

47



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**ANÁLISIS DE UN SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA
MEDIANTE DESPACHO ECONÓMICO Y CONTROL
AUTOMÁTICO DE GENERACIÓN**

T E S I S

**QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:
INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA
ÁREA ELÉCTRICA - ELECTRÓNICA**

P R E S E N T A

JIMÉNEZ RAMÍREZ ELIAS

**DIRECTOR DE TESIS:
ING. EDUARDO CARRANZA TORRES**

2001/02



CIUDAD UNIVERSITARIA 2001



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

INDICE

	Pág
PRÓLOGO	4
CAPÍTULO UNO	6
1. INTRODUCCIÓN	6
1.1 LOS SISTEMAS INTERCONECTADOS	8
1.2 OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL	9
1.3 LA ESTRUCTURA DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL	9
1.4 OBJETIVOS DE LA OPERACIÓN	10
1.5 ESTRUCTURA JERÁRQUICA PARA LA OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL	11
1.6 CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL (SEN)	12
CAPÍTULO DOS	13
2. EL CENTRO NACIONAL DE CONTROL DE ENERGÍA (CENACE)	13
2.1 CENTRO NACIONAL Y ÁREAS DE CONTROL	15
2.2 ESTADO ACTUAL DE LOS EQUIPOS DE INFORMACIÓN Y CONTROL EN COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD (CFE)	15
2.2.1 Centros de Control de área	15
2.2.2 Centro Nacional	16
2.3 CENTROS MODERNOS DE CONTROL DE ENERGÍA	16
2.4 UNIDADES TERMINALES REMOTAS (UTR'S)	16
CAPÍTULO TRES	18
3. ANTECEDENTES Y CARACTERÍSTICAS DE LOS PROGRAMAS DE APLICACIÓN	18
CAPÍTULO CUATRO	26
4. DESPACHO ECONÓMICO	26
4.1 INTRODUCCIÓN	26
4.1.1 Curva de Consumo Específico	27
4.1.2 Curva de Entrada / Salida	28
4.1.3 Curva de Costos Incrementales	29
4.2 ASIGNACIÓN DE UNIDADES	30
4.2.1 Introducción	30
4.2.2 Clasificación de las Unidades	32
4.2.3 Restricciones de las Unidades	33
4.2.4 Reserva Rodante	34
4.3 DESPACHO ECONÓMICO DE CARGA	35
4.3.1 Técnicas de Optimización	35
4.3.1.1 Introducción	35
4.3.1.2 Optimización No-Lineal	36
4.3.1.2.1 Minimización de Funciones	36
4.3.1.2.2 Minimización con Restricción de Igualdad	39
4.3.1.2.3 Minimización con Restricción de Igualdad y Desigualdad y las condiciones de Kuhn-Tucker	43
4.3.1.2.4 Método del Gradiente	45

4.4	DESPACHO ECONÓMICO RESTRINGIDO	49
4.4.1	Modos de Control de las Unidades	52
4.4.2	Principio de descomposición de Dantzig-Wolfe	53
4.4.3	Conocimientos de la Página de Control de Despacho Económico	59
4.4.4	Conocimientos del Despliegado del Optimizador	62
4.4.5	Validación de Resultados de la Generación	65
4.4.6	Revisión de Actualización de Modelos de Unidades	69
4.4.7	Comparación de Resultados Óptimos, Estimados y Actual	72
4.4.8	El (DER) y su Relación con otros Programas	74
CAPÍTULO CINCO		75
5.	CONTROL AUTOMÁTICO DE GENERACIÓN	75
5.1	CRITERIOS NERC PARA EL CONTROL AUTOMÁTICO DE GENERACIÓN	75
5.2	REGULACIÓN PRIMARIA Y SECUNDARIA PARA EL CONTROL AUTOMÁTICO DE GENERACIÓN	76
5.3	OBJETIVOS DEL CONTROL AUTOMÁTICO DE GENERACIÓN	77
5.4	MODOS DE OPERACIÓN DEL CAG	80
5.4.1	Control de Frecuencia Constante	80
5.4.2	Control de Intercambio Neto Constante	80
5.4.3	Control de Intercambio Neto y Frecuencia	80
5.4.4	Ejemplos	84
5.5	EL CAG Y SU RELACIÓN CON OTROS PROGRAMAS	89
CONCLUSIONES		90
GLOSARIO		92
BIBLIOGRAFÍA		96

PRÓLOGO

La actual sociedad demanda a los diferentes campos de especializaciones nuevos y versátiles avances, para satisfacer las necesidades propias de la sociedad.

La ingeniería eléctrica no puede ser, ni será nunca la excepción de la demandante sociedad, ya que juega un papel fundamental dentro de la misma, siendo así motor y a la vez un campo de grandes exigencias por parte de la sociedad actual.

En una sociedad como la nuestra, donde reinan las comodidades electrónicas es de vital importancia el suministro de energía eléctrica con calidad y al menor costo posible.

Al referirse a un suministro de energía eléctrica con calidad es necesario definir el concepto de calidad. Un suministro con calidad se ve definido por tres características principalmente: la primera es que el servicio sea continuo, al decir esto se refiere a que no haya interrupciones en el servicio, este garantizado un suministro durante las 24 horas del día, los 365 días del año. La segunda característica de un servicio con calidad es la constancia en el voltaje; al referirse a la constancia en el voltaje, se refiere a que una instalación siempre tenga en su acometida un voltaje constante de $\pm 10\%$ de su valor nominal. Y la última característica de un servicio con calidad es que la frecuencia del sistema no tenga variaciones mayores a ± 0.5 Hz.

Lo anterior no es fácil de lograr. Dado que los centros de consumo por lo regular no se encuentran cerca de las plantas generadoras y la demanda de un centro de consumo no es constante a lo largo de un día, combinando esto para varios centros de consumo, alimentados por varias plantas generadoras, se plantea el problema de cuanta energía eléctrica y a que horas se debe suministrar por una planta para uno o varios centros de consumo. Conservando el voltaje y la frecuencia constantes.

Esto en la ingeniería eléctrica se resuelve mediante el cálculo de flujos de potencia por lo cual existen varios métodos de solución usando programas digitales en su implementación para la solución de sistemas eléctricos tan grande como el de nuestro país. Este problema al ser resuelto técnicamente, conlleva una obligación social, la cual es: la de dar un servicio de suministro de energía eléctrica, al más bajo costo.

La obligación social se va a reflejar en los esfuerzos de producir electricidad al más bajo costo posible, con calidad en el problema de Despacho Económico. El cual visto de una manera práctica y superflua no es si no un estudio de flujos de potencia pero con una finalidad económica, a garantizar un servicio con calidad.

Es importante mencionar que el objetivo principal de este trabajo es conocer el punto base óptimo de generación de la potencia activa para las unidades en operación. El criterio de optimización es el minimizar el costo total de generación necesaria para satisfacer la demanda del sistema. Además dentro de este mismo objetivo no olvidemos de que la frecuencia se debe mantener en valor deseado del Sistema.

Así como el intercambio neto de potencia activa entre áreas de control en el valor programado y por último realizar el reparto o localización de carga entre los generadores pertenecientes a cada Área de Control en los valores deseados.

CAPITULO UNO

1. INTRODUCCIÓN

Sistema Eléctrico Nacional (SEN)

Desde la creación de la Comisión Federal de Electricidad, el Despacho Económico tomó parte activa en el área del servicio público de energía eléctrica y así, de las inversiones que en el lapso mencionado anteriormente se efectuaron dentro de la industria al alcanzar la suma de 7,500 millones de pesos, 2,500 correspondían a las compañías extranjeras, en tanto que la Comisión Federal de Electricidad realizó el doble, es decir, la cantidad de 5,000 millones de pesos.

Al finalizar el año de 1960 el organismo poseía el 54% de la capacidad instalada para atender el servicio público de energía eléctrica.

En efecto, en las estadísticas relativas a la producción neta de energía se muestra el aumento constante de la Comisión Federal de Electricidad, que en 1953 produjo 1,422 millones de kwh y en 1959 llegó a los 4,150 millones. Durante los años intermedios, la producción fue creciente; en 1954 1,500 millones de kwh; en 1955: 2,025; en 1956: 2,642; en 1957: 2,850; y en 1958: 3,390 millones de kwh.

El desarrollo de la Comisión Federal de Electricidad, al seguir el ritmo del progreso de país, influyó decisivamente en éste. Como se desprende del examen de los datos anteriores, en 1959 la Comisión Federal de Electricidad, producía más de la mitad del fluido eléctrico en México. Al principio, la propia Comisión lo vendía a las empresas privadas; sin embargo, poco a poco, fue abriendo sus propios mercados de distribución, y además de generar para venderlo en bloque, los distribuía directamente en una capacidad aproximada entre un 20 y un 25%.

De manera especial, cabe hacer notar que la Comisión de acuerdo con los principios revolucionarios que la crearon, imprimió un sentido social a la electrificación al llevarle al sector rural, hasta entonces olvidado, por no constituir, obviamente, un mercado atractivo a la inversión utilitaria.

En 1960 se planteó la necesidad de contemplar a México como la unidad física que es, significando la electrificación un factor importantísimo de su integración. Por ello fue confiada a la Comisión Federal de Electricidad, la tarea de llevar a cabo la obra que se requería para distribuir dos millones de kw; es decir, la cantidad calculada para cubrir las necesidades de México hasta 1966.

En este programa, desde luego, estaba comprendido un suministro creciente de fluido a las pequeñas poblaciones rurales, y al sector campesino general. Las principales fuentes de energía con las que se contaba entonces eran la hidráulica y la obtenida de la utilización del petróleo. La geotérmica se encontraba en etapa de exploración, todavía en escala modesta, pero se efectuaban investigaciones para determinar sus alcances y las posibilidades que ofrecían los

mantos subterráneos de aguas y vapores calientes; empero, en Pathé, Hgo., ya existía una pequeña planta de 500 kw movida por energía geotérmica y se continuaron las investigaciones en esa zona y se emprendieron otros estudios en sitios cercanos a Mexicali, B.C.N.

Al finalizar 1959, en el panorama de las inversiones extranjeras en la rama eléctrica destacaban las siguientes empresas; Mexican Light and Power Co. (Compañía Mexicana de Luz y Fuerza Motriz), de capital anglo-norteamericano-canadiense, cuyas subsidiarias eran la Compañía de Luz y Fuerza de Toluca, la compañía Mexicana Meridional de Fuerza y la Compañía de Fuerza del Suroeste de México, y sus instalaciones funcionaban en un sistema interconectado; la Impulsora de fuerzas eléctricas, controlada hasta marzo de 1960 por la American and Foreign Power, Co. - subsidiaria de la Electric Bond and Share, Co., de Nueva York, e integrada por las compañías Eléctrica Mexicana del Centro, Eléctrica Nacional, Eléctrica Mexicana del Norte, Eléctrica Mexicana del Suroeste, Eléctrica de Tampico y Eléctrica de Mérida; y por último, la Compañía de Tranvías, Luz y Fuerza de Monterrey.

Entre 1959 y 1960, la Comisión Federal de Electricidad puso en marcha varias plantas con capacidad total de 308,000 kw, con lo que el total de la capacidad instalada en la República Mexicana ascendió a tres millones de kw.

Las plantas más importantes puestas en servicio en los primeros años del gobierno del Presidente Adolfo López Mateos fueron, la de Temascal, Oax., con 154,080 kw, en cuatro unidades de 38,520 kw cada una; la tercera unidad de San Jerónimo, en Monterrey, N.L., con 37,500 kw; la primera unidad de El Fuerte, Sln., con 20,000 kw; las dos primeras unidades de Catemaco, Ver., con un total de 8,000 kw; y una ampliación en Villahermosa, Tab., con 8,050 kw; durante 1960 se encontraban en construcción veinte plantas, con capacidad total de 1,900,000 kw.

Las más importantes eran:

A) Hidroeléctricas:

La del infiernillo, en Michoacán y Guerrero, con 672,000 kw; la de Mazatepec, Pue., con 208,800 kw; la de Cupatitzio, Mich.; con 72,450 kw; la del Novillo, Son. con 90,000 kw; la de Santa Rosa, Jal. con 61,200 kw; y la de la Venta, Gro., con 30,000 kw.

B) Termoeléctricas:

La de Monterrey, N.L., con 225,000 kw; la de Tijuana, B.C.N., con 225,000 kw; y la de Poza Rica, Ver., con 17,000 kw.

Del 1° de septiembre de 1959 al 31 de agosto de 1960, el consumo de energía eléctrica en el país fue de 10,040 millones de kwh, producidos por las plantas de la Comisión Federal de Electricidad (3,912 millones); la nueva Compañía Eléctrica de Chapala (372); las empresas administradas por la Nacional Financiera (1,146); la Compañía Mexicana de Luz y Fuerza Motriz (1,920); y otras empresas de servicio

público (357), además de aquellas de servicio privado y mixto (1,859). A la vez, se importaron de los Estados Unidos 474 millones de kwh.

Al analizar las cantidades anteriores se observa que, en el lapso señalado, es decir, un año, la Comisión Federal de Electricidad proporcionó el 40% de toda la energía consumida; las demás empresas controladas por el Gobierno Federal, el 14%; la Cia. Mexicana de Luz y Fuerza Motriz, el 14%; y el 27% restante otras empresas, considerando así mismo en esta cantidad la energía importada.

1.1. LOS SISTEMAS INTERCONECTADOS

Los sistemas interconectados más importantes del país eran once:

1. El central, con 396,570 kw, que alimentaba al Distrito Federal y a los Estados De México, Morelos, Guerrero, Tlaxcala, Hidalgo, y Querétaro.
2. El Puebla-Veracruz, con 261,430 kw, que abastecía la parte central de Veracruz, el centro, sur y norte de Puebla, u el sureste de Tlaxcala.
3. El Torreón-Chihuahua, con 198,250 kw, que comprendía el sureste de Chihuahua y la parte norte de Durango.
4. El Chapala, con 111,325 kw, que cubría la parte central de Jalisco y una pequeña zona del sur de Nayarit.
5. El Monterrey, con 92,136 kw, que surtía poblaciones del norte de Tamaulipas y las del centro de Nuevo León.
6. El Guanajuato, con 75,119 kw, que abarcaba gran parte de Guanajuato, la zona al suroeste de San Luis Potosí, parte de Querétaro, una pequeña zona al suroeste de Hidalgo y el Norte de Michoacán.
7. El Sonora-Sinaloa, con 68,800 kw, que servía las zonas norte y sur de los estados de Sonora y Sinaloa, respectivamente.
8. El Michoacán-Zumpimito, con 60,110 kw, que abastecía las partes central y norte de Michoacán.
9. El Colotla-Acapulco, con 24,360 kw, que cubría importantes poblaciones de Guerrero.
10. El Mérida, con 20,350 kw, que surtía el noreste de Yucatán y las principales ciudades de la Región, como Mérida, Progreso, Motul, Izamal, etc.
11. El Tepic, con 6,800 kw, que abarcaba las poblaciones del suroeste de Nayarit.

Al terminar el año de 1960, la C.F.E. y las empresas que había adquirido, a través de sus divisiones Noroeste, Norte, Golfo-norte, Occidente, Centro-Occidente, Ixtapantongo, Centro-Sur, Oriente, Hidalgo y Chapala, tenían una capacidad instalada de 1 millón 720 mil kw, operados en 164 plantas, ubicadas en los estados de Baja California, Sonora Chihuahua, Coahuila, Sinaloa, Durango, Zacatecas, Nuevo León, San Luis Potosí, Tamaulipas, Nayarit, Jalisco, Colima; Michoacán, Hidalgo, México, Puebla, Guerrero, Oaxaca, Veracruz, Tabasco, Campeche, Yucatán, Quintana Roo y Chiapas.

Las sociedades pertenecientes a la Compañía Impulsora de Empresas Eléctricas (American and Foreign Power Co.), contribuían con una capacidad instalada de 336,988 kw operados por 31 plantas, que servían a los estados de Guanajuato, Michoacán, Querétaro, San Luis Potosí, Chihuahua, Durango, Puebla, Tlaxcala, Veracruz, Tamaulipas, Yucatán, Aguascalientes, Coahuila, Zacatecas, y Sinaloa.

1.2 OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL.

La integración de las redes mexicanas de potencia en un sistema único, ha implementado la necesidad de contar con procedimientos para la operación de las instalaciones.

Se integran en este documento la base conceptual y las funciones de los organismos encargados de la administración del sistema eléctrico nacional.

El Centro Nacional de Control de Energía, es un organismo creado por la Comisión Federal de Electricidad, para dirigir la operación de las instalaciones, las que, son manejadas conjuntamente con otros recursos, tales como los combustibles, los escarmientos hidráulicos y el personal de operación. El resultado de este proceso, es la energía entregada a los usuarios a través de los grandes centros de distribución.

El Centro Nacional de Control de Energía está integrado por ocho áreas de Control y un Centro Nacional. Estos son los responsables de la supervisión y del servicio eléctrico con sus mejores características de continuidad, calidad, economía y seguridad.

Lo anterior se atiende a través de la adecuada administración de los recursos mencionados, procurando el objetivo que mejore esas características.

1.3 LA ESTRUCTURA DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL.

El sistema eléctrico está formado por: generadores, líneas, transformadores y la gran diversidad de equipos, propiedad de los usuarios conectados a éste.

Los criterios de planeación, diseño y selección de las plantas generadoras obedecen a diversos conceptos relacionados con la geografía y el tiempo, de los recursos aprovechables para cubrir las necesidades previstas de la demanda. Su ubicación está prioritariamente obligada por la disponibilidad de dichos recursos y es ajena a preferencias regionales de cualquier índole, excepto ambientales.

Las líneas de transmisión y una parte de las subtransmisión, en conjunto con los transformadores más importantes, cubren dos funciones: una corresponde al transporte de la energía hacia los centros de distribución y la otra, también trascendental, es la de soporte y asistencia, sistemática o eventual de la generación y transmisión sometidas a la administración humana o a las

contingencias imprevistas. A este conjunto se lo concede el nombre de la red troncal.

Otra parte de las líneas de subtransmisión y todas las líneas de distribución en conjunto con el resto de transformadores, cumplen también con la función de transporte, pero con una característica definitivamente regional y sin influencia alguna entre una región y otra.

Una consideración muy importante consiste en que la generación y la red troncal se integran con relativamente pocas instalaciones de gran potencia, en cambio el resto de las redes de subtransmisión y distribución son numerosas y de poca potencia.

1.4 OBJETIVOS DE LA OPERACIÓN.

Se analizan enseguida los criterios que respaldan la estructura operativa del sistema eléctrico nacional, a través de tres objetivos:

La seguridad

La seguridad del suministro es función de la confiabilidad de las instalaciones, pero además lo es de la supervisión y manejo racional de ellas.

La prioridad concedida a la seguridad depende de la importancia relativa de la potencia que en cada instante se ubica conscientemente en cada equipo e instalación. La generación y la red troncal, por manejar el cien por cien de la potencia del sistema eléctrico nacional deben recibir, indudablemente, la atención máxima posible.

La función de la estructura operativa con relación a la seguridad, consiste en respetar un uso racional del equipo, vigilando que no rebase sus límites de diseño y dirigiendo las maniobras pertinentes según la prioridad reconocida, con la previsión inteligente de las contingencias razonablemente factibles.

La economía

La economía en la operación consiste en el uso de las unidades generadoras más adecuadas en cada momento y en la asignación y supervisión racional de la potencia en ellas, según la disponibilidad, el costo y el consumo del recurso primario usado (combustible o agua).

La prioridad en la asignación y supervisión de la potencia, dependerá del efecto sobre el costo global y marginal. Las actividades relativas a esas funciones serán tan frecuentes y precisas como requieran los análisis de costos, agrupándose las unidades generadoras por tipo y costo, independientemente de consideraciones regionales de cualquier índole.

La calidad

La calidad del servicio es ofrecida por el usuario en dos formas: frecuencia y voltaje, siendo la primera un valor cuya continua corrección modifica la asignación de la potencia por generador.

En cuanto al voltaje, su corrección depende mucho más de acciones locales más cercanas al consumidor que en el caso de la frecuencia. Ambas variables, sin embargo, son sujetas de automatizarse sin que ello implique la desatención humana.

1.5 ESTRUCTURA JERÁRQUICA PARA LA OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL.

La estructura de organización usada para la operación de un sistema con las características descritas inicialmente para cumplir los objetivos mencionados, consiste en un sistema jerárquico con tres niveles básicos.

Un primer nivel que dirige y supervisa la generación y red troncal. La seguridad y la economía global de la operación de esas instalaciones, son los objetivos básicos atendidos a este nivel.

Un segundo nivel que supervisa a la seguridad en la ejecución de las maniobras en la transmisión y subtransmisión, además de lo delegado por el primer nivel, especialmente lo relacionado con la calidad del voltaje en ciertos sitios clave y la supervisión de la operación del equipo dentro de sus límites.

Un tercer nivel que atiende la calidad de voltaje en sitios más cercanos al usuario y la seguridad en las maniobras y continuidad de la distribución y en su caso de las líneas de subtransmisión. La supervisión de la operación racional del equipo bajo su jurisdicción, es igualmente responsabilidad de este nivel.

ESTRUCTURA JERÁRQUICA DE LA OPERACIÓN

NIVEL	CENTRO DE OPERACIÓN	AUTORIDAD Y RESPONSABILIDAD
PRIMER	GRUPO DIRECTOR	CENAL
SEGUNDO	GRUPOS DE OPERACIÓN DE ÁREAS	ÁREAS DE CONTROL
TERCER	GRUPOS DE OPERACIÓN DE SUBÁREAS	SUBÁREAS DE CONTROL

1.6 CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL (S E N)

El Sistema Eléctrico Nacional está formado por el Sistema Interconectado Nacional (SIN) que abarca el macizo continental, y por tres subsistemas eléctricamente aislados:

- Peninsular (Península de Yucatán)
- Baja California Norte
- Baja California Sur

El SIN, ha permitido aprovechar las tres ventajas primordiales de los Sistemas Eléctricos Interconectados:

- Operación económica
- Diversidad de cargas
- Apoyo mutuo en emergencias

Una de las características relevantes del SIN es la longitudinalidad de la red; la separación que existe entre los centros de generación y consumo.

El polo de generación en la cuenca del río Grijalva, formado por las centrales Hidroeléctricas de Angostura, Chicoasén, Malpaso y Peñitas, representa en la actualidad el 18.4% de la capacidad real instalada en el SIN.

Este importante polo de generación está unido a la carga del Valle de México, por medio de 3000 kms. de líneas de transmisión de 400 kv.

La capacidad real instalada en el SEN asciende en la actualidad a 23,150.06 Mw.

Como ejemplo en el aprovechamiento de la diversidad de la demanda podemos mencionar que en las áreas del norte del país se registran los picos anuales durante el verano y en el sur durante los primeros meses de invierno.

CAPÍTULO DOS

2. EL CENTRO NACIONAL DE CONTROL DE ENERGÍA (CENACE)

El uso de la electricidad en la República Mexicana fue inicialmente industrial, en una empresa textil en el año de 1879, comenzó con la instalación de una central termoeléctrica en la ciudad de León, Guanajuato.

Se considera que la primera empresa dedicada a la generación y venta de la energía eléctrica para alumbrado público y residencial se fundó en la Ciudad de México en el año de 1881 bajo el nombre de Compañía Mexicana de Gas y Luz Eléctrica.

Durante las dos últimas décadas del siglo XIX proliferaron las concesiones a particulares para desarrollar aprovechamientos hidráulicos contándose en los primeros de este siglo con 177 centrales manejadas por empresas privadas que atendían el servicio de las principales ciudades del territorio mexicano.

El cliente principal que motivó el desarrollo de la industria eléctrica fue el minero quien lo aprovechó para los procesos de extracción, fundición y refinado de metales y se fue extendiendo a las fábricas de hilados y tejidos, molinos de harina, fábricas de cigarrillos y cervezas, artículos de yute, vidrio, madera, etc.

Durante la época porfirista se planteó la etapa de la industrialización que favoreció la entrada de capitales extranjeros y en 1902 nace en Ottawa, Canadá, The Mexican Light and Power Co. Ltd; empresa que rápidamente adquirió los derechos de todas las empresas vecinas de la capital y los estados de México, Puebla, Hidalgo y Michoacán. Siguiendo con éste ejemplo, se formaron compañías con capital extranjero a lo largo del país.

El gobierno motivado por las quejas de los usuarios quienes demandaban un servicio adecuado y tarifas justas, en el periodo del general Abelardo Rodríguez, se presentó el 2 de diciembre de 1933 al Congreso de la Unión, la iniciativa para la creación de la Comisión Federal de Electricidad, este se aprobó el día 29 del mismo mes y se publicó en el Diario Oficial de la Federación el 20 de enero de 1934.

Siguiendo todos los trámites necesarios, el 14 de Agosto de 1937 el presidente de los Estados Unidos Mexicanos, General Lázaro Cárdenas del Río, expidió en la ciudad de Mérida Yucatán, la Ley que creó la Comisión Federal de Electricidad (CFE), con la base al decreto del 29 de Diciembre de 1933.

Sus objetivos serían los de organizar y dirigir un sistema nacional de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, sin propósitos de lucro y en beneficios de los intereses generales.

En el período del Licenciado Miguel Alemán, el 11 de Enero de 1949 expidió el decreto que hizo la CFE, un organismo público descentralizado con personalidad jurídica y patrimonios propios. En el año de 1944 a 1960, el crecimiento de la CFE, se dejó sentir perdiendo terreno la inversión extranjera.

El gobierno del Licenciado Adolfo López Mateos continuó con la nacionalización en el período de 1960 a 1976, México crece aceleradamente y la industria eléctrica sustenta el desarrollo con un intenso trabajo técnico administrativo para regular las tarifas, aumentar la calidad del servicio, construir grandes obras; iniciar la electrificación rural y buscar la integración, de todo el sistema eléctrico nacional.

El proceso técnico de integración busco normalizar las tensiones de transmisión de la red troncal y las redes de subtransmisión, buscando con ello hacer un uso más racional de las instalaciones al interconectar sistemas aislados.

Los problemas técnicos más importantes que presentaron en la integración de la industria eléctrica, lo construyeron la unificación de la frecuencia en el país a 60 ciclos, dado que la parte central funcionaba a 50 ciclos, esta conversión se concluyó en 1976 y la interconexión del sistema nacional en 1978.

Paralelamente al desarrollo de los sistemas eléctricos los problemas de la operación de los pequeños sistemas independientes crecieron y fue necesario aumentar los mecanismos de control de la generación y la coordinación de la operación de la red eléctrica.

Al expedirse los sistemas eléctricos por medio de las interconexiones entre áreas aisladas, el control de la operación de las centrales se torno más complejo y fue necesario organizar grupos de operación responsables de coordinar las actividades tendientes a mantener la continuidad del servicio, tomando en cuenta los criterios de seguridad de la operación.

En el proceso de integración de la CFE, se buscó administrar más eficientemente sus recursos de generación, y se funda la Oficina Nacional de Operación de Sistemas en 1962 con el objetivo de aplicar una metodología al despacho de carga y realizar la operación fundamentada en principios técnico-económicos.

La evolución del sistema eléctrico requirió de una entidad responsable de coordinar a las oficinas de operación del sistema de todo el país, dependiente de la Dirección General, y en 1976 se creó el Despacho Nacional de Carga.

En 1977 por la próxima interconexión del macizo continental, se reestructura el Despacho Nacional de Carga y se cambia de denominación por la de Centro Nacional de Control de Energía, dependiente de la Subdirección de Transmisión, Transformación y Control (STTyC); con la responsabilidad de la supervisión operativa del sistema eléctrico en todo el territorio nacional y el objetivo de lograr la continuidad, confiabilidad y calidad del servicio; bajo conceptos económicos, cuidando los criterios de seguridad de la operación.

2.1 CENTRO NACIONAL Y ÁREAS DE CONTROL

La Coordinadora del CENACE, de acuerdo con la filosofía establecida, ha delegado la operación y supervisión de la red en 8 áreas de control:

1. Central (México D.F.)
2. Oriental (Puebla)
3. Occidental (Guadalajara)
4. Noroeste (Hermosillo)
5. Norte (Torreón)
6. Noreste (Monterrey)
7. Baja California (Mexicali)
8. Peninsular (Mérida)

La coordinación y supervisión de los centros de control de área está a cargo del Centro Nacional, ubicado en la Ciudad de México, siguiendo estrategias y criterios a nivel nacional, para lograr los tres objetivos básicos:

- Continuidad en el suministro
- Calidad del servicio
- Optimización de los recursos energéticos primarios

2.2. ESTADO ACTUAL DE LOS EQUIPOS DE INFORMACIÓN Y CONTROL EN COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD (CFE)

El CENACE, para ejercer sus funciones, requiere obtener información de la red troncal de generación y transmisión que le permita tomar decisiones, ordenar acciones de control y analizar resultados. A través del tiempo han evolucionado los medios de información y control en los tres niveles básicos: Subestaciones y Centrales, Centros de Control de Área y Centro Nacional, siendo el elemento vital, los canales de comunicación.

2.2.1 Centros de Control de Área.

Todos los Centros de Control de Área cuentan con tableros mímicos estáticos donde se presentan con cierto grado de detalle la red completa del área correspondiente, y que le permite al operador de área tener una visión de conjunto, pero el estado del equipo debe ser actualizado en forma manual por medio de marcas, fichas o etiquetas colocadas sobre el mismo tablero, tienen desde luego, medios de comunicación con canales dedicados directamente a las principales subestaciones o centrales, y al centro Nacional; así como también otros canales compartidos a otras de menor importancia o como respaldo de las primeras.

2.2.2 Centro Nacional

En el Centro Nacional también se tiene un tablero mímico estático donde se representa a bloques, en forma muy esquemática, el sistema eléctrico nacional. Al igual que en los centros de área, se tienen consolas de comunicación, básicamente para enlazarse con aquellos, ya que en este nivel no se transmite ni se recibe información directamente de las centrales o subestaciones.

2.3 CENTROS MODERNOS DE CONTROL DE ENERGÍA.

Los centros modernos de control de energía han incorporado o están incorporando una serie de elementos que han cambiado radicalmente su fisonomía tradicional y que pueden resumirse en lo siguiente:

- Computadoras digitales
- Sistemas operativos en tiempo real
- Consolas de vídeo a color
- Impresores
- Mímicos dinámicos
- Terminales remotas
- Programas de aplicación avanzada
- Sistemas de comunicación (voz y datos)
- Edificios
- Equipo auxiliar (sistemas ininterrumpibles de energía, aire acondicionado, plantas de emergencia, etc.)
- Enlace de datos entre computadoras

Todo ello orientado a obtener estas tres condiciones:

- Rapidez
- Precisión
- Confiabilidad

2.4 UNIDADES TERMINALES REMOTAS(UTR'S)

Las funciones típicas de las UTR'S se pueden clasificar en:

- Transmisión de datos.
Para actualizar los bancos de datos en tiempo real definidos en las computadoras de los centros de área. Estos datos son los estados del equipo (interruptores abiertos o cerrados, alarmas, protecciones, etc.) y las mediciones analógicas Mw,MVAR,KV,HZ,MWH.

- **Recepción de mensajes en la computadora.**

Cuando ésta la interroga en busca de determinada información o para ejecutar los comandos de abrir o cerrar interruptores, o de subir o bajar la generación en las unidades bajo control automático, o para cambiar derivaciones en un banco de transformadores.

La configuración de una UTR, consiste básicamente en módulos de entradas digitales para registrar los cambios de estados, módulos de entradas analógicas para el registro de las mediciones, módulos de salidas digitales para ejecutar los comandos de abrir o cerrar y de subir o bajar mediante reveladores de control, módems para la comunicación y su fuente de alimentación.

El acoplamiento físico con las señales provenientes del campo se hace mediante gabinetes de interfaz donde se alojan los reveladores de interposición que recibe las señales de cambio de estado, los transductores que convierten las mediciones del equipo en una señal de corriente continua digitalizable y lista para transmitirse, y las unidades controladoras que se acoplarán a los gobernadores para subir o bajar la generación.

Los tiempos de exploración de una UTR son típicamente los siguientes:

Cada 2 segundos

Se adquiere la medición del flujo de potencia activa y reactiva (MW y MVAR) de los enlaces entre áreas y en su caso, de los enlaces externos.

Cada 4 segundos

Se adquieren las mediciones de los generadores en control automático y de la frecuencia del sistema, así como reportar los cambios de estado de los interruptores y ejecutar las ordenes de subir o bajar.

Cada 12 segundos

Se adquieren el resto de las mediciones analógicas

Cada 60 segundos

Se verifica que todos los estados han sido reportados y se leen todos los acumuladores de MWH.

CAPÍTULO TRES

3. ANTECEDENTES Y CARACTERÍSTICAS DE LOS PROGRAMAS DE APLICACIÓN

Los programas de aplicación constituyen la herramienta principal para realizar la planeación, operación y control del sistema interconectado nacional, proporcionan al despachador la capacidad para proteger la integridad y operar eficientemente el sistema de potencia:

- Permiten al despachador examinar el estado del sistema en el corto plazo
- Proporcionan información adicional acerca del estado del sistema en tiempo real
- Evalúan la seguridad del sistema para estados recientes y futuros de operación
- Presentan información necesaria para evaluar cambios de topología en el sistema
- Permiten pronosticar la demanda
- Planean la operación a corto plazo de las unidades generadoras

Los programas de aplicación residentes en los Centros de Control de Área y Control Nacional son los siguientes:

Programas de aplicación en el Centro de Control Nacional:

- Configurador de la Red (NC)
- Estimador de Estado (SE)
- Análisis de Seguridad (SA)
- Flujos de Carga en Línea (OLF)
- Reductor de Red (NR)
- Despacho Económico Restringido (DER)
- Cálculo Automático de Intercambios (CI)
- Costos de Producción (CP)
- Coordinación Hidrotérmica a corto plazo (CHT)

Programas de aplicación en los Centros de Control de Área:

- Control Automático de Generación (CAG)
- Pronóstico de Carga (PC)
- Corte y Restauración de Carga (LS/R)
- Monitoreo de Reserva
- Análisis Post-disturbio

Los programas de aplicación consideran en el análisis del sistema de potencia los conceptos de seguridad y economía; aunque existe interrelación entre éstos dos aspectos, la programación requerida para considerarlos está prácticamente desligada una de otra. La interrelación está más bien a nivel de información de entrada.

Los programas de aplicación están diseñados como módulos independientes, aunque algunos requieren la presencia de otros módulos tales como configurador de la red, flujos de carga en línea.

Los programas de aplicación se combinan en el Centro Nacional para dar origen a las secuencias, análisis de seguridad en el tiempo real (RTSA) y análisis de la red en el modo de estudio (STNA).

La secuencia STNA está compuesta por los siguientes programas de aplicación:

- Configurador de red
- Flujos de carga en línea
- Análisis de seguridad
- Reductor de red

La secuencia RTSA está compuesta por los siguientes programas de aplicación:

- Configurador de red
- Estimador de estado
- Flujos de carga en línea
- Análisis de seguridad

Las secuencias RTSA y STNA constituyen la herramienta básica para evaluar la seguridad de la red, la diferencia entre las secuencias está en el tipo de la información de entrada, la secuencia RTSA accesa los datos del estado actual del sistema, mientras que la secuencia STNA accesa los datos de casos de estudio de red previamente almacenados.

La secuencia RTSA se ejecuta independientemente de la secuencia STNA y puede inicializarse por cambios topológicos en el sistema de potencia, por intervalos de tiempos sintonizables y a petición del despachador.

La secuencia STNA atiende cuatro diferentes casos de estudio que se ejecutan a petición del despachador. Los casos de estudio permiten evaluar y planear la seguridad de la red, facilitan el análisis de diferentes condiciones de operación del sistema para obtener un indicador del número, tipo y severidad de violaciones que pueden ocurrir bajo las condiciones de estudio.

A continuación se presenta una breve reseña de los desplegados utilizados conjuntamente por las secuencias RTSA y STNA.

Desplegado. Índice del sistema programas de aplicación (Fig. 3.1).

Este desplegado es el punto de introducción para las funciones de análisis de la red. A partir de él se puede realizar lo siguiente:

- Conocer el estado y contenido de las secuencias RTSA y STNA
- Asignar uno de los cuatro casos de estudio a las consolas del despachador
- Solicitar el desplegado de control de la secuencia RTSA
- Solicitar el desplegado de control para la secuencia STNA para el caso de estudio deseado

Desplegado. Control de estudio de red (Fig. 3.2).

Mediante este desplegado se puede realizar lo siguiente:

- Inicializar el caso de estudio
- Ejecutar los programas de aplicación
- Solicitar los resultados de los programas de aplicación

Desplegado. Solución del caso base(Fig. 3.3).

Este desplegado es utilizado conjuntamente por STNA y RTSA y permite realizar lo siguiente:

- Solicitar otros desplegados con información resumida o detallada de los elementos del sistema de potencia
- Solicitar desplegados con resultados obtenidos por los programas de aplicación

Desplegados. Resultados por elementos del sistema de potencia.

Estos desplegados presentan a solicitud del despachador información de los elementos del sistema de potencia. Como ejemplo de éstos desplegados se muestran los desplegados de Buses(Fig. 3.4) y de Generadores(Fig. 3.5).

INDICE DEL SISTEMA DE PROGRAMAS DE APLICACION

				ARCHIVO ACTIVO		
INDICE DE BASE DE DATOS DE SPA				PROGRAMA ACTIVO		
ANALISIS DE SEGURIDAD TIEMPO REAL					TURNO	
TITULO 1357	RTSA		NCC		DISPATCHER REQUEST	
DISPARADORES	EVENTO	.DES	HORA	.DES	PJICUAD	.DES
	RETRASO	1 MIN	INTERVALO	30 MIN	INTERVALO	2 MIN
MODULOS INTERFAZ	CONF-RED	EST-EDO	SA-CONT	EQ-TREAL	ANA-SEG	
ANALISIS DE RED ESTUDIO NO. 1			CONSOLA	. 7	TURNO	
TITULO 0915	NA01		NCC		OLF EXECUTION	
MODULOS INTERFAZ	CONF-RED	FLUJOS	SA-CONT	REDC-RED	ANA-SEG	
ANALISIS DE RED ESTUDIO NO. 2			CONSOLA	. 5	TURNO	
TITULO 1511	NA02		NCC		DISPATCHER REQUEST	
MODULOS INTERFAZ	CONF-RED	FLUJOS	SA-CONT	REDC-RED	ANA-SEG	
ANALISIS DE RED ESTUDIO NO. 3			CONSOLA	. 7	TURNO	
TITULO 1446	NA03		NCC		OLF EXECUTION	
MODULOS INTERFAZ	CONF-RED	FLUJOS	SA-CONT	REDC-RED	ANA-SEG	
ANALISIS DE RED ESTUDIO NO. 4			CONSOLA	. 5	TURNO	
TITULO 1513	NA04		NCC		OLF EXECUTION	
MODULOS INTERFAZ	CONF-RED	FLUJOS	SA-CONT	REDC-RED	ANA-SEG	

Fig. 3.1 Indice del Sistema Programas de Aplicación

TITULO: 1511

DISPATCHER REQUEST

22

NOTAS: ***** CASO BASE *****

. ESTADO: ARCHIVOS ACTUALIZADOS NO HAY SOLUCION

ESTADO DE MODULOS: INTERFAZ CONF-RED FLUJOS SA-CONT REDC-RED ANA-SEG

. INICIALIZAR ESTUDIO USANDO MODELO DE TIEMPO REAL

. DESPLEGAR LISTA DE CASOS ALMACENADOS . ACTUALIZAR PERFILES EN BASE DATOS

INICIALIZACION DE HORARIOS MONTH. 1 DAY 27 YEAR HOUR

. TODOS .GENS/CARGAS/INTERCAMBIOS .SHUNTS .DERIVACIONES .VOLTAJES

. DESPACHO ECONOMICO COPIA ACTIVADA DE LA RED.SI

. EJECUTAR FLUJOS .CONF-RED SOLAMENTE .CANCELAR SOLICITUD DE ESTUDIO

. EJECUTAR ANALISIS DE SEGURIDAD ESTADO DE SEL AUT DE CONT .INHABIL N/FP

. EJECUTAR ANALISIS DE SEGURIDAD CON REDUCCION DE RED

SALIDA DE VACIADO .IMPRESORA .CINTA MAGNETICA

FORMATO IEEE .IMPRESORA .CINTA MAGNETICA

PROGRAMA ACTIVO ARCHIVO ACTIVO TURNO

Fig. 3.2 Control de Estudio de Red

DESPLIEGADOS DE SOLUCION DE CASO BASE

.PAGINA DE CONTROL
.RESUMEN SISTEMA .CTES Y PARAM CNTRL .AREA .ZONA
.ESTACION .BUSES .CARGAS .SHUNTS
.GENERADORES .LINEAS .TRANSFORM .LINEAS DE ENLACE
.TRANSF DE ENLACE .LINEAS SOBRECARG .TRANSF SOBRECARG .VOLTS ANORMALES

DESPLIEGADOS DEL ESTIMADOR DE ESTADO Y DE EQUIVALENTES DE TIEMPO REAL

.....
.RESUMEN MEDICIONES .ARCHIVO HIST DE ANOMALIAS .RESUMEN SUPRESION DE DATOS
.....
.RESUMEN DE BUSES NO OBSERVABLES

DESPLIEGADOS DE CONTINGENCIAS

.....
CLASIFICACION DE SAC .RESUMEN .DETALLE .RESUMEN VIOLACIONES
.RESUMEN CONTING CLASIF POR MW .RESUMEN CONTING CLASIF POR VOLTAGE
.RESUMEN LINEAS MONIT .RESUMEN TRANSF MONIT .RESUMEN BUSES MONIT

DESPLIEGADOS DE CONFIGURACION Y REDUCCION DE RED

.....
.RESUMEN DATOS ANORMALES .DESPLIEGADO SALIDA DE CONF-RED .REDUCCION DE RED

DESPLIEGADOS GENERALES DE SPA

.....
.ARCHIVO HIST MENSAJES DE SPA .MENSAJES DE EJECUCION .INDICE DE UNIFILARES
.....
.DESPLIEGADO SUBSISTENCIA A FALLAS DE SPA .DESPLIEGADO LISTA CASOS ALMACENADOS

RESUMEN DE BUSES DEL AREA CENTRAL

BUS	TIPO	ESTADO EQUIVAL	VOLTAJE MAE	ANGULO	GENERACION MW	MVAR	CARGA MW	MVAR	SHNT	IS	BUS CONTROLADO
.B 230 AGU-0	CARGA	GUARDA	230	22.1	0	0	87	8	0	1	
.B 85 AND -0	CARGA	GUARDA	82	18.0	0	0	83	17	0	1	
.B 230 ATI-0	CARGA	GUARDA	229	22.9	0	0	65	17	0	1	
.B 230 AUR-0	CARGA	GUARDA	230	20.9	0	0	223	51	0	1	
.B 85 BAR -0	CARGA	GUARDA	81	21.2	0	0	120	27	0	1	
.B1 35 CAR-0	CARGA	GUARDA	81	21.7	0	0	17	5	0	1	
.B 230 COA-0	CARGA	GUARDA	231	21.3	0	0	116	18	0	1	
.B 230 CPC-0	CARGA	GUARDA	230	22.3	0	0	24	10	0	1	
.B 85 CRE -0	CARGA	GUARDA	83	21.7	0	0	72	15	0	1	
.B 230 CRG-0	CARGA	GUARDA	229	22.3	0	0	54	12	0	1	
.B 230 CRS-0	CARGA	GUARDA	230	21.9	0	0	22	5	0	1	
.B 230 CRU-0	CARGA	GUARDA	232	21.4	0	0	0	0	0	1	
.B 400 CRU-0	CARGA	GUARDA	401	23.1	0	0	0	0	0	1	

RESUMEN DE GENERACION DEL AREA CENTRAL

SUBSTACIN	BUS	KV	GENERADOR	TIPO	ESTADO	PART	DISP	MW	MVAR
01VAE	.GEN 4 VAE-0	15.0	.GEN 4 VAE	VLT-REG	.CONEC	.SI	.SI	183.0	-12.9
01VDM	.GEN 1 VDM-0	15.0	.GEN 1 VDM	VLT-REG	.CONEC	.SI	.SI	124.0	-1.7
01VDM	.B 85 VDM -0	85.0	.JET 2 VDM	VLT-REG	.CONEC	.NO	.NO	0.0	10.2
01VDM	.B 85 VDM -0	85.0	.JET 3 VDM	VLT-REG	.CONEC	.NO	.NO	0.0	13.1
01VDM	.B 85 VDM -0	85.0	.JET 4 VDM	VLT-REG	.CONEC	.NO	.NO	0.0	10.2
01VDM	.B 85 VDM -0	85.0	.GENEC VDM	VLT-REG	.CONEC	.NO	.NO	62.0	123.1
01PIT	.GEN 1 INF-0	13.8	.GEN 1 INF	VLT-REG	.CONEC	.SI	.SI	0.0	-29.5
01PIT	.GEN 2 INF-0	13.8	.GEN 2 INF	VLT-REG	.CONEC	.SI	.SI	0.0	-29.5
01PIT	.GEN 3 INF-0	13.8	.GEN 3 INF	VLT-REG	.CONEC	.SI	.SI	0.0	-29.5
01PIT	.GEN 4 INF-0	13.8	.GEN 4 INF	VLT-REG	.CONEC	.SI	.SI	0.0	-29.5
01PIT	.GEN 5 INF-0	13.8	.GEN 5 INF	VLT-REG	.CONEC	.SI	.SI	0.0	-29.5
01PIT	.GEN 6 INF-0	13.8	.GEN 6 INF	VLT-REG	.CONEC	.SI	.SI	0.0	-29.5

Fig. 3.5 Generadores

CAPÍTULO CUATRO

4. DESPACHO ECONÓMICO

4.1 INTRODUCCIÓN

En el análisis moderno de sistemas de potencia juega una parte muy importante la operación económica y la utilización óptima de los recursos energéticos empleados en la generación de energía eléctrica. Diferentes metodologías han sido propuestas en las últimas décadas para la solución del problema de despacho económico. El problema consiste básicamente en conocer la cantidad de potencia que debe suministrar cada generador para satisfacer la demanda de los consumidores, además de minimizar los costos de generación del sistema eléctrico.

El Despacho Económico debe respetar las restricciones operativas de las plantas de generación eléctrica tales como: rapidez para tomar carga en el sistema caldera-turbina-generador, límites de generación, reserva rodante, tipos de combustibles, etc. Para ello existen características y normas operativas que describen el comportamiento del sistema de generación eléctrica. También se deben considerar las restricciones de operación de la red eléctrica como: límites de transmisión, calidad de servicio, etc.

Una solución de problema debe combinar de tres características: las del sistema de potencia, técnicas de optimización y el algoritmo computacional. Cada una de ellas interactúa con la otra en busca de un punto de operación que pueda representar un punto factible para el sistema eléctrico. El punto económico es respecto a los costos de generación y computacionalmente eficiente.

Por lo anterior el planteamiento al problema de despacho económico consiste en una optimización estática en el tiempo, es decir, se toman los valores de demanda del sistema en un instante dado de tiempo y los generadores se ajustan para cumplir con los requerimientos de la energía de los consumidores, cumpliendo las restricciones propuestas. Los casos donde se considera un horizonte de tiempo mayor caen en otra clasificación, tales como: asignación de unidades, coordinación hidrotérmica, etc.

La operación económica de un sistema de potencia para una condición de carga determinada es una de las principales funciones de un centro de control moderno de energía.

Como asignar la generación mas económica a cada una de las unidades que están suministrando la estrategia, presenta las incógnitas a resolver en un estudio de Despacho Económico.

Se han hecho muchos intentos y métodos para resolver este problema entre los cuales se pueden mencionar a continuación:

- 1.- Despachar primeramente las unidades más eficientes y conforme se incrementa la demanda ir suministrando con el resto de las unidades en razón a su mayor eficiencia.
- 2.- Considerar el Despacho Económico basados en que las unidades estén trabajando al mismo valor de costo incremental sin considerar las pérdidas del sistema de transmisión.
- 3.- Despacho Económico, considerando factores de penalización por pérdidas del sistema de transmisión y después, utilización del método de costos incrementales iguales.
- 4.- Métodos de programación lineal, utilizando elementos de optimización tales como el Dantzig -Wolfe en el cual se incluyen restricciones operativas del sistema.

Para tratar de entender el principio que se emplea en los métodos anteriores se necesitan conocer las curvas características de operación de cada unidad generadora conectada al sistema. Estas curvas son las siguientes:

- 1.- Curvas de consumo específico (heat-rate)
- 2.- Curva de entrada salida (input-output)
- 3.- Curva de costo incremental (incremental fuel cost)

4.1.1 Curva de Consumo Especifico

La curva de consumo específico representa el costo por Mwh que tiene la unidad para una determinada potencia demandada; esto significa que las unidades en los ejes son los siguientes:

Eje y ordenadas \$ / Mwh o bien kilocalorías / Mwh

Eje x abscisas Mw.

Las características de esta curva es que comienza con un valor alto para valores cercanos a cero y va decreciendo hasta llegar a un mínimo aproximadamente al 85% de la potencia nominal y después comienza a ascender.

Esta curva se puede encontrar a través de pruebas de consumo específico que se realizan en las plantas termoeléctricas.

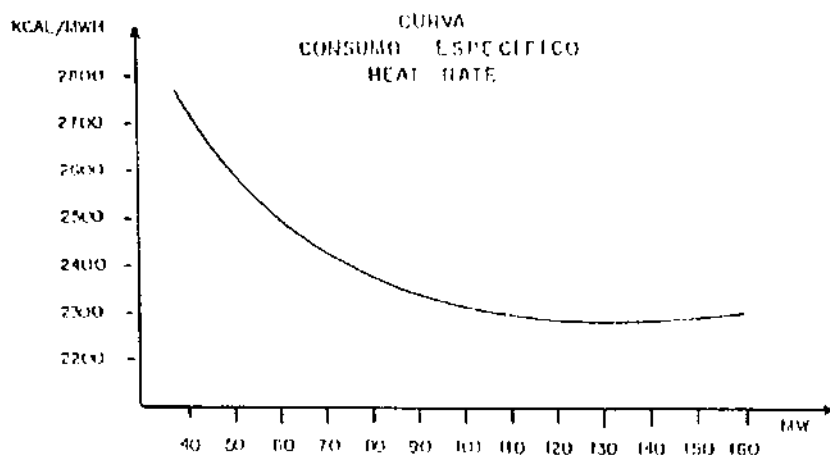


Fig. 4.1 Curva de Consumo Específico

4.1.2 Curva de Entrada / Salida

Presenta la cantidad de combustible o el costo de combustible que la unidad consume por hora para la potencia a la que la unidad esta generando.

Esto significa que las unidades que tienen los ejes de la curva son:

Eje y ordenadas \$ / hr. O kilocalorías / hora.

Eje x abscisas Mw.

Las características de esta curva es que es siempre ascendente ya que para cada aumento en la producción corresponde un aumento de consumo, generalmente los reportes técnicos indican que esta curva es siempre convexa.

Esto tiene como consecuencia que los costos incrementales sean siempre crecientes.

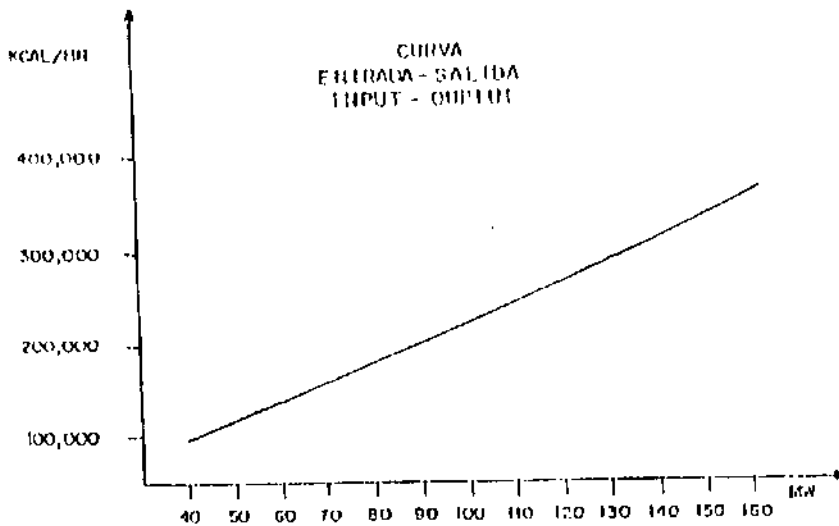


Fig. 4.2 Curva de Entrada – Salida

4.1.3 Curva de Costos Incrementales.

Representa el incremento en costo o consumo de combustible que requiere el incremento de potencia de salida, en forma teórica presenta el límite del cociente de c/p , o sea la derivada de las curvas de entrada / salida. Para efectos prácticos se puede evaluar sacando la pendiente que tiene curva de entrada / salida para cada valor de potencia generada.

Las unidades que tienen los ejes de la curva son:

Eje y ordenadas \$ / Mwh o bien kilocalorías / Mwh.

Eje x abscisas Mw

La característica importante de esta curva es, como ya se menciona, que es siempre creciente para los rangos de funcionamiento de las unidades.

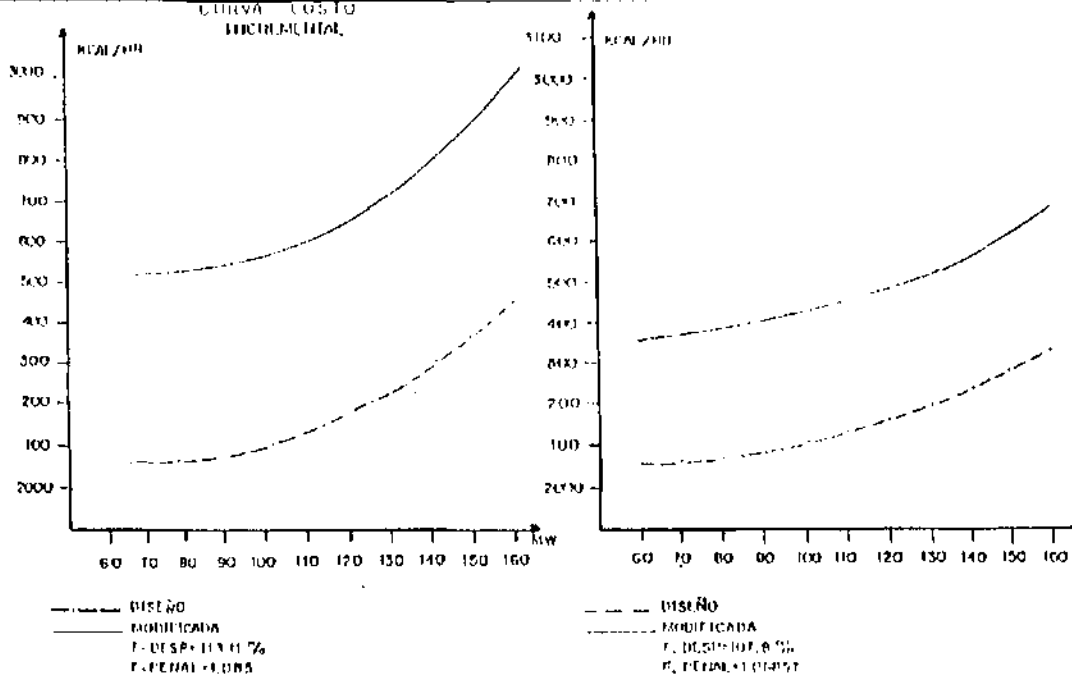


Fig.4.3 Curva de Costos Incrementales.

4.2 ASIGNACIÓN DE UNIDADES

4.2.1 Introducción

La actividad de las poblaciones comúnmente están regidas por ciclos. Si se observa el patrón que sigue la demanda de los consumidores en el sistema eléctrico se muestra que esta característica es completamente irregular para algunos días de la semana, pero con patrones de comportamiento periódicos, como se ilustra en la figura 4.4.

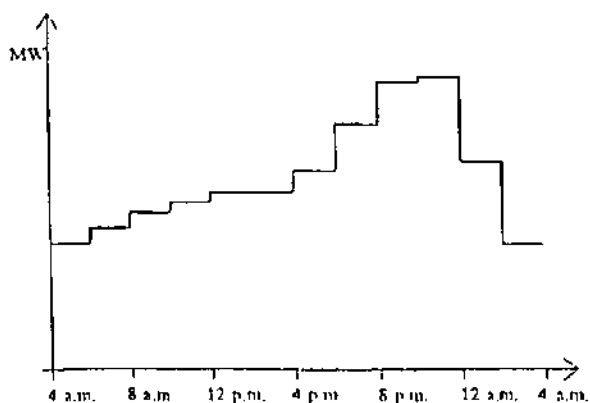


Fig.4.4 Patrón de Demanda.

Esta característica es periódica por días y semanas teniendo mayor demanda de energía por las tardes y noche que en las madrugadas y menor demanda los fines de semana que los demás días, mayor un jueves que un domingo. Con estas variaciones de demanda algunas unidades de generación están entrando y saliendo del sistema y otras sólo cambian su aportación en potencia.

El problema de decidir cuales unidades deben entrar en operación y la cantidad de potencia entregada para satisfacer una carga determinada a una hora del día, cumpliendo con un estado económico de operación y satisfaciendo los índices de confiabilidad se le conoce como asignación de unidades. Una apropiada asignación de unidades puede dar como resultado ahorros por consumo de combustibles y una reducción de costos en la operación del sistema de potencia.

Debido a la gran variedad de alternativas, combinaciones y a las restricciones de costos asociados con el arranque y paro de las unidades y el mantenimiento de los generadores de vapor se requiere de técnicas apropiadas para la selección de las unidades disponibles. Las unidades de generación deben combinarse para satisfacer la demanda de los consumidores, el intercambio de potencia entre áreas con suficiente reserva operativa y margen de regulación tales que permitan, en caso de emergencia, responder ante cualquier contingencia.

El problema de asignación de unidades involucra una gran cantidad de restricciones, tales como: disponibilidad de combustibles, restricciones en el arranque-paro, tiempo en el cual toman carga las unidades y su velocidad de cambio y restricciones inherentes del personal que opera las plantas.

Cuando existen en el sistema unidades hidráulicas de generación, el planeamiento del problema es diferente ya que se debe considerar que tipo de unidad hidráulica es; si es de embalse, de río corriente o si está conectada en cascada, si es generación base o sólo entra en horas de demanda máxima. Como no existen costos asociados a este tipo de generación la asignación de estas unidades se basa en criterios sobre el uso del agua y a partir de ello se toma la decisión de incluirlas o no dentro del sistema y cual debe de ser su aportación en potencia.

Una manera práctica de resolver el problema sería sólo asignar el mínimo número de unidades, todas ellas a su máxima capacidad incurriendo en riesgos de no cumplir con los márgenes de seguridad establecidos. La otra manera es mantener todas las unidades a su mínima capacidad, pero con ello no se cumpliría con la minimización de costos. Para plantear una solución al problema de asignación de unidades es preciso e indispensable tener un pronóstico de la demanda durante el periodo de tiempo en el cual se pretende hacer la asignación de unidades.

4.2.2 Clasificación de las Unidades

Un primer enfoque en la solución del problema es clasificar las unidades de generación según su capacidad nominal, tipo de combustible, jerarquías en la operación y las restricciones a las cuales están sujetas, teniéndose en un sistema de potencia las siguientes unidades:

- **Unidades Base.** Estas unidades son las de gran capacidad y las variaciones de entrega son mínimas, siempre están sincronizadas al sistema, mantienen los índices de confiabilidad y únicamente salen por mantenimiento o por falla.
- **Unidades de Entrada.** Son unidades de mediana capacidad que están listas para entrar al sistema por períodos de tiempo no muy prolongados, algunas de estas unidades tienen carga fija, pertenecen a esta categoría los generadores de plantas que tienen tiempo de estar operando y por lo general tardan en generar a plena carga.
- **Unidades Pico.** Este tipo de generadores son unidades cuyo costo de producción es elevado y entran en las horas de demanda máxima ó pico de demanda. Dentro de este tipo están las unidades turbo-gas de rápida entrada al sistema. Por su alto costo y condiciones de operación son las últimas en ser asignadas.

Con las clasificaciones anteriores se puede implementar un predespacho de unidades como se muestra en la figura 4.5.

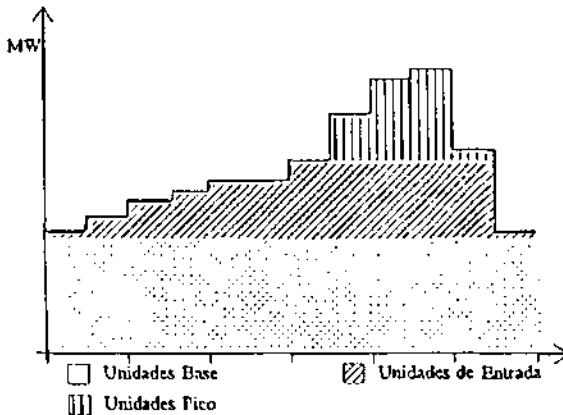


Fig. 4.5 Asignación de Unidades

De la figura anterior se puede visualizar las unidades que salen del sistema a una determinada hora. Existen criterios y reglas para el apagado de unidades así como la selección del orden de encendido y asignación, definiendo el proceso para una lista de prioridades. Una vez que se conocen las unidades para una determinada hora se propone un Despacho Económico de generación para encontrar un punto óptimo de operación.

4.2.3 Restricciones de las Unidades.

Cuando se trata de resolver el problema de asignación de unidades es importante la interpretación que se les da a las restricciones operacionales de los generadores; de ello depende la entrada o salida de unidades del sistema. Los generadores de vapor gradualmente alcanzan su presión y temperatura, puntos de apertura y cierre de válvulas así como esfuerzos de los alabes de las turbinas por enfriamientos representan restricciones del tipo térmico .

El personal que trabaja en las plantas también presentan restricciones al problema, ya que si existen varias unidades, estas generalmente no pueden entrar todas a la vez. Sin embargo la principal restricción a satisfacer es la demanda misma, todas las unidades asignadas deben de cumplir con los consumidores. La segunda en importancia es la reserva rodante o margen de regulación de las máquinas. Algunas de las restricciones que se presentan son las siguientes:

- **Tiempo Mínimo de Permanencia.** Es el tiempo mínimo en el cual la unidad debe quedar sincronizada a el sistema, es decir una vez que la unidad es asignada no debe ser apagada inmediatamente.

- **Tiempo Mínimo de Apagado.** Es el tiempo mínimo en el cual la unidad permanezca en espera antes de ser reincorporada al sistema, es decir, que una vez que la unidad es desconectada existe un tiempo antes de ser reasignada.

- **Rampas de Carga.** Una vez que entra una unidad con su potencia mínima de salida no puede dar de inmediato su máxima capacidad; sino hasta un cierto tiempo. La potencia de salida de la unidad se representa por una rampa de carga donde los ejes son potencia de salida contra tiempo. Es una oposición a cambios en la potencia de salida, esto también esta regido por la caldera, el gobernador de la turbina y el regulador automático de voltaje (RAV).

- **Restricciones de Personal.** Algunas plantas tienen límites en cuanto al personal para el manejo de la planta, lo cual no permite que simultáneamente se enciendan o apaguen dos o más unidades.

- **Prioridades de Encendido.** Debido a que existen políticas de operación, seguridad y confiabilidad por parte de los centros de control, dependiendo del tipo de unidad algunos generadores son asignados primero que otros y existe un estricto orden de encendido, esto es muy importante ya que dicta la pauta en el proceso de solución.

- **Potencia Mínima y Máxima.** Son las potencias de salida mínima y máxima a la cual pueden operar las unidades. Son proporcionadas por el fabricante u obtenidas por experiencia de los operadores.

- **Unidades con Carga Fija.** Este tipo de unidades son de baja o mediana capacidad y su aportación en potencia es fija o con poca variación, generan a su capacidad nominal.

4.2.4 Reserva Rodante.

Por reserva rodante se entiende como la capacidad energética disponible por el sistema de potencia para responder en caso de la pérdida de una unidad, desconexión de algún elemento o fluctuaciones no previstas en la carga; es una energía de reserva que se especifica por unidad, planta de generación o área de control. También es conocido como margen de regulación. Se establece como un porcentaje de la demanda total, mientras más grande sea este valor mayor será la capacidad del sistema ante alguna contingencia.

Es común que la reserva rodante sea compartida por todas las unidades y es considerada en función de la rapidez de cambio de las unidades, esto debido a que algunas unidades responden más rápido que otras (rampas de carga). Si la reserva es encomendada a las unidades que están apagadas pero que pueden entrar rápidamente, esto no se considera correcto debido que en ciertas perturbaciones se necesita que la respuesta sea rápida. De otra manera existe cierto tiempo entre la sincronización de la unidad y su máxima capacidad. De lo anterior se deduce que las unidades generadores en un sistema de potencia se encuentran en dos tipos de reserva:

- Reserva caliente. Capacidad de energía proporcionada por las unidades que se encuentran sincronizadas al sistema y que se puede disponer rápidamente de ella.
- Reserva fría. Se considera a las unidades que no estén sincronizadas y pueden entrar al sistema en caso de alguna contingencia. Varias de estas unidades entran desde cero como la unidad turbo-gas y otras como las unidades térmicas convencionales, que se mantienen con las condiciones de temperatura y presión en la caldera necesarias para evitar demoras en la entrada al sistema.

4.3 DESPACHO ECONÓMICO DE CARGA

4.3.1 Técnicas de Optimización

4.3.1.1 Introducción

Cuando se desea analizar la operación de un sistema de potencia desde un punto de vista económico, se observa que pueden existir diferentes maneras de cumplir con la demanda de los consumidores. Algunas de esas condiciones serán más costosas que otras, para definir cual de esas condiciones es la mejor dentro de los límites de seriedad y calidad establecidos recae en la obtención de un punto óptimo de operación dentro de los rangos posibles que permitan el ajuste de los niveles de generación que den el mejor rendimiento posible.

Este planteamiento hace necesario definir el problema en términos de optimización, seleccionando una función objetivo adecuada de las variables involucradas en el problema. El conocimiento de las técnicas de optimización que se puedan adecuar a este tipo de problemas permitirá que ese óptimo sea alcanzado con prontitud y con la mayor precisión que permitan los rangos de las variables.

En el sistema de potencia las condiciones de operación cambian en cada instante de tiempo, además de visualizar la no-linealidad del problema hacen que se fije el horizonte de estudio y la aplicación de una optimización *estática*, es decir que se definen las condiciones de cada caso y se aplican las metodologías

conocidas para proponer o efectuar los cambios necesarios que mejoren la condición que se tiene.

En esta sección se estudiarán las técnicas, de optimización no-lineal sin restricciones más elementales y posteriormente se analizarán la inclusión de restricciones de igualdad y desigualdad. Se presenta de manera sencilla las condiciones de Khun-Tucker y el método de Gradiente reducido con restricciones de igualdad.

4.3.1.2 Optimización No-Lineal

Como se mencionó antes los problemas de optimización en la redes eléctricas tienen características no-lineales. En orden de afrontar estos problemas se revisan técnicas de optimización no-lineales más relevantes.

4.3.1.2.1 Minimización de Funciones.

De los fundamentos elementales de cálculo, el mínimo de una función escalar $f(x)$ es controlado el punto donde la derivada de dicha función es cero. Se denota con x^* el valor de x el cual el mínimo de $f(x)$ ocurre, donde $x = x^*$, entonces puede existir un máximo o un mínimo de dicho punto, lo cual se expresa como condición necesaria que:

$$\left. \frac{df}{dx} \right|_{x=x^*} = 0 \quad (4.1)$$

En el caso de tener una función escalar, pero con $X = [x_1 \ x_2 \ \dots \ x_n]$ se debe cumplir la condición necesaria, similar a (4.1), y se conoce como gradiente o vector de primeras derivadas.

$$\nabla f = \begin{pmatrix} \frac{\partial f}{\partial x_1} \\ \frac{\partial f}{\partial x_2} \\ \vdots \\ \frac{\partial f}{\partial x_n} \end{pmatrix} = 0 \quad (4.2)$$

El gradiente de la función f , ∇f , dado por (4.2) e igualando a cero no es suficiente para garantizar que existe un extremo o punto óptimo, ya que en un máximo o *punta de silla* dicha condición también se cumple. Se tiene, por lo tanto, la necesidad de un segundo criterio que ayude a distinguir si se tiene un mínimo o no. Para el caso escalar se puede demostrar que:

$$\left(\frac{d^2 f}{dx^2} \right)_{x=x^*} > 0 \quad (4.3)$$

Entonces x^* es un mínimo local. Se tendrá un mínimo global si la solución es única y la segunda derivada de la función, condición anterior, es mayor que cero.

En el caso de funciones con más de una variable, un conjunto de condiciones similares puede ser obtenido. Lo anterior implica que se tendrá una matriz de segundas derivadas llamadas matriz Hessiana. Por lo tanto una vez que se ha encontrado el punto óptimo mediante el gradiente igualando a cero, se calcula la matriz hessiana y esta debe ser positiva definida para que la solución sea considerada como un mínimo global. Cada elemento de la matriz hessiana se obtiene de la siguiente relación.

$$h_{ij} = \frac{\partial^2 f(x_1, \dots, x_n)}{\partial x_i \partial x_j} \quad (4.4)$$

Ejemplo.

Encontrar el mínimo de la siguiente función y comprobar si es el mínimo global.

$$f(x_1, x_2) = 10 + x_1 - x_2 + 2x_1^2 + x_1x_2 + 4x_2^2$$

Solución.

El gradiente de la función, ∇f ,

$$\nabla f = \begin{pmatrix} \frac{\partial f}{\partial x_1} \\ \frac{\partial f}{\partial x_2} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 1 + 4x_1 + x_2 \\ -1 + x_1 + 8x_2 \end{pmatrix} = 0$$

Resolviendo para el sistema anterior se tiene que

$$x_1 = \frac{-9}{31}$$

$$x_2 = \frac{5}{31}$$

Obviamente es una solución única. Ahora la matriz hessiana viene definida como:

$$H = \begin{pmatrix} \frac{\partial^2 f}{\partial x_1^2} & \frac{\partial^2 f}{\partial x_1 \partial x_2} \\ \frac{\partial^2 f}{\partial x_2 \partial x_1} & \frac{\partial^2 f}{\partial x_2^2} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 4 & 1 \\ 1 & 8 \end{pmatrix}$$

Se puede observar fácilmente que H es positiva definida. Por lo tanto la solución anterior es un mínimo global.

4.3.1.2.2 Minimización con Restricciones de Igualdad

Cuando se maximiza o minimiza una función es relativamente sencillo encontrar estos puntos siguiendo las reglas sencillas de cálculo. Se encuentran el conjunto de valores que satisfacen a la derivada de la función objetivo igualada a cero, adicionalmente la matriz Hessiana o de segunda derivada determina si es un mínimo local. Mínimo global ó punto de silla.

En los problemas de optimización reales las funciones objetivo se encuentran generalmente sujetas a una o varias restricciones. Estas restricciones pueden ser otras funciones con condiciones que deben ser cumplidas o en el mejor de los casos sólo son límites a las variables involucradas.

Antes de introducirse en el problema de optimización es necesario atender algunas definiciones. Dado que el objetivo es maximizar o minimizar una función matemática, a esta función se le llamará *función objetivo*. La función de restricción y los límites de las variables simplemente se conocerán como *restricciones*. La región definida con las restricciones y las variables se les llaman *región factible*, por otra parte la región que queda fuera de ésta se le conoce como *región in factible*.

En el caso de multivariable, puede haber más de una restricción en el problema. En general se puede decir que existen m ecuaciones del tipo.

$$\begin{aligned}h_1(x_1, \dots, x_n) &= 0 \\h_m(x_1, \dots, x_n) &= 0\end{aligned}\tag{4.9}$$

Para este caso $m < n$, y la función objetivo a ser minimizada es:

$$f(x) = f(x_1, \dots, x_n)\tag{4.10}$$

En este caso, el mínimo debe satisfacer la restricción de igualdad. Un enfoque que se ha dado a este tipo de problemas es que para obtener una condición de optimalidad es necesario incluir un *Multiplicador de LaGrange* por

cada restricción de igualdad. Este multiplicador "transforma" las unidades de restricción en las mismas unidades que la función objetivo, entendiéndose que cada variación en la restricción, este multiplicador incluye ese cambio en la función objetivo. Por lo tanto se propone una función extendida de LaGrange o mejor conocido como *Lagrangiano*.

$$\begin{aligned}
 L(x, \lambda) &= L(x_1, \dots, x_n, \lambda_1, \dots, \lambda_m) \\
 &= f(x_1, \dots, x_n) - \sum_{i=1}^m \lambda_i h_i(x_1, \dots, x_n) \\
 &= f(x) - \lambda' h(x)
 \end{aligned}
 \tag{4.11}$$

La variable $\lambda_1, \dots, \lambda_m$ representan los multiplicadores de *LaGrange*, uno por cada restricción de igualdad. Las condiciones de optimalidad necesarias estén dadas por

$$\frac{\partial L}{\partial x} = 0
 \tag{4.12}$$

$$\frac{\partial L}{\partial \lambda} = 0
 \tag{4.13}$$

La primera condición implica que:

$$\begin{aligned}
 0 &= \frac{\partial L}{\partial x} \\
 &= \frac{\partial f}{\partial x} - \left(\frac{\partial h}{\partial x} \right)' \lambda
 \end{aligned}$$

La segunda condición es una redeclaración de las restricciones de igualdad:

$$\frac{\partial L}{\partial \lambda} = h(x) = 0$$

En la interpretación de estas condiciones se nota que el vector

$$\left(\frac{ah}{ax} \right)' \lambda$$

Es normal a la superficie definida por

$$h(x) = 0$$

Por lo tanto la condición de optimalidad requiere que el óptimo la solución x^* :

$$h(x^*) = 0$$

Y el gradiente de la función de costo es normal a la superficie definida por las restricciones de igualdad. Lo anterior puede ser descrito por un ejemplo.

Ejemplo.

Resolver con los conceptos anteriores, para las condiciones de optimalidad resolviendo para la siguiente función objetivo: Minimizar;

$$f(x_1, x_2) = x_1^2 + 4x_2^2$$

Sujeto a:

$$h(x_1, x_2) = x_1 + x_2 - 4 = 0$$

La solución se presenta, primero planteando el *Lagrangiano*

$$L = x_1^2 + 4x_2^2 - \lambda (x_1 + x_2 - 4)$$

Las condiciones de optimalidad necesarias están dadas por

$$\frac{\partial L}{\partial x_1} = 0 = 2x_1 - \lambda$$

$$\frac{\partial L}{\partial x_2} = 0 = 8x_2 - \lambda$$

$$\frac{\partial L}{\partial \lambda} = 0 = -x_1 - x_2 + 4$$

Resolviendo por las ecuaciones anteriores:

$$x_1 = \frac{32}{10}$$

$$x_2 = \frac{8}{10}$$

En la siguiente ilustración (Fig.4.6) se muestra la interpretación gráfica de la función objetivo, la restricción y el gradiente de la función.

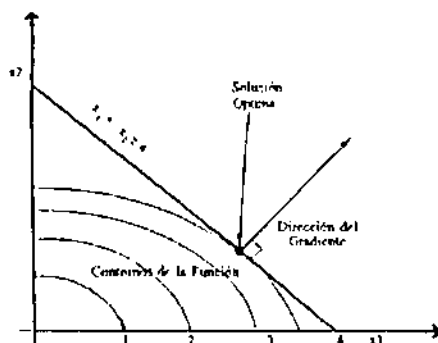


Fig.4.6 Dirección del gradiente

De la gráfica anterior se deduce que el óptimo siempre estará sobre la recta de la restricción, ya que siempre se debe de cumplir. En el lugar en donde la dirección del gradiente es perpendicular a la restricción y en ese punto se encuentra el óptimo.

4.3.1.2.3 Minimización con restricciones de igualdad y desigualdad y las condiciones de khun-tucker.

Las condiciones de Khun-Tucker establecen que en el punto solución el gradiente del Lagrangiano dado por (4.16) debe ser cero. Esta es una condición necesaria que debe cumplir y se expresa en las formas (4.17) y (4.18), pero la dificultad está en su implementación ya que se tiene las condiciones pero no un procedimiento para encontrar la solución.

Por medio de un ejemplo sencillo se ilustrará una forma de resolver el problema. El procedimiento consiste en encontrar una solución suponiendo que no hay violación a las restricciones de desigualdad. Con la solución obtenida en el paso anterior se prueba cada una de las desigualdades para posibles violaciones; haciéndolas activas cuando así suceda. El paso siguiente será resolver un nuevo conjunto de ecuaciones que tome en cuenta el valor que fija la restricción y dentro de los valores a determinar se encuentra el correspondiente multiplicador μ .

$$\text{Min } L(x, u, \lambda, \mu) = f(x, u) + \lambda' g(x, u)_i + \mu' h(x, u) \quad (4.16)$$

$$\frac{\partial L}{\partial x} = 0$$

$$\frac{\partial L}{\partial u} = 0 \quad (4.17)$$

$$\frac{\partial L}{\partial \lambda} = 0$$

y $\mu_i/h_i(x,u)$ son tales que μ_i es:

$$\begin{cases} = 0 & \text{si } h_i < 0 \\ > 0 & \text{si } h_i = 0 \end{cases} \quad (4.18)$$

Ejemplo :

$$\begin{aligned} \text{Min } f &= x_1^2 + x_2^2 \\ \text{Sujeta a: } \quad x_1 + x_2 - 2 &= 0 \\ 3/2 - x_1 &\leq 0 \end{aligned}$$

que en forma lagrange se escribe.

$$L(x_1, x_2, \lambda, \mu) = x_1^2 + x_2^2 + \lambda(x_1 + x_2 - 2) + \mu(3/2 - x_1)$$

Y el gradiente.

$$\frac{aL}{ax_1} = 2x_1 + \lambda - \mu$$

$$\frac{aL}{ax_2} = 2x_2 + \lambda$$

$$\frac{aL}{a\lambda} = x_1 + x_2 - 2$$

$$\mu(3/2 - X_1) = 0 \quad ; \quad \mu \geq 0$$

1o. Considerando que no se viola la desigualdad se resuelve el sistema de ecuaciones

$$\begin{aligned} 2x_1 + \lambda &= 0 \\ 2x_2 + \lambda &= 0 \\ x_1 + x_2 - 2 &= 0 \end{aligned}$$

Lo cual da como resultado

$$\begin{aligned} X_1 &= 1 \\ X_2 &= 2 - x_1 = 1 \\ \lambda &= -2 \quad x_1 = -2 \end{aligned}$$

2o. Al sustituir en la desigualdad el valor de $x_1 = 1$ que se viola la restricción, ya que $3/2 - 1 = 0.5$ no es menor o igual que cero. Entonces se procede a incluir la

restricción, tomando x_1 el valor de $3/2$ y se tiene el siguiente sistema de ecuaciones.

$$2(3/2) + \lambda - \mu = 0$$

$$2x_2 + \lambda = 0$$

$$(3/2) - x_2 - 2 = 0$$

En donde se tiene que $x_2 = 0.5$, $\lambda = -1$ y $\mu = 3 + \lambda = 2 > 0$ cumple ahora con todas las funciones de optimalidad.

4.3.1.2.4 Método del Gradiente.

En ocasiones hay que minimizar una función de costo, sujeta a un conjunto de restricciones de igualdad, por lo que el problema ha de plantearse de manera diferente; matemáticamente se escribe

$$\begin{array}{ll} \text{Min } C = C(X, u) \\ \text{Sujeta a } f(X, u) = 0 \end{array} \quad (4.19)$$

El sistema de ecuaciones (4.19) debe cumplirse la condición necesaria de que su gradiente sea cero, así que se puede tener

$$dC = \left[\frac{\partial C}{\partial X} \right]^t dX + \left[\frac{\partial C}{\partial u} \right]^t du \quad (4.20)$$

$$df = \left[\frac{\partial f}{\partial X} \right]^t dX + \left[\frac{\partial f}{\partial u} \right]^t du = 0 \quad (4.21)$$

Despejando dX de (4.21)

$$dx = - \left[\frac{af}{aX} \right]^{-1} \frac{af}{au} du$$

Y sustituyendo en (4.20) se puede definir la expresión

$$\frac{dc}{du} = \left(\left[\frac{ac}{au} \right]^t \cdot \left[\frac{ac}{aX} \right]^t \left[\frac{af}{aX} \right]^{-1} \frac{af}{au} \right) = 0 = \nabla_u C \quad (4.22)$$

Que es un "gradiente reducido" cuyo valor debe ser cero en el óptimo

Es costumbre definir al producto matricial en (4.22) como

$$\lambda^t = \left[\frac{ac}{aX} \right]^t \left[\frac{af}{aX} \right]^{-1} \quad (4.23)$$

Que se conoce como multiplicadores de Lagrange.. Es frecuente encontrar a las expresiones (4.23), (4.22) y (4.19) escritas como un sistema de ecuaciones

$$\left[\frac{ac}{aX} \right] \cdot \left[\frac{af}{aX} \right]^{-1} \lambda = 0 \quad (4.24)$$

$$\left[\frac{ac}{au} \right] \cdot \left[\frac{af}{au} \right]^t \lambda = 0 \quad (4.25)$$

$$f(X, u) = 0 \quad (4.26)$$

Que representa al gradiente de una función Lagrangiana o función objetivo que incluye las restricciones de igualdad.

$$L(X, u, \lambda) = C(X, u) - \lambda f(X, u) \quad (4.27)$$

Para minimizar (4.27) la condición necesaria, equivalente al sistema de ecuaciones (4.26), (4.25) y (4.24) se encuentra por medio del gradiente de $L(x, u, \lambda)$.

$$\nabla L(x, u, \lambda) = 0 \quad (4.28)$$

Ejemplo. Si se desea resolver el problema

$$\begin{array}{ll} \text{Min } C = x^2 + u^2 \\ \text{Sujeta a } x + u - 2 = 0 \end{array}$$

Se puede escribir

$$L(x, u, \lambda) = x^2 + u^2 - \lambda(x + u - 2)$$

Donde la condición necesaria para el mínimo está dada por

$$\nabla L = 0 \quad \begin{pmatrix} \frac{\partial L}{\partial x} \\ \frac{\partial L}{\partial u} \\ \frac{\partial L}{\partial \lambda} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 2x - \lambda \\ 2u - \lambda \\ -(x + u - 2) \end{pmatrix}$$

Aun cuando en el caso el gradiente sea igualado a cero resulta en un sistema de ecuaciones lineales, se aprovecha el ejemplo para ilustrar un procedimiento interactivo; que es típico de los métodos del gradiente. La dirección para minimizar la función está dada por el negativo del gradiente, ya que la dirección de máximo incremento lo da el gradiente, lo que hay que determinar que tanto se avanza en esa dirección. A este procedimiento se le conoce como descenso mínimo. Para este ejemplo se toma un paso constante dado por $\alpha = 0.3$.

Paso 1 La última ecuación se resuelve para x ; usando el valor inicial para u .

$$X = -u + 2$$

Paso 2 La primera ecuación se resuelve para λ

$$\lambda = 2x$$

Paso 3 Y la segunda ecuación se aprovecha para probar convergencia

$$\nabla_u = 2u - \lambda$$

En caso de que ∇_u no sea lo suficiente pequeño el valor de u se actualizará por medio del gradiente:

$$u^{(n)} = u^{(n-1)} - \alpha \nabla_u$$

Tabla de Valores de Convergencia usando el gradiente

$$\alpha = 0.3$$

Interacción	X	λ	∇_u	U
0	---	---	---	0.0
1	2	4	4	1.2
2	0.8	1.6	0.8	0.96
3	1.04	2.08	0.16	1.008
4	0.992	1.984	0.023	0.9984
5	1.0016	2.0032	0.0064	1.0003
6	0.99968	1.99936	0.00128	0.9999
7	1.00006	2.00013	0.00025	1.0000

4.4 DESPACHO ECONÓMICO RESTRINGIDO

El Despacho Económico, es el proceso de asignar la generación total requerida entre las unidades generadoras disponibles (modo de control económico y base), de manera que se satisfagan las restricciones operativas y de seguridad a un costo mínimo.

El Despacho Económico Restringido se inicia a partir del modelo eléctrico de la red, proporcionado por el Estimador de Estado.

Debido a las características propias de la red, es necesario mantener restricciones de flujo de potencia en ciertas líneas, por el lado de generación es necesario mantener reserva reguladora para hacer frente a contingencias, por consiguiente el Despacho Económico incluye en su modelación las siguientes restricciones.

- balance de potencia
- Límites operativos en unidades generadoras
- Flujo en líneas y grupos de líneas
- Flujo en transformadores y grupos de transformadores
- Reserva reguladora por área e isla
- Intercambio neto máximo y mínimo entre áreas
- Intercambio entre áreas.

Posteriormente se produce a la construcción del modelo matemático a optimizar.

La determinación. La determinación de un punto de operación en el cual el costo de la producción de potencia activa es mínimo, implica la solución de un problema de optimización.

Bajo ciertas aproximaciones, se hace la linealización del problema original para su solución mediante técnicas de programación lineal aplicando el principio de descomposición Dantzig - wolfe.

El algoritmo de programación lineal se itera conjuntamente con el algoritmo de flujos desacoplado rápido, para el cálculo y actualización de los factores de penalización y sensibilidad. La solución óptima del problema se determina mediante la diferencia de generación entre el nodo compensador despachable y el calculado en el programa de flujos.

Una de las características de este programa es que despacha unidades termos e hidros.

Los resultados que aporta el despacho económico son el punto base económico además de factores de participación, sensibilidad y penalización.

ALGORITMO

1.- CONDICION INICIAL:

En este modulo se tiene el modelo de la red proporcionado por el estimador de estado.

Se ejecuta una corrida de flujos para el cálculo de factores de penalización y sensibilidad para la condición inicial.

2.- VERIFICACIÓN

En este modulo se verifica el estado de los elementos protegidos de la red y la reserva reguladoras deseadas.

Por ejemplo si el limite deseado de alguna línea es 100 MW y el flujo actual es 95 MW. La línea esta dentro de limites, pero podría ser violada en la siguiente perturbación de demanda, por lo tanto se incorpora al proceso como una restricción de mantener la línea adentro de límites deseados,

3.- MODELACIÓN

En este modulo se realiza la linealización del problema original, para incorporar dicho problema a un modelo lineal.

Incorpora el problema lineal a la estructura del Dantzig – Wolfe.

4.- OPTIMIZACIÓN

Solución del problema lineal mediante el principio de descomposición Dantzig-Wolfe.

Proporciona una solución óptima de costo de generación.

La solución óptima cumple con las restricciones linealizadas del modelo matemático de optimización.

En caso contrario se relajan las restricciones, hasta lograr su factibilidad o hasta que se detecta que no es posible obtener la factibilidad.

Por último y sólo en caso de que se detecte factibilidad, se calculan los valores óptimos de generación

5.- CONVERGENCIA

Este módulo determina la convergencia por medio de la diferencia de generación entre el nodo compensador despachable y el cálculo mediante un flujo.

En cuanto la diferencia es menor que una tolerancia previamente especificada, se dice que hay convergencia o sea que el modelo llnrealizado está aproximado al modelo original.

6.- FACTORES DE PARTICIPACIÓN

El proceso de solución del Despacho Económico, deberá calcular factores de participación por unidad, a fin de proporcionar al CAG un perfil adecuado de variación de generación, mientras se vuelve a ejecutar de nueva cuenta el programa.

4.4.1 Modos de Control de las Unidades

La disponibilidad de las unidades para el ajuste de puntos base de generación, queda definida en su modo de control. Este se define en las plantas y se transmite a los Centros de Control de Área y Nacional. A continuación se presentan los diferentes módulos de control de unidades.

ECONOMICO	Son unidades que poseen el controlador automático y están asignadas a control remoto por el CAG. El Despacho Económico les proporciona el punto base económico y factores de participación.
BASE	Estas unidades poseen el controlador automático, pero participan en CAG. Con una generación base, el Despacho Económico les asigna el punto base y factor de participación igual a cero.
RAMPA	Son las unidades en proceso de alcanzar su generación meta, al llegar a su valor de generación meta, automáticamente cambia a modo base.
MANUAL	En estas unidades el punto base de generación es asignado por el operador de la planta. El programa Despacho Económico respeta este punto base como generación constante.
DISPONIBLE	Son unidades fuera de línea, pero en condiciones de sincronizar cuando se desee (paro en caliente OMW's). No se consideran en el Despacho Económico, pero si consideradas por el programa Monitor de Reserva.
NO DISPONIBLE	Son unidades fuera de operación (mantenimiento) no son consideradas por el Despacho Económico.

4.4.2 Principio de Descomposición Dantzig-Wolfe

El problema del Despacho Económico Restringido, está formulado como un programa de optimización lineal, que se resuelve usando el principio de descomposición Dantzig-Wolfe.

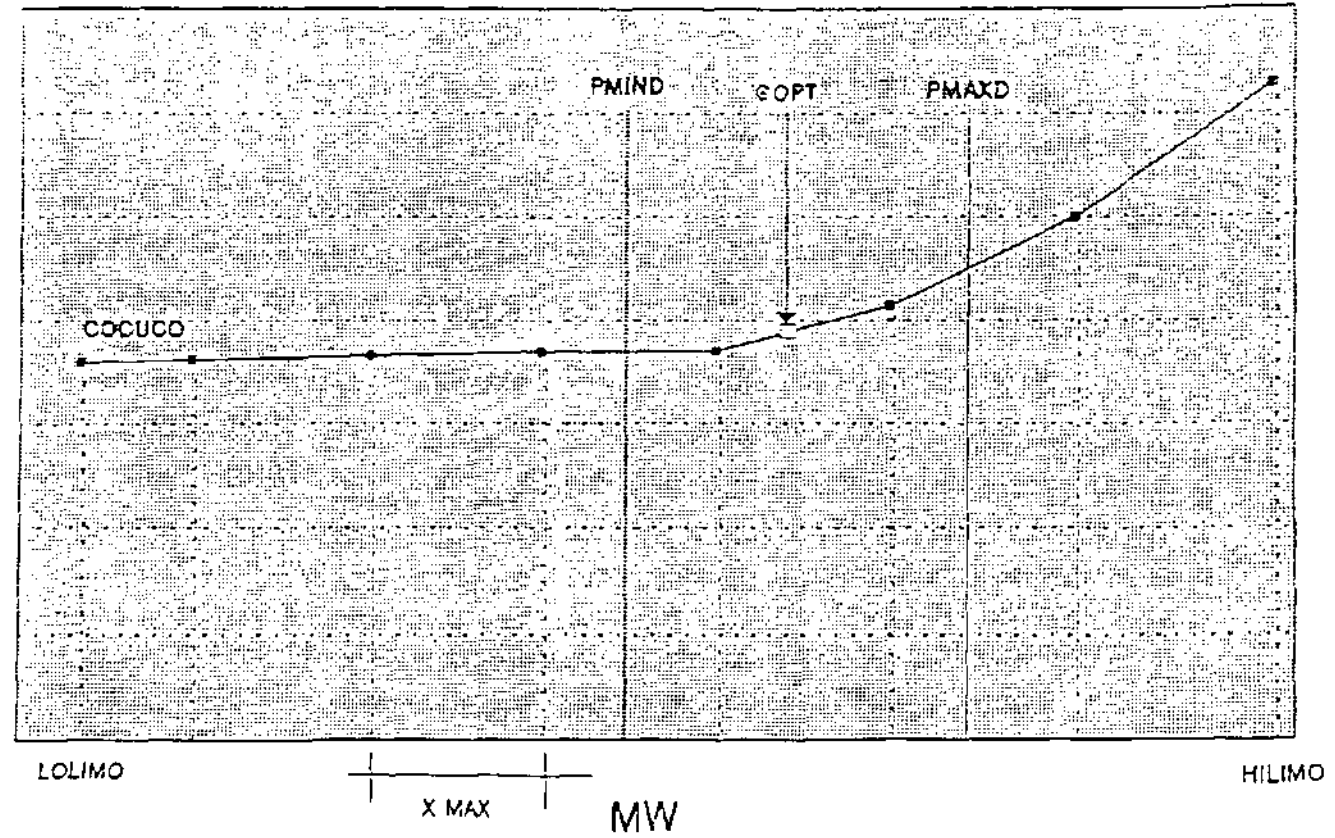
El principio de descomposición Dantzig-Wolfe, divide el programa total en varios subprogramas coordinados por un programa maestro. Los subprogramas corresponden a cada área despachable que se pueda identificar en el sistema y se resuelve individualmente.

Posteriormente los subprogramas se coordinan por medio de un programa maestro, la solución se obtiene por iteración del programa maestro con los subprogramas.

CURVA DE COSTO INCREMENTAL

LIMITES DE UNA UNIDAD DESPACHABLE

\$/MW H



COCUCO coeficiente de costo, depende de la eficiencia de la unidad, consumo y costo del combustible.
Fig. 4.7 Curva de costo incremental

EFFECTO DE LOS FACTORES DE PENALIZACION EN LAS UNIDADES DESPACHABLES.

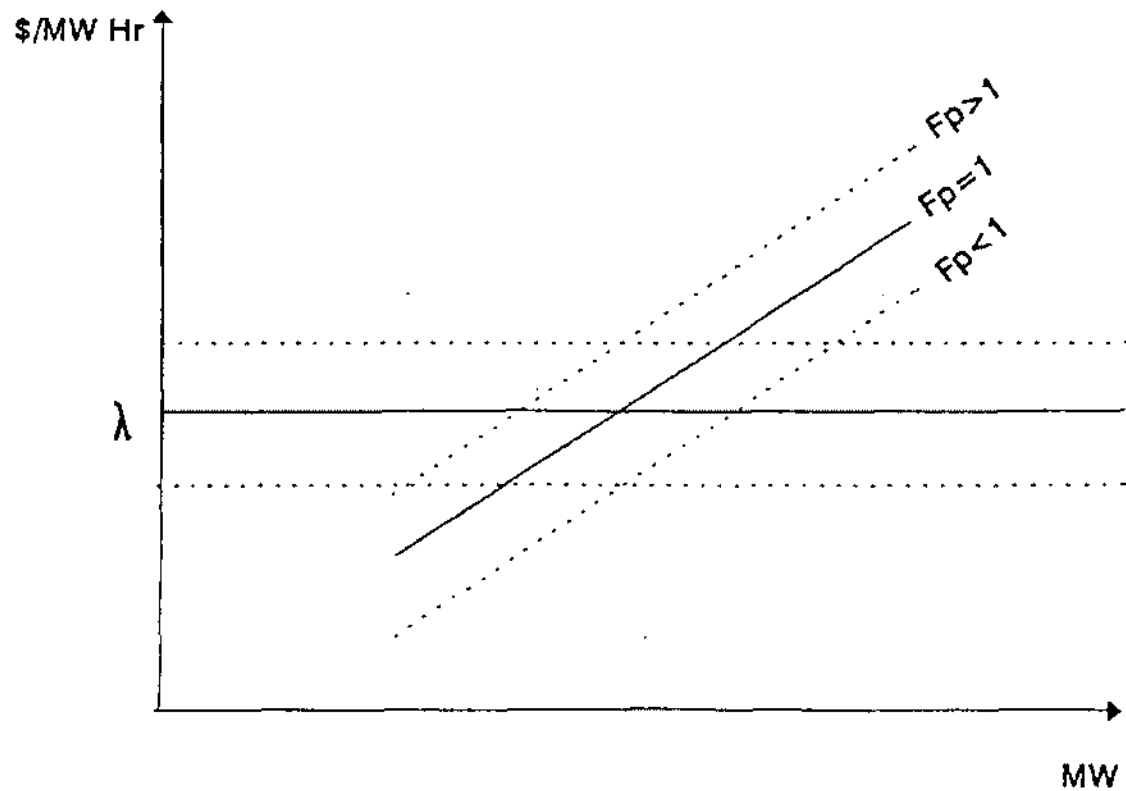


Fig. 4.8 Efecto de los factores de penalización (Fp) en las unidades despachables.

TUL3 -PAGINA DE DETALLE DE UNIDAD- VAPOR

I-----ESTADO ACTUAL-----I
 ODO DE CONTROL :MANUAL
 GENERACION BRUTA -MW : 271

I-----DATOS DE OPERACION-----I
 CAPACIDAD DE UNIDAD -MW : 270
 LIMITE ALTO OPERACION -MW : 299
 LIMITE BAJO OPERACION -MW : 249
 LIMITE ALTO ECONOMICO -MW : 0
 LIMITE BAJO ECONOMICO -MW : 0
 PUNTO BASE ECONOMICO -MW : 270
 FACTOR PARTICIPACION 1 : 0.00
 FACTOR PARTICIPACION 2 : 0.00
 FACTOR DE EFICIENCIA : 80
 FACTOR PENALIZACION : 0.574
 MARGEN DE REGULACION -MW : 0
 META DEL PUNTO BASE -MW : 0
 LIM RAZON SOST -MW/MIN : 4.00
 LIM RAZON MAX -MW/MIN : 6.00

:SAE :SIST :AREA :GEN :RES

I-----DATOS ENTRADA DE COMBUSTIBLE-----I
 NUMERO DE CURVA DE CONS INCREM : 7
 PRECIO COMB DESPACHADO-\$/GICAL : 35.00
 PRECIO COMBUSTIBLE 1 -\$/GICAL : 19.07
 PRECIO COMBUSTIBLE 2 -\$/GICAL : 26.09
 ENTRADA MIN COMB -GICAL/HR : 43.70
 ENTRADA BASE COMB 1 -GICAL/HR : 300
 ENTRADA BASE COMB 2 -GICAL/HR : 0
 INCREMENTO COMBUSTIBLE 1 -% : 100
 INCREMENTO COMBUSTIBLE 2 -% : 0

I-----DATOS COSTO DE ARRANQUE-----I
 NUMERO DE CURVA DE ARRANQUE : 1
 PRECIO COMB DE ARRANQUE-\$/GICAL : 35.00
 COSTO FIJO DE ARRANQUE-\$/ARRAN : 30

Fig.4.9 Página de detalle de unidad de vapor.

DESPACHO ECONOMICO RESTRINGIDO TIEMPO REAL

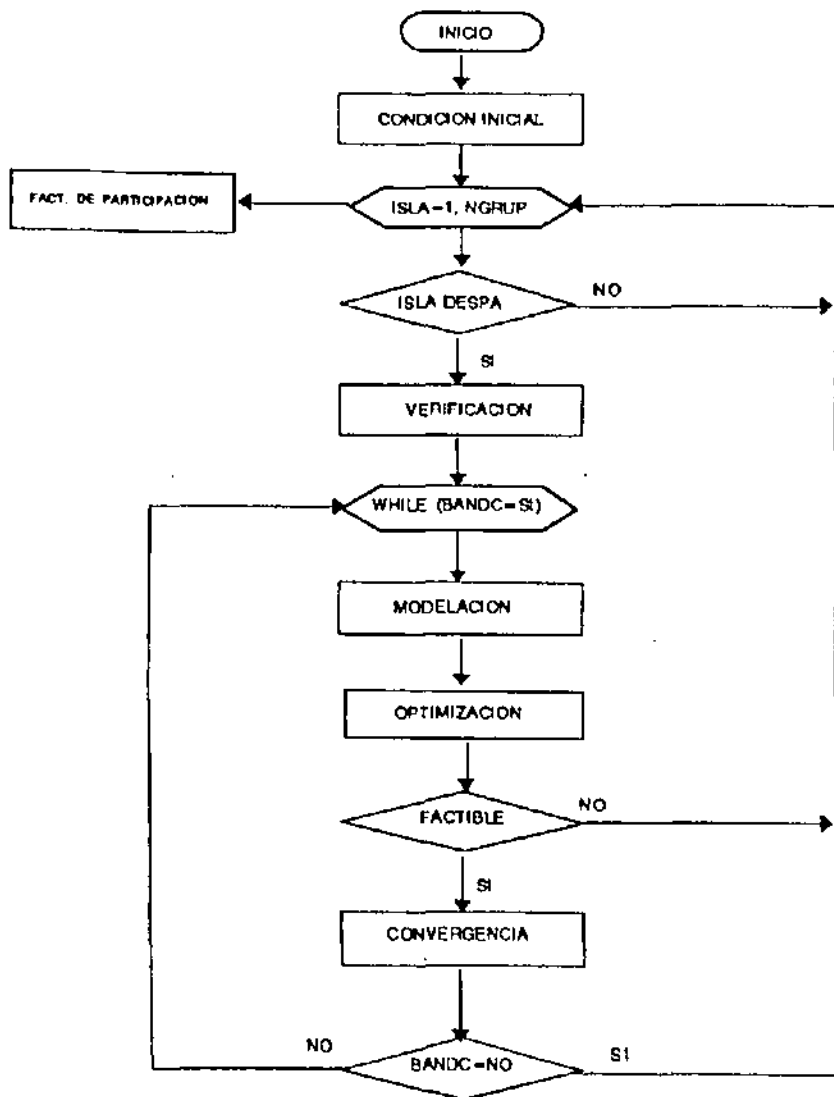


Fig.4.10 Proceso iterativo para obtener el punto base económico , por unidad.

INTERACCION DEL DESPACHO ECONOMICO

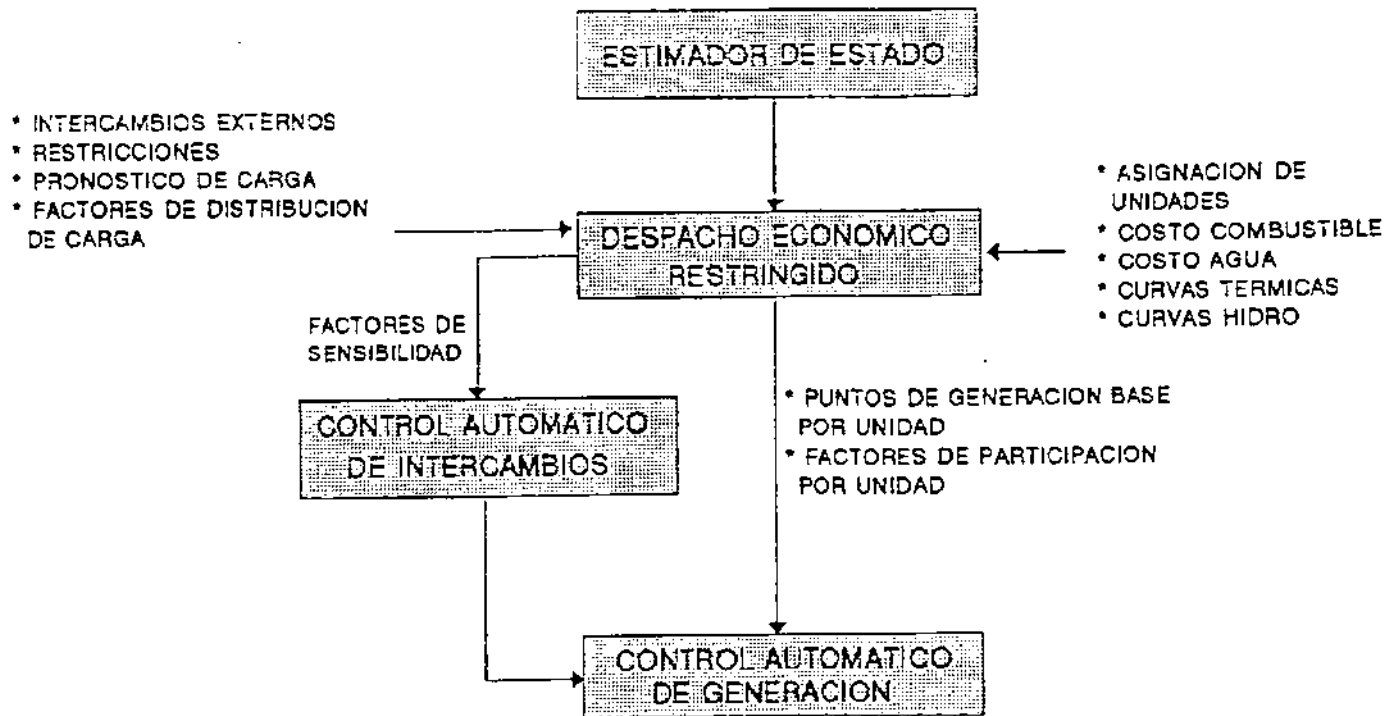


Fig.4.11 Interacción del Despacho Económico

4.4.3 Conocimiento de la página de Control del Despacho Económico

PAGINA DE CONTROL DE ANALISIS DE SEGURIDAD EN TIEMPO REAL

TITULO: 1327 RTSA CFE MCC TIME TRIGGER

NOTAS: FILES CONTAIN QUESTIONABLE DATA.

ESTADO: LOS ARCHIVOS CONTIENEN UNA SOLUCION CONVERGENTE

DISPARADORES	EVENTO:DES	TIEMPO:CON	CHI**2:DES
	RETRASO 2 MIN	INTERVALO 20 MIN	INTERVALO 12 MIN
ESTADO DE MODULOS INTERFAZ CONF-RED EST-EDO SA-CONT EQ-TREAL ANA-SEG			

OPCIONES:

ACTUALIZACION DE HORARIOS DE CARGAS EN BASE DE DATOS	:NO
SELECCION AUTOMATICA DE CONTINGENCIAS	:INHABIL N/FP

EQUIVALENTES EN TIEMPO REAL	:NO
-----------------------------	-----

:EJECUTAR ANA-SEG-T-REAL	:DESPLEGAR LISTA DE CASOS ALMACENADOS
:CANCELAR SOLICITUD DE T-REAL	:VACIAR SALIDA DE EST-EDO A IMPRESORA
:RECONSTRUIR ARCHIVOS USUARIO T-REAL	:VACIAR SALIDA DE EST-EDO A CINTA MAG
:DESPACHO ECONOMICO	:VACIAR SALIDA DE EST-EDO PARA ESTUDIO

PROGRAMA ACTIVO	ARCHIVO ACTIVO	TURNO
-----------------	----------------	-------

PAGINA DE CONTROL DEL DESPACHO ECONOMICO
EN TIEMPO REAL

ESTADO DE LOS PROGRAMAS

VERIFICADOR OPTIMIZADOR

CONTROL DE PROGRAMAS

¡ACTIVAR EL OPTIMIZADOR ACTIVAR FT-EMS ¡NO TERMINAR OPTIMIZADOR ¡NO

OPCIONES

¡OPCIONES Y RESULTADOS DEL OPTIMIZADOR
¡INDICE - EMC -

FECHA ULTIMA EJECUCION
OPTIMIZADOE

MS:DD:HR:MN
1:24:11:36

BARRIDO DE PUNTOS

FUERA ¡MODOS ¡HILIMO ¡LOLIMO ¡ARE-DESP ¡TODOS
DENTRO¡MODOS ¡HILIMO ¡LOLIMO ¡ARE-DESP ¡TODOS

NUM. DE ISLAS DESP.: 1

¡IE -DEMN36: TERMINACION NORMAL DEL PROG. MONITOR

¡CNTL TR

¡MENS

- OPTIMIZADOR EN TIEMPO REAL -

RESULTADOS

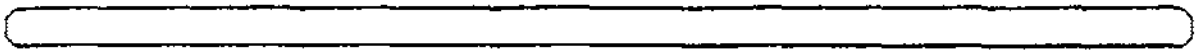
- : RESUMEN DE ESTRUCTURA, GENERACION Y COSTO
- : AREAS DE CONTROL/ISLA
- : REGIONES DE RESERVA
- : RESUMEN DE VOLTAJES VIOLADOS

APLICACION DE RESTRICCIONES DE OPERACION Y SEGURIDAD

- : EN LINEAS
 - : EN GRUPOS DE LINEAS
 - : EN TRANSFORMADORES
 - : EN GRUPOS DE TRANSFORMADORES
 - : EN EL PROGRAMA OPTIMIZADOR
- EN RESERVA REGULADORA
 - EN INTERCAMBIO NETO DE AREAS
 - EN INTERCAMBIO ENTRE AREAS
- : POR AREA
 - : POR ISLA

PARAMETROS DE CONTROL

- : CONSTANTES DEL BOM
- : CONTROL DE ENERGIA - EMS -
- : PARAMETROS DE EJECUCION DEL OPTIMIZADOR



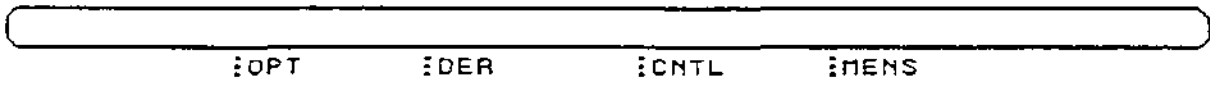
:DER :CTAL :MENS

RESUMEN DE ESTRUCTURA, GENERACION Y COSTO DE LA ISLA:

- GENERACION TOTAL: MW 43181.
- GENERACION TOTAL TERMINO: MW 18822. RESERVA REGULADORA 288. GENERADORES EN LINEA 75
- GENERACION TOTAL HIDRO: MW 2760. RODANTE 2687. RESERVA REGULADORA 81. GENERADORES EN LINEA 27
- GENERADORES: (NUMERO TOTAL) ECONOMICOS 12 BASE 8 RAMPA 0 FIJOS 90
- AREAS QUE PERTENECEN A LA ISLA

COSTO (1000X\$/HORA)

	ACTUAL	OPTIMO
HIDRO	338120.	338668.
TERMO	530999.	530281.
TOTAL	869119.	868949.



CENTRAL GENERACION POR UNIDAD

NODO CONTROL	GEN. ACT. MW	P. BASE ECON MW	FACT. PENAL PU	GENERACION POR UNIDAD				FACT. MARG COSTO			
				ALTO ECON MW	BAJO ECON MW	ALTO OPER MW	BAJO OPER MW	FACT. PU	MARG. MW	COSTO \$/MWH	
EA	.3287			0	0	3818	2419		0		
DIDA	2455			0	0	0	0				
CC1 .MANUAL	. 59	59	0.925	0	0	58	20	0.000	0	0	
CC2 .MANUAL	. 59	59	0.925	0	0	58	20	0.000	0	0	
CC3 .MANUAL	. 100	100	0.925	0	0	99	20	0.000	0	0	
CC4 .MANUAL	. 75	75	0.925	0	0	74	20	0.000	0	0	
CC5 .MANUAL	. 71	72	0.925	0	0	70	35	0.000	0	0	
CC6 .MANUAL	. 99	98	0.925	0	0	98	35	0.000	0	0	
DL12 .MANUAL	. 22	22	0.910	0	0	28	15	0.000	0	0	
DL3 .MANUAL	. 24	24	1.000	0	0	76	20	0.000	0	0	
DL4 .NO-OPS	. 0	0	1.000	0	0	20	20	0.000	0	0	
EC .MANUAL	. 77	77	0.914	0	0	50	15	0.000	0	0	
ER .MANUAL	. 67	69	0.911	0	0	50	15	0.000	0	0	
HA .MANUAL	. 190	192	0.913	0	0	50	15	0.000	0	0	

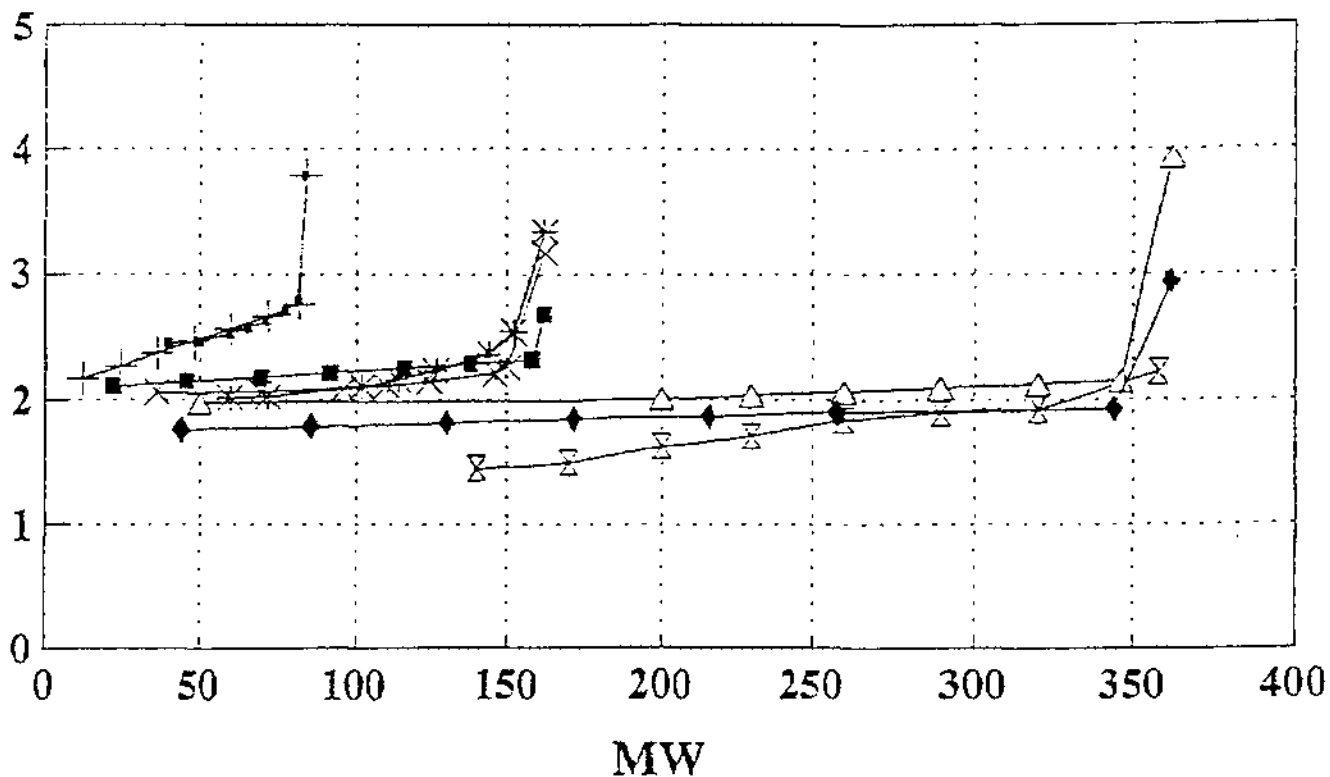
ORIENTAL GENERACION POR UNIDAD

MODO CONTROL	GEN. ACT	P. BASE ECON MW	FACT. PENAL PU	ALTO ECON MW	BAJO ECON MW	ALTO OPER MW	BAJO OPER MW	FACT. PART. PU	MARG REG, MW	COSTO MARG \$/MWH
AREA MEDIDA	.4930 1973			1903 0	1679 0	8415 0	3110 0		170	
TUV1	.ECONOM	. 339	345 0.946	350	339	355	175	0.207	15	54
TUV2	.MANUAL	. 345	347 0.946	0	0	355	175	0.000	0	0
TUV3	.MANUAL	. 211	208 0.946	0	0	354	175	0.000	0	0
TUV4	.MANUAL	. 211	208 0.946	0	0	354	175	0.000	0	0
PEA1	.NO-DTS	. 0	0 1.000	0	0	105	0	0.000	0	0
PEA2	.MANUAL	. 68	68 0.999	0	0	105	50	0.000	0	0
PEA3	.MANUAL	. 5	5 1.000	0	0	105	6	0.000	0	0
PEA4	.MANUAL	. 71	71 0.999	0	0	105	50	0.000	0	0
LAV1	.MANUAL	. 1	1 0.941	0	0	640	1	0.000	0	0
LAV2	.MANUAL	. 597	579 0.941	0	0	643	5	0.000	0	0
PRI	.MANUAL	. 61	62 1.000	0	0	118	20	0.000	0	0
DBC	.MANUAL	. 211	212 0.952	0	0	350	120	0.000	0	0
MZT	.NO-DIS	. -2	0 1.000	0	0	220	-2	0.000	0	0
TMU	.MANUAL	. 132	133 0.949	0	0	140	20	0.000	0	0
CRL	.MANUAL	. 32	31 0.872	0	0	520	36	0.000	0	0

INGRESO E GENERACION POR UNIDAD

	MODO CONTROL	GEN ACT NW	P.BASE ECON NW	FACT. PENAL PU	ALTO ECON NW	BAJO ECON NW	ALTO OPER NW	BAJO OPER NW	FACT. PART. PU	MARG. REG. NW	COSTO MARG.
AREA		.1122			302	280	1578	698		18	
MEDIDA		126			0	0	0	0			
EFU1	.MANUAL	. 18	18	1.033	0	0	18	12	0.000	0	0
EFU2	.MANUAL	. 19	19	1.033	0	0	18	12	0.000	0	0
EFU3	.MANUAL	. 21	20	1.033	0	0	18	12	0.000	0	0
BRT	.MANUAL	. 42	42	0.968	0	0	54	5	0.000	0	0
PBU	.MANUAL	. 0	41	0.968	0	0	54	5	0.000	0	0
DDM	.IND-DIS	. 0	0	1.000	0	0	57	0	0.000	0	0
ICA	.MANUAL	. 0	0	0.977	0	0	155	0	0.000	0	0
TRD	.IND-DIS	. 42	0	1.014	0	0	35	16	0.000	0	0
SLA	.DISPON	. 0	0	0.951	0	0	12	6	0.000	0	0
NRI	.DISPON	. -2	0	0.977	0	0	6	5	0.000	0	0
RBS	.MANUAL	. -0	15	0.949	0	0	50	15	0.000	0	0

CURVAS DE CONSUMO INCREMENTAL



— PGD 1

+ PGD 2

* PGD 3

■ PGD 4, SLM 2, PLD 3, 4

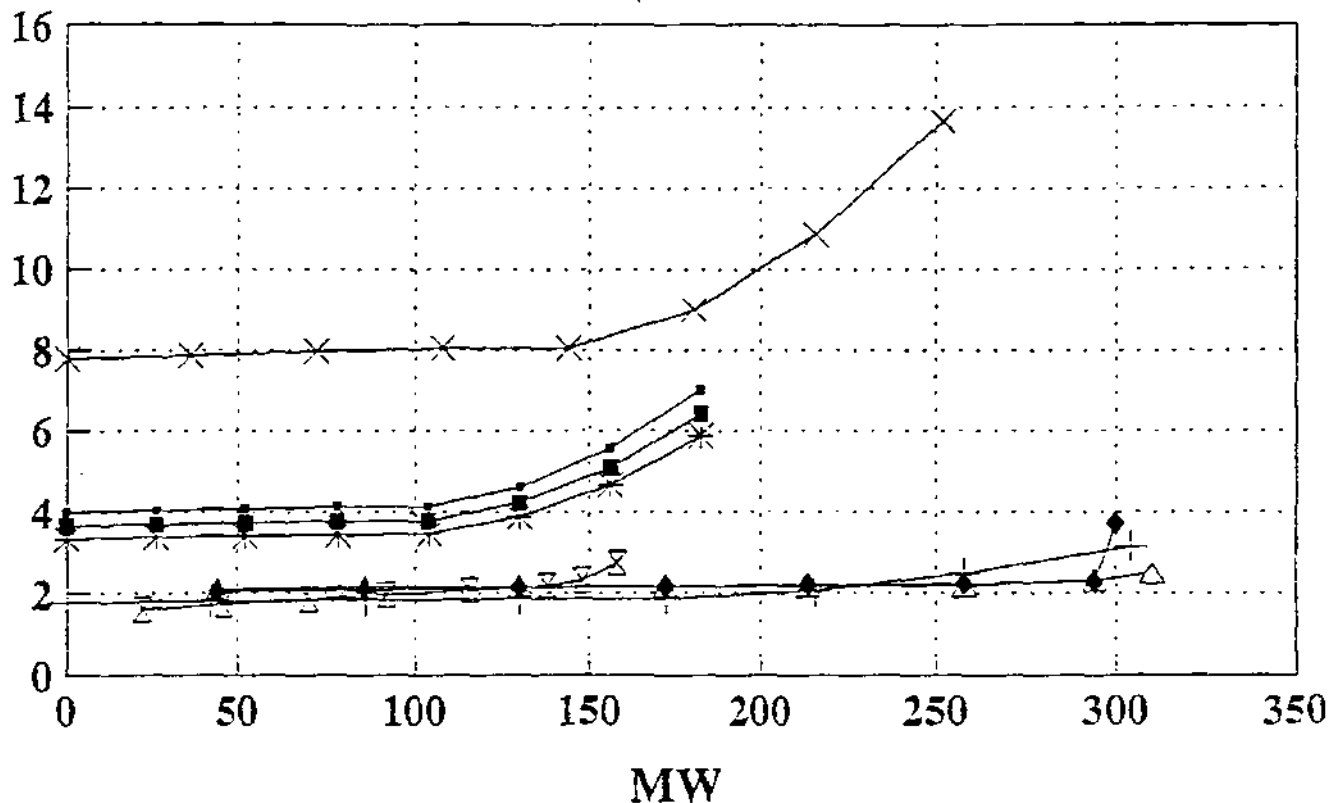
× PLD 1, 2

◆ VDR 1

△ VDR 2, TLV 1, 2

⊗ MND 2

MODELOS EQUIVALENTES DE CONSUMO INCREMENTAL, PARA UNIDADES HIDROELECTRICAS



→ INF P, MPS P + VIL1, MMT P * ANG P ■ PEA P

▲ TIX 2.45 ALT ▽ VAE 1.2.2

4.4.8 El (DER) y su Relación con otros Programas

El programa de despacho económico tiene como función definir el esquema de generación óptimo para el sistema eléctrico, cumpliendo con un conjunto definido de restricciones operativas, tales como: Flujo en Línea, Reserva en Áreas, etc.

El objetivo del CI es continuar el control económico del sistema hasta una nueva actualización de puntos base por parte del Despacho Económico. Para la operación del CI se establece una interfaz entre el DER y los Controles Automáticos de Generación (CAG) en cada CCA.

El DER entrega en cada ejecución la siguiente información:

Para CI:

- a) La potencia base de intercambio neto de cada área.
- b) Los factores de sensibilidad del área para cambios en demanda interna del sistema y en el intercambio programado con sistemas externos.
- c) La potencia programada de intercambio de cada área del sistemas externos en el momento de ejecución del DER.

Para CAG:

- a) Punto base económico de los generadores.
- b) Factores de participación para cada unidad despachable (restringidos y No restringidos).
- c) Límites económicos de generación alto y bajo para unidades desechables.

El CI por su parte entrega a la base de datos los resultados de la tabulación de intercambios negociados con sistemas externos. Esta información es considerada por el DER para definir el próximo cambio en el intercambio externo del sistema y en base a dicho valor determinar los factores de sensibilidad externos de las áreas.

CAPÍTULO CINCO

5. CONTROL AUTOMÁTICO DE GENERACIÓN

En la operación de sistemas de potencia uno de los problemas más importantes es el control de generación. Los objetivos principales de estos esquemas tratan de obtener buena regulación de frecuencia y economía en la asignación de generación.

Para un cambio de carga, los sistemas de gobernación de las unidades generadoras dan lugar, en estado estable, a una desviación de velocidad o frecuencia, de acuerdo a su característica de regulación, lo que se conoce como regulación primaria. Por lo cual, para devolver al generador a su frecuencia nominal, será necesario cambiar se referencia de carga en forma automática o manual, a esta acción se le denomina regulación secundaria.

En un sistema de potencia real con cientos de generadores operando en línea, la regulación secundaria resulta ser una labor compleja y difícil de realizar en forma manual por los operadores del sistema. A esto se suman los criterios económicos que tienen una importancia relevante para optimizar costos de operación, al efectuar el reparto de carga entre los generadores.

Para cumplir el doble compromiso de lograr el control de la frecuencia y la optimización de los costos de operación, el control automático de generación (CAG) se ha hecho una herramienta indispensable en los Centros de Control Modernos. En este trabajo se presentan los conceptos básicos del CAG, los posibles modos de operación, además se incluyen comentarios generales extraídos de las filosofías utilizadas en la industria para el diseño e implantación de algoritmos de control de generación.

6.1 CRITERIOS NERC PARA EL CONTROL AUTOMÁTICO DE GENERACIÓN

1.- No deben transcurrir más de 10 minutos sin que el error de control de área cruce por cero . Durante cada hora se calcula el número de veces que el error de control de área falla en cruzar por cero e intervalos de 10 minutos.

2.- Se divide la hora en intervalos de 10 minutos se calcula la desviación promedio del error de control de área para cada intervalo y se lleva un conteo para cada hora , del número de veces que la desviación promedio excede su límite. Se calcula también el por ciento del tiempo durante el día en que la desviación promedio esta dentro su límite.

3.-Se calcula para cada hora el número de veces que el error de control de área excede su límite. Se calcula también el por ciento del tiempo durante el día en que el error de control de área cruzo por cero dentro de su límite de 10 minutos.

5.2 REGULACIÓN PRIMARIA Y SECUNDARIA DEL CONTROL AUTOMÁTICO DE GENERACIÓN

REGULACIÓN PRIMARIA.

Ante una variación de la demanda, la respuesta natural del sistema tiende a mantener el balance Generación-Carga, pero a diferente frecuencia.

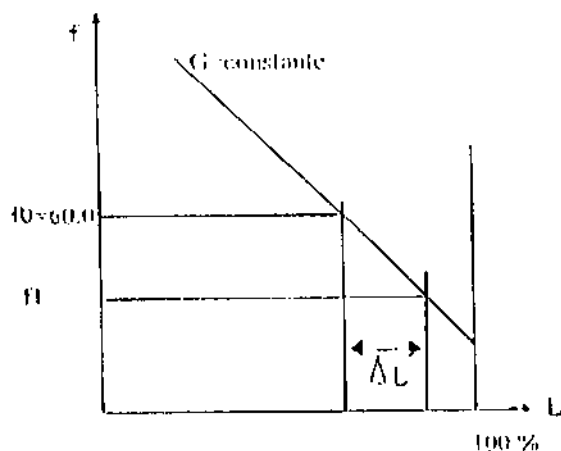


Fig. 5.1 Regulación Primaria.

REGULACIÓN SECUNDARIA.

Consiste en asignar un nuevo punto de operación en las unidades generadoras para mantener el balance Generación-carga al valor de frecuencia programada.

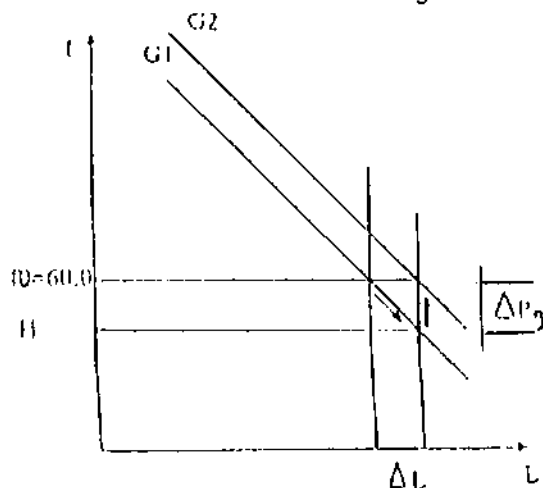


Fig. 5.2 Regulación Secundaria

5.3 OBJETIVOS DEL CONTROL AUTOMÁTICO DE GENERACIÓN

El Control Automático de Generación (CAG) tiene tres objetivos primarios, los cuales en orden de importancia son:

- I. **Mantener la frecuencia del sistema en el valor deseado.**

- II. **Mantener el intercambio neto de potencia activa entre áreas de control en el valor programado.**

- III. **Realizar el reparto o focalización de carga entre los generadores pertenecientes a cada área de control en los valores deseados para optimizar costos de operación.**

El alcance de los dos primeros objetivos del CAG se muestra gráficamente en la figura 5.3, donde se analiza la respuesta de un sistema formado por dos áreas A y B interconectadas entre sí, ante un cambio de carga en el área A. Las variables que se grafican son la potencia activa entregada por una unidad equivalente del área A, el flujo de potencia activa en el enlace y la frecuencia en el área, tanto para el caso en que no existe CAG como en el caso en que se tiene implantado.

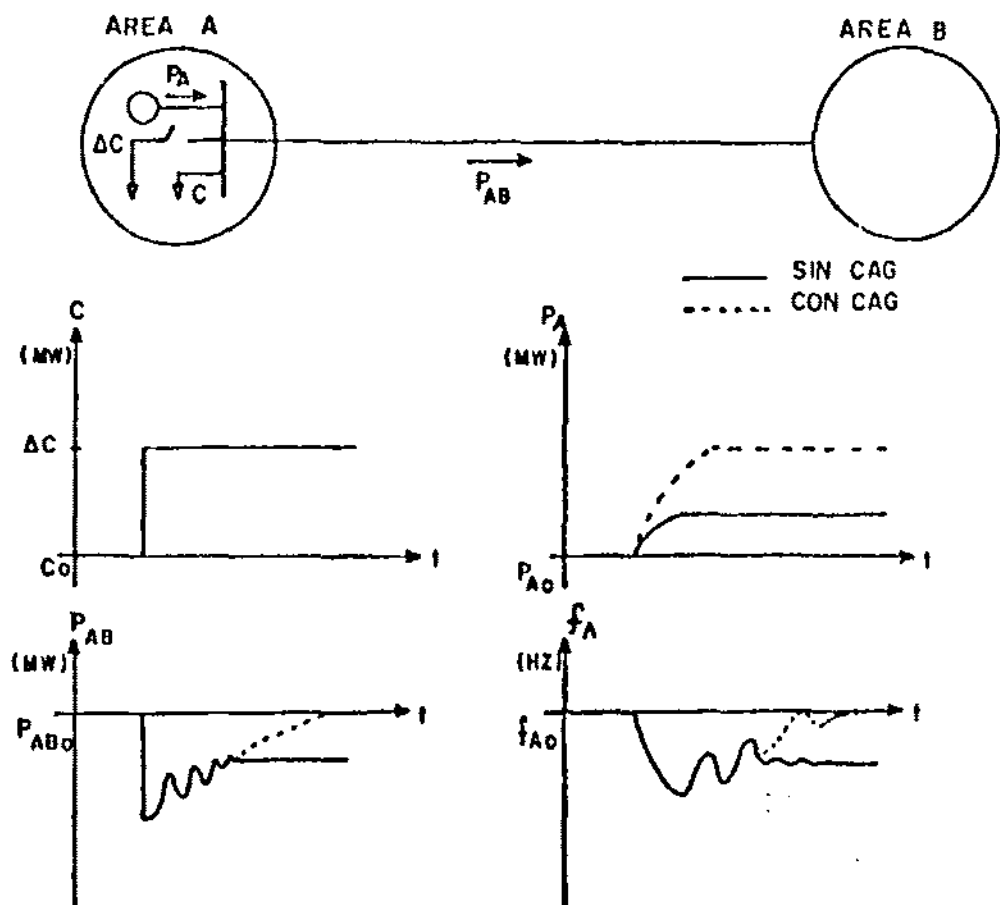


Fig. 5.3 Efectos del CAG en el control de Generación.

Como se puede observar en la figura 5.3, el CAG mueve la característica natural de gobernación del área A, ejerciendo una función de regulación secundaria para reducir el error de frecuencia y de intercambio a cero.

El alcance del tercer objetivo del CAG, se muestra en la figura 5.4, el sistema mostrado es idéntico al de la figura 5.3, sólo que ahora se consideran dos unidades de generación en el área A. En este caso se puede observar cómo aunque las unidades responden en forma parecida al inicio del disturbio, el CAG corrige la generación de cada unidad de tal forma que la más económica (P_1) sea quien al final absorba la mayor parte del disturbio.

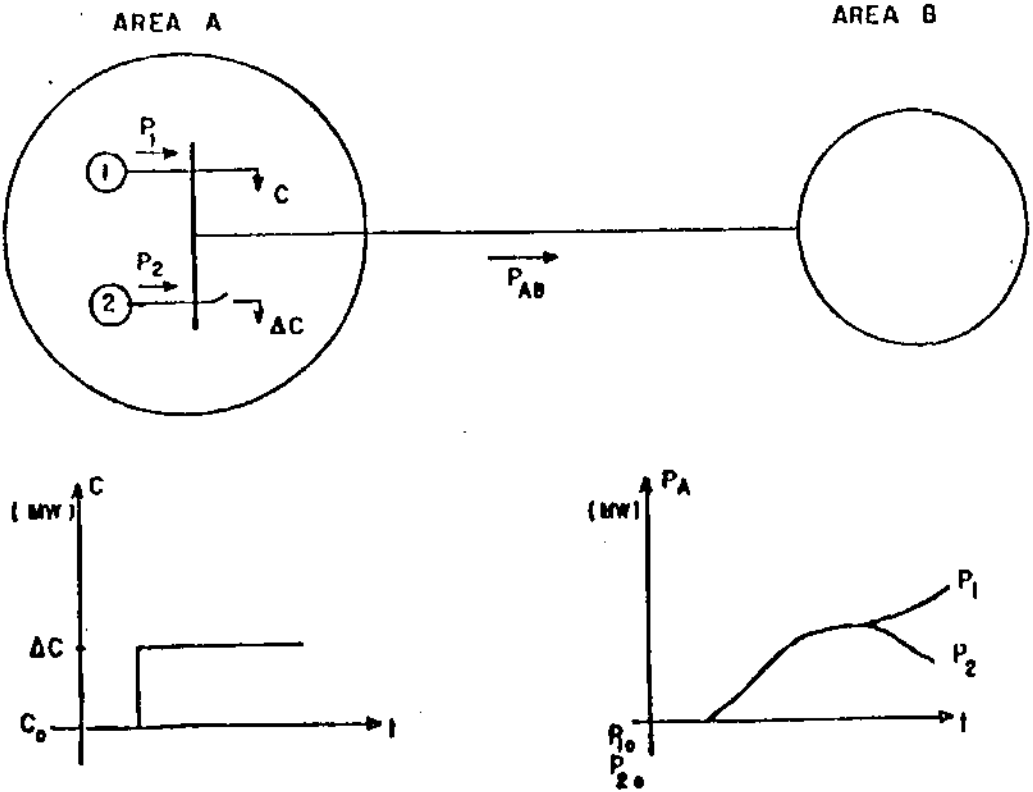


Figura 5.4 Reparto económico de carga mediante el CAG.

5.4 MODOS DE OPERACIÓN DEL CONTROL AUTOMÁTICO DE GENERACIÓN

El CAG logra sus objetivos minimizando una variable conocida como Error de control de Área (ECA) a través de tres posibles modos de control:

5.4.1 Control de Frecuencia Constante

Aquí el ECA se define como:

$$ECA = B (f_0 - f) \quad (5.1)$$

Donde:

- B Factor de conversión (MW/Hz) del error de frecuencia a MW
- f Frecuencia actual del Área (Hz)
- f₀ Frecuencia deseada del Área (Hz).

5.4.2 Control de Intercambio Neto Constante

El ECA para este modo se define como:

$$ECA = T_0 - T \quad (5.2)$$

Donde:

- T Intercambio actual con otras áreas
- T₀ Intercambio deseado con otras áreas.

5.4.3 Control de Intercambio Neto y Frecuencia, (Tie-Line Bias Control)

Aquí el ECA se define como:

$$ECA = (T_0 - T) + B (f_0 - f) \quad (5.3)$$

En la figura 5.5 se muestran los tres modos de control para un sistema de dos áreas similar al de la figura 5.3. En este caso, sólo se muestra la frecuencia del área A y el flujo de potencia en el enlace para diferentes valores de B. En la figura 5.5(a) el valor de B es cero, lo cual corresponde a un control de intercambio plano o constante. En la figura 5.5(b) se considera el caso de un control de frecuencia plano o constante. Finalmente en la figura 5.5(c), se muestra el control de intercambio y frecuencia. Es precisamente este último modo de control el que cumple con los dos primeros objetivos del CAG mencionados.

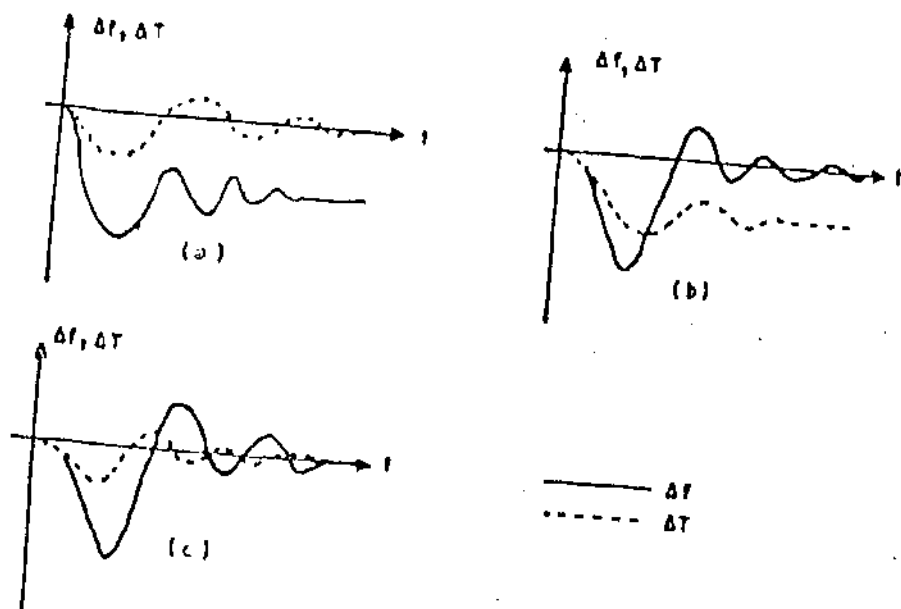


Figura 5.5 Modos de Operación del CAG.

- a) Intercambio neto constante
- b) Frecuencia constante
- c) Intercambio neto y frecuencia

Es importante hacer notar que el valor de B es crítico para hacer una ponderación adecuada del error de frecuencia del área. El estándar manejado por la industria norteamericana fija este valor igual al de la característica de regulación combinada del área (β).

$$B = \beta = (1/R + D)$$

(5.4)

Donde:

- R Regulación del área en estado estable en Hz / MW
- D Factor de amortiguamiento de la carga del área en MW / Hz.

Cuando el valor de B se hace igual a β , se trata de que en estado estable el área con disturbio realice los cambios de generación sin afectar al resto del sistema. Esto se puede ejemplificar para el sistema mostrado en la figura 5.3, considerando en el área B una máquina equivalente.

Si no se considera el CAG, las ecuaciones de balance energético para cada área son:

$$\Delta P_A - \Delta C_A = (2H_A / f^0) d/dt(\Delta f_A) + D_A \Delta f_A + \Delta T_{AB} \quad (5.5)$$

$$\Delta P_B - \Delta C_B = (2H_B / f^0) d/dt(\Delta f_B) + D_B \Delta f_B + \Delta T_{BA} \quad (5.6)$$

Donde:

- H_A Constante de inercia del área A
- H_B Constante de inercia del área B
- f^0 Frecuencia nominal
- ΔT_{AB} Intercambio de potencia de AB

Para este análisis, se harán las siguientes consideraciones:

- i. Existe sólo un disturbio de cambio de carga en el área A, es decir:

$$\Delta C_B = 0 \quad (5.7)$$

- ii. En estado estable, el cambio de potencia generada está dado en función de la regulación del área, por lo tanto:

$$\Delta P_A = - \frac{1}{R_A} \Delta f_A \quad (5.8)$$

$$\Delta P_B = - \frac{1}{R_B} \Delta f_B \quad (5.9)$$

- iii. El cambio final de la frecuencia en ambas áreas es el mismo en estado estable.

$$\Delta f_A = \Delta f_B = \Delta f \quad (5.10)$$

- iv. El cambio final en el flujo de potencia en el enlace visto desde el área B es igual en magnitud pero de signo contrario al cambio visto del área A.

$$\Delta T_{AB} = -\Delta T_{BA} \quad (5.11)$$

Aplicando las consideraciones anteriores a las ecuaciones de balance energético, para estado estable ($d/dt = 0$).

$$(-1/R_A) \Delta f - \Delta C_A = D_A \Delta f + \Delta T_{AB} \quad (5.12)$$

$$(-1/R_B) \Delta f = D_B \Delta f - \Delta T_{AB} \quad (5.13)$$

Manipulando las ecuaciones anteriores, el cambio en el enlace está dado por:

$$\Delta T_{AB} = - [\Delta C_A (1/R_B + D_B)] / [(1/R_B + D_B) + (1/R_A + D_A)] \quad (5.14)$$

y el cambio en frecuencia es;

$$\Delta f = -\Delta C_A / [(1/R_A + D_A) + (1/R_B + D_B)] \quad (5.15)$$

Con base en lo anterior, el ECA de cada área está dado por:

$$ECA_A = (T_{O_{AB}} - T_{AB}) + B_A(f_0 - f_A) \quad (5.16)$$

$$ECA_B = (T_{O_{BA}} - T_{BA}) + B_B(f_0 - f_B) \quad (5.17)$$

En la condición de equilibrio antes del disturbio, se supone que los intercambios y las frecuencias reales están en sus valores nominales. Una vez ocurrido el disturbio; los valores de los intercambios y las frecuencias están dados por:

$$T_{AB} = T_{O_{AB}} + \Delta T_{AB} \quad (5.18)$$

$$T_{BA} = T_{O_{BA}} + \Delta T_{BA} = T_{O_{BA}} - \Delta T_{AB} \quad (5.19)$$

$$f_A = f^0 + \Delta f \quad f_B = f^0 + \Delta f \quad (5.20) \text{ y } (5.21)$$

Sustituyendo 5.18, 5.19, 5.20 y 5.21 en 5.16 y 5.17

$$ECA_A = -\Delta T_{AB} - B_A \Delta f \quad (5.22)$$

$$ECA_B = \Delta T_{AB} - B_B \Delta f \quad (5.23)$$

Si se hace que:

$$B_A = \beta_A = \left(\frac{1}{R_A} + D_A \right) \quad (5.24)$$

$$B_n = \beta_n = \left(\begin{matrix} 1 \\ R_n + D_n \end{matrix} \right) \quad (5.25)$$

Sustituyendo:

$$ECA_i = \Delta C_i \quad ECA_n = 0 \quad (5.26) \text{ y } (5.27)$$

Así, se puede concluir que sólo el área donde ocurre el disturbio tendrá un ECA igual en magnitud al disturbio y las áreas restantes no serán afectadas.

5.4.4 Ejemplos

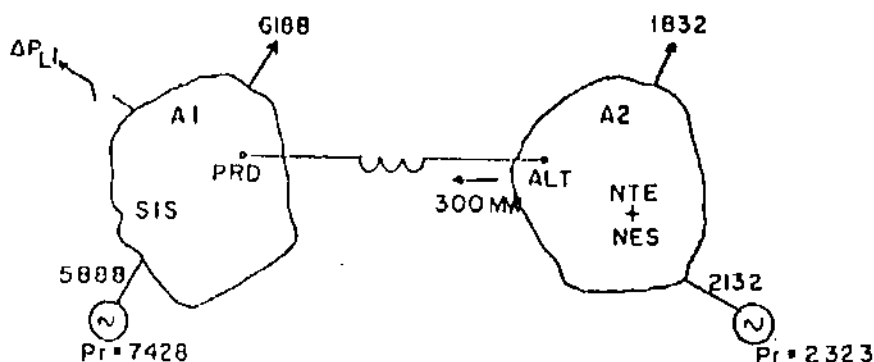
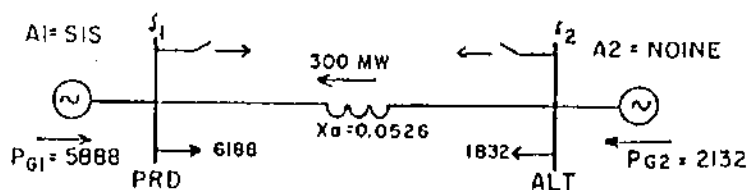


Fig. 5.6 Representación del SIN

Partiendo de las condiciones de carga media (aproximadamente a las 12 hrs.) se representa al SIN como un sistema eléctrico formado por dos áreas, (fig. 5.6). En la figura 5.7 se muestran los parámetros utilizados.

Ejemplo 1.

Comportamiento con regulación de $R = 10\%$ en ambas áreas. Encontrar Δf_1 y Δf_2 para un incremento de carga de 300 MW en el SIS, aportación en MW de cada área con los Δf_1 y Δf_2 calculados y el flujo de potencia activa (MW) del enlace.



$$P_{r1} = 7428 \text{ MW}$$

$$P_{r2} = 2323 \text{ MW}$$

$$D_1 = 1.7\%$$

$$D_2 = 1.7\%$$

$$r_1 = 10\%$$

$$r_2 = 10\%$$

$$H_1 = 3.71 \text{ seg.}$$

$$H_2 = 3.43 \text{ seg.}$$

Fig.5.7 Parámetros Utilizados en la Simulación.

A) Cálculo de Δf_1 y Δf_2 para un incremento de carga en SIS de 300 MW

$$D_{1eq} = \frac{(D_1\%) (P_{D1} + \Delta P_{D1})}{(1\%) (f_n)}$$

$$D_{1eq} = \frac{(1.7/100) (6188 + 300)}{(1/100) (60)} \frac{MW}{Hz}$$

$$D_{1eq} = 183.8 \frac{MW}{Hz}$$

$$R_{1eq} = \frac{(R_1\%) (f_n)}{P_{r1}}$$

$$R_{1eq} = \frac{(10/100) (60)}{7428} \frac{Hz}{MW} = 0.000808 \frac{Hz}{MW}$$

$$\frac{1}{R_{1eq}} = 1238 \frac{MW}{Hz}$$

$$\beta_{1eq} = D_{1eq} + \frac{1}{R_{1eq}}$$

$$\beta_{1eq} = 183.8 + 1238$$

$$\beta_{1eq} = 1421.8 \frac{MW}{Hz}$$

$$D_{2eq} = \frac{(1.7/100)(1832)}{0.6} = 51.9 \frac{MW}{Hz}$$

$$R_{2eq} = \frac{(10/100) (60)}{2323} = 0.002583 \frac{Hz}{MW}$$

$$\frac{1}{R_{2eq}} = 387.2 \frac{MW}{Hz}$$

$$\beta_{2eq} = 51.9 + 387.2$$

$$\beta_{2eq} = 439.1 \frac{\text{MW}}{\text{Hz}}$$

$$\beta_{Teq} = \beta_{1eq} + \beta_{2eq}$$

$$\beta_{Teq} = 1421.8 + 439.1$$

$$\beta_{Teq} = 1860.9 \frac{\text{MW}}{\text{Hz}}$$

$$\Delta f_1 = \Delta f_2 = \frac{(\Delta P_{G1} - \Delta P_{L1}) + (\Delta P_{G2} - \Delta P_{L2})}{\beta_{Teq}}$$

$$\Delta f_1 = \frac{(0-300) + (0-0)}{1860.9} \text{ Hz}$$

$$\Delta f_1 = -0.161 \text{ Hz}$$

$$f_{\text{final}} = f_{\text{inicial}} + \Delta f$$

$$f_{\text{final}} = 60.000 - 0.161 \text{ Hz}$$

$$f_{\text{final}} = 59.839 \text{ Hz}$$

B) ¿Cuánto aportó en MW cada área si $\Delta f_1 = \Delta f_2 = -0.161 \text{ Hz}$?

$$\Delta P \text{ área } 1 = -\beta_{1eq} \Delta f$$

$$\Delta P \text{ área } 1 = -(1421.8) (-0.161)$$

$$\Delta P \text{ área } 1 = 228.9$$

$$\Delta p \text{ área } 2 = -\beta_{2eq} \Delta f$$

$$\Delta p \text{ área } 2 = -(439.1) (-0.161)$$

$$\Delta p \text{ área } 2 = 70.7 \text{ MW} \approx 71.1 \text{ MW}$$

*Diferencia por aproximaciones

5.3 EL CAG Y SU RELACION CON OTROS PROGRAMAS.

El Control Automático de Generación es una función de aplicación residente en los Centros de Control de Área (CCA), su objetivo es controlar la regulación de cada área para mantener la frecuencia y el intercambio neto definido por el CI dentro de los límites tolerables. En su función de regulación el CAG aplica factores económicos para determinar la generación de las unidades en el área bajo su control.

El cálculo automático de intercambios (CI) determina el intercambio neto que deben cumplir los CAG's en cada área y para ello, CI y CAG cuentan con una Interfaz.

De los Centros de Control de Áreas al CENACE se transmiten cada 4 segundos las siguientes mediciones.

- Frecuencia actual
- Intercambio neto actual
- Generación total del área
- Incremento de la generación total del área.

La función Cálculo de Mediciones del CAG, en periodos de 4 segundos, evalúa estas mediciones y las trasmite al CENACE.

La interfaz del CAG con el CI comprende generadores despachables que participan en regulación y asistencia. Para estos generadores se determina la generación de operación cada N de ciclos de ejecución del CAG (típicamente $N = 2$).

CONCLUSIONES

Debo mencionar que el Despacho Económico y el Control Automático de Generación son dos herramientas importantísimas en el análisis de un sistema eléctrico de potencia porque con esto se puede lograr los objetivos para un buen funcionamiento, los cuales son; economía, seguridad y confiabilidad .

Actualmente es indispensable contar con un buen sistema eléctrico de potencia porque de lo contrario nos estaríamos enfrentando a un gran problema como los que viven actualmente algunos países como es, una gran falta de energía eléctrica debido a que no tomaron las medidas adecuadas, por esta razón se deben emplear herramientas que nos permitan obtener los objetivos antes mencionados y para ello necesitamos conocer algunos parámetros como; condiciones de operación del sistema eléctrico de potencia en tiempo real, un esquema de generación en forma preventiva y de planeación, el costo total de generación por energéticos incluyendo el transporte, considerar el factor de penalización por pérdidas de transmisión, cálculo del factor de participación en la regulación de frecuencia y intercambio neto de potencia entre áreas de control, cálculo de límites económicos mínimo y máximo, mantener la frecuencia entre los límites 59.95 Hz y 60.05 Hz ya que el ideal es 60 Hz (hay que recordar que frecuencia no debe pasar del \pm 5% de su valor nominal y que el voltaje no debe pasar del \pm 10% de su valor nominal) y optimizar costos. Y Todo lo mencionado lo podemos obtener del Despacho Económico y Control Automático de Generación, como se puede constatar en el contenido de este trabajo.

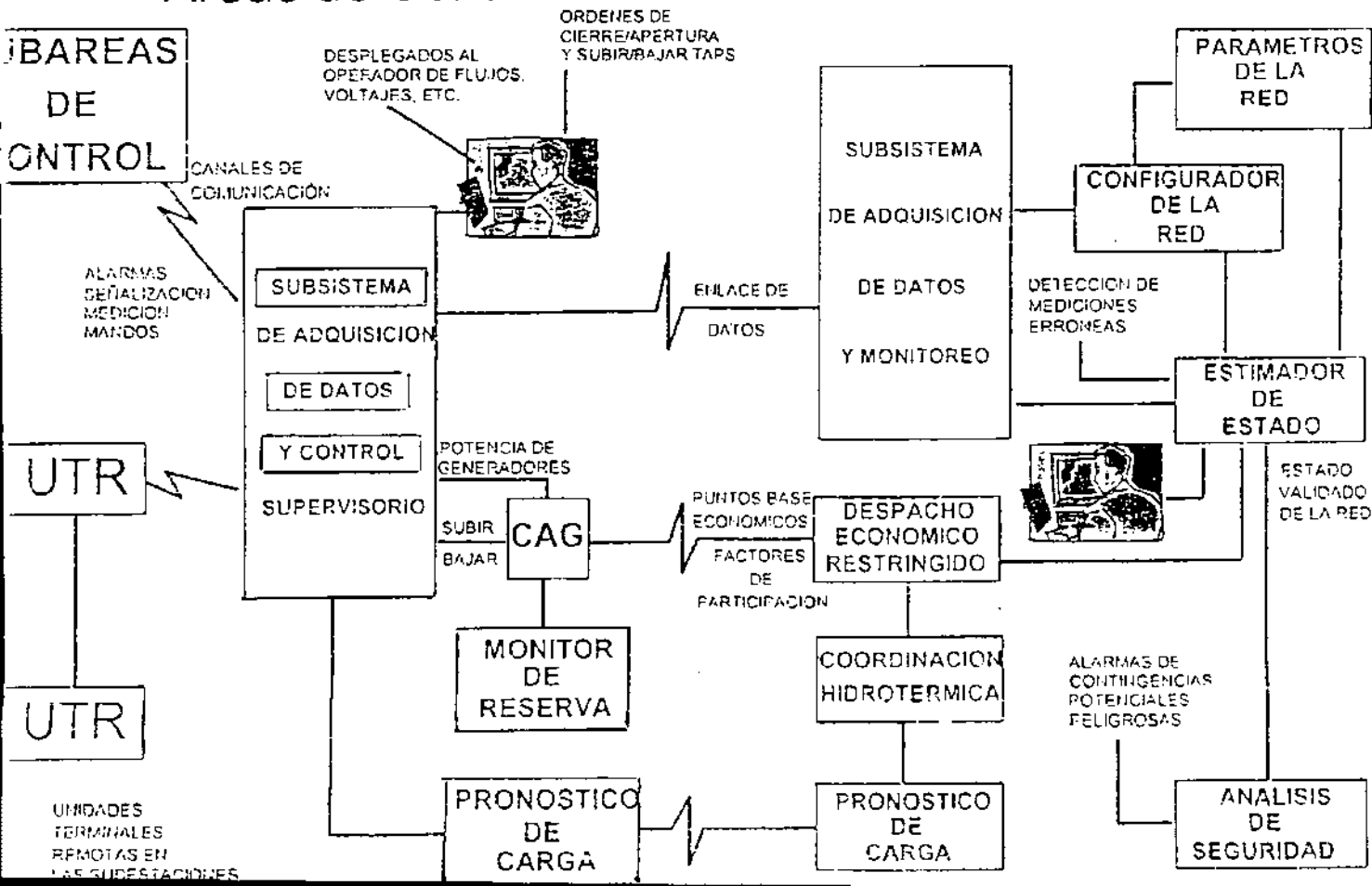
Es importante mencionar que los objetivos planteados al inicio en este trabajo, fueron cumplidos satisfactoriamente y esto se puede observar en los diferentes capítulos que se trataron, es decir se logró demostrar; como lograr un punto base óptimo de generación de potencia, como mantener la frecuencia en el valor deseado, el intercambio neto de potencia entre áreas de control a un valor deseado y un buen reparto de cargas entre los generadores de cada área de control, y sobre todo el cumplimiento de los objetivos ya mencionados es decir economía, seguridad y confiabilidad.

Afortunadamente el Despacho Económico y el Control Automático de Generación se encuentran implementados en el Centro Nacional de Control de Energía, cumpliendo satisfactoriamente todos los objetivos, para un buen funcionamiento de nuestro Sistema Eléctrico Nacional de potencia.

Sistema de Control en Tiempo Real

Áreas de Control

Centro Nacional



GLOSARIO

Calidad.-Propiedad o conjunto de propiedades inherentes a una cosa, que permiten apreciarla como igual, mejor o pero que las restantes de su especie. En sentido absoluto, buena, superioridad o excelencia.

Carga.-Peso sostenido por una estructura. Repuesto de cierto material contenido en un depósito o chasis que se emplea para proveer de dicho material a determinados utensilios que lo consumen periódicamente.

Carga eléctrica. La carga global de un sistema esta constituida por un gran número de cargas individuales de diferentes clases (Industrial, comercial, residencial). En general una carga absorbe potencia real y potencia reactiva; es el caso por ejemplo de un motor de inducción. Naturalmente, las cargas puramente resistivas (lámparas incandescentes, calefactores eléctricos) absorben únicamente potencia real. **Generación de energía.**- Se llama planta de generación a toda estación que transforma una energía primaria dada, en otra forma de energía utilizable, eléctrica en nuestro caso, cualquiera que sea la fuente de energía primaria utilizada, la clase de equipo de transformación de energía, llamado comúnmente de generación, las características de corriente y voltaje obtenidas en los circuitos de utilización, las distancias de transmisión de energía y el área que cubra el suministro. El nombre centrales eléctricas es más restrictivo, limitándose a las plantas de generación destinadas a abastecer un área más o menos extensa por medio de múltiples líneas de transmisión y estaciones de distribución, aunque la potencia generada sea relativamente pequeña.

Confiabilidad.-Calidad de confiable. Fiabilidad, probabilidad de buen funcionamiento de una cosa.

Control.- Inspección, dominio, mando, preponderancia e intervención

Control de frecuencia de la carga.-Regulación de la salida de potencia de los generadores eléctricos dentro de una zona determinada, como respuesta a los cambios en la frecuencia del sistema o carga en línea.

Control de la secuencia.-Método de control eléctrico mediante el cual una vez que se inició una acción, un cierto número de circuitos eléctricos funcionarán automáticamente en un orden prescrito.

Demanda.- Suplica, petición, ruego, solicitud. Acción de demandar lo que queremos obtener.

Demanda eléctrica.- La velocidad con que la energía eléctrica se entrega en a un sistema o es retirada del mismo, expresada en kilowatts, kilovoltamperes, u otra unidad adecuada, en un momento dado, o promediada durante un determinado período. La cantidad de energía requerida para satisfacer las necesidades de un determinado sector de la economía. período.

Distribución de energía.- De las subestaciones primarias parten las redes primarias de distribución a una tensión inferior a la utilizada para los grandes transportes. Las líneas a 45-60-80-120-150 kv son de longitud inferior a los 200 km. La malla de esta red es más corta que la de la red de transporte y lleva en sus vértices las subestaciones secundarias, para derivar la energía, y de transformación, que pueden alimentar bien las redes menores o a los usuarios más importantes como son las grandes industrias electroquímicas y electrometalúrgicas, que en algunos países, unidas a los ferrocarriles, absorben el 50% de la energía producida. La red secundaria de distribución es todavía una red a media tensión (6-10-15-20-30 kv). La malla ya densa de esta red, con las múltiples conexiones posibles, sirve para asegurar la energía a todo el sistema de baja tensión que tiene su centro vital en la cabina de transformación de baja tensión. En casos cada vez más frecuentes la red secundaria de distribución y quizás la misma red primaria se convierte en cable subterráneo hasta el interior de las grandes ciudades, creando así nodos muy importantes en el centro mismo del consumo. La entrega de energía a los usuarios se efectúa por las redes de distribución en baja tensión; el alumbrado, los aparatos domésticos y la diversidad de industrias que utilizan la electricidad, se sirven con la corriente a tensiones que varían entre 120 y 220 voltios para el alumbrado, y 380 a 500 voltios para la industria.

Economía.- Administración recta y prudente de los bienes. Riqueza pública, conjunto de ejercicios e intereses económicos. Poco costoso, que gasta poco; muy detenido en gastar.

Energía.- Capacidad para realizar trabajo. Toma formas tales como la potencial, la cinética, la térmica, la química, la eléctrica, la nuclear y la radiante. Algunas formas de energía pueden convertirse en otras formas, y todas ellas finalmente ser convertidas en calor.

Energía atómica.- La energía liberada por la reacción nuclear o por la desintegración radiactiva. La expresión preferida es la energía nuclear. Cuando se libera en cantidad suficiente y controlada, esta energía térmica puede convertirse en energía eléctrica.

Energía eléctrica.- Energía asociada con las cargas eléctricas y sus movimientos. Medida en Watt-Hora o Kilowatt-Hora(WH o KWH). Un WH es igual a 880

calorías. Calor disponible en la electricidad; un KWH es igual a 3412.97 unidades térmicas británicas.

Enlace.-Acción y efecto de enlazar o enlazarse; unión, conexión.

Enlace eléctrico.-La unión o adhesión que se crea entre partículas; también el enlace entre dos átomos debido a un par de electrones que resuenan o giran entre ellos. Si cada uno de los átomos suministra un electrón, la adhesión es atómica y no polar; si se conserva en forma desigual, es polar. Si uno de los átomos contribuye con ambos electrones, la adhesión es molecular.

Generación de energía.- Se llama planta de generación a toda estación que transforma una energía primaria dada, en otra forma de energía utilizable, eléctrica en nuestro caso, cualquiera que sea la fuente de energía primaria utilizada, la clase de equipo de transformación de energía, llamado comúnmente de generación, las características de corriente y voltaje obtenidas en los circuitos de utilización, las distancias de transmisión de energía y el área que cubre el suministro. El nombre centrales eléctricas es más restrictivo, limitándose a las plantas de generación destinadas a abastecer un área más o menos extensa por medio de múltiples líneas de transmisión y estaciones de distribución, aunque la potencia generada sea relativamente pequeña.

Línea corta.- No más de 60 km de longitud, Voltajes no mayores de 40 kv, Capacitancia de la línea despreciable, Cada fase pueda representarse por una impedancia en serie igual a la impedancia por unidad de longitud multiplicada por la longitud de la línea.

Líneas largas.-Más de 250 km de longitud, Voltaje mayor a 220 kv, es necesario considerar las constantes distribuidas a lo largo de la línea.

Línea medía.- Longitud comprendida entre 60 y 250 km, Voltaje no mayor que 220 kv, Capacitancia concentrada en uno o en varios puntos de la línea.

Seguridad.- Calidad de seguro, confianza u obligación de indemnidad a favor de uno, regularmente en materia de interés libre y exento de todo peligro, daño o riesgo. Firme, constante y que no está en peligro de faltar o caerse.

Sistema.-Conjunto ordenado de normas y procedimientos acerca de determinada materia.

Sistema eléctrico.- Un sistema de energía eléctrica consiste en una gran diversidad de cargas eléctricas repartidas en una región, en las plantas generadoras, para producir la energía eléctrica consumida por las cargas, una red de transmisión y de distribución para transportar esa energía de las plantas

generadoras a los puntos de consumo y todo el equipo adicional necesario para lograr que el suministro de energía se realice.

Transmisión de energía.- Las líneas que forman la red primaria de transmisión tienen por cometido fundamental el permitir la utilización de la energía producida aún a largas distancias. Las grandes redes de transmisión han asumido una importancia cada día mayor porque, para el aprovechamiento de las corrientes de agua, se han tenido que construir las centrales en lugares alejados de los centros de consumo. La distancia del transporte se ha ido haciendo mayor a medida que los manantiales de energía hidráulica, todavía disponibles, iban siendo más escasos y distantes. Se ha pasado por ello de unas pocas decenas de kilómetros, al comienzo de la industria eléctrica, a centenas de kilómetros en las líneas recientes. En los últimos años se ha discutido el problema de la mayor o menor conveniencia de efectuar el transporte de energía a altísima tensión, en forma de corriente continua o de corriente alterna. La corriente continua tiene muchas ventajas sobre la corriente alterna; a igualdad de potencia, por ejemplo, todo el aislamiento con respecto a tierra y, por consiguiente, su costo puede ser disminuido en un 40% con respecto a la corriente alterna.

BIBLIOGRAFÍA.

- 1.- F. Aboytes, Ed. "Análisis del Sistema de Potencia. Tópicos Selectos" F.I.M.E., Universidad Autónoma de Nuevo León, Monterrey, N.L., México 1990.
- 2.- H.W. Dommel, W.F. Tinney, "Optimal Power Flow Solutions, " IEEE Trans on Power Apparatus and Systems, Vol PAS-87, No. 10, Oct. 1968, pp1868-1876
- 3.- A.M. Sasson, F. Villoria, F. Aboytes, "Optimal Load Flow Solution Using the Hessian Matrix", IEEE PICA, 1971.
- 4.- Y. Ohaba "Optimal Power Flow", Notas de Energy Systems Research Center, University of Texas at Arlington, 1998.
- 5.- Atif S. Debs, "Modern Power Systems Control and Operation", Kluwer Academic Publishers, 1988.
- 6.-A. J. Wood, B. F. Wollenberg, "Power Generation Operation and Control", John Willer and Sons, 1984.
- 7.- F. S. Hiller, G. J. Lieberman, "Introduction to Operation Research", 5th Edition, McGraw-Hill Book Co., 1990.
- 8.- Kichmayer, Economic Dispatch, New York, McGraw Hill, 1965.
- 9.- Sullivan Robert Lee. power System planning, New York, México, MacGraw~cGraw Hill, 1977.
- 10.- Stevenson Wuhan D Jr. Element of power system analysis, New York, 6a ed. McGraw hill.
- 11.- Elgerd Olle Ingeman. Electric energy Systems theory, New York, 1979.
- 12.- Enriquez Harper Gilberto. Análisis Moderno de sistemas Eléctricos de potencia, 2a ed. México, Limusa 1981.
- 13.- Manual de operación del programa de Dantzig-Wolfe, Texas, 1984