



135  
Zejeu

**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO**

**FACULTAD DE INGENIERIA**

**SISTEMA ELECTRICO NACIONAL**

**T E S I S**

**QUE PARA OBTENER EL TITULO DE  
INGENIERO MECANICO ELECTRICISTA**

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

**ERIC GUSTAVO MORALES ZAPATA**

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



México, D. F.

1995

**FALLA DE ORIGEN**

**TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN**



Universidad Nacional  
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

**Biblioteca Central**



**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.

**A mis queridos Padres :**

**Fernando A. Morales Pineda.  
Mercedes Zapata de Morales.**

**A mis hermanos y sobrinos :**

**Mónica M. Morales Zapata.  
Fernando E. Morales Zapata.  
Perla J. Morales Zapata.  
Oscar E. Morales Zapata.  
Cristina M. Trejo Morales.  
A. Antonio Trejo Morales.**

**Al Ingeniero Eduardo Carranza Torres.  
Por su ayuda brindada como director de  
la presente Tesis.**

**A TODOS :**

**Los que me ayudaron y apo  
yaron en la elaboración -  
de la presente Tesis.**

OBJETIVO : CONOCER COMO SE ENCUENTRA DISEÑADO Y ----  
ORGANIZADO EL SISTEMA ELECTRICO NACIONAL.

## INDICE

Pág.

### 1. - INTRODUCCION :

ANTECEDENTES HISTORICOS DE LA ELECTRICIDAD.....	1
ANTECEDENTES HISTORICOS DE LA ELECTRICIDAD EN MEXICO.....	4
ANTECEDENTES HISTORICOS LA COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD.....	8
ANTECEDENTES HISTORICOS DEL CENTRO NACIONAL DE CONTROL DE ENERGIA.....	10
EXPLICACION GENERAL DEL SISTEMA ELECTRICO NACIONAL.....	19

### 2. - CONCEPTOS ELECTRICOS BASICOS :

ANTECEDENTES GENERALES DE ELECTRICIDAD.....	28
CONCEPTO Y CLASIFICACION DE LINEAS.....	55
CONCEPTO Y CLASIFICACION DE FALLAS.....	57
CONCEPTO Y CLASIFICACION DE INTERRUPTORES.....	58
CONCEPTO Y CLASIFICACION DE TRANSFORMADORES.....	59
CONCEPTO DE SUBESTACION.....	62

### 3. - CLASIFICACION DE PLANTAS GENERADORAS :

TIPOS DE PLANTAS GENERADORAS EN EL SISTEMA ELECTRICO NACIONAL .....		76
PLANTAS GENERADORAS TERMoeLECTRICAS.....		80
PLANTAS GENERADORAS HIDROELECTRICAS.....		90
PLANTAS GENERADORAS GEOTERMICAS.....		97
PLANTAS GENERADORAS NUCLEOELECTRICAS.....		103
PLANTAS GENERADORAS EOLIELECTRICAS.....		109

### 4. - ESTRUCTURA GENERAL DEL SISTEMA ELECTRICO NACIONAL :

DIVISION DEL SISTEMA ELECTRICO NACIONAL.....	112
DIVISION DEL SISTEMA ELECTRICO NACIONAL MEDIANTE ENLACES.....	121
OTRAS CARACTERISTICAS DEL SISTEMA ELECTRICO NACIONAL.....	125

5. - PROGRAMAS DE APLICACION PARA EL CONTROL DE LA GENERACION  
DEL SISTEMA ELECTRICO NACIONAL :

FUNCION DEL CENTRO NACIONAL DE CONTROL DE ENERGIA DENTRO DE LA ESTRUCTURA GENERAL DEL SISTEMA ELECTRICO NACIONAL.....	131
DESPACHO ECONOMICO.....	138
CONTROL AUTOMATICO DE GENERACION.....	150
ESTIMADOR DE ESTADO.....	160
SISTEMA GENERADOR DE REPORTES.....	176

CONCLUSIONES.....	182
-------------------	-----

BIBLIOGRAFIA.....	189
-------------------	-----

GLOSARIO.....	192
---------------	-----

## PROLOGO :

Las empresas eléctricas enfrentan el reto de satisfacer la demanda creciente de energía eléctrica y de mejorar al mismo tiempo la calidad del servicio. Uno de los elementos necesarios para superarlo se relaciona con la planeación adecuada del crecimiento de los sistemas de generación, así como con su óptima operación, obteniéndose así una calidad deseada.

Además de su rápido crecimiento, que requiere una planeación efectiva para poder satisfacer adecuadamente la demanda, los sistemas de generación están expuestos a fenómenos inevitables como las descargas atmosféricas, y a problemas ocasionados por la operación de las redes e incluso a fenómenos que provocan los propios usuarios. Todas estas situaciones afectan la continuidad, calidad, economía y confiabilidad del suministro eléctrico y han motivado la búsqueda de innovaciones tecnológicas en diversos campos que permitan un mejor diseño, operación control y crecimiento de los sistemas de Generación.

El reto de proporcionar un servicio de mayor calidad a menor costo, obliga a las empresas eléctricas a mejorar sus herramientas de ingeniería que permitan atender las necesidades de expansión y operación de los sistemas de generación. La disponibilidad de tecnologías en las áreas de informática y telecomunicaciones permiten visualizar la integración de un sistema de administración de la generación estructurado alrededor de una base de datos corporativa que conjunte las diferentes necesidades de información de la red.

La Comisión Federal de Electricidad (CFE) desde hace varios años promueve el desarrollo y adaptación de nuevas tecnologías para solucionar los problemas concretos dentro del Sistema Eléctrico Nacional, para así poder llegar a ofrecer un servicio seguro, económico, con calidad y confiabilidad.

Es por esto que la Comisión Federal de Electricidad, mediante el Departamento de Desarrollo de Aplicaciones dependiente de la Gerencia de Sistemas de Información y Administración de Energía del Centro Nacional de Control de Energía ha integrado recursos informáticos, mediante programas de aplicación necesarios para la planeación y la operación en tiempo Real de la red eléctrica, enfocados a lograr los objetivos de calidad, economía, seguridad y confiabilidad en la generación y transmisión de energía eléctrica para una mejor operación del Sistema Eléctrico Nacional.

En el presente trabajo se muestran los diversos elementos que forman al Sistema Eléctrico Nacional, así como su estructura, y las diversas herramientas con que se cuentan para poder operar un sistema de esta magnitud, cumpliendo los objetivos de seguridad, economía, calidad y confiabilidad, para poder llegar de esta forma a conocer como se encuentra diseñado y organizado el Sistema Eléctrico Nacional.

## INTRODUCCION

## INTRODUCCION :

### 1.1.- ANTECEDENTES HISTORICOS DE LA ELECTRICIDAD :

La palabra electricidad deriva de la voz griega elektron, que significa ámbar. Tales de Mileto que vivió en dicha ciudad del Asia -- Menor en el siglo VI antes de Jesucristo, fue el primero en observar -- los fenómenos eléctricos. Frotando una barra de ámbar con un paño o una piel, la barra adquiría la notable propiedad de atraer objetos muy ligeros, como barbas de plumas o cabellos. El término electricidad no lo -- usaron los Griegos, fue introducido por el Inglés Gilbert de Colchester en el siglo XVI.



TALES DE MILETO

Sir William Gilbert de Colchester llevó a cabo cuidadosos -- estudios sobre las interacciones magnéticas, que publicó en su De magne -- te, el cual contiene una descripción de las esenciales propiedades cua -- litativas de los imanes. Estudió el magnetismo terrestre, concluyendo -- que la Tierra puede considerarse como un imán gigantesco con sus polos -- situados cerca del norte y del sur geográficos.

A fines del siglo XVII el físico alemán Otto Von Guericke -- intentó explicar la atracción entre los planetas y el Sol por interac -- ciones eléctricas. Aunque fracasó en estos intentos, descubrió que exis --

ten dos tipos de electricidad : la resinosa, obtenida frotando ámbar, y la vítrea conseguida frotando cristal. También observó que la electricidad puede transferirse de un cuerpo a otro, y que las electricidades -- del mismo tipo se repelen y las de distinto tipo se atraen. Se supuso -- que los cuerpos eléctricamente neutros contenían cantidades equilibra-- das de ambos fluidos eléctricos, mientras que los cuerpos cargados eléc-- tricamente tenían un exceso de electricidad resinosa o vítrea.

Benjamin Franklin, del cual sus trabajos pertenecen al mismo periodo, estudió la electricidad atmosférica usando como conductor la -- cuerda húmeda que sostenía una cometa, y mediante la cual podían cargar-- se botellas de Leyden (la cual es el primer condensador ) y obtener -- después chispas de ellas. Sus trabajos le llevaron a la conclusión de -- que la electricidad vítrea era la única clase de fluido eléctrico y -- que los dos géneros de electrificación correspondían al exceso o a la falta de este fluido imponderable.

Durante la segunda mitad del siglo XVIII, los físicos se dedi-- caron a estudios cuantitativos de las fuerzas electromagnéticas.

Coulomb mediante la balanza de torsión, descubrió la ley que lleva su nombre, según la cual las fuerzas eléctricas de atracción y -- repulsión son directamente proporcionales al producto de las dos --- cargas e inversamente proporcionales al cuadrado de la distancia entre ellas. Durante la misma época Henry Cavendish, se dedicó al estudio de -- las interacciones eléctricas y magnéticas y a la química. Descubrió, al mismo tiempo que Coulomb, la ley que lleva el nombre de éste, y midió, -- mediante una balanza de torsión, la constante de la ley de la gravita-- ción universal.

A mediados del Siglo XVIII los biólogos empezaron a estudiar un pez tropical que emite descargas eléctricas, el sirius electronicus, este pez atrajo la atención del físico italiano Galvani, quien estudia-- ba el fenómeno de la contracción muscular de las patas de rana, que --- relacionó con las descargas del sirius electronicus. Sin embargo, Volta demostró que la corriente eléctrica que causa la contracción de la --- pata de rana es un fenómeno puramente inorgánico que puede ser observa-- do siempre que dos extremos de un alambre, hecho soldando dos metales -- diferentes, se sumergen en una solución acuosa de una sal, al fenómeno -- se le llamó galvanismo.

Aunque los primeros investigadores presintieron que existía una íntima relación entre los fenómenos eléctricos y magnéticos, no -- pudieron establecerla, el puente entre la electricidad y el magnetismo

lo estableció Oersted, descubriendo en 1820 que existía una relación -- entre los imanes y la electricidad en movimiento y que una brújula se orientaba en una dirección que dependía del sentido en que corría la -- electricidad por un alambre situado en sus inmediaciones.

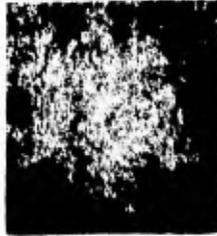


HANS CHRISTIAN OERSTED

Ampere se interesó por los efectos magnéticos asociados a -- las corrientes eléctricas y enunció sus leyes de la interacción entre corrientes, quedando así fundamentado el electromagnetismo.

George Simon Ohm, simultáneamente a los estudios de Ampere, -- trataba de averiguar en qué medida la intensidad de la corriente eléctrica depende del material del alambre por donde circula y del potencial eléctrico que la mantiene, llegando a enunciar su célebre ley.

Michael Faraday llevó a su culminación los estudios clásicos sobre la electricidad, en 1811 a sus 20 años, descubrió la descomposición química por medio de la corriente eléctrica o electrolisis, y -- enunció sus dos leyes sobre este fenómeno. En 1831 descubrió la inducción electromagnética, la cual hace referencia a que la corriente eléctrica en una espira puede inducir una corriente en una espira situada cerca de aquella. Faraday no solo aclaró la relación entre el magnetismo y la electricidad, sino que extendió sus investigaciones a los fenómenos ópticos, descubriendo el llamado efecto Faraday, es decir, la rotación del plano de polarización de la luz que se propaga a lo largo de las líneas de fuerzas magnéticas, lo que demuestra que las ondas luminosas son ondas electromagnéticas, hecho que condujo a la teoría electromagnética de la luz.



MICHAEL FARADAY

El trabajo de dar a las ideas de Faraday una formulación matemática cuantitativa fue realizado por James Clerk Maxwell. Generalizando el hecho de que el cambio de los campos magnéticos induce fuerzas electromotrices y corrientes eléctricas, mientras las corrientes eléctricas y los campos eléctricos cambiantes producen campos magnéticos, escribió las llamadas ecuaciones de Maxwell, síntesis de todo el electromagnetismo, que relacionan el valor del cambio del campo magnético con la distribución espacial del campo eléctrico, y reciprocamente.

La confirmación experimental de la existencia de estas ondas se debió a Hertz. Este descubrimiento condujo a las actuales técnicas de radiocomunicación. El medio de propagación de las ondas electromagnéticas era el éter. La introducción de la teoría de la relatividad en el electromagnetismo, tal como la formuló Maxwell, eliminó el concepto del éter y adscribió al campo electromagnético una realidad física igual a la de cualquier cuerpo material ordinario (Einstein, 1905).

#### 1.2.- ANTECEDENTES HISTÓRICOS DE LA ELECTRICIDAD EN MÉXICO.

No obstante que a fines del siglo XVII y principios del XVIII, ya se experimentaban en diversas instituciones con los fenómenos eléctricos, es posible decir que el verdadero inicio del uso de la electricidad en la República Mexicana se inició en el año de 1879, con la instalación de una central termoeléctrica en la ciudad de León, Gto., para satisfacer las necesidades industriales de una empresa textil, con una capacidad instalada de 1.8 Kw, valor ínfimo ahora, pero considerable en esa época. Por aquellos años el auge minero estaba en su Clímax, ciudades como Pachuca y Guanajuato obtenían producciones fabulosas de mineral; en vista de la necesidad de desalojar el agua del fondo de las minas, se instalaron pequeñas plantas eléctricas que accionaban las bombas desalojadoras de agua. Teniendo en cuenta que las bombas no trabajan las 24 hrs. del día, se aprovechó la energía eléctrica para

otros fines principalmente el alumbrado, viendo algunas personas que era factible la compra de energía eléctrica para sus usos domésticos, solicitaron gran cantidad de abastecimiento de energía, lo cual ocasionó que las compañías mineras vieran también como negocio la venta de energía eléctrica, fue así como se crearon las primeras compañías eléctricas de servicio público.

En 1881 se establece en la ciudad de México la Compañía Mexicana de Gas y Luz Eléctrica, primera empresa dedicada a la generación y venta de energía eléctrica para alumbrado público, transportes urbanos y usos domésticos, dicha compañía contaba con una planta de vapor de 2,240 Kw.

En los principios del siglo XX ya había un considerable número de empresas y las principales ciudades de México ya contaban con el preciado fluido eléctrico. En los diez primeros años de este siglo se precipitó la construcción de plantas hidroeléctricas, de cierta importancia y el número de compañías siguió aumentando.

Los intereses extranjeros, a finales del siglo pasado, se hicieron presentes en el Estado de Jalisco con el nombre de Compañía Hidroeléctrica de Chapala, que más tarde se llamó simplemente, Compañía de Chapala.

México era el país de las riquezas naturales no explotadas y Fred Stark Pearson comprobó la posibilidad de aprovechar los recursos hidráulicos que ofrecía la región de Necaxa. A iniciativa suya, se organizó en 1902, en Ottawa, Canadá, The Mexican Light and Power Co. Ltd., empresa cuyo primer paso consistió en adquirir los derechos de explotación de las caídas de agua, ya en poder de una compañía francesa, la Societe Du Necaxa.

Obtenida la concesión para atender las necesidades de iluminación de la capital del país, la Mexican Light siguió creciendo y a los tres años de existencia había absorbido a las tres empresas que se dedicaban a actividades similares en su zona de operaciones, Cia. Mexicana de Electricidad, Cia. Mexicana de Gas y Luz Eléctrica y Cia. Exploradora de las Fuerzas Eléctricas de San Idelfonso, mientras construía su planta de Necaxa con seis unidades y una capacidad instalada de 31,500 kW, así, con la absorción de las antiguas empresas dedicadas a atender las necesidades de la capital de la República, la Mexican Light and Power Co. Ltd. se alzaba en el valle de México como una entidad hegemónica de capital extranjero.

En 1906, la misma empresa obtuvo nuevas concesiones del gobierno federal y de las autoridades estatales y municipales, haciendo se cargo de la demanda de todo el Distrito Federal y de los estados de Puebla, Hidalgo, México y Michoacán. Para eso adquirió las instalaciones de distribución de la Robert Electric Co. y de la Compañía Irrigadora de Luz y Fuerza del Estado de Hidalgo, que abastecía la zona minera de Pachuca; conectó al sistema a la empresa suministradora de Amecameca, México, para ampliar el servicio en la región; en Cuautitlán adquirió la Compañía de Luz y Fuerza de Guadalupe y más tarde compró la de El Oro, que operaba en este lugar y en Acámbaro.

En 1907, año en que la Compañía de Chapala se reorganizó bajo el nombre de Guadalajara Tramway, Light and Power, Co., ya se habían instalado las plantas de El Salto, Potrero y Las Juntas.

En 1910 se tenía instalada una capacidad aproximada de 50000 Kw lo que con una población de 15,000,000 nos daba un índice de 2.50 Kw por habitante, valor misero, tanto en su tiempo como en la actualidad.

En el periodo de 1910-1920, época en que estalló la Revolución Mexicana, debido a las constantes actividades bélicas se tuvo un cierto estancamiento respecto a la electrificación del país. El único logro digno de mencionar, en este intervalo, es que la administración pública, al consolidarse el triunfo de la Revolución, principió a ocupar se de la industria eléctrica nacional por medio de la Secretaría de Industria, Comercio y Trabajo.

En el año de 1922, se creó la Comisión de Fomento y control de la Industria de Generación y Fuerza, que tenía la finalidad de regular las actividades de las Compañías eléctricas.

En Abril de 1926, el Ejecutivo Federal expidió el Código Nacional Eléctrico, que fué el primer paso importante para reglamentar, regular y vigilar la generación y distribución de energía eléctrica.

Para el año de 1930 la capacidad instalada en México para servicios públicos era de 360,000 Kw y considerando que el aumento de población de 1910 a 1930 fué poco sensible, pues en 1930 la población era de 16,552,000 habitantes, se logró un aumento en el consumo anual por habitante de 84 Kw.

El gobierno se enfrentó entonces a la necesidad de constituir una industria nacional que llevara la energía eléctrica a la pequeña y mediana industria, al campo y en general a todos los centros de población que carecían de ella.

El Congreso de la Unión, por decreto del 29 de Diciembre de 1933, autorizó al Ejecutivo Federal para constituir la Comisión Federal de Electricidad.

En 1937, el panorama de la electrificación en México era el correspondiente a un territorio ocupado económicamente y repartido entre la Mexican Light and Power Co. Ltd., la Compañía eléctrica de Chapala y la American and Foreign Power Co..

El 14 de Agosto de 1937 el presidente, General Lázaro Cárdenas del Río, expidió en la ciudad de Mérida, Yucatán, la ley que creó la Comisión Federal de Electricidad.



EL PRESIDENTE CARDENAS EN EL INFORME QUE RINDIO A LA NACION EL 10. DE SEPTIEMBRE DE 1937, EN EL QUE DIO A CONOCER LA CREACION DE LA COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD

En el año de 1960 el gobierno Federal adquirió los bienes -- del grupo de empresas pertenecientes a la American and Foreign Power -- Company, representada por la impulsora de empresas Eléctricas, S.A. y el 70 % de las acciones comunes y preferentes de The Mexican Light and -- Power Company, tomando posesión de esta última el día 27 de Septiembre, fecha que ha quedado registrada en la historia de México como el día -- de la nacionalización de la industria eléctrica.

Una vez realizada la nacionalización se imponía como una con -- secuencia natural de la misma, la integración de todo el sistema eléc -- trico Nacional.

Los avances técnicos más importantes para la integración de -- la industria eléctrica, lo constituyeron la unificación de frecuencias -- en el país a 60 ciclos, la misma que se concluyó en 1976 y la intercone -- xión del Sistema Nacional en 1978 permitió un aprovechamiento más -- racional de la capacidad instalada de C.F.E.

El 10 de Diciembre de 1975, con la promulgación de la Ley del -- servicio público de energía eléctrica, la Comisión Federal de Electrici -- dad se constituyó en la encargada única de la prestación del servicio -- público de energía eléctrica.

### 1.3. - ANTECEDENTES HISTORICOS DE LA COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD.

El 14 de Agosto de 1937 el Presidente de los Estados Unidos -- Mexicanos, General Lazaro Cardenas del Rio, expidió en la ciudad de -- Mérida, Yucatan, la ley que creó la Comisión Federal de Electricidad, -- haciendo uso de las facultades que le concedió el Congreso de la Unión -- en materia de industria eléctrica, con el objeto de organizar un siste -- ma nacional de generación, transmisión y distribución de energía eléc -- trica, basado en principios técnicos-económicos, sin propósito de lucro -- y con la finalidad de obtener a un costo mínimo, el mayor rendimiento -- posible en beneficio de los intereses generales.

Modestos fueron los inicios del organismo que estaba destina -- do a ser uno de los más importantes del sector público de México, ya -- que nació con una partida de \$ 50,000.00 dentro del presupuesto de la -- propia Secretaría de la Economía Nacional. El personal tampoco fue muy -- numeroso, pues el pie veterano estuvo formado por 15 personas, entre -- funcionarios, técnicos y empleados.

Paralelamente al proceso que se llevaba a cabo para su organización, la incipiente Comisión Federal de Electricidad se dedicó a -- trabajar en pequeñas obras de electrificación.

En lo que se refiere a su organización interna, la Comisión -- quedaba integrada, de acuerdo con la nueva Ley, por tres miembros : el -- Secretario de la Economía Nacional, como presidente, un Vocal Ejecutivo y un Vocal Secretario, nombrados por el Ejecutivo Federal por conducto de la misma Secretaría.

El General Lázaro Cárdenas, en su informe presidencial del -- primero de Septiembre de 1937, expresó : "que la industria eléctrica -- no alcanzaba a cubrir las demandas que los diversos servicios y nuevas industrias reclaman --".

Por lo anterior la primera obra de importancia que se ~~empe~~ -- dería de acuerdo con estos lineamientos, sería la de la construcción de la planta de Ixtapantongo, Mex., que serviría para llevar energía eléc-- trica a la capital de la República.



INAUGURACION DE LA HIDROELECTRICA IXTAPANTONGO  
EN EL ESTADO DE MEXICO

Con las vicisitudes propias de un organismo naciente, la Comisión Federal de Electricidad continuó adelante con sus planes. La -- construcción de la planta hidroeléctrica de Ixtapantongo, iniciada for-- malmente en el campamento de Colorines el 5 de Mayo de 1938, tuvo que -- suspender el 8 de Septiembre del mismo año, por falta de recursos finan-- ciers, para volver a reanudarse dos semanas después, hasta su conclu-- sión.

Estos quebrantos económicos hicieron pensar en la urgencia de proveer a la Institución de recurso más amplios y fue por ello que el 31 de Diciembre de 1938 el presidente Cárdenas promulgó la Ley de impuesto sobre consumos de energía eléctrica, que disponía el cobro al consumidor del 10 % sobre el importe de su consumo, para integrar el patrimonio de la Comisión Federal de Electricidad.

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

Establecidas las condiciones legales y económicas en las cuales se basaría el desarrollo de sus actividades, la Comisión Federal de Electricidad emprendió una etapa de despegue que muy pronto se concretaría en logros verdaderamente importantes, y mejor pudo hacerlo, cuando, el 11 de Enero de 1949 el Presidente de la República, Licenciado Miguel Alemán, expidió el decreto que hizo de la Comisión Federal de Electricidad un organismo público descentralizado, con personalidad jurídica y patrimonio propio. Así pues, durante el periodo comprendido entre 1944 y 1960, su acción se dejó sentir ya de tal modo en el campo de la producción de la electricidad que los principales consorcios extranjeros, todavía arraigados en el país, empiezan a perder terreno frente a la joven institución.

#### 1.4. -ANTECEDENTES HISTORICOS DEL CENTRO NACIONAL DE CONTROL DE ENERGIA

La nacionalización del servicio público de energía eléctrica fue, sin duda, una de las medidas trascendentales para el impulso de la interconexión de los sistemas eléctricos en México, así como para la elaboración de técnicas de planeación, diseño, construcción y operación, con raíces nacionales.

En 1960, como sistemas eléctricos independientes, es decir : integrados por varias plantas generadoras que, enlazadas, coadyuvaban al suministro de electricidad, sólo funcionaban los que servían a la zona central del país, abastecidos por la Compañía Mexicana de Luz y Fuerza; el Sistema Michoacán-Chapala-Guanajuato, al servicio de Guadalajara, León, Celaya, Uruapan, entre otras ciudades atendidas por la Compañía Eléctrica Chapala y la Impulsora de Empresas Eléctricas, además de la propia Comisión Federal de Electricidad; el sistema Puebla-Veracruz, que servía a ambos estados mediante la labor conjunta de la impulsora y de la Comisión Federal de Electricidad; el sistema Sonora-Hermosillo hasta

Culiacán, atendido por la Comisión Federal de Electricidad y por último el Torreón-Chihuahua, que alimentaba a Gómez Palacios, Durango y poblaciones intermedias en la ruta de la línea de transmisión.

Las demás ciudades importantes, estaban abastecidas por una o dos plantas y la falta de interconexión a un sistema, abligaba a contar con grandes reservas de generación locales. Como consecuencia, los costos de inversión y operación eran elevados.

Por otra parte, la fragilidad de los sistemas eléctricos que contaban con pocas y limitadas líneas de enlace entre plantas y subestaciones, hacía que el servicio fuese deficiente con frecuentes interrupciones.

Las plantas de la Comisión Federal de Electricidad entregaban energía en bloques a las compañías extranjeras, como complemento a su propia generación.

La interconexión de los sistemas eléctricos propiciaría el uso de unidades de potencia cada vez mayor, con las consiguientes economías de escala, abatiendo costos de inversión y operación, reduciendo al mismo tiempo, las necesidades de reserva para mantenimiento o falla del equipo, antes no interconectado, y haciendo más confiable el suministro con mejores rendimientos.

Por otra parte sería posible una selección más racional de los sitios para instalación de las centrales, teniendo en cuenta las disponibilidades y costos de combustible y agua, en el caso de las termoeléctricas; y los factores hidrológicos y geológicos, en el caso de las hidroeléctricas.

Al expandirse los sistemas eléctricos durante el proceso de interconexiones entre plantas y áreas anteriormente aisladas, se debían aprovechar mejor las instalaciones existentes para asegurar el máximo rendimiento de las inversiones.

Para ese propósito, se organizaron grupos de operación encargados de coordinar las actividades necesarias para mantener la continuidad en el servicio, la calidad en voltaje y frecuencia al menor costo de operación.

En el año de 1962, se estableció en Hermosillo, Sonora, la ---  
oficina de Operación del Noroeste, que supervisaba la operación de plan-  
tas y centros de carga de la costa del norte del Pacífico y del Golfo  
de California, que abastecían a los principales centros de consumo de -  
Sonora y Sinaloa (Hermosillo, Guaymas, Ciudad Obregón, los Mochis y Culiacán).

Las líneas de transmisión operaban en un tensión de 115 kV,  
constituyéndose la interconexión de mayor longitud en el País a ese --  
voltaje.

A fines de ese mismo año de 1962 se inició la organización -  
de la Oficina de operación del Sistema Noreste, en la ciudad de -----  
Monterrey y una en Saltillo, la Comisión Federal de Electricidad, con --  
las dos primeras unidades de la planta de San Jerónimo, en Monterrey y  
con la hidroeléctrica de Falcón, en Tamaulipas.

La oficina de operación del sistema norte, se constituyó ---  
hasta 1968, en Gómez Palacios, Durango, para atender la región Central---  
Norte, cuyas cargas orbitan en la región de la Laguna, en Coahuila y la  
de Chihuahua, que ya constituía un sistema, gracias a una línea de enla-  
ce de 115 kV, notable para la fecha de su instalación, 1914, y cuya fun-  
ción era unir los recursos de la hidroeléctrica de La Boquilla con la  
Termoeléctrica de Francke. Este sistema había sido reforzado en la déca-  
da de los 50 por las centrales termoeléctricas La Laguna y Chihuahua -  
de la Comisión Federal de Electricidad.

En 1960 en la faja Centro-Occidental del país, funcionaba la  
Compañía Eléctrica Chapala, en Jalisco, con 5 plantas hidroeléctricas y  
una termoeléctrica, ligadas con instalaciones de la Impulsora de Empre-  
sas Eléctricas de la EBASCO, que servía a porciones de San Luis Potosí,  
Guanajuato, Querétaro y norte de Michoacán, mediante cuatro hidroeléctri-  
cas pequeñas y dos termoeléctricas, en Celaya y San Luis Potosí. Las ---  
interconexiones y transmisión de estas empresas se hacía en tensiones  
de 60, 69 y 95 kV. La comisión Federal de Electricidad disponía de ----  
varias hidroeléctricas conectadas al mismo sistema, de pequeña potencia  
relativa al total instalado, excepto la hidroeléctrica de El Cóbano, la  
que ya se enlazaba en una tensión de 161 kV con las de las otras empre-  
sas. La Comisión Federal de electricidad reforzó la capacidad disponi-  
ble durante esa década con dos hidroeléctricas : la de Cupatitzio, ---  
Michoacán y la de Santa Rosa, Jalisco.

Los principales centros de carga eran las ciudades de Guada-  
lajara, Ocotlán, San Luis Potosí, Querétaro, Celaya, Salamanca, Irapuato, --

Morelia y Uruapan. El sistema alcanzó gran crecimiento al interconectarse las cargas y las plantas aisladas de Tepic, Aguascalientes, Zacatecas Colima y Matehuala.

La experiencia quizá más trascendental para este sistema y -- para la evolución del sistema eléctrico nacional, consistió en las pruebas y operación de la primera interconexión entre los dos mayores sistemas de 60 ciclos en el país, que se efectuó en 1967 al enlazarse a -- una tensión de 161 kV, el sistema occidental y el sistema oriental de -- Puebla y Veracruz. Dicha interconexión tuvo como objetivo el que compartieran ambos sistemas la potencia y producción de la planta de Tingambato, del sistema hidroeléctrico Miguel Alemán, a través de un enlace de longitud extremadamente larga para la tensión de 161 kV, que se usó -- entre Irapuato-Tingambato y Puebla.

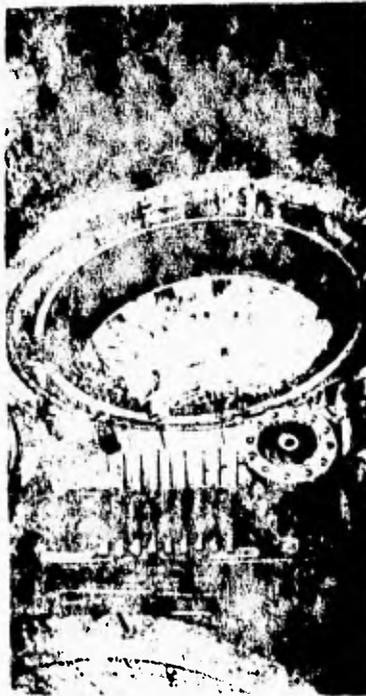
La organización de la oficina de Operación del Sistema Occidental, originalmente denominado Sistema Centro-Chapala y Cupatitzio, se inicia a principios de 1962 y se instala en Guadalajara, utilizando -- personal de la Comisión Federal de Electricidad y de las empresas -- nacionalizadas. Como éstas contaban con una potencia semejante, se establecieron criterios de administración de operación, que además de atender los propósitos del servicio eléctrico, tomaban en cuenta los puntos de vista técnicos de las tres entidades.

Desde muchos años antes, el Sistema Central tenía características que lo diferenciaban del resto. Su frecuencia de operación de 50 ciclos, la carga mayor concentrada y el sistema de mayor demanda eran, entre otras variantes, las que exigían decisiones acordes a su importancia. Disponía de la producción de dos termoeléctricas y varias hidro--eléctricas de la Compañía de Luz y Fuerza del Centro, entre las que destacaban las de Lechería, Lerma y Necaxa. La Comisión Federal de Electricidad ya contaba en este sistema con gran parte de las hidroeléctricas del Miguel Alemán.



PLANTA HIDROELECTRICA TEMASCAL, AL PIE DE LA PRESA MIGUEL ALEMAN, OAXACA.

En la década de los sesenta se instalaron las hidroeléctricas de Mazatepec e Infiernillo y la termoeléctrica de Valle de México. Estas dos últimas, con unidades de 180 MW y de 150 MW respectivamente, marcaron el ingreso del país al uso de unidades generadoras de gran tamaño.



PLANTA HIDROELECTRICA EL INFIERNILLO  
DURANTE SU CONSTRUCCION

La transmisión y los enlaces se ejecutaban en 85, 161 y 220 - kV, utilizándose este último para la transmisión de Necaxa y Mazatepec y el de 400 kV para la de Infiernillo, siendo también ésta la mayor tensión usada a la fecha en el país. La importancia en magnitud y concentración de la carga era atendida en la transmisión con un anillo de 85 kV y al desarrollarse la carga, fue complementado durante este período, con otro de 220 kV.

En esos mismos años se continúa expandiendo el sistema Puebla-Veracruz, al que se incorporan la hidroeléctrica Chilapan y las zonas de Poza Rica, Oaxaca, Minatitlán y Coatzacoalcos. El área de Tampico se interconecta en 1964 a través de una línea de transmisión a 230 kV que parte de Poza Rica.

La instalación de la hidroeléctrica de Malpaso, determinó el cambio trascendental en la integración de los sistemas. Su puesta en marcha, en 1968, permitió la interconexión definitiva del Sistema Oriental con el Occidental, constituyendo el Sistema ORIOC, que unía una costa del país a la otra. La tensión utilizada en la transmisión de Malpaso a Texcoco fue de 400 kV, mientras que entre Texcoco y Salamanca se utilizó una tensión de 220 kV.

Actualmente se cuenta ya con un enlace de 400 kV que une Texcoco con Guadalajara en Puebla, pero con criterio de carácter nacional y conforme a un reglamento que establecía la normalización en la terminología básica, definiendo las funciones y reglamentando los procedimientos esenciales en las maniobras de operación y concesión de libranzas del equipo. Posteriormente, se estableció una nomenclatura única del equipo accesorio de las unidades, líneas y transformadores de cada sistema, con el fin de facilitar el dictado de maniobras y asegurar su identificación.

Las interconexiones sirvieron para normalizar también los sistemas Oriental y Occidental (ORIOC), imponiendo procedimientos especiales más detallados para la supervisión de la seguridad y calidad del servicio y garantizando siempre la conservación de la integridad del sistema completo o de las áreas componentes. La economía de operación era facilitada también por las interconexiones, pero su logro exigía una adecuada programación de la administración de las unidades, tomando en cuenta su disponibilidad y sus necesidades de mantenimiento.

Este fue el caso de interconexión de las plantas hidroeléctricas de Malpaso y Temascal, con el sistema ORIOC, que permitió aprovechar esos grandes recursos hidroeléctricos para abastecer los incrementos de demanda del Pacífico al Golfo de México.

El hecho más importante en la interconexión de los sistemas consistió en la decisión y ejecución del cambio del sistema central de una frecuencia de 50 ciclos por una de 60 ciclos, la cual es concluida en Noviembre de 1976, la cual comprende el Área metropolitana de la ciudad de México y estados vecinos. Las características de magnitud, ubicación e importancia social del consumo exigían esta medida. Esto

también permitió que se interconectara todo el país con excepción de las penínsulas de Yucatán y Baja California.

En el sur se sobrepuso en casi todo lo largo del sistema, la red de 400 kV a las anteriores de 115 y 230 kV, en el sentido occidente-oriental, uniendo las hidroeléctricas de La Angostura y Malpaso con Guadaluajara e Infiernillo, a través de los centros de carga de Minatitlán, Veracruz, Puebla, México y Salamanca y continuó extendiéndose hasta 1980 hacia el noreste, con la interconexión entre Tula y Altamira, línea sin la cual se dudaba de la confiabilidad del enlace entre los sistemas del sur y del norte.

Se continuó en el norte con las interconexiones entre centros de carga y los tres sistemas, como es el caso de Mazatlán unido a Culiacán, en 1973, Ciudad Juárez con Chihuahua, en Marzo de 1977; y la zona norte de Sonora con Hermosillo. Sin embargo, en 1976 la interconexión de los tres grandes sistemas del norte se logró al terminar las instalaciones de la termoeléctrica Mazatlán y de la transmisión correspondiente a 230 kV, hacia Culiacán y Durango, quedando ese central como planta pivote de los sistemas noroeste y norte. El enlace entre el sistema norte y noreste se puso en servicio en 1973 a una tensión de 115 kV, provisionalmente y a 230 kV, a fines de ese año.

A partir del segundo semestre de 1976, el funcionamiento de la termoeléctrica de Altamira, Tamaulipas y la operación del primer circuito de 400 kV, entre esta instalación y Monterrey, vino a completar la interconexión del país, utilizándose para ello la instalación de Altamira como planta de enlace entre el Sistema interconectado del norte (SINTE) y el sistema interconectado del sur (SIS).

La red de interconexión se ha caracterizado por su desarrollo en la tensión de 400 kV en el sur y de 230 kV en el norte. La diferencia se fundamenta también en la magnitud y grado de dispersión de los consumos, pues el Sistema del Sur cubre un área más concentrada y una demanda muy grande, y en el sistema interconectado del norte, más extenso que el sur, pero con menor carga y demanda.

Al expandirse los sistemas eléctricos durante el proceso de interconexiones entre centrales y áreas anteriormente aisladas, se presentó la necesidad de aprovechar racionalmente las instalaciones a fin de garantizar el máximo rendimiento de las inversiones, para tal objeto se organizaron grupos de operación responsables de coordinar y ejecutar las actividades necesarias tendientes a mantener la continuidad, la

calidad en el voltaje, la frecuencia y la economía del servicio con la máxima seguridad.

La Comisión Federal de Electricidad en principios técnicos y económicos y con el fin de integrar bajo una misma dirección y por ende administrar más eficientemente el despacho de carga utilizando metodología uniforme, a partir de 1962 funda la Oficina Nacional de operaciones de Sistemas, como órgano coordinador responsable de las oficinas de operación de sistemas de todo el país, dependiente de la Dirección General, con el objetivo fundamental de operar los sistemas en todo el territorio nacional, la cual no podía cubrir cada instante del proceso como fue patente al iniciarse el cambio de frecuencia, al integrarse la operación del sistema central, con políticas y reglamentos diferentes.

Diez años más tarde se propuso la creación de un organismo que, con autoridad suficiente, cubriera las funciones de la operación integrada de los sistemas que se irían interconectando, formándose el Despacho Nacional de Carga, que absorbió a la Oficina Nacional de Operaciones de Sistemas.

En 1977 el Despacho Nacional de Carga cambió su denominación por la de Centro Nacional de Control de Energía, quedando como órgano dependiente de la Gerencia General de Operación. Con motivo de la modificación de la estructura orgánica de la Comisión Federal de Electricidad y de la expansión de la industria eléctrica, derivada de los proyectos en proceso de desarrollo.

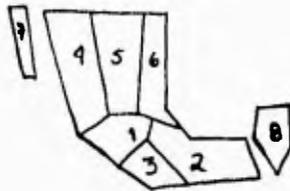
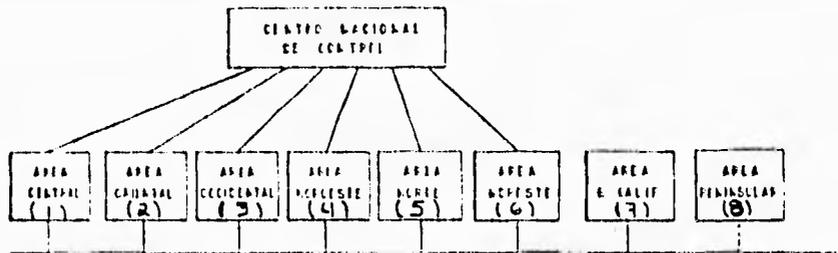


PRIMEROS TRABAJOS PARA EL APROVECHAMIENTO  
GEOTERMICO EN PATHE, HIDALGO

En 1980 el Centro Nacional de Control de Energía se transforma en Gerencia, dependiendo desde entonces de la Subdirección de Operación con la función básica de dirigir la operación y Supervisión del sistema eléctrico nacional y garantizar como fin último la prestación del servicio público de energía eléctrica a los usuarios con seguridad, continuidad, calidad y economía.

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

El Centro Nacional de Control de Energía está integrado por ocho grupos de operación regionales (Central, Occidental, Oriental, Norte Noreste, Noroeste, Baja California y Peninsular) y un grupo director. -- Estos son los responsables de la supervisión y del servicio eléctrico con sus características de continuidad, calidad y economía.



ESQUEMA Y MAPA DE LA INTEGRACION EN GRUPOS REGIONALES DEL CENTRO NACIONAL DE CONTROL DE ENERGIA

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

#### 1.5.- EXPLICACION GENERAL DEL SISTEMA ELECTRICO NACIONAL.

Está integrado por una interconexión de instalaciones y ofrece una peculiar característica jerárquica, la que es relevante a través de su estructura : Generación-Transmisión-Subtransmisión-Distribución.

Los criterios de planeación, diseño y selección de las plantas generadoras, obedecen a diversos conceptos relacionados con la oportunidad en la geografía y en 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.

La red troncal está constituida por el conjunto de líneas de transmisión y transformadores más importantes los cuales cumplen la función de interconectar las principales instalaciones.

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 entre un área de control y otra.

Contemplando además los objetivos básicos de la operación relativos a la continuidad, calidad y economía del servicio, pueden derivarse las ideas que reglamenten los procedimientos de la administración del Sistema Eléctrico Nacional.

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

La función básica de la estructura operativa con relación a la continuidad, consiste en respetar un uso racional del equipo, vigilando que no rebase sus límites de operación y dirigiendo las maniobras pertinentes según la prioridad reconocida.

La preferencia concedida a la continuidad está dependiendo de la importancia relativa de la potencia que en cada instante se ubica concientemente en cada equipo e instalación. La generación y la red troncal, por manejar el cien por ciento de la potencia del Sistema Eléctrico Nacional, deben recibir indudablemente la atención máxima posible

La calidad del servicio es ofrecida a cada consumidor 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 primordialmente de acciones locales más cercanas al consumidor, que en el caso de la frecuencia.

La economía en la operación consiste en el uso óptimo de los recursos, considerando 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) y las pérdidas de energía en la transmisión.

La estructura usada para la operación del Sistema, con las características descritas inicialmente para cumplir los objetivos mencionados, consistente básicamente en tres niveles jerárquicos :

PRIMER NIVEL (CENTRO NACIONAL) que dirige y supervisa la generación y red troncal, al cual se le ha conferido la autoridad técnica y administrativa sobre los siguientes niveles.

SEGUNDO NIVEL (AREAS DE CONTROL) que opera y supervisa, siguiendo instrucciones y lineamientos del Centro Nacional, la seguridad en las maniobras de la transmisión y subtransmisión, además de lo delegado por el primer nivel, especialmente lo relacionado con la supervisión de la seguridad del Área y la calidad del voltaje. La supervisión de la operación del equipo dentro de sus límites, queda incluida necesariamente en este nivel.

TERCER NIVEL (SUBAREAS Y AREAS DE DISTRIBUCION) que atiende la calidad del voltaje y la seguridad en las maniobras. La supervisión de la operación de la operación del equipo bajo su jurisdicción, es igualmente responsabilidad de este nivel.

El grado de complejidad de la operación del Sistema Eléctrico Nacional y la permanencia de la integridad física del sistema inter

conectado, hace necesaria la disciplina y la sistematización en las -- actividades, contempladas a través de este reglamento.

ESTRUCTURA DE ORGANIZACIÓN DEL CENACE :

NIVEL	CENTRO DE OPERACION	AUTORIDAD Y RESPONSABILIDAD
PRIMER NIVEL	GRUPO DIRECTOR ( CENTRO NACIONAL ).	SISTEMA ELECTRICO NACIONAL.
SEGUNDO NIVEL	GRUPO DE OPERACION DE AREAS.	AREAS DE CONTROL.
TERCER NIVEL	GRUPOS DE OPERACION DE SUB AREA Y DE DISTRIBUCION	SUB AREA DE CONTROL, AREAS DE DISTRIBUCION.

Las funciones relevantes del primer nivel de operación, ---- además de las funciones propias del proceso administrativo, mediante el grupo de turno de Despacho de Generación y supervisión de operación, - dirige, coordina y supervisa la generación y la red troncal del Sistema Eléctrico Nacional, buscando siempre el cumplimiento de los objetivos - básicos de la operación.

Los estudios de la red troncal, son los medios por los cuales se detectan las restricciones de seguridad del Sistema Eléctrico Nacional ( SEN ), así como las condiciones operativas críticas que exigen -- una mayor supervisión de la operación.

Pronósticos de demanda y predespacho a largo plazo del Sistema Eléctrico Nacional en forma semanal, mensual y anual, son la herramienta indispensable para la utilización de las unidades generadoras, tomando en cuenta los conceptos de energía y potencia a satisfacer, reservas a respetar, así como el mejor aprovechamiento de los recursos de combustible e hidráulicos disponibles.

Los pronósticos de demanda y predespacho horarios del Sistema Eléctrico Nacional, en base a los formulados por las áreas de ---- control, establecen la asignación de la generación planteada para el --

día en periodos horarios, haciendo el mejor uso de los recursos asignados y disponibles, tomando en cuenta también la disponibilidad de las instalaciones de generación y de la red troncal.

Despacho y operación, esta función se realiza a través de los grupos de turno de despacho de generación y supervisión de operación, utilizando el apoyo del resto de las funciones, mediante una continua vigilancia del servicio y tomando en cuenta los ajustes necesarios de los recursos para cumplir con los objetivos básicos.

Análisis de la operación, es la crítica sistemática de las decisiones y sus resultados, para detectar las desviaciones con respecto a lo esperado, corrigiéndose esas decisiones y los procedimientos que lo requieran.

Las funciones relevantes del segundo nivel de operación, se delegan ciertas actividades relacionadas con la generación y red troncal, buscando siempre el alcance de los básicos de la operación.

Dirige, supervisa y ejecuta en su caso, las maniobras relativas a la generación y transmisión de la red troncal y de subtransmisión que le corresponden. Atiende las potencias activas y reactivas, teniendo la responsabilidad de la supervisión del voltaje en su área.

Estudio de la red, tiene por objeto detectar las restricciones de seguridad del Área de control, tomando en cuenta la red troncal y la subtransmisión, debiendo ser coordinados adecuadamente por el primer nivel cuando sea requerido por éste. Los resultados de estos estudios preverán los ajustes necesarios en la administración de recursos, tanto de la red troncal, como de la red de subtransmisión y distribución.

Pronóstico de demanda y programas de predespacho horario, son iniciados en las áreas antes de ser analizados y coordinados por el primer nivel, asignándose la generación planeada para el día en periodos horarios, con el mejor uso de los recursos.

Despacho y operación, se realizan a través de este segundo nivel, dirigiendo, supervisando y ejecutando en su caso, las maniobras relativas a la generación, red troncal y subtransmisión correspondiente

Planeación, dirección y supervisión de maniobras, es la función delegada en este nivel de la que depende una parte muy importante de la seguridad del servicio. Los criterios de maniobra deberán ser estrictamente respetados para garantizar la continuidad del servicio, a través de la seguridad del equipo y del personal.

Análisis de la operación, es la crítica sistemática de las decisiones y sus resultados, para detectar las desviaciones y corregirlas cuando sea necesario, sin olvidar lo correspondiente a la generación y red troncal.

Las funciones relevantes del tercer nivel de operación (sub-áreas de control y áreas de distribución), atiende la calidad del voltaje y la seguridad en las maniobras de las instalaciones bajo su jurisdicción, además de las delegadas por el segundo nivel.

Estudios de la red, tienen por objeto detectar las restricciones de seguridad de la sub-área y de distribución, debiendo ser coordinados adecuadamente por el segundo nivel cuando sea requerido por éste.

La operación del tercer nivel, es el de programar, dirigir, supervisar y ejecutar en su caso, las maniobras y medidas de seguridad de sub-área y de distribución, vigilando las condiciones de carga del equipo y sus efectos sobre los objetivos básicos.

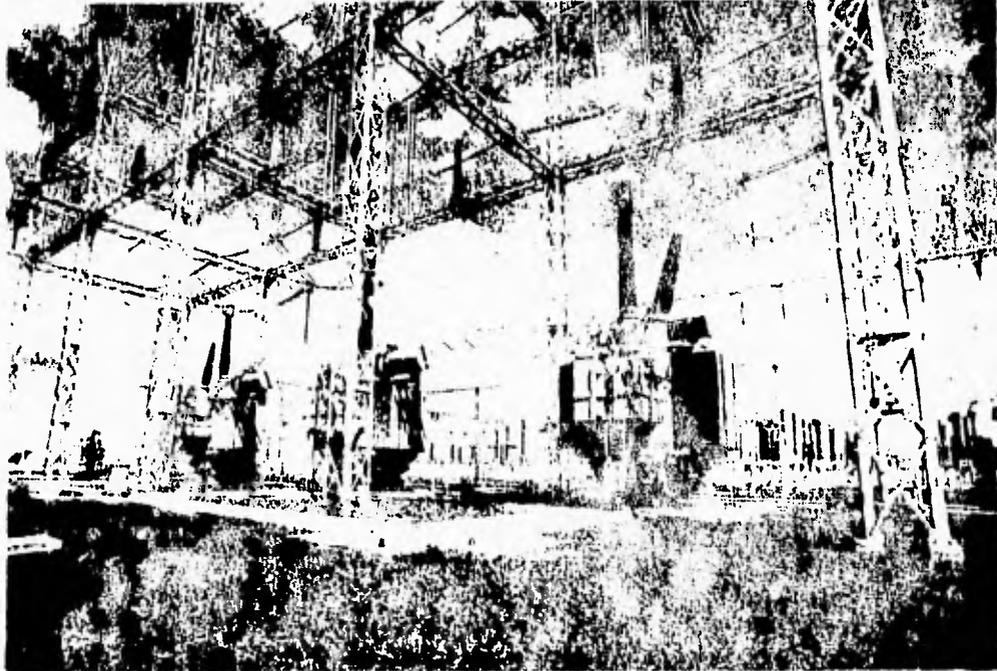
Autoriza y controla las licencias en el equipo de distribución y coordina con el segundo nivel, las de subtransmisión que puedan afectar el área de control.

En la actualidad se tiene la capacidad distribuida en 178 centrales hidráulicas, vapor, gas, ciclo combinado, geotérmicas, carbón, combustión interna y 425 generadores, que transmiten la energía a través de más de 35000 Km. de líneas de transmisión (400, 230, 115 KV) y más de 200 subestaciones de 400 y 230 KV, a los centros de distribución con más de 10 millones de servicios en todo el país.

Como sistema interconectado a cargo de una sola empresa, es uno de los más grandes del mundo en cuanto a cobertura geográfica y uno de los más difíciles de operar por la gran longitud de sus líneas y los escasos enlaces entre áreas.



En el caso de las subestaciones automatizadas la información llega a otra subestación con operador o directamente al centro de control de Área.



LAS SUBESTACIONES ELEVADORAS SON COMPLEJOS EQUIPOS QUE ENLAZAN  
LOS GENERADORES CON LAS LINEAS DE TRANSMISION

Todos los centros de control de área cuentan con tableros --mímicos estáticos donde se representa 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 directos a las principales subestaciones o centrales y al centro nacional y otros canales compartidos a otras de menor importancia o como respaldo de las primeras.

Se utilizan canales telefónicos, onda portadora, radio VHF, --microondas o UHF. Se cuenta además con registradores analógicos gráficos de algunos de los puntos más importantes.

En algunos centros de control de área (Central, Noroeste, Norte) se han instalado equipos supervisorios computarizados que cubren -- parcialmente la red, o sistemas analógicos de control (Noreste).

También existen algunos equipos de teleseñalización (Central Oriental, Noreste) que reciben información del estado de los interruptores en ciertos puntos de la red.

En cada centro de control se cuenta con una o dos terminales del sistema de tiempo compartido de la Comisión Federal de Electricidad instalado en el edificio de oficinas nacionales en la ciudad de -- México (Río Rodano 14), mediante estas terminales se interactúa con el centro nacional para recibir y transmitir información relacionada con pronósticos de carga, predespachos, Etc.

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.

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

- \* Computadoras digitales.
- \* Sistemas operativos en tiempo real.
- \* Consolas de video 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, planta de emergencia, etc.)
- \* Enlaces de datos entre computadoras.

Todo ello orientado a obtener estas tres condiciones :

- Rapidez.
- Precisión.
- Confiabilidad.

El equipamiento debe diseñarse para obtener una confiabilidad de 99.995 %, es decir que las interrupciones acumuladas a lo largo de un año en el sistema de información y control no sea mayor de cinco horas.

## CONCEPTOS ELECTRICOS BASICOS

## CONCEPTOS ELECTRICOS BASICOS :

En este capítulo se presentan las bases para el desarrollo y entendimiento del presente trabajo, mediante la definición de los conceptos elementales utilizados.

### 2.1. - ANTECEDENTES GENERALES DE ELECTRICIDAD :

#### 2.1.1. - DEFINICION DE ELECTRICIDAD :

La palabra electricidad deriva de la voz Griega elektron, que significa ámbar.

Estudia el conjunto de fenómenos físicos referentes a los efectos producidos por las cargas eléctricas tanto en reposo como en movimiento.

La carga eléctrica es la base de los fenómenos eléctricos y en realidad, no sabemos que es la carga eléctrica, pero notamos su presencia a través de interacciones de fuerzas fundamentales.

La cantidad eléctrica más elemental es la *carga eléctrica*, o cantidad de electricidad. Todos hemos oído hablar de la gran variedad de partículas cargadas que hay en los bloques fundamentales constituyentes de la materia, como los electrones, los protones y los neutrones. Podemos fácilmente visualizar un objeto, tal como una esfera metálica o un alambre, conduciendo una carga. Sin embargo, es difícil o imposible visualizar la carga en sí misma, separada de la partícula o del objeto. Un conocimiento profundo de las cargas eléctricas y de la electricidad en general solamente se puede obtener a través del estudio de sus efectos.

Uno de los primeros hechos que se encuentra al estudiar los efectos de las cargas eléctricas, es que las cargas son de dos clases diferentes. A estas clases se les llama, arbitrariamente, *positiva* y *negativa*. El electrón, es una partícula cargada negativamente, el neutrón no tiene carga mientras que el protón tiene una carga positiva, así por ejemplo un cuerpo no cargado contiene o está compuesto por partículas positivas y negativas, las cuales están perfectamente balanceadas, por lo cual cuando un cuerpo está cargado positivamente es debido a la deficiencia de electrones, mientras que uno con carga negativa tiene un exceso de éstos.

Un efecto bastante significativo de una carga eléctrica es el poder producir una fuerza. Específicamente, una carga repele a otras del mismo signo y atrae otras cargas del signo opuesto. Como la carga de un electrón es negativa, cualquier carga que lo atraiga (o que sea atraída por él), es una carga positiva. Obsérvese que la fuerza de atracción o de repulsión la experimentan, equitativamente, cada una de las cargas o partículas cargadas, todo lo anterior trata con cargas en reposo.

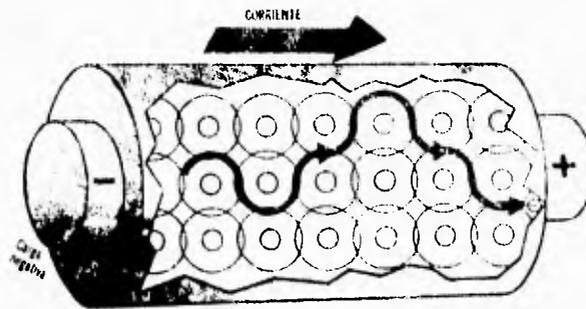
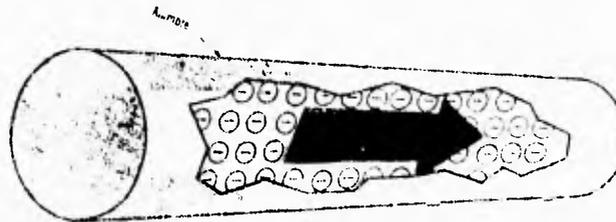


DIAGRAMA DE CARGAS

### 2.1.2. - CONCEPTO DE CORRIENTE :

En el material presentado hasta ahora, se explicó lo que es la electricidad y cómo se producen las cargas eléctricas. En particular se estudiaron temas relativos a la electricidad estática, es decir, a la carga eléctrica en reposo. Pero, por lo general, una carga eléctrica estática no puede desempeñar una función útil. Si se quiere usar energía eléctrica para realizar algún trabajo, es preciso que la electricidad se "ponga en marcha". Esto sucede cuando se tiene una corriente eléctrica. La corriente se produce, cuando en un conductor hay muchos electrones libres que se mueven en la misma dirección.

Los electrones suelen moverse en diversas direcciones, por lo que los efectos que producen se anulan, pero cuando se hace que los electrones se muevan en la misma dirección, es decir, hay una corriente que fluye, entonces sus efectos se suman y la energía que liberan puede aprovecharse para realizar algún trabajo. Además, mientras mayor sea el número de electrones que se mueven en la misma dirección, mayor será el flujo de corriente y se dispondrá de mayor energía para efectuar algún trabajo. Por lo tanto, las corrientes mayores o menores, las produce un número mayor o menor, respectivamente, de electrones "puestos en marcha" en la misma dirección.

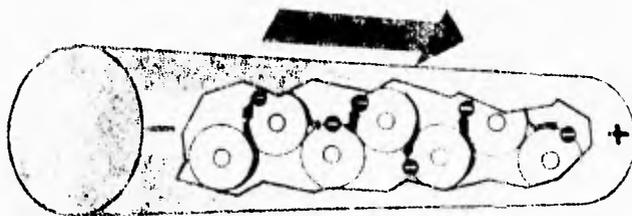


FORMA DE PRODUCCION DE UN CORRIENTE ELECTRICA

Para producir una corriente eléctrica, los electrones libres en un conductor deben de moverse en la misma dirección, y no al azar. Esto se puede hacer aplicando cargas eléctricas en cada extremo del conductor, una carga negativa en un extremo y una positiva en el otro. Puesto que los electrones son negativos, la carga negativa los repele y los atrae la positiva. Debido a ello, no pueden pasar a aquellas órbitas que los harían moverse contra las cargas eléctricas. En cambio, se desplazan de órbita en órbita hacia la carga positiva, haciendo que se produzca una corriente eléctrica en esta dirección.

Aunque a veces es más fácil considerar que los electrones que se mueven libremente constituyen la corriente eléctrica, es importante recordar que esto no es exacto. El movimiento del electrón libre produce la corriente.

La corriente eléctrica, en realidad es el impulso de energía eléctrica que transmite un electrón a otro, al cambiar de órbita. Cuando se aplica energía a un electrón y éste se desprende de su órbita, al salir de ella, tiene que toparse con alguna órbita de otro átomo, ya que todas las órbitas exteriores se superponen y obstruyen el paso libre del electrón. Cuando el electrón liberado entra a la nueva órbita, su carga negativa reacciona con la carga negativa del electrón que se encontraba en la órbita antes de él. El primer electrón repele al otro, expulsándolo de la órbita y a la vez, transmitiéndole su energía. El segundo electrón al encontrarse en la órbita siguiente, repite lo que hizo el primero. Este proceso continúa en todo el conductor. El impulso de energía, transferido de un electrón al siguiente, constituye la corriente eléctrica.



EL IMPULSO DE UN ELECTRON AL SIGUIENTE EN LA LINEA, CONSTITUYE LA CORRIENTE ELECTRICA

### 2.1.3. - CONCEPTO DE VOLTAJE :

El concepto de voltaje se relaciona con los conceptos de energía potencial y de trabajo. Esto es cuando se mueven cargas eléctricas en contra de la fuerza de un campo eléctrico, se debe efectuar trabajo para moverlo. Este trabajo implica un gasto de energía. Como la ley de conservación de la energía dice que ésta no se puede crear ni destruir, la energía empleada para mover cargas contra un campo eléctrico, debe convertirse a otra forma. Esta conversión es semejante a la conversión de energía implicada al levantar un peso contra la fuerza de la gravedad. La energía gastada al levantar un peso del piso hacia una mesa almacenada por el peso en su lugar sobre la mesa. La energía almacenada se llama energía potencial debido a que tiene el potencial para liberarse y reconvertirse en la energía (cinética) asociada con una masa en movimiento. Esto sucedería si el peso se dejara caer de la mesa

Si una carga eléctrica está infinitamente alejada de otras cargas eléctricas, no se sentirá fuerza alguna de repulsión o de atracción debido a ellas. En ese punto, el potencial electrostático de la carga se define como cero. Si la carga se lleva entonces más cerca de otras cargas, su potencial electrostático (y su energía potencial) cambiarán. Esto es, si se mueve la carga hacia una carga de polaridad igual debe ser movida contra la fuerza del campo eléctrico y con ello se aumentará su energía potencial. (Si se mueve la carga hacia cargas de polaridad opuesta, se mueve con, o a favor de la fuerza del campo eléctrico y por lo tanto perderá energía potencial) Se define así el potencial electrostático de cualquier punto en el espacio como la energía, por unidad de carga, que se necesitaría para llevar la carga a ese punto desde un punto de cero potencial electrostático. Si se mueve un cuer

po con carga de un punto de un sistema eléctrico a otro, los dos puntos que localizan las posiciones de una partícula con carga antes y ---- después de su cambio de posición se pueden caracterizar por la diferencia de potencial (electrostático) entre ellos. A la diferencia de potencial se le llama por lo general voltaje e indica cuánta energía adquiere o pierde (por unidad de carga) una partícula al moverse dentro -- del campo eléctrico.

Notese que la diferencia de potencial entre dos puntos, es lo que el voltaje mide. Sin embargo, en muchos sistemas prácticos, se escoge determinado nivel de potencial como nivel de referencia y se le asigna un valor arbitrario de cero. El potencial en todos los demás puntos del sistema se compara con este nivel. En esos sistemas se puede decir que puntos aislados del sistema tienen valores de voltaje, porque se supone que el valor cero del nivel de referencia es el segundo nivel con el -- cual se comparan otros niveles de potencial.

El planeta Tierra es el cero de referencia que se usa con -- mayor frecuencia, como la Tierra es eléctricamente neutra y tan grande, cualquier carga fabricada por el hombre no afectará en forma notoria -- esta neutralidad, por lo tanto, para todo fin práctico, se puede definir también que la tierra tiene un potencial eléctrico igual a cero, esto -- significa que el potencial de la Tierra en cualquier punto al cual se conecte un circuito eléctrico se considera generalmente como cero y se le conoce como tierra física.

#### 2.1.4. - DEFINICION Y TIPOS DE RESISTENCIA :

El término conductancia se usa para describir el grado de -- eficacia con que un material permite el flujo de la corriente. Cuanto -- más alta sea la clasificación de conductancia de un metal, mayor cantidad de corriente conducirá. De la misma manera, cuanto más baja sea la -- clasificación de conductancia de un metal, menor será la corriente que conduzca. Otra forma en que se puede expresar esto es diciendo que los materiales de baja conductancia se oponen o resisten al flujo de la -- corriente eléctrica. Algunos materiales, pues, ofrecen mayor resistencia al flujo de los electrones que otros. En realidad ésta es la forma en -- que se clasifican los materiales en el campo de la electricidad. Los -- buenos conductores tienen baja resistencia y los buenos aisladores, -- tienen alta resistencia.

Con frecuencia ocurre que, si se conecta una carga a una fuente de tensión dada, puede fluir demasiada corriente en el circuito. Esto podría suceder si la resistencia de la carga fuese muy baja o la ten--

ción de salida de la fuente, muy alta. La corriente puede reducirse, bajando la tensión de la fuente, sin embargo, esto es generalmente imposible, o por lo menos impráctico. La única otra forma que existe para disminuir la corriente, es agregar resistencia al circuito, lo cual se puede hacer aumentando la resistencia de la fuente de tensión, de la carga o de los conductores de conexión. Sin embargo, las resistencias de la fuente y de la carga son intrínsecas a los dispositivos y no se pueden cambiar. Sólo quedan los conductores; pero su resistencia es tan baja que se necesitarían muchos kilómetros de alambre para agregar unos cuantos cientos de ohms a un circuito. Naturalmente, se pueden usar conductores de mayor resistencia y, de hecho, a esto se recurrió en el pasado para ciertas aplicaciones. Sin embargo, si siempre se hiciera esto, aumentaría grandemente el número de tipos diferentes de conductores usados para interconectar circuitos eléctricos. Así pues, lo que se necesita es un método para sumar fácilmente varias cantidades de resistencia a un circuito sin cambiar drásticamente su tamaño físico ni los materiales usados para construirlo. Los resistores son los componentes del circuito eléctrico que se usan para lograrlo.

Los resistores se usan para aumentar resistencia a un circuito eléctrico. Básicamente, son materiales que ofrecen una alta resistencia al flujo de la corriente. Los materiales que más se usan en los resistores son el carbón, y aleaciones especiales de metal tales como el nicromo, constantano y manganano. Un resistor se conecta a un circuito de tal manera que la corriente del circuito pase a través de la carga de la fuente. Entonces, la resistencia total del circuito es la suma de las resistencias individuales de la carga, la fuente, los conductores de conexión y el resistor. De lo anterior, es posible concluir que, con sólo agregar el resistor apropiado a un circuito, puede cambiarse la resistencia de éste, casi a cualquier valor.

La característica básica de cualquier resistor es el número de ohms de resistencia que tiene. A esto se le llama valor del resistor y normalmente está marcado sobre el resistor, de alguna manera. Pero, en realidad, el valor marcado en un resistor es sólo un valor nominal. El valor real puede ser un poco más alto o más bajo. La razón es que los resistores por lo general se fabrican en serie y, como todos los productos de este tipo, puede haber variaciones durante su manufactura. Para tomar en cuenta estas variaciones, los resistores se marcan con una tolerancia.

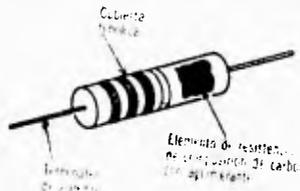
La tolerancia de un resistor generalmente se presenta por un porcentaje que indica cuánto puede variar la resistencia efectiva en relación con el valor nominal de resistencia. Las tolerancias más comunes son 20, 10, 5 y 1 %. Como puede deducirse de lo anterior, cuanto menor sea la tolerancia, más caro será el resistor.

Podría pensarse que la selección de un resistor para un circuito es una cuestión sencilla; sólo se trataría de escoger aquel que tuviera la resistencia y la tolerancia adecuadas y que también pudiera conducir la corriente del circuito sin quemarse. Aunque estas consideraciones son importantes, no son las únicas que deben hacerse. Existen muchas más, tales como costo del resistor, su solidez, cómo está montado en un circuito y la consideración de si el tiempo o el uso prolongado habrán de causar cambios en el valor de su resistencia. Así pues, deben considerarse muchos puntos cuando se selecciona un resistor. Sin embargo, no todos esos puntos son importantes en todos los casos.

Si se fabricara un solo tipo de resistor que pudiera usarse en todos los circuitos y en toda circunstancia, sería muy costoso y tendría muchas características que frecuentemente serían innecesarias. En lugar de ello, se fabrican diferentes tipos de resistores, cada uno de ellos adecuado para ciertos usos.

La mayor parte de los resistores que se usan actualmente son de uno de dos tipos básicos: resistores de composición o resistores devanados. Sin embargo, cada vez se usa más un tercer tipo, llamado resistores de película.

En la mayor parte de los casos en que se emplea un resistor, los requisitos no son difíciles de satisfacer y lo que se necesita es un resistor que cumpla su función en la forma más económica posible. El tipo de resistor que se usa con más frecuencia en estos casos es el resistor de composición. El tipo más común de resistor de composición consta esencialmente de un elemento de resistencia de carbón pulverizado, una caja plástica para sellar y proteger al elemento de resistencia y terminales para conectar el resistor en el circuito.



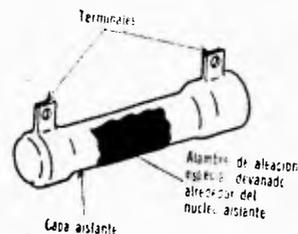
RESISTOR DE COMPOSICION

Los resistores de composición se hacen con valores de resistencia que varían desde menos de 10 ohms hasta más de 20 millones de ohms (20 megaohms) y con tolerancias de 20, 20 y 5 %. No pueden transmitir altas corrientes sin sobrecalentarse y tienen elevados coeficientes de temperatura. Sin embargo, tienen ventajas por su tamaño reducido,

solidez y bajo costo. En general, los resistores de composición se usan en aplicaciones en las que no se manejan corrientes elevadas ni se requieren tolerancias estrechas.

Las dos desventajas principales de los resistores de composición son su limitada capacidad de conducción de corriente y la dificultad de construirlos con tolerancias bajas. Sin embargo, ambas limitaciones se pueden superar aunque con un aumento en costo, utilizando alambre especial de resistencia, en lugar de carbón pulverizado. Generalmente se necesitan tramos largos de alambre para obtener los valores de resistencia necesarios; para mantener al resistor en el valor mínimo posible, el alambre se devana sobre un núcleo. Los resistores así elaborados, reciben el nombre de resistores devanados (de alambre).

Existen dos tipos básicos de resistores devanados: el de potencia y el de precisión. El de potencia se usa para circuitos que tienen grandes corrientes, en tanto que el de precisión se usa cuando se requieren resistencias con tolerancias muy pequeñas. Esencialmente, ambos tipos se construyen devanando alambre de aleación especial sobre un núcleo aislante aplicando después un recubrimiento de cerámica plástica u otro tipo de material aislante. Los extremos del devanado están unidos a casquillos metálicos en ambos extremos del núcleo. Los casquillos tienen alguna forma de terminal para conectar el resistor a un circuito. Las altas corrientes que se usan con resistores de potencia generan gran cantidad de calor, el cual debe ser transferido al ambiente circundante, o disipado. Por consiguiente, estos resistores son grandes, ya que mientras mayor superficie externa tenga un cuerpo, mayor cantidad de calor puede transferir. Los resistores devanados de potencia se hacen para valores de resistencia que varían desde unos cuantos hasta miles de ohms, con tolerancia de 10 o 20 %. Los resistores devanados de precisión se hacen para valores bajos de resistencia, desde 0.1 ohm y con tolerancias tan pequeñas como 0.1 %. Para obtener tolerancias tan pequeñas, se usan materiales y métodos de construcción caros y como resultado, los resistores de precisión también son caros.



**LOS RESISTORES DE POTENCIA Y DEVANADOS DE ALAMBRE PUEDEN SOPORTAR ALTAS CORRIENTES Y DISIPAR GRANDES CANTIDADES DE CALOR.**

Los resistores de película se pueden considerar como intermedios entre los resistores de composición y los resistores devanados de precisión. Tienen algo de la precisión y la estabilidad del tipo devanado, pero son más pequeños, sólidos y baratos.

Los resistores de película generalmente se fabrican depositando, mediante un proceso especial, una película delgada de material de resistencia sobre un tubo de vidrio o cerámica. Las terminales para conectar el resistor al circuito se conectan a casquillos en los extremos del tubo. Luego se moldea una capa aislante alrededor de la unidad, para protegerla.

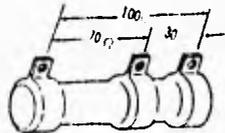
La resistencia de un resistor de película está determinada por el material usado para la película y el espesor de ésta. Así pues, se tienen resistores de película de carbón, resistores de película de boro-carbono, resistores de película metálica y resistores de película de óxido metálico. En general los espesores varían desde 0.00025 hasta 0.00000025 milímetros. Por tal motivo, a estos resistores se le llama frecuentemente resistores de película delgada.



RESISTOR DE PELÍCULA.

Hasta ahora se ha hablado de la forma en que se clasifican los resistores según los materiales usados para sus elementos de resistencia. Pero existe otra forma de clasificarlos, dependiendo de que el valor de resistencia sea fijo e invariable, o bien variable. Los tipos de resistores que acabamos de describir tienen dos puntas, conectadas cada una de ellas a un extremo del elemento de resistencia; cuando estos resistores se conectan en un circuito, todo su valor de resistencia se agrega al del circuito. Puede concluirse, pues, que un resistor fijo solo tiene un valor de resistencia. Sin embargo, existen un tipo especial de resistor fijo que tiene más de un valor. Este tipo, además de las terminales en los extremos del elemento de resistencia, tiene una o más terminales adicionales en puntos intermedios entre los extremos del elemento. Conectando diferentes terminales a un circuito, se pueden obtener diferentes valores de resistencia. Sin embargo, cada una de estas resistencias diferentes sigue siendo por sí misma una resistencia fija. Este tipo de resistor recibe el nombre de resistor con derivación.

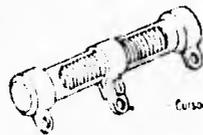
Los resistores fijos pueden ser del tipo de composición, devanados o de película.



**PUEDA OBTENERSE MAS DE UN VALOR DE RESISTENCIA DE UN RESISTOR CON DERIVACION.**

Según lo mencionado anteriormente, puede concluirse que un resistor fijo no tiene flexibilidad por lo que respecta a su valor de resistencia. Tiene un valor, que no puede ser cambiado o variado. El resistor con derivación ofrece cierta flexibilidad, ya que se puede obtener más de un valor de resistencia de él. Sin embargo, el número de valores de resistencia que se pueden obtener de un resistor con derivación generalmente está limitado a tres o cuatro. En muchas aplicaciones lo conveniente es un resistor del cual se pueda obtener un rango de valores de resistencia, desde 0 hasta algún máximo; por ejemplo, un resistor que puede ajustarse a cualquier valor de 0 a 100 ohms, o quizá de 0 a 25 k. Un tipo de resistor que ofrece esta flexibilidad es el resistor ajustable. Un resistor ajustable es similar a un resistor fijo, devanado con derivación, excepto que todo el devanado o parte de él está expuesto. Un cursor móvil, con una terminal hace contacto con el devanado y se puede mover a cualquier posición a lo largo del devanado. La resistencia entre la terminal móvil y cualquiera de los extremos depende entonces de la posición del cursor móvil.

Estos resistores no se construyen para ser ajustados frecuentemente, normalmente se ajustan al valor de resistencia necesario cuando se instalan en un circuito, dejándolos en ese valor.



Cursor de selector

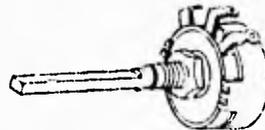


Este es el símbolo de un resistor ajustable

**CON UN RESISTOR AJUSTABLE, SE PUEDE OBTENER CUALQUIER VALOR DE RESISTENCIA DENTRO DEL RANGO DEL RESISTOR**

En muchos dispositivos eléctricos frecuentemente se necesita cambiar un valor de resistencia. Por ejemplo, se tiene el control de volumen del radio común, el control de brillantez del aparato de televisión o un atenuador de luces, o bien, un control de velocidad de un motor. Esto no se puede hacer mediante un resistor ajustable, ya que sería difícil y tardaría demasiado tiempo. Los resistores utilizados deben tener capacidad para variar continuamente dentro de cierto rango de resistencia, lo mismo que los resistores ajustables; pero también debe ser muy fácil hacerlos variar y estar contruidos para resistir ajustes frecuentes. Los resistores con estas características se llaman resistores variables. Generalmente, un resistor variable consta de un elemento de resistencia circular contenido en una cubierta o caja. El elemento puede ser devanado, de composición o de película. Se puede deslizar un contacto móvil sobre el elemento, manteniendo contacto eléctrico con él.

Se hace girar el contacto móvil por medio de un eje, por lo tanto, la resistencia entre el contacto móvil y los extremos del elemento dependen de la posición del eje. Ambos extremos del elemento de resistencia y el contacto móvil están conectadas al circuito, al resistor se le llama potenciómetro. Cuando sólo se usan en el circuito la terminal central y una de las terminales, el resistor recibe el nombre de reóstato. Algunas veces, se hacen reóstatos sin la terminal extrema, que no habrá de usarse, así pues, la única diferencia entre el potenciómetro y el reóstato, es su forma de aplicación en un circuito, ya que ambos son resistores variables.



**RESISTOR VARIABLE.**

## 2.1.5. - CONCEPTO Y TIPOS DE CIRCUITOS ELECTRICOS :

Por sí misma, la electricidad no es más que un fenómeno interesante. Para aprovecharla en algún uso práctico, debe hacerse que desempeñe algún trabajo o función. Generalmente, esto requiere controlar la electricidad y, con frecuencia, convertirla en otras formas de energía. El medio físico para lograr esta transición de fenómeno a aplicación práctica es el circuito eléctrico.

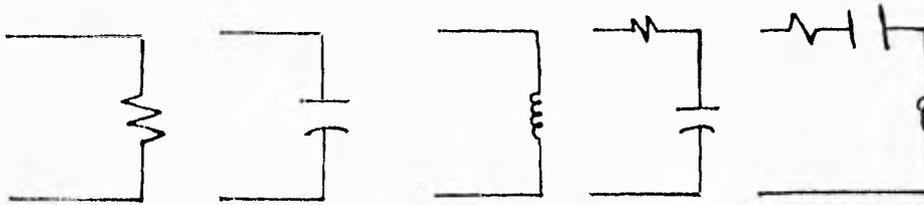
Básicamente, un circuito eléctrico consta de una fuente de energía, alambres o conductores de conexión y un dispositivo que hace aprovechable a la energía recibe el nombre de carga.

Las fuentes de energía producen energía eléctrica originando cargas eléctricas opuestas en dos terminales, la diferencia de potencial o fuerza electromotriz, comúnmente llamada fem, entre las terminales, hace que la corriente eléctrica se mueva hacia la carga que está conectada a la fuente. Las fuentes de energía más comunes que existen son : la batería, el termopar, la celda fotovoltaica y el generador. Todas suministran voltaje y corriente eléctrica; pero cada una de ellas lo hace convirtiendo diferentes clases de energía. Así la batería convierte la energía química, el termopar la calorífica, la celda fotovoltaica la luminosa y el generador la magnética.

En un circuito eléctrico simple, la carga es el dispositivo que toma la energía eléctrica de la fuente y la aprovecha para efectuar alguna función útil. Para hacer esto, la carga puede convertir la energía eléctrica en otra forma de energía, por ejemplo luz, calor o sonido, o simplemente puede cambiar o controlar la cantidad de energía que la fuente transmite. El tipo de carga empleada determina la cantidad de energía tomada de la fuente, debido a esto, con frecuencia se usa también el término "carga" para referirse a la potencia que la fuente transmite. En este caso, cuando alguien dice que la carga ha aumentado o disminuido, significa que la fuente está suministrando más o menos potencia (esto se describirá detalladamente párrafos adelante). Debe tenerse presente que el término carga representa dos cosas : el dispositivo que toma potencia de la fuente y la potencia tomada de esa fuente.

Los circuitos eléctricos los podemos encontrar en diferentes formas, siendo estas : circuitos puramente resistivos, los cuales solo contienen como elementos resistencias, a este tipo de circuitos los podemos dividir a su vez en circuitos serie, paralelos y la combinación de ambos, siendo esta última la más general. También podemos encontrar -

circuitos puramente capacitivos, puramente inductivos, que de la misma manera que el resistivo estos solo contienen elementos de un solo tipo también es frecuente encontrar circuitos con así la combinación de -- estos, es decir resistivo-capacitivo, resistivo-inductivo y resistivos-- capacitivo-inductivo.



DIFERENTES TIPOS DE CIRCUITOS ELECTRICOS

2.1.6. - DESCRIPCION DE LA LEY DE OHM :

Según ya se ha indicado, puesto que el voltaje produce el --- flujo de corriente en un circuito cerrado y la resistencia se opone al flujo de ella, existe una relación entre voltaje, corriente y resisten-- cia. Esta relación fué determinada primeramente en una serie de experim-- tos efectuados por Georg Simon Ohm.

Ohm encontró que si la resistencia en un circuito se mante-- nia constante y aumentaba el voltaje de la fuente, se produciría un -- aumento correspondiente en la corriente. Asimismo, una disminución en -- Voltaje produciría una disminución en la corriente. Expresado de otra -- manera Ohm observó que en un circuito de Corriente continua, la corrien-- te es directamente proporcional al voltaje. Ohm también descubrió que -- si el voltaje de la fuente se mantenía constante, en tanto que la resig-- tencia del circuito aumentaba, la corriente disminuía. En forma similar, una disminución en la resistencia tendría por resultado un aumento en la corriente. En otras palabras, la corriente es inversamente proporcio-- nal a la resistencia. Esta relación entre corriente, voltaje y resisten-- cia en un circuito de corriente continua se conoce como Ley de Ohm y -- se puede resumir como sigue : en un circuito de corriente continua, la corriente es directamente proporcional al voltaje e inversamente pro-- porcional a la resistencia.

Hablando estrictamente, la Ley de Ohm es un enunciado de proporción y no una ecuación matemática. Sin embargo, si se da la corriente en amperes, el voltaje en volts y la resistencia en ohms, entonces la ley de Ohm se puede expresar según la ecuación :

$$I = \frac{V}{R} \text{ ( A )}$$

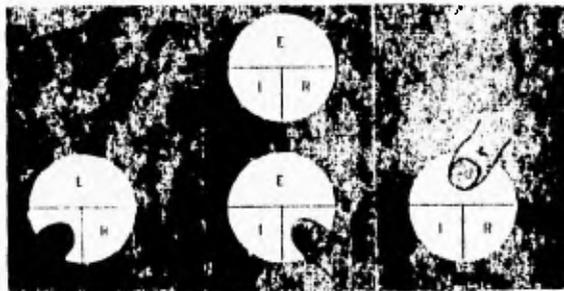
que indica que la corriente (I) es igual al voltaje (V) dividida entre la resistencia (R). Hay dos formas de esta ecuación que son muy útiles para analizar circuitos de corriente continua :

$$R = \frac{V}{I} \text{ ( } \Omega \text{ )}$$

que indica que la resistencia (R) es igual al voltaje (V) dividido entre la corriente (I) y :

$$V = IR \text{ ( VOLTS )}$$

que establece que el voltaje (V) es igual a la corriente (I) multiplicada por la resistencia (R).



UNA FORMA DIAGRAMATICA UTIL PARA RECORDAR LAS TRES ECUACIONES DE LA LEY DE OHM.

#### 2.1.7.- DESCRIPCION DE LAS LEYES DE KIRCHHOFF :

La ley de Ohm ha descrito las relaciones existentes entre corriente, voltaje y resistencia, sin embargo, existen circuitos que son

tan complejos que no pueden resolverse mediante la ley de Ohm. Estos circuitos tienen muchas ramas o muchas fuentes de voltaje y la Ley de Ohm sería o impráctica o bien imposible de aplicar. Por lo tanto, se necesitan otros métodos para resolver circuitos complejos. Sin embargo cualquier método que se use, no debe violar la ley de Ohm, ya que ésta es la base misma de la teoría de los circuitos de Corriente Continua.

Se han desarrollado métodos para resolver circuitos complejos basados en los experimentos de un físico Alemán llamado Gustav Kirchhoff. Alrededor de 1857, Kirchhoff llegó a dos conclusiones como resultado de sus experimentos. Estas conclusiones, son conocidas como las leyes de Kirchhoff de voltaje y corriente.

Con frecuencia, la ley de Kirchhoff de voltaje se escribe en muchas formas diferentes; pero, independientemente de la forma que tenga expresa un mismo hecho. Indica la relación entre las caídas de voltaje en cualquier trayectoria cerrada de un circuito y las fuentes de voltaje en esa trayectoria. Los totales de estas dos cantidades siempre son iguales. Esto se puede enunciar como sigue: La suma de las caídas de voltaje en cualquier trayectoria cerrada es igual a la suma de las fuerzas electromotrices en esa trayectoria, en forma de ecuación se expresa de la siguiente manera:

$$\Sigma V_{fuente} = \Sigma IR$$

La ley de Kirchhoff sólo puede aplicarse a mallas cerradas. Una malla cerrada debe satisfacer dos condiciones:

- 1.- Debe tener una o más fuentes de voltaje.
- 2.- Debe tener una trayectoria completa para que la corriente fluya de cualquier punto de la malla, regresando al mismo.

Debemos tener presente que en un circuito simple, la suma de las caídas de voltaje es igual al voltaje aplicado al circuito. Esta es en realidad la Ley de Kirchhoff de voltaje aplicada al caso más simple posible; es decir: cuando sólo hay una trayectoria y una fuente de voltaje en esa trayectoria, en este caso la ley de Kirchhoff corresponde a la ley de Ohm.

La ley de corriente, igual que la ley de voltaje, con frecuencia se enuncia de diferentes formas. Independientemente de la forma de su enunciado, su significado no cambia. Y la ley es: en cualquier punto

de unión de dos o más elementos (nodo) de un circuito, la corriente que llega es igual a la corriente que sale. La corriente no puede acumularse u originarse en un punto o nodo. Por cada electrón que llega a un punto, debe salir otro. De no ser así, se originaría un potencial y la corriente finalmente cesaría cuando el potencial fuese igual al de la fuente de energía. Por lo tanto, si llega una corriente a un punto que tiene dos trayectorias que salen de él, la corriente se dividirá entre las dos trayectorias; pero el total deberá salir del punto.

La ley de corriente de Kirchhoff establece que esta no puede acumularse en un punto. La que sale de un punto debe ser igual a la que entra al mismo. Por lo tanto, si se asigna una polaridad positiva a la que entra a un punto y polaridad negativa a la que sale de él, la suma algebraica de las mismas en cualquier punto, es igual a cero :

$$\Sigma I_{ENTRA} - \Sigma I_{SALE} = 0$$

o de otra forma .

$$\Sigma I_{ENTRA} = \Sigma I_{SALE}.$$

La ley de Kirchhoff de corriente no suele aplicarse sola, -- sino junto con la ley de voltaje al resolver un problema.

#### 2.1.8.- DEFINICION DE IMPEDANCIA Y ADMITANCIA :

Considerando que en un circuito el voltaje y la corriente en el dominio del tiempo están expresados de la siguiente manera :

$$\begin{aligned} V &= V_m \angle \theta \\ I &= I_m \angle \phi \end{aligned}$$

Definimos la relación del fasor de voltaje con respecto al -- fasor de corriente como la impedancia del circuito, la cual denotamos -- mediante Z. Es decir :

$$Z = \frac{V}{I}$$

Sustituyendo en esta última ecuación los valores de V e I -- tenemos :

$$Z = |Z| \angle \theta_z = V_m/I_m \angle \theta - \phi$$

Donde  $|Z|$  es la magnitud y  $\theta_z$  el ángulo de  $Z$ , es evidente que

$$|Z| = V_m/I_m, \theta_z = \theta - \phi$$

Como se ve, la impedancia desempeña el mismo papel, en un circuito general, que la resistencia en los circuitos resistivos. Ciertamente se parece mucho a la ley de Ohm; también como la resistencia, la impedancia se mide en ohms, y es la relación entre volts y amperes.

Es importante hacer notar que la impedancia es un número complejo y es la relación entre dos números complejos, pero no es un fasor es decir, no tiene función senoidal alguna correspondiente en el dominio del tiempo con algún significado físico, como lo tienen los fasores de corriente y voltaje.

La impedancia  $Z$  está escrita en forma rectangular en general por :

$$Z = R + jX$$

Donde  $R$  es igual a un número real y es la componente resistiva, o simplemente resistencia y  $X$  es igual a la parte imaginaria y es la componente reactiva, o simplemente reactancia. En general  $Z=Z(j\omega)$  es una función compleja de  $j\omega$ , pero  $R = R(\omega)$  y  $X = X(\omega)$  son funciones reales de  $\omega$ .

Las impedancias de resistores, inductores y capacitores se encuentran con facilidad a partir de sus relaciones  $V-I$ , identificando sus impedancias con los subíndices  $R, L$  y  $C$ , respectivamente, tenemos que

$$Z_R = R$$

$$Z_L = j\omega L = \omega L \angle 90^\circ$$

$$Z_C = 1/j\omega C = -j(1/\omega C) = 1/\omega C \angle -90^\circ$$

En el caso de un resistor, la impedancia es puramente resistiva y su reactancia es cero. Las impedancias de inductores y capacitores son puramente reactivas y sus componentes resistivas son cero. La reactancia inductiva se denota mediante :

$$\begin{aligned} X_L &= \omega L \\ \text{así que :} \quad Z_L &= jX_L \end{aligned}$$

y la reactancia capacitiva se denota como :

$$X_C = -1/\omega C$$

y así :

$$Z_C = jX_C$$

Puesto que  $\omega$ ,  $L$  y  $C$  son positivas, vemos que la reactancia inductiva es positiva y la reactancia capacitiva es negativa. En el caso más general podemos tener  $X=0$ , en cuyo caso el circuito será puramente resistivo; si  $X>0$ , en cuyo caso la reactancia parece ser inductiva y si  $X<0$ , en cuyo caso su reactancia parece ser capacitiva.

El recíproco de la impedancia, denotado por :

$$Y = 1/Z$$

se denomina admitancia y es análogo a la conductancia (recíproco de la resistencia) en los circuitos resistivos. Evidentemente, puesto que  $Z$  es un número complejo, entonces también  $Y$  lo es y su representación general es :

$$Y = G + jB$$

Las entidades  $G$  es igual a la parte real y se denomina conductancia, y  $B$  es igual a la parte imaginaria y se le conoce como susceptancia y están relacionadas con las componentes de la impedancia mediante :

$$Y = G + jB = 1/Z = 1/(R + jX)$$

Las unidades de  $Y$ , son los mhos, puesto que en general  $Y$  es la relación entre un fasor de corriente y uno de voltaje.

Sabiendo que la admitancia es el recíproco de la impedancia podemos encontrar que :

$$Z_R = R \text{ por lo que } Y = 1/R$$

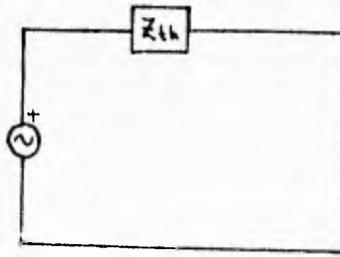
$$Z_L = jX_L \text{ por lo que } Y_L = 1/jX_L$$

$$Z_C = jX_C \text{ por lo que } Y_C = 1/jX_C$$

#### 2.1.9. - DEFINICION DEL TEOREMA DE THEVENIN Y NORTON :

El teorema de Thévenin establece que un sistema eléctrico lineal cargado con una impedancia arbitraria puede ser reemplazado por su equivalente de Thévenin sin afectar el voltaje y corriente en las terminales donde está conectada la impedancia de carga.

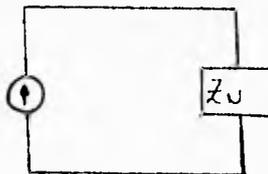
El equivalente de Thévenin consiste en una fuente de voltaje equivalente  $V_{th}$  y una impedancia equivalente  $Z_{th}$  conectadas en serie. La impedancia  $Z_{th}$  es la impedancia equivalente entre dos puntos cualquiera del sistema original cuando las fuentes de voltaje y corriente que contenga éste han sido anuladas. El voltaje  $V_{th}$  es igual al voltaje medido entre dichos puntos cuando la impedancia de carga se ha desconectado.



TEOREMA DE THEVENIN EN FORMA ESQUEMATICA

El teorema de Norton establece que un sistema eléctrico lineal cargado con una impedancia arbitraria puede ser reemplazado por su equivalente de Norton sin afectar el voltaje y corriente en las terminales donde está conectada la impedancia de carga.

El equivalente de Norton consiste en una fuente de corriente equivalente  $I_N$  y una impedancia equivalente  $Z_N$  conectada en paralelo. La impedancia  $Z_N$  es la equivalente entre dos puntos cualquiera del sistema eléctrico original cuando las fuentes de voltaje y corriente que contenga éste han sido anuladas. La corriente  $I_N$  es igual a la que fluye a través de dichos puntos cuando la impedancia de carga ha sido reemplazada por un corto circuito.



FORMA ESQUEMATICA DEL TEOREMA DE NORTON

#### 2.1.10. - TIPOS DE VOLTAJES :

Para poder empezar a definir los diferentes tipos de voltajes, debemos conocer el significado de algunos términos que se usarán más adelante.

El término fase nos indica la relación de tiempo que existe entre el voltaje y la corriente, esto es, si dos formas de onda que nos representan al voltaje y a la corriente comienzan y terminan, en su forma, al mismo tiempo, se dice que las dos formas de onda "coinciden" entre sí, es decir las dos formas de onda están en fase, mientras que si no comienzan simultáneamente las dos no estarán en fase.

Cuando dos formas de onda no se encuentran en fase se dice que la que empieza primero está adelantada con respecto de la otra y de forma similar se dice que la otra está atrasada con respecto de la primera.

Los voltajes entre las terminales de línea y la terminal del neutro se llaman voltajes de fase ( $V_{an}$ ,  $V_{bn}$  y  $V_{cn}$ ) y están dados por las siguientes relaciones :

$$\begin{aligned}
 V_{an} &= V_p \angle 0^\circ \\
 V_{bn} &= V_p \angle -120^\circ \\
 V_{cn} &= V_p \angle 120^\circ
 \end{aligned}$$

o bien :

$$\begin{aligned}
 V_{an} &= V_p \angle 0^\circ \\
 V_{bn} &= V_p \angle 120^\circ \\
 V_{cn} &= V_p \angle -120^\circ
 \end{aligned}$$

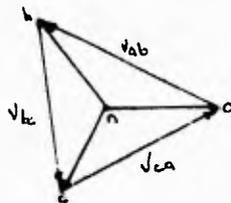
En ambos casos las fases están desplazadas  $120^\circ$  entre sí, -- seleccionando al voltaje  $V_{an}$  como referencia.

Los voltajes de línea a línea o simplemente voltajes de --- línea se pueden determinar a partir de los voltajes de fase.

Los voltajes línea a línea son  $V_{ab}$ ,  $V_{bc}$  y  $V_{ca}$ . Si trazamos un camino de a hacia b pasando por n, encontramos :

$$V_{ab} = V_{an} + V_{nb} = V_{an} - V_{bn}$$

Si lo antes mencionado lo representamos por medio de un diagrama de fasores, como el que a continuación se muestra :



Entonces, los voltajes de línea se encuentran por medio de la siguiente relación :

$$\begin{aligned}
 |V_{ab}| &= 2 |V_{an}| \cos 30^\circ \\
 &= \sqrt{3} |V_{an}|
 \end{aligned}$$

En forma de vector,  $V_{ab}$  adelanta a  $V_{an}$  por  $30^\circ$ , y así :

$$V_{ab} = (\sqrt{3}) V_{an} \angle 30^\circ$$

$$V_{bc} = (\sqrt{3}) V_{bn} \angle 30^\circ$$

$$V_{ca} = (\sqrt{3}) V_{cn} \angle 30^\circ$$

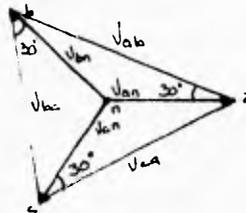


DIAGRAMA VECTORIAL DE LOS VOLTAJES EN UN CIRCUITO TRIFÁSICO BALANCEADO.

#### 2.1.11. - DEFINICION Y TIPOS DE POTENCIA :

Aunque la teoría fundamental de la transmisión de energía -- describe el transporte de la energía en términos de la interacción de los campos eléctricos y magnéticos, los sistemas de potencia que el -- ingeniero maneja casi siempre se refieren a la descripción de la razón de cambio de la energía con respecto al tiempo ( lo cual es la definición de potencia) en términos de voltaje y corriente. La unidad de -- potencia es el watt. La potencia en watts que absorbe la carga en cualquier instante es el producto de la caída de voltaje instantánea en -- volts a través de la carga y la corriente instantánea en amperes -- dentro de la carga. Si las terminales de la carga se designan a y n, y si el voltaje y la corriente se expresan por medio de las siguientes -- ecuaciones :

$$v_{an} = V \max \cos \omega t \dots\dots (1)$$

$$i_{an} = I \max \cos (\omega t - \theta) \dots\dots (2)$$

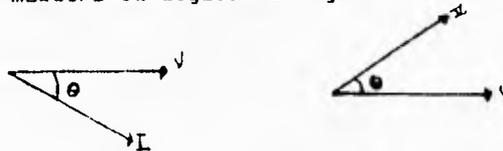
la potencia instantánea es :

$$p = v_{an} i_{an} \dots\dots (3)$$

sustituyendo (1) y (2) en (3) nos queda que :

$$p = V_{\max} I_{\max} \cos \omega t \cos(\omega t - \theta) \dots (4)$$

El ángulo  $\theta$  en estas ecuaciones es positivo para atraso en corriente con respecto al voltaje y negativo para adelanto en corriente, como lo muestra la siguiente figura :



Un valor positivo de  $p$  expresa la razón a la cual la energía es absorbida por la parte del sistema entre los puntos  $a$  y  $n$ . La potencia instantánea es obviamente positiva cuando  $v$  and  $i$  son positivas, pero es negativa cuando  $v$  and  $i$  son opuestas en signo.

La potencia positiva calculada como  $v i$  resulta cuando la corriente circula en la dirección de una caída de voltaje y en la razón de transferencia de energía a la carga. Alternativamente, la potencia negativa calculada como  $v i$  resulta cuando la corriente circula en la dirección de un voltaje superior y significa que la energía se transfiere de la carga al sistema al cual está conectada. Si  $v$  and  $i$  están en fase y puesto que están en una carga puramente resistiva, la potencia instantánea nunca es negativa. Si la corriente y el voltaje están fuera de fase  $90^\circ$ , como en un elemento de circuito puramente inductivo o puramente capacitivo, la potencia instantánea tiene una mitad positiva y otra igualmente negativa y el valor promedio es cero.

Usando identidades trigonométricas la expresión de la ecuación (4) anterior se reduce a :

sabiendo que :

$$\cos(\alpha - \beta) = (\cos \alpha)(\cos \beta) + (\sin \alpha)(\sin \beta)$$

tenemos en nuestra ecuación :

$$\cos \omega t [(\cos \omega t)(\cos \theta) + (\sin \omega t)(\sin \theta)]$$

esto es igual a :

$$(\cos^2 \omega t)(\cos \theta) + (\cos \omega t)(\sin \omega t)(\sin \theta) \dots (a)$$

ahora utilizando :

$$\sin 2\alpha = 2(\sin \alpha)(\cos \alpha)$$

tenemos que, si utilizamos la identidad anterior en (a) :

$$\frac{1}{2}[2[(\cos^2 \omega t)(\cos \theta) + (\cos \omega t)(\sin \omega t)(\sin \theta)]]$$

reduciendo nos queda :

$$\frac{1}{2}[2[(\cos^2 \omega t)(\cos \theta)] + (\sin 2\omega t)(\sin \theta)] \quad (b)$$

aplicando por último la siguiente identidad :

$$2\cos^2 \frac{a}{2} = 1 + \cos a$$

pero si nosotros sabemos que:

$$a = a/2$$

esto es, la identidad nos queda :

$$2\cos^2 a = 1 + \cos 2a$$

sustituyendo en (b) nos queda:

$$(1/2)[(1 + \cos 2\omega t)(\cos \theta) + (\sin 2\omega t)(\sin \theta)] \dots (c)$$

ahora poniendo los valores de  $V_{\max}$  e  $I_{\max}$  nos queda :

$$p = (V_{\max} I_{\max} / 2) \cos \theta (1 + \cos 2\omega t) + (V_{\max} I_{\max} / 2) \sin \theta \sin 2\omega t \dots (5)$$

donde  $[(V_{\max} I_{\max}) / 2]$  puede reemplazarse por el producto del voltaje y la corriente eficaces  $|V_{\text{an}}| \cdot |I_{\text{an}}|$  o  $|V| \cdot |I|$ , los cuales están dados por su magnitud.

Haciendo un examen de la ecuación (5) nos muestra que el primer término, el que contiene a  $\cos \theta$ , siempre es positivo y tiene un valor promedio de :

$$P = (V_{\max} I_{\max} / 2) \cos \theta \dots (6)$$

o cuando se sustituyen los valores eficaces de corriente y voltaje :

$$P = |V| \cdot |I| \cos \theta \dots (7)$$

Esta componente de la potencia instantánea  $p$  se denomina potencia real. La unidad fundamental para la potencia real es el watt, --

pero es una unidad muy pequeña con respecto a las cantidades en sistemas de potencia, así que la potencia real es medida generalmente en kilowatts o megawatts.

El coseno del ángulo de fase  $\theta$  entre el voltaje y la corriente se conoce como factor de potencia. Un circuito inductivo se dice que tiene un factor de potencia en atraso y un circuito capacitivo se dice que tiene un factor de potencia en adelanto. En otras palabras, los términos factor de potencia en atraso y en adelanto, respectivamente, indican cuando la corriente está atrasada o adelantada con respecto del voltaje aplicado.

El segundo término de la ecuación (5), el que contiene  $\sin \theta$  es alternativamente positivo o negativo y tiene un valor promedio de cero. Esta componente de la potencia instantánea  $p$  se denomina potencia reactiva y expresa el flujo de energía desde la carga y hacia la carga alternadamente.

El máximo valor de esta potencia pulsante, designada por  $Q$ , se llama potencia reactiva o voltamperios reactivos y es muy útil en la descripción de la operación de un sistema de potencia.

La potencia reactiva es :

$$Q = [V_{\max} I_{\max}] / 2 \sin \theta \dots (8)$$

o bien :

$$Q = |V| \cdot |I| \sin \theta \dots (9)$$

Si se conocen las expresiones vectoriales para el voltaje y corriente, se logra convenientemente el cálculo de potencia real y reactiva en forma compleja. Si el voltaje y la corriente en determinada carga o parte de un circuito se expresan por  $V = |V| \angle \alpha$  e  $I = |I| \angle \beta$  el producto del voltaje por el conjugado, (es el mismo número solo que su ángulo ahora es negativo), de la corriente es :

$$VI^* = (v \angle \alpha) (i \angle -\beta) \dots (10)$$

o bien :

$$VI^* = |V| \cdot |I| \angle \alpha - \beta \dots (11)$$

donde :

$|V|$  y  $|I|$  son las magnitudes de voltaje y corriente.

$\alpha$  y  $\beta$  son los ángulos del voltaje y la corriente respectivamente.

Esta cantidad, conocida como la potencia compleja, comúnmente se designa por  $S$ . En forma rectangular, es decir representados por una parte real y una imaginaria o compleja :

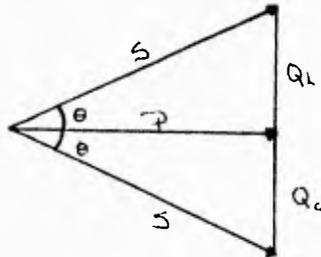
$$S = |V| \cdot |I| \cos (\alpha - \beta) + j |V| \cdot |I| \sen (\alpha - \beta) \dots (12)$$

puesto que  $\alpha - \beta$ , es el ángulo de fase entre el voltaje y la corriente, es  $\theta$  en las ecuaciones anteriores y por lo tanto :

$$S = P + jQ \dots (13)$$

La potencia reactiva  $Q$  es positiva cuando el ángulo de fase  $\alpha - \beta$ , entre el voltaje y la corriente, es positiva, esto es cuando  $\alpha > \beta$ , lo que significa que la corriente está atrasando el voltaje. Alternativamente,  $Q$  es negativa para  $\beta > \alpha$ , lo cual indica que la corriente adelanta el voltaje. Esto está de acuerdo con la selección de un signo positivo para la potencia reactiva de un circuito inductivo y un signo negativo para la potencia reactiva de un circuito capacitivo. Para obtener el signo adecuado de  $Q$ , es necesario calcular  $S$  como  $VI^*$ , en lugar de  $V I$  lo cual invierte el signo de  $Q$ .

Un método gráfico para obtener  $P, Q$  y el ángulo de fase es -- mediante el dibujo de un triángulo de potencia, el cual puede dibujarse para una carga inductiva, como se muestra en la figura siguiente :



TRIANGULO DE POTENCIA PARA UNA CARGA INDUCTIVA Y UNA CAPACITIVA.

La potencia  $P$  se dibuja a lo largo del eje horizontal para su análisis gráfico. Para una carga inductiva,  $Q$  se dibuja verticalmente en la parte de arriba si es positiva. Una carga capacitiva tiene potencia reactiva negativa y  $Q$  está verticalmente hacia abajo. La figura anterior, ilustra el triángulo de potencia compuesto de  $P_1$ ,  $Q_1$  y  $S_1$ . Para una carga en atraso que tiene un ángulo de fase  $\theta_1$  combinado con el triángulo de potencia compuesto de  $P_2$ ,  $Q_2$  y  $S_2$ , el cual es para una carga capacitiva con  $\theta_2$  negativo.

## 2.2. CONCEPTO Y CLASIFICACION DE LINEAS :

### 2.2.1.- CONCEPTO DE LINEA :

Las líneas constituyen los eslabones de conexión entre las -  
Centrales Generadores y los sistemas que se encargan de distribuir ---  
la energía generada.

Asi pues, podemos definir como línea al medio de transporte -  
de la energía desde su lugar de generación hasta los puntos de consumo

### 2.2.2.- CLASIFICACION DE LINEAS :

Las líneas las podemos clasificar de la siguiente manera :

- 1.- Líneas cortas.
- 2.- Líneas de longitud media.
- 3.- Líneas largas.

#### LINEAS CORTAS :

En las líneas cortas, están comprendidas todas aquellas que -  
tienen una longitud menor a los 60 kilómetros.

La eficiencia de la línea corta se define como el cociente -  
de la potencia real que sale de la línea en el extremo receptor dividi  
da por la potencia real que entra a la línea en el extremo generador.

Se define la regulación de voltaje de una línea corta, como  
el porcentaje de aumento del voltaje receptor cuando se desconecta la  
carga plena, permaneciendo constante el voltaje generador y estando --  
referido ese porcentaje de aumento al voltaje receptor con plena carga  
pero como en el caso de una línea corta, en la que se desprecia la capa  
citancia al neutro de la línea, el voltaje en vacío en el extremo recep  
tor es igual al voltaje aplicado en el extremo generador, por lo que se  
expresa de la siguiente manera :

$$\% \text{ Reg} = \frac{V_0 - V_R}{V_R} \times 100$$

donde :

$V_R$  = módulo del voltaje en el extremo receptor.

$V_G$  = módulo del voltaje en el extremo generador.

#### LINEAS DE LONGITUD MEDIA :

En líneas de transmisión de longitud media, las cuales constituyen todas aquellas comprendidas entre 60 y 250 kilómetros de longitud y voltajes comprendidos entre 40 KV y 220 KV.

La regulación de voltaje de la línea media es :

$$\% \text{ Reg} = \frac{V_{R0} - V_R}{V_R} \times 100$$

Donde :

$V_{R0}$  = Voltaje en vacío (sin carga) del extremo receptor.

$V_R$  = Voltaje del extremo receptor.

#### LINEAS LARGAS :

Se considera línea larga, a aquellas que tienen una longitud mayor a los 150 kilómetros.

El fenómeno fundamental de las líneas largas, se caracteriza por el cambio de intensidad de la corriente a lo largo de la transmisión, por la existencia de una corriente en la línea cuando no hay carga en el extremo receptor, y por un incremento del potencial de ese extremo, esto se hace más notable cuando hay poca o ninguna carga. Aparte de esto, existen en las líneas largas los mismos escollos que en las cortas: efecto Joule, escape de energía por defecto de aislamiento, disminución del potencial con carga, etc.; pero aumentados en proporción a la magnitud del caso.

## 2.3 CONCEPTO Y CLASIFICACION DE FALLAS :

### 2.3.1. - CONCEPTO DE FALLA :

Los sistemas eléctricos están expuestos a diferentes contingencias, condiciones anormales de operación, tales como sobretensiones - debidas a descargas atmosféricas, sobretensiones por maniobras (desconexión o conexión) de interruptores en las redes, pérdidas de cargas, etc. y a otro tipo de fallas que pueden tener su origen en las anteriores como son los cortocircuitos en los distintos puntos de las instalaciones.

Las fallas no solo pueden producir interrupción de servicio en zonas de alimentación reducidas, sino que puede ser de consecuencias tales que provoquen interrupciones mayores como es la pérdida de sincronismo en las plantas generadoras lo que puede conducir a interrupciones generales.

Además de las interrupciones, se puede destruir parte de las instalaciones y equipos, lo cual resulta muy costoso.

Daños mecánicos en partes de las instalaciones que tienen -- como causa primaria una falla eléctrica.

## 2.4. CONCEPTO Y CLASIFICACION DE INTERRUPTORES :

### 2.4.1.- CONCEPTO DE INTERRUPTOR :

Un interruptor es un dispositivo cuya función es interrumpir y restablecer la continuidad en un circuito eléctrico.

Si la operación se efectúa sin carga (corriente), el interruptor recibe el nombre de desconectador o cuchilla desconectadora.

Si en cambio la operación de apertura o cierre la efectúa -- con carga (corriente nominal) o con corriente de corto circuito (en -- caso de alguna perturbación), el interruptor recibe el nombre de disyuntor o interruptor de potencia.

Los interruptores, en caso de apertura, deben asegurar el aislamiento eléctrico del circuito.

## 2.5 CONCEPTO Y CLASIFICACION DE TRANSFORMADORES :

### 2.5.1.- CONCEPTO DE TRANSFORMADOR :

Un transformador es un dispositivo que :

a).- Transfiere energía eléctrica de un circuito a otro conservando la frecuencia constante.

b).- Lo hace bajo el principio de inducción electromagnética

c).- Tiene circuitos eléctricos que están unidos magnéticamente y aislados eléctricamente.

Son dispositivos eléctricos capaces de elevar o disminuir el voltaje y la corriente, manteniendo constante la potencia.

### 2.5.2.- ELEMENTOS DE LOS TRANSFORMADORES :

Las principales partes que constituyen un transformador son el núcleo magnético, los devanados, el conmutador o cambiador de derivaciones (en vacío o bajo carga), el tanque, los dispositivos de enfriamiento, las boquillas, así como algunos otros accesorios, como son las --ruedas de rolar, ganchos de sujeción válvulas de carga de aceite, etc.

### 2.5.3.- CLASIFICACION DE LOS TRANSFORMADORES :

Los transformadores se pueden clasificar por :

a).- Por el número de fases en :

b).- Por el número de devanados en :

c).- Por el medio refrigerante en :

d).- Por el tipo de enfriamiento en :

e).- Por su operación en :

f).- De corriente.

g).- De potencial.

#### 2.5.4.- CONEXION DE TRANSFORMADORES :

##### CONEXION DELTA-DELTA :

La conexión delta-delta en transformadores trifásicos se emplea normalmente en lugares donde existen tensiones relativamente bajas; en sistemas de distribución se utilizan para alimentar cargas trifásicas.



DIAGRAMA DE LA CONEXION DELTA-DELTA.

##### CONEXION DELTA-ESRELLA :

Esta conexión se emplea en aquellos sistemas de transmisión en que es necesario elevar voltajes de generación. En sistemas de distribución es conveniente su uso debido a que se pueden tener dos voltajes diferentes (entre fase y neutro).

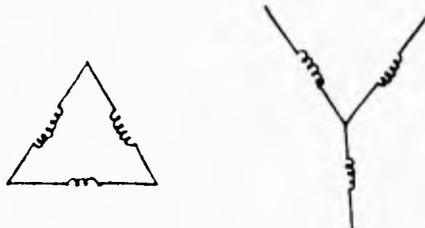
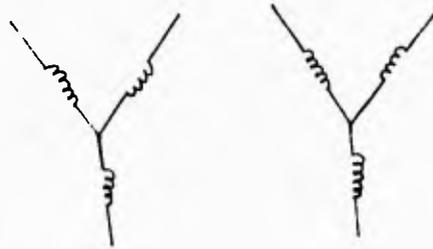


DIAGRAMA DE LA CONEXION DELTA-ESTRELLA.

**CONEXION ESTRELLA-ESTRELLA :**

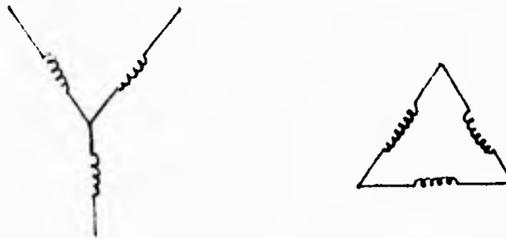
Esta conexión se emplea en tensiones muy elevadas, ya que se disminuye la cantidad de aislamiento.



**DIAGRAMA DE CONEXION ESTRELLA-ESTRELLA.**

**CONEXION ESTRELLA-DELTA :**

Se utiliza esta conexión en los sistemas de transmisión de las subestaciones receptoras cuya función es reducir el voltaje. En sistemas de distribución es poco usual; se emplea en algunas ocasiones para distribución rural a 20 KV.



**DIAGRAMA DE CONEXION ESTRELLA-DELTA.**

## 2.6 CONCEPTO Y CLASIFICACION DE SUBESTACIONES :

### 2.6.1.- CONCEPTO DE SUBESTACION :

Una subestacion eléctrica es un conjunto de máquinas, aparatos y circuitos que tienen la función de modificar los parámetros de la potencia eléctrica (tensión y corriente) y de proveer un medio de interconexión y despacho (distribución) entre las diferentes líneas de un sistema.

### 2.6.2.- CLASIFICACION DE LAS SUBESTACIONES :

Desde el punto de vista de la función que desempeñan las subestaciones se pueden clasificar como siguen :

Subestaciones en las plantas generadoras o centrales eléctricas, estas se encuentran adyacentes a las centrales eléctricas o plantas generadoras de electricidad para modificar los parámetros de la potencia suministrados por los generadores para permitir la transmisión en alta tensión en las líneas, a este respecto se puede mencionar que los generadores pueden suministrar la potencia entre 5 y 25 KV y la transmisión dependiendo del volumen de energía y la distancia se puede efectuar a 69, 85, 115, 138, 230 o 400 KV.

Subestaciones receptoras primarias, estas son alimentadoras directamente de las líneas de transmisión y reducen la tensión a valores menores para la alimentación de los sistemas de subtransmisión o las redes de distribución, de manera que dependiendo de la tensión de transmisión puede tener en su secundario tensiones del orden de 115, 69 y eventualmente 34.5, 13.2, 6.9 o 4.16 KV.

Subestaciones receptoras secundarias, estas son por lo general alimentadoras de las redes de subtransmisión y suministran la energía eléctrica a las redes de distribución a tensiones comprendidas entre 34.5 y 6.9 KV.

Las subestaciones eléctricas también se pueden clasificar por el tipo de instalación como :

Subestaciones tipo intemperie, estas se construyen en terrenos expuestos a la intemperie y requieren de un diseño, aparatos y

máquinas capaces de soportar el funcionamiento bajo condiciones atmosféricas adversas (lluvia, viento, nieve e inclemencias atmosféricas --- diversas) por lo general se adaptan en los sistemas de alta tensión.

Subestaciones de tipo interior, en este tipo, los aparatos y máquinas que se usan están diseñados para operar en interiores, esta --- solución se usaba hace algunos años en la práctica europea, generalmente son usadas en las industrias.

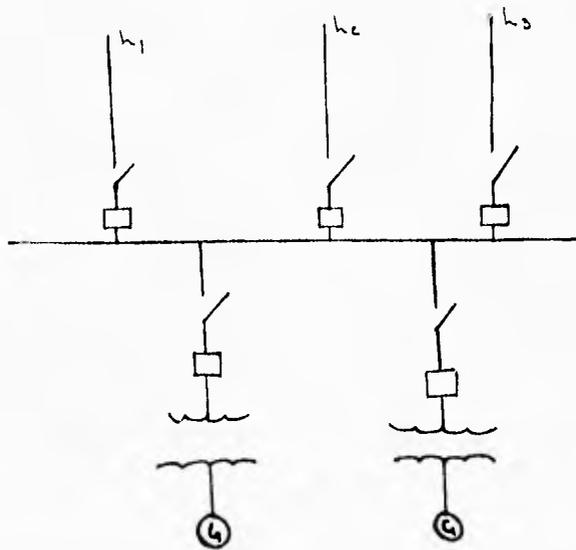
Subestaciones tipo blindado, en este tipo los aparatos y las máquinas se encuentran muy protegidos y el espacio necesario es muy reducido en comparación a las construcciones de subestaciones convencionales, por lo general se usan en el interior de fábricas, hospitales, --- auditorios, edificios y centros comerciales que requieren de poco espacio para estas instalaciones por lo que se usan por lo general en tensiones de distribución y utilización.

### 2.6.3.- ARREGLOS TÍPICOS DE LAS SUBESTACIONES :

Un aspecto importante a considerar en el esquema a usar en una subestación eléctrica es la confiabilidad que se tiene en el suministro de la energía, es decir se debe analizar la probabilidad de --- falla en los diferentes elementos y en el arreglo mismo de ellas en --- función de una continuidad deseada en el servicio que normalmente la --- regula un criterio de calidad del suministro.

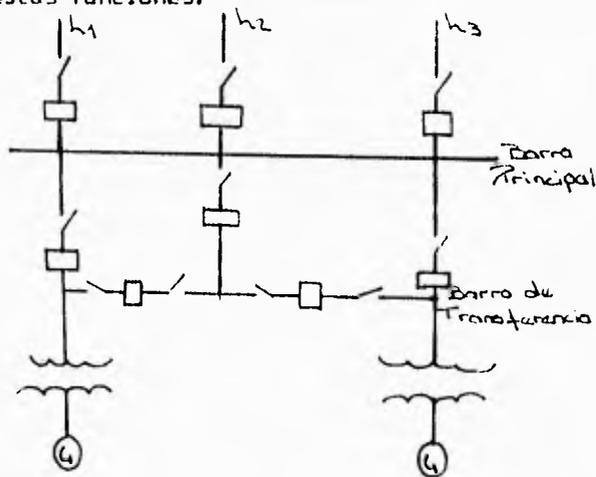
La disposición de las barras colectoras son producto de un análisis de este tipo que se conjuga también con la importancia que --- tendrá la subestación en la instalación o sistema eléctrico de que --- forme parte, es así como en las subestaciones que se diseñan para operar en las plantas generadoras se pueden emplear diferentes configuraciones en las barras (buses) siendo las más comunes las indicadas a --- continuación :

Disposición con barras colectoras simples, esta disposición --- se puede emplear en plantas generadoras termoeléctricas o hidroeléctricas de una capacidad relativamente baja y que no formen parte fundamental del suministro de energía eléctrica del sistema. Puede tener --- algunas variantes como el uso de interruptores longitudinales que ofrecen algunas ventajas de las que tiene un sistema de doble barra.



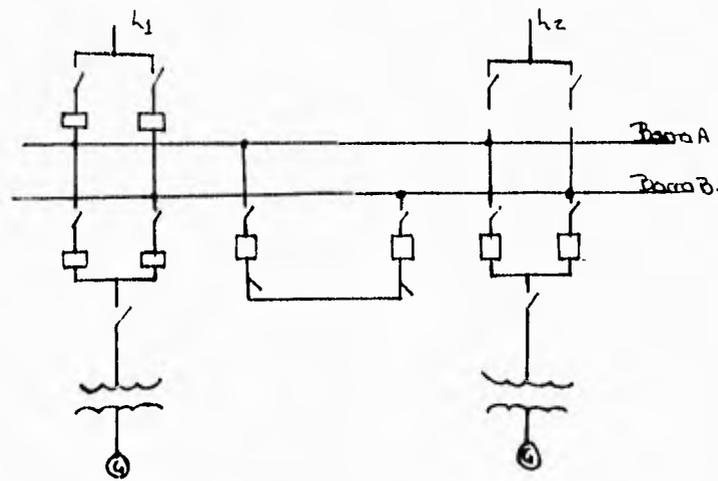
DISPOSICION CON BARRAS COLECTORAS SIMPLS

Sistema con barra de transferencia, este esquema técnicamente se puede decir que es más cómodo y seguro ya que cada línea puede permanecer en servicio aún cuando su interruptor se encuentra fuera de servicio por mantenimiento o reparación ya que el interruptor de transferencia adopta estas funciones.



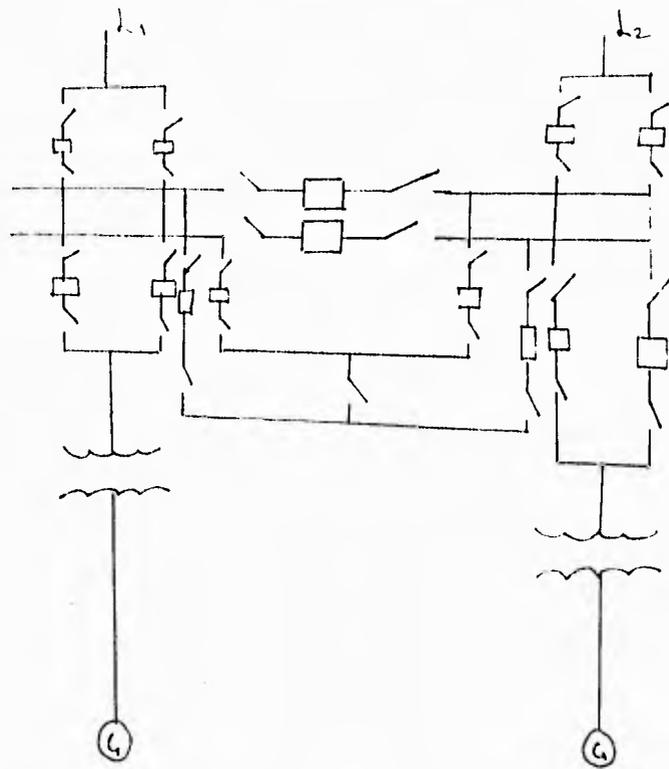
SISTEMA CON BARRA DE TRANSFERENCIA.

Sistema de barras colectoras dobles, este arreglo es más complejo que los anteriores y se prefiere en las subestaciones eléctricas más importantes de un sistema en donde no solo se requiere realizar mantenimiento o revisión en la instalación sin interrupción de servicio, también se requiere el funcionamiento de algunas partes de la instalación intercambiando las salidas indistintamente sobre las barras, existen algunas variantes en este sistema como es el caso de seccionamiento longitudinal y el transversal que aumentan la flexibilidad de servicio y ofrecen algunas ventajas de las que se tiene con el sistema de barras triples.

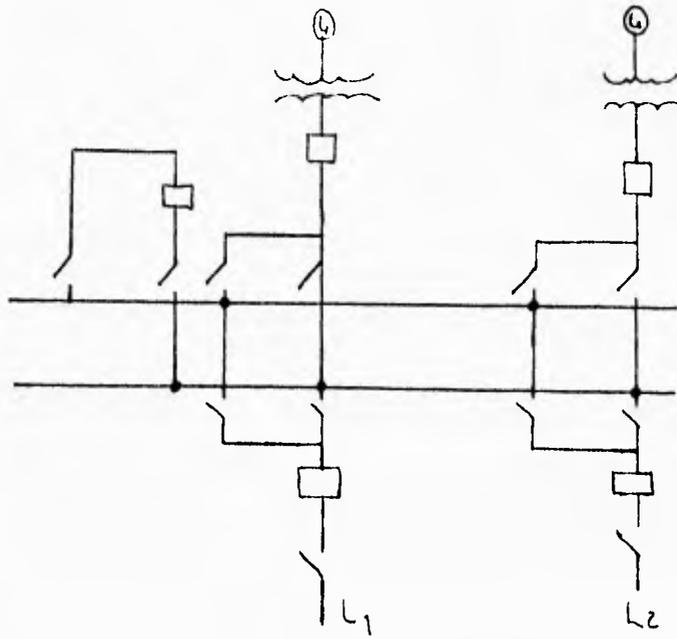


SISTEMA DE BARRAS COLECTORAS DOBLES

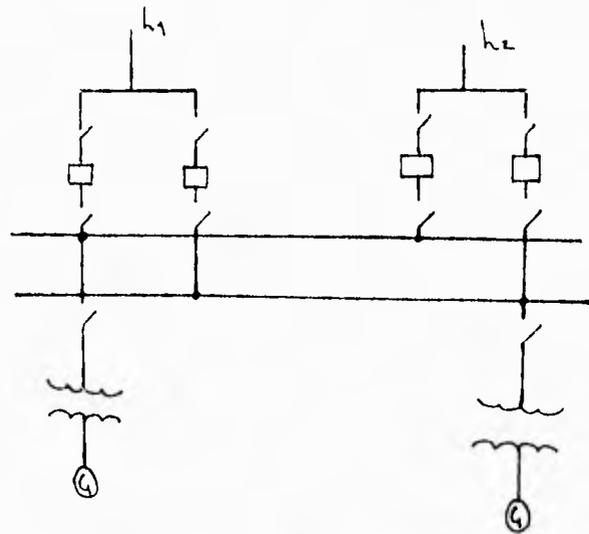
Para cada nivel de tensión de la subestación receptora primaria, se emplean normalmente un esquema con barras colectoras doble y con interruptor en paralelo. En algunos casos para aumentar posteriormente la seguridad de operación en las subestaciones más importantes de un sistema se emplea también la barra de transferencia en el sistema de barras doble.



SISTEMA DE BARRA DOBLE CON INTERRUPTOR.



**DIAGRAMA DE CONEXION CON DOBLE JUEGO DE BARRAS COLECTORAS**



**DOBLE JUEGO DE BARRAS COLECTORAS CON DOS INTERRUPTORES POR LINEA**

#### 2.0.4. - CARACTERISTICAS ELECTRICAS DE LAS SUBESTACIONES :

En el proyecto de las subestaciones eléctricas los parámetros eléctricos sobre los cuales se hace la selección de las características constructivas, de los equipos y aparatos son básicamente cuatro :

- Las tensiones a que trabajará la instalación.
- El nivel de aislamiento admisible en los aparatos por instalar.
- La corriente máxima que se provee en servicio continuo.
- La corriente de corto circuito.

En las subestaciones conectadas a las plantas generadoras se proveen generalmente dos sistemas, uno que opera a la tensión de generación y que transforma a las tensiones necesarias en los servicios auxiliares de la planta y el otro a las de transmisión usadas.

En las subestaciones receptoras secundarias se definen las tensiones de operación en el lado de la transmisión por la usada en las líneas y en el otro lado por los valores usados para la distribución. No se debe de olvidar que en algunos casos existen subestaciones eléctricas que pueden requerir dos tensiones secundarias, en cuyo caso es más común el uso de transformadores con devanado terciario.

Dentro del Sistema Eléctrico Nacional ( SEN ) sabemos que existe ocho áreas, de las cuales seis están interconectadas entre sí (Central, Oriental, Occidental, Norte, Noreste, Noroeste) y dos que no lo están (Baja California y Peninsular).

Toda información proveniente de las áreas interconectadas llega al CENAL (Centro Nacional), donde se tendrá el control y la verificación de toda esta información, como por ejemplo dentro del Centro Nacional, en la Gerencia de Operación, los operadores están monitoreando los diagramas unifilares de todas las subestaciones de las seis áreas interconectadas.

Para esto, ellos solo necesitan la información esencial, la cual les facilite una visión general de cada subestación, es decir, una simplificación de las mismas.

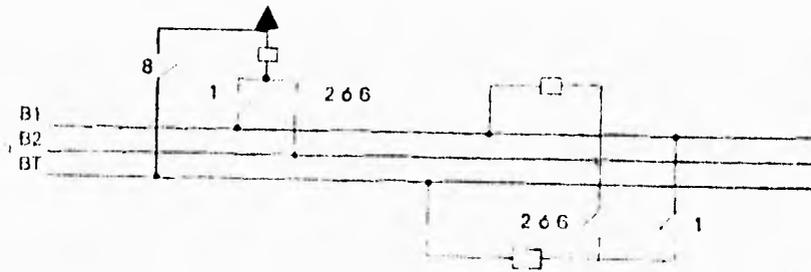
Se tienen reglas para la simplificación de los diagramas unifilares de las seis áreas interconectadas, donde para los operadores del Centro Nacional, solo les interesan los siguientes elementos de cada diagrama :

- Líneas.
- Plantas o unidades generadoras.
- Interruptores.
- Barras.
- Transformadores.
- Algunos switches.
- Voltajes (Volts).
- Frecuencia (Hz).
- Potencia (MW, MVAR).

Reglas de simplificación de interruptores y cuchillas requeridos en los diferentes tipos de arreglos de subestaciones, para determinar la topología de la red eléctrica que necesitan los programas de aplicación del Centro Nacional, cabe mencionar que la nomenclatura utilizada en esta simplificación es la utilizada por el Centro Nacional.

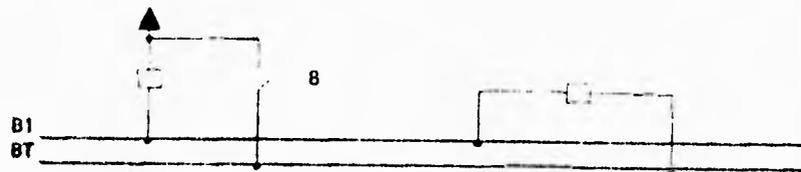
1.- ARREGLO DE DOBLE BARRA CON BARRA DE TRANSFERENCIA :

En este arreglo solo son necesarios todos los interruptores y las cuchillas cuya numeración termine con los números uno, dos o seis y ocho.



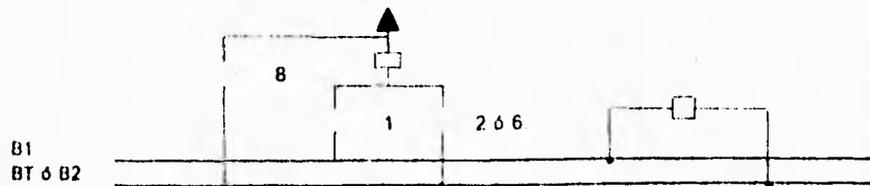
2.-ARREGLO DE BARRA PRINCIPAL DE TRANSFERENCIA :

Aquí solo es necesario los interruptores y solo la cuchilla con terminación en ocho.



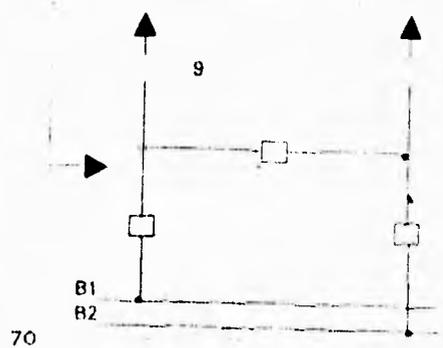
3. -ARREGLO DE DOBLE BARRA PRINCIPAL :

En este tipo se toman todos los interruptores y las cuchillas con terminaciones en su numeración uno, dos o seis, y ocho.



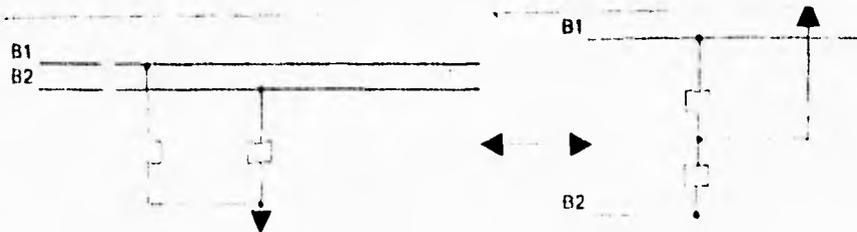
4. -ARREGLO DE INTERRUPTOR Y MEDIO :

Aquí se toman todos los interruptores y solo las cuchillas cuyo número termine en nueve.



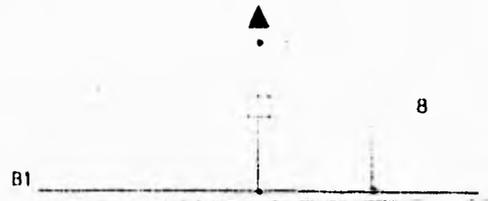
5.- ARREGLO DE DOBLE INTERRUPTOR :

En este tipo de simplificación lo único que se hace es reacomodar los interruptores y las barras según el siguiente diagrama :

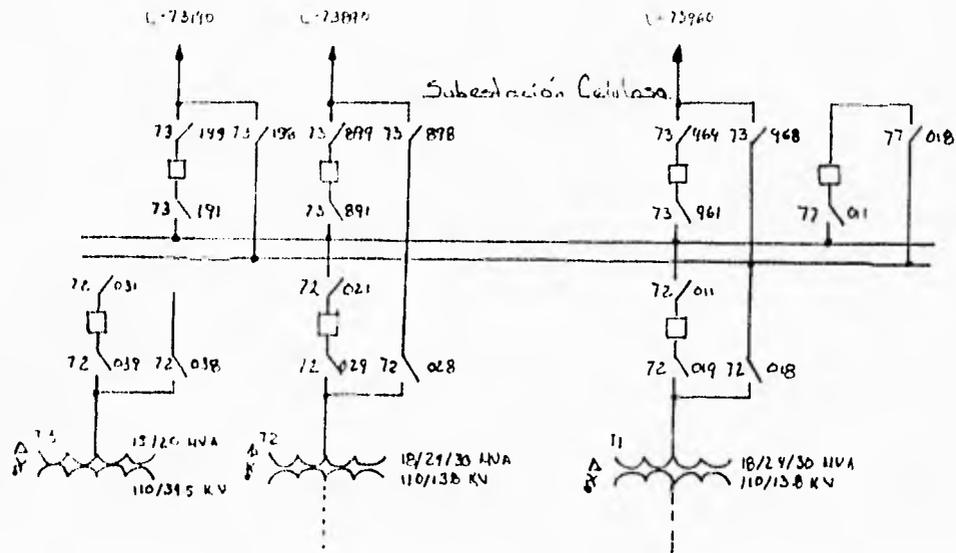


6.- ARREGLO DE BARRA UNICA :

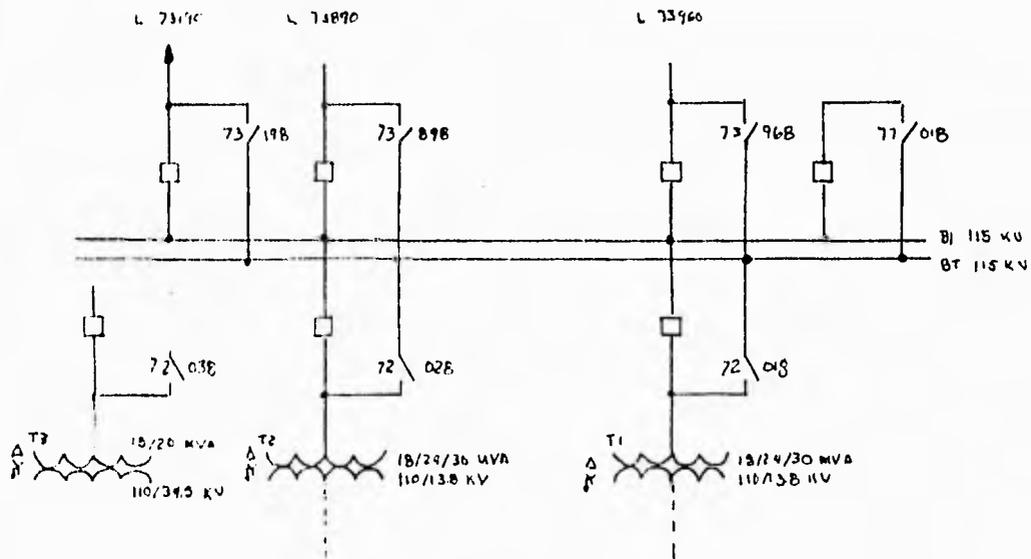
En este caso aparecen los interruptores y solo las cuchillas que su número termine en ocho.



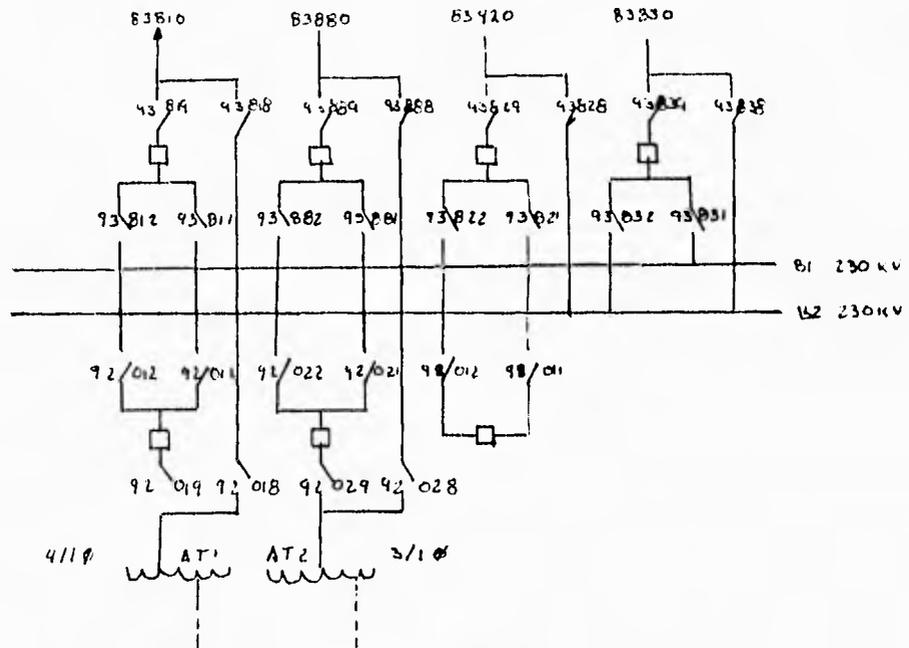
A continuación presentamos algunos ejemplos de como se debe de ocupar estas reglas para simplificar los diagramas unifilares de -- las diferentes subestaciones que conforman el Sistema Eléctrico Nacional :



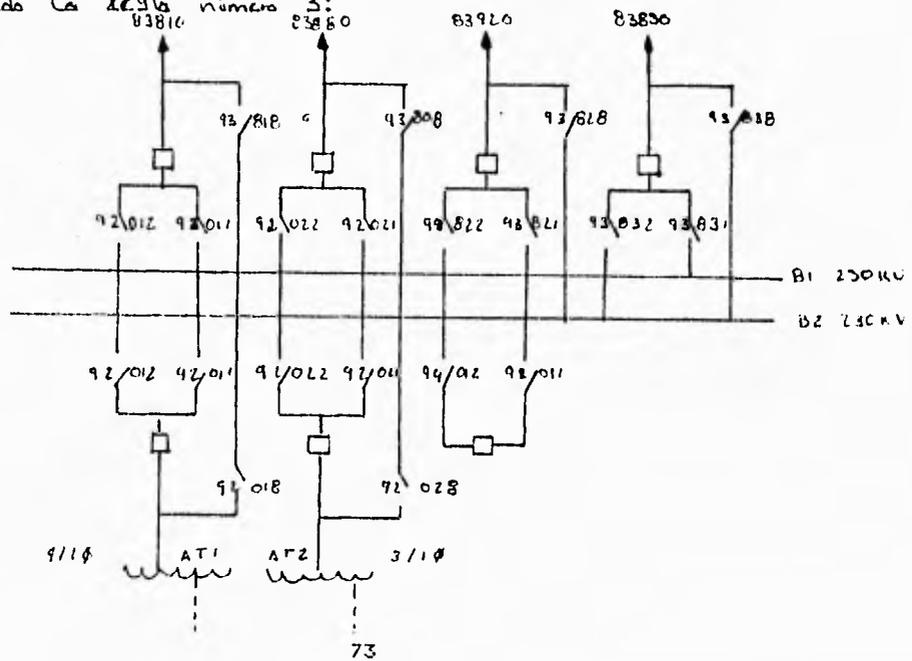
Aplicando la Regla Número 2:



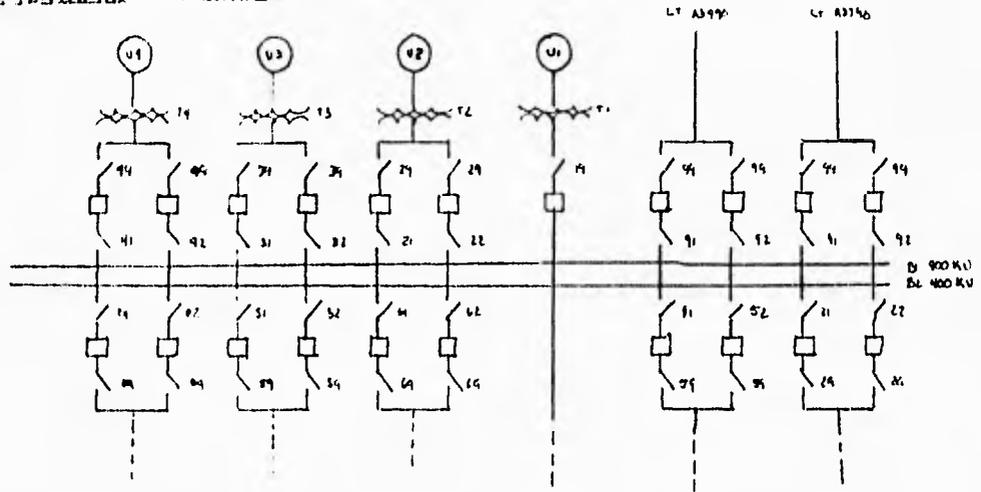
Subestación Aeropuerto.



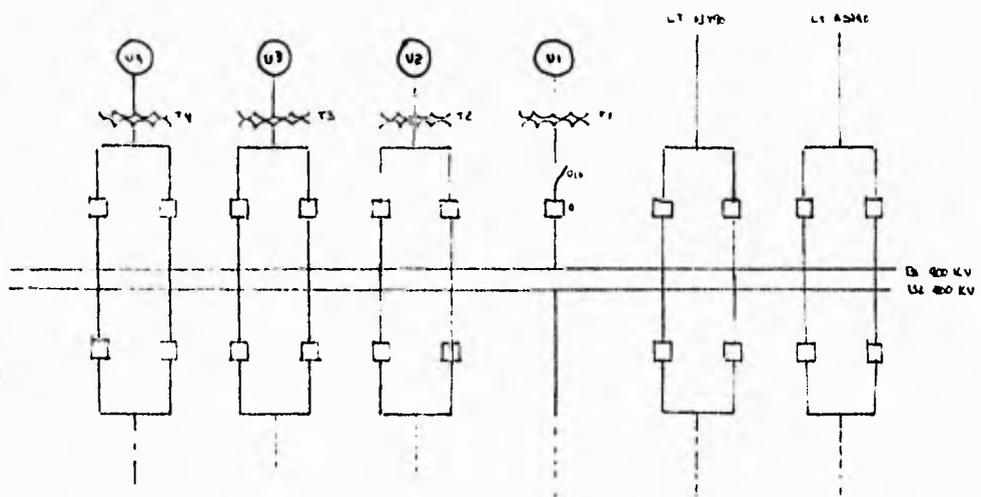
Aplicando la Regla número 3:



Subestacion Alhambra



Aplicando la regla número 5:



Todo lo anterior es con la finalidad, de que la información - que es accesada al programa llamado Configurador de la Red, sea lo - mejor posible.

Esto es debido a que el Configurador de la red, es el programa encargado de procesar la información de la Base de Datos de Tiempo -- Real, denominado ESCADA, esta información consiste en el estado de los - interruptores y cuchillas, para obtener el modelo eléctrico de la red.

Detecta formación de islas, seccionamiento de barras, etc., -- este modelo es utilizado por los programas de aplicación dentro de la secuencia de Tiempo Real.

Es por esto, que las reglas que se mencionaron anteriormente tienen un papel importante dentro de la operación del Sistema Eléctrico Nacional, ya que estas son las que da los elementos a el Configurador de la Red.

## CLASIFICACION DE PLANTAS GENERADORAS

### 3.1.- TIPOS DE PLANTAS GENERADORAS EN EL SISTEMA ELECTRICO NACIONAL :

#### 3.1.1.- CAPACIDAD DE GENERACION :

En el Sistema Eléctrico Nacional, el sistema de generación -- está integrado por un conjunto de Centrales Generadoras de diferentes tipos, que utilizan distintos combustibles o fuentes de energía primaria.

Los diferentes tipos de Centrales Generadoras en el Sistema Eléctrico Nacional, podemos encontrar del tipo Hidroeléctrico, Termoelectrico, Geotérmico, Nucleoeléctrico y Eoloeléctrico, siendo las plantas -- Termoelectricas, las que generan la mayor cantidad de energía.

En el siguiente cuadro, se muestran las Centrales más importantes por su capacidad, tecnología de generación o importancia regional mostrando su localización en el mapa, que posteriormente se muestra

CENTRAL	TIPO	AREA
1.- ANGOSTURA	HIDROELECTRICO	ORIENTAL
2.- CHICOASEN	HIDROELECTRICO	ORIENTAL
3.- MALPASO	HIDROELECTRICO	ORIENTAL
4.- PENITAS	HIDROELECTRICO	ORIENTAL
5.- TEMASCAL	HIDROELECTRICO	ORIENTAL
6.- CARACOL	HIDROELECTRICO	ORIENTAL
7.- INFIERNILLO	HIDROELECTRICO	CENTRAL
8.- VILLITA	HIDROELECTRICO	CENTRAL
9.- NECAXA	HIDROELECTRICO	CENTRAL
10.- EL NOVILLO	HIDROELECTRICO	NOROESTE
11.- COMEDERO	HIDROELECTRICO	NOROESTE
12.- BACURATO	HIDROELECTRICO	NOROESTE
13.- TULA	TERMoeLECTRICO	CENTRAL
14.- VALLE DE MEXICO	TERMoeLECTRICO	CENTRAL
15.- JORGE LUQUE	TERMoeLECTRICO	CENTRAL
16.- MANZANILLO	TERMoeLECTRICO	OCCIDENTAL
17.- SALAMANCA	TERMoeLECTRICO	OCCIDENTAL
18.- SAN LUIS POTOSI	TERMoeLECTRICO	OCCIDENTAL
19.- ALTAMIRA	TERMoeLECTRICO	NORESTE
20.- TUXPAN	TERMoeLECTRICO	ORIENTAL
21.- MONTERREY	TERMoeLECTRICO	NORESTE
22.- RIO BRAVO	TERMoeLECTRICO	NORESTE
23.- FRANCISCO VILLA	TERMoeLECTRICO	NORTE
24.- SAMALAYUCA	TERMoeLECTRICO	NORTE
25.- LERDO	TERMoeLECTRICO	NORTE
26.- PUERTO LIBERTAD	TERMoeLECTRICO	NOROESTE

27. - GUAYMAS II	TERMOELECTRICO	NOROESTE
28. - MAZATLAN II	TERMOELECTRICO	NOROESTE
29. - ROSARITO	TERMOELECTRICO	BAJA CALIFORNIA
30. - CAMPECHE	TERMOELECTRICO	PENINSULAR
31. - MERIDA	TERMOELECTRICO	PENINSULAR
32. - CERRO PRIETO	GEOTERMICO	BAJA CALIFORNIA
33. - LOS AZUFRES	GEOTERMICO	ORIENTAL
34. - LOS HUMEROS	GEOTERMICO	CENTRAL
35. - LAGUNA VERDE	NUCLEAR	OCCIDENTAL
36. - AGUAMILPA	HIDROELECTRICO	ORIENTAL

El mayor desarrollo Hidroeléctrico se encuentra en la cuenca del río Grijalva en el sureste del país y está integrado por las centrales de Angostura, Chicoasén, Malpaso y Peñitas. La capacidad total del conjunto es de 3,900 MW (Mega Watts) y representa el 48 % de la capacidad hidroeléctrica.

Otro desarrollo Hidroeléctrico importante es el de la cuenca del río Balsas, localizado al sur del país, las centrales que integran este conjunto son El Caracol, Infiernillo, La Villita, con un total de 1,895 MW, que corresponden al 23 % de la capacidad hidroeléctrica. El 29 % restante se encuentra distribuido en las cuencas de los ríos Papaloapan, Santiago, Pánuco, Yaqui, El Fuerte, Culiacán y Sinaloa.

La energía termoeléctrica proveniente de los hidrocarburos se produce en unidades de diferentes capacidades y tecnologías. El combustible se emplea principalmente en unidades generadoras de base, las centrales que lo utilizan se encuentran localizadas principalmente en los puertos o en la proximidad de las refinerías de Petróleos Mexicanos. El gas se utiliza en las centrales generadoras ubicadas en las áreas metropolitanas del Distrito Federal y de Monterrey y también para alimentar las unidades de ciclo combinado. El diesel se usa en unidades que operan durante los periodos de carga pico y en las zonas aisladas.

El mayor aprovechamiento de energía geotérmica se encuentra en la Central de Cerro Prieto en las cercanías de Mexicali, Baja California, con 620 MW de capacidad, que representan el 84 % del total de la capacidad geotérmica en operación en el país, El 16% restante se encuentra ubicado en Los Azufres, en Michoacán y Los Humeros, en Puebla.

La Central Nuclear de Laguna Verde se encuentra localizada en el Municipio de Alto Lucero, Veracruz, la primera unidad de 675 MW entró en operación en Septiembre de 1990, la segunda unidad, tam

bién de 675 MW, se encuentra en proceso de Construcción y está programada para iniciar su operación comercial en 1995.

LOCALIZACION DE LAS PRINCIPALES CENTRALES DE GENERACION :



### 3.1.2.- CAPACIDAD DE TRANSMISION DEL SISTEMA ELECTRICO NACIONAL :

La red de transmisión se ha desarrollado atendiendo a la magnitud y dispersión geográfica de la carga, así como a la localización de las centrales generadoras.

En ciertas áreas del país los núcleos de generación y consumo de electricidad se encuentran alejados entre sí, por lo que la interconexión entre áreas del Sistema Eléctrico Nacional se ha realizado a medida que se justifica técnica y económicamente. La estructura radial y la extensa cobertura de la red determinan que la capacidad de transmisión de los enlaces entre regiones del sistema dependa de manera importante de las condiciones instantáneas de la demanda y de la capacidad de generación disponible. En términos generales la capacidad de transmisión está limitada por los siguientes factores :

- a) Límite térmico de los conductores.
- b) Control de voltaje en los extremos del enlace.
- c) Margen de seguridad para preservar la integridad y estabilidad del sistema al ocurrir el evento de una contingencia crítica de una unidad generadora o un elemento de la red.

En el caso del Sistema Eléctrico Nacional, los dos últimos factores son los más restrictivos.

A continuación se muestra en el diagrama los principales enlaces de las diferentes áreas del Sistema Eléctrico Nacional.

ESTA TESIS NO DEBE  
SALIR DE LA BIBLIOTECA

### 3.2. - PLANTAS GENERADORAS TERMOELECTRICAS :

#### 3.2.1. - DEFINICION :

Una planta termoelectrica convencional, es aquella que aprovechando la energia calorifica contenida en el vapor, producido por una caldera, pone en movimiento una maquina de vapor, generalmente una turbina, para a su vez hacer girar un alternador y producir energia electrica.

#### 3.2.2. - CICLO TERMODINAMICO :

Las plantas termoelectricas convierten el calor en trabajo y de aqui en energia electrica a traves de algun ciclo de conversion de energia.

A continuacion mencionaremos los diferentes ciclos que se efectuan durante la produccion de energia electrica dentro de este tipo de plantas :

#### CICLO IDEAL :

El ciclo ideal o teorico de una planta simple es el llamado Ciclo Rankine, el cual se ilustra en la siguiente figura :

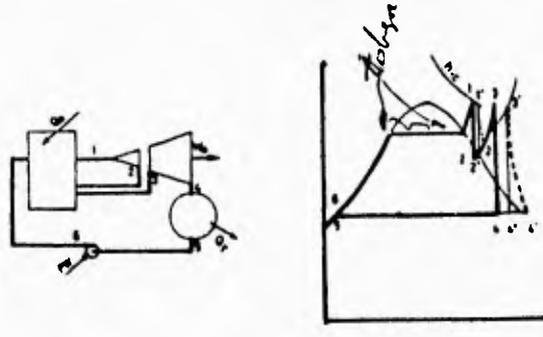


ESQUEMA DE UN CICLO RANKINE

Este ciclo está formado por cuatro equipos que están conectados por medio de una tubería adecuada; estos son la caldera y supercalentador en el que se genera el vapor por el calor liberado de los combustibles, la turbina en donde se obtiene el trabajo de expansión del vapor, el condensador que convierte el vapor consumido en agua usando serpentines de enfriamiento y por último una bomba de alimentación de la caldera que regresa el agua condensada a la caldera.

#### CICLO DE RECALENTAMIENTO :

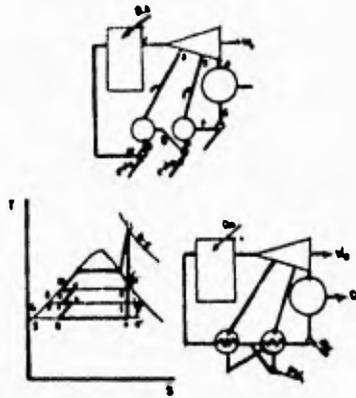
El ciclo de recalentamiento fué creado para obtener la mayor eficiencia térmica posible. La forma del ciclo de recalentamiento comparada con el ciclo Rankine varía en retirar de la turbina el vapor en un estado intermedio, regresándolo al generador de vapor para recalentarlo y mandarlo de nuevo a el siguiente paso de la turbina.



ESQUEMA DE UN CICLO DE RECALENTAMIENTO.

#### CICLO REGENERATIVO :

Contiene circulando una cantidad dada de energía, esto contribuye a disminuir la irreversibilidad de algunos procesos. El proceso irreversible principal de el ciclo Rankine es la mezcla del condensado frío con el vapor saturado en la caldera. Si el condensado se pudiera calentar absorbiendo calor en forma inversa a como el vapor se expande en la turbina, por medio de este ciclo la mezcla irreversible puede evitarse.

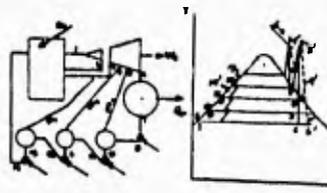


ESQUEMA DE UN CICLO REGENERATIVO.

CICLO REGENERATIVO DE RECALENTAMIENTO :

En este ciclo el condensado (vapor condensado), es extraído del condensador y enviado por las bombas de condensado a otro denominado de eyectores, después a los calentadores de baja e intermedia presión, para llegar, finalmente, al deaerador.

En el deaerador, el condensado sufre un proceso (deaireación) en virtud del cual se elimina el oxígeno y demás gases no condensables después de lo cual y de recibir una cierta cantidad de calor que aumenta su temperatura, queda listo y convertido ahora en agua de alimentación que, después de pasarla por el calentador de alta presión, la envían al colector de vapor de la caldera para iniciar un nuevo ciclo.



ESQUEMA DE UN CICLO REGENERATIVO DE RECALENTAMIENTO.

### 3.2.3. - FUNCIONAMIENTO DE LAS PLANTAS TERMOELECTRICAS :

En una planta termoeléctrica convencional la transformación del calor en electricidad, no se efectúa en forma directa sino que se realiza en forma escalonada, y para ello, se hace necesario recurrir al empleo de tres órganos principales y al correspondiente equipo auxiliar, sin cuyo concurso no sería posible el funcionamiento de los tres órganos principales que en su orden son :

- a).- Un generador de vapor o caldera.
- b).- Una turbina de vapor.
- c).- Un generador de corriente alterna o alternador.

En la operación de una planta termoeléctrica convencional se hace considerar cuatro pasos fundamentales para partiendo del calor, - llegar a la generación o producción de la electricidad.

El primer paso consiste en realizar la combustión del combustible que puede ser carbón, petróleo crudo o gas natural. Este primer paso se realiza en el horno u hogar de la caldera.

Para poder realizar la combustión del combustible se necesita una cierta cantidad de oxígeno (comburente) que se toma del aire. - Este es impulsado por un ventilador, llamado tiro forzado, a un conducto que lo lleva hasta los quemadores en donde se mezcla con el combustible, siendo esta mezcla la que arde.

### 3.2.4. - PARTES PRINCIPALES DE UNA PLANTA TERMOELECTRICA :

#### COMBUSTIBLES :

Como anteriormente se dijo, para realizar la combustión es necesaria la unión química en forma rápida de un comburente y un combustible, este último está formado básicamente por Hidrogeno y carbono, elementos que tienen la característica de tener un calor exotérmico (hacia el exterior) de reacción bastante elevado. Tanto el combustible, como el comburente, forman la materia prima de una planta termoeléctrica.

Hay varias formas de clasificar a los combustibles pero las siguientes son las más importantes :

1).- Por su estado :

- a).- Sólidos (Coque).
- b).- Líquidos (Diesel).
- c).- Gaseosos (Butano).

2).- Por su obtención :

- 1).- Naturales (Antracita).
- 2).- Artificiales (Keroseno).

Las plantas de vapor queman combustible de cualquier tipo - para desarrollar y generar vapor. Una planta a menudo puede tener disponible tres tipos de combustible y debe ser capaz de quemar todos simultáneamente. Cuando se dispone de dos combustibles generalmente uno queda de reserva, en el caso de tener abastecimiento sólido-líquido el combustible gaseoso es el que se quema primero, pues no es posible almacenarlo.

GENERADOR DE VAPOR :

El generador de vapor, también llamado caldera, tiene por cometido calentar el agua de alimentación desde la temperatura final de -- caldeo previo a la saturación, vaporizar la misma y recalentar el vapor

El calor necesario para convertir el agua en vapor se obtiene en el hogar de la caldera, en donde se quema el combustible.

El trabajo de quemar combustible en el horno incluye, primero la preparación del combustible y el aire, segundo convertir los complejos combustibles en combustibles elementales, tercero llevar a estos - junto con el aire en la proporción correcta y a la temperatura adecuada para la ignición y combustión, cuarto transferir el calor producto - de la combustión hacia el boiler.

Tanto el agua de alimentación como el agua dentro del generador de vapor, circulan a través de tubos. Esta se evapora, obteniéndose vapor húmedo, seco o sobrecalentado para usarlo en una máquina o proceso térmico.

#### **SOBRECALENTADORES :**

En las modernas calderas se encuentran diversas unidades, -- como el economizador, sobrecalentador y precalentador, que tienen la función de mejorar su eficiencia y economía en su operación.

Los sobrecalentadores también llamados recalentadores, son -- simples intercambiadores de calor destinados a comunicar energía adicional al vapor además de la que posee en el estado de saturación a -- una presión dada. Esto se logra por medio del calor absorbido por radiación del quemador o por el calor de los gases de combustión para sobrecalentar el vapor a un nivel predeterminado. El sobrecalentamiento elimina la humedad del vapor que se debe limitar a menos del 12 % para -- evitar la erosión de las paletas de la turbina. El sobrecalentamiento -- aumenta la eficiencia de las máquinas de vapor reduciendo las pérdidas iniciales por condensación.

Los sobrecalentadores se clasifican en tres tipos : de radiación, de convección o combinados. Resulta más ventajoso el tipo combinado por mantener constante la temperatura del vapor.

En un sobrecalentador el metal de los tubos trabaja a una -- temperatura alta debido a la transmisión del calor que hay de los gases de combustión al metal del tubo y de éste al vapor, por esto las -- primeras secciones normalmente se disponen a contracorriente, mientras que en los pasos secundarios la circulación en paralelo ayuda a reducir el esfuerzo térmico de la pared del tubo. Por esta razón el metal -- del tubo debe tener una resistencia alta a las temperaturas grandes y una resistencia alta a la oxidación. Se pueden usar aceros de aleaciones especiales.

#### **CALENTADOR DE AIRE O PRECALENTADOR :**

Los calentadores de aire son unidades que se usan para calentar el aire necesario para la combustión, aprovechando el calor de los

gases producto de la combustión después que han pasado por el economizador. La temperatura del agua de alimentación señala el límite al cual pueden enfriarse los gases provenientes de la combustión. Para elevar la eficiencia del ciclo se usa el calentador de aire o precalentador, este aparato entrega el calor de los gases al aire necesario para la combustión.

La energía recuperada regresa con el aire al horno y reduce la cantidad de calor que debe liberar el combustible para mantener una temperatura dada, ahorrando de este modo combustible. Con esto disminuyen las pérdidas que escapan por la chimenea y hay una capacidad alta de vaporización.

#### TURBINA DE VAPOR :

Una turbina de vapor es una máquina de movimiento rotatorio, que convierte un chorro de vapor a un trabajo. Esto es, que la energía almacenada en el vapor a una alta presión se transforma en energía mecánica, proporcionando de esta manera movimiento a un generador eléctrico.

Las turbinas de vapor se clasifican en dos tipos básicos :

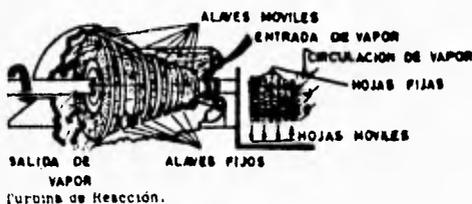
- 1.- Turbinas de vapor de impulso.
- 2.- Turbinas de vapor de reacción.

En el tipo de turbina de impulso el vapor se expande en toberas fijas en donde adquiere una velocidad alta. El vapor en forma de chorro choca con unas paletas móviles, fijas a un disco montado sobre la flecha de la turbina.



ESQUEMA DE UNA TURBINA DEL TIPO DE IMPULSO

En el tipo de turbina de reacción el vapor se expande a la vez en paletas fijas y en canchilones móviles montados en la flecha de la turbina.



TURBINA DE REACCION

Las turbinas modernas de alta velocidad deben de ser cuidadosamente construidas para mantener los espacios entre el rotor y las partes estacionarias. Se calientan y se enfrían durante el arranque y paro y estos espacios son mantenidos constantes aunque las diversas partes de la turbina se expandan o se contraigan. Para asegurar una operación continua la turbina debe tener instrumentos para comprobar :

- 1.- Vibración del rotor.
- 2.- Posición del rotor.
- 3.- Expansión diferencial del rotor.
- 4.- Excentricidad del rotor.
- 5.- Expansión axial del rotor.
- 6.- Posición de las válvulas y velocidad.

#### EL CONDENSADOR :

El condensador es la unidad que efectúa el cambio de estado de una sustancia, de vapor a líquido. Para poder efectuar este cambio de estado (condensación), se hace necesario quitar al vapor su calor latente de vaporización, utilizando para ello algún medio refrigerante.

En las plantas termoeléctricas de vapor, el medio refrigerante utilizado es el agua, el cual procede de las torres de enfriamiento.

El líquido resultante de la condensación del vapor, es agua a la que se le designa simplemente como "condensado".

#### TORRE DE ENFRIAMIENTO :

En las plantas termoeléctricas una buena parte de la energía del combustible debe rechazarse directa o indirectamente a la atmósfera con objeto de completar el ciclo térmico. En las plantas de vapor, el rechazo mayor se tiene en el condensador, la manera como se efectúa el enfriamiento del condensador depende principalmente de la disponibilidad de agua.

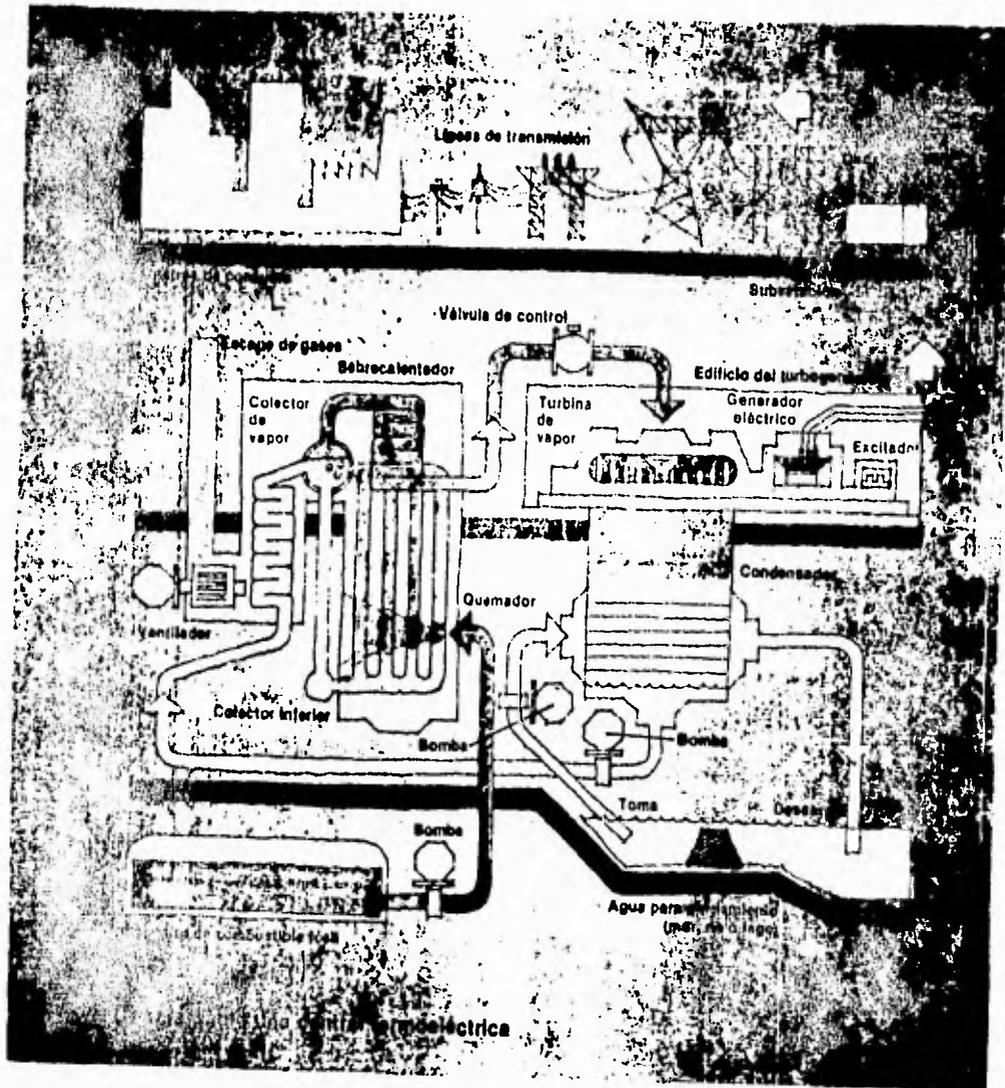
Muchas plantas se localizan en las orillas de los ríos, lagos o el mar y emplean el agua para enfriamiento en circuito abierto tomándola en un punto y descargándola en otro lejano, sin embargo, hay un gran número de centrales que se encuentran en zonas con recursos de agua limitados en donde es más conveniente instalar torres de enfriamiento.

En las torres de enfriamiento se emplean varios mecanismos de refrigeración pero el más importante es el que emplea la evaporación del agua para enfriar el resto.

#### 3.2.5. - PLANTAS TERMOELECTRICA DENTRO DEL S. E. N. :

Dentro del Sistema Eléctrico Nacional, podemos encontrar que la generación de electricidad en su mayoría se realiza por medio de este tipo de plantas, señalando como algunos ejemplos de estas, según la zona en que se encuentran ubicadas dentro de este, en el área central podemos encontrar a la mayor parte de estas plantas, mencionando como ejemplo la planta de Tula, en la zona noroeste la planta Mazatlan II, en el área occidental podemos encontrar la planta de Salamanca, en el área noreste encontramos la planta Monterrey, en la oriental se encuentra la planta de Tuxpan por último en la zona norte encontramos la planta de Samalayuca.

A continuación mostramos el diagrama de una planta termoeléctrica :



FALLA DE ORIGEN

### 3.3. - PLANTAS HIDROELECTRICAS :

#### 3.3.1. - DEFINICION :

Una planta hidroeléctrica, es un conjunto de elementos destinados a convertir en energía eléctrica parte de la energía (potencial) de una masa de agua a una cierta altura sobre el nivel del mar.

#### 3.3.2. - CICLO DE TRABAJO :

Las plantas hidroeléctricas tienen un ciclo de trabajo, el cual consiste en aprovechar la energía hidráulica de un río, este aprovechamiento se logra mediante un conjunto de obras que permite derivar un cierto gasto de un río y conducirlo a los grupos de turbinas, las cuales están acopladas a generadores, donde la energía hidráulica correspondiente al desnivel (llamado altura de caída) entre la obra de toma (lugar donde se encuentra almacenada el agua), y la de restitución (entrada a las turbinas), se transforma en energía eléctrica.

#### 3.3.3. - COMBUSTIBLE :

Como ya se menciona éste tipo de plantas a diferencia de las demás, no quemar o consumen ningún tipo de combustible, en estas plantas se utiliza como combustible la fuerza o energía potencial del agua al dejarla caer desde un cierta altura.

#### 3.3.4. - CLASES DE PLANTAS HIDROELECTRICAS :

Las plantas hidroeléctricas se pueden clasificar en tres grandes categorías :

Centrales de gran salto o de montaña, en las que el valor de la altura de caída es grande, por ejemplo 1000 metros, y el caudal o gasto es pequeño. A menudo son del tipo de embalses, es decir, que por medio de una presa se crea un lago artificial cuyo volumen de agua se utiliza en el momento más favorable económicamente.

Centrales de salto mediano, estas plantas tienen la característica de que su altura es mediana al igual que su gasto, dichas

centrales generalmente se encuentran en la parte inferior de las montañas.

Centrales de salto pequeño o de llanura, son de altura de -- caída pequeña (algunas decenas de metros) y caudal grande (algunos centenares de metros cúbicos por segundo). A éste tipo de centrales se les conoce también con el nombre de "agua fluyente", que tienen que adaptar continuamente su producción al caudal disponible, puesto que no pueden almacenar agua, razón por la cual su producción es muy irregular, ya que dependen de las condiciones naturales.

### 3.3.5. - ELEMENTOS DE LAS PLANTAS HIDROELECTRICAS :

#### PRESAS :

Una presa (que también puede llamarse obra de retención), es una obra construida en el lecho de un río, con el objeto de crear un -- desnivel (que es necesario en éste tipo de plantas), entre las superficies libres del agua.

Entre todas las diversas clasificaciones posibles consideramos desde el punto de vista de su funcionamiento y construcción, siendo clasificadas de la siguiente manera : presas de almacenamiento, de -- consumo, fijas y móviles.

#### OBRA DE CONDUCCION :

Las obras de conducción comunican a los lugares de almacenamiento (presas) y la entrada a las tuberías de presión de la plantas -- hidroeléctricas, pueden ser mediante un escurrimiento libre (canal de -- alimentación) o con escurrimiento a presión.

En el primer caso, mencionado en el párrafo anterior, las -- obras pueden establecerse en canales que pueden excavar a cielo -- abierto, o en conducciones cerradas, que pueden estar constituidas por -- un conducto de concreto armado o de acero al aire libre. La determina-- ción entre uno u otro tipo (con escurrimiento libre o a presión) depen-- de del papel que desempeñe la central alimentada, en la red interconec-- tada.

Si la central alimentada por estas obras cumple una función de regulación de potencia, deberá poder modificarse instantáneamente la potencia que proporciona, el gasto absorbido por la central debe por lo tanto modificarse instantáneamente y esto solo es posible cuando la obra de alimentación trabaja a presión.

Por el contrario, si las centrales no desempeñan una función de regulación, sino únicamente de producción fija, podrá ser alimentada por canales de escurrimiento libre, las variaciones del gasto necesarias para producir cambios de potencia se consiguen maniobrando las compuertas que alimentan el canal, estas maniobras deberán efectuarse en cierto tiempo anterior al instante de variación del gasto a la entrada de las tuberías de presión.

#### TUBERIAS DE PRESION :

Las tuberías de presión realizan la unión entre las obras de alimentación y la turbina, están sujetas a su extremidad inferior a una presión cercana aquella que corresponde a la altura de caída. Se construyen en general en acero o en concreto armado.

#### POZO DE OSCILACION (GOLPE DE ARIETE) :

Se da el nombre de golpe de ariete a toda variación de presión de la tubería de conducción de agua, motivada por una maniobra de cierre o apertura, total o parcial, lenta o rápida, para disminuir la sobre presión bastara ejecutar lentamente la maniobra de cierre de los organos en el extremo de la tubería, prácticamente esto no es posible.

Como medio radical y seguro para evitar las grandes pérdidas de agua, se adopta la instalación de un pozo de oscilación, solución que permite un cierre con más o menos rapidez.

#### TURBINA HIDRAULICA:

Actualmente se utiliza un tipo de motores hidráulicos cuya eficiencia es muchísimo más alta que las obsoletas ruedas hidráulicas, estos motores son llamados turbinas hidráulicas y son de capital importancia para el aprovechamiento de los saltos de agua en la actualidad.

Las turbinas se adaptan fácilmente a toda clase de saltos, velocidades y caudales, aún para grandes variaciones de éstas, sus dimensiones son restringidas en comparación con las ruedas hidráulicas; su rendimiento excede el 80% y el sentido de rotación es independiente del de la corriente de agua.

Las turbinas constan de dos órganos principales: tienen dos coronas; una de ellas se denomina distribuidor, su misión es conducir el agua a otra corona móvil llamada rodete que es propiamente la turbina, la cual bajo la acción del agua, adquiere un movimiento de rotación, transformando la potencia viva del agua en trabajo. Esta es conducida al distribuidor por un canal, saliendo de la turbina al canal del desagüe.

Las condiciones que debe reunir las turbinas son las siguientes: debe permitir el aprovechamiento de cualquier salto con cualesquiera que sea la altura y el caudal disponible; el aprovechamiento ha de efectuarse con rendimiento elevado, aunque sean variables las condiciones del salto; el eje podrá disponerse horizontal o verticalmente según lo exija el acoplamiento directo a los generadores; la velocidad angular debe ser lo más alta posible para conseguir de este modo generadores mucho más ligeros; todos los órganos importantes especialmente los que sirven para la regulación y para el apoyo de los ejes, deben ser fácilmente accesibles.

Los principales tipos de turbinas son:

Turbina Pelton, su eje generalmente es horizontal, en su periferia lleva dobles álabes (paletas) en forma de doble cuchara, estando dichos álabes suficientemente separados para que el agua, al abandonar en forma tangencial su perfil no toque el dorso del siguiente.

Los álabes, pulimentados en su cara interna, son de acero fundido o bronce fosforoso en ruedas muy potentes y para bajas potencias están fundidos en una sola pieza con la rueda.

El agua es conducida a una boquilla o tobera, la cual lanza un chorro con una dirección tangente contra la superficie de la paleta de esta manera el agua es devuelta con una velocidad muy aproximada a la de llegada, pero en sentido contrario, con lo cual, a excepción de las pérdidas naturales, la energía cinética total es cedida a la rueda, con la ventaja de contrarrestar mutuamente los empujes por cambio de dirección del chorro, produciéndose el giro de la rueda al rededor de su eje por la presión ejercida sobre las paredes de la cuchara.

Turbina Francis, es la única turbina de reacción que en la actualidad se construye sistemáticamente para toda clase de saltos con un rendimiento superior al 80%.

El rodete está formado de compartimientos en los cuales entra el agua que proviene de los álabes directrices construidos con adecuada sección para disminuir la pérdida de carga a la entrada del distribuidor exterior al rodete. El conjunto está rodeado de una cámara de mampostería y en la parte superior una cámara de forma espiral facilitando la entrada del agua en el distribuidor, al mismo tiempo que disminuye las pérdidas conservando el líquido a una velocidad sensiblemente constante en su recorrido.

Turbinas Kaplan y Hélice, los generadores eléctricos son más económicos en su construcción a medida que aumenta su velocidad, además al instalarse grandes turbinas en saltos de poca altura es necesario conseguir cada vez velocidades específicas mayores. En 1918 el profesor Kaplan de origen alemán, patentó un tipo de turbina semejante a la hélice de un barco, solamente que invirtiendo el sentido de giro de la hélice que impulsa el agua, a impulso del agua que hace girar la hélice.

Cuando el rodete tiene las paletas fijas, se llaman turbinas de hélice y cuando las paletas son móviles o giratorias reciben el nombre de turbinas Kaplan, las primeras suelen tener 8, 6 y 4 paletas, mientras que las Kaplan tienen 4 desmontables y giratorias, se construyen de fundición para pequeños saltos y de acero fundido en rodetes grandes con el eje de la turbina horizontal o vertical para potencias elevadas.

Los rendimientos obtenidos en estas turbinas son bastante elevados llegando con facilidad al 88 o 90%. Para saltos reducidos, el agua es conducida a la turbina en cámara abierta y en los de cierta altura se construyen cajas de hormigón en espiral.

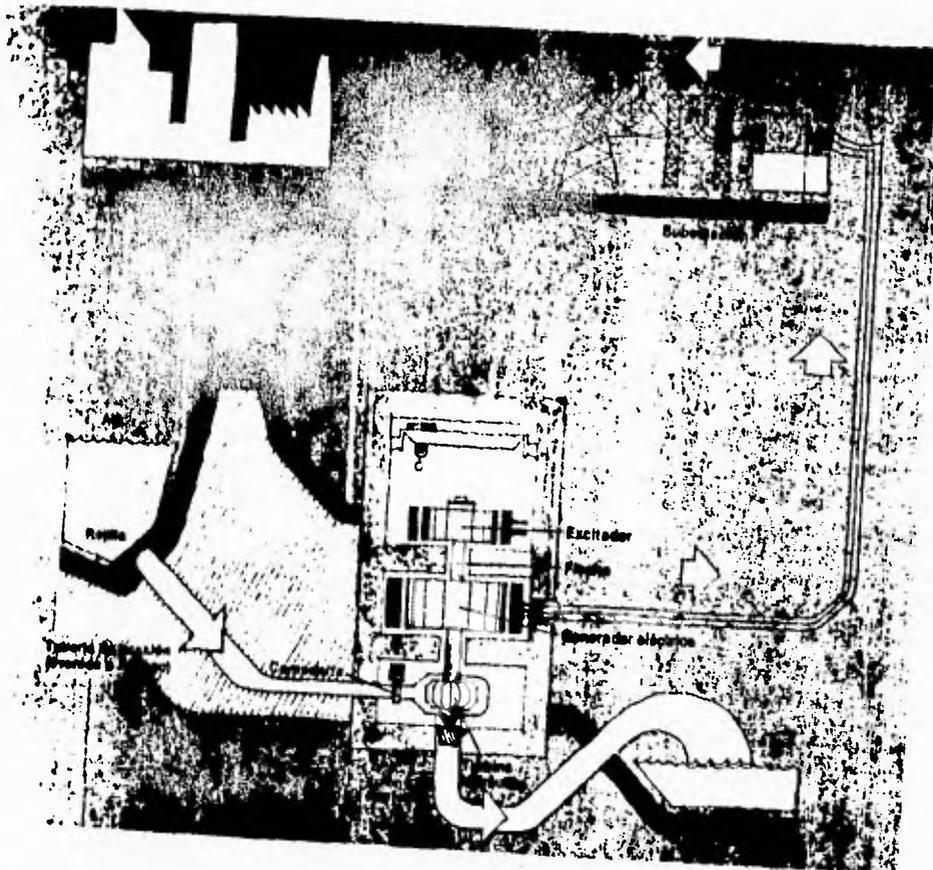
#### ORGANOS DE OBTURACION O VALVULAS:

Las válvulas son elementos utilizados para controlar el flujo en las tuberías, estos elementos deben ser de un funcionamiento seguro, de cierre rápido y hermético.

### 3.3.6. - PLANTAS HIDROELECTRICAS DENTRO DEL S. E. N. :

El mayor desarrollo hidroeléctrico dentro del Sistema Eléctrico Nacional, se encuentra en la cuenca del río Grijalva en la zona oriental y está integrado por las centrales de Angostura, Chicoasén, Malpaso y Peñitas, teniendo además en la zona central la planta de Nacaxa, Infiernillo, en la zona noroeste la de el Novillo, siendo la más reciente la central de Aguamilpa, entrando en operación en agosto de 1994.

A continuación se muestra un diagrama esquemático de este tipo de plantas:



FALLA DE ORIGEN

### 3.4. - PLANTAS GEOTERMICAS :

#### 3.4.1. - DEFINICION :

Una planta geotérmica es aquella que utiliza vapor natural, esto es, del subsuelo, para alimentar a las turbinas de vapor que mueven a los generadores eléctricos.

#### 3.4.2. - CICLO TERMODINAMICO :

En este tipo de plantas se utiliza el mismo ciclo termodinámico que en las plantas termoeléctricas, sólo que con la diferencia que en este tipo de plantas no se requiere de un combustible para la obtención del vapor, ya que éste se extrae directamente del subsuelo.

#### 3.4.3. - COMBUSTIBLE :

El combustible que se utiliza en este tipo de plantas como se dijo anteriormente es vapor extraído del subsuelo, este fluido que se obtiene de los pozos geotérmicos es en general agua con un alto contenido de sustancias químicas, principalmente sales que vienen disueltas en el agua y gases que vienen con el vapor.

Es conveniente tener un análisis detallado de los productos químicos ya que muchos de ellos pueden ser explotados comercialmente y otros son corrosivos y es necesario conocerlos para escoger todos los materiales que se emplean en todo el equipo.

Antes de proceder a la selección del equipo es conveniente llevar a cabo una serie de pruebas de corrosión sobre diferentes materiales como son : diferentes tipos de aceros, aleaciones comunes en la construcción de turbinas, concreto, diferentes tipos de recubrimiento, maderas para las torres de enfriamiento.

#### 3.4.5. - EQUIPO PARA LA OPERACION DE UNA PLANTA GEOTERMICA :

Una planta geotérmica igual que las plantas termoeléctricas necesitan de varios dispositivos para su mejor operación, técnica y económica.

Tales dispositivos pueden ser :

- a). - Turbinas.
- b). - Condensadores.
- c). - Equipo de extracción de gases incondensables.
- d). - Sistema de agua de enfriamiento.
- e). - Sistema eléctrico.

#### TURBINA :

La presencia de sustancias químicas corrosivas en el vapor geotérmico, sugiere el uso de cambiadores de calor que se instalan para obtener vapor limpio que se podría admitir en turbinas convencionales de baja presión. Esto puede hacerse con cierto sacrificio de energía. En la actualidad sólo se piensa en este sistema cuando se pretende el aprovechamiento de las sustancias químicas que van con el vapor o se tienen cantidades de gases incondensables entre el 10 y el 50 % en peso, lo cual aumentaría el costo del sistema de extracción de gases.

Respecto al material de los álabes, se puede decir que acero inoxidable con 11 o 13 % de cromo, siempre que no existan cloruros alcalinos en el vapor, ya que esto provocaría fallas por corrosión al esfuerzo.

Las carcasas de las turbinas se construyen de acero al carbón de baja resistencia que soporta perfectamente al vapor geotérmico libre de oxígeno en lo que se refiere a corrosión, en parte porque se cubre rápidamente con una capa protectora de sulfuro de hierro. Aunque en algunas circunstancias al quedar expuesto al choque directo de las gotas de agua a alta velocidad que rompen constantemente esta cubierta protectora, se presentan casos de erosión-corrosión que ameritan recubrir periódicamente las zonas afectadas, sin embargo se piensa que es más económico que usar materiales especiales que aumentarían el costo de las máquinas.

En general puede decirse que el diseño de las turbinas geotérmicas es bastante convencional y si se tiene cuidado de no usar ciertos materiales (bronces, aceros alta resistencia, etc.) y en adoptar otros que ya se han probado, aplicándose tratamientos térmicos adecuados, su operación resulta bastante satisfactoria.

#### CONDENSADORES :

La forma más simple de utilizar el vapor geotérmico es mediante una turbina que descarga a la atmósfera, esta alternativa, puede resultar adecuada cuando se dispone de gran cantidad de vapor y se tienen limitaciones en la cantidad de dinero disponible.

Sin embargo el utilizar condensadores que permitan descargar el vapor de la turbina a una presión determinada, aumenta casi al doble la energía que se produce con una cantidad de vapor. Al mismo tiempo que el condensador será necesario instalar equipo de extracción de gases incondensables, sistema de enfriamiento, etc., que aparecen en la instalación. Esta segunda alternativa es la más conveniente cuando se dispone de una cantidad limitada de vapor y se quiere obtener el máximo de energía.

De las características que se conocen generalmente en las primeras etapas del desarrollo de un campo geotérmico, es muy difícil predecir la cantidad de vapor que se podrá obtener. Y si se puede prever que llegará un momento, en que esté explotado al máximo el campo geotérmico, para obtener la mayor cantidad de energía será necesario instalar turbinas con condensador. Esta decisión queda desde luego sujeta a las características de vapor y es válida cuando se tienen menos del 8 al 10 % de gases incondensables.

#### EQUIPO DE EXTRACCION DE GASES INCONDENSABLES :

La cantidad de gases incondensables que se tienen en los diferentes campos geotérmicos, varía considerablemente.

La diferencia en las cantidades de gases y en las presiones de operación de los condensadores, hace que se utilicen diferentes tipos de extractores, como son eyectores, compresores de flujo radial, compresores de flujo axial y bombas reciprocantes.

Cuando se tiene un contenido pequeño de gases y no se opera con un vacío elevado los eyectores resultan la alternativa más ventajosa dado su bajo costo inicial y la seguridad de su operación, sin embargo aún con pocos gases si se requiere un buen vacío la conveniencia de los eyectores resulta discutible debido a su alto consumo de vapor.

Se han perfeccionado compresores de flujo axial que pueden operar a varias velocidades y que pueden trabajar con diferentes volúmenes de gases incondensables. En un principio se movieron estos compresores con motores eléctricos que solo permiten una sola velocidad de trabajo, posteriormente se acoplaron a pequeñas turbinas de velocidad variable, lo que permitió mayor elasticidad en la operación.

Se ha encontrado que la instalación resulta más económica -- con los compresores unidos a la flecha principal de la turbina mediante un sistema de engranajes, para dar la velocidad adecuada. Se considera posible instalar compresores que tengan ajustable el paso entre los álabes de manera que puedan operar con una cantidad variable de gas a una misma velocidad de la máquina. En este último caso se instalan eyectores de vapor auxiliares para el arranque.

En todos los casos es conveniente instalar enfriadores intermedios que reduzcan el volumen de los gases y en consecuencia el trabajo para la extracción.

Las características sumamente corrosivas de la mezcla que va al sistema de extracción requiere una selección cuidadosa de los materiales de construcción. En el caso de eyectores tanto las toberas como los tanques de los condensadores que se usan para enfriamiento y recolección del vapor, son de acero inoxidable. La primera etapa de los compresores centrífugos es generalmente de acero inoxidable colado y las siguientes son de acero inoxidable forjado.

#### SISTEMA DE AGUA DE ENFRIAMIENTO :

En algunos casos es posible conseguir el agua de enfriamiento del mar o de un río, pero en general, en los campos geotérmicos es necesario utilizar torres de enfriamiento. Un problema que aparece a primera vista es que la cantidad de agua que se pierde en una torre de enfriamiento puede ser mayor que la cantidad que está entrando a las turbinas, sin embargo haciendo un análisis detallado se comprueba que lo que entra es suficiente para completar el ciclo y aún dejar cierto excedente (12-30% de lo que se condensa dependiendo de las condiciones atmosféricas).

La operación de una planta geotérmica debe de ser continua -- dado que no se puede almacenar el combustible y una torre de enfriamiento de tipo natural presenta la ventaja de una máxima seguridad de operación. Aunque requiere bombas de agua de circulación mayores que --

para una torre de tiro forzado, al no consumir potencia para los ventiladores, es una ventaja económica importante.

Otra alternativa que se puede considerar es la de dos circuitos separados de enfriamiento incluyendo torres de tipo natural para el agua de enfriamiento de los gases antes de los extractores, esto reduce el volumen de los gases y el tamaño del equipo de extracción.

#### SISTEMA ELECTRICO :

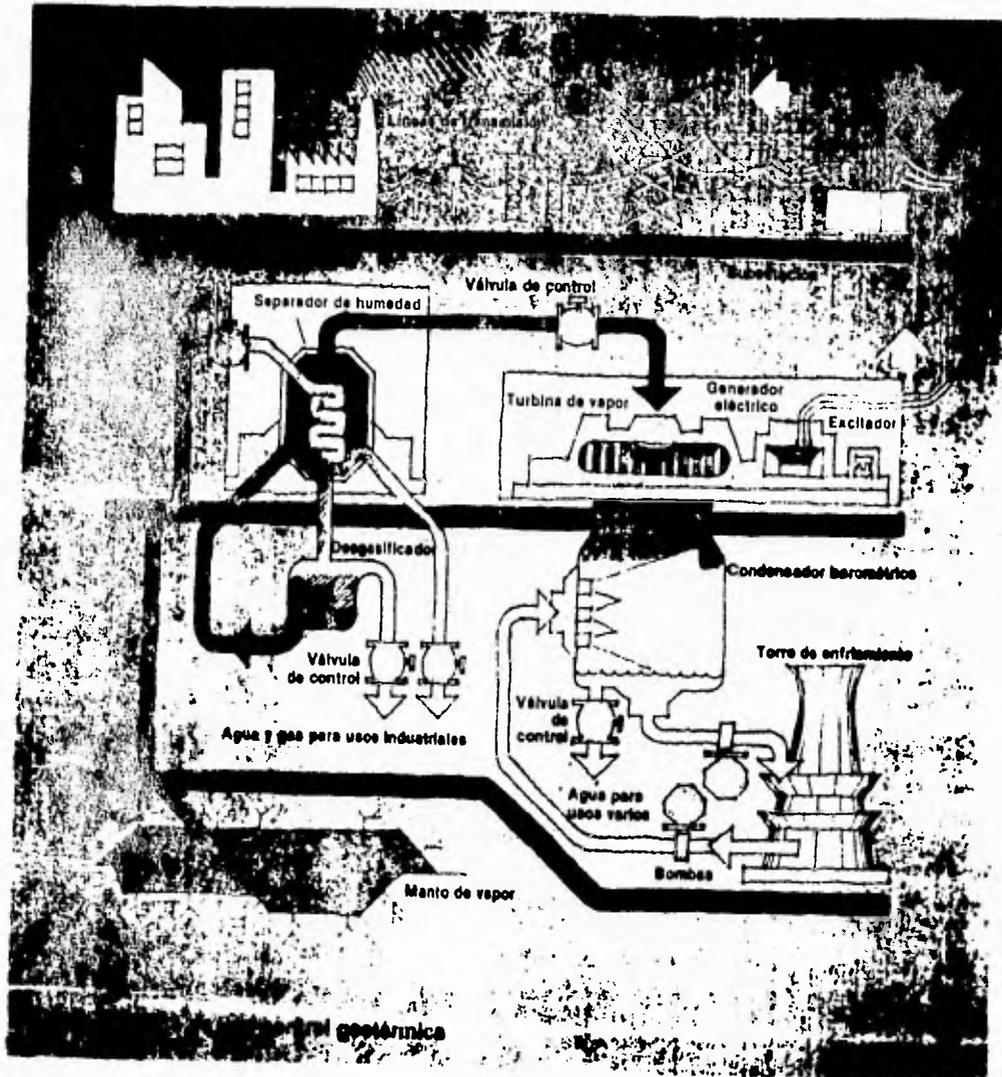
El equipo eléctrico que se instala en una planta geotérmica es bastante convencional, y en el que se presentan los problemas debido a las propiedades químicas de los gases, esto es, algunas veces se emplean contactos de platino en lugar de plata o cobre en previsión del efecto corrosivo y en el sistema de excitación presenta problemas en los carbones de los conmutadores de las máquinas convencionales por lo que en el diseño de este tipo de plantas, debe considerarse la posibilidad de un sistema estático de excitación a base de rectificadores.

En este tipo de plantas, debe ponerse especial cuidado al equipo de protección y control para lograr que la operación sea lo más automáticamente posible.

#### 3.4.6. - PLANTAS GEOTERMICAS EN EL S. E. N.

Dentro del Sistema Eléctrico Nacional tenemos como ejemplos de este tipo de plantas en el Área de Baja California la planta de Cerro Prieto, en la zona occidental Los Azufres, en el Área central Los Hornos, siendo la primera de éstas en mayor aprovechamiento de energía geotérmica dentro del sistema.

A continuación presentamos un diagrama esquemático de este tipo de plantas :

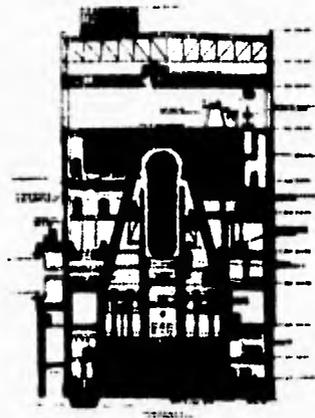


FALLA DE ORIGEN

### 3.5. - PLANTAS NUCLEOELECTRICAS :

#### 3.5.1. - DEFINICION :

Una planta nucleoelectrica, es una central termica de produccion de electricidad. Su principio de funcionamiento es esencialmente el mismo que el de las plantas que funcionan con carbon, combustibles o gas, la conversion de calor en energia electrica.



PLANTA NUCLEOELECTRICA

Esta conversion se realiza en tres etapas, en la primera -- la energia del combustible se utiliza para producir vapor a elevada -- presion y temperatura. En la segunda etapa la energia del vapor se transforma en movimiento de una turbina. En la tercera, el giro del eje de la turbina se transmite a un generador, que produce energia electrica.

La transformacion de energia termica en otro tipo de energia tiene un rendimiento limitado por el segundo principio de la termodinamica, conocido como el enunciado de Kelvin-Planck de este principio el cual propone lo siguiente : No es posible construir una maquina termica cuyo unico efecto, sea el intercambio de calor de una una sola -- fuente inicialmente en equilibrio y la generacion de trabajo, esto --- quiere decir que por cada unidad de energia producido por el combusti-

ble, sólo una tercera parte se convierte en trabajo mecánico y se ceden al medio ambiente las dos terceras partes restantes en forma de calor.

Estas centrales tienen cierta semejanza con las plantas termoelectricas convencionales, ya que también utilizan vapor a presión para mover los turbogeneradores, pero en lugar de emplear combustibles fósiles para producirlo, aprovechan el calor que se obtiene de la fisión de algunos isotopos, dentro de dispositivos denominados reactores.

### 3.5.2. - CICLO TERMODINAMICO :

En los reactores el fluido refrigerante es agua desmineralizada que pasa por el núcleo del reactor a alta presión e hierve al extraer el calor que se produce por la fisión nuclear en el combustible. El vapor húmedo que tiene una calidad del 14 %, se separa del agua, se seca dentro de la misma vasija del reactor hasta alcanzar una calidad de 99.7 % y se envía directamente para mover la turbina, cuya rotación se transmite al generador.

Al salir de la turbina, el vapor de baja presión pasa a la caja del condensador, que opera al vacío, donde se enfría con agua de mar y se convierte nuevamente en líquido. Un caudal de agua, fluye en circuito abierto por los tubos del condensador a presión atmosféricas, no entra en contacto con el vapor ni con el líquido condensado.

Antes de precalentar y bombear a la vasija del reactor el líquido condensado, para cerrar así el ciclo termodinámico, se circula por resinas de intercambio iónico donde se le quitan impurezas.

El agua que se separa del vapor dentro de la vasija regresa a la parte inferior de la misma, para inducir, junto con el agua que vuelve del condensador, el flujo del refrigerante a través del núcleo del reactor.

Para poder realizar el proceso que anteriormente se describió se requiere de la intervención de los siguientes elementos :

- Combustible.
- Moderador.

- Refrigerante.
- Reactor.

### 3.5.3.- COMBUSTIBLE :

Antes de empezar a hablar de los diferentes tipos de combustibles, debemos de definir que es lo que sucede con estos.

Mediante métodos, generalmente complejos, podemos lograr -- que una partícula como el neutrón, choque contra el núcleo de un átomo. Al chocar contra él, el núcleo se excita debido a que su estructura se altera, pudiendo llegar esta excitación a partir el núcleo en dos ---- núcleos más pequeños. Este proceso de división del núcleo se llama --- fisión, al producirse esta y al aumentar esta a núcleos cercanos se produce una reacción llamada en cadena.



DIAGRAMA DE LA FISION NUCLEAR.

Aun cuando dentro de los reactores no se efectúa ninguna combustión en el sentido real de la palabra, se denomina combustible, - por analogía, al material cuyos núcleos se fisionan al bombardearse con una fuente de neutrones para obtener calor. En un reactor puede emplear se como combustible uranio natural, en el cual el isótopo  $U^{238}$  representa el 99.3 % y el isótopo  $U^{235}$  tan sólo el 0.7%, o bien uranio enriquecido, en el que la proporción de  $U^{235}$  aumenta aproximadamente hasta 3 %

Existen otros materiales fisionables que pueden usarse -- como combustible. Estos son el plutonio 239 y el uranio 233 que se producen artificialmente a partir del uranio 238 y del torio 232, respectivamente.

#### 3.5.4. - MODERADOR :

Los neutrones que se generan como consecuencia de la fisión de los núcleos de  $U^{235}$  tienen al emitirse velocidades de aproximadamente 20 000 Km/s.

Para que estos neutrones puedan a su vez fisionar a otros núcleos de  $U^{235}$  de una manera eficiente y prosiga así la reacción en cadena, se debe disminuir su velocidad hasta 2 Km/s aproximadamente; proceso que se conoce como termalización de los neutrones. Esto se logra intercalando alguna sustancia cuyos átomos se encargan de frenar a los neutrones, por medio de choques, provocando que estos últimos pierdan velocidad. Dicha sustancia se denomina moderador. Entre los más comunes podemos citar a tel agua, el grafito y el agua pesada.

#### 3.5.5. - REFRIGERANTE :

La gran cantidad de calor que se genera en el reactor a consecuencia de la reacción nuclear, debe ser extraída para producir el vapor que se requiere en la generación de energía eléctrica y, al mismo tiempo, mantener lo suficientemente baja la temperatura de los distintos elementos que se encuentran en su interior para que éstos no sufran ningún deterioro. Esto se consigue mediante la acción de un fluido que se conoce como refrigerante y que puede ser un gas como el dióxido de carbono, el helio o algún líquido como el agua, el agua pesada o el sodio fundido.

#### 3.5.6. - REACTOR :

Las diferentes combinaciones entre combustibles, moderadores y refrigerantes dan lugar a los diversos tipos de reactores. A continuación se mencionan los más comunes :

El reactor de agua pesada a presión, la principal característica de este reactor desarrollado en Canadá y conocido también como CANDU, consiste en que utiliza uranio natural como combustible y agua pesada como moderador y enfriador.

El reactor de agua a presión, en este tipo de reactor los elementos combustibles se encuentran dentro de un vasija a presión llena de agua, que desempeña el papel tanto de moderador como de refrigerante.

El reactor de agua hirviente, se asemeja mucho al PWR, ya que también utiliza agua natural como moderador y enfriador y uranio enriquecido como combustible.

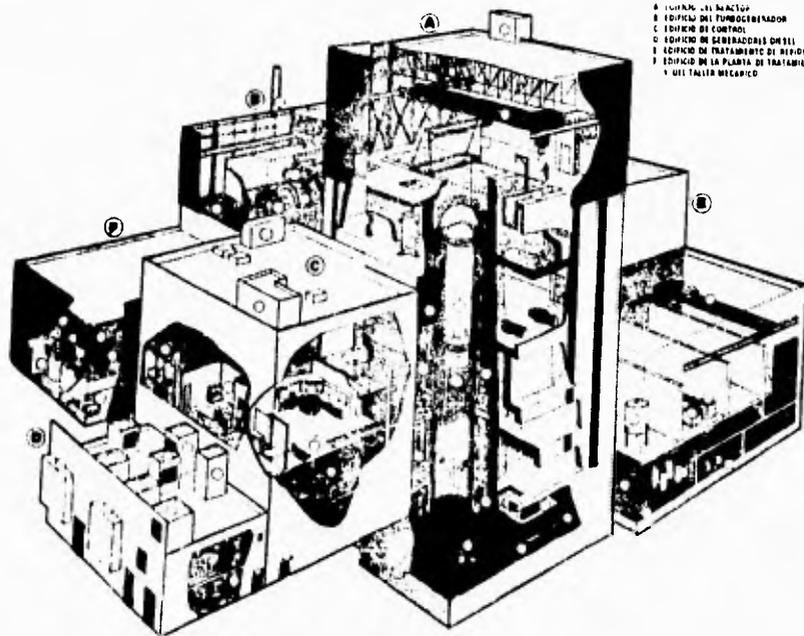
La diferencia estriba en que en el reactor BWR, el agua entra en ebullición dentro de la vasija, gracias a que la presión interior es menor que en el PWR, produciéndose directamente el vapor que se utiliza para mover el turbogenerador.

El reactor enfriado por dióxido de carbono y moderado por grafito, a diferencia de los anteriores, este sistema no utiliza agua como enfriador, sino dióxido de carbono; emplea grafito como moderador y uranio natural en forma de metal como combustible.

El reactor rápido de cría enfriado por sodio, este reactor utiliza combustible enriquecido en más del 20 por ciento, ya sea con uranio 235 o plutonio 239, el enfriador en estos reactores es sodio fundido el cual también modera incipientemente los neutrones, aunque no es ese su propósito pues la reacción de cría se favorece con neutrones rápidos.

Dentro del sistema eléctrico nacional (SEN), sólo se encuentra una sola planta de este tipo, la central nucleoelectrica de Laguna Verde, la cual se encuentra ubicada en el municipio de Alto Lucero en el estado de Veracruz, teniendo un reactor del tipo BWR.

A continuación se muestra un diagrama de la planta de Laguna Verde :



- A TORRE DEL REACTOR
- B EDIFICIO DEL TURBOGENERADOR
- C EDIFICIO DE CONTROL
- D EDIFICIO DE SERVIDORES DE SILL
- E EDIFICIO DE TRATAMIENTO DE RESIDUOS RADIOACTIVOS
- F EDIFICIO DE LA PLANTA DE TRATAMIENTO DE AGUA
- G DEL TALLER MECANICO

FALLA DE ORIGEN

### 3.6. - PLANTAS EOLIELECTRICAS :

#### 3.6.1. - ENERGIA EOLICA :

El viento es una manifestación indirecta de la energía solar que recibe nuestro planeta. Se calcula que un 0.7 % de la radiación solar incidente en la atmósfera acaba transformada en la energía cinética de los vientos, ésta si se mueve a alta velocidad puede ser transformada en energía útil ya sea mecánica o eléctricamente.

La fuerza eólica fué reconocida como fuente energética desde tiempos muy remotos. Las primeras referencias históricas sobre el aprovechamiento del viento para mover máquinas son unos molinos de eje vertical en lo que hoy es Iran y Afganistan hacia el siglo V A.C., en Europa se tiene constancia de la construcción de molinos de viento a partir del siglo XII D.C..

La invención de la máquina de vapor y su aplicación a la molienda significó el abandono casi total de los molinos de viento. Ya -- que éstos no podían competir en horas de funcionamiento, no obstante, a principios del siglo XX, en los Estados Unidos todavía funcionaban más de 6 millones de pequeños aeromotores que se utilizaban para bombear -- agua de los pozos.

Hoy la energía eólica es una fuente de energía plenamente -- competitiva frente a las fuentes convencionales, como lo demuestran -- las experiencias de los parques eólicos de California en Norteamérica y de Dinamarca en Europa, con potencias instaladas de 1,800 MW y 500 MW respectivamente.

#### 3.6.2. - APROVECHAMIENTO DE LA ENERGIA EOLICA :

El aprovechamiento de la energía del viento es ya una opción técnica y económica.

Los aerogeneradores instalados tienen un factor de disponibilidad muy alto, superior al 95 %, es decir, sólo unas 18 horas al año -- están parados por mantenimiento o reparación. Un grupo de mantenimiento de 5 personas puede atender una planta eólica con 100 aerogeneradores.

La energía eoloelectrica es importante en la preservación de nuestro ambiente, ya que no implica riesgos a la salud o a la naturaleza. En la generación de electricidad por medio del viento no hay extracción de recursos de la tierra, no existen procesos de refinación, no hay combustión, por lo tanto no hay desechos ni emisiones de contaminantes a la atmósfera.

La generación de energía eoloelectrica por medio de un aerogenerador es posible cuando el viento tiene una velocidad superior a 4.5 metros por segundo, alcanzando su potencia nominal cuando el viento llega a los 15 metros por segundo.

Los sistemas de generación eoloelectrica deben ser acoplados a una red de distribución grande. Hay que tomar en cuenta el impacto visual en el paisaje que causan las centrales eoloelectricas, así como el ruido producido por el girar de las aspas.

### 3.6.3. - EL RECURSO EOLICO EN MEXICO :

En el territorio mexicano existen muchos lugares con elevado potencial eólico, como por ejemplo : La Ventosa, Oaxaca; La Virgen, Zacatecas; Pachuca, Hidalgo; La Rumorosa, Baja California y en La venta, Oaxaca.

Se han instalado aerogeneradores en Xkalak, pueblo de pescadores en el estado de Quintana Roo, en esta región se cuenta con seis aerogeneradores de 10 KW, en Santa María Magdalena, en el estado de Hidalgo, se tiene un aerogenerador de 5 KW cuya fabricación es cien por ciento nacional.

En la ciudad de Zacatecas se pondrá en marcha una central con 25 aerogeneradores de 80 KW que alimentará al 100 % del consumo de alumbrado público del municipio. De igual manera se tiene en proyecto instalar una central eoloelectrica en Cozumel de 30 MW, ya que actualmente la energía que consume la isla la recibe a través de un cable submarino de la península.

### 3.6.4. - MEJORAS ESPERADAS :

En un futuro se contará con aerogeneradores de potencias mayores con mejores controladores de velocidad variable o maquinas de

acoplamiento directo sin reductor, que aunado a técnicas depuradas para evaluación de micrositios y a una optimización del uso del suelo debido a su instalación en lagunas y zonas costeras, para evitar interferencias topográficas, se abatirá el costo del Kw/h generado por energía eólica.

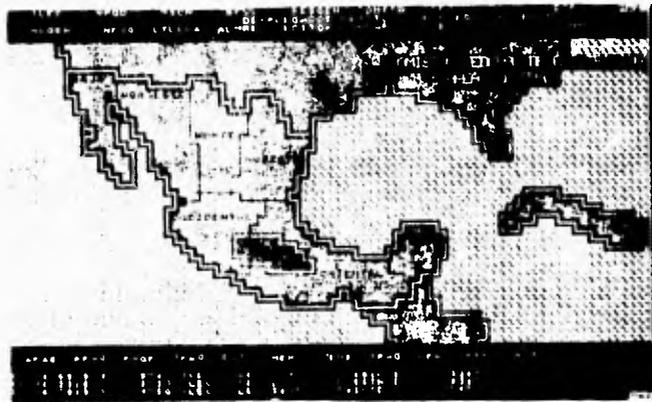
**ESTRUCTURA GENERAL DEL SISTEMA ELECTRICO NACIONAL**

#### 4.- ESTRUCTURA GENERAL DEL SISTEMA ELECTRICO NACIONAL

##### 4.1.- DIVISION DEL SISTEMA ELECTRICO NACIONAL :

El Sistema Eléctrico Nacional, esta constituido por una serie de elementos como lo son las Plantas Generadoras, Subestaciones, líneas, interruptores, etc., de los cuales hemos hablado en los capítulos anteriores, donde al unir y conjuntar éstas, todas sus funciones conforman el Sistema Eléctrico Nacional.

El objetivo primordial del Sistema Eléctrico Nacional es el de proveer de energía a todo el país, de una forma eficiente, segura y económica, esto se logra al dividir al Sistema en ocho áreas de las cuales sólo el Área de Baja California no esta interconectada, ya que el Área Peninsular, recientemente se incorporó al resto de las Área.



DIVISION DEL SISTEMA ELECTRICO NACIONAL

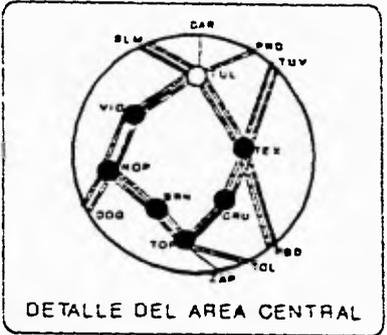
El Sistema Eléctrico Nacional, esta conformado por una red Troncal, la cual en el presente trabajo, se presenta sólo en sus líneas de 400 y 230 KV, por ser las de mayor importancia dentro de este Sistema.

En el siguiente esquema, se presenta la red Troncal del Sistema Eléctrico Nacional, en una forma general, en la cual se muestran las principales Líneas de 400 y 230 KV que conectan a las diferentes áreas entre sí.

# RED TRONCAL DEL SISTEMA ELECTRICO NACIONAL



- CENTRAL GENERADORA
- SUBSTACION
- LINEA DE 400 KV
- LINEA DE 230 KV
- LINEA DE 115 KV



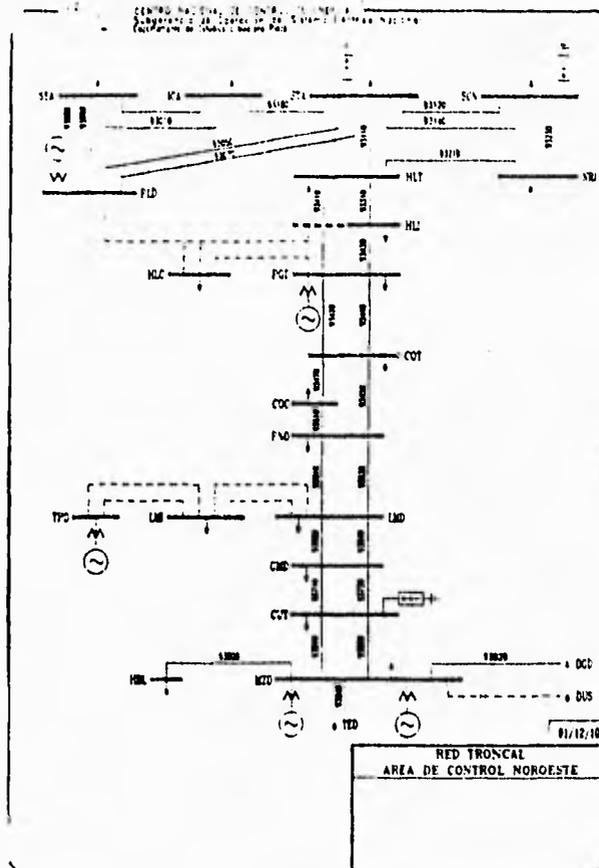
© CENACE-SDO 1992







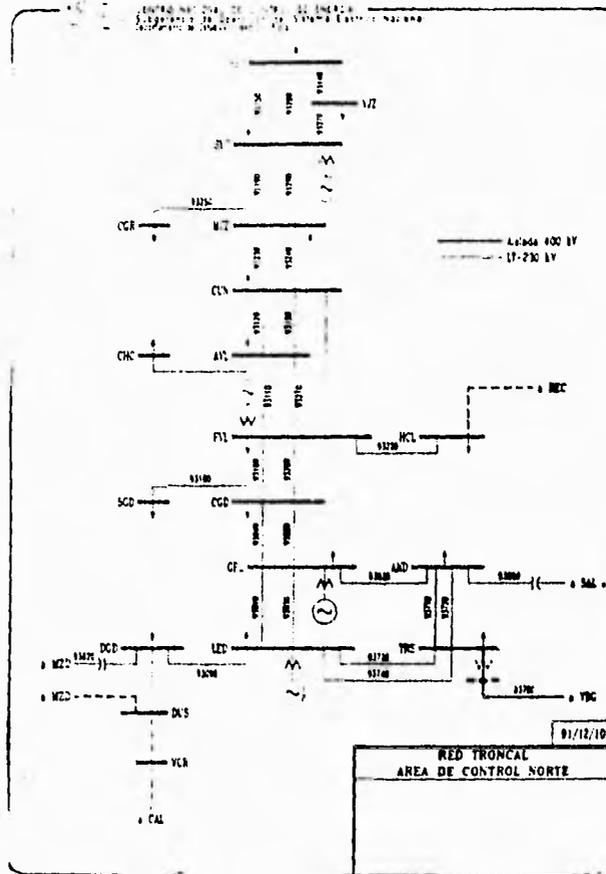
La Red Troncal del Área Noroeste está estructurada, según las Líneas de 400 y 230 KV que la forman de la siguiente manera :



Como se puede observar en el diagrama anterior en esta Área de la Red Troncal, no se encuentran líneas de 400 KV, por lo que sólo -- está formada por líneas de 230 KV.

FALLA DE ORIGEN

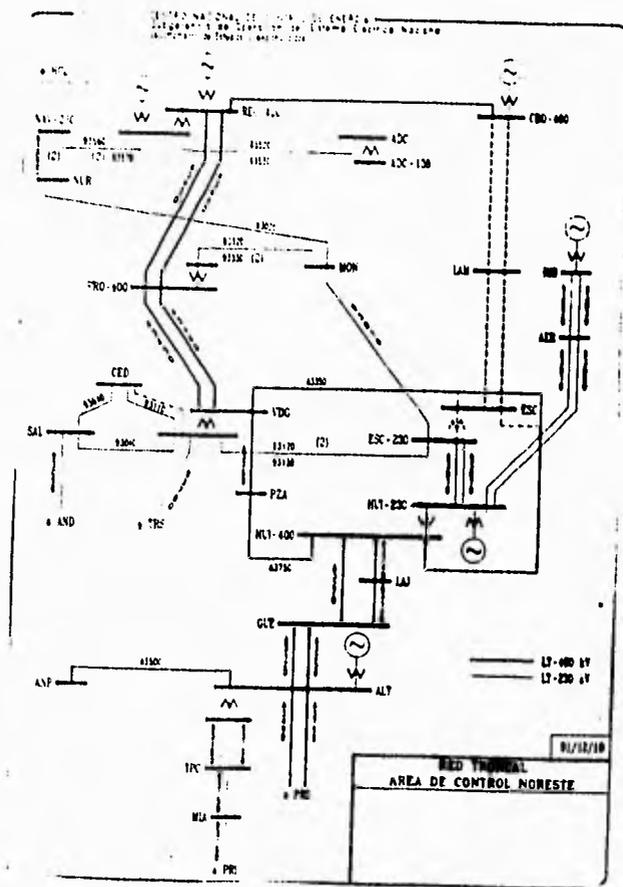
La Red Troncal del Área Norte esta estructurada, según las --  
 Líneas de 400 y 230 KV que la forman de la siguiente manera :



En esta parte de la Red Troncal del Sistema Eléctrico Nacional, al igual que en el área Noroeste sólo se encuentra formada por líneas de 230 KV, a excepción de una línea aislada de 400 KV que conecta esta área con la unidad Mazatlan Dos.

FALLA DE ORIGEN

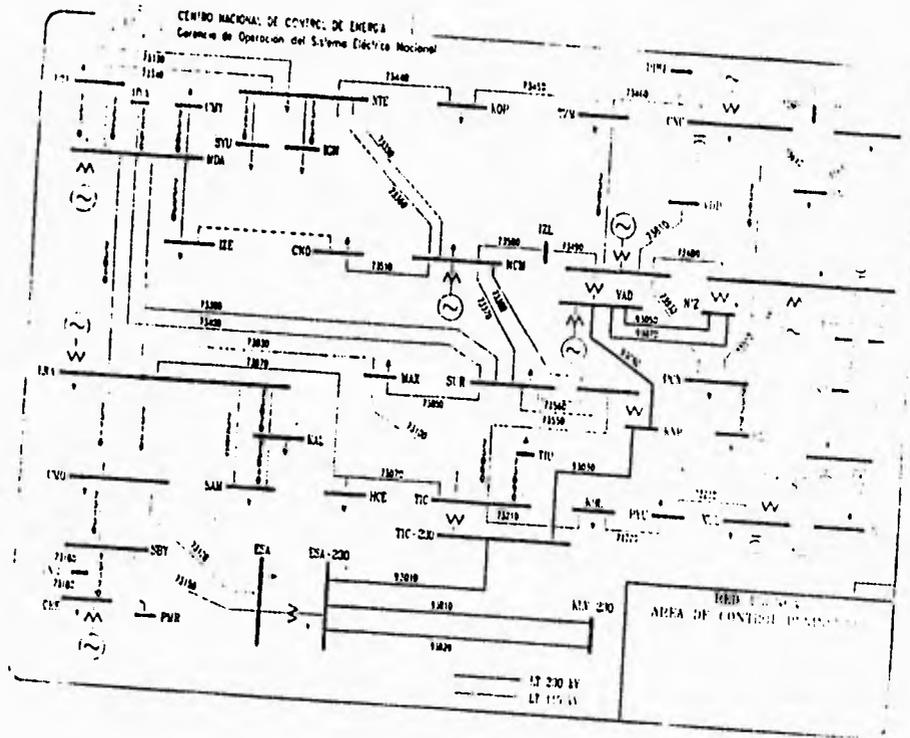
La Red Troncal del área Noreste esta estructurada, según las Líneas de 400 y 230 KV que la forman de la siguiente manera :



En esta Área a diferencia de las otras dos Áreas que se encuentran en la parte norte del país, si cuenta con líneas de 400 KV.

FALLA DE ORIGEN

La Red Troncal del Area Peninsular esta estructurada, según -  
 las Líneas de 400 y 230 KV que la forman de la siguiente manera :



Esta es el Area de más reciente interconexión con las otras  
 seis área que anteriormente mencionamos.

FALLA DE ORIGEN

#### 4.2.- DIVISION DEL SISTEMA ELECTRICO NACIONAL MEDIANTE ENLACES .

El esquema dinámico, algunas veces referido como transmisión en tiempo real o eliminación electrónica (cuando es aplicada a una llamada) es la práctica de alambrado de los controles los cuales están físicamente conectados como una parte integral de un área de control - útil y manda señales electrónicas asociadas a estos, al centro de control de energía de otra área.

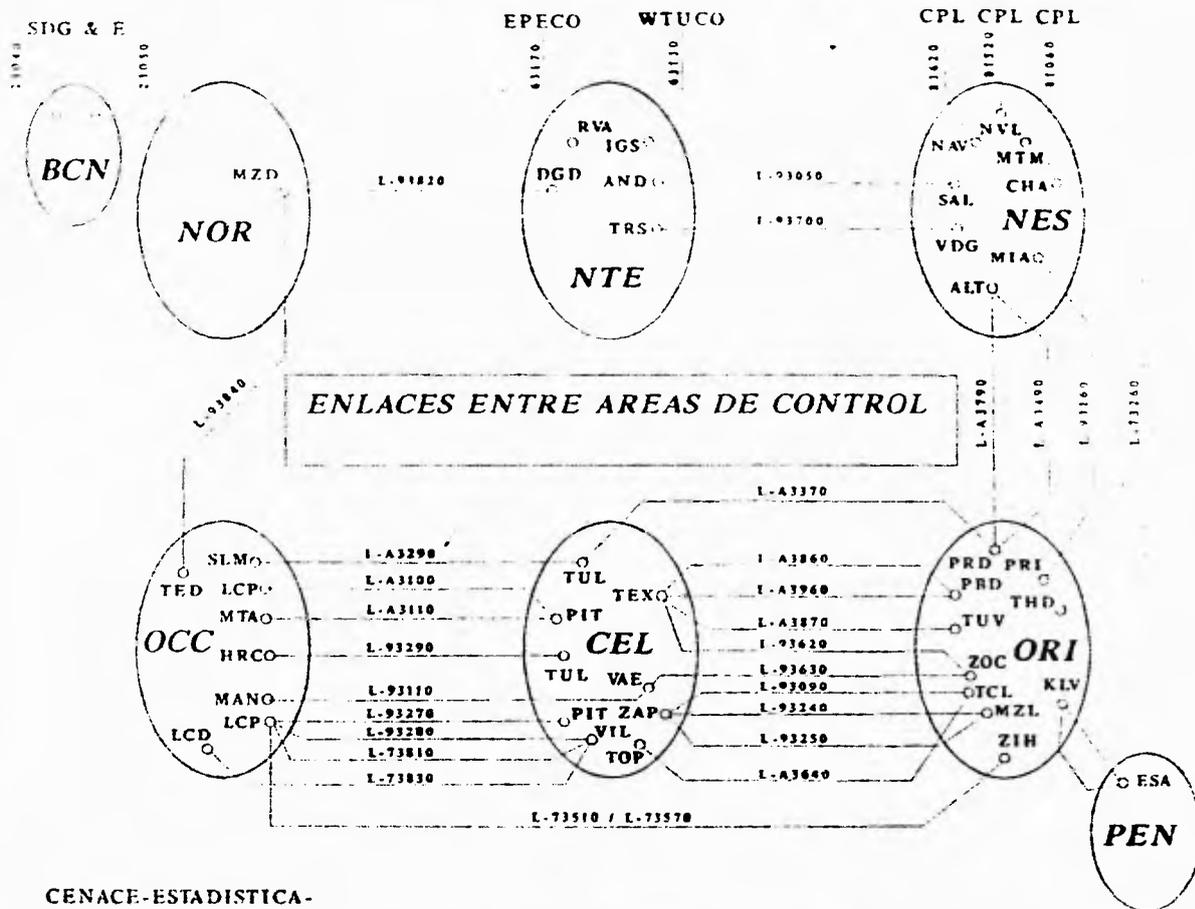
Dentro de este esquema se encuentra un inconveniente, el cual es que los esquemas no pueden cambiar instantáneamente y existe un límite práctico del número de cambios dentro de este esquema que un centro de control puede implementar en un periodo de tiempo.

Es un hecho que los sistemas de potencia son difíciles de -- controlar. Es importante tener en cuenta que una de las principales funciones de un sistema de control es asegurar la frecuencia y mantener -- el esquema de intercambio de su área de control con el resto de la red manteniendo una comunicación constante entre estas.

Los enlaces entre las diferentes áreas de control del Sistema Eléctrico Nacional, es de la forma en que se muestra en la siguiente figura :

FALLA DE ORIGEN

122



CENACE-ESTADISTICA-

De la figura anterior podemos notar, que los enlaces se hacen por medio de las diferentes instalaciones de cada Área, así de esta manera tenemos lo siguiente : el Área Peninsular se encuentra unido por medio del enlace de Escarcega con Kilometro 20, del Área Oriental.

El Área Central, es la que cuenta con el mayor número de enlaces que son con el Área Oriental por medio de Texcoco con Puebla dos, Ixpan Vapor y Zocac. Otro enlace es por medio de Zapata con Iecali y Mezcala. Existe además el enlace por medio de Topilejo con Iecali y por último tenemos los enlaces entre Valle de México con Zocac, y Iula con Poza Rica Dos. Con el Área Occidental tenemos los enlaces Iula con Salamanca y Pitirera con Mazanitia.

El Área Occidental la encontramos enlazada con el Área Norte por medio de Tepic Dos con Mazatlan Dos. A su vez el Área Norte se encuentra enlazada con el Área Noroeste por medio de Mazatlan Dos con Durango Dos.

El Área Noroeste esta enlazado con el Área Noreste por medio de Villa de Garcia y Saltillo. Por último podemos mencionar que los enlaces entre el Área Noreste y el Área Oriental podemos mencionar a Minera Autlan y Altamira con Poza Rica Dos, Tihuatlan Dos y Poza Rica.

También como se puede ver el Área de Baja California no tiene ningún enlace con alguna de las demás Áreas, y como se mencionó anteriormente el Área Peninsular se encuentra ya enlazada con el resto del sistema interconectado por medio de dos líneas con el Área Oriental.

Otra forma de enlace de las diferentes Áreas es mediante la frecuencia que exista en cada una de estas, la cual debe de ser de un valor lo más cercano posible a 60 Hertz.

Esta frecuencia debe estar uniformada entre todas las Áreas, ya que de lo contrario el enlace entre estas sería imposible. Esto debido a que si un Área se encontrara con una variación demasiado considerable en su frecuencia, en comparación a las demás, provocaría en primer lugar que los dispositivos de protección de esta Área se dispararían, además sería imposible poder conectarse con otra Área, ya que las máquinas generadoras estarían fuera de sincronía, produciendo con esto que se desconectarán los enlaces que existen entre esta Área con las demás produciendo una falla dentro del Sistema Eléctrico.

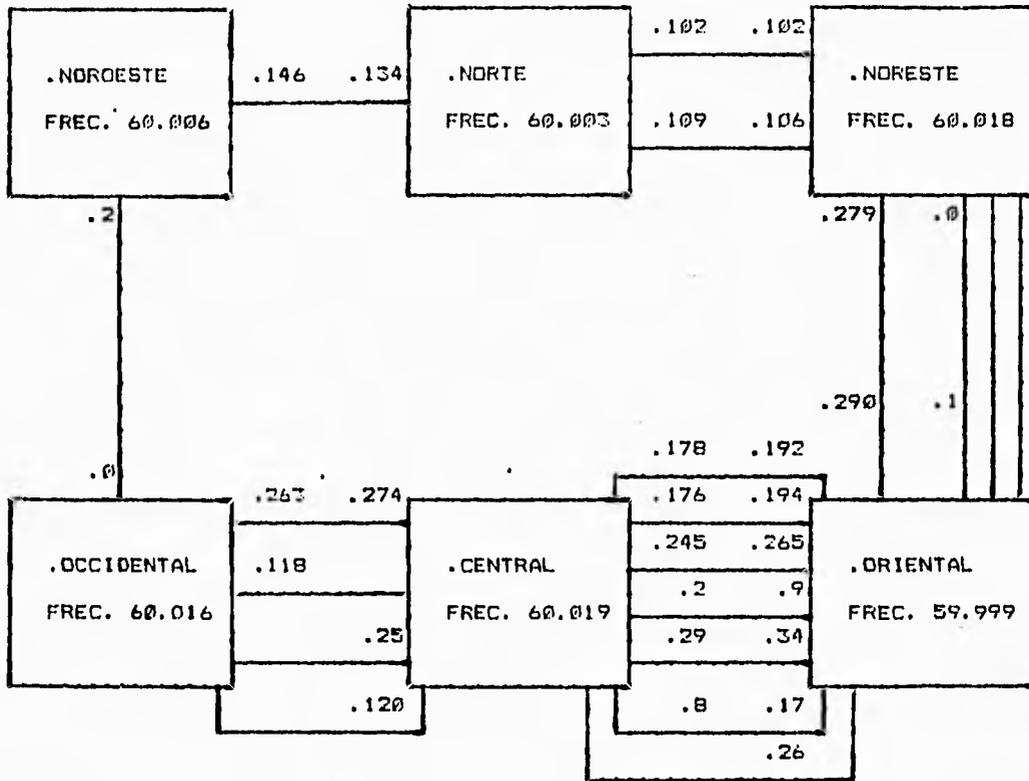
La interconexión por medio de la frecuencia se puede esquematizar de la siguiente manera :

```

*** PAG TRC ***
.4PLD .6FUN .?UNDEF .COMSTA .5SYC .6CED .1MPD .?UNDEF .1TUL
1519:03 06/04/90 MON INTERCONECTADO NAL S I N PAGE 1
.INDGEN .CONFIG .CTLCCA .ALMREC .EDITOR .INDAP .INDEM .GRAVAL .ALMNRC .NONV

```

SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL



```

.APAG .RPAG .PAGP .TPAG .DAT .MEMO .MENS .IPAG .CPAG .REC .BOR .CAN .EJE
06/04 1455:24 VILIAI 4PLD PLD U3 (CALCULADO) 250 MW L
06/04 1456:15 VILIAI 6FUN FUN T3 15.1 MW L
06/04 1457:37 VILIBI ?UNDEF IREM AGUI2 AGU MEDI 0 -386.4 MVAR L
.MAS

```

#### 4.3. - OTRAS CARACTERISTICAS DEL SISTEMA ELECTRICO NACIONAL :

Otras de las características que podemos encontrar dentro del Sistema Eléctrico Nacional, son las de los estados de operación de éste.

A las condiciones del Sistema Eléctrico Nacional, las describen cinco estados de operación, los cuales son : Estado normal de operación, estado de alerta, estado de emergencia, estado in extremis y por último el estado de recuperación.

El estado normal de operación, es en el cual todas las restricciones se satisfacen indicando que la generación es la adecuada para alimentar la demanda total existente y que ningún elemento del Sistema está sobrecargado.

El estado de alerta. Aquí todas las restricciones aún se satisfacen, pero los márgenes a la reserva existente es tal, que algún disturbio bien pudiera resultar en una violación de algunas restricciones de desigualdad, o sea que algún elemento del sistema se verá sobrecargado en forma más o menos severa. En este estado de alerta ( inseguro ) se deberá tomar alguna acción preventiva para restablecer al sistema al estado normal.

En este estado se aplicará un método preventivo para recuperar los márgenes de seguridad, las medidas serían : la relocalización de generación y de subestaciones, reducción de voltaje y/o frecuencia.

El estado de emergencia. Aquí las condiciones de desigualdad se han violado y la seguridad del sistema se ha fracturado, el nivel de seguridad es cero o es prácticamente inexistente, el sistema, sin embargo, todavía está intacto por lo que deberán ser tomadas medidas de emergencia cuya finalidad será recuperar, cuando menos, el estado de alerta.

En este estado se aplicará un método que permita de manera inmediata librar de sobrecargas a el o los elementos principales de la red, las medidas serían : libramiento rápido de elementos fallados más todo lo indicado en el estado de alerta.

El estado inextremis, en este estado las condiciones de operación normal del sistema han sido violadas, con lo cual no permanecerá intacto éste y se perderá un gran porcentaje de la carga total. La estrategia o las acciones de control de emergencia deben tener como finalidad salvar tantas partes del sistema como sea posible, de un colapso total.

El método es usar medidas para contener la total degradación del sistema. Contemplaría todas las medidas de los dos estados anteriores, más un programa de disparo de carga por réles de baja frecuencia.

El estado de recuperación, aquí consistirá en reconectar el sistema y recuperar la carga, es obvio que a partir de este estado el sistema puede pasar al de alerta o al normal, dependiendo de las circunstancias.

El método de control sería deliberado (correctivo) para restaurar el sistema y llegar a un modo viable de funcionamiento, contemplaría: rodar de nueva cuenta las unidades y sincronizarlas, reconectar cargas y la re-sincronización de las diferentes áreas.

En el Sistema Eléctrico Nacional, un cúmulo de factores son, desafortunadamente, limitantes eficaces de la capacidad de transmisión, por eso y debido a la complejidad de la red y a la de sus problemas, es requerida una estrategia de control de emergencia, el cual requiere de un control que ejerce acciones que limiten y contengan la probable degradación del sistema.

El análisis del problema de control consistirá en determinar cuáles son los valores de las potencias de las flechas de las máquinas cuáles son accesibles y además convenientes para aplicar, ahí, una cierta técnica de control. Tal determinación será todo lo que se requiera para analizar la efectividad de un cierto modo o técnica de control.

El problema de control en estado de emergencia, requiere de una solución que logre mantener el sincronismo, esto durante el periodo de unos cuantos segundos, que sigue a un disturbio de gran severidad. Las acciones de control que se tomen en ese periodo son cruciales y su pretensión será la de mantener las velocidades angulares de los rotadores de las máquinas suficientemente cerca una de otra, de tal modo que los dispositivos que controlan a las fuerzas sincronizantes del sistema y al balance carga-generación, sean efectivos.

En el Sistema Eléctrico Nacional, el cual es geográficamente muy extenso, el control en estado de emergencia debe ser descentralizado por dos razones :

- Por las distancias geográficas involucradas y por la necesidad de una gran confiabilidad, en un lapso durante el cual el sistema ha sido severamente alterado, se requeriría de un sistema de telemedición muy costoso si éste se concibe centralizado.

- Aunque tal inversión se justificara, el lapso disponible es tan breve, que el cálculo global digital centralizado es impracticable.

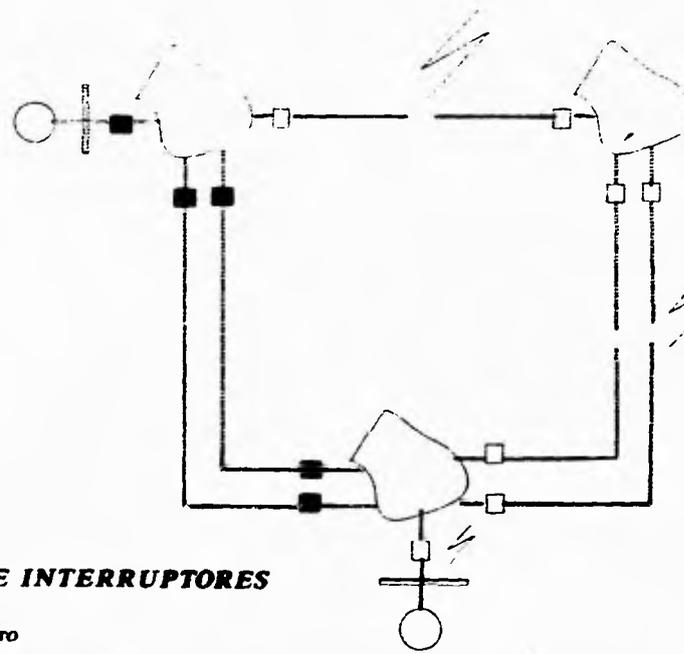
Lo anterior reduce las distancias y simplifica el sistema de telemedición, por otra parte, se manejan redes reducidas requiere mucho menos tiempo de proceso.

Para poder entender de una manera más clara el funcionamiento de este sistema, pondremos el siguiente ejemplo :

Primeramente tenemos que en cualquier área dentro del Sistema Eléctrico Nacional, tenemos una falla, como la mostrada en la siguiente figura :

# ANALISIS DE CONTINGENCIAS

CONTINGENCIA SENCILLA  
APERTURA DE LINEA



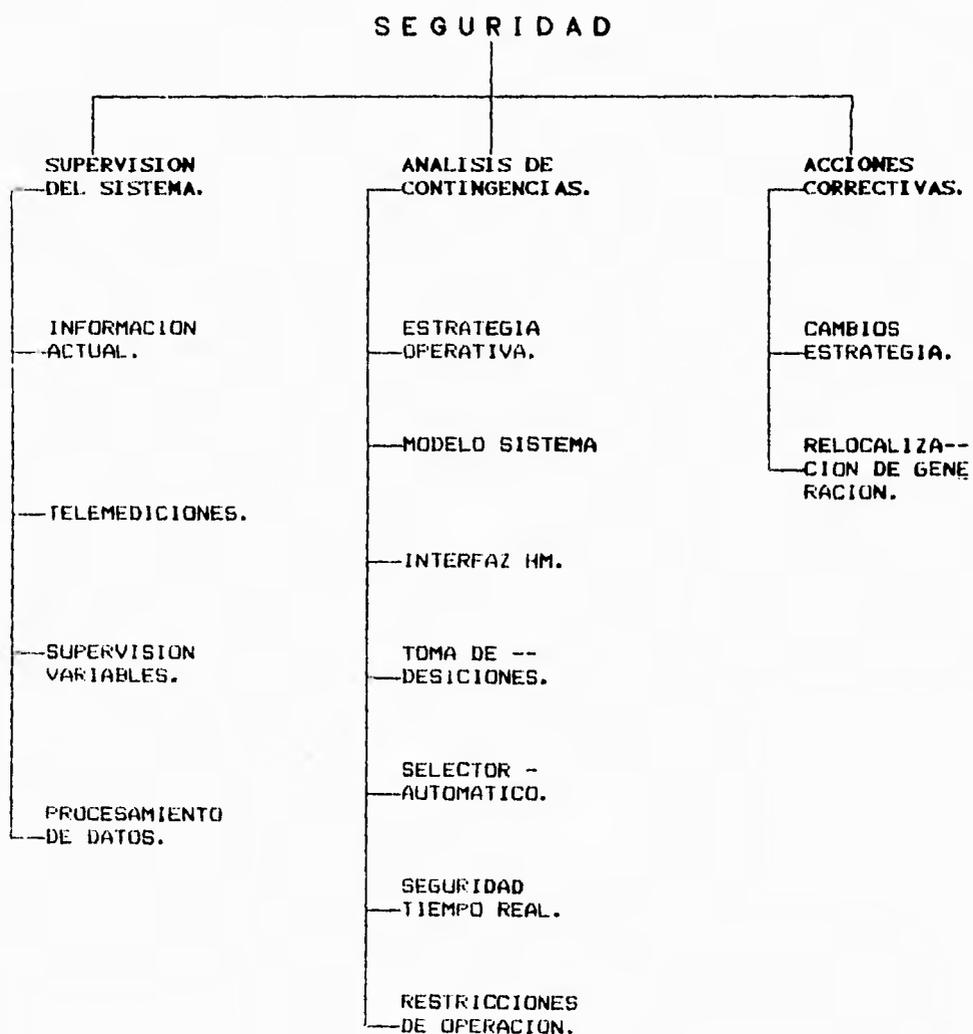
CONTINGENCIA MULTIPLE  
APERTURA DE LINEAS  
Y UNIDAD GENERADORA

ESTADO DE INTERRUPTORES

- ABIERTO
- CERRADO



Todo lo anterior lo podemos resumir en el siguiente diagrama de las funciones de seguridad dentro del Sistema Eléctrico Nacional :



PROGRAMAS DE APLICACION PARA EL CONTROL DE LA  
GENERACION DEL SISTEMA ELECTRICO NACIONAL :

## 5.- PROGRAMAS DE APLICACION PARA EL CONTROL DE LA GENERACION DEL SISTEMA ELECTRICICO NACIONAL :

### 5.1.- FUNCION DEL CENTRO NACIONAL DE CONTROL DE ENERGIA DENTRO DE LA ESTRUCTURA GENERAL DEL SISTEMA ELECTRICICO NACIONAL :

El Centro Nacional de Control de Energia fue creado por la Comisión Federal de Electricidad para planear la operación del Sistema Eléctrico Nacional; dirigir la operación de las instalaciones; administrar el suministro, transporte y recepción de los diferentes tipos de recursos energéticos; regular los almacenamientos hidráulicos y administrar las herramientas de operación.

El Centro Nacional de Control de Energia, esta integrado por un grupo director o Centro Nacional, ocho grupos regionales o centros de Control de Área y centros auxiliares o subáreas de control que aumentan en número conforme el sistema lo requiere para lograr un adecuado control de su objetivo.

El Sistema Eléctrico opera como un sistema multiarea con una estructura jerárquica de control que es un reflejo de su desarrollo histórico y tiene la influencia de la estructura geográfica de la red eléctrica, con lo cual se establecen cuatro niveles jerárquicos en su operación, los cuales son :

Primer nivel, este lo constituye el Centro Nacional, que es el grupo director del CeNaCE (Centro Nacional de Control de Energia) y en él descansa la autoridad y responsabilidad de la operación del sistema eléctrico; tiene como objetivo básico la supervisión de la seguridad y la economía del sistema.

Este grupo se encarga de planear y coordinar la generación y la transmisión de la red troncal; atiende las actividades más trascendentes de la operación, regula las acciones entre áreas vecinas, delega la ejecución de las acciones y la supervisión detallada de la seguridad regional al siguiente nivel.

Son funciones sustantivas de este nivel la planeación de la operación en el mediano plazo, el corto plazo y el tiempo real; el suministro de energéticos y el mantenimiento de las herramientas de operación y los equipos asociados.

El segundo nivel se encuentra formado por las áreas de Control, superviza la operación del equipo dentro de sus límites operativos, coordina las maniobras en la transmisión; ejecuta las acciones delegadas por el primer nivel, es responsable de la calidad y seguridad del servicio de su área.

Este nivel solicita a las Centrales Generadoras los cambios de potencia activa programada por el Primer Nivel y regula la generación de potencia reactiva para el control del voltaje en sitios importantes de su área. Delega en el tercer nivel de operación las actividades de menor trascendencia, con el objeto de cumplir con las prioridades de su función.

Las funciones sustantivas de este nivel son la planeación, dirección y supervisión de maniobras; el despacho y operación del área, el análisis de la operación, estudios de la red eléctrica, recolección de información, análisis estadístico y el mantenimiento del centro.

El tercer nivel está formado por las subáreas de control, superviza la operación del equipo dentro de sus límites operativos, coordina las maniobras en la subtransmisión; ejecuta las acciones delegadas por el segundo nivel, es responsable de la calidad y seguridad del servicio de su área.

Su responsabilidad es la de maniobras, el análisis de la operación, estudios de la red eléctrica, recolección de información y el mantenimiento del centro.

Cuarto nivel, en este nivel de operación sale del entorno del CeNACE y se delega a las instalaciones de distribución denominadas módulos de control, localizado en los principales centros urbanos.

Sus funciones sustantivas se encaminan a mantener la continuidad y la calidad del servicio; programa, dirige y supervisa la seguridad de las maniobras de distribución, vigila las condiciones de carga del equipo y la calidad del voltaje a los usuarios.

La planeación de la operación es una de las principales funciones que se realizan en el CeNACE, su objetivo es el determinar las estrategias a seguir para mantener la seguridad de la operación y apr

vechar en forma continua, económica y confiable, los recursos de generación y transmisión disponibles en el sistema eléctrico; considerando -- las restricciones físicas y las condiciones más probables que se -- -- puedan encontrar el horizonte de estudio.

La planeación operativa cubre un horizonte de tiempo que varía de unos minutos, hasta cinco años, en este proceso se considera que las decisiones de expansión del sistema de generación y transmisión; -- dados los tiempos de construcción de los proyectos, no influyen en la -- solución de los problemas operativos.

Dependiendo del horizonte de tiempo la planeación de la operación se puede dividir en planeación de tiempo real, de corto plazo y de mediano plazo. Para cada tipo de estudio y el horizonte de tiempo -- considerado se debe seleccionar la metodología y la herramienta adecuada para el análisis de los problemas asociados.

En la planeación de tiempo real el horizonte es de minutos y las herramientas adecuadas son: el análisis de seguridad en tiempo real y el despacho económico restringido, que son parte del Sistema de Información y Control en Tiempo Real (SICTRE).

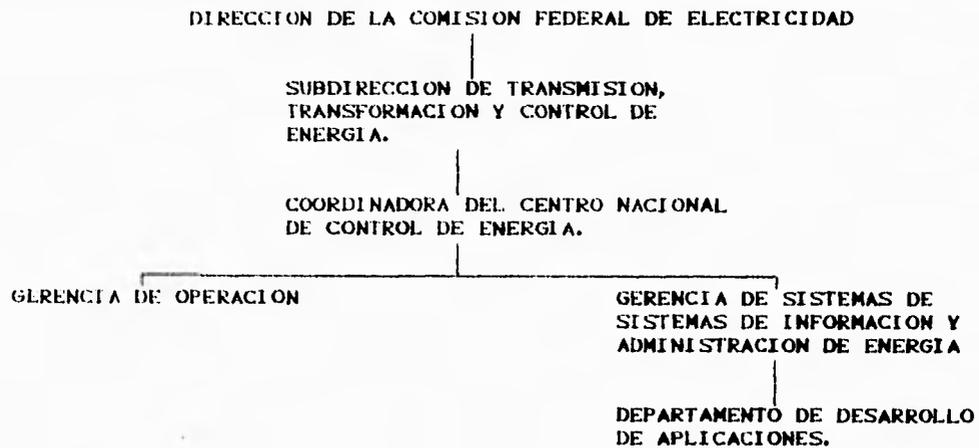
En la planeación de corto plazo se considera comúnmente un -- horizonte menor a una semana, en este período el comportamiento hidráulico gana importancia en los embalses de regulación diaria y semanal. Las herramientas de análisis funcionan fuera de línea y se usan para -- evaluar la seguridad operativa.

La importancia de la planeación de mediano plazo radica en -- la influencia que tiene en el manejo de los embalses de regulación -- anual y plurianual, la reducción de embotellamientos de energía, la programación de mantenimientos con un enfoque económico y las políticas -- de generación para el aprovechamiento óptimo de los recursos de generación y transmisión.

La confiabilidad del sistema se expresa por medio de índices probabilísticos que muestran la posibilidad de que se presenten -- situaciones no deseadas: como la falta de capacidad para cubrir la -- demanda, el no poder satisfacer el consumo de energía, la pérdida de una unidad generadora, etc.

La confiabilidad de un sistema depende de las características de sus equipos y su relación en el sistema; es importante la estadística para evaluar parámetros como su vida en operación, la forma en que se opere y la calidad del mantenimiento recibido, etc.

La Comisión Federal de Electricidad (CFE), en su organización interna cuenta con la Subdirección de Transmisión, Transformación y Control de Energía, la cual a su vez contiene a la Coordinadora del Centro Nacional de Control de Energía, esta última contiene a la Gerencia de Sistemas de Información y Administración de Energía. Dicha Gerencia tiene a su cargo el Departamento de Desarrollo de aplicaciones, que es el encargado de integrar los recursos informáticos, mediante programas de aplicación necesarios para la planeación y la operación en tiempo real de la red eléctrica, enfocados a lograr los objetivos de calidad, economía, seguridad y confiabilidad en la generación y transmisión de Energía eléctrica para una mejor operación del Sistema Nacional.



ORGANIGRAMA SIMPLIFICADO DEL LUGAR QUE OCUPA EL CENTRO NACIONAL DE CONTROL DE ENERGIA DENTRO DE LA COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD.

Dentro de los recursos informáticos utilizados por el Departamento de Desarrollo de aplicaciones, se encuentra el Sistema de Información y Control en Tiempo Real (SICFRE), el cual tiene como objetivo proporcionar en tiempo real la información necesaria del estado del Sistema Eléctrico Nacional, mediante el monitoreo, adquisición de datos y la ejecución de los programas de aplicación, para la toma de decisiones que faciliten el control de la red eléctrica.

Dichos Programas de Aplicación constituyen la herramienta principal para realizar la planeación, operación y control del Sistema Interconectado Nacional, proporcionando al operador la capacidad para proteger la integridad de la red, además de operar en forma económica al Sistema Eléctrico de Potencia. La ejecución automática de dichos programas requiere la sintonización y sincronización de un conjunto de programas interactuando entre sí con información completa y consistente, algunos de estos se mencionan a continuación :

- 1.- Estimador de Estado.
- 2.- Análisis de Seguridad.
- 3.- Despacho Económico Restringido.
- 4.- Control Supervisorio y Adquisición de Datos.
- 5.- Control Automático de Generación.
- 6.- Monitor de Reserva.

1.- Estimador de estados, es un programa que procesa diferentes tipos de mediciones que pueden ser flujo de potencia activa y reactiva tanto en líneas como en transformadores, inyecciones de potencia activa y reactiva a la red, magnitudes de voltaje y pseudomediciones, cuenta con la lógica para detectar conjuntos de mediciones incompletas y regiones no observables, este programa permite usar factores de distribución de carga tomados de resultados previos del estimador.

2.- Análisis de seguridad en tiempo real, este programa evalúa la seguridad del sistema interconectado en el estado seleccionado y los estados futuros, la seguridad se evalúa por el análisis de conjuntos de contingencias factibles en donde se evalúa la salida de líneas de transmisión, transformadores, generadores, cargas y las combinaciones entre ellos, este modelo se puede utilizar en tiempo real y las partes no observables del sistema se pueden evaluar con la ayuda de los resultados del estimador de estado.

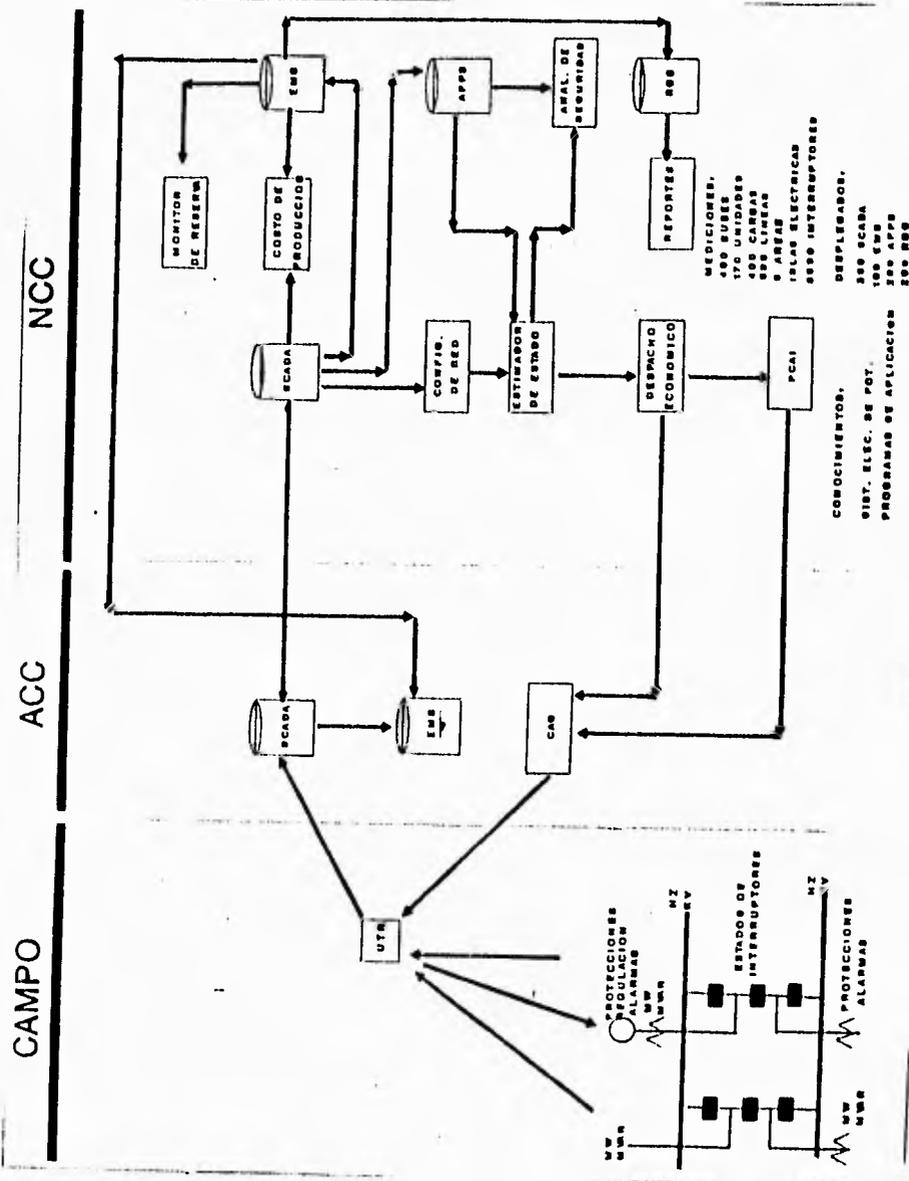
3.- Despacho económico restringido, este programa establece la distribución de generación de mínimo costo que satisface la restricción de seguridad de la red de transmisión y la reserva de generación. Las pérdidas de la red de transmisión se modelan por factores de penalización que se actualizan cada vez que se ejecuta el programa.

4.- Control supervisorio y adquisición de datos, en cada centro de control de Área obtiene los puntos de estado de mediciones analógicas que se obtienen de las Centrales Generadoras y las subestaciones por medio de las unidades remotas que transmiten la información a los centros de control de Área.

5.-Control automático de generación,Cada centro de control de Área puede activar el control automático de generación sobre las unidades que quedan en su entorno,durante la operación normal el programa puede recibir los puntos económicos de generación con sus rangos de variación y el Centro Nacional por medio de la programación de intercambios regulara la frecuencia del sistema.

6.-Monitor de reserva,ya sea por demanda o en forma automática cada Área de control puede conocer la reserva operativa si se cuenta con los parámetros de reserva se hacen los cálculos y se evalúa las violaciones registrandose automáticamente los datos importantes y prendiendose las alarmas del operador.

Para que dichos programas obtengan datos para su ejecución,esto se realiza con un actuación conjunta del Centro Nacional de Control de Energía,con los Centros de Control de cada Área y estas a su vez con el campo,como a continuación de muestra :



## 5.2.- DESPACHO ECONOMICO

El programa despacho económico restringido es un programa en línea que calcula el punto base óptimo de generación de la potencia activa para las unidades actualmente en operación. El criterio de optimización es el minimizar el costo total de generación necesario para satisfacer la demanda del sistema, observando siempre las condiciones de seguridad en la red eléctrica.

Las condiciones de operación pueden ser medidas en tiempo real o simuladas en modo de estudio, lo que da lugar a dos versiones del programa.

En el caso del programa en tiempo real, el sistema obtiene -- casi instantáneamente un esquema de generación económico y seguro, para ser aplicado sobre los generadores en operación. En modo de estudio, el programa propone su esquema de puntos base de generación en forma preventiva y de planeación.

El costo total de generación que se optimiza, incluye el costo de energéticos usados en las unidades generadoras, factor de eficiencia de las unidades y factor de penalización por las pérdidas de transmisión de la potencia activa.

Las restricciones de la red consideradas en la optimización del despacho económico son:

El límite máximo de flujo de potencia activa en las líneas de transmisión, grupos de líneas, transformadores y grupos de transformadores.

El límite máximo y mínimo o fijo de intercambio de potencia activa entre áreas.

El límite mínimo de la reserva reguladora hidro y termo de las áreas y de los sistemas interconectados.

El límite máximo y mínimo de intercambio neto de las áreas.

La disponibilidad de las unidades para el ajuste de punto 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. Los modos de control y sus implicaciones para el control de las unidades son los siguientes:

**Económico.**- Unidades que poseen el controlador automático y están asignadas a control remoto por el programa "control automático de generación (CAG)". el despacho económico restringido les proporciona el punto base y los factores de participación.

**Base.**- Unidades que poseen el controlador automático pero participan en el control automático de generación únicamente en caso de emergencia. El despacho económico les asigna el punto base y cero factores de participación.

**Rampa.**- Las unidades en proceso de alcanzar su generación meta. Al llegar al punto meta pasan automáticamente al modo base.

**Manual.**- Unidades cuyo punto base asigna el operador de la planta. El programa de despacho económico respeta este punto base como generación constante.

**Disponible.**- Unidades en paro caliente (0 MW), disponibles a entrar a operación, no consideradas en el despacho económico.

**No Disponible.**- Unidades fuera de operación, no consideradas en el despacho económico.

El modo de control de áreas se considera como sigue:

**Remoto.**- El área recibe señales del Centro Nacional de Control.

**Local.**- El área mantiene intercambios fijos con el resto del sistema y se encarga del control de sus unidades de manera local. El despacho económico trata la generación de esta área como fija.

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 resuelven individualmente empleando el método Simplex revisado.

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

Los factores de participación de las unidades despachables son de dos tipos:

Restringido, indica qué porción del cambio de la demanda interna del sistema puede aportar un generador despachable (modo económico), sin causar violaciones en las restricciones de la red.

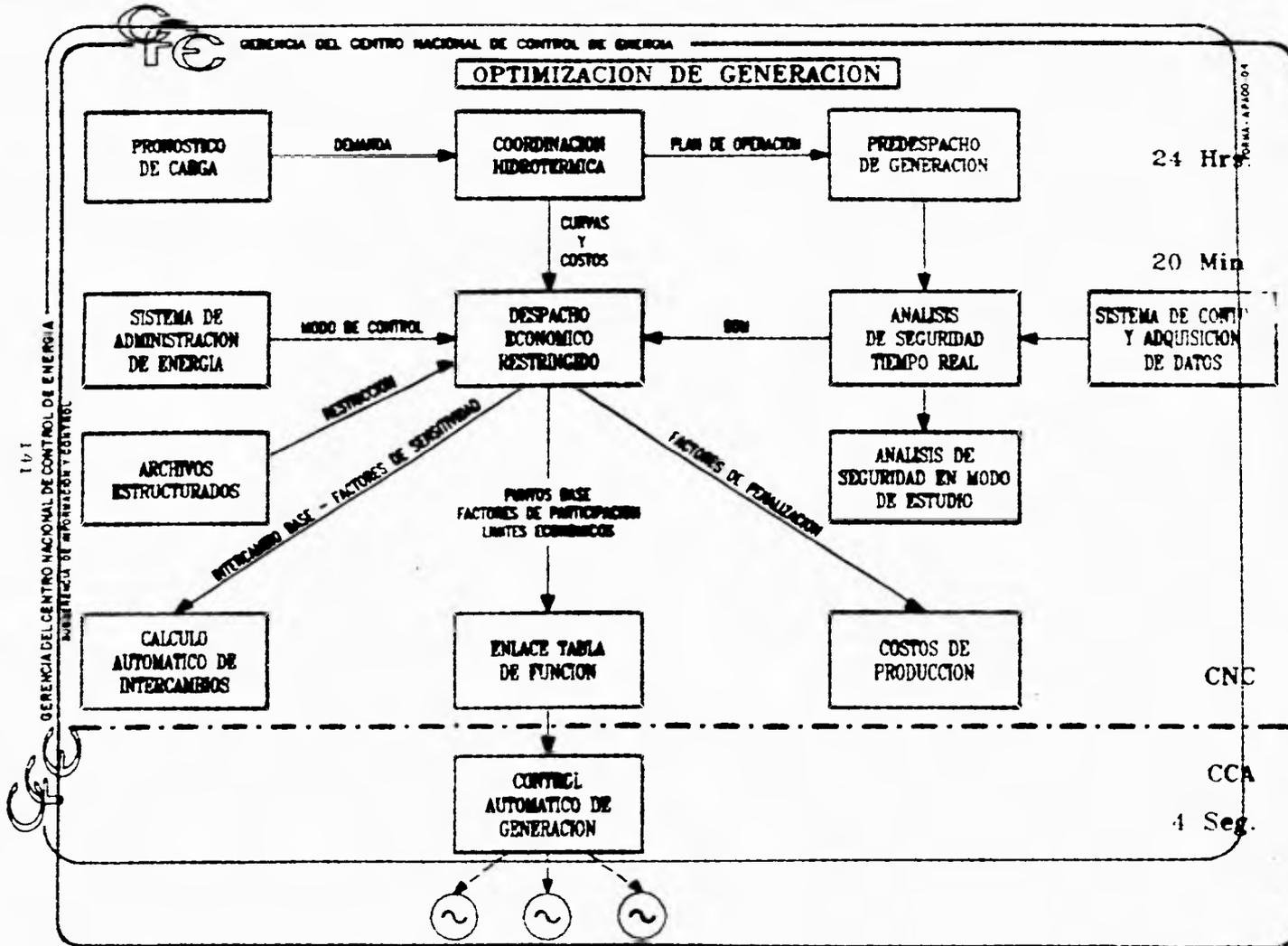
No Restringido, este factor refleja el costo de variación de generación de potencia activa, la unidad con mayor factor de participación es la que contribuye más a la economía. Cuando las condiciones de operación del sistema lo justifican (reserva de generación adecuada, flujos en línea por debajo de límites críticos, etc.), el operador puede optar el cálculo de los factores de participación no restringido.

El límite económico define hasta qué punto puede variar la generación de una unidad en modo económico, sin causar violaciones de restricciones consideradas en el despacho.

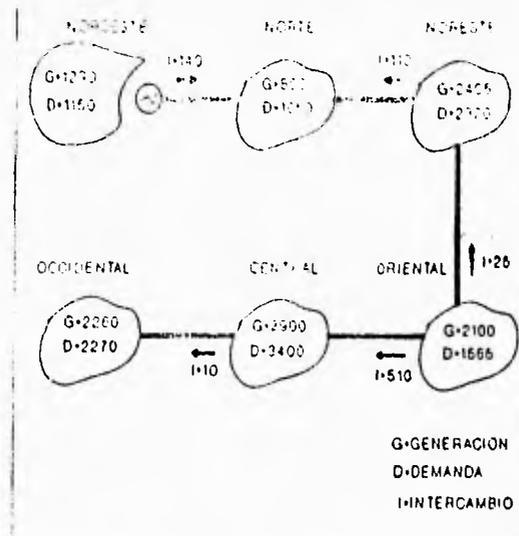
Las pérdidas de transmisión y sus valores incrementales dependen de manera muy compleja de la distribución de la demanda y de las unidades generadoras. Al determinar la distribución económica de la carga entre las diferentes unidades generadoras, se deben considerar las pérdidas en las líneas de transmisión, esto permite penalizar la salida de potencia de la unidad para la determinación del costo mínimo de generación.

El factor de sensibilidad de área para la demanda interna, se define como la porción de la variación de la demanda total del sistema que debe suplir el área sin violar las restricciones establecidas en el programa despacho económico.

A continuación se muestra el diagrama de la relación que guarda el Despacho Económico Restringido con otros programas :



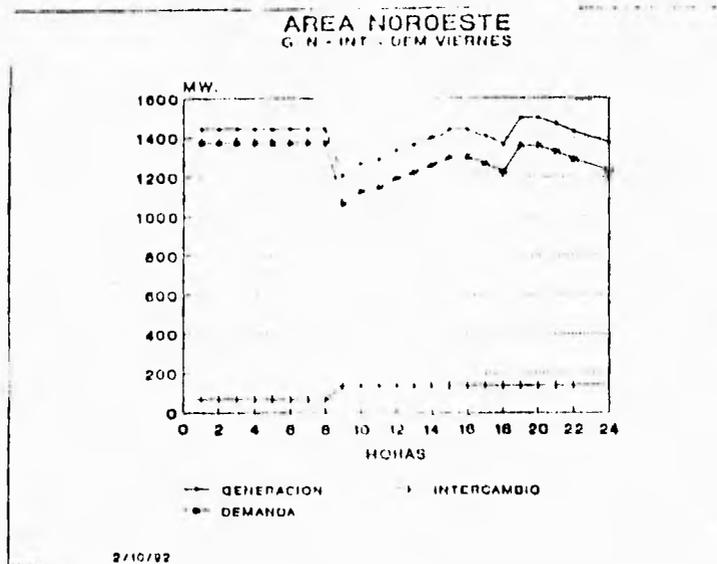
El Sistema Eléctrico Nacional, como sistema interconectado a cargo de una sola empresa, es uno de los más difíciles de operar por la gran longitud de sus líneas y los escasos enlaces entre áreas, por eso hace uso de programas como el despacho económico restringido. A continuación se hace un análisis de la operación actual del sistema interconectado, donde se puede observar su operación:



Interconexión de los centros de control de área.

En la figura anterior se observa que las áreas deficitarias en generación, son la norte y central, dado que son áreas en las que la demanda es mayor que la generación. Para satisfacer su demanda y por consiguiente regular la frecuencia, dependen del intercambio de potencia que reciben de otras áreas. La información mostrada es la medida, es decir, nos es optimizada y se actualiza cada 4 segundos. Las áreas que más generación aportan al sistema interconectado son la oriental y la noreste, por lo tanto, prácticamente éstas son las que regulan la frecuencia de todo el sistema.

A continuación se presenta el seguimiento de generación y carga de cada centro de control y se mencionan aspectos relacionados con el despacho económico para que se pueda prever o garantizar alguna condición de seguridad.

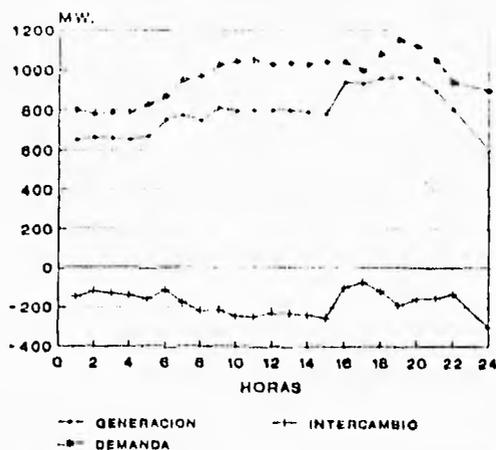


Seguimiento de la demanda horaria en el area Noroeste

En la figura se observa que la generación en esta área es mayor que la demanda, esto se debe a que una unidad de Mazatlán (perteneciente a esta área) se encuentra conectada al área norte, por lo que el intercambio que se observa se limita a la generación de esta unidad manteniéndose constante. El intercambio programado para esta área se reduce al valor de generación manual de la unidad, esta máquina no puede ser controlada por el despacho económico dado que esta en forma local para el control automático de generación del área norte y por lo tanto su factor de participación debe ser cero.

Como se puede observar en la figura anterior, la curva de demanda no tiene la forma típica debido a la pérdida del canal de comunicación durante las primeras 8 horas del día entre el centro de control del Área y el Centro Nacional de Control, durante este periodo el CENACE no puede supervisar la operación reduciéndose entonces a un control local.

AREA NORTE  
GEN - INT - DEM VARIAS



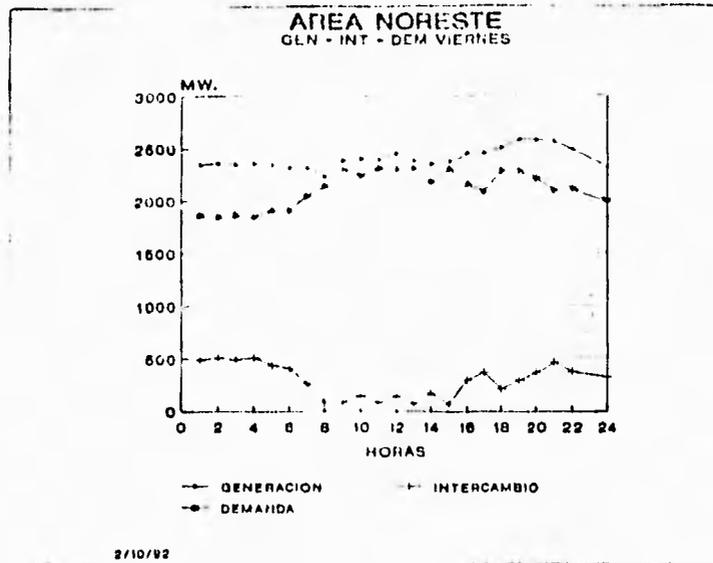
2/10/82

Seguimiento de la demanda horaria en el area Norte

Como se puede observar en la figura, el área Norte cuenta con una insuficiente generación y depende básicamente del intercambio para satisfacer su demanda y por lo tanto regular su frecuencia. Obsérvese como el intercambio satisface la demanda durante todo el día.

Operando en forma aislada, esta área no sería capaz de satisfacer su demanda, en este caso se puede observar una de las ventajas que proporciona la interconexión entre áreas.

Dado que el área depende del intercambio, se podría incluir una restricción de intercambio neto, en donde las unidades generadoras del Norte se distribuirían la demanda en forma económica, mientras que las unidades del Noreste servirían de compensador del área.



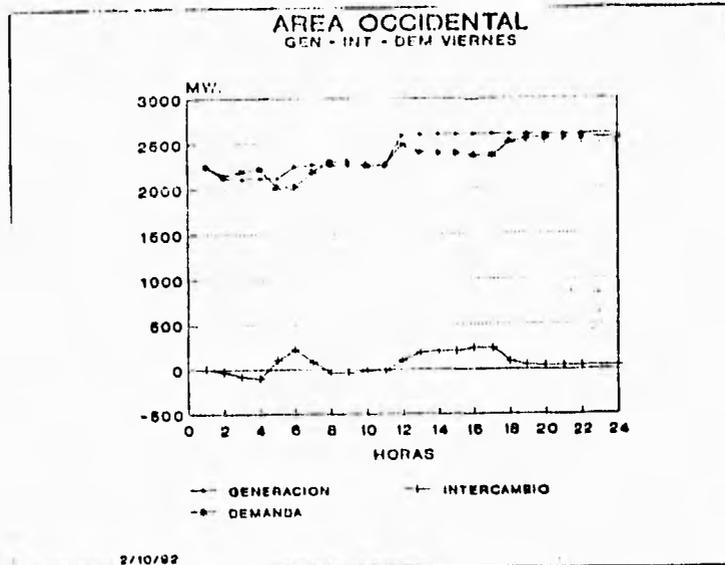
Seguimiento de la demanda horaria en el area Noreste

Como se puede observar en la figura anterior esta es una de las áreas con capacidad suficiente de generación para satisfacer su demanda y exportar potencia eléctrica a las áreas deficitarias en generación.

Se observa que entre las 8 y 15 horas, el área se encuentra con un intercambio neto mínimo, esto quiere decir, que la diferencia entre la generación y la demanda en el área es casi cero.

El valor de casi cero indica que es un área que sirve de transporte de generación entre el área Oriental y la Norte, es decir, la generación que recibe el área la traslada completamente.

Se recomienda en este caso una reserva reguladora mínima del Noreste que garantice el intercambio que recibe de la Oriental, más un porcentaje adecuado de su demanda para regular frecuencia y prever salidas de al menos un máquina grande.

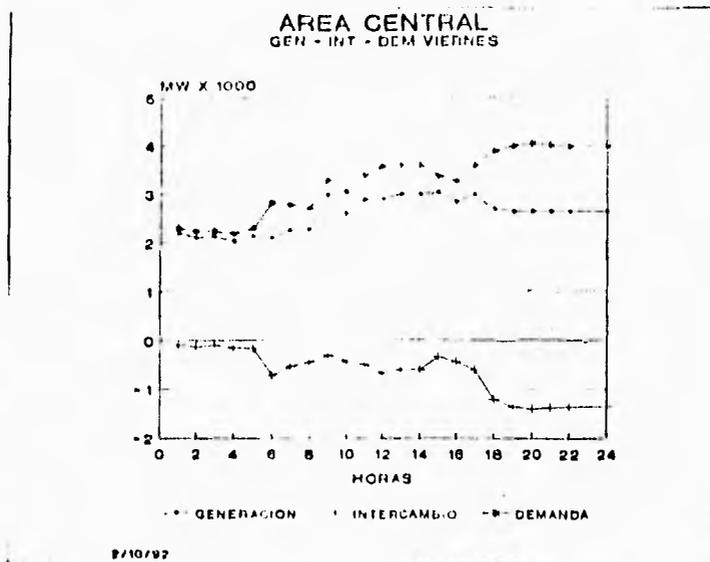


Seguimiento de la demanda horaria en el area Occidental

En el area Occidental se acostumbra mantener con generacion fija las unidades termo, ya que el tiempo de respuesta es lento, asi que desde el principio del dia la operacion economica determinara los factores adecuados de generacion.

La demanda pico en esta area se presenta a las 19 horas, en ese momento se pierde el canal de comunicacion, como consecuencia el Centro Nacional de Control no se entera de las condiciones de la red ni de carga para mantener una seguridad y economia.

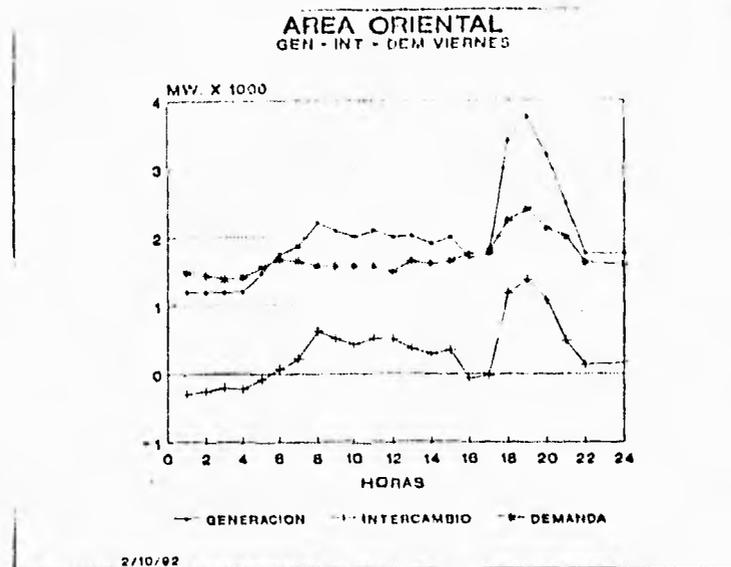
Si se presentara algun problema de violacion en transmision, las maquinas en su mayoria no podrian responder con rapidez, en cuyo caso se consideraria alguna alternativa de la liberacion de equipo. Por lo anterior, se podria incluir en el despacho economico un cierto numero de enlaces criticos de transmision, para que al mantenerse como restriccion activa alarmaran al operador, en cuyo caso es mejor reducir un porcentaje de carga que perder toda una region deficitaria.



Seguimiento de la demanda horaria en el area Central

En la figura anterior se muestra el comportamiento normal de la demanda horaria del área central con dos picos y un valle. Conforme el pico de demanda máxima se acerca, el intercambio neto del área aumenta, es decir no cuenta con generación suficiente para satisfacer su balance.

La sustitución del aumento del intercambio neto por generación interna sería recomendable, además, que se puede mantener reserva reguladora como parte de la seguridad del área, se podría pensar en una restricción de intercambio neto mínimo y una reserva adecuada para contemplar la salida de generación interna.



Seguimiento de la demanda horaria en el area Oriental

Se observa que el Área Oriental es la que aporta un gran porcentaje de la generación del sistema y de hecho regula la frecuencia, notese el parecido del intercambio y la generación, reflejo de la dotación completa de generación al resto del sistema.

La figura anterior muestra que el control actual de frecuencia no es compartido por todas las áreas, también refleja, el pico, la falta de generación en áreas remotas debido a la condición radial del sistema. Se transmite generación del Área Oriental al conjunto de áreas del Norte del país. La gran cantidad de pérdidas de transmisión hace necesario el uso del despacho económico restringido para satisfacer carga de acuerdo a factores de penalización por unidad.

En la operación actual del Sistema Eléctrico Nacional, no existe un monitoreo periódico de las restricciones operativas del sistema, por lo tanto, existe equipo y variables eléctricas que pueden estar a punto de ser violadas para la siguiente variación de la demanda.

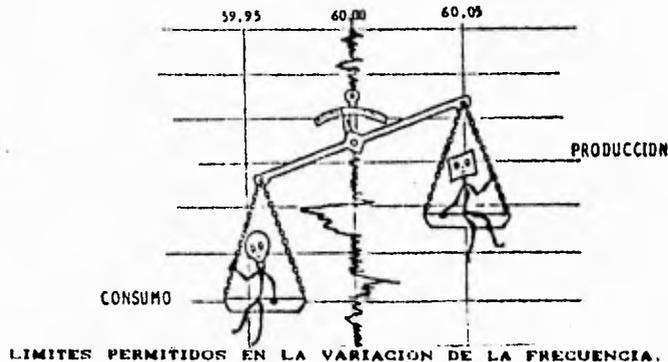
Con el empleo del despacho económico restringido en el Centro Nacional de Control, se tiene una operación más económica y segura del Sistema Eléctrico Nacional. La demanda actual del sistema está cambiando continuamente como se pudo observar en las gráficas anteriores. También existe cambios topológicos en la red de transmisión, estos cambios pueden ocasionar violaciones en las restricciones impuestas por el equipo eléctrico y de seguridad. El despacho económico restringido será ejecutado cada 15 minutos.

### 5.3.- CONTROL AUTOMATICO DE GENERACION (CAG) :

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

Se entiende por regulación del sistema, las acciones que efectúan los elementos del Sistema Eléctrico, como generadores y enlaces para minimizar el desbalance de potencia entre límites predestinados. Los generadores, contribuyen a la regulación del Sistema ante un aumento o disminución de la carga cambiando su velocidad, que se traduce en un cambio de frecuencia.

La principal dificultad en la operación de los sistemas eléctricos de Potencia, surge de la limitación física, ya que la energía eléctrica no se puede almacenar, por lo cual se debe producir en los momentos en que se requiera.



Para un cambio de carga, los sistemas de gobernanación 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 su 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 lo operadores del sis-

tema. 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.

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

- a).- Mantener la frecuencia del Sistema en el valor deseado.
- b).- Mantener el intercambio neto de potencia activa entre áreas de control en el valor programado.
- c).- Realizar el reparto o localización de carga entre los generadores pertenecientes a cada área de control en los valores deseados para optimizar costos de operación

Los beneficios que se obtienen al operar el Sistema Eléctrico Nacional, con el Control Automático de Generación son : estabilidad, calidad y costos en la operación del sistema.

La operación de Control Automático de Generación, se basa en el cálculo del error de control de área, que es la desviación de indicadores de equilibrio entre la generación y demanda de la red.

Este error lo podemos dividir según el estado que guardan las áreas, esto es :

- a).- En áreas aisladas, en este caso la desviación es en el valor programado de la frecuencia.
- b).- En áreas interconectadas, aquí la desviación es en el valor programado de la frecuencia y de los enlaces.

Este error se puede corregir mediante la regulación primaria y maniobras de las unidades generadores y mediante el Control Automático de Generación (Regulación primaria y secundaria) de las unidades generadoras.

La estabilidad natural del sistema eléctrico lleva la generación a un nuevo punto de equilibrio con la carga, pero a costa del cambio de la frecuencia en la red. El Control automático de Generación asigna el cambio de generación necesario para equilibrar la generación y la carga a 60 Hz.

Las características del Programa de Control Automático de Generación son :

1.- Calcula el error de Control de Área (ECA), cada 2 segundos.

2.- Asigna modo de regulación de generación según la magnitud del error de control de área (ECA).

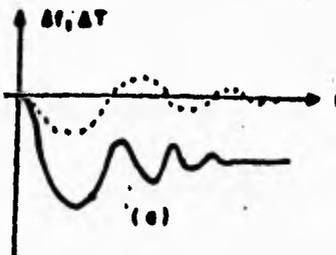
3.- Asigna el cambio de salida de las unidades generadoras según sus capacidades y modos de regulación para eliminar el ECA.

4.- Reasigna cada 4 segundos total de cambio de generación efectuado, para lograr el mismo cambio con los puntos base de generación más económicos.

El Control Automático de Generación logra sus objetivos minimizando una variable conocida como Error de Control de Área (ECA) a través de tres posibles modos de control, los cuales son :

Control de frecuencia únicamente : Su principal aplicación es en las interconexiones integradas, en estos casos, como no hay intercambios que controlar, el sistema de control reajusta los gobernadores de toda la interconexión distribuyendo la carga entre ellos de manera que se realice la máxima economía y manteniendo la frecuencia en su valor normal. Otra aplicación de sistemas de este tipo es en plantas aisladas o en pequeños sistemas.

En estos casos puede destinarse una sola unidad para mantener la frecuencia, haciendo frente a las fluctuaciones de la carga, alrededor de su valor medio, mientras que este valor medio o demanda base se distribuye automática o manualmente entre las restantes unidades -- según criterios de despacho económico, en los casos de control manual, estos valores se revisan cada hora y la generación se altera de acuerdo con el nuevo valor de la demanda de base, de una manera gráfica lo podemos observar de la siguiente manera :



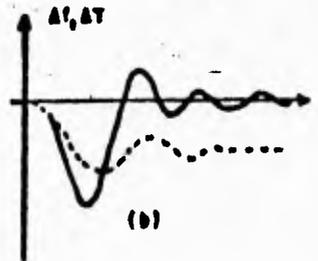
Control de intercambio unicamente : Para entender las limitaciones de este tipo de regulación de Área, es necesario prescindir de la hipótesis de que la acción de los gobernadores tiene tiempo de completarse, antes que el sistema de control empiece su acción, es además necesario considerar el efecto transitorio en el sistema.

Consideremos un sistema constituido por dos áreas A1 y A2 de las cuales solamente A2 tenga un sistema automático de regulación de área y precisamente de este tipo, como el que se muestra a continuación



Supongamos ahora que en A2 se verifique un repentino aumento de demanda, disminuyendo la frecuencia y los gobernadores actúan para aumentar la generación en ambas áreas entonces, como no hubo aumento de demanda del intercambio hacia A2 (asistencia de A1 a la regulación del sistema), por consiguiente el control de área en A2 aumenta ulteriormente la generación hasta que el intercambio regrese a su valor normal y por lo tanto ayuda a aumentar la frecuencia entre sus límites, esto de

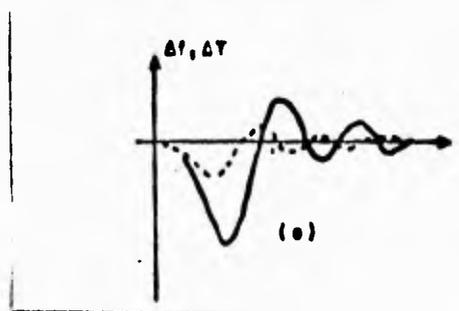
manera gráfica lo podemos observar como sigue :



Pero supongamos que el aumento de demanda se verifique en A1 como en el caso anterior los gobernadores de ambas áreas responden a la disminución de frecuencia aumentando la generación y debido a que no hubo aumento de demanda en A2, su aumento de generación fluirá hacia A1 alterando el intercambio. El sistema de control de área en A2 actúa inmediatamente para restablecer el intercambio a su valor normal, o sea trata de reducir el aumento en A2. Entonces en este caso el control de área obstaculiza la asistencia de A2 a la regulación del sistema.

Entonces, si en una interconexión de múltiples áreas, todas -- tuvieran este tipo de sistema de control para su regulación de área, al verificarse un repentino cambio de carga en una área esta sería prácticamente dejada sola en la tarea de mantener constante la frecuencia, porque el control de las otras áreas se opondrá a que se le de asistencia.

Control de intercambio de corrección de frecuencia: La acción del control es, para condiciones operativas representadas por los puntos arriba de la zona del punto deseado, la generación disminuye. Para condiciones debajo de el punto deseado, la generación aumenta y por último cuando las condiciones coinciden con el punto deseado, no actúa el control, gráficamente esto se puede observar de la siguiente manera :



Este tipo de control permite resolver satisfactoriamente el problema de la regulación de área, presentando las siguientes características :

a).- No se opone a la acción de los gobernadores de la regulación del sistema.

b).- si un cambio se verifica en su área, corrige la acción de los gobernadores bajo su control para que los generadores del área absorban todo el incremento de carga.

c).- Si el cambio de carga se presenta en otra área, no interviene en la acción de los gobernadores, dejando que el control del área en que se verificó el cambio, se encargue de redistribuir la carga entre los generadores bajo su control.

d).- En cada caso, el control de cada área coopera con el área en que se verificó el cambio para una rápida regulación, sin que se puedan generar oscilaciones.

La calidad del Control Automático de Generación se mide con criterios estandarizados internacionalmente, tomando en consideración los siguientes parámetros :

1.- Cruce del Error de Control de Área por cero en menos de 10 minutos.

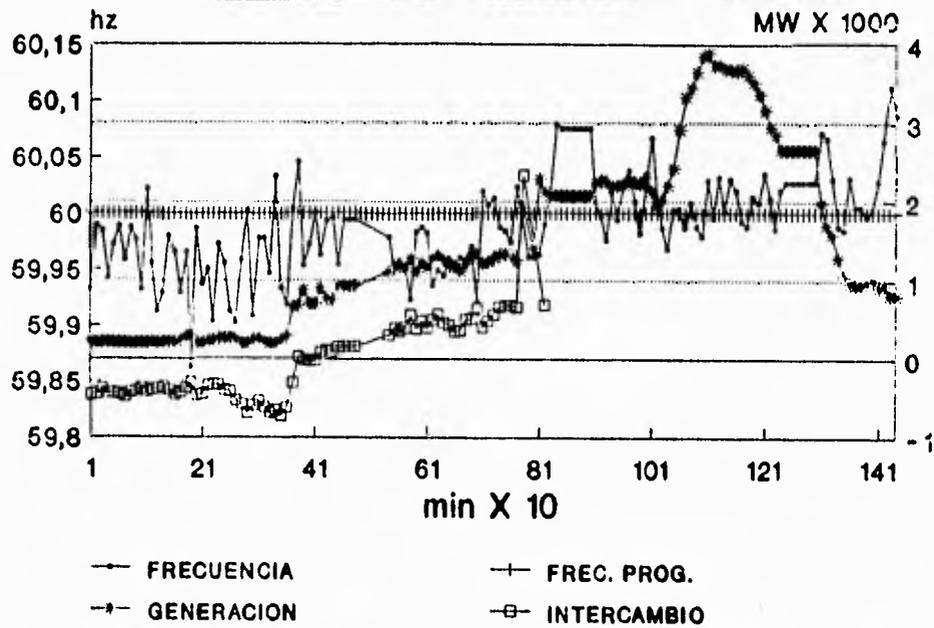
2.- Desviación promedio y máxima del Error de Control de Área dentro de límites preestablecidos.

3.- Tiempo de regreso del Error de Control de Área dentro de los límites preestablecidos después de los disturbios.

4.- Tiempo de reestablecimiento del Error de Control de Área a cero después de disturbios.

Así este programa actuando de manera conjunta con más programas del Sistema de Información y Control en Tiempo Real, nos proporciona una generación continua, de calidad y económica.

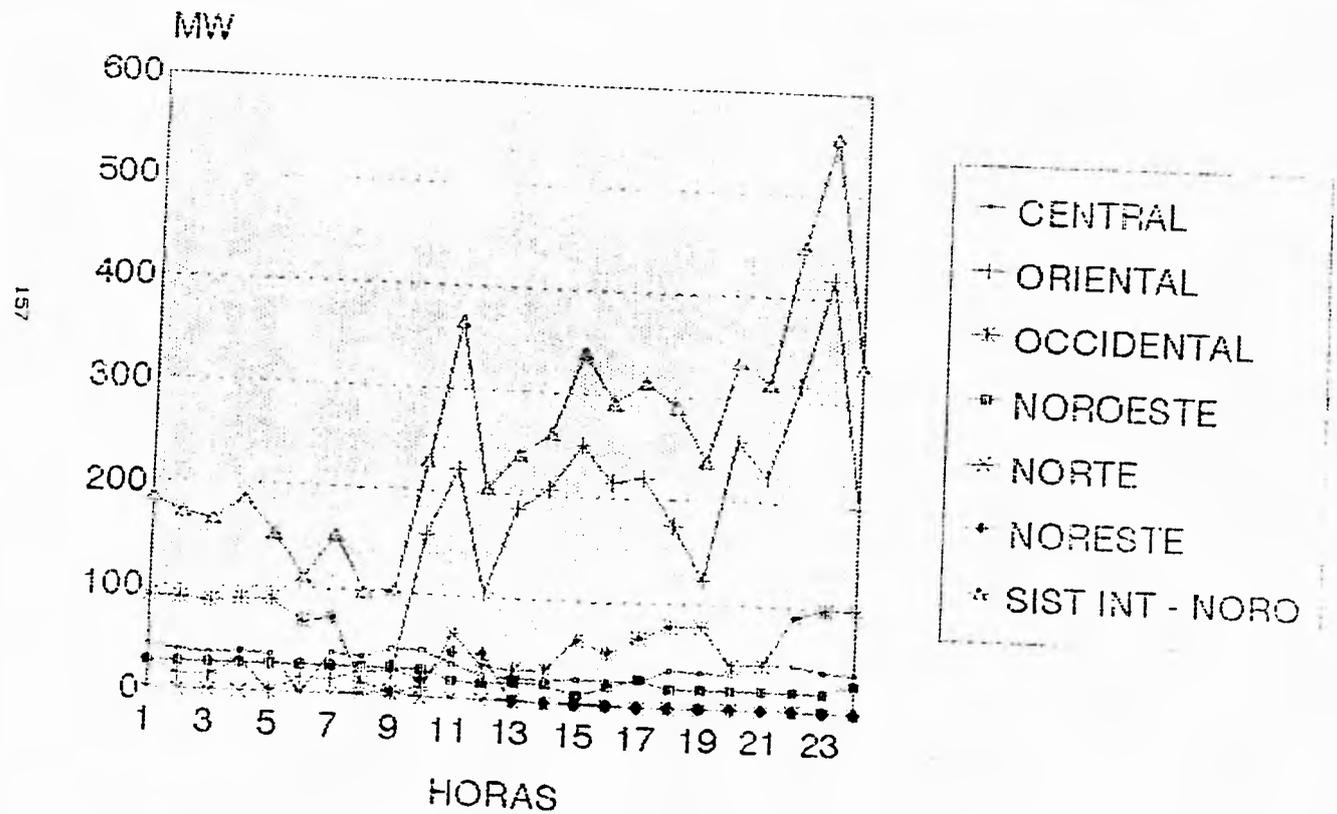
Todo lo anteriormente mencionado, nos hace observar que el Control Automático de Generación es un programa de mucha utilidad dentro del control del Sistema Eléctrico Nacional, ya que por medio de él el sistema siempre tratara de ajustar la frecuencia a un valor programado en caso de algun disturbio, como se puede observar en la siguiente figura :



También es posible hacer que las Unidades Generadoras trabajen de una manera económica, al hacer que en caso de algun disturbio y que alguna unidad tenga que aumentar su generación, lo realice la que sea más económica y eficiente.

También mediante este programa podemos saber el estado de la reserva de cada Área en cuanto a generación, la cual puede ser usada en caso de alguna emergencia, esto no lo da a conocer mediante la siguiente gráfica :

# RESERVA POR AREA EN AGC



FUENTE DIGITRE LUN 15/05/95

# CFE - CENACE

Window: CRT11 User: wedge Node: console3

Mon Jan 30 11:45:22 1995

4PLD 2PBD 4NUL UNDEF 4PGU  
 1145:07 01/30/95 MON SISTEMA ELECTRICO GENERACION SIN PAGE 2  
 INDGEN CONFIG CTLCCA ALMREC EDITOR INOAP INOEM GRAUAL ALMNRC MONU

FREC AREA	GENERACION MEDIDA DE PLANTAS											TOTAL GEN	
59.94	CEL	TUL	TCC	VAE	LEC	INF EQ.	VIL EQ.	NEC EQ.	LER EQ.	SMA EQ.	AGS1		3655
59.94	ORI	ANG	MNT	MPS	PEA	LAV	MZT	PRI	TUV EQ.	OSC EQ.	THU EQ.	CRL EQ.	2897
59.88	OCC	MAN	SLM	MND	UDR	SAU EQ.	CBN	CPT	PEO EQ.	AGM EQ.	APR EQ.		1947
60.06	NOR	MZO	PLD	PGD	PGU	NUL	HYA	EFU	TPO EQ.	BRT EQ.	COM EQ.	OVI	857
59.95	NTE	FULM	FUL	SYC	GPL	LED	FRC	LG4	CUPG	LGAG	REAG EQ.		822
59.96	NES	REC	ALT	HUI	MTY	RIB	JER	MON	FAM	AMI	RG56	CBD EQ.	2314

PBD HYLSA= 83MW

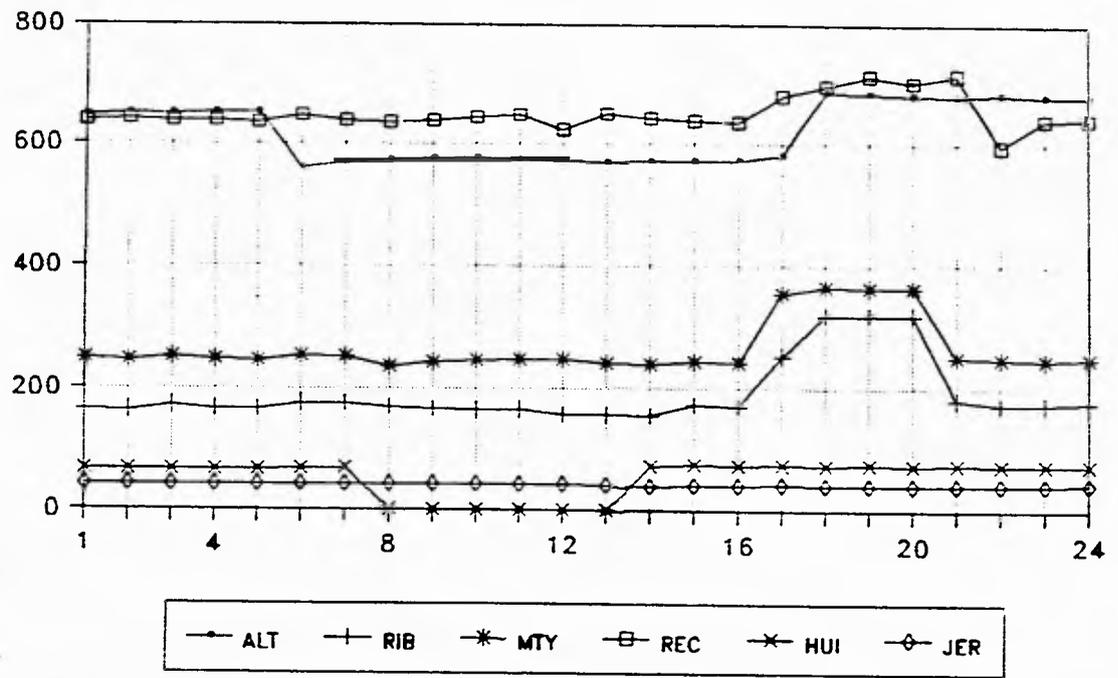
MTY HYLSA= 132MW

APAG RPAG PAGP TPAG DAT MEMO MENS IPAG CPAG REC BOR CAN EJE

01/30 1039:24 COSMSG 4PLD PLD AGC U4 AUT/MAN OPERADA  
 01/30 1047:05 COSMSG 4SSA SSA 44010 17 MVAR ABIERTO  
 01/30 1047:52 COSMSG 4SSA SSA 72010 100MVA 230/115 ABIERTO

### GENERACION POR PLANTA AREA NORESTE

1/19/92



#### 5.4. - ESTIMADOR DE ESTADO :

En la operación de un Sistema Eléctrico en general, la continua supervisión del mismo garantiza una eficiente explotación de sus características, así como una oportuna aplicación de medidas correctivas ante contingencias. Una herramienta útil dentro del ámbito operativo lo es el modelado matemático del comportamiento de dicho sistema, pues permite establecer un juicio anticipado de lo que será el estado del sistema ante diversas condiciones de operación.

Todo sistema está sometido a perturbaciones externas e internas, las cuales pueden alterar temporal o permanentemente el funcionamiento de alguno de sus componentes. La filosofía actual de operación de un Sistema de Potencia contempla no solo la protección y control de componentes separados o subsistemas, si no que se orienta a realizar simulaciones del comportamiento global del sistema ante la influencia de contingencias.

Con el nacimiento de la computadora digital, con su rapidez y capacidad para el manejo masivo de información, ha hecho posible la operación de una red eléctrica desde un Centro de Control. Ahí, se vigila periódicamente el estado eléctrico de la red y se realiza la simulación de contingencias antes de efectuar cambios en la topología de la misma.

Para efectuar el análisis de una falla o cambio en la topología de la red, debe conocerse el estado eléctrico actual del sistema, lo cual no es una tarea simple, dada la naturaleza aleatoria de las mediciones y de los diversos factores que afectan la transmisión de datos, el conjunto de mediciones es perturbado continuamente por errores.

En el procesamiento de información en tiempo real en un Sistema de Potencia es importante conocer la calidad de la información que se recibe en el Centro de Control. Lo anterior permite modelar adecuadamente la incertidumbre inherente al equipo de medición.

La modelación adecuada de los diversos elementos y equipos de medición del Sistema Eléctrico de Potencia facilita el funcionamiento del Estimador de Estado. En caso contrario, el estimador puede enfrentar problemas de convergencia, así como tener problemas en la identificación de mediciones anormales.

La presencia de una incompatibilidad entre la precisión de las mediciones recibidas en el Centro de Control y el modelado de la incertidumbre del equipo de medición implica la confiabilidad del procesador de información. Lo anterior puede provocar que sea problemática la utilización de los resultados del estimador en programas de aplicación (Despacho Económico, Análisis de seguridad, etc.). Esto es especialmente crítico cuando se tiene un esquema de medición con baja precisión.

En la operación de los sistemas de potencia es necesario contar con mediciones precisas de voltaje, de flujos de potencia activa y reactiva e inyecciones nodales de carga o generación en el sistema. Lo anterior permite integrar una base de datos más confiable del sistema de potencia supervisado. Por lo general la mayoría de estas mediciones son captadas por el Centro de Control a través de un sistema de telemedición. La información de la base de datos es procesada y validada mediante un estimador de estado para ser utilizada en la supervisión y el control del Sistema eléctrico.

La medición de variables es el resultado de la interacción de instrumentos y procesos. Los diversos elementos que intervienen en la medición puede ser : Transformadores de instrumentos, transductores y convertidores de señales. Todo estos elementos contribuyen de cierta manera a introducir errores en la base de datos. Por lo general, la precisión de los instrumentos de medición tiende a disminuir con el tiempo y debido a las condiciones adversas del medio ambiente, como la temperatura y la contaminación. Lo anterior provoca que sea indispensable la inspección y calibración del conjunto de elementos que interviene en el proceso de medición. Por otro lado, en muchas ocasiones el equipo de medición utilizado es de baja precisión, por lo cual aun y que este bien calibrado proporciona variables medidas de baja calidad.

Las mediciones analógicas contienen generalmente errores que pueden ser clasificados de la siguiente manera :

Errores aleatorios, los cuales dependeran en primera instancia de la precisión de los instrumentos utilizados en el proceso de telemedición.

Errores sistemáticos, estos pueden generarse por las siguientes causas : la tendencia al deterioro del instrumento a través del tiempo, la temperatura y las condiciones del medio ambiente, todo lo anterior produce la descalibración del equipo de medición.

Errores de instalación, estos se originan por el empleo de -- instrumentos con razones de transformación inadecuadas, valores nomina- -- les de transductores y ocasionalmente errores de polaridad.

Errores intermitentes, estos son provocados principalmente -- por interferencias en las comunicaciones y fallas parciales o tempora- -- les del esquema de telemedición.

En los últimos años la estimación de estado ha llegado a ser una función generalmente aceptada e implementada en los Centro de Control de Energía. La razón principal que motivo la necesidad de esta -- función fué la importancia que se le ha dado al aspecto seguridad en -- los Sistemas Eléctricos de Potencia, debido al impacto tan marcado que que estos tienen en la sociedad Moderna.

Una vigilancia continua del Sistema Eléctrico es posible -- obtenerla mediante la tecnología existente para la adquisición de --- datos. Una muestra de las variables medidas puede tenerse en unos cuan- tos segundos (1 a 4) para la mayoría de los sistemas. Sin embargo en la práctica no se pueden medir todas las variables de interés en un siste- ma y aun cuando esto fuera factible, los errores en las cantidades medi- das crean el problema de mayor importancia. A pesar de que en la mayo- ría de los sistemas de adquisición de datos se tienen verificaciones -- primarias para los datos medidos es posible que errores de importancia lleguen a no ser observados. Esta es una característica no deseable -- para una vigilancia confiable del Sistema Eléctrico.

La estimación de estado resuelve los problemas anteriores me- diante el cálculo de variables de estado a partir de las cuales cual- -- quier variable eléctrica del sistema puede ser calculada y usando méto- dos que permitan la detección e identificación de errores substancia- -- les. De esta manera los estudios para la seguridad del sistema estarán basados en información confiable y cualquier decisión de control en el sistema estará respaldada por información que ha sido verificada.

Una de las primeras ideas fué utilizar el estudio de flujos convencionales para aplicaciones en línea, donde la información llega -- directamente del sistema a la computadora. En los estudios de Flujo con- vencional se llega a una solución ajustada a los datos, lo anterior, -- aunado a las características de solución de los algoritmos utilizados hace que se identifiquen tres debilidades principales de estos métodos para su aplicación en línea :

1.- Un error en los datos nodales se verá amplificado en las soluciones de flujos.

2.- El método carece de la facultad de detectar, identificar y discriminar datos malos.

3.- Ante la falta de uno o varios datos el método se encuentra imposibilitado para desarrollar el cálculo, Es decir, se requiere un número de datos iguales a las variables a determinar.

Es así, como se impone la necesidad de recurrir a un método -- que aproveche la información de carácter redundante (repetitivo), que -- se recibe constantemente por el sistema de medición en el centro de -- control.

Las lecturas de variables del Sistema Eléctrico de Potencia dependerá de la calidad de la medición de campo y de la contaminación que en su transmisión al Centro de Control pueda contraer, sea por alteraciones en la topología de la red o por ruido en el canal de comunicación. Así pues, se requerirá que el método esté preparado para detectar, identificar y eliminar información mala. La técnica que hace acopio de estas propiedades es conocida por Estimación de Estado, siendo su proceso de cálculo una formulación eminentemente probabilística, contemplando a las variables de estado como entes matemáticos de carácter aleatorio y sujetos a una prueba de hipótesis para su validación.

Dentro del Sistema Eléctrico Nacional encontramos este tipo de técnicas para una operación segura y es conocida como el Programa -- Estimador de Estado.

El objetivo del este programa es determinar el estado del -- Sistema Eléctrico Nacional, a partir de mediciones en tiempo real. El -- estado del sistema está definido por los voltajes en magnitud y ángulo para todos los buses del Sistema Nacional.

Las funciones del Estimador de Estado se resumen de la ---- siguiente manera :

a).- Produce el mejor estimado del estado del Sistema de potencia a partir de mediciones hechas en tiempo real sobre el sistema -- actual.

b).- Proporciona un estimado de los datos no medidos dentro de límites observables.

c).- Detecta, identifica y elimina datos con errores en la medición.

d).- Crea y mantiene un archivo histórico de anomalías en las mediciones.

e).- Proporciona la solución del caso de tiempo real para permitir el análisis de contingencias dentro del módulo de análisis de seguridad.

f).- Define regiones no observables en el Sistema de Potencia y produce un equivalente para estas regiones. el equivalente posteriormente es utilizado por los programas de análisis de seguridad.

El Estimador de Estado utiliza el modelo del Sistema de Potencia establecido por el configurador de la red y acepta las siguientes mediciones :

- Voltajes en magnitud y ángulo en los buses.
- Flujos de potencia activa y reactiva en líneas y transformadores.
- Inyecciones de potencia activa y reactiva en los buses.

El Estimador de Estados proporciona los siguientes resultados : un vector de voltajes en magnitud y ángulo para todos los buses del sistema. a partir de estos voltajes los flujos e inyecciones en todos los buses del sistema pueden ser calculados.

El control de las funciones del Estimador de Estados es a través de un conjunto de desplegados en la consola del despachador, muchos de los desplegados utilizados por el Estimador son también comunes para otros programas de aplicación. los principales desplegados son los siguientes :

CRT PAGE \*\*\*  
 .ESYSM .CONSTA .?UNDEF .5CGD .?UNDEF  
 1320:40 03/10/83 THU CTES PRG ASEGREAL CTES PRG ASEGREAL PAGE 1  
 .INDGEN .CONFIG .CTLCCA .ALMREC .EDITOR .INDAP .INDEM .GFAVAL .ALMREC .KORV

CONSTANTES DE PROGRAMA Y CARACTERISTICAS DE CONTROL  
 DEL ANALISIS DE SEGURIDAD EN TIEMPO REAL

PAG 1

TITULO DEL CASO: 1013 03/10/83 RTSA OFF MCC DISPATCHER RECUPST  
 ESTADO DEL CASO: LOS ARCHIVOS CONTIENEN UNA SOLUCION NO CONVERGENTE

MVA BASE 100.00

CONSTANTES DE PROGRAMA DEL ESTIMADOR DE ESTADO

TOLERANCIA PARA CONVERGENCIA (P) 0.050 (G) 0.050  
 ITERACIONES (MAX) 40  
 FACTOR DE ACELERACION (EN ANGULO) 1.000 (EN VOLTAJE) 1.000  
 NIVEL DE CONFIANZA 95 POR CIENTO  
 UMBRAL DEL RESIDUO 4.0  
 OPCION PARA SUPRESION DE DATOS MALOS PRUEBA RESIDUO NO NORMALIZADO  
 DESVIACION ESTANDAR PARA MEDICION EXACTA 3.000

--(CONTINUA)--

.CTRL .SIST .AREA .INDAR .VAN .SCLN .SCTR .SE .GEN .CARG .LIN .TPSF .SHRT  
 .APAG .RPAG .PAGP .TPAG .DAT .MEMO .AENS .IPAG .CPAG .REC .ROF .CAN .EJE  
 03/10 1300153 COSRSG ESYSM ORIENTAL MODA DE REG ASISTENCIA  
 03/10 1300153 COSRSG ESYSM ORIENTAL ESTADO DEL CAG MONITOR  
 03/10 1301110 CEACPG CONSTA CANAL 3 CENAL-NOROESTE FUERA LINEA

FIG. 1.2.2.1. PARAMETROS DE CONTROL.

```

* CIL PAGE ***
.ESSYSM .COMSTA .?UNDEF .5CGD .?UNDEF
1322124 03/10/88 THU PAG CTL ASEC-TREAL PAO CTL ASEC-TREAL PAGE 2
.INJGEN .CONFIG .CTLCCA .ALMREC .EDITOR .INDAP .INHEM .GRAVAL .ALMREC .MORV

PAGINA DE CONTROL Y ANALISIS DE SEGURIDAD EN TIEMPO REAL
TITULO: 1013 03/10/88 RTSA CFE MCC DISPATCHER REQUEST PAG 2
NOTAS: ***** CASO BASE *****
ESTADO: LOS ARCHIVOS CONTIENEN UNA SOLUCION NO CONVERGENTE

```

	RESUMEN DE SISTEMA				INTERCAMBIOS DE AREA		
	INTERNO		EXTERNO		AREA	MW	MVAR
	MM	MVAR	MM	MVAR			
GENERACION					CENTRAL		
LIMITE ALTO	21236	8997	35	20	ORIENTAL		
CARGA					OCCIDENTAL		
SHIFTS			0	0	NOROESTE		
PERDIDAS					NORTE		
EFFECT. CAP.					NORESTE		
INTERCAMBIO							

```

.CTRL .AREA .INDAR .SE .BUS .MENS EJEC .MENS SPA
.APAG .RPAG .PAGP .TPAG .DAT .MEMO .MENS .IPAG .CPAG .REC .BOR .CAN .EJE
03/10 130053 CUSW50 ESSYSM ORIENTAL MODO DE REG ASISTENCIA
03/10 130052 CUSW50 ESSYSM ORIENTAL ESTADO DEL CAS MONITOR
03/10 130110 CENCPG CONSTA CANAL S CENAL-NOROESTE FUERA LINEA

```

FIG. 1.2.2.2. RESUMEN DEL SISTEMA.

\*\*\* CIT PAGE \*\*\*  
 ESYSDA .CONSTA .?UNDEF .SCCD .?UNDEF  
 1324125 03/10/83 THU BUSES NO OBSERVAB. BUSES NO OBSERVAB. PAGE 1  
 .INDUEN .CONFIG .CTLCCA .ALMREC .EDITOR .INDAP .INDEA .GRAVAL .ALMREC .MOV

TITULO DEL CASO: 1013 03/10/83 NISA CFE NCC DISPATCHER RECESO  
 ESTADO DEL CASO: LOS ARCHIVOS CONTIENEN UNA SOLUCION NO CONVERGENTE

RESUMEN DE BUSES NO OBSERVABLES

AREA	BUS	AREA	BUS
CENTRAL	B 230 AT1-0	CENTRAL	B 05 IEC -0
CENTRAL	B 230 AUR-0	CENTRAL	B 230 IZT-0
CENTRAL	B 05 BAR -0	CENTRAL	B 05 JAM -0
CENTRAL	B 35 CAH-0	CENTRAL	B 230 JAM-0
CENTRAL	B 230 COA-0	CENTRAL	B 230 KCI-0
CENTRAL	B 230 CPB-0	CENTRAL	B 23 LFC -0
CENTRAL	B 05 CRG -0	CENTRAL	B 05 LEC -0
CENTRAL	B 230 CRG-0	CENTRAL	B 05 LOM -0
CENTRAL	B 230 CRU-0	CENTRAL	B 230 MAG-0
CENTRAL	B 400 CRU-0	CENTRAL	B 230 MER-0
CENTRAL	B 230 ECA-0	CENTRAL	B 05 MAU -0
CENTRAL	B 05 GUA-0	CENTRAL	B 05 NON -0
CENTRAL	B 05 INS -0	CENTRAL	L. NOP1TOP-0

.CTRL .SIST .AREA .INDAR .SE .BUS .GEN .CARG .LIN .TRESF .SINT  
 .APAG .MPAG .PAGP .TPAG .DAT .MEMO .MENS .IPAG .CPAG .REC .DOR .CAN .EJE  
 03/10 1300153 COSMSG ESYSDM ORIENTAL MONI DE REG ASISTENCIA  
 03/10 1300153 COSMSG ESYSDM ORIENTAL ESTADO DEL CASO MONITOR  
 03/10 1501110 GRACPO CONSTA CANAL B CANAL-NOROESTE FUERA LINEA

FIG. 1.2.2.3. BUSES NO OBSERVABLES.

Como se puede observar en la figura uno que sigue, el desplegado de parámetros de control proporciona información acerca de las constantes y parámetros de control de los programas. Contiene básicamente la base en MVA, números de iteraciones, tolerancias, etc.

Así también en la figura número dos tenemos el desplegado de resumen del sistema, el cual muestra un resumen del sistema actual, indica el estatus del modo del disparo automático, permite inhibir o activar el modo de disparo, facilita la modificación del parámetro para disparo por tiempo, permite la iniciación de análisis de seguridad en tiempo real, suministra una indicación dinámica de las actividades de otros programas de aplicación, sirve como una alarma visual para identificar áreas del sistema que requieren atención y permite imprimir resultados de salida en la impresora en línea o en cinta magnética.

Por último en la figura número tres que es el desplegado de buses no observables, nos muestra una lista de los buses no observables y permite solicitar información más detallada para el bus deseado.

Así el Programa del Estimador de Estado dentro del Sistema Eléctrico Nacional nos proporciona una base de datos confiable, para la operación del Sistema. Esta base de datos es óptima en el sentido de que toda la información disponible ya fue procesada, como para proporcionar una estimación más exacta del estado del sistema, en caso de que por alguna causa las mediciones reales llegaran a faltar o se presenten con algún error.

De esta manera podemos decir que las etapas que sigue el Programa del Estimador de Estado son :

- 1.- Reconocimiento de la topología de la red por medio de un configurador.
- 2.- Determinación de las variables de estado (voltajes, ángulo de los voltajes, etc.)
- 3.- Detección de una solución aceptable (datos malos), mediante un proceso estadístico.
- 4.- Identificación de los datos malos.

S.- Cálculo de los probables valores, de los datos malos o faltantes.

Para la implementación del Programa del Estimador de Estado es necesario una sintonización de este, ya que resulta de gran utilidad realizar un estudio preliminar en función de la simulación de mediciones, a partir de los resultados de una corrida de flujos sobre el Sistema a estudiar.

A través de este estudio teórico es posible efectuar una sintonización de las características estadísticas de Estimador, así como el identificar elementos con problemas para la detección e identificación de errores. Ya que se ha observado también que un modelado inadecuado de la precisión de la medición produce una convergencia lenta en el proceso de solución.

Por lo tanto se puede concluir que la importancia de la seguridad de la operación del Sistema Eléctrico Nacional ha resultado en el desarrollo de técnicas que permitan la toma de decisiones de control confiables, por lo cual el Programa del Estimador de Estado, es una técnica estadística de alto impacto en la implementación de esquemas de seguridad en la operación del Sistema ya que es una alternativa significativamente rápida y estable.

El programa del Estimador de Estado es utilizado principalmente en el área de análisis de contingencias y estudios de operación.

a continuación podemos observar un ejemplo de un reporte del Programa del Estimador de Estado, en una operación real.

\*\*\* PAG TRC \*\*\*

1130:17 02/28/95 TUE AREA NOROESTE NORD ESTIMADOR PAGE 4  
INDGEN .CONFIG .CTLCCA .ALMREC .EDITOR .INDAP .INDEM .GRAVAL .ALMNRC .MONV

```

          PLD .62 .60SSA .29 ICA .21 STA .72 .69SCN
98 ..... .29 .....
95 ..... ***** .....
   . .63 .62 .69 .67 .47 .44 .71 ..... .0
0 .....
0 ..... ***** ..... .64
   . .67 ..... .81... .42 ..... .61
97 ..... ***** .....
94 ..... ***** ..... .32 ..... .55
   . .66 ..... .81.....
119 ..... ***** .....
120 ..... ***** .....
PNO          COC          CUT          PGD .30 .50HLI          HLT          NRI
.10 .3 .4 .34 .37 .24 .24 ..... .26 .14 .30 ..... .57
..... ***** .....
.10 ..... .23 .24... 79 ..... ***** .....
..... .27 ..... .81 ..... LCD
..... ***** ..... 79 ..... .90 ..... .12 ..... .74
..... .42 ..... -0... .30 ..... .14 .46 .43 ..... .76
..... .42 ..... 0 .....
..... .9 ..... .16 ..... ***** ..... .19
..... ..... .40... ***** ..... .4
..... ***** ..... .40 ..... .4
..... LMD          GMD          CUT          MZD          DGD          LCF
..... .59 .59 .67 .71 .50 ..... .29 .173 .161 .....
..... ***** .59 .58 .37 ..... .35 .135 .128 ..... .46
..... .11 .57 .66 .67 .69 .48 ..... .27 ..... NORTE
..... ***** .59 .58 .36 ..... .34 .69 ..... .58
..... .59 ..... .55 .23 ..... 0 ..... 180 .....
..... .26 ..... ***** ..... .21 ..... 0 ..... 162 ..... .57
GIN ..... .19 .19 .29 ..... .109
..... .131
          HBL ..... TED
.APAG .RPAG .PAGP .TPAG .DAT .MEMO .MENS .IPAG .CPAG .REC .BOR .CAN .EJE
```

\*\*\* PAG TRC \*\*\*

1131:22 02/28/95 TUE AREA NDRTE UNIFILAR ESTIMADOR PAGE 4  
.INDGEN .CONFIG .CTLCCA .ALMREC .EDITOR .INDAP .INDEM .GRAVAL .ALMNRC .MONV

REA	SVC	MCZ	CUN	AVL	FVL
.	.15....	.48....	.66....	.64.....	.64 .1
.	.	.39 .	.49 .	.52 .	.52 .....HCL
.56	.57 .11	.11 .36	.36 .24	.23 .81	.85 .20
.....	.....	.....	.....	.....	.....152
.42	.42 .11	.11 .51	.51 .29	.29 .83	.83 .137
.53	.57 .12	.12 .36	.36 .26	.24 .79	.111...118
.....	.....	.....	.....	.....	.....104
.42	VJZ .42 .11	.11 .50	.28	.28 .83	.83..... 0
.54	.37 .149	237KV	.93	231KV	.94 .
.	.66 .158	CGD			..... 28
.0	.34 .-0		233KV		.....
.	.	0	.40		.41 .28
.23	.23 .47 .47				.....
.....	.....	.20....	.34		.....34 .
.24	.24 .35 .35		.39		.....40 .
.....	.....	.41.....	.....	.....	.....115KV
227KV	225KV	232KV			
		1V	.34	GPL	AND
					.34
			.81	.85 .24	.26... .42
		SGD			.38 .5AL .81
			.67 .69... .70	.22 .36	.60 .93
			.81 .85 .57 .42	.....	.....77
		236KV	..... .68 .38	.47	.49 .88
		LED	.72 .75	.38 .38	
					.....-0
-0.....					.....
0	.48	.48 .99 .83		230KV	212KV
80.....	.57.....	.....	54	IRS	VDG
69	.15	.50 .77 .76			.....NEB
183.....		.68 .83 .99... 33		.38 .38	.....
162	.56.....	PEL			.....9 .
.....		.107 .76 .76		.31	.....
.....	.173 .161	147..... .38	231KV	.38 .64PAI	.60 .
NOR	.....	17			.....
.....	.135 .128	152.....		.65	.66 .
204KV			.38	.38	.....24
221V	224KV	224KV			229KV
					212KV



LRP	PBD	OJP	.27 TMD	.93 MID	MPS	PEA
			.27...	.....150	.141..103	.53.
			.26	.99		
			.27...	.78.....128	.0.	.67
TEX						0.....
.9.	.130.	.38	.40.	.2 .5. .0	.1.	
						0.....
.18.	.124.	.55	.11.	.7 .9. .0	CTS .129.	
.268	.15.	.32	.53.	.2 .0. .33	.36..156 .152.	
						52.....
.33	.18.	.11	.55.	.9 .9. .44	.44..146 .147....	0
TUV		.99	412		.....117	0
.375.		197.	404	1	.106	0..
	.265	.84		JUI	MMT	0.
.369.	256	.117	CEV .76	.77. .98	.90..270	.1.... 0.
	.390	.118				0.KLV
	.324	.123	.52	.52. .68 .68.	.0	.0...149.
	.25	TCL				154....
	.427.	.20 .22..106	.104.	.73 .79..101	.96. .1 .277....	0
406						0
.419.		.25.	.74 .75. .52	.52. .68 .68. .98	.98....	0....
	.404			.46		413
.350.	LAV			244.....	ANG	ESA
.410	.359.		411	416 0	.45 .44.	
.274	.609		TMT	414 -0		-0
	.340.	.101		0	.42 .42.	0
PRD	.178			-7.....		-0
.478...	.2	.326 .367.		-7	.39 .39.	0
	.30ALT.		.167.....	-0		-0
.348.	.30	.329 .325.	.159.RESERVA	2277	0	.42 .42.
FUL	.3				.239.....	-0
.298.	.90 .81.	.238.	.GEN MZT	0 .243		0
	.TOP		.139.		.80.....	.78.....165
.209.	.17 .17.		.91.DEM INT	0 .80	.80	.80
414	406	400			408	409
414	407	399			407	409

.APAG .RPAG .PAGP .TPAG .DAT .MEMO .MENS .IPAG .CPAG .REC .BDR .CAN .EJE

\*\*\* PAG TFC \*\*\*

128113 02/28/95 TUE AREA CENTRAL UNIFILAR CENTRAL PAGE 7  
.INDGEN .CONFIG .CTLCCA .ALMREC .EDITOR .INDAP .INDEM .GRAVAL .ALMNRC .MONV

			M .10..312M						
			E .92..287E					.TEX	
	.NDP	.VIC	.SLM.....PRD					.379M	
M.272	.191M	M.192	.437M	M.452	.152M			.382E	
E.204	.229E	E.229	.398E	E.399	.145E			M.161.....TUV	
								E.145..270/ .18E	
M.270	.191M	M.202	.316M	M.452	.195M			.....PRD	
								M.158. .9/ .33E	
E.204	.229E	E.229	.398E	E.399	.145E			.....PRD	
		M.169	.....	M288	.....	280M		E.145..388M	
	.226	.229M	E.166	E249	.....	239L		M.141..335E	
	.249	.215E	M.166	.....	.....	291M		.....	
			REM.166			250E		E.163..393M	
	.225	.109M	M.115	M .67	.....			M.136.....	
	.249	.78E	E .78	.BRN	M .65	.....		.....335E	
					E .68	.....		E.163	
		.107M	M.113						
		.78E	E .78	.....	.257 M				
					.337 E				
	.DOG								
M.279	.353M	M .14	.....						
E.205	.268E	E .23	.....						
M.274	.353 M	M .14	.....						
		E .23	.....						
E.205	.268.E	M .15	.108M						
M.74	.....	E .23	.127E						
E .66	.....								
E.79	.....	M .14	.92M						
.67	.....								
	.354.M	E .23	.127E						
.254 M	.272.E	M .191	.....						
.MTA	.....								
.107 E	.353 M	.....	.195M	M.227	.....				
		E .166	.....	.....	.TCL				
		M .185	.131E	E	.....				
.STN	.272 E								
	PIT								
		E .166	.TOP						

.APAG .RPAG .PASP .TPAG .DAT .MEMO .MENS .IPAG .CPAG .REC .BOR .CAN .EJE

\*\*\* PAG TRC \*\*\*

129132 02/28/95 TUE AREA OCCIDENTAL UNIFILAR ESTIMADOR PAGE 5  
INDGEN .CONFIG .CTLCCA .ALMREC .EDITOR .INDAP .INDEM .GRAVAL .ALMNR .MONV

```

.113.APT
.195 .
.....132
.2 . .144
.....
.ATQ
.159 .7
.....
.MAM .196 .15
.....
.....17
.....0
.....263 .....146
.....241 .....146
.....160
.....0
.....212 .....ATN .....CRP
.....210 .....133 .....2 .92 .....146
.....336 .319 .116 .124 .....173 .....181 .....181 .....146
.....283 .280 .98 .98 .164 .110 .....152 .....146
.....358 .....177 .42 .177 .....284
.....297 .....365 .0 .....285
.....113 .....294 .....MTA .....143
.MND .115 .....112 .....PIT
.....1PX .....42 .....CENTRAL
.....0 .0 .....331 .330 .....CENTRAL
.....235 .....246 .247
.....194 237 .....193 .245 .....245
.....191 .....187 .106 .....107
.....SIN

```

### 5.5. - SISTEMA GENERADOR DE REPORTES (RGS) :

El Sistema Generador de Reportes (RGS), es una herramienta -- para construir y editar reportes especiales dentro del Sistema de --- Información y Control de Tiempo Real. Los datos utilizados en estos -- reportes son mantenidos en una Base de Datos especial del Sistema Gene-- rador de Reportes. Esta base de datos contiene valores muestreados de -- la base de datos de SCADA/EMS (Base de Datos de Tiempo Real/Base de -- Datos de Administración de Energía) y puede tener datos enviados a RGS por programas de aplicación a través del Sistema de Comunicación por Red (NCS).

Una vez que el reporte ha sido construido, actualizado y pue-- sto activo en el Sistema, este esta listo para su revisión, entrada de -- datos y generación periódica o bajo demanda. Bajo control de funciones de desplegados el usuario puede ejecutar acciones de movimiento entre cuadrantes, entre páginas, realizar entrada de datos al reporte, transfe-- rir datos de entrada desde el reporte hacia la base de datos, ejecutar reportes con cálculos y salida de impresión de los reportes.

Las características importantes del Sistema Generador de -- Reportes son las siguientes :

- Se cuenta con un editor de base de datos para la defini--- ción y/o edición de todas las variables.

- Se cuenta con utilerías para listar el contenido de la --- base de datos con diferentes formatos.

- Existe un editor de reportes muy semejante al editor de -- desplegados para construir e instalar los reportes.

- Se cuenta con una serie de desplegados para control y revi-- sión de todos los reportes instalados.

- Existe también con una serie de desplegados para revisión de la ejecución del Sistema Generador de Reportes.

- Se cuenta con un programa utilitario para lectura y escri-- tura de valores en la base de datos del Sistema Generador de Reportes, a través de simples comandos interactivos.

A continuación se presenta la pantalla del menu del Sistema  
 Generador de reportes :

CFE - CENACE

W:LOW:DAT11 User:wdgpa Node:console3 Thu Jan 18 14:55:38 1985

NO	FECHA	TIPO	ESTADO	INICIO	TIPO	ESTADO	DE	FIN	PAGE
1985	01	19	THU	ESTADO DE	REPORTES	ESTADO	DE	REPORTES	PAGE 1
1:MENU	2:CONFIO	3:CTLOCK	4:ALHREC	5:EDITOR	6:INDAP	7:INDER	8:GRAVAL	9:ALHARC	10:MENU
NO	NOMBRE DEL REPORTE	ESTADO	HORARIO DE LA SIGUIENTE PRODUCCION	PRI	RETRASO PARTICION	MAPA DE DESTINO			
1	ESTABILIDAD M9400	ACTIVE	0000:00 01/23/95	10	0 04000000 04000000				
2	ESTADOS DE LOS ENLACES	ACTIVE	0010:00 01/20/95	10	10 04000000 04000000				
3	GENERACION POR PLANTA	ACTIVE	0005:00 01/20/95	10	5 04000000 04000000				
4	GENERACION CENTRAL	ACTIVE	0001:00 01/20/95	10	1 04000000 04000000				
5	GENERACION ORIENTAL	ACTIVE	0005:00 01/20/95	10	5 04000000 04000000				
6	GENERACION OCCIDENTAL	ACTIVE	0005:00 01/20/95	10	5 04000000 04000000				
7	GENERACION NOROESTE	ACTIVE	0005:00 01/20/95	10	5 04000000 04000000				
8	GENERACION NORTE	ACTIVE	0005:00 01/20/95	10	5 04000000 04000000				
9	GENERACION NORESTE	ACTIVE	0005:00 01/20/95	10	5 04000000 04000000				
10	ENLACES A LAS AREAS	ACTIVE	0001:00 01/20/95	10	1 04000000 04000000				
11	OPTIMIZ. HORARIO	INACTV	0000:00 01/00/00	10	1 04000000 04000000				
12	GEN ACT EST Y OPT OC-HOR	INACTV	0000:00 01/00/00	10	5 04000000 04000000				
13	ESTADO DE GENERACION	INACTV	0000:00 01/00/00	10	1 04000000 04000000				
14	GEN ACT EST Y OPT MES	ACTIVE	0005:00 01/20/95	10	5 04000000 04000000				
15	GENERACION POR AREA	ACTIVE	0005:00 01/20/95	10	5 04000000 04000000				
16	GEN ACT EST Y OPT GEN	INACTV	0000:00 01/00/00	10	5 04000000 04000000				

MEMO:IPRNO:PRNO:IPAG:IDAT:MEMO:IMENS:IPAG:CPAG:REC:IBOR:ICAN:IEJE

01 18 1985 00 00 00 00 00 00 59 BAD DATA SUPPRESSED BY STATE ESTIMATOR.  
 01 18 1985 00 00 00 00 00 00 00 DEVICE LIMITS EXCEEDED, DEV. -HW-LY 93230  
 01 18 1985 00 00 00 00 00 00 00 DEVICE LIMITS EXCEEDED, DEV. -HW-LY 93220

El Sistema Generador de Reportes (RGS), consiste en 18 programas que interactúan entre sí y que son descritos a continuación :

a) Sistema Generador de Reportes Inicialización (RGS1) y Sistema Failback (RGFB), estos programas son responsables del manejo de arranques del sistema para mantener e inicializar estructuras de datos.

b) Colección de datos y actualización (RGCU), es responsable de la colección de datos del SCADA/EMS y programas orientados a datos. La colección y actualización puede ocurrir bajo demanda o periódicamente.

c) Manejador de Reportes (RGRM) y Manejador de Archivos de Reportes (RGAM). Son responsables de formatear e interactuar con todas las requisiciones del despachador.

d) Editor de Base de Datos en Color (RGCE), Editor de Base de Datos Blanco y Negro (RGBE) y Manejador de Base de Datos (RGDM), son responsables de la construcción y edición de la base de datos a través de las terminales a colores y/o blanco y negro.

e) Editor de Reportes (RGRE), es usado para la construcción y edición de los reportes.

f) El programa Archivador (RGAR). Interactúa con el usuario para salvar y restituir la base de datos del Sistema Generador de Reportes (RGS) hacia y desde una cinta magnética.

g) El procesador de Spool (RGSP), Procesador de Control Point (RGCP), Acceso a aplicación Histórica (RGAC), Acceso de Archivo de Aplicaciones (RGAA), Procesador de Mensajes (RGMP) y una colección de programas misceláneos que provee servicios de soporte a otros programas de RGS, acceso a base de datos de programas de aplicación y envío de mensajes de alarmas y eventos.

h) Procesador de Dump (RGDP), acepta y procesa los requerimientos del despachador, para formatear y mandar la base de datos de RGS a la impresora, en la salida se incluye todos los atributos de la base de datos, información de reportes e información de variables.

i) Generador de reportes (RGGN) y Generador de Archivos (RGAG), formatea reportes para su salida y requisición por el RGS colector y actualizador (RGCU) y manejador de reportes (RGRM).

Existe actualmente una modificación a este sistema, por lo --  
que las variantes entre las versiones del RGS I (Versión anterior) y --  
la RGS II (Versión actualizada) en lo que se refiere a programas es la  
siguiente :

La diferencia principal entre estas versiones es que RGS --  
ahora es ejecutado en el CPU de respaldo, si esta se encuentra disponi-  
ble, esto libera de carga al CPU principal.

Los programas que manejan los mensajes y ejecuciones tanto -  
de RGS y de Editores proporcionan mayor información de errores o ----  
fallas de ejecución, ya que se cuenta con bitacoras donde es reportada  
toda esta información.

Como se aumentaron los archivos redundantes de RGS, y estos --  
son de mayor tamaño, aumento el tiempo de recuperación de disco, ante-  
riormente se recuperaba en aproximadamente 18 minutos, ahora se realiza  
en aproximadamente 30 minutos.

Por todo lo anteriormente mencionado tenemos que este Siste-  
ma Generador de Reportes es de gran utilidad ya que nos permite Obte-  
ner información ya sea impresa o en disco de las distintas variables -  
que se manejan, así como de los posibles disturbios y fallas que ----  
ocurran dentro del Sistema Eléctrico Nacional.

Todo lo anteriormente mencionado que ejemplificado en los --  
siguientes diagramas :



CFE - GENACE

```

Wedge CRT6      User wedge      Node console3      Tue Sep 13 11:42:15 1994
:INDEX : TUNDEF : TUE : INDEX GENERADORES : INDEX GENERADORES : PAGE 2
:INDEX : CONFIG : CTLCCA : ALHREC : EDITOR : IINDAP : INDEX : GRAVAL : ALMNRC : INORU

      BASE DE DATOS MAESTRA
      INDICE DE GENERADORES

:SAU GN      :MZO U3      :MRI GEN     :LAG U4      :RIB U3      :JER U4
:SRD GEN     :PLD U1      :REA GAS     :FRC U4      :CSD GEN     :JER U1
:NUU U1      :PLD U2      :GPL U1      :CUP GAS     :REC U1      :ESP GEN
:NUU U2      :PLD U3      :GPL U2      :LGA GAS     :REC U2      :AMI GEN
:NUU U3      :PLD U4      :GPL U3      :MTY U1      :REC U3      :UNI GEN
:NTA U1      :EFU U1      :FUL U1      :MTY U2      :REC U4      :FUN GEN
:NTA U2      :EFU U2      :FUL U2      :MTY U3      :HUI U1      :LEO GEN
:NTI GEN     :EFU U3      :FUL U3      :MTY U4      :HUI U2      :TEC GEN
:PGD U1      :BRT U1      :FUL U4      :MTY U5      :HUI U3      :ADC GEN
:PGD U2      :BRT U2      :FUL U6      :MTY U6      :HUI U4      :NDN GN
:PGD U3      :COH GN     :STC U1      :ALT U1      :HUI U5      :FAN GN
:PGD U4      :ICA GN     :STC U2      :ALT U2      :RIB U1      :CPL GN
:MZO U1      :TPO U1     :LED U1      :ALT U3      :RIB U2      :
:MZO U2      :SLA GEN    :LEO U2      :ALT U4      :JER U3      :

:INDDD :NDAREA :BDZDNA :BDSE :DBUS :BDCARG :BDSHT :BDLIN :DTRSF
:APAG :RPAG :PAGP :TPAG :DAT :MENO :MENS :IPAG :CPAG :REC :BOR :CAN :EJE
09/13 1117 05 0111A1 7UNDEF ORI G CRL          642 MW          L
09/13 1118 46 0222CJ HTSA-SE06 34 BAD DATA SUPPRESSED BY STATE ESTIMATOR.
09/13 1120 30 0222CJ HTSA-SE15 34 DEVICE LIMITS EXCEEDED, DEV. -RH-LT 93390
  
```

FALLA DE ORIGEN

## CONCLUSIONES

## 6.- CONCLUSIONES :

En el presente trabajo, al introducir un poco de la historia de la Electrificación de nuestro País, me pude dar cuenta que dado el rápido crecimiento que se tiene dentro de la Industria Eléctrica, la Comisión Federal de Electricidad se ve en la necesidad de crear un área para el control y operación del Sistema Nacional; es por esto que en el año de 1962 se funda la Oficina Nacional de Operaciones de Sistemas, la cual en el año de 1972 es absorbida por el Despacho Nacional de Carga que es creada en este mismo año, en 1977 este último cambia su nombre por el de Centro Nacional de Control de Energía (CeNaCE), el cual cumple con el objetivo del diseño y organización del Sistema Eléctrico Nacional.

Al realizar las diversas investigaciones, para lograr cumplir con el objetivo que me propuse al iniciar este trabajo, me pude dar cuenta que el Sistema Eléctrico Nacional se encuentra formado por diversos elementos como lo son : transformadores, subestaciones, líneas de transmisión, plantas generadoras, que al interactuar entre ellas forman a dicho Sistema.

Así mismo pude observar que el Sistema Eléctrico Nacional puede estar estructurado según lo siguiente :

Sus áreas de control, las cuales son Central, Oriental, Occidental, Noreste, Noroeste, Norte, Peninsular y el Área de Baja California, esta última es la única que no está interconectada al sistema, ya que recientemente el Área peninsular se interconectó al resto del sistema.

Sus líneas de transmisión en una red Troncal, la cual contiene la conexión del Sistema mediante las Líneas de 400, 230 y 115 KV, ya que son las de mayor importancia.

Sus enlaces, lo cual es la forma en que las diferentes áreas mantienen un intercambio de generación mediante algunas líneas de transmisión.

Por la frecuencia, esto se hace al igual que por los enlaces mediante el intercambio de generación mediante algunas líneas de transmisión.

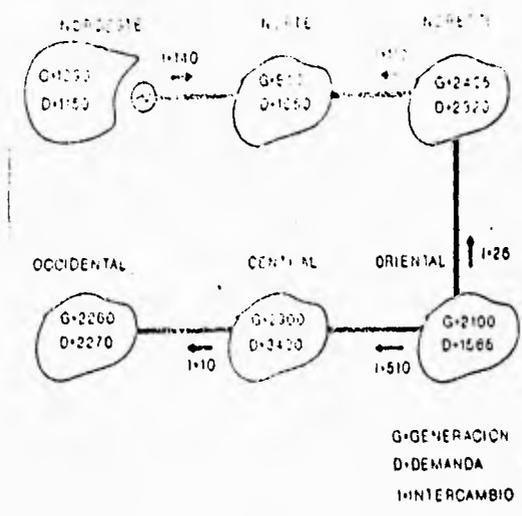
Así mismo comprendí que el Centro Nacional de Control de --  
Energía (CeNaCE), es el encargado de la operación del Sistema Eléctrico --  
Nacional, el cual tiene como objetivo mantener una operación segura, --  
económica, con calidad y confiabilidad, quedando así de esta manera ---  
cubierto el objetivo que me llevo a la realización de este trabajo, el  
cual es el de conocer como se encuentra diseñado y organizado este --  
Sistema.

Pero sin embargo al realizar este trabajo pude observar que  
para conocer más a fondo este Sistema, era necesario entender como ---  
lograban operarlo para cumplir con sus objetivos de calidad, economía,  
seguridad y confiabilidad, esto me llevó a investigar con qué herramien  
tas e innovaciones tecnológicas cuenta el Centro Nacional de Control --  
de Energía.

Por lo que me percate, que una de las diversas herramientas -  
con que cuenta el Centro Nacional de Control de Energía, es el Sistema  
conocido como Sistema de Información y Control en Tiempo Real (SICTRE)  
el cual es el encargado de que se cumplan los objetivos de calidad, --  
economía y seguridad dentro de la generación de electricidad, logrando  
con esto beneficios como la mejoría en la calidad del servicio y segu  
ridad del sistema, además de permitir que las contingencias en el Siste  
ma requieran un menor tiempo de normalización, es decir, un menor tiempo  
de interrupción del servicio.

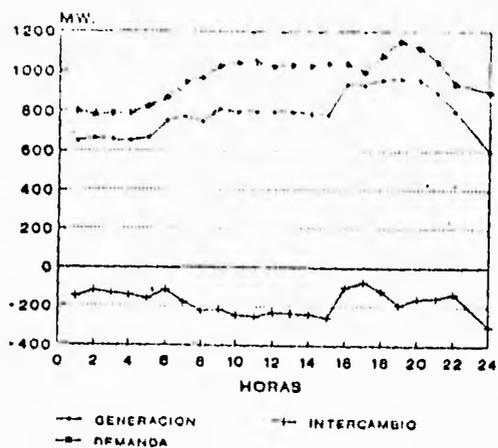
Al investigar más a fondo al Sistema de Información y ----  
Control en Tiempo Real (SICTRE), me encontré con que está formado por -  
diversos subsistemas, los cuales cuentan con diferentes tareas para ---  
lograr una operación efectiva del Sistema, entre los cuales se puede --  
mencionar al Despacho Económico Restringido, el Control Automático de -  
Generación, el Estimador de Estado, el Generador de Reportes, el Análisis  
de Seguridad y el Monitor de Reserva, además de algunos más, siendo los  
cuatro primeros a los que les dediqué un estudio más a fondo, ya que --  
pude observar que en éstos recae una importante responsabilidad para -  
lograr una generación que cumpla con los objetivos mencionados.

De lo anterior pude constatar que el Despacho Económico Res  
tringido, es un programa de aplicación, por medio del cual podemos hacer  
que el Sistema opere en una forma económica, haciendo que las variacio  
nes de la demanda dentro de las diferentes áreas sea atendida por las  
unidades que resulten con un menor costo de operación en el momento de  
la demanda, como ejemplo de lo anterior tenemos que :



Así mismo puede observar que el Control Automático de Generación es el encargado de mantener una regulación de la frecuencia adecuada, esto lo hace mediante el control de la reserva de generación de cada área y cuidando que el intercambio entre las áreas sea el adecuado, para que de esta manera no se vea afectado el demás sistema, como se puede observar en la siguiente gráfica:

AREA NORTE:  
GEN - INT - DEM VII HRS



Otro de los programas el cual observé es el Estimador de --- Estado, que es el programa encargado de que en caso de existir alguna - alteración en las comunicaciones o en las mediciones dentro del Sistema Nacional, no se carezca dentro de los programas de aplicación de la información necesaria para su aplicación, esto se logra mediante diversos métodos estadísticos y un adecuado manejo de bases de datos, como - ejemplo podemos tener el siguiente diagrama :

128:51 02/28/95 TUE AREA ORIENTAL UNIFILAR GENERAL PAGE 5  
 INDBEN .CONF16 .CTLUCA .ALMREC .EDITOR .INDAP .INDEM .GRAVAL .ALMRC .MONV

LRP	PEO	ODP	.27 TMD	.93 MID	MPS	PEA
. . .	. . .	. . .	.27...	.....150	.141..103	.53.
. . .	. . .	. . .	.26 .	.99 .....		
. . .	. . .	. . .	.27...	.75.....128	.0. .67	.
TEX .						0.....
. .9.	.136. .38		.40. .2	.5. .0	.1.	.
. . .	. . .	. . .	. . .	. . .	. . .	0.....
. .18.	.124. .55		.11. .9	.9. .0	CFS .129.	.
. .268	.15. .32		.53. .2	.0. .33	.36..156 .152.	-5.....
. . .	. . .	. . .	. . .	. . .	. . .	52.....
. .33	.18. .11		.55. .9	.9. .44	.44..146 .147....	0
TUV	. . .	.99 .....	412		....117	0
. .375.	. . .	.197.	404		.106	0. . .
. . .	. . .	. . .	. . .	. . .	. . .	0.
. .389.	.256	. .117	CEV .75	.77. .96	.90..270	.1.... 0.
. . .	. . .	. . .	. . .	. . .	. . .	0.KLV
. . .	.324	. .123	. . .	.52 .52. .58	.58. .0	.0....149.
. . .	.25	. . .	YCL	. . .	. . .	154....
. . .	.027. .80	.22..106	.104. .73	.79..101	.96. .1	.277.... 0
406	. . .	. . .	. . .	. . .	. . .	0
. .419.	. . .	.25. .74	.75. .32	.52. .66	.68. .93	.98.... 0....
. . .	. . .	. . .	. . .	. . .	. . .	0.
. .350.	LAV	. . .	. . .	. . .	.46	413 0.
. .410	. .359.	. . .	411	416 0	.45 .44.	ESA
. .274	. . .	.609 .	TMT	414 -0	. . .	-0
. . .	. . .	.101 .	. . .	0	.42 .42.	0
. . .	. . .	.178 .	. . .	-7.....	. . .	-0
. .478...	.2	.528 .387.	. . .	-7	.39 .39.	0
. . .	.308RT	. . .	.167	-0	. . .	-0
. .348.	.30	.529 .325.	.159.RESERVA	2277	0	.42 .42. 0
FUL . . .	.3	. . .	. . .	.239.....	. . .	-0
. .298.	.90	.81. .226.	GEN NZT	0 .243	. . .	0
. . .	. . .	. . .	. . .	. . .	.78.....	165
. .289.	.17	.17. . .	.91.DEN INT	0 .80	.80	.80 .167
414	406	400	. . .	. . .	406	409
414	407	399	. . .	. . .	407	409

.APAS .RPAG .RAGP .TPAG .DAT .MEMO .MENS .IPAG .CPAG .REC .BUR .CAN .ESE

FALLA DE ORIGEN

Por último encontré que el Generador de Reportes, es el encargado de realizar todos los reportes ya sea en pantalla o en forma de impresiones de los diferentes programas de aplicación.

Después de lograr comprender como se encuentra constituido cada uno de esos programas investigué la manera en que estos se encuentran relacionados en su operación.

De esta manera comprendí que es muy importante la relación que guardan entre sí, ya que al tratar de ver cual de estos programas tenía más importancia, observé que todos dependen unos de otros, ya que guardan una estrecha relación, por lo que pude observar lo siguiente :

Primeramente observe que la Relación que guarda el Estimador de Estado con los demás programas es que, al no existir por alguna razón, cualquiera que sea esta, mediciones de las variables que se utilizan, los programas de aplicación no efectuarían de una forma correcta sus funciones, ya que si por ejemplo, tuvieramos alguna falla de comunicación, lo cual no nos permitiera tomar lectura correctamente o simplemente no se tuviera ninguna lectura de alguna de las zonas del Sistema Nacional, esto provocaría que los programas trabajaran incorrectamente o se suspendieran sus funciones, ya que de esta manera se contaría con datos incorrectos o simplemente no se contaría con ningún tipo de medición, es aquí donde el Estimador entra en función, ya que si se nos presentara algún problema de estos tipos, este programa es el encargado de informarnos que las lecturas son incorrectas o mostrarnos un valor estimado de las lecturas.

Pero todo lo anterior, no sería posible de realizarse si no existiera el Generador de Reportes, ya que este programa es el encargado de mantener la comunicación entre el operador y los programas, por lo que en caso de alguna falla, es por éste medio que el operador puede darse cuenta de que está sucediendo alguna anomalía.

Otro punto interesante que encontré fue el que al actuar conjuntamente el Estimador de Estado, el Despacho Económico Restringido y el Generador de Reportes, podemos tener una visión más amplia de lo que significa operar el Sistema en una forma óptima, lo anterior lo pude entender mejor al observar un reporte, el cual está realizado en el Área Noroeste y más específicamente sobre las unidades de la Planta de Huinala, así como de la unidad número dos de Río Bravo.

El reporte que pude observar, es sobre el estado de la Generación en este punto, utilizando para esto tres formas distintas para --- obtener estos valores, las cuales son : por medio de las mediciones en el lugar (ACT), usando el Estimador de Estado (EST) y por último utilizando el Despacho Económico (OPT), observando que éste reporte cuenta con la particularidad que esta tomado cada hora, además que en algunos casos el sistema se encuentra desconectado (D) y en otros si se estaba conectado (C), como a continuación se ilustra con una copia de este reporte :

GEN ACT EST Y OPT NES                      REPORTE ID =    16                      TIPO =DEMAND

..                      OGENERACION ACTUAL ESTIMADA Y OPTIMA AREA NORESTE

..                      FECHA : JUE 06/01/95

HR	HUI1			HUI2			HUI3			HUI4			HUI5			R182		
	ACT	EST	OPT															
01C	60	58	60	54	53	55	55	54	56	54	52	55	117	115	116	18	6	60
02C	60	56	60	55	52	55	56	52	56	55	51	55	117	110	116	17	9	60
03C	60	53	60	56	49	56	57	50	57	55	48	55	118	103	116	16	10	60
04C	60	55	60	56	50	56	57	51	57	55	50	55	118	107	116	15	10	60
05C	61	54	60	56	50	56	57	51	57	55	50	55	119	106	116	15	11	60
06C	60	57	60	56	53	56	57	54	57	56	52	55	119	112	116	15	11	60
07D	0	2	70	-1	67	20	-1	0	20	-5	0	20	0	31	130	-28	0	12
08C	60	2	70	55	67	20	56	0	20	54	0	20	118	31	130	20	0	12
09C	60	2	70	55	67	20	56	0	20	54	0	20	118	31	130	22	0	12
10C	60	52	60	55	47	55	56	48	56	54	47	54	117	102	116	22	5	60
11C	59	39	60	54	35	54	55	36	56	54	35	53	116	76	116	23	5	60
12C	59	42	59	54	38	54	55	39	55	53	37	53	116	82	117	24	11	60
13C	59	48	59	54	44	53	55	44	54	52	42	52	116	94	115	24	12	60
14C	59	35	59	53	31	54	54	32	54	52	30	52	116	68	116	25	10	60
15C	59	39	59	53	36	53	54	36	54	52	34	51	115	77	115	27	11	60
16C	59	33	58	53	30	53	53	31	53	51	29	51	115	65	115	26	12	60
17C	58	34	59	53	31	53	53	31	53	51	30	50	115	68	115	26	12	60
18C	59	45	59	53	40	53	54	41	54	51	39	51	115	87	115	24	14	60
19C	59	51	59	54	47	53	55	48	54	52	45	52	116	101	116	21	16	60
20C	59	47	59	53	42	54	55	43	55	52	42	52	116	92	117	22	9	60
21C	59	61	59	54	56	54	55	57	55	53	55	53	116	120	117	24	8	60
22C	59	58	59	54	53	54	55	54	55	53	52	52	116	115	116	23	9	60
23C	60	54	60	54	49	54	55	50	56	53	48	53	117	106	116	22	11	60
24D	60	58	60	55	53	54	56	54	55	53	52	53	117	114	116	21	15	60

Como se puede observar en este reporte en la mayoría de los casos los tres valores están muy cercanos unos de otros, con lo cual -- pude comprobar que en verdad estos programas son de una gran utilidad, ya que pude observar que la generación que realmente se está teniendo está muy cerca del punto en el cual la generación es óptima, además de observar que los valores encontrados por el Estimador, no se encuentran muy alejados de los valores que en realidad se monitorean.

Otra relación muy importante que pude encontrar fue, que si -- bien es cierto que el Control Automático de Generación, es el encargado de mantener la regulación de la frecuencia y los intercambios entre -- las diferentes áreas en una forma eficiente, esto no lo lograría sino -- fuera por que, el Despacho Económico no le señalara cual de las Unida-- des Generadoras es la más económica para ser capaz de hacer frente a -- una demanda de carga.

Pero en caso de tener un problema como el que se menciona -- con anterioridad, el Control Automático de Generación al actuar no lo -- haría de una forma correcta por el error en las mediciones, es por esto que debe ser capaz de interactuar con el Estimador de Estado, ya que -- por medio de éste último se vería que las mediciones son incorrectas y que las medidas que debían ser tomadas eran de la misma forma incorrec-- tas.

Por todo lo anterior, es que pude llegar a la conclusión que -- no sólo era necesario el conocer como estaba diseñado y organizado -- el Sistema Eléctrico Nacional, sino que también era necesario, poder -- saber con que tipo de herramientas cuenta para una operación en forma óptima, para así de esta manera poder comprender por que el Sistema de nuestro país está considerado entre uno de los de más dificultad de -- operación, para así poder llegar a cumplir con los objetivos de ser un sistema seguro, económico, con calidad y confiabilidad.

## BIBLIOGRAFIA :

### TEMA UNO :

Evolución del Sector Eléctrico en México.  
Comisión Federal de Electricidad.

El Sistema Eléctrico Mexicano y su operación.  
Comisión Federal de Electricidad.

Centro Nacional de Control de Energía.  
Comisión Federal de Electricidad.

Enciclopedia Salvat, Diccionario.  
Tomo Cinco.  
Editorial Salvat Editores S.A.

### TEMA DOS :

Física con aplicaciones.  
J.D. Wilson.  
Editorial Interamericana.

Fundamentos de Ingeniería Eléctrica.  
A.E. Fitzgerald .  
Editorial Mc Graw Hill.

Electricidad.  
Harry Mileaf.  
Editorial Limusa.

Análisis básico de circuitos eléctricos.  
David E. Johnson.  
Editorial Prentice Hall.

Análisis de Sistemas eléctricos de potencia.  
William D. Stevenson.  
Editorial Mc Graw Hill.

Dinámica de sistemas.  
Francisco J. Rodríguez Ramírez.  
Editorial Trillas.

Redes eléctricas.  
Jacinto Viqueira Landa.  
Editorial Representaciones y servicios  
de Ingeniería, S.A.

Fundamentos de instalaciones eléctricas  
de mediana y alta tensión.  
Gilberto Enriquez Harper.

Elementos de diseño de subestaciones ----  
eléctricas.  
Gilberto Enriquez Harper  
Editorial Limusa.

**TEMA TRES :**

Plantas eléctricas  
Raul González Apada.  
Editorial Trillas.

Del fuego a la energía nuclear.  
Comisión Federal de Electricidad.

**TEMA CUATRO :**

Departamento de Desarrollo de Aplicaciones.  
Centro Nacional de Control de Energía.  
Comisión Federal de Electricidad.  
Calle de San Miguelito sin número.  
México, Distrito Federal.

**TEMA CINCO :**

Sistema de Información y Control en  
Tiempo Real.  
Departamento de Desarrollo de Aplicaciones.  
Centro Nacional de Control de Energía.  
Comisión Federal de Electricidad.  
Calle de San Miguelito sin número.  
México, Distrito Federal.

Despacho Económico.  
Departamento de Desarrollo de Aplicaciones.  
Centro Nacional de Control de Energía.  
Comisión Federal de Electricidad.  
Calle de San Miguelito sin número.  
México, Distrito Federal.

Control Automático de Generación.  
Departamento de Desarrollo de Aplicaciones.  
Centro Nacional de Control de Energía.  
Comisión Federal de Electricidad.  
Calle de San Miguelito sin número.  
México, Distrito Federal.

Estimador de Estado.  
Departamento de Desarrollo de Aplicaciones.  
Centro Nacional de Control de Energía.  
Comisión Federal de Electricidad.  
Calle de San Miguelito sin número.  
México, Distrito Federal.

Generador de Reportes.  
Departamento de Desarrollo de Aplicaciones.  
Centro Nacional de Control de Energía.  
Comisión Federal de Electricidad.  
Calle de San Miguelito sin número.  
México, Distrito Federal.

## GLOSARIO :

**Contingencia :** Emergencia, problema.

**Continuidad :** Que no es interrumpido.

**Deficitaria :** Que no cuenta con lo suficiente, que le hace falta.

**Despachable :** que puede ser usado.

**Despacho :** Entrega.

**Embalse :** Depósito artificial.

**Enlace :** Union entre dos cosas.

**Estimador :** Quien puede juzgar o valorar una cosa.

**Iteraciones :** Repeticiones.

**Iteraciones :** Con acciones mutuas.

**Intercambio :** Cambio mutuo.

**Interconexión :** Conexión mutua.

**Intrinseco :** Intimo, esencial.

**Minimizar :** Aminorar, disminuir.

**Optimizar :** Mejorar.

**Regular :** Ajustar.