	0	0	3
CNEL-EL ORO	TÉRMICA	BELLAVISTA	CARTEPILLAR	0,06	0,02	0	OFF	0	0	3
CNEL-EL ORO	TÉRMICA	COLLIN LOCKETT	CROSSLEY # 3	4,60	1,38	0	OFF	0	0	3
CNEL-EL ORO	TÉRMICA	COLLIN LOCKETT	CROSSLEY # 4	4,30	1,29	0	OFF	0	0	3
CNEL-EL ORO	TÉRMICA	COSTA RICA	DEUTZ	0,04	0,01	0	OFF	0	0	3
CNEL-EL ORO	TÉRMICA	JAMBELI	ALQUILADO # 3	0,14	0,04	0	OFF	0	0	3
CNEL-EL ORO	TÉRMICA	JAMBELI	CUMMINS #1	0,08	0,02	0	OFF	0	0	3
CNEL-EL ORO	TÉRMICA	MACHALA	G.M # 4	2,00	0,60	9,28	ON	0	23	3

CNEL-EL ORO	TÉRMICA	MACHALA	G.M# 5	2,00	0,60	9,06	ON	0	23	3
CNEL-EL ORO	TÉRMICA	PONGALILLO	DEUTZ	0,03	0,01	0	OFF	0	0	3
CNEL-ESMERALDAS	TÉRMICA	SAN LORENZO	U1	0,90	0,27	0	OFF	0	0	3
CNEL-LOS RIOS	TÉRMICA	CENTRO INDUSTRIAL	U1	2,40	0,72	6,69	OFF	0	0	3
CNEL-LOS RIOS	TÉRMICA	CENTRO INDUSTRIAL	U2	2,42	0,73	6,67	OFF	0	0	3
CNEL-LOS RIOS	TÉRMICA	CENTRO INDUSTRIAL	U3	2,50	0,75	6,65	OFF	0	0	3
CNEL-LOS RIOS	TÉRMICA	CENTRO INDUSTRIAL	U4	2,45	0,74	6,47	OFF	0	0	3
CNEL- MILAGRO	TÉRMICA	MILAGRO	U3	1,50	0,45	0	OFF	0	0	3
CNEL- MILAGRO	TÉRMICA	MILAGRO	U4	1,50	0,45	0	OFF	0	0	3
CNEL- MILAGRO	TÉRMICA	MILAGRO	U5	1,80	0,54	6,56	OFF	0	0	3
CNEL- MILAGRO	TÉRMICA	MILAGRO	U6	1,80	0,54	6,85	OFF	0	0	3
CNEL- MILAGRO	TÉRMICA	MILAGRO	U7	1,80	0,54	0	OFF	0	0	3
CNEL- MILAGRO	TÉRMICA	MILAGRO	U8	1,80	0,54	0	OFF	0	0	3
CNEL-SANTA ELENA	TÉRMICA	LA LIBERTAD	U1	2,20	0,66	0	OFF	0	0	3
CNEL-SANTA ELENA	TÉRMICA	LA LIBERTAD	U10	2,00	0,60	6,54	OFF	0	0	3
CNEL-SANTA ELENA	TÉRMICA	LA LIBERTAD	U11	0,00	0,00	8,16	OFF	0	0	3
CNEL-SANTA ELENA	TÉRMICA	LA LIBERTAD	U12	0,00	0,00	0	OFF	0	0	3
CNEL-SANTA ELENA	TÉRMICA	LA LIBERTAD	U3	0,00	0,00	0	OFF	0	0	3
CNEL-SANTA ELENA	TÉRMICA	LA LIBERTAD	U4	0,00	0,00	0	OFF	0	0	3
CNEL-SANTA ELENA	TÉRMICA	LA LIBERTAD	U5	0,00	0,00	0	OFF	0	0	3
CNEL-SANTA ELENA	TÉRMICA	LA LIBERTAD	U6	0,00	0,00	0	OFF	0	0	3
CNEL-SANTA ELENA	TÉRMICA	LA LIBERTAD	U7	0,00	0,00	0	OFF	0	0	3
CNEL-SANTA ELENA	TÉRMICA	LA LIBERTAD	U8	0,00	0,00	0	OFF	0	0	3
CNEL-SANTA ELENA	TÉRMICA	LA LIBERTAD	U9	2,00	0,60	6,45	OFF	0	0	3
CNEL-SANTA ELENA	TÉRMICA	PLAYAS	G-1003	0,30	0,09	0	OFF	0	0	3
CNEL-SANTA ELENA	TÉRMICA	PLAYAS	G-1004	0,50	0,15	8,67	OFF	0	0	3
CNEL-SANTA ELENA	TÉRMICA	POSORJA	G10005	2,00	0,60	6,84	OFF	0	0	3
CNEL-SUCUMBOS	TÉRMICA	LUMBAQUI	TURBINA 1	0,10	0,00	0	OFF	0	0	3
CNEL-SUCUMBOS	TÉRMICA	LUMBAQUI	TURBINA 2	0,10	0,00	0	OFF	0	0	3
CNEL-SUCUMBOS	TÉRMICA	CELSE CASTELLANOS	GM 1	1,60	0,48	0	OFF	0	0	3

CNEL-SUCUMBIOS	TÉRMICA	CELSO CASTELLANOS	GM 2	1,70	0,51	0	OFF	0	0	3
CNEL-SUCUMBIOS	TÉRMICA	CELSO CASTELLANOS	GM 3	1,80	0,54	0	OFF	0	0	3
CNEL-SUCUMBIOS	TÉRMICA	CELSO CASTELLANOS	GM 4	2,00	0,60	0	OFF	0	0	3
CNEL-SUCUMBIOS	TÉRMICA	DAYUMA	U1	0,13	0,04	0	OFF	0	0	3
CNEL-SUCUMBIOS	TÉRMICA	DAYUMA	U2	0,04	0,01	0	OFF	0	0	3
CNEL-SUCUMBIOS	TÉRMICA	JIVINO	ALCO 1	1,40	0,42	0	OFF	0	0	3
CNEL-SUCUMBIOS	TÉRMICA	JIVINO	ALCO 2	1,60	0,48	0	OFF	0	0	3
CNEL-SUCUMBIOS	TÉRMICA	JIVINO	ALCO 3	0,00	0,00	0	OFF	0	0	3
CNEL-SUCUMBIOS	TÉRMICA	JIVINO	ALCO 4	0,00	0,00	0	OFF	0	0	3
CNEL-SUCUMBIOS	TÉRMICA	JIVINO	GM 5	0,00	0,00	0	OFF	0	0	3
CNEL-SUCUMBIOS	TÉRMICA	JIVINO	GM 6	0,00	0,00	0	OFF	0	0	3
CNEL-SUCUMBIOS	TÉRMICA	JIVINO	MAN 1	5,60	1,68	0	OFF	0	0	3
CNEL-SUCUMBIOS	TÉRMICA	JIVINO	MAN 2	5,60	1,68	0	OFF	0	0	3
CNEL-SUCUMBIOS	TÉRMICA	LORETO_EX INECEL	CATERPIL	0,49	0,15	0	OFF	0	0	3
CNEL-SUCUMBIOS	TÉRMICA	NVO. RICA FUERTE	DETROIT	0,25	0,08	0	OFF	0	0	3
CNEL-SUCUMBIOS	TÉRMICA	NVO. RICA FUERTE	JD 1	0,12	0,04	0	OFF	0	0	3
CNEL-SUCUMBIOS	TÉRMICA	PALMA ROJA	U1	0,06	0,02	0	OFF	0	0	3
CNEL-SUCUMBIOS	TÉRMICA	PAYAMINO_SUCUMBIOS	CATERPI 1	0,00	0,00	0	OFF	0	0	3
CNEL-SUCUMBIOS	TÉRMICA	PAYAMINO_SUCUMBIOS	CATERPI 2	1,60	0,48	0	OFF	0	0	3
CNEL-SUCUMBIOS	TÉRMICA	PTO. EL CARMEN	U1	0,45	0,14	0	OFF	0	0	3
CNEL-SUCUMBIOS	TÉRMICA	SANSAHUARI	G-1001	0,30	0,09	0	OFF	0	0	3
CNEL-SUCUMBIOS	TÉRMICA	SANSAHUARI	G-1002	0,15	0,05	0	OFF	0	0	3
CNEL-SUCUMBIOS	TÉRMICA	TARACOA	G-1001	0,14	0,04	0	OFF	0	0	3
CNEL-SUCUMBIOS	TÉRMICA	TARACOA	G-1002	0,04	0,01	0	OFF	0	0	3
CNEL-SUCUMBIOS	TÉRMICA	TIPUTINI	U1	0,12	0,04	0	OFF	0	0	3
CNEL-SUCUMBIOS	TÉRMICA	TIPUTINI	U2	0,25	0,08	0	OFF	0	0	3

Figura 7.4.- Resumen de las centrales de generación.

7.3. PROGRAMA DE DESPACHO ECONOMICO

7.3.1. Detalles del programa.

7.3.1.1. Pantalla de Ingreso



Figura 7.5.- Pantalla de inicio del programa

El programa contiene vínculos tales como, creador, muestra de datos de ingreso, grafica de demanda y el programa de despacho.

7.3.1.1.1. Vinculo de Creador.

Este vínculo muestra detalles de quienes han realizado el programa, esto se puede

observar dando un clic en el icono  lo cual se obtendrá:

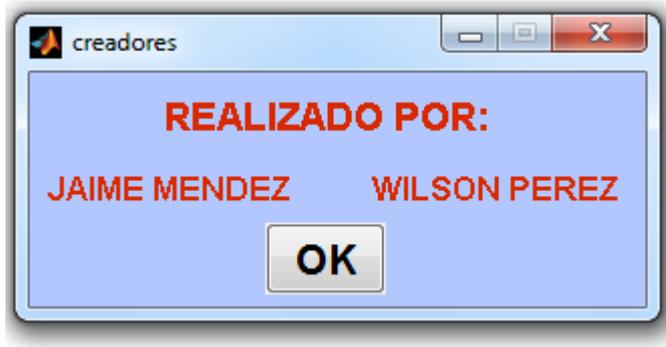


Figura 7.6.- Pantalla de Creadores.

7.3.1.1.2. Vinculo de muestra de Datos de ingreso.



Al pulsar el icono se accede a la hoja electrónica de Excel y se puede obtener y cambiar datos como demanda, encendido o apagado de centrales. Remitirse a las figuras 7.2 y 7.3.

Figura 7.6. Detalles de ingreso de Datos

7.3.1.1.3. Vinculo de grafica de Demanda.



De igual manera al pulsar el icono se consigue una gráfica del comportamiento de la demanda.

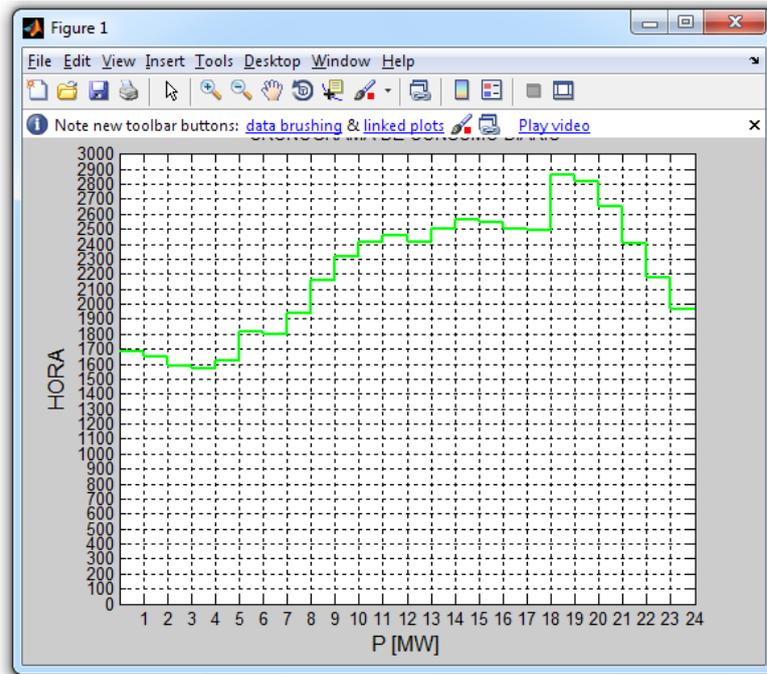


Figura 7.8.- Grafica de la demanda.

7.3.1.1.4. Vinculo de programa de Despacho.



Al Pulsar el icono  el programa procede con el cálculo de despacho y una vez terminado el mismo, aparece una pantalla para visualizar los resultados.



Figura 7.9. Icono de muestra de Resultados.



Al pulsar el icono se observara los resultados en una hoja de Excel llamada RESULTADO.xlsx.

Cuya página principal mostrara los resultados del despacho.

RESUMEN DEL DESPACHO DE CARGA

TIME	POT. INST. [MW]	POT. GEN. [MW]	DEMANDA [MW]	POT. DISP. [MW]	COST. MARG. [USD / MW]	POT. H. P. [MW]	POT. H. EM. [MW]	POT. TERM. [MW]	COST. TOTAL [USD]
0	2902,17	1790,14	1684,7435	1112,03	3,03	438,14	1221	131	\$5.424,12
1	2902,17	1659,14	1648,01273	1243,03	3,03	438,14	1221	0	\$5.027,19
2	2902,17	1659,14	1589,10764	1243,03	3,03	438,14	1221	0	\$5.027,19
3	2902,17	1588,14	1569,9213	1314,03	3,03	438,14	1150	0	\$4.812,06
4	2902,17	1659,14	1621,96494	1243,03	3,03	438,14	1221	0	\$5.027,19
5	2902,17	1936,04	1812,29683	966,13	4,2302	438,14	1221	276,9	\$8.189,84
6	2902,17	1803,04	1799,87805	1099,13	4,1202	438,14	1221	143,9	\$7.428,89
7	2902,17	1940,34	1939,34545	961,83	4,2998	438,14	1221	281,2	\$8.343,07
8	2902,17	2220,04	2160,7181	682,13	4,7482	438,14	1221	560,9	\$10.541,19
9	2902,17	2320,04	2315,18159	582,13	5,2487	438,14	1221	660,9	\$12.177,19
10	2902,17	2421,87	2411,18734	480,3	6,495	438,14	1221	762,73	\$15.730,05
11	2902,17	2462,87	2458,19726	439,3	6,6543	438,14	1221	803,73	\$16.388,68
12	2902,17	2421,87	2412,47304	480,3	6,495	438,14	1221	762,73	\$15.730,05
13	2902,17	2557,87	2504,35023	344,3	7,5769	438,14	1221	898,73	\$19.380,73
14	2902,17	2559,67	2558,4864	342,5	7,6	438,14	1221	900,53	\$19.453,49
15	2902,17	2557,87	2547,73402	344,3	7,5769	438,14	1221	898,73	\$19.380,73
16	2902,17	2557,87	2501,31523	344,3	7,5769	438,14	1221	898,73	\$19.380,73
17	2902,17	2557,87	2496,19332	344,3	7,5769	438,14	1221	898,73	\$19.380,73
18	2902,17	2863,67	2863,51863	38,50	9,43	438,14	1221	1204,53	\$27.004,41
19	2902,17	2844,67	2818,61464	57,50	9,26	438,14	1221	1185,53	\$26.341,64
20	2902,17	2661,67	2652,67529	240,5	8,08	438,14	1221	1002,53	\$21.506,29
21	2902,17	2421,87	2405,1069	480,3	6,495	438,14	1221	762,73	\$15.730,05
22	2902,17	2220,04	2179,09879	682,13	4,7482	438,14	1221	560,9	\$10.541,19
23	2902,17	2007,04	1962,65474	895,13	4,5678	438,14	1221	347,9	\$9.167,76

COST. MARG. PROM. [USD/MW]	TOTAL H. P. [MW]	TOTAL H. EM. [MW]	TOTAL TERM. [MW]	USD TOTAL [USD]
\$ 5,52	10515,4	29233	13943,6	\$ 327.114,46

Figura 7.10.- Resultado del despacho económico del día 25 de Abril del 2011.

7.4. Despacho del CENACE.

Se muestra a continuación el despacho realizado por el CENACE con fecha 25 de Abril del 2011.

7.5. Líneas de programación.

```
%
%          UNIVERSIDAD POLITECNICA SALESIANA
%
%          UPS
%
%          TESIS PREVIA LA OBTENCION DEL TITULO DE ING. ELECTRICO
%          DESPACHO ECONOMICO DE CARGA APLICADO AL SISTEMA ECUATORIANO

clear
clc
%% IMPORTAR DATOS DESDE EXCEL

[a,b,c]=xlsread('Datos_Pot.xlsx','resumen generacion');
[d]=xlsread('Datos_Pot.xlsx','resumen demanda');

% FORMATO DE LA MATRIZ a ---- DATOS NUMERICOS
% 1      2      3      4      5      6      7
% Pmax   Pmin   cUSD/KWH  FUERA DE SERV  HORA INIC.  HORA FINAL  TIPO
% DE
% [MW]   [MW]
%          O OPERATIVO  DISPONIBLE  DISPONIBLE
CENTRAL

%FORMATO DE LA MATRIZ b ---- CENTRALES Y TIPO
% 1      2      3      4
% EMPRESA  TIPO DE  CENTRAL  UNIDAD
%          CENTRAL

%FORMATO DE LA MATRIZ d ---- HORARIO Y DEMANDA
% 1      2
% HORARIO  DEMANDA
%          [MW]

%% PREDESPACHO DE CENTRALES ACTIVAS Y TIPO DE CENTRALES

[n1,n2]=size(a); % tamaño de la matriz "a"
d1=a(1:n1,1); % n1 delimita hasta donde lee los números de la matriz
(filas,columna)
aa=a; %---- muestra solo la matriz de demanda

[n3,n4]=size(b); % tamaño de la matriz "b"
d2=b(1:n3,2); % n1 delimita hasta donde lee los números de la matriz
bb=b(4:n3,1:4); %---- muestra solo la matriz
de demanda

[n5,n6]=size(d); % tamaño de la matriz "d"
d3=d(1:n5,2); % n1 delimita hasta donde lee los números de la matriz
d(2,2); %---- muestra solo la matriz de
demanda

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%
```

```

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%% FILTRO DE CENTRALES ACTIVAS
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%
dd1=0;
dd2=0; % CONTEO INICIAL DE CERO PARA PMAX
dd3=0; % CONTEO INICIAL DE CERO PARA PMIN
dd4=0; % CONTEO INICIAL DE CERO PARA
dd4=0; % CONTEO INICIAL DE CERO PARA
dd5=0; % CONTEO INICIAL DE CERO PARA
dd6=0; % CONTEO INICIAL DE CERO PARA
dd7=0; % CONTEO INICIAL DE CERO PARA
dd8=0; % CONTEO INICIAL DE CERO PARA
dd9=0; % CONTEO INICIAL DE CERO PARA
ddl0=0; % CONTEO INICIAL DE CERO PARA
ddl1=0; % CONTEO INICIAL DE CERO PARA
ddl2=0; % CONTEO INICIAL DE CERO PARA

for j=1:n1 % fila inicia el filtro
    hhhhDFG=j;
    a(j,6);
    if a(j,6)==0 % filtro de centrales ON - OFF
        continue
    end

    h=i; % elemnto i
    nm=j; % elemnto j
    CentralesAvtivas=a(j,1); % muestra solo centrales activadas
    Central=a(j,7); % muestra solo centrales activadas de una en
una
    dd1=a(j,1)+dd1; % sumatoria Potencia efectiva en el sistema
    [dd2]=[dd2];[a(j,1)]; % se obtiene la matriz de las centrales
activas
                                % matriz PMAX
    [dd3]=[dd3];[a(j,2)]; % se obtiene la matriz de las centrales
activas
    [dd4]=[dd4];[a(j,3)]; % se obtiene la matriz de las centrales
activas
    %    [dd5]=[dd5];[a(j,4)]; % se obtiene la matriz de las
centrales
    %    activas
    [dd6]=[dd6];[a(j,5)]; % se obtiene la matriz de las centrales
activas
    [dd7]=[dd7];[a(j,6)]; % se obtiene la matriz de las centrales
activas
    [dd8]=[dd8];[a(j,7)]; % se obtiene la matriz de las centrales
activas
    [dd9]=[dd9];[bb(j,1)]; % se obtiene la matriz de las
centrales activas
    [ddl0]=[ddl0];[bb(j,2)]; % se obtiene la matriz de las
centrales activas
    [ddl1]=[ddl1];[bb(j,3)]; % se obtiene la matriz de las
centrales activas
    [ddl2]=[ddl2];[bb(j,4)]; % se obtiene la matriz de las
centrales activas

```

```

end

% MUESTRA DE CENTRALES ACTIVAS
matriz=[dd2,dd3,dd4,dd6,dd7,dd8]; % valores de las centrales activas
matrizz=[dd9,ddl0,ddl1,ddl2];% ARGUMENTOS DE LAS CENTRALES ACTIVAS
[m1,m2]=size (matriz); % tamaño de la matriz
[m3,m4]=size (matrizz); % tamaño de la matriz
% disp (matriz); % mostrar la matriz de centrales activas.
% disp (matrizz); % mostrar la matriz de centrales activas.
% disp (m); % mostrar la matriz de centrales activas.
% disp (size (matriz));% mostrar el tamaño de la matriz de centrales
activas.
Pexistente=ddl; % Total de P efectiva [mw] disponibles.

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%

%valores iniciales
a1=0;
a2=0;
a3=0;
a4=0;
a5=0;
a6=0;
a7=0;
a8=0;
a9=0;
a10=0;

for j=1:m1 % fila inicia el filtro

    if matriz(j,6)==5 % filtro de centrales ON - OFF
        continue
    end
    if matriz(j,6)==4 % filtro de centrales ON - OFF
        continue
    end
    if matriz(j,6)==3 % filtro de centrales ON - OFF
        continue
    end
    if matriz(j,6)==2 % filtro de centrales ON - OFF
        continue
    end

    nm=j; % elemento j
    [a1]=[[a1];[matriz(j,1)]]; % se obtiene la matriz de
    [a2]=[[a2];[matriz(j,2)]]; % se obtiene la matriz de
    [a3]=[[a3];[matriz(j,3)]]; % se obtiene la matriz de
    [a4]=[[a4];[matriz(j,4)]]; % se obtiene la matriz de
    [a5]=[[a5];[matriz(j,5)]]; % se obtiene la matriz de
    [a6]=[[a6];[matriz(j,6)]]; % se obtiene la matriz de
    [a7]=[[a7];[matrizz(j,1)]]; % se obtiene la matriz de
    [a8]=[[a8];[matrizz(j,2)]]; % se obtiene la matriz de
    [a9]=[[a9];[matrizz(j,3)]]; % se obtiene la matriz de
    [a10]=[[a10];[matrizz(j,4)]]; % se obtiene la matriz de

end

```

```

henumeros=[a1,a2,a3,a4,a5,a6]; % cambio de nombre de la matriz de
centrales activas
hecentral=[a7,a8,a9,a10]; % cambio de nombre de la matriz de centrales
activas
[w1,w2]=size(henumeros); % tamaño de la matriz "b"
HidraulicaEmbalseValores=henumeros(3:w1,1:w2); % n1 delimita hasta donde
lee los numeros de la matriz
[x11,x12]=size(HidraulicaEmbalseValores);
[w3,w4]=size(hecentral); % tamaño de la matriz "b"
HidraulicaEmbalseDetalles=hecentral(3:w3,1:w4); % n1 delimita hasta
donde lee los numeros de la matriz
[x13,x14]=size(HidraulicaEmbalseDetalles);

```

```

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%% MATRIZ DE CENTRALES HIDRAULICAS DE PASADA
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%
a11=0;
a12=0;
a13=0;
a14=0;
a15=0;
a16=0;
a17=0;
a18=0;
a19=0;
a20=0;

```

```

for j=1:m1 % fila inicia el filtro

    if matriz(j,6)==5 % filtro de centrales ON - OFF
        continue
    end
    if matriz(j,6)==4 % filtro de centrales ON - OFF
        continue
    end
    if matriz(j,6)==3 % filtro de centrales ON - OFF
        continue
    end
    if matriz(j,6)==1 % filtro de centrales ON - OFF
        continue
    end

    nm=j; % elemnto j
    [a11]=[a11];[matriz(j,1)]; % se obtiene la matriz de
    [a12]=[a12];[matriz(j,2)]; % se obtiene la matriz de
    [a13]=[a13];[matriz(j,3)]; % se obtiene la matriz de
    [a14]=[a14];[matriz(j,4)]; % se obtiene la matriz de
    [a15]=[a15];[matriz(j,5)]; % se obtiene la matriz de
    [a16]=[a16];[matriz(j,6)]; % se obtiene la matriz de
    [a17]=[a17];[matrizz(j,1)]; % se obtiene la matriz de
    [a18]=[a18];[matrizz(j,2)]; % se obtiene la matriz de
    [a19]=[a19];[matrizz(j,3)]; % se obtiene la matriz de
    [a20]=[a20];[matrizz(j,4)]; % se obtiene la matriz de

end

```

```

hpnumeros=[a11,a12,a13,a14,a15,a16]; % cambio de nombre de la matriz de
centrales activas
hpcentral=[a17,a18,a19,a20]; % cambio de nombre de la matriz de
centrales activas
[w5,w6]=size(hpnumeros); % tamaño de la matriz "b"
HidraulicaPasadaValores=hpnumeros(3:w5,1:w6); % n1 delimita hasta donde
lee los numeros de la matriz
[x5,x6]=size(HidraulicaPasadaValores);
[w7,w8]=size(hpcentral); % tamaño de la matriz "b"
HidraulicaPasadaDetalles=hpcentral(3:w7,1:w8); % n1 delimita hasta donde
lee los numeros de la matriz
[x7,x8]=size(HidraulicaPasadaDetalles);

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%
MATRIZ DE CENTRALES TERMICA TURBOGAS
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%
a21=0;
a22=0;
a23=0;
a24=0;
a25=0;
a26=0;
a27=0;
a28=0;
a29=0;
a30=0;

for j=1:m1 % fila inicia el filtro

    if matriz(j,6)==2 % filtro de centrales ON - OFF
        continue
    end
    if matriz(j,6)==4 % filtro de centrales ON - OFF
        continue
    end
    if matriz(j,6)==3 % filtro de centrales ON - OFF
        continue
    end
    if matriz(j,6)==1 % filtro de centrales ON - OFF
        continue
    end

    nm=j; % elemento j
    [a21]=[a21];[matriz(j,1)]; % se obtiene la matriz de
    [a22]=[a22];[matriz(j,2)]; % se obtiene la matriz de
    [a23]=[a23];[matriz(j,3)]; % se obtiene la matriz de
    [a24]=[a24];[matriz(j,4)]; % se obtiene la matriz de
    [a25]=[a25];[matriz(j,5)]; % se obtiene la matriz de
    [a26]=[a26];[matriz(j,6)]; % se obtiene la matriz de
    [a27]=[a27];[matriz(j,1)]; % se obtiene la matriz de
    [a28]=[a28];[matriz(j,2)]; % se obtiene la matriz de
    [a29]=[a29];[matriz(j,3)]; % se obtiene la matriz de
    [a30]=[a30];[matriz(j,4)]; % se obtiene la matriz de
end
ttgnumeros=[a21,a22,a23,a24,a25,a26]; % cambio de nombre de la matriz de
centrales activas

```

```

ttgcentral=[a27,a28,a29,a30]; % cambio de nombre de la matriz de
centrales activas
[w9,w10]=size(ttgnumeros); % tamaño de la matriz "b"
TermicaTurboGasValores=ttgnumeros(3:w9,1:w10); % n1 delimita hasta donde
lee los numeros de la matriz
[w11,w12]=size(ttgcentral); % tamaño de la matriz "b"
TermicaTurboGasDetalles=ttgcentral(3:w11,1:w12); % n1 delimita hasta
donde lee los numeros de la matriz

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
MATRIZ DE CENTRALES TERMICA TURBOVAPOR %%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%
a31=0;
a32=0;
a33=0;
a34=0;
a35=0;
a36=0;
a37=0;
a38=0;
a39=0;
a40=0;

for j=1:m1 % fila inicia el filtro

    if matriz(j,6)==2 % filtro de centrales ON - OFF
        continue
    end
    if matriz(j,6)==5 % filtro de centrales ON - OFF
        continue
    end
    if matriz(j,6)==3 % filtro de centrales ON - OFF
        continue
    end
    if matriz(j,6)==1 % filtro de centrales ON - OFF
        continue
    end

    nm=j; % elemnto j
    [a31]=[a31];[matriz(j,1)]; % se obtiene la matriz de
    [a32]=[a32];[matriz(j,2)]; % se obtiene la matriz de
    [a33]=[a33];[matriz(j,3)]; % se obtiene la matriz de
    [a34]=[a34];[matriz(j,4)]; % se obtiene la matriz de
    [a35]=[a35];[matriz(j,5)]; % se obtiene la matriz de
    [a36]=[a36];[matriz(j,6)]; % se obtiene la matriz de
    [a37]=[a37];[matrizz(j,1)]; % se obtiene la matriz de
    [a38]=[a38];[matrizz(j,2)]; % se obtiene la matriz de
    [a39]=[a39];[matrizz(j,3)]; % se obtiene la matriz de
    [a40]=[a40];[matrizz(j,4)]; % se obtiene la matriz de
end
ttvnumeros=[a31,a32,a33,a34,a35,a36]; % cambio de nombre de la matriz de
centrales activas
ttvcentral=[a37,a38,a39,a40]; % cambio de nombre de la matriz de
centrales activas
[w13,w14]=size(ttvnumeros); % tamaño de la matriz "b"
TermicaTurboVaporValores=ttvnumeros(3:w13,1:w14); % n1 delimita hasta
donde lee los numeros de la matriz
[w15,w16]=size(ttvcentral); % tamaño de la matriz "b"

```

```

TermicaTurboVaporDetalles=ttvcentral(3:w15,1:w16); % n1 delimita hasta
donde lee los numeros de la matriz

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%% MATRIZ DE CENTRALES TERMICA MCI %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%
a41=0;
a42=0;
a43=0;
a44=0;
a45=0;
a46=0;
a47=0;
a48=0;
a49=0;
a50=0;

for j=1:m1 % fila inicia el filtro

    if matriz(j,6)==5 % filtro de centrales ON - OFF
        continue
    end
    if matriz(j,6)==4 % filtro de centrales ON - OFF
        continue
    end
    if matriz(j,6)==2 % filtro de centrales ON - OFF
        continue
    end
    if matriz(j,6)==1 % filtro de centrales ON - OFF
        continue
    end

    nm=j; % elemnto j
    [a41]=[a41];[matriz(j,1)]; % se obtiene la matriz de
    [a42]=[a42];[matriz(j,2)]; % se obtiene la matriz de
    [a43]=[a43];[matriz(j,3)]; % se obtiene la matriz de
    [a44]=[a44];[matriz(j,4)]; % se obtiene la matriz de
    [a45]=[a45];[matriz(j,5)]; % se obtiene la matriz de
    [a46]=[a46];[matriz(j,6)]; % se obtiene la matriz de
    [a47]=[a47];[matrizz(j,1)]; % se obtiene la matriz de
    [a48]=[a48];[matrizz(j,2)]; % se obtiene la matriz de
    [a49]=[a49];[matrizz(j,3)]; % se obtiene la matriz de
    [a50]=[a50];[matrizz(j,4)]; % se obtiene la matriz de
end
ttmcinumeros=[a41,a42,a43,a44,a45,a46]; % cambio de nombre de la matriz
de centrales activas
ttmcicentral=[a47,a48,a49,a50]; % cambio de nombre de la matriz de
centrales activas
[w17,w18]=size(ttmcinumeros); % tamano de la matriz "b"
TermicaMCIVALores=ttmcinumeros(3:w17,1:w18); % n1 delimita hasta donde
lee los numeros de la matriz
[w19,w20]=size(ttmcicentral); % tamano de la matriz "b"
TermicaMCIDetalles=ttmcicentral(3:w19,1:w20); % n1 delimita hasta donde
lee los numeros de la matriz

```

```

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%% MATRIZ DE CENTRALES TERMICA
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%
a51=0;
a52=0;
a53=0;
a54=0;
a55=0;
a56=0;
a57=0;
a58=0;
a59=0;
a60=0;

for j=1:m1 % fila inicia el filtro

    if matriz(j,6)==1 % filtro de centrales ON - OFF
        continue
    end
    if matriz(j,6)==2 % filtro de centrales ON - OFF
        continue
    end

    nm=j; % elemnto j
    [a51]=[a51];[matriz(j,1)]; % se obtiene la matriz de
    [a52]=[a52];[matriz(j,2)]; % se obtiene la matriz de
    [a53]=[a53];[matriz(j,3)]; % se obtiene la matriz de
    [a54]=[a54];[matriz(j,4)]; % se obtiene la matriz de
    [a55]=[a55];[matriz(j,5)]; % se obtiene la matriz de
    [a56]=[a56];[matriz(j,6)]; % se obtiene la matriz de
    [a57]=[a57];[matrizz(j,1)]; % se obtiene la matriz de
    [a58]=[a58];[matrizz(j,2)]; % se obtiene la matriz de
    [a59]=[a59];[matrizz(j,3)]; % se obtiene la matriz de
    [a60]=[a60];[matrizz(j,4)]; % se obtiene la matriz de

end
Tnumeros=[a51,a52,a53,a54,a55,a56]; % cambio de nombre de la matriz de
centrales activas
Tcentral=[a57,a58,a59,a60]; % cambio de nombre de la matriz de
centrales activas
[w21,w22]=size(Tnumeros); % tamaño de la matriz "b"
TermicaValores=Tnumeros(3:w21,1:w22); % n1 delimita hasta donde lee los
numeros de la matriz
[w25,w26]=size(TermicaValores);
[w23,w24]=size(Tcentral); % tamaño de la matriz "b"
TermicaDetalles=Tcentral(3:w23,1:w24); % n1 delimita hasta donde lee los
numeros de la matriz
[w27,w28]=size(TermicaDetalles);

for i=1:w25
    for j=1:w25-i
        if TermicaValores(j,3)>TermicaValores(j+1,3);
            aux1=TermicaValores(j,1);
            aux2=TermicaValores(j,2);
            aux3=TermicaValores(j,3);
            aux4=TermicaValores(j,4);
            aux5=TermicaValores(j,5);
            aux6=TermicaValores(j,6);
            aux7=TermicaDetalles(j,1);

```

```

        aux8=TermicaDetalles(j,2);
        aux9=TermicaDetalles(j,3);
        aux10=TermicaDetalles(j,4);

        TermicaValores(j,1)=TermicaValores(j+1,1);
        TermicaValores(j,2)=TermicaValores(j+1,2);
        TermicaValores(j,3)=TermicaValores(j+1,3);
        TermicaValores(j,4)=TermicaValores(j+1,4);
        TermicaValores(j,5)=TermicaValores(j+1,5);
        TermicaValores(j,6)=TermicaValores(j+1,6);
        TermicaDetalles(j,1)=TermicaDetalles(j+1,1);
        TermicaDetalles(j,2)=TermicaDetalles(j+1,2);
        TermicaDetalles(j,3)=TermicaDetalles(j+1,3);
        TermicaDetalles(j,4)=TermicaDetalles(j+1,4);

        TermicaValores(j+1,1)=aux1;
        TermicaValores(j+1,2)=aux2;
        TermicaValores(j+1,3)=aux3;
        TermicaValores(j+1,4)=aux4;
        TermicaValores(j+1,5)=aux5;
        TermicaValores(j+1,6)=aux6;
        TermicaDetalles(j+1,1)=aux7;
        TermicaDetalles(j+1,2)=aux8;
        TermicaDetalles(j+1,3)=aux9;
        TermicaDetalles(j+1,4)=aux10;
    end

end

TermicaValoresTotal=TermicaValores;
TermicaDetallesTotal=TermicaDetalles;
end
[TT1,TT2]=size(TermicaValoresTotal);

%% DESPACHO DE CARGA HORARIA

DbasePas=0;
TermicaValoresTotal1=0;
TOTALPOTINSTALADA1=0;
TOTALPASADA1=0;
TOTALEMBALSE1=0;
TOTALTERMICA1=0;
TOTALGENERADO1=0;
TOTALDEMANDA1=0;
TOTALPOTDISPONIBLE1=0;
COSTOMARGINAL1=0;
GEN_PASADA=0;
GEN_PASADA_1=0;
GEN_EMBALSE=0;
GEN_EMBALSE_1=0;
GEN_TERMICA=0;
GEN_TERMICA_1=0;
horar=0;

for i=1:n5 % inicia conteo de la matriz de demanda de la matriz d

%valores iniciales
b1=0;
b2=0;

```

```

b3=0;
b4=0;
b5=0;
b6=0;
b7=0;
b8=0;
b9=0;
b10=0;
b11=0;
b12=0;
b13=0;
b14=0;
b15=0;
b16=0;
b17=0;
b18=0;

DbasePas=0;
TermicaValoresTotal1=0;
DbasePa=0;

    Pdemanda=d(i,2);%muestra el valor de demanda en cada "i"
    horario=d(i,1); % muestra el la hora de demanda en cada "i"

%     while Pdemanda>Pgenerada
%     demanda=d(i,2);%muestra el valor de demanda
%     horario=d(i,1);

% despacho de centrales de pasada
for j=1:x5
    DbasePas=HidraulicaPasadaValores(j,1)+DbasePas; % cantidad de
potencia generada en H. de pasada
    [b1]=[b1];[HidraulicaPasadaValores(j,1)];
    [b2]=[b2];[HidraulicaPasadaValores(j,3)];
    [b3]=[b3];[HidraulicaPasadaDetalles(j,1)];
    [b4]=[b4];[HidraulicaPasadaDetalles(j,2)];
    [b5]=[b5];[HidraulicaPasadaDetalles(j,3)];
    [b6]=[b6];[HidraulicaPasadaDetalles(j,4)];

end
% resultados de centrales y su potencia generada H. pasada
PpasadaGenValores=[[b1],[b2]];
[pp1,pp2]=size(PpasadaGenValores);
PpasadaGenDetalles=[[b3],[b4],[b5],[b6]];
[pp3,pp4]=size(PpasadaGenDetalles);
PpasadaGenValor=PpasadaGenValores(2:pp1,1:pp2);
PpasadaGenDetall=PpasadaGenDetalles(2:pp3,1:pp4);

DbasePasada=DbasePas; % sumatoria de potencia en H. de pasada.
DbaseEm=0;

if DbasePasada<Pdemanda
    Dbase=0;

    for k=1:x11

```

```

% despacho de centrales de Embalse

    if Dbase<=Pdemanda
DbaseEmb=HidraulicaEmbalseValores(k,1)+DbaseEm;
[b7]=[b7];[HidraulicaEmbalseValores(k,1)];
[b8]=[b8];[HidraulicaEmbalseValores(k,3)];
[b9]=[b9];[HidraulicaEmbalseDetalles(k,1)];
[b10]=[b10];[HidraulicaEmbalseDetalles(k,2)];
[b11]=[b11];[HidraulicaEmbalseDetalles(k,3)];
[b12]=[b12];[HidraulicaEmbalseDetalles(k,4)];

        end
DbaseEm=DbaseEmb;
Dbase=DbasePasada+DbaseEm;
    end
% resultados de centrales y su potencia generada H embalse
PembalseGenValores=[b7],[b8];
[pe1,pe2]=size(PembalseGenValores);
PembalseGenDetalles=[b9],[b10],[b11],[b12];
[pe3,pe4]=size(PembalseGenDetalles);
PembalseGenValor=PembalseGenValores(2:pe1,1:pe2);
PembalseGenDetall=PembalseGenDetalles(2:pe3,1:pe4);

% despacho de centrales termicas segun su costos de produccion
    if Dbase<Pdemanda
        Pxgenerar=Pdemanda-Dbase;

        for l=1:TT1

TermicaValoresTotal1=TermicaValoresTotal1+TermicaValoresTotal(l,1);%
potencia termica instalada
            [b13]=[b13];[TermicaValoresTotal(l,1)];
            [b14]=[b14];[TermicaValoresTotal(l,3)];
            [b15]=[b15];[TermicaDetallesTotal(l,1)];
            [b16]=[b16];[TermicaDetallesTotal(l,2)];
            [b17]=[b17];[TermicaDetallesTotal(l,3)];
            [b18]=[b18];[TermicaDetallesTotal(l,4)];
PtermicaGenValores=[b13],[b14];% valores de las termicas
despachadas
[pt1,pt2]=size(PtermicaGenValores);
PtermicaGenDetalles=[b15],[b16],[b17],[b18]; % caracteristicas de
las termicas despachadas
[pt3,pt4]=size(PtermicaGenDetalles);

            if TermicaValoresTotal1>=Pxgenerar
                Term=TermicaValoresTotal1;
                Px=Pxgenerar;

                break

            end

        end

    end
%
%
PtermicaGenValor=PtermicaGenValores(2:pt1,1:pt2);
[pt11,pt21]=size(PtermicaGenValor);

```

```

%      PtermicaGenDetall=PtermicaGenDetalles(2:pt3,1:pt4);
%      [pt31,pt41]=size(PtermicaGenDetall);

      end

PtermicaGenValor=PtermicaGenValores(2:pt1,1:pt2);
[pt11,pt21]=size(PtermicaGenValor);
PtermicaGenDetall=PtermicaGenDetalles(2:pt3,1:pt4);
[pt31,pt41]=size(PtermicaGenDetall);

end

TOTALPOTINSTALADA1=[ [TOTALPOTINSTALADA1];[Pexistente]];
TOTALPASADA1=[ [TOTALPASADA1];[DbasePasada]];
TOTALEMBALSE1=[ [TOTALEMBALSE1];[DbaseEm]];
TOTALTERMICAL1=[ [TOTALTERMICAL1];[TermicaValoresTotal1]];
TOTALGENERADO1=[ [TOTALGENERADO1];[TermicaValoresTotal1+Dbase]];
TOTALDEMANDA1=[ [TOTALDEMANDA1];[Pdemanda]];
COSTOMARGINAL1=[ [COSTOMARGINAL1];[PtermicaGenValor(pt11,pt21)]];

if horario==0

    GEN_PASADA=PpasadaGenValor;
    GEN_PASADA_1=PpasadaGenDetall;
    GEN_EMBALSE=PembalseGenValor;
    GEN_EMBALSE_1=PembalseGenDetall;
    GEN_TERMICA=PtermicaGenValor;
    GEN_TERMICA_1=PtermicaGenDetall;
    xlswrite('RESULTADO.xls',GEN_PASADA,'PASADA','B5');
    xlswrite('RESULTADO.xls',GEN_PASADA_1,'PASADA','D5');
    xlswrite('RESULTADO.xls',GEN_EMBALSE,'EMBALSE','B5');
    xlswrite('RESULTADO.xls',GEN_EMBALSE_1,'EMBALSE','D5');
    xlswrite('RESULTADO.xls',GEN_TERMICA,'TERMICA','B5');
    xlswrite('RESULTADO.xls',GEN_TERMICA_1,'TERMICA','D5');

end

if horario==1

    GEN_PASADA=PpasadaGenValor;
    GEN_PASADA_1=PpasadaGenDetall;
    GEN_EMBALSE=PembalseGenValor;
    GEN_EMBALSE_1=PembalseGenDetall;
    GEN_TERMICA=PtermicaGenValor;
    GEN_TERMICA_1=PtermicaGenDetall;
    xlswrite('RESULTADO.xls',GEN_PASADA,'PASADA','I5');
    xlswrite('RESULTADO.xls',GEN_PASADA_1,'PASADA','K5');
    xlswrite('RESULTADO.xls',GEN_EMBALSE,'EMBALSE','I5');
    xlswrite('RESULTADO.xls',GEN_EMBALSE_1,'EMBALSE','K5');
    xlswrite('RESULTADO.xls',GEN_TERMICA,'TERMICA','I5');
    xlswrite('RESULTADO.xls',GEN_TERMICA_1,'TERMICA','K5');

end

if horario==2

    GEN_PASADA=PpasadaGenValor;
    GEN_PASADA_1=PpasadaGenDetall;
    GEN_EMBALSE=PembalseGenValor;

```

```

GEN_EMBALSE_1=PembalseGenDetall;
GEN_TERMICA=PtermicaGenValor;
GEN_TERMICA_1=PtermicaGenDetall;
xlswrite('RESULTADO.xls',GEN_PASADA,'PASADA','P5');
xlswrite('RESULTADO.xls',GEN_PASADA_1,'PASADA','R5');
xlswrite('RESULTADO.xls',GEN_EMBALSE,'EMBALSE','P5');
xlswrite('RESULTADO.xls',GEN_EMBALSE_1,'EMBALSE','R5');
xlswrite('RESULTADO.xls',GEN_TERMICA,'TERMICA','P5');
xlswrite('RESULTADO.xls',GEN_TERMICA_1,'TERMICA','R5');

end

if horario==3

GEN_PASADA=PpasadaGenValor;
GEN_PASADA_1=PpasadaGenDetall;
GEN_EMBALSE=PembalseGenValor;
GEN_EMBALSE_1=PembalseGenDetall;
GEN_TERMICA=PtermicaGenValor;
GEN_TERMICA_1=PtermicaGenDetall;
xlswrite('RESULTADO.xls',GEN_PASADA,'PASADA','W5');
xlswrite('RESULTADO.xls',GEN_PASADA_1,'PASADA','Y5');
xlswrite('RESULTADO.xls',GEN_EMBALSE,'EMBALSE','W5');
xlswrite('RESULTADO.xls',GEN_EMBALSE_1,'EMBALSE','Y5');
xlswrite('RESULTADO.xls',GEN_TERMICA,'TERMICA','W5');
xlswrite('RESULTADO.xls',GEN_TERMICA_1,'TERMICA','Y5');

end

if horario==4

GEN_PASADA=PpasadaGenValor;
GEN_PASADA_1=PpasadaGenDetall;
GEN_EMBALSE=PembalseGenValor;
GEN_EMBALSE_1=PembalseGenDetall;
GEN_TERMICA=PtermicaGenValor;
GEN_TERMICA_1=PtermicaGenDetall;
xlswrite('RESULTADO.xls',GEN_PASADA,'PASADA','AD5');
xlswrite('RESULTADO.xls',GEN_PASADA_1,'PASADA','AF5');
xlswrite('RESULTADO.xls',GEN_EMBALSE,'EMBALSE','AD5');
xlswrite('RESULTADO.xls',GEN_EMBALSE_1,'EMBALSE','AF5');
xlswrite('RESULTADO.xls',GEN_TERMICA,'TERMICA','AD5');
xlswrite('RESULTADO.xls',GEN_TERMICA_1,'TERMICA','AF5');

end

if horario==5

GEN_PASADA=PpasadaGenValor;
GEN_PASADA_1=PpasadaGenDetall;
GEN_EMBALSE=PembalseGenValor;
GEN_EMBALSE_1=PembalseGenDetall;
GEN_TERMICA=PtermicaGenValor;
GEN_TERMICA_1=PtermicaGenDetall;
xlswrite('RESULTADO.xls',GEN_PASADA,'PASADA','AK5');
xlswrite('RESULTADO.xls',GEN_PASADA_1,'PASADA','AM5');
xlswrite('RESULTADO.xls',GEN_EMBALSE,'EMBALSE','AK5');
xlswrite('RESULTADO.xls',GEN_EMBALSE_1,'EMBALSE','AM5');
xlswrite('RESULTADO.xls',GEN_TERMICA,'TERMICA','AK5');
xlswrite('RESULTADO.xls',GEN_TERMICA_1,'TERMICA','AM5');

```

end

if horario==6

```
GEN_PASADA=PpasadaGenValor;
GEN_PASADA_1=PpasadaGenDetall;
GEN_EMBALSE=PembalseGenValor;
GEN_EMBALSE_1=PembalseGenDetall;
GEN_TERMICA=PtermicaGenValor;
GEN_TERMICA_1=PtermicaGenDetall;
xlswrite('RESULTADO.xls',GEN_PASADA,'PASADA','AR5');
xlswrite('RESULTADO.xls',GEN_PASADA_1,'PASADA','AT5');
xlswrite('RESULTADO.xls',GEN_EMBALSE,'EMBALSE','AR5');
xlswrite('RESULTADO.xls',GEN_EMBALSE_1,'EMBALSE','AT5');
xlswrite('RESULTADO.xls',GEN_TERMICA,'TERMICA','AR5');
xlswrite('RESULTADO.xls',GEN_TERMICA_1,'TERMICA','AT5');
```

end

if horario==7

```
GEN_PASADA=PpasadaGenValor;
GEN_PASADA_1=PpasadaGenDetall;
GEN_EMBALSE=PembalseGenValor;
GEN_EMBALSE_1=PembalseGenDetall;
GEN_TERMICA=PtermicaGenValor;
GEN_TERMICA_1=PtermicaGenDetall;
xlswrite('RESULTADO.xls',GEN_PASADA,'PASADA','AY5');
xlswrite('RESULTADO.xls',GEN_PASADA_1,'PASADA','BA5');
xlswrite('RESULTADO.xls',GEN_EMBALSE,'EMBALSE','AY5');
xlswrite('RESULTADO.xls',GEN_EMBALSE_1,'EMBALSE','BA5');
xlswrite('RESULTADO.xls',GEN_TERMICA,'TERMICA','AY5');
xlswrite('RESULTADO.xls',GEN_TERMICA_1,'TERMICA','BA5');
```

end

if horario==8

```
GEN_PASADA=PpasadaGenValor;
GEN_PASADA_1=PpasadaGenDetall;
GEN_EMBALSE=PembalseGenValor;
GEN_EMBALSE_1=PembalseGenDetall;
GEN_TERMICA=PtermicaGenValor;
GEN_TERMICA_1=PtermicaGenDetall;
xlswrite('RESULTADO.xls',GEN_PASADA,'PASADA','BF5');
xlswrite('RESULTADO.xls',GEN_PASADA_1,'PASADA','BH5');
xlswrite('RESULTADO.xls',GEN_EMBALSE,'EMBALSE','BF5');
xlswrite('RESULTADO.xls',GEN_EMBALSE_1,'EMBALSE','BH5');
xlswrite('RESULTADO.xls',GEN_TERMICA,'TERMICA','BF5');
xlswrite('RESULTADO.xls',GEN_TERMICA_1,'TERMICA','BH5');
```

end

if horario==9

```

GEN_PASADA=PpasadaGenValor;
GEN_PASADA_1=PpasadaGenDetall;
GEN_EMBALSE=PembalseGenValor;
GEN_EMBALSE_1=PembalseGenDetall;
GEN_TERMICA=PtermicaGenValor;
GEN_TERMICA_1=PtermicaGenDetall;
xlswrite('RESULTADO.xls',GEN_PASADA,'PASADA','BM5');
xlswrite('RESULTADO.xls',GEN_PASADA_1,'PASADA','BO5');
xlswrite('RESULTADO.xls',GEN_EMBALSE,'EMBALSE','BM5');
xlswrite('RESULTADO.xls',GEN_EMBALSE_1,'EMBALSE','BO5');
xlswrite('RESULTADO.xls',GEN_TERMICA,'TERMICA','BM5');
xlswrite('RESULTADO.xls',GEN_TERMICA_1,'TERMICA','BO5');

```

end

```
if horario==10
```

```

GEN_PASADA=PpasadaGenValor;
GEN_PASADA_1=PpasadaGenDetall;
GEN_EMBALSE=PembalseGenValor;
GEN_EMBALSE_1=PembalseGenDetall;
GEN_TERMICA=PtermicaGenValor;
GEN_TERMICA_1=PtermicaGenDetall;
xlswrite('RESULTADO.xls',GEN_PASADA,'PASADA','BT5');
xlswrite('RESULTADO.xls',GEN_PASADA_1,'PASADA','BV5');
xlswrite('RESULTADO.xls',GEN_EMBALSE,'EMBALSE','BT5');
xlswrite('RESULTADO.xls',GEN_EMBALSE_1,'EMBALSE','BV5');
xlswrite('RESULTADO.xls',GEN_TERMICA,'TERMICA','BT5');
xlswrite('RESULTADO.xls',GEN_TERMICA_1,'TERMICA','BV5');

```

end

```
if horario==11
```

```

GEN_PASADA=PpasadaGenValor;
GEN_PASADA_1=PpasadaGenDetall;
GEN_EMBALSE=PembalseGenValor;
GEN_EMBALSE_1=PembalseGenDetall;
GEN_TERMICA=PtermicaGenValor;
GEN_TERMICA_1=PtermicaGenDetall;
xlswrite('RESULTADO.xls',GEN_PASADA,'PASADA','CA5');
xlswrite('RESULTADO.xls',GEN_PASADA_1,'PASADA','CC5');
xlswrite('RESULTADO.xls',GEN_EMBALSE,'EMBALSE','CA5');
xlswrite('RESULTADO.xls',GEN_EMBALSE_1,'EMBALSE','CC5');
xlswrite('RESULTADO.xls',GEN_TERMICA,'TERMICA','CA5');
xlswrite('RESULTADO.xls',GEN_TERMICA_1,'TERMICA','CC5');

```

end

```
if horario==12
```

```

GEN_PASADA=PpasadaGenValor;
GEN_PASADA_1=PpasadaGenDetall;
GEN_EMBALSE=PembalseGenValor;
GEN_EMBALSE_1=PembalseGenDetall;

```

```

        GEN_TERMICA=PtermicaGenValor;
        GEN_TERMICA_1=PtermicaGenDetalle1;
        xlswrite('RESULTADO.xls',GEN_PASADA,'PASADA','CH5');
        xlswrite('RESULTADO.xls',GEN_PASADA_1,'PASADA','CJ5');
        xlswrite('RESULTADO.xls',GEN_EMBALSE,'EMBALSE','CH5');
        xlswrite('RESULTADO.xls',GEN_EMBALSE_1,'EMBALSE','CJ5');
        xlswrite('RESULTADO.xls',GEN_TERMICA,'TERMICA','CH5');
        xlswrite('RESULTADO.xls',GEN_TERMICA_1,'TERMICA','CJ5');

end

if horario==13

        GEN_PASADA=PpasadaGenValor;
        GEN_PASADA_1=PpasadaGenDetalle1;
        GEN_EMBALSE=PembalseGenValor;
        GEN_EMBALSE_1=PembalseGenDetalle1;
        GEN_TERMICA=PtermicaGenValor;
        GEN_TERMICA_1=PtermicaGenDetalle1;
        xlswrite('RESULTADO.xls',GEN_PASADA,'PASADA','CO5');
        xlswrite('RESULTADO.xls',GEN_PASADA_1,'PASADA','CQ5');
        xlswrite('RESULTADO.xls',GEN_EMBALSE,'EMBALSE','CO5');
        xlswrite('RESULTADO.xls',GEN_EMBALSE_1,'EMBALSE','CQ5');
        xlswrite('RESULTADO.xls',GEN_TERMICA,'TERMICA','CO5');
        xlswrite('RESULTADO.xls',GEN_TERMICA_1,'TERMICA','CQ5');

end

if horario==14

        GEN_PASADA=PpasadaGenValor;
        GEN_PASADA_1=PpasadaGenDetalle1;
        GEN_EMBALSE=PembalseGenValor;
        GEN_EMBALSE_1=PembalseGenDetalle1;
        GEN_TERMICA=PtermicaGenValor;
        GEN_TERMICA_1=PtermicaGenDetalle1;
        xlswrite('RESULTADO.xls',GEN_PASADA,'PASADA','CV5');
        xlswrite('RESULTADO.xls',GEN_PASADA_1,'PASADA','CX5');
        xlswrite('RESULTADO.xls',GEN_EMBALSE,'EMBALSE','CV5');
        xlswrite('RESULTADO.xls',GEN_EMBALSE_1,'EMBALSE','CX5');
        xlswrite('RESULTADO.xls',GEN_TERMICA,'TERMICA','CV5');
        xlswrite('RESULTADO.xls',GEN_TERMICA_1,'TERMICA','CX5');

end

if horario==15

        GEN_PASADA=PpasadaGenValor;
        GEN_PASADA_1=PpasadaGenDetalle1;
        GEN_EMBALSE=PembalseGenValor;
        GEN_EMBALSE_1=PembalseGenDetalle1;
        GEN_TERMICA=PtermicaGenValor;
        GEN_TERMICA_1=PtermicaGenDetalle1;
        xlswrite('RESULTADO.xls',GEN_PASADA,'PASADA','DC5');
        xlswrite('RESULTADO.xls',GEN_PASADA_1,'PASADA','DE5');
        xlswrite('RESULTADO.xls',GEN_EMBALSE,'EMBALSE','DC5');

```

```

xlswrite('RESULTADO.xls',GEN_EMBALSE_1,'EMBALSE','DE5');
xlswrite('RESULTADO.xls',GEN_TERMICA,'TERMICA','DC5');
xlswrite('RESULTADO.xls',GEN_TERMICA_1,'TERMICA','DE5');

end

if horario==16

    GEN_PASADA=PpasadaGenValor;
    GEN_PASADA_1=PpasadaGenDetall;
    GEN_EMBALSE=PembalseGenValor;
    GEN_EMBALSE_1=PembalseGenDetall;
    GEN_TERMICA=PtermicaGenValor;
    GEN_TERMICA_1=PtermicaGenDetall;
    xlswrite('RESULTADO.xls',GEN_PASADA,'PASADA','DJ5');
    xlswrite('RESULTADO.xls',GEN_PASADA_1,'PASADA','DL5');
    xlswrite('RESULTADO.xls',GEN_EMBALSE,'EMBALSE','DJ5');
    xlswrite('RESULTADO.xls',GEN_EMBALSE_1,'EMBALSE','DL5');
    xlswrite('RESULTADO.xls',GEN_TERMICA,'TERMICA','DJ5');
    xlswrite('RESULTADO.xls',GEN_TERMICA_1,'TERMICA','DL5');

end

if horario==17

    GEN_PASADA=PpasadaGenValor;
    GEN_PASADA_1=PpasadaGenDetall;
    GEN_EMBALSE=PembalseGenValor;
    GEN_EMBALSE_1=PembalseGenDetall;
    GEN_TERMICA=PtermicaGenValor;
    GEN_TERMICA_1=PtermicaGenDetall;
    xlswrite('RESULTADO.xls',GEN_PASADA,'PASADA','DQ5');
    xlswrite('RESULTADO.xls',GEN_PASADA_1,'PASADA','DS5');
    xlswrite('RESULTADO.xls',GEN_EMBALSE,'EMBALSE','DQ5');
    xlswrite('RESULTADO.xls',GEN_EMBALSE_1,'EMBALSE','DS5');
    xlswrite('RESULTADO.xls',GEN_TERMICA,'TERMICA','DQ5');
    xlswrite('RESULTADO.xls',GEN_TERMICA_1,'TERMICA','DS5');

end

if horario==18

    GEN_PASADA=PpasadaGenValor;
    GEN_PASADA_1=PpasadaGenDetall;
    GEN_EMBALSE=PembalseGenValor;
    GEN_EMBALSE_1=PembalseGenDetall;
    GEN_TERMICA=PtermicaGenValor;
    GEN_TERMICA_1=PtermicaGenDetall;
    xlswrite('RESULTADO.xls',GEN_PASADA,'PASADA','DX5');
    xlswrite('RESULTADO.xls',GEN_PASADA_1,'PASADA','DZ5');
    xlswrite('RESULTADO.xls',GEN_EMBALSE,'EMBALSE','DX5');
    xlswrite('RESULTADO.xls',GEN_EMBALSE_1,'EMBALSE','DZ5');
    xlswrite('RESULTADO.xls',GEN_TERMICA,'TERMICA','DX5');
    xlswrite('RESULTADO.xls',GEN_TERMICA_1,'TERMICA','DZ5');

end

```

```

if horario==19

    GEN_PASADA=PpasadaGenValor;
    GEN_PASADA_1=PpasadaGenDetall;
    GEN_EMBALSE=PembalseGenValor;
    GEN_EMBALSE_1=PembalseGenDetall;
    GEN_TERMICA=PtermicaGenValor;
    GEN_TERMICA_1=PtermicaGenDetall;
    xlswrite('RESULTADO.xls',GEN_PASADA,'PASADA','EE5');
    xlswrite('RESULTADO.xls',GEN_PASADA_1,'PASADA','EG5');
    xlswrite('RESULTADO.xls',GEN_EMBALSE,'EMBALSE','EE5');
    xlswrite('RESULTADO.xls',GEN_EMBALSE_1,'EMBALSE','EG5');
    xlswrite('RESULTADO.xls',GEN_TERMICA,'TERMICA','EE5');
    xlswrite('RESULTADO.xls',GEN_TERMICA_1,'TERMICA','EG5');

end

```

```

if horario==20

    GEN_PASADA=PpasadaGenValor;
    GEN_PASADA_1=PpasadaGenDetall;
    GEN_EMBALSE=PembalseGenValor;
    GEN_EMBALSE_1=PembalseGenDetall;
    GEN_TERMICA=PtermicaGenValor;
    GEN_TERMICA_1=PtermicaGenDetall;
    xlswrite('RESULTADO.xls',GEN_PASADA,'PASADA','EL5');
    xlswrite('RESULTADO.xls',GEN_PASADA_1,'PASADA','EN5');
    xlswrite('RESULTADO.xls',GEN_EMBALSE,'EMBALSE','EL5');
    xlswrite('RESULTADO.xls',GEN_EMBALSE_1,'EMBALSE','EN5');
    xlswrite('RESULTADO.xls',GEN_TERMICA,'TERMICA','EL5');
    xlswrite('RESULTADO.xls',GEN_TERMICA_1,'TERMICA','EN5');

end

```

```

if horario==21

    GEN_PASADA=PpasadaGenValor;
    GEN_PASADA_1=PpasadaGenDetall;
    GEN_EMBALSE=PembalseGenValor;
    GEN_EMBALSE_1=PembalseGenDetall;
    GEN_TERMICA=PtermicaGenValor;
    GEN_TERMICA_1=PtermicaGenDetall;
    xlswrite('RESULTADO.xls',GEN_PASADA,'PASADA','ES5');
    xlswrite('RESULTADO.xls',GEN_PASADA_1,'PASADA','EU5');
    xlswrite('RESULTADO.xls',GEN_EMBALSE,'EMBALSE','ES5');
    xlswrite('RESULTADO.xls',GEN_EMBALSE_1,'EMBALSE','EU5');
    xlswrite('RESULTADO.xls',GEN_TERMICA,'TERMICA','ES5');
    xlswrite('RESULTADO.xls',GEN_TERMICA_1,'TERMICA','EU5');

end

```

```

if horario==22

```

```

GEN_PASADA=PpasadaGenValor;
GEN_PASADA_1=PpasadaGenDetalle;
GEN_EMBALSE=PembalseGenValor;
GEN_EMBALSE_1=PembalseGenDetalle;
GEN_TERMICA=PtermicaGenValor;
GEN_TERMICA_1=PtermicaGenDetalle;
xlswrite('RESULTADO.xls',GEN_PASADA,'PASADA','EZ5');
xlswrite('RESULTADO.xls',GEN_PASADA_1,'PASADA','FB5');
xlswrite('RESULTADO.xls',GEN_EMBALSE,'EMBALSE','EZ5');
xlswrite('RESULTADO.xls',GEN_EMBALSE_1,'EMBALSE','FB5');
xlswrite('RESULTADO.xls',GEN_TERMICA,'TERMICA','EZ5');
xlswrite('RESULTADO.xls',GEN_TERMICA_1,'TERMICA','FB5');

end

if horario==23

GEN_PASADA=PpasadaGenValor;
GEN_PASADA_1=PpasadaGenDetalle;
GEN_EMBALSE=PembalseGenValor;
GEN_EMBALSE_1=PembalseGenDetalle;
GEN_TERMICA=PtermicaGenValor;
GEN_TERMICA_1=PtermicaGenDetalle;
xlswrite('RESULTADO.xls',GEN_PASADA,'PASADA','FG5');
xlswrite('RESULTADO.xls',GEN_PASADA_1,'PASADA','FI5');
xlswrite('RESULTADO.xls',GEN_EMBALSE,'EMBALSE','FG5');
xlswrite('RESULTADO.xls',GEN_EMBALSE_1,'EMBALSE','FI5');
xlswrite('RESULTADO.xls',GEN_TERMICA,'TERMICA','FG5');
xlswrite('RESULTADO.xls',GEN_TERMICA_1,'TERMICA','FI5');

end

%muestra el horario de despacho
horar=[horar];[horario]];
[ho1,ho2]=size(horar);
hora=horar(2:ho1,:);

end

TOTALPOTINSTALADA2=TOTALPOTINSTALADA1;
[mm1,mm2]=size(TOTALPOTINSTALADA2);
TOTALPOTINSTALADA=TOTALPOTINSTALADA2(2:mm1-1,:);

TOTALPASADA2=TOTALPASADA1;
[mm3,mm4]=size(TOTALPASADA2);
TOTALPASADA=TOTALPASADA2(2:mm3-1,:);

TOTALEMBALSE2=TOTALEMBALSE1;
[mm5,mm6]=size(TOTALEMBALSE2);
TOTALEMBALSE=TOTALEMBALSE2(2:mm5-1,:);

TOTALTERMICA2=TOTALTERMICA1;
[mm7,mm8]=size(TOTALTERMICA2);
TOTALTERMICA=TOTALTERMICA2(2:mm7-1,:);

TOTALGENERADO2=TOTALGENERADO1;
[mm9,mm10]=size(TOTALGENERADO2);
TOTALGENERADO=TOTALGENERADO2(2:mm9-1,:);

```

```

TOTALDEMANDA2=TOTALDEMANDA1;
[mm11,mm12]=size(TOTALDEMANDA2);
TOTALDEMANDA=TOTALDEMANDA2(2:mm11-1,:);

TOTALPOTDISPONIBLE=[ [TOTALPOTINSTALADA]-[TOTALGENERADO] ];

COSTOMARGINAL2=COSTOMARGINAL1;
[mm15,mm16]=size(COSTOMARGINAL2);
COSTOMARGINAL=COSTOMARGINAL2(2:mm15-1,:);

COSTOTOTAL=[ [COSTOMARGINAL].*[TOTALGENERADO] ];

xlswrite('RESULTADO.xls',hora,'RESUMEN','B8:B31');
xlswrite('RESULTADO.xls',TOTALPOTINSTALADA,'RESUMEN','C8:C31');
xlswrite('RESULTADO.xls',TOTALGENERADO,'RESUMEN','D8:D31');
xlswrite('RESULTADO.xls',TOTALDEMANDA,'RESUMEN','E8:E31');
xlswrite('RESULTADO.xls',TOTALPOTDISPONIBLE,'RESUMEN','F8:F31');
xlswrite('RESULTADO.xls',COSTOMARGINAL,'RESUMEN','G8:G31');
xlswrite('RESULTADO.xls',TOTALPASADA,'RESUMEN','H8:H31');
xlswrite('RESULTADO.xls',TOTALEMBALSE,'RESUMEN','I8:I31');
xlswrite('RESULTADO.xls',TOTALTERMICA,'RESUMEN','J8:J31');
xlswrite('RESULTADO.xls',COSTOTOTAL,'RESUMEN','K8:K31');

disp('LISTO');

open(resultado.fig);

clear

```