



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

PROGRAMA DE MANTENIMIENTO PARA UNA SUBESTACIÓN EN SF6 DE UNA CENTRAL HIDROELÉCTRICA

TESIS

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERA ELÉCTRICA ELECTRÓNICA

PRESENTA:

JUDITH TORRES SOLÍS

DIRECTOR DE TESIS:

ING. ALFREDO LÓPEZ TAGLE



CD. UNIVERSITARIA, D.F., OCTUBRE 2009



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

Agradecimientos

A mi familia por todo su apoyo, cariño y comprensión.

A la UNAM, sobre todo a la Facultad de Ingeniería, por todo lo recibido: conocimientos, alegrías, tristezas, logros, fracasos, amistades valiosas y profesores de primer nivel.

A Carlos Farid Chéquer Rodríguez y a su familia, por haberme hecho sentir parte de ella y por su apoyo incondicional.

A la familia Limón Iniesta, por permitirme pasar todo este tiempo con ustedes y por preocuparse por mí en todo momento.

A mis amigos, de quienes no puedo hacer una lista porque no acabaría, pero cada uno sabe quién es en mi vida, por estar conmigo en las buenas, en las malas y en las peores, y porque sin su apoyo quién sabe dónde estaría.

A DUERO INGENIERÍA, por abrirme un panorama de vida y haberme dado la oportunidad de colaborar con ustedes en este hermoso proyecto (tema de esta tesis) El Cajón. Gracias Arturo y Tony por compartir la experiencia conmigo y por muchas cosas más.

A la CFE, por la información de la central, a los compañeros que me facilitaron material muy valioso para este trabajo, por la oportunidad de hacer prácticas profesionales y por el aprendizaje en las mismas.

A PICIE, ASEPIC y SCT por permitirme colaborar con ustedes durante mi etapa de estudiante, pero además por haberme permitido aprender tanto de las relaciones laborales y personales, y por su apoyo para concluir este proyecto.

ÍNDICE

Protocolo	6
1. Historia de la Comisión Federal de Electricidad	11
1.1 Fundamentos de la CFE	11
1.2 La generación hidroeléctrica en México	14
1.3 Nuevos proyectos	18
2. Descripción de una central hidroeléctrica (El Cajón)	19
2.1 Descripción general de la obra	19
2.2 Datos generales	21
2.3 Descripción de los frentes	22
3. Estudio de la subestación en SF ₆	47
3.1 Descripción de la subestación encapsulada (GIS)	47
3.1.1 Ventajas de una subestación encapsulada	47
3.1.2 Componentes	48
3.2 Descripción de esquemas de protección	50
3.3 Descripción de tablero de auxiliares	50
3.4 Instalaciones eléctricas principales (diagramas unifilares)	51
4. Corto circuito en la subestación	55
4.1 Cálculo de corto circuito	55
4.1.1 Para falla trifásica	60
4.1.2 Para falla monofásica	61
4.1.3 Simulación para ambas fallas con software EDSA	64

5.	Operación del generador	69
5.1	Descripción de generador de polos salientes	69
5.1.1	Descripción general	69
5.1.2	Principio de funcionamiento	70
5.1.3	Partes principales	71
5.1.4	¿Por qué utilizar un circuito trifásico?	75
5.1.5	Corriente de salida	75
5.2	Diagrama fasorial	77
5.3	Curva de capacidad	80
5.4	Obtención de los valores para el diagrama fasorial de un generador de El Cajón	81
6.	Programa de mantenimiento propuesto	84
6.1.1	Evaluación del equipo en la fábrica	84
6.2	Programa de mantenimiento en operación	86
6.2.1	Mantenimiento preventivo	86
6.2.2	Mantenimiento correctivo	88
6.3	Pruebas aplicadas a la subestación	91
7.	Conclusiones	93
8.	Bibliografía	94

PROTOCOLO

Antecedentes

Como sabemos la energía eléctrica es fundamental hoy en día para la vida del ser humano, al menos en las ciudades, ya que si falta este servicio, prácticamente no podemos realizar ninguna actividad, desde lo mas básico como podría ser prender un foco, pasando por el uso de las computadoras, internet, enfriar alimentos, fabricar cosas, y a veces ni si quiera utilizar el teléfono, ya que hoy en día la mayoría de los aparatos son inalámbricos y necesitan de una corriente eléctrica para funcionar, y hasta lo mas importante, la seguridad, como sucedió tiempo, después del paso del huracán Wilma en Cancún, que desató una ola de inseguridad por falta de alumbrado público.

La SENERG (Secretaría de Energía), la CFE (Comisión Federal de Electricidad), entre otros, saben de esta necesidad, que si bien es una dependencia creada, necesitamos cubrirla de manera satisfactoria, y para tal efecto se encargan de estudiar la tendencia de crecimiento de la demanda de energía eléctrica, para saber que nivel de desarrollo debemos alcanzar para satisfacer la demanda del servicio.

Para la generación de energía, tenemos diversos tipos de centrales:

- ◆ Eoloeléctricas
- ◆ Hidroeléctricas
- ◆ Nucleoeléctricas
- ◆ Termoeléctricas en sus diversas modalidades

En este trabajo de tesis, se estudiará una central Hidroeléctrica, El Cajón, la cual cubre una demanda importante de energía, el 2% de la generación nacional con sus dos unidades de 375 MW

¿Por qué la construcción de una hidroeléctrica y no una central de otro tipo?

Todos los proyectos de generación ofrecen ventajas y desventajas, y su meta primaria es garantizar el suministro de energía eléctrica para cubrir los diferentes tipos de servicios, como lo son el agrícola, el urbano, el industrial, entre otros. Dependiendo de la hora del día, podemos ubicar tres tipos de demandas, que son demanda base, media y pico. Para esta última, resultan muy convenientes las centrales hidroeléctricas, ya que están diseñadas para operar en el momento de la demanda pico gracias a su rápida puesta en funcionamiento y su ágil salida del sistema eléctrico nacional. Tienen bajo costo de operación, y poco mantenimiento.

Nuestro país cuenta con un potencial hidroeléctrico que se puede utilizar para satisfacer los requerimientos de energía eléctrica de la población, entre muchas otras ventajas.

Objetivos y metas

Al realizar este proyecto deseo cumplir varias metas:

- ◆ Descripción general del Proyecto Hidroeléctrico “El Cajón”.
- ◆ Acceder al diagrama unifilar de la subestación para caracterizarla.
- ◆ Analizar diversos tipos de fallas comunes en una subestación de transmisión.
- ◆ Proponer un programa de mantenimiento para la subestación.

Metodología

1. Recabar información del proyecto de diversas fuentes, Internet, libros, documentos de CFE así como la recopilación de información en la propia Central Hidroeléctrica
2. Análisis de información útil y no redundante de las diversas fuentes.
3. Cálculo de fallas utilizando el software EDSA.
4. Análisis de resultados y comparación con información técnica.
5. Recomendaciones
6. Conclusiones

Infraestructura, recursos y apoyo técnico

- ◆ Para llevar a cabo mi proyecto de tesis cuento con:
- ◆ Información general ubicada en la página de Internet de CFE
- ◆ Asesoría de profesores especialistas en el área
- ◆ Bibliografía especializada
- ◆ Software de prueba EDSA
- ◆ Equipo de cómputo propio
- ◆ Información técnica proporcionada por empleados de CFE, ubicados en diversas áreas

(C. H. El Cajón, CENACE, LAPEM)

Introducción

El tema de mi tesis se sustenta en bases muy sólidas: la experiencia laboral y el gran cúmulo de conocimientos que esta Facultad de Ingeniería me ha entregado. Vivir aislada, entre máquinas y clima avasallante, me hizo sacar el carácter que un ingeniero necesita para destacar y saber que es lo que quiere hacer en la vida. Sin embargo, el estar rodeada de profesionales dentro y fuera de CFE me ha hecho inclinarme por hacer un estudio sobre el diseño de las subestaciones, dando a conocer sus principales características, y destacar factores de decisión sobre el equipo instalado, estadísticas de productividad y haciendo algunas ligeras comparaciones con otras subestaciones eléctricas. Así pues, busco que este trabajo sirva como una referencia confiable, tanto para trabajadores de la propia hidroeléctrica, como para profesores y estudiantes de ingeniería y, por que no, de otras profesiones.

Trabajar indirectamente o directamente en la Comisión Federal de Electricidad ha traído grandes aprendizajes a mi vida, tanto profesionales, como personales. En primer plano, tuve la oportunidad de trabajar un par de meses en el proyecto hidroeléctrico El Cajón, ubicado en el estado de Nayarit. La empresa DUERO S. A. DE C. V., me contrató para realizar labores auxiliares tanto en oficina, como en obra, destacando que mi jefe inmediato era el encargado del área eléctrica. En ese tiempo, verano de 2005, realicé pruebas en motores a plena carga y sin carga, así como una comprobación de las conexiones punto a punto entre los PLC's y las grúas viajeras. Otra actividad muy importante fue la clasificación de planos de piezas de una grúa ubicada en la obra de toma. En esas fechas, la subestación eléctrica aún no estaba construida, pero actualmente ya se encuentra en operación con la Unidad 2.

Para el verano del 2006, realicé prácticas profesionales en la división Sureste en el estado de Oaxaca de la propia CFE en el área de control, teniendo la gran oportunidad de conocer qué equipo está instalado, cuál es su finalidad y el modo de operación.

También tuve acceso a los Sistemas SCADA, que son en palabras llanas, soluciones que permiten el control de aplicaciones y la adquisición de datos. Con esta información es posible realizar una serie de análisis o estudios con los que se pueden obtener valiosos indicadores que permitan conocer el estado actual de un proceso; sus valores instantáneos; su evolución histórica y acumulada; así como también se pueden generar alarmas o bien, tomar acciones preventivas o correctivas.

Actualmente, me encuentro realizando prácticas profesionales en la subdirección de Generación, dando seguimiento a las resoluciones de no conformidades pendientes con algunos productores de energía externos (PEE) de CFE. El conocer más detalles sobre la operación de esta gran empresa, me ha hecho decidir sin mayores contratiempos qué es lo que quiero hacer para recibir mi grado como ingeniera.

Por principio de cuentas, junto con mi asesor de tesis, se hará un calendario de actividades en el cuál detallaremos cuándo y cómo se hará la recopilación de los datos específicos que se necesitan. Para ello se planean visitas a la obra, teniendo como objetivos fundamentales dos cosas: recabar la mayor cantidad información técnica y recoger las impresiones de los operadores de la subestación, para que en conjunto pueda ser procesada y sintetizada. Para este efecto, cuanto con invaluable apoyo de gente experta en el área, mismos que laboran dentro y fuera CFE, tanto en El Cajón como en LAPEM.

Una subestación eléctrica es un conjunto de dispositivos eléctricos que forman parte de un sistema eléctrico de potencia; sus funciones principales son: transformar tensiones y derivar circuitos de potencia.

El componente principal de una subestación eléctrica es el transformador

Se denomina transformador a una máquina electromagnética que permite aumentar o disminuir la tensión en un circuito eléctrico de corriente alterna, manteniendo la frecuencia. La potencia que ingresa al equipo, en el caso de un transformador ideal, esto es, sin pérdidas, es igual a la que se obtiene a la salida. Las máquinas reales presentan un pequeño porcentaje de pérdidas, dependiendo de su diseño, tamaño, etc.

Si suponemos un equipo ideal y consideramos, simplificando, la potencia como el producto de la tensión por la intensidad de corriente, debe permanecer constante (ya que la potencia a la entrada tiene que ser igual a la potencia a la salida).

Las subestaciones eléctricas elevadoras se ubican en las inmediaciones de las centrales eléctricas para elevar la tensión de salida de sus generadores. En las cercanías de las poblaciones y los consumidores, se encuentran las subestaciones eléctricas reductoras para bajar el nivel de tensión a niveles aptos para su utilización.

La razón técnica para realizar esta operación es la conveniencia de realizar el transporte de energía eléctrica a larga distancia a tensiones elevadas para reducir las pérdidas resistivas ($P = 2IR$), que dependen de la intensidad de corriente.

Las subestaciones se pueden denominar, de acuerdo con el tipo de función que desarrollan, en tres grupos:

- ◆ Subestaciones variadoras de tensión
- ◆ Subestaciones de maniobra o seccionadoras de circuito
- ◆ Subestaciones mixtas (mezcla de las dos anteriores)

De acuerdo con la potencia y tensión que manejan, las subestaciones se pueden agrupar en:

- ◆ Subestaciones de transmisión. Arriba de 230 kV
- ◆ Subestaciones de subtransmisión. Entre 230 y 115 kV
- ◆ Subestaciones de distribución primaria. Entre 115 y 23 kV
- ◆ Subestaciones de distribución secundaria. Debajo de 23 kV

La capacidad de una subestación se fija considerando la demanda actual de la zona en KVA, más el incremento en el crecimiento obtenido por extrapolación para los diez años por venir, previendo las condiciones necesarias para futuras expansiones.

1. HISTORIA DE LA COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD

1.1 Fundamentos de la CFE

En 1937, las empresas que generaban energía eléctrica en el país daban un servicio insuficiente para las necesidades nacionales y se enfrentaban a grandes dificultades para alcanzar grados aceptables de eficiencia, pues no lograban satisfacer la demanda, ya que sólo el 38% de la población contaba con este servicio; además de que se veía constantemente interrumpido. Peor aún, no había proyectos de expansión en el ámbito de la generación para cubrir el constante incremento de las necesidades de los usuarios, y tampoco existían programas de mantenimiento a los sistemas instalados, y ni qué decir de la planeación de mejoras en los sistemas de distribución. Esto se debía fundamentalmente a que sus criterios de inversión buscaban una alta rentabilidad y periodos de recuperación de la inversión menores a diez años.

Esta situación frenaba el desarrollo económico del país, por lo que, el 14 de agosto de 1937, el gobierno federal decidió la creación de la Comisión Federal de Electricidad (CFE). En su primera etapa, esta empresa se dio a la tarea de construir plantas generadoras para cubrir la demanda en sus diversos usos, como el bombeo de agua de riego, el arrastre y la molienda, además, de manera destacada, el alumbrado público y el de casa-habitación.

Los primeros proyectos de la CFE se emprendieron en los estados de Guerrero (Teloloapan), Michoacán (Pátzcuaro), Oaxaca (Suchiate y Xía) y Sonora (Altar y Ures).

En 1938 se tenía una capacidad instalada de 64 kW, pero con el desarrollo de varios proyectos en los siguientes ocho años, la energía generada llegó a 45,594 kW, hecho que provocó, entre otros problemas, que las empresas privadas dejaran de invertir. Por este motivo, la CFE tuvo que incrementar la generación y, para que la energía pudiera llevarse a más localidades, se emplearon las líneas de distribución propiedad de aquellas compañías, las cuales a su vez, recomercializaban la energía, es decir, la revendían.

En 1960, de los 2 308 MW instalados, la distribución era la siguiente:

Compañía	Porcentaje de generación [%]
Comisión Federal de Electricidad	54
Mexican Light	25
American and Foreign	12
Resto de las compañías	9

Tabla 1.1 Porcentajes de generación por compañía en 1960.

Ante esta situación e incluso con estos esfuerzos realizados por CFE, sólo un 44% de la población contaba con suministro de energía. Por tal motivo, el 27 de septiembre de 1960, el entonces presidente Adolfo López Mateos, nacionalizó la industria eléctrica.

A partir de entonces se comenzó a integrar el Sistema Eléctrico Nacional (SEN), con lo que se logra extender la cobertura del suministro y, por consiguiente, se acelera la industrialización del país. El Estado mexicano adquirió los bienes e instalaciones de todas las compañías privadas, mismas que tenían serias deficiencias por la falta de inversión y algunos problemas laborales.

Para 1961, la capacidad total instalada era de 3,250 MW. La CFE vendía el 25% de la energía producida, y su participación en la propiedad de centrales generadoras pasó de 0 a 54%. En la década de los sesentas se construyeron importantes centros generadores, entre ellos Infiernillo y Temascal, Valle de México, Salamanca, Malpaso, Monterrey, entre otras plantas generadoras cuya energía en conjunto sumaba más de 1.4 veces los valores alcanzados hasta entonces, con lo que se llegó a tener, en 1971, una capacidad instalada de 7,847 MW.

Para la siguiente década hubo grandes avances en el sector energético, tales como la inversión en la instalación de centrales generadoras, con lo que se logró un incremento del 160% respecto a los valores anteriores, llegando así a generar 17,360 MW.

En 1975 inició la construcción de la central nucleoelectrónica Laguna Verde (única en su tipo en México), que se encuentra ubicada en el estado de Veracruz, y cuenta con dos reactores que, en conjunto, generan 1,250 MW; este hecho constituyó un suceso muy importante para el sector eléctrico de nuestro país.

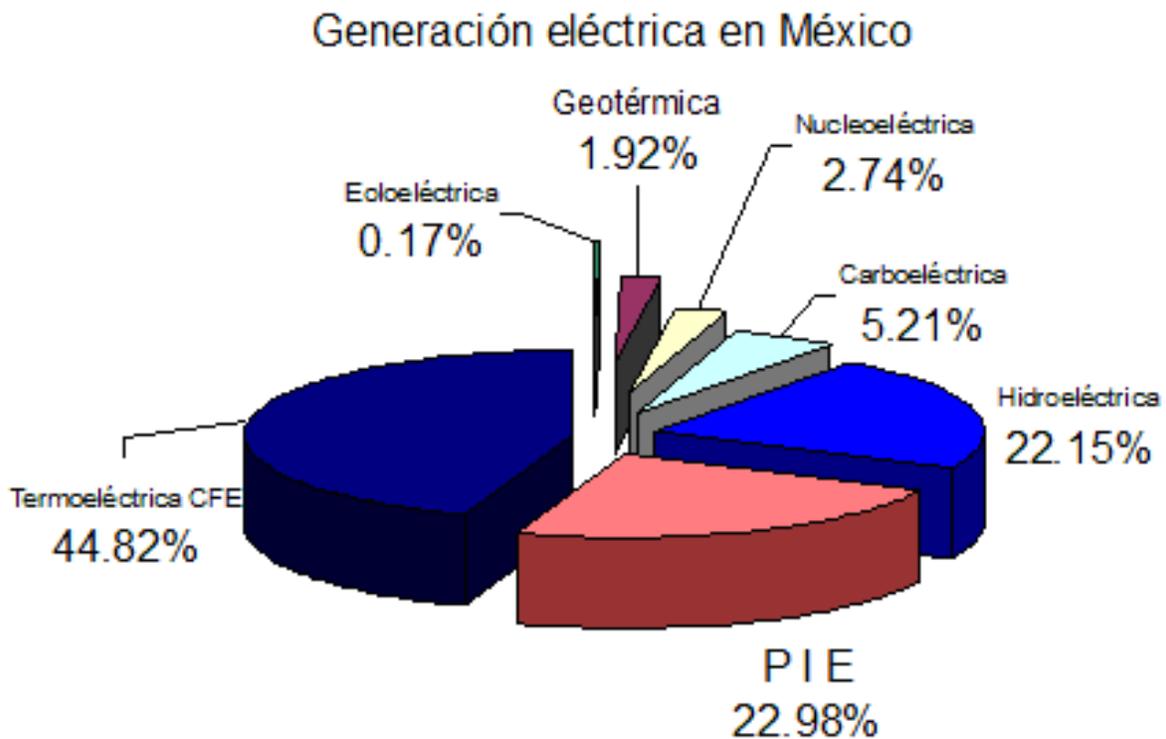
Al iniciar la industria eléctrica en nuestro país, se contaba con varios sistemas aislados, los cuales tenían características diferentes entre sí, es decir, operaban a diferentes voltajes y diferentes frecuencias (50 y 60 hertz). Por esta razón no se podía unificar todo el sistema, lo cual se traducía en un servicio deficiente, por lo que la CFE definió y unificó los criterios técnicos y económicos del SEN, normalizando los voltajes de operación, con la finalidad de estandarizar los equipos, reducir costos, tiempos de fabricación, almacenaje e inventariado. En 1976 se unificó la frecuencia a 60 hertz en todo el país y se integraron los sistemas de transmisión en el Sistema Interconectado Nacional (SIN).

Para la década de los ochentas disminuyó la asignación de recursos para la CFE, no obstante, la capacidad instalada ascendía a 26,797 MW.

Luego de una larga etapa sin inversión en centrales hidroeléctricas, las de más reciente construcción son:

- ◆ Aguamilpa, ubicada en el estado de Nayarit (entró en operación en 1994 con 960 MW)
- ◆ Zimapán, ubicada en el estado de Hidalgo (entró en operación en 1996 con 292 MW)
- ◆ El Cajón, ubicada en el estado de Nayarit (entró en operación en 2007 con 750 MW)

Figura 1.1



Actualmente, la capacidad instalada en el país es de 55,000 MW, y se distribuye de la siguiente manera:

Tipo de generación	Porcentaje [%]
Termoeléctrica de CFE	44.82
Productores independientes de energía	22.98
Hidroeléctrica	22.15
Carboeléctrica	5.21
Nucleoeléctrica	2.74
Geotérmica	1.92
Eoloeléctrica	0.17

Tabla 1.2 Tipos de plantas de generación con porcentaje de producción nacional.

Otros rubros con logros contundentes, se refieren a la red de transmisión de electricidad, la cual se compone actualmente de 48,527 km de líneas de 400, 230 y 161 kV; 327 subestaciones de potencia, con una capacidad de 140,835 MVA, y 47,534 km de líneas de subtransmisión de 138 kV y tensiones menores.

Por su parte, actualmente el sistema de distribución se compone de 1,595 subestaciones con 42,164 MVA de capacidad, 6,810 circuitos de distribución con una capacidad de 33,212 MVA, 238,700 km de líneas secundarias de baja tensión, y 627,355 km de acometidas.

1.2 La generación hidroeléctrica en México

El territorio mexicano tiene características hidrológicas propicias para la generación de energía eléctrica a partir del agua. El volumen medio anual de lluvia en la República Mexicana se estima en 1'532,300 millones de m³, que no se distribuyen de manera uniforme, ya que casi el 50% se capta en las regiones tropicales, en tanto que en las zonas secas y muy secas únicamente se obtienen alrededor de 340,000 millones de m³.

La generación hidroeléctrica en México se encuentra distribuida de la siguiente manera:

a) *Cuenca del río Grijalva*

En la cuenca del río Grijalva se localiza el mayor desarrollo hidroeléctrico del país, con 4 800 MW. Está integrado por las centrales Angostura (Belisario Domínguez), Chicoasén (Manuel Moreno Torres), Malpaso y Peñitas (Ángel Albino Corzo). Representa 45.4% de la capacidad hidroeléctrica total en operación a diciembre de 2006.

b) *Cuenca del río Balsas*

Otro desarrollo importante es el de la cuenca del río Balsas, localizado al occidente del país. Está formado por: Caracol (Carlos Ramírez Ulloa), Infiernillo y La Villita (José María Morelos) con un total de 1,880 MW, que corresponden a 17.8% de la capacidad hidroeléctrica total, nacional.

c) *Cuenca del río Santiago*

Aguamilpa (Solidaridad), en la cuenca del río Santiago en Nayarit, con 960 MW, representa 9.1% de la capacidad hidroeléctrica total. Se debe tomar en cuenta que en estos cálculos no estaba contemplado El Cajón.

d) *Noroeste*

Huites (Luis Donaldo Colosio), en el noroeste, con dos unidades de 211 MW cada una.

e) *Centro*

Zimapán (Fernando Hiriart Balderrama), en el centro del país, también con dos unidades de 146 MW cada una, que representan 6.8% de la capacidad hidroeléctrica total.

f) *Otros*

El 20.9% restante se encuentra distribuido principalmente en las cuencas de los ríos Papaloapan, Santiago, Yaqui, El Fuerte, Culiacán y Sinaloa.

PLANTA	NÚMERO DE UNIDADES	FECHA DE ENTRADA EN OPERACIÓN	MW TOTALES	UBICACIÓN
Manuel Moreno Torres (Chicoasén)	8	29-may-81	2,400	Chicoasén, Chiapas
Malpaso	6	29-ene-69	1,080	Tecpatán, Chiapas
Ángel Albino Corzo (Peñitas)	4	15-sep-87	420	Ostuacán, Chiapas
Carlos Ramírez Ulloa (El Caracol)	3	16-dic-86	600	Apaxtla, Guerrero
Infiernillo	6	28-ene-65	1,000	La Unión, Guerrero
La Villita	4	01-sep-73	300	Lázaro Cárdenas, Michoacán
Aguamilpa	3	15-sep-94	960	Tepic, Nayarit
Leonardo Rodríguez Alcaine (El Cajón)	2	01-mar-07	750	Santa María del Oro, Nayarit
Luis Donaldo Colosio (Huites)	2	15-sep-96	422	Choix, Sinaloa
Fernando Hiriart Balderrama (Zimapán)	2	27-sep-96	292	Zimapán, Hidalgo
Plutarco Elías Calles (El Novillo)	3	12-nov-64	135	Soyopa, Sonora
Mazatepec	4	06-jul-62	220	Tlatlauquitepec, Puebla
Belisario Domínguez (Angostura)	5	14-jul-76	900	Venustiano Carranza, Chiapas

Tabla 1.3 Hidroeléctricas más importantes en México.

PLANTA	NÚMERO DE UNIDADES	FECHA DE ENTRADA EN OPERACIÓN	MW TOTALES	UBICACIÓN
SISTEMA NECAXA				
Necaxa	10	Entre 1905 y 1950	115	Puebla
Tepexic	3	01-feb-23	45	Puebla
Patla	3	21-oct-54	45.6	Puebla
Tezcapa	2	01-ene-28	49.57	Puebla
SISTEMA MIGUEL ALEMÁN				
El Durazno	2	01-oct-55	18*	Valle de Bravo, México
Ixtapantongo	3	29-ago-44	106*	Valle de Bravo, México
Santa Bárbara	3	19-oct-50	67.575*	Sto. Tomás de los Plátanos, México
Tingambato	3	24-sep-57	135*	Otzoloapan, México

Tabla 1.3 Centrales hidroeléctricas más importantes en México. (Continuación)

* Estas plantas dejaron de funcionar debido a la puesta en operación del Sistema Cutzamala, para abastecimiento de agua potable al Distrito Federal y Área Metropolitana.

1.3 Nuevos proyectos

Para hacer frente al crecimiento en la demanda de energía eléctrica, la CFE ha realizado estudios de factibilidad, de los cuales resultó la siguiente lista de proyectos factibles de centrales hidroeléctricas.

PROYECTO	UBICACIÓN	NÚM. DE UNIDADES	MW POR UNIDAD	MW TOTALES	GWH/AÑO	FACTOR DE POTENCIA %
San Juan						
Tetelcingo	Guerrero	3	203	609	1313	24.61
Xuchiles	Veracruz	2	38	76	499	74.95
Tenosique	Tabasco-					
	Chiapas	3	140	420	2328	63.27
Omitlán	Guerrero	2	115	230	789	39.16
Ixtayula	Oaxaca	2	265	530	1596	34.37
Copainalá	Chiapas	3	75	225	572	29.02
Acala	Chiapas	4	40	160	379	27.04
San Francisco	Jalisco	2	139	278	609	25.00
Arroyo Hondo	Jalisco	2	66	132	292	25.25
Pozolillo	Nayarit	2	247	494	824	19.04
Mascota						
Corrinchis	Jalisco	1	34	34	51	17.12
La Yesca	Jalisco	3	250	750	1164	17.71
Madera	Chihuahua	2	138	276	726	30.02

Tabla 1.4 Proyectos hidroeléctricos factibles.

Los proyectos de energía eoloeléctrica son:

PROYECTO	UBICACIÓN	NÚM. DE UNIDADES	MW POR UNIDAD	MW TOTALES	GWH/AÑO	FACTOR DE POTENCIA %
La Venta II	Oaxaca	78	1.3	101.4	353.8	39.83
La Venta III	Oaxaca	117	1.3	152.1	572.6	42.97
La Venta IV	Oaxaca	156	1.3	202.8	764.7	43.04

Tabla 1.5 Proyectos factibles eoloeléctricos.

2. PROYECTO HIDROELÉCTRICO EL CAJÓN

2.1 Descripción general de la obra

La central hidroeléctrica El Cajón forma parte importante del Sistema Hidrológico del río Santiago, el cual está compuesto por 27 proyectos, que en conjunto alcanzarán un potencial de 4,300 MW, de los cuales sólo se ha desarrollado el 32% mediante la construcción de seis centrales.

El Cajón ocupa el segundo lugar en potencia y generación dentro de este sistema, después de Aguamilpa (Solidaridad).

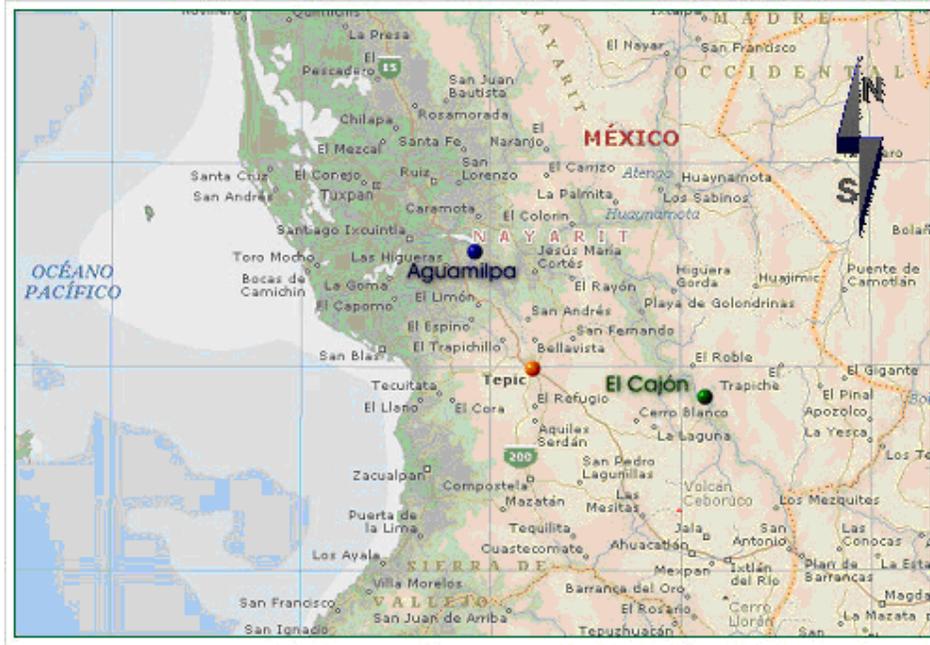
El aprovechamiento permite la generación de energía mediante dos unidades de 375MW cada una; durante la planeación se tenía prevista una generación media anual de 1,228.64 GWh.

a) Ubicación del proyecto

El proyecto hidrológico El Cajón, se localiza en el estado de Nayarit, al oriente de la ciudad de Tepic, entre los municipios La Yesca, Santa María del Oro, y en terrenos comunales del poblado Cantiles, sobre las márgenes del río Santiago.

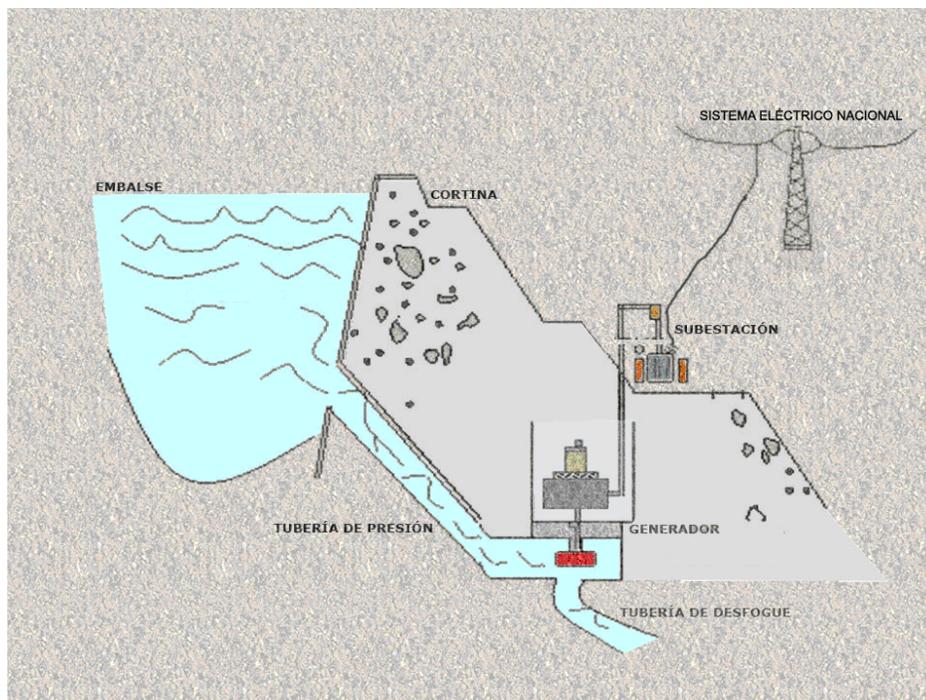
En la zona, la temporada de lluvias se presenta entre los meses junio y octubre, y el estiaje de noviembre a mayo. Durante el invierno escasamente se presentan lluvias.

Fig. 2.1 Ubicación de la central hidroeléctrica El Cajón



b) Esquema general

Fig. 2.2 Esquema general



2.2 Datos generales

Generación

Factor de planta	0.19
Energía firme	864.39 GWh
Energía secundaria	364.25 GWh
Generación media anual	1 228.64 GWh
Incremento de energía firme en Aguamilpa atribuible a El Cajón	69.91 GWh
Generación media anual total	1 298.55 GWh

Tabla 2.1 datos generales de generación

Hidrológicos

Área de la cuenca	54 198.00 km ²
Escurrimiento medio anual	3 326.00 hm ³
Avenida máxima registrada	7 029.00 m ³ /s
Gasto medio anual	105.48 m ³ /s
Gasto medio aprovechable	100.40 m ³ /s
Periodo de registro	51 años

Tabla 2.2 datos generales hidrológico

Vaso de almacenamiento

Elevación al NAMINO	346.00 m
Elevación de diseño (corresponde a la carga de diseño de la turbina)	380.07 m
Elevación al NAMO	391.00 m
Elevación al NAME	394.00 m
Capacidad para azolve (EL. 319,50)	482.40 hm ³
Capacidad útil para generación	1 316.20 hm ³
Capacidad de control de avenidas	117.50 hm ³
Área al NAME	3 982.00 ha
Área al NAMO	3 852.00 ha
Área al NAMINO	2 087.00 ha

Tabla 2.3 datos generales del vaso de almacenamiento.

2.3 Descripción de los frentes

a) Obras de contención

Las obras de contención sirven, como su nombre lo indica, para contener y embalsar el agua, cuya energía potencial se usa en la generación de energía eléctrica.

Estas obras se dividen en:

• **Cortina**

La cortina es la estructura más conocida de los elementos de una presa; contiene y embalsa el agua y es del tipo de cara de concreto con enrocamiento. Su longitud alcanza los 640 metros y una altura de 178 metros. Está compuesta principalmente de un pedraplén hecho de materiales graduados (cara de enrocamiento), el cual se construyó en varias etapas con el objeto de darle las condiciones requeridas para el colado de la cara de concreto.

Tipo	Enrocamiento con cara de concreto (CFRD)
Elevación de la corona	395.00 m
Elevación máxima del parapeto	396.50 m
Elevación máxima de terracerías (aguas arriba)	391.70 m
Elevación máxima de terracerías (aguas abajo)	393.00 m
Longitud de la corona	550.00 m
Altura total al desplante	186.00 m
Elevación de desplante	210.00 m
Altura bordo libre	2.00 m
Talud aguas arriba	1.4 :1
Talud aguas abajo	1.4 :1

Tabla 2.4 descripción general de la cortina

• **Plinto**

Esta obra de contención consiste en una estructura de concreto armado anclada a la roca (también conocida como zapata de cimentación) cuya longitud es de 1,750 metros. Sirve para apoyar la cara de concreto y como plataforma para la inyección de la masa de roca. El plinto y la cara de concreto se unen por medio de una junta perimetral de cobre. Una vez limpio el

cauce y las laderas de ambas montañas, se procedió al colado del plinto, ahogando en él los ductos por los que posteriormente se inyectó la masa de roca.

- ***Cara de concreto***

La cara de concreto queda sumergida bajo las aguas cuando finalmente se forma el embalse y consiste en una estructura de concreto armado apoyada en el plinto y la cortina. Tiene un área aproximada de 110,000 m² y un volumen de concreto de 63,030 m³ (equivalente al necesario para construir unos 20 estadios de fútbol). Fue colado por etapas en tramos de 15 metros de ancho; la continuidad del colado se logró por medio de juntas de construcción de cobre y PVC.

Fig. 2.3 Construcción del núcleo de tierra de la cortina



Núcleo de tierra.

Fig. 2.4 Cara de concreto lanzado, durante el proceso de construcción. Antes de cerrar los túneles de desvío

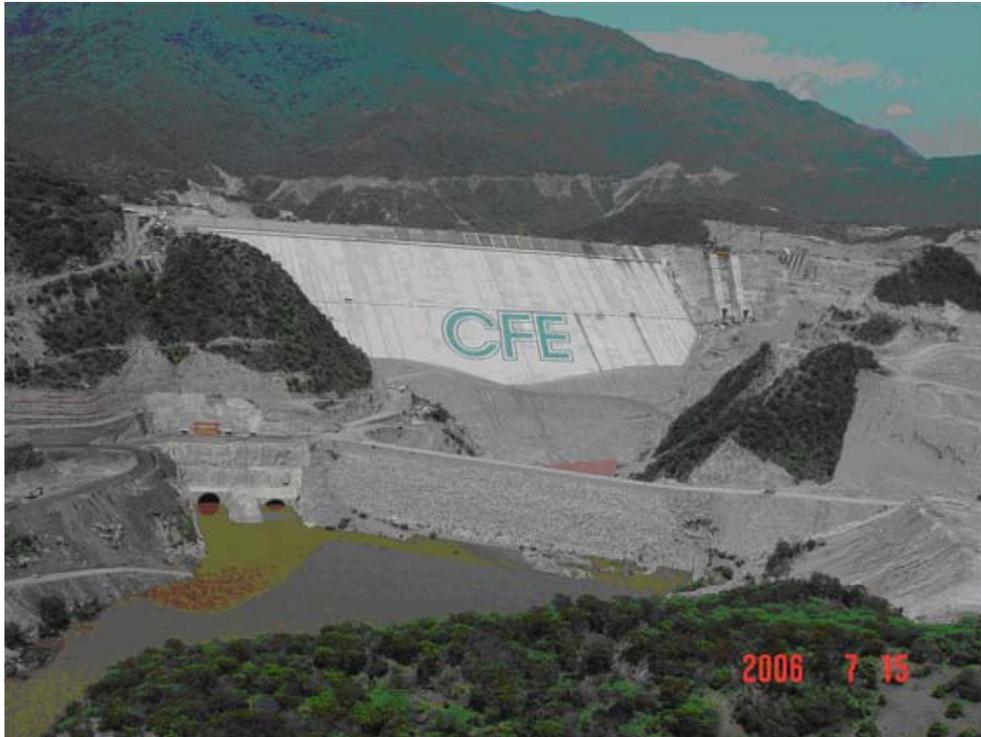


Fig. 2.5 Cara de concreto, a punto de terminar la construcción, posterior al cierre de túneles de desvío

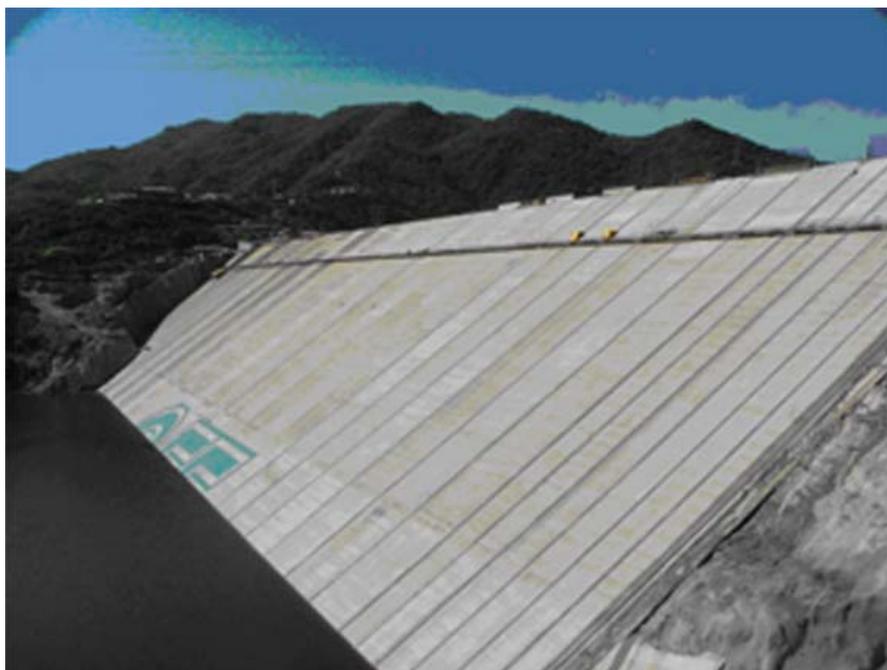


Fig. 2.6 Vista final de la cara de concreto, con el embalse casi a su máxima capacidad



Fig. 2.7 Vista final de la cortina del lado de la cara de enrocamiento



b) *Obras de generación*

Las obras de generación en una construcción de este tipo son la parte principal; en este punto es donde la energía potencial del agua embalsada (5,000 millones de m³) se transformará, gracias a la fuerza de gravedad, en energía cinética, luego en energía mecánica y finalmente en energía eléctrica, para regresar después al cauce natural del río.

Las obras de generación se componen por: obra de toma, casa de máquinas, galería de oscilación y túnel de desfogue.

- **La obra de toma**

Se conoce como obra de toma a un conjunto de elementos mediante los cuales ingresa el agua desde el embalse hasta el turbogenerador.

La entrada es de concreto reforzado y rejillas metálicas, las cuales evitan el ingreso de tierra y basura a la turbina.

La estructura de control cuenta con dos compuertas deslizantes de servicio operadas con servomotores, los cuales se encuentran en la grúa pórtico que suministra la entrada de agua a la turbina.

Tipo	En rampa
Dimensiones del vano (ancho / alto)	6.244 x 7.95 m
Dimensiones de las rejillas (ancho, alto) por conducto	15.36 x 18.89 m
Elevación del canal de llamada	322.40 m
Elevación umbral de compuerta de servicio	322.87 m
Carga hidráulica máxima	71.13 m
Masa estimada de cada elemento	75.00 t
Mecanismos de cierre	Compuertas rodantes
Cantidad	2 piezas
Mecanismo de izaje	Servomotores
Mecanismos de cierre auxiliar	Compuerta rodante
Cantidad	1 pieza
Dimensiones (ancho x alto)	6.244 x 7.95 m
Elevación umbral de compuerta auxiliar	324.33 m
Carga hidráulica máxima	71.13 m
Masa estimada de cada elemento	75.00 t

Tabla 2.5 Datos generales de la estructura de control.

Fig. 2.8 Obra de toma en la parte final de construcción



Fig. 2.9 Obra de toma concluida, empezando a llenar el embalse



**Fig. 2.10 Vista final de obra de toma, con el embalse lleno.
En la parte superior se aprecia la grúa pórtico**



• ***Tubería de presión***

Lleva el agua hasta el turbogenerador mediante un túnel de 8 metros de diámetro por cada unidad, con alma de camisa metálica, embebido en concreto reforzado.

Tipo	Acero
Diámetro	7.95 m
Gasto de diseño	259.77 m ³ /s

Tabla 2.6 Datos generales de la tubería de presión

Fig. 2.11 La tubería de presión fue hecha en El Cajón con lámina rolada

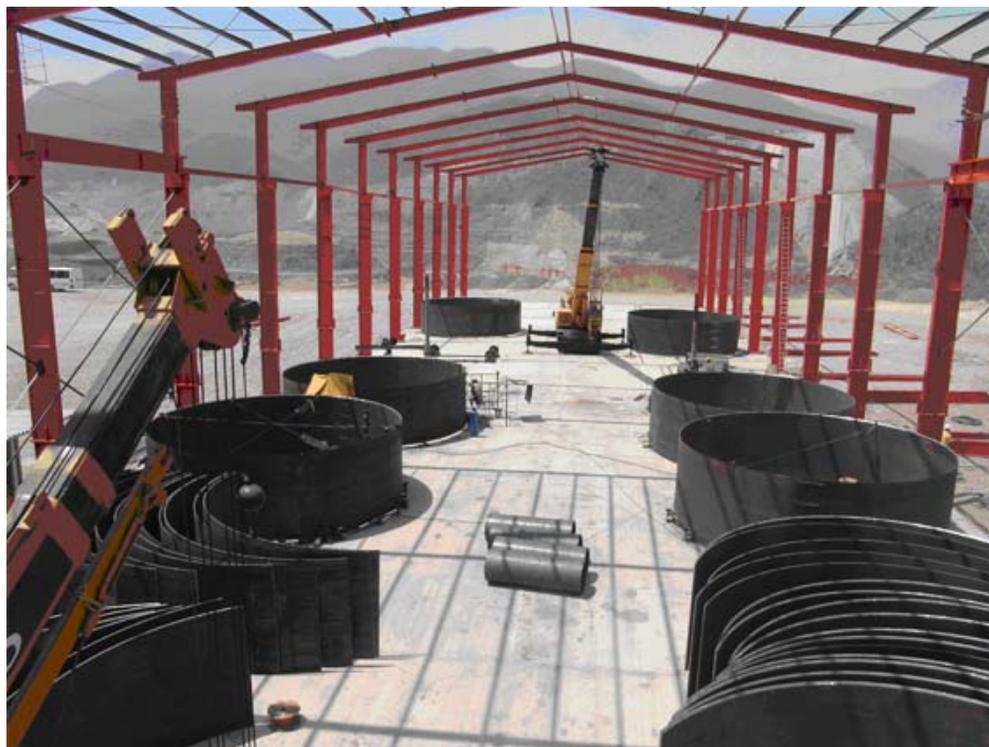


Fig. 2.12 Túnel en el que se montó la tubería de presión. Al fondo se observa la casa de máquinas



• **La casa de máquinas**

Se encuentra alojada en una caverna excavada en roca. Sus losas, muros y bóveda son de concreto reforzado.

Se ingresa a ella mediante un túnel de acceso vehicular hecho especialmente para dar cabida a las partes más grandes de los equipos a instalar.

Tipo	Subterránea
Dimensiones (ancho/largo/alto)	22.20 x 107.05 x 49.80 m
Elevación piso de excitadores	224.20 m
Potencia total instalada(generatores)	789.48 MVA
Grúa viajera (cantidad-capacidad)	2 x 400 t

Tabla 2.7 Datos generales de la casa de máquinas

Está equipada con:

• **Turbogeneradores**

Los turbogeneradores cuentan con turbinas de eje vertical, tipo Francis. Las piezas principales son: Carcasa Espiral, antedistribuidor, rodete, álabe directriz, anillo de regulación, flecha y rotor.

Fig. 2.13 Antedistribuidor con carcasa espiral

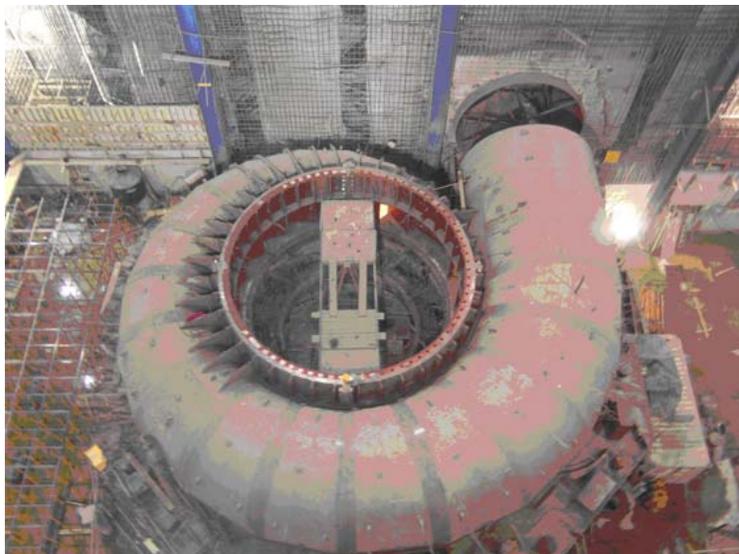


Fig. 2.14 Rodete



Fig. 2.15 Álabes directriz

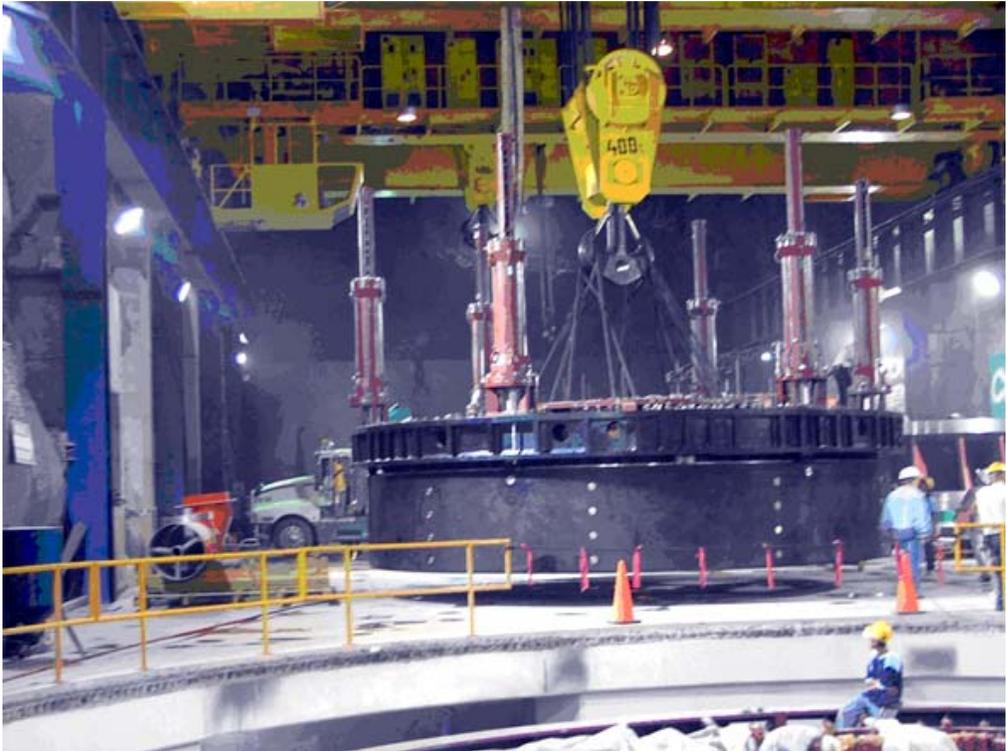


Fig. 2.16 Flecha con álabes directriz



Fig. 2.17 Armado del laminado del rotor



- **Sistema forzado de ventilación**

Por medio de tres lumbreras verticales y una lumbrera más para contener todos los cables de control, fuerza y medición. La última también es la que contiene al bus de fase aislada que va del turbogenerador hasta los transformadores de la subestación.

Fig. 2.18 Bus de fase aislada



- **Grúas viajeras**

Se instalaron dos con capacidad para 750 toneladas trabajando en tándem (de manera conjunta) para realizar el montaje de piezas y los servicios de mantenimiento de todos los equipos y sistemas auxiliares de los turbogeneradores.

**Fig. 2.19 Vista final de la casa de máquinas.
En la parte superior se aprecia una de las dos grúas viajeras**



- ***Turbina auxiliar de eje horizontal***

Su función es suministrar energía eléctrica para los servicios auxiliares de la central en caso de emergencia.

- ***Galería de oscilación***

Al salir el agua de la turbina, tiene una fuerza enorme, por lo que se le debe restar dicha fuerza, para evitar que el lecho del río se erosione prematuramente, así mismo es una característica que requieren las turbinas tipo Francis para evitar la cavitación en el rodete.

Tipo	Subterránea
Dimensiones	16.0 x 66.70 m
Altura máxima	54.36 m
Dimensiones del vano para compuerta (ancho, alto)	7.30 x 9.74 m
Nivel del agua con un canal del vertedor en operación (5 750 m ³ /s) y 2 unidades	241.18 m
Nivel del agua sin unidades operando	217.00 m
Mecanismos de cierre	Compuertas deslizantes
Cantidad	4 piezas
Dimensiones (ancho x alto)	7.30 x 9.74
Carga hidráulica máxima	42.70 m

Tabla 2.8 Datos generales de la galería de oscilación

• **Túnel de desfogue**

Permite el regreso del agua al cauce del río.

Tipo	Sección portal
Dimensiones (diámetro)	13.90 m
Longitud	310.33 m
Nivel del agua en el río con 1 Unidad/2 Unidades (Qdiseño)	220.38 / 222.10 m

Tabla 2.9 Datos generales del túnel de desfogue

Fig. 2.20 Vista interior de túnel de desfogue



Fig. 2.21 Compuertas de mantenimiento del túnel de desfogue



Fig. 2.22 Grúa de compuertas de mantenimiento



Fig. 2.23 Vista exterior de túnel de desfogue



c) *Subestación elevadora*

La subestación es del tipo blindado, cuenta con dispositivos en atmósfera de hexafluoruro de azufre (SF₆), la cual se estudia en este trabajo para proponer los programas de mantenimiento.

Se aloja en un edificio construido en una plataforma a cielo abierto; de manera similar se ubican los transformadores de potencia, casetas de ventilación, control, baterías y la subestación blindada de servicios auxiliares de la central con una tensión 13.8 kV.

En los capítulos siguientes se hará una descripción más amplia.

Tipo	SF₆
Tensión	400 kV
Área total en plataforma	15 252 m ²
Elevación de la plataforma	340.00 m
Arreglo	Interruptor y medio

Tabla 2.10 Datos generales de la subestación elevadora

Fig. 2.24 Vista aérea de la subestación



Fig. 2.25 Vista interior de la subestación



Fig. 2.26 Vista superior de la subestación



Fig. 2.27 Tablero de control local dentro de la subestación



**Fig. 2.28 Transformadores elevadores.
El bus de fase aislada se conecta por la parte posterior**



Fig. 2.29 Vista general de la subestación

- ***Bus de fase aislada***

La energía se conduce a través de lumbreras verticales hasta la superficie por medio de dos buses (conductores de circuitos para distribuir datos o corrientes de alimentación) de fase aislada a los transformadores que elevarán el voltaje de 17 a 400 kV.

Fig. 2.30 Bus de fase aislada desde las lumbreras hasta los transformadores

- **Líneas de transmisión**

La subestación cuenta con dos líneas de de 400 kv, con una longitud total aproximada de 18 km, las cuales conducen la energía hasta la subestación de Río Blanco.

Fig. 2.31 Líneas de transmisión



d) *Obra excedencias (vertedor)*

Las obras de excedencia fueron diseñadas para un alcanzar un gasto máximo de 14,864 m³/s, e inician en el canal de llamada excavado a cielo abierto, y se componen de: canal de llamada, zona de control, canal de descarga, cubeta deflectora y canal de salida, ubicados en la margen derecha del río Santiago.

- **Estructuras de control**

Fueron diseñadas para protección tanto de los poblados aledaños, así como de la misma estructura de la central hidroeléctrica, en el caso que las aguas del embalse subieran más allá del límite permisible, debido a las lluvias o a una avenida extraordinaria del río Santiago.

La zona de control está formada por el cimacio (moldura cóncava y convexa en forma de “s”) y pilas de concreto reforzado para conformar seis vanos; estos espacios huecos están

equipados con compuertas radiales operadas por servomotores para el manejo del agua que, por demasías, llegue al embalse de la presa.

- **Cimacio**

Inmediatamente después de la construcción de las pilas, se iniciaron los colados masivos en el cimacio. Esta estructura curva sirve para frenar la velocidad del agua y permitir que escurra con menos ímpetu por los canales del vertedor.

- **El canal de descarga**

Mide 91 m de ancho, es de sección rectangular revestido con concreto reforzado, cuenta con seis aireadores en el piso y está dividido por un muro longitudinal que remata en una cubeta deflectora (de desvío de la corriente).

Tipo	Controlado
Avenida máxima probable	15 915.00 m ³ /s
Gasto máximo de diseño	14 864.00 m ³ /s
Gasto unitario máximo de descarga	207.01 m ³ /s/ m
Volumen de la avenida de diseño	5 238.00 hm ³
Velocidad máxima en la descarga	46.00 m/s
Carga sobre la cresta	22.00 m
Elevación de la cresta	372.00 m
Longitud total de la cresta	72.00 m
Carga hidráulica máxima	20.70 m
Compuertas radiales	6 piezas
Dimensiones (ancho x alto)	12 x 20.70 m
Masa estimada de cada compuerta	178.00 ton
Dimensiones (ancho x alto)	12.0 x 22.05
Mecanismos para izaje	Grúa pórtico

Tabla 2.11 Datos generales del vertedor

Fig. 2.32 Pilas terminadas sin las compuertas radiales



Fig. 2.33 Prueba de levantamiento de la compuerta cilíndrica, sin agua



Fig. 2.34 Canal de descarga



Fig. 2.35 Vista aguas arriba del vertedor sin agua



**Fig. 2.36 Vista final del vertedor,
con la presa a su máxima capacidad**



3. ESTUDIO DE LA SUBESTACIÓN EN SF6

3.1 Descripción de la subestación encapsulada (GIS)

En una subestación encapsulada, todas las partes energizadas se encuentran dentro de envolventes metálicos llenos de gas a presión, en este caso hexafluoruro de azufre (SF₆). Tienen la misma configuración de una subestación de otro tipo, sin embargo, la diferencia consiste en que todas las partes y equipos que soportan tensión están contenidos dentro de envolventes metálicos que forman módulos que se interconectan fácilmente entre sí. Dichos módulos se encuentran en una atmósfera de gas seco a presión, el cual permite reducir enormemente las distancias de aislamiento, debido a su alta rigidez dieléctrica.

Para subestaciones con tensiones mayores a 230 kV se fabrican de forma monofásica con un envolvente en cada fase, es decir, por cada fase tenemos un envase de SF₆, lo cual nos ofrece algunas ventajas.

3.1.1 Ventajas de la subestación encapsulada

- ◆ Sólo puede existir el cortocircuito de fase a tierra, con lo que utilizando sólo una protección rápida se elimina la posibilidad de una perforación de la envolvente.
- ◆ La falla sólo afectará a una de las fases y no a las tres.
- ◆ Debido a que todo el equipo sometido a tensión se encuentra encapsulado y con conexión a tierra, se elimina el peligro de un contacto accidental con las partes bajo tensión, lo que se traduce en una mayor seguridad para el personal y continuidad de servicio.
- ◆ La construcción blindada evita la radiointerferencia y disminuye el nivel de ruido, debido a la operación de interruptores.

3.1.2 Componentes

• **Barras colectoras**

Están formadas por un tubo conductor de aluminio, de unos 15 cm de diámetro, soportado por medio de aisladores repartidos a lo largo de una cubierta tubular de aluminio a prueba de fugas, de 30 a 50 cm de diámetro exterior, conectada a tierra de tramo en tramo. El volumen entre el conductor y la cubierta se llena con SF6 a presión. Todas las juntas se conectan entre sí con bridas selladas, atornilladas hasta formar el conjunto de barras.

• **Conductores internos**

Son los encargados de unir una sección con la siguiente por medio de contactos con dedos de tipo tulipán, que permiten una buena presión de contacto.

• **Aisladores**

Tienen forma de disco, de resina sintética y cumplen diferentes funciones, como aislar eléctricamente, soportar las barras dentro del cilindro y separar los compartimentos de gas.

• **Envolventes**

En este caso son monofásicas, es decir, un cilindro metálico por cada fase; para estas tensiones sólo se maneja aluminio, ya que disminuye la descomposición del gas por el arco, además de que las carcasas son fundidas, lo que se traduce en mejor reparto del campo eléctrico, y, al ser de mayor espesor que las de acero, tienen una menor perforación por arco eléctrico.

El aislamiento entre las partes energizadas y la envolvente se logra con la utilización del SF6, a una presión fijada por el fabricante para provocar la extinción del arco.

• **Cuchillas**

Se encuentran dentro de la envolvente, parecen una continuación de las barras colectoras. Su conexión es de tipo telescópico.

Constan de dos partes. El contacto del lado fijo es de tipo tulipán, y el móvil es un contacto concéntrico que se acciona por medio de un mecanismo motorizado, el cual acciona las tres fases mediante un mando operado, ya sea en forma local o remota.

En las subestaciones encapsuladas se utilizan las cuchillas de puesta a tierra de operación motorizada, diseñadas para soportar la desconexión de una línea energizada, sin sufrir deterioro, y son utilizadas como elemento de protección rápido. Se instalan en la entrada de energía de la subestación, es decir, en la entrada de los transformadores.

Existe otro tipo, que son las cuchillas de operación manual, utilizadas para conectar a tierra la sección de la subestación que será puesta a tierra por mantenimiento, en conjunto con las cuchillas seccionadoras.

• **Interruptores**

Al igual que las cuchillas, se encuentran dentro de la envolvente. Las cámaras de una sola presión inyectan el gas por medio de un émbolo acoplado mecánicamente al contacto móvil, el cual comprime el mismo gas que rodea al interruptor a una presión dos o tres veces mayor, lo que origina el soplado, alargamiento y enfriamiento del arco y su extinción al pasar la onda de corriente por cero.

• **Transformador de potencia**

Se encuentran entre el bus de fase aislada que sale de los generadores y la subestación encapsulada, y eleva la tensión de salida del generador de 17 [KV] hasta 440 [KV].

• **Transformador de corriente**

Están montados en ambos lados de los interruptores y en la parte inferior de las boquillas de entrada y se utilizan como protección.

• **Boquillas**

Son de porcelana. Existen dos tipos de boquillas en la subestación.

Boquilla gas-aceite

Son las que interconectan el bus de fase aislada con el transformador de potencial.

Boquillas aire-gas

Son las que conectan la salida de la subestación a la línea aérea.

• **Gabinete de control**

Es el tablero donde se unen los elementos de mando y la indicación de los alimentadores, así como el control de los interruptores y sus cuchillas laterales.

3.2 Descripción de esquemas de protección

El arreglo de la subestación es del tipo de interruptor y medio, que combina la seguridad de puenteo con interruptores, el cual permite eliminar una barra, en caso de falla, sin interrumpir el flujo de energía en la red que se irá por la otra barra.

Es un arreglo dividido en varias secciones, en el cual cada par de circuitos se encuentra en una sección de barra separada y es posible operar este par o grupos de pares separados del resto del circuito. Sin embargo, para cubrir todas las contingencias de desconexión, los interruptores y otros equipos deben ser capaces de manejar corrientes de carga combinadas de dos circuitos.

Debido a su alta seguridad contra fallas en el suministro, el sistema de interruptor y medio es recomendable para este tipo de subestaciones asociadas con plantas generadoras de gran capacidad.

En el tablero del equipo de protección por cada unidad existe:

- ◆ Un conjunto de relé diferencial completo
- ◆ Dos conjuntos de transformadores de corriente para las conexiones del circuito diferencial
- ◆ Un conjunto de cuchillas en paralelo para conexión a tierra

3.3 Descripción de tableros de auxiliares

Se conoce como sistemas auxiliares al conjunto de instalaciones que funcionan a baja tensión, utilizados para alimentar los sistemas de control, protección, señalización, alarmas, alumbrado y el sistema contra incendio de la subestación.

Si los dividimos por su tipo de alimentación tenemos:

En corriente directa:

- ◆ Una batería de 120 [v] y 216 [Ah]
- ◆ Una batería de 51 [v] y 35 [Ah]

Ésta última se utiliza para energizar:

- ◆ Protecciones
- ◆ Lámpara piloto
- ◆ Registro de eventos
- ◆ Circuito de interferencia de potenciales
- ◆ Sistema contra incendio

• **Tableros de control de la subestación**

Como su nombre indica sirven para el control y se compone de varios elementos:

- ◆ Osciloperturbógrafo
- ◆ Gabinete del equipo de onda portadora
- ◆ Control de los interruptores de alta y baja tensión
- ◆ Control de las cuchillas
- ◆ Alarmas
- ◆ Alumbrado de emergencia

• **Transformador de servicios**

Existen en corriente alterna: dos transformadores de 225 [KVA] y 23 [KV]/220-127[V], cada uno alimentado por un banco de potencia distinto o bien por un banco y un alimentador que puede tener de regreso de otra subestación mediante la red de distribución. Alimenta los tableros de auxiliares y los cargadores de baterías.

• **Bancos de baterías**

Esta batería es utilizada para energizar equipos de comunicaciones, telecontrol y electrónico.

3.4 Instalaciones eléctricas principales (diagramas unifilares)

Un diagrama unifilar es un arreglo que permite facilitar la comprensión de un circuito eléctrico; mediante símbolos estándar, en lugar de sus circuitos equivalentes, se indican las partes que los componen, no se muestran los parámetros del circuito; el conjunto de conductores de un circuito se representa mediante una sola línea. Normalmente tiene una estructura de árbol.

A continuación se presentan los diagramas de las instalaciones eléctricas, tanto de las principales, como de las auxiliares, estas últimas se dividen de acuerdo con su tipo de alimentación, las de corriente continua y las de corriente directa.

4. CORTO CIRCUITO EN LA SUBESTACIÓN

4.1 Cálculo de corto circuito

Se plantea un sistema eléctrico con condiciones similares a las reales de El Cajón, las siguientes 2 subestaciones y un equivalente del sistema eléctrico nacional (es válido ya que sólo es un ejemplo demostrativo), los datos son los siguientes:

Datos de placa (Generadores 1 y 2)	Abreviatura	Valor
Potencia	P	375 [MW]
Voltaje	V	17 [KV]
Reactancia síncrona	xd	0.06
Factor de potencia	f.p.	0.95

Datos de placa (Generador S. E. N.)	Abreviatura	Valor
Potencia	P	17000 [MW]
Voltaje	V	400 [KV]
Reactancia síncrona	xd	1.76
Factor de potencia	f.p.	0.9

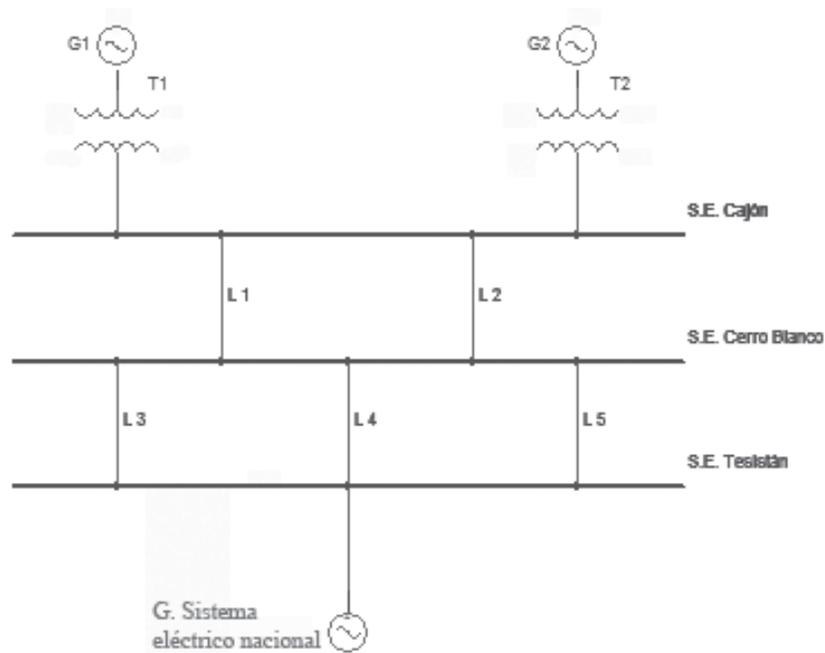
Datos de placa (Transformadores)	Abreviatura	Valor
Relación de transformación	r. t.	17 / 400
Potencia	S	440 [MVA]
Reactancia de corto circuito	xcc	0.11

Datos (Líneas 1 y 2)	Abreviatura	Valor
Impedancia	Z	0.005 p.u.
Datos (Líneas 3, 4 y 5)	Abreviatura	Valor
Impedancia	Z	0.015 p.u.

Tabla 4.1 Datos para cálculo de corto circuito en el sistema propuesto

Antes de realizar cualquier cálculo se tiene que hacer el diagrama unifilar del sistema.

Diagrama 4.1



Los valores base son: $S_{Base} = 100[MVA]$, $V_{Base} = 400[Kv]$ y, por consiguiente:

$$I_{Base} = \frac{S_{Base}}{V_{Base}} \quad I_{Base} = \frac{100[MVA]}{\sqrt{3} * 400[Kv]} \quad I_{Base} = 144.3375[A]$$

Este análisis se llevará a cabo por dos métodos: el primero utilizando la teoría de los sistemas eléctricos de potencia y, por último, usando software especializado.

Para el cálculo paso a paso, primero debemos reducir el sistema de la siguiente manera:

Obteniendo la potencia:

$$S = \frac{P}{f \cdot p} \quad S = \frac{375[MW]}{0.95} \quad S = 394.7368[MVA]$$

Corriente de falla del generador:

$$I_{FallaGen} = \frac{394.736[MVA]}{\sqrt{3} * 17[Kv]} \quad I_{FallaGen} = 13405.966[A]$$

$$Z_{Th} = \frac{V_{AN}}{I_{Falla}} \quad Z_{ThGen} = \frac{17[Kv]}{\sqrt{3} * 13405.966[A]} \quad Z_{ThGen} = 0.7321$$

$$I_{FallaSEN} = \frac{S}{\sqrt{3} * V} \quad I_{FallaSEN} = \frac{17000[MVA]}{\sqrt{3} * 400[Kv]} \quad I_{FallaSEN} = 24537.3864[A]$$

Para poner todo el sistema en p. u. (por unidad) tomamos como base $S_{Base} = 100[MVA]$ y la fórmula $X = x_d \frac{S_{Base}}{S}$ y lo aplicamos a cada elemento del sistema.

$$X_{Gen} = 0.06 \frac{100[MVA]}{394.7368[MVA]} \quad X_{Gen} = 0.01520 p.u.$$

$$X_{SEN} = 1.76 \frac{100[MVA]}{17000[MVA]} \quad X_{SEN} = 1.0353 p.u.$$

$$X_{Trafo} = 0.11 \frac{100[MVA]}{440[MVA]} \quad X_{Trafo} = 0.025 p.u.$$

Se tiene una impedancia para el generador que simula al SEN, la cual se calcula obteniendo la S en p. u. y obteniendo el inverso.

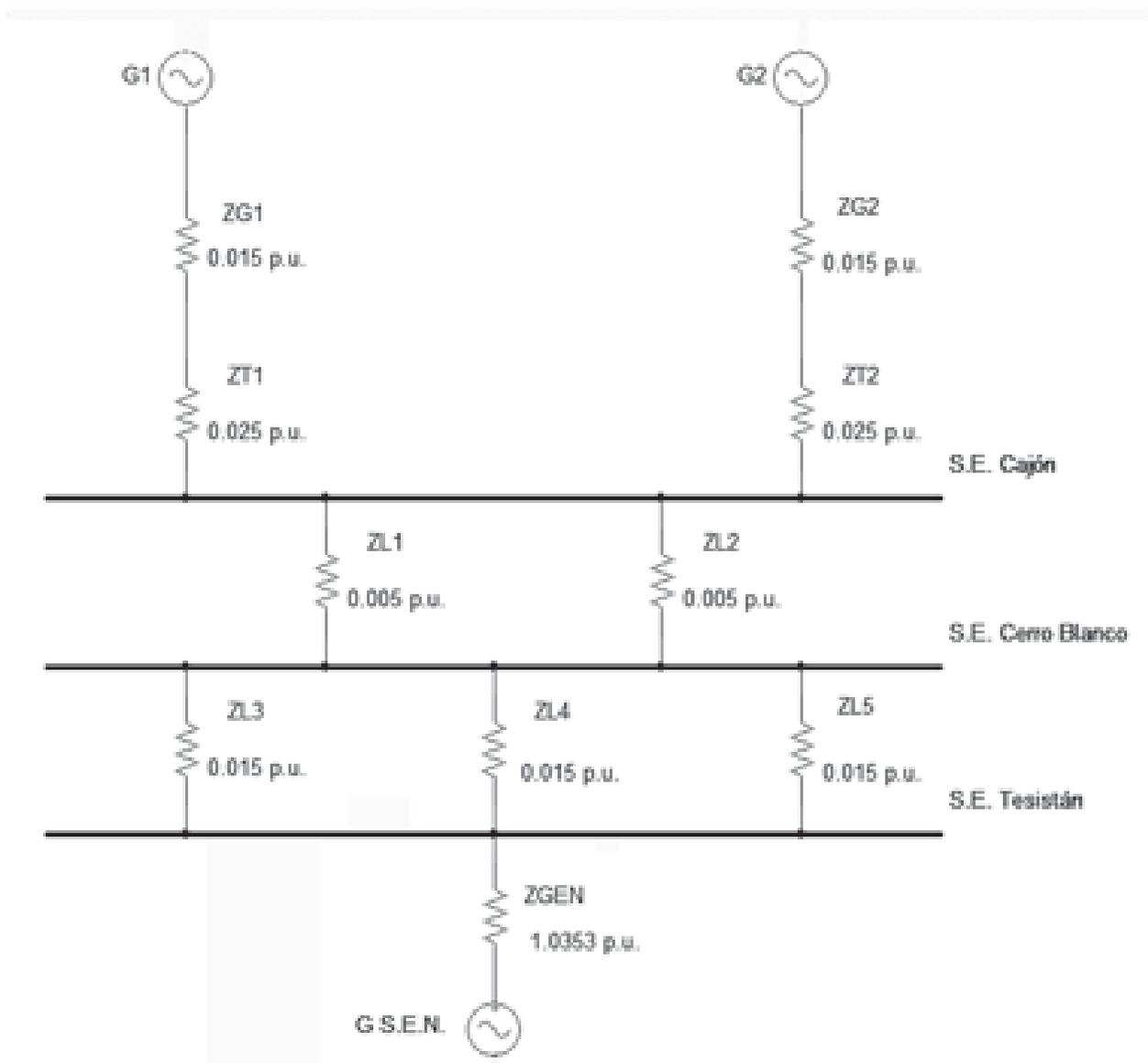
$$S_{p.u.} = \frac{S_{SEN}}{S_{Base}} \quad S_{p.u.} = \frac{17000[MVA]}{100[MVA]} \quad S_{p.u.} = 170 p.u.$$

$$Z_{Th} = \frac{1}{S_{p.u.}}$$

$$Z_{Th} = 0.0058 p.u.$$

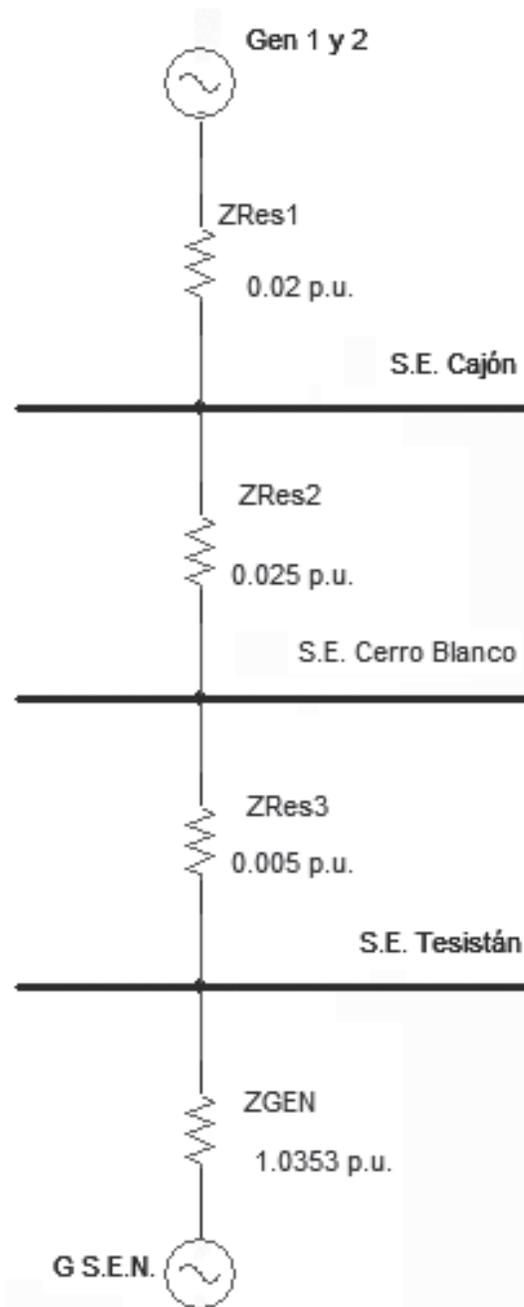
Con los valores en p. u. se obtiene el siguiente diagrama:

Diagrama 4.2



Reduciendo:

Diagrama 4.3

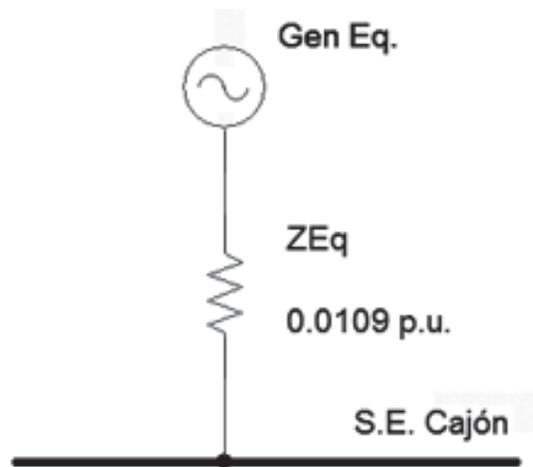


Se fija la falla; en este caso, en el bus de la subestación El Cajón, y se reduce el circuito.

4.1.1 Para falla trifásica

Para la falla trifásica se toman en cuenta todos los elementos y se reduce al circuito básico.

Diagrama 4.4



Se obtiene la potencia reactiva:

$$S_{3\phi} = \frac{1}{Z_{Th}} \quad S_{3\phi} = \frac{1}{0.0109} \quad S_{3\phi} = 91.2994 \text{ p.u.}$$

Multiplicando por la SBase para tener el valor en [MVA]

$$S_{3\phi} = 9129.94 [\text{MVA}]$$

Finalmente:

$$I_{3\phi} = \frac{S_{3\phi}}{\sqrt{3} * V} \quad I_{3\phi} = \frac{9129.94 [\text{MVA}]}{400 [\text{Kv}] \sqrt{3}} \quad I_{3\phi} = 13177.9383 [\text{A}]$$

De la simulación se obtuvo:

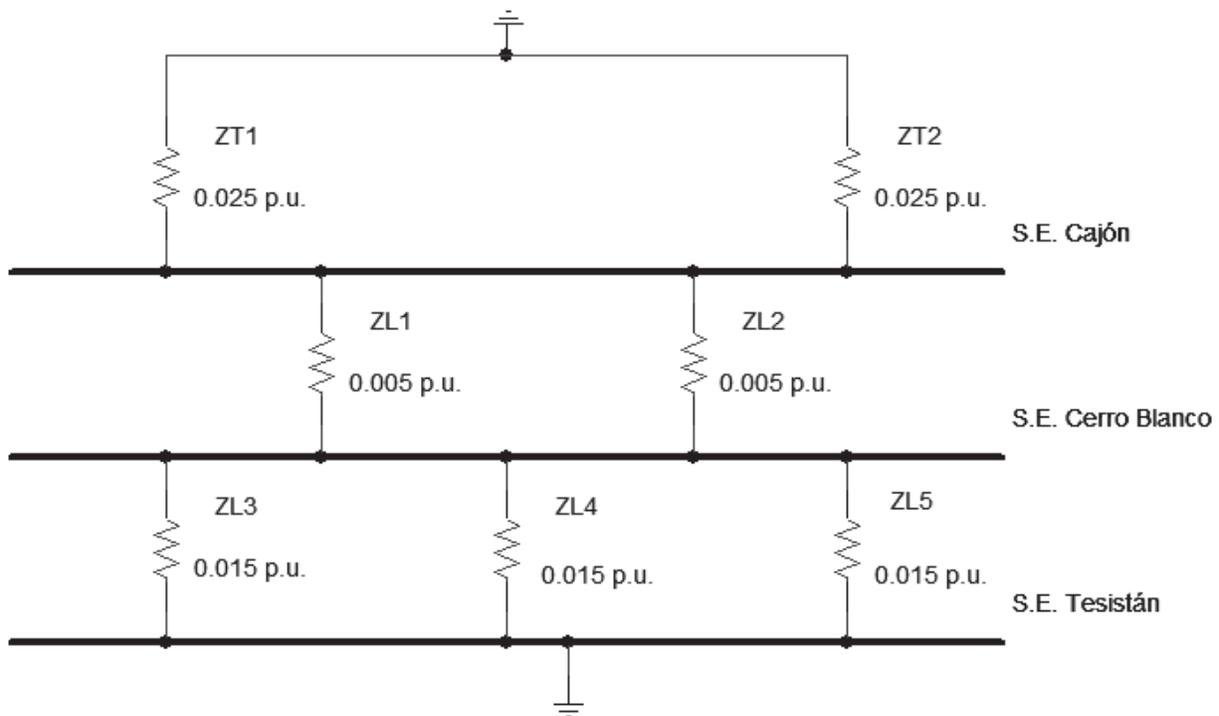
$$I_{3\phi} = 13.271 [\text{KA}]$$

Que difiere un poco porque el programa, posiblemente, utiliza un criterio diferente, sin embargo, son valores cercanos.

4.1.2 Para falla monofásica

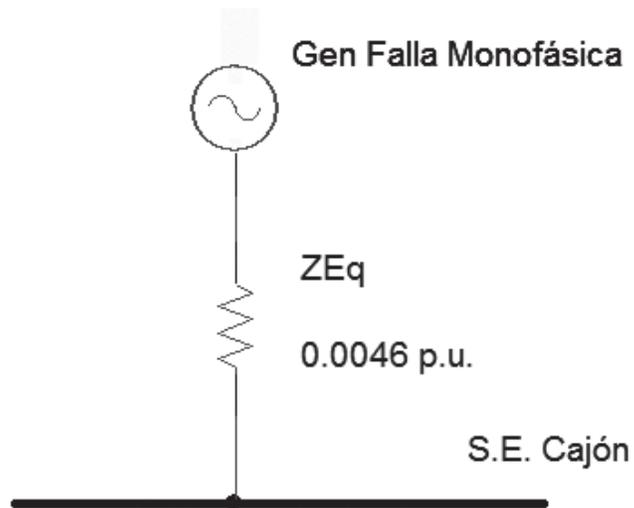
Para este tipo de falla se toman en cuenta todos los elementos, excepto los generadores para obtener la Z_{00} (impedancia de secuencia cero), por lo que el circuito queda de la siguiente manera:

Diagrama 4.5



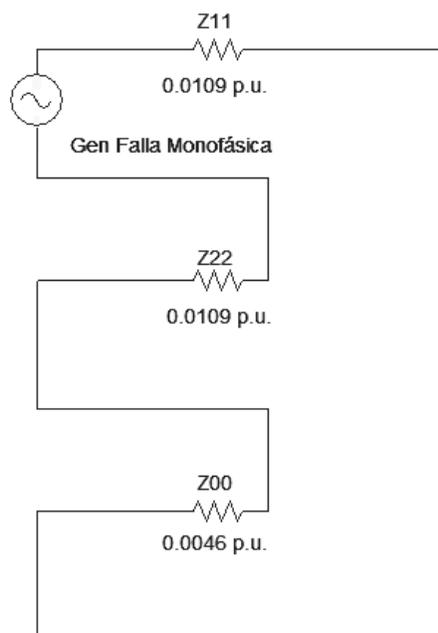
Se reduce a:

Diagrama 4.6



Las Z_{11} y Z_{22} son iguales entre sí, e iguales a la Z_{Th} obtenida al final y suponiendo una $R_f=0$, el circuito final quedará de esta forma:

Diagrama 4.7



Reduciendo nuevamente, y como el sistema está en p. u. $V=1p.u.$

$$I_0 = \frac{1}{0.0109 + 0.0109 + 0.0046} \quad I_0 = 37.8787 p.u$$

$$I_{1\phi} = 3I_0 \quad I_{1\phi} = 3(37.8787 p.u.) \quad I_{1\phi} = 113.6363 p.u$$

$$I_{1\phi} = 144.3375[A] \quad I_{1\phi} = 13.6363 p.u. \quad I_{1\phi} = 16401.9886[A]$$

De la simulación se obtuvo:

$$I_{1\phi} = 16.316[KA]$$

No son idénticos por la razón mencionada, pero con los resultados obtenidos en todo el análisis, se puede concluir también que el interruptor utilizado en esta subestación es muy grande para cubrir la corriente de falla, considerando el aumento en la generación en las zonas aledañas a la central.

4.1.3 Simulación para ambas fallas con software EDSA

Diagrama 4.8
Simulación falla trifásica

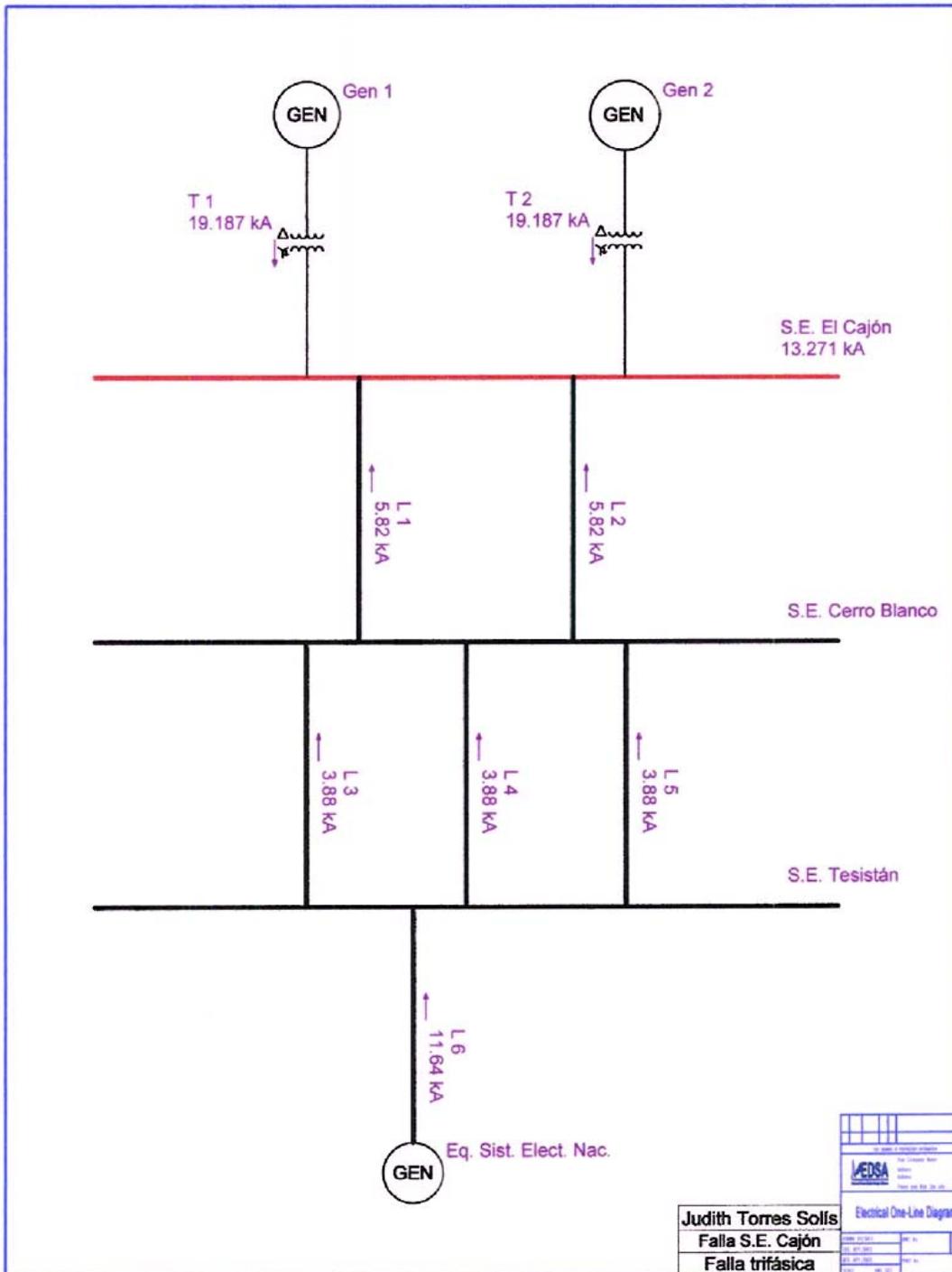
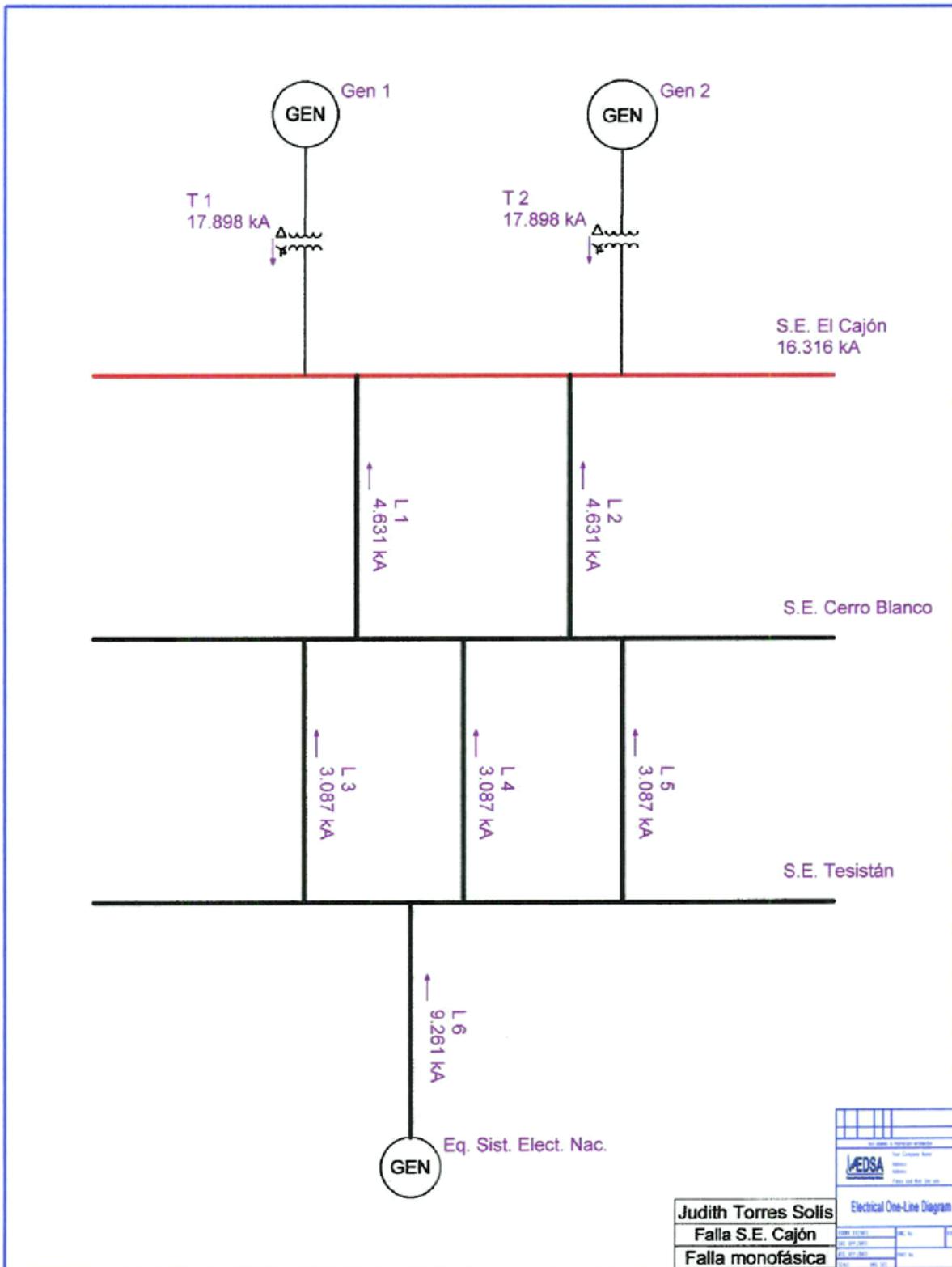


Diagrama 4.9
Simulación falla monofásica



Hoja 1 simulación

EDSA
3-Phase Short Circuit v5.50.00

```

Project No.:                               Page : 1
Project Name:                              Date  : 09/20/2009
Title :                                     Time  : 08:18:48p.
Drawing No.:                               Company:
Revision No.:                              Engineer:
JobFile Name: SIMULACION 1 TRI             Check by:
Scenario : 1:                               CheckDate:
Base MVA : 100.00                          Cyc/Sec : 60

```

Electrical One-Line 3-Phase to Single-Phase project

System Summary

```

Total Number of Activate Nodes : 6
Total Number of Branches      : 8

Number of Active Sources      : 3
Number of Active Motors       : 0
Number of ZigZag Busses       : 0
Number of Transformers         : 2
Number of Active Islands       : 1
Reference Temperature (°C)     : 25.0

```

Calculation Options

```

Calculating Fault at Single Bus
Classical Calculation
Complex Z for X/R and Fault Current

Prefault Voltages : Use System Voltage
Base Voltages     : Use System Voltages
Use Only X to Calculate Results

```

Hoja 2 simulación

EDSA
3-Phase Short Circuit v5.50.00

```

Project No.:                               Page : 2
Project Name:                              Date  : 09/20/2009
Title :                                     Time  : 08:18:48p.
Drawing No.:                               Company:
Revision No.:                              Engineer:
JobFile Name: SIMULACION 1 TRI             Check by:
Scenario : 1:                               CheckDate:
Base MVA : 100.00                          Cyc/Sec : 60

```

Electrical One-Line 3-Phase to Single-Phase project

Generator Data

Bus Name	System kV	Cd	MVA	%X	X/R	Ground ohms
Eq. Sist. Elect. Nac. Actual V.->	400	GS	17000	210.8	748.8	(+) "
	400			15000	748.8	(+) '
				100000	748.8	(+)
				73.10	748.8	(-)
				9000	748.8	(0)
Gen 1 Actual V.->	17	GS	394.74	60.00	174.5	(+) "
	17			15.00	174.5	(+) '
				100.0	174.5	(+)
				3.947	174.5	(-)
				9.000	174.5	(0)
Gen 2 Actual V.->	17	GS	394.74	60.00	174.5	(+) "
	17			15.00	174.5	(+) '
				100.0	174.5	(+)
				3.947	174.5	(-)
				9.000	174.5	(0)

Hoja 3 simulación

EDSA

3-Phase Short Circuit v5.50.00

```

Project No.:                               Page   :   3
Project Name:                              Date    : 09/20/2009
Title      :                               Time    : 08:18:48p.
Drawing No.:                              Company  :
Revision No.:                             Engineer :
JobFile Name: SIMULACION 1 TRI             Check by :
Scenario   : 1:                           CheckDate:
Base MVA   : 100.00                        Cyc/Sec : 60

```

Electrical One-Line 3-Phase to Single-Phase project-----
Transformers Data

Branch Name	Cd Device Type	MVA	%R	%X	Nameplt kV	Ground ohms
T 1	TR	394.74	0	9.868 (+)	17 Delta	
				0	9.868 (0)	400 Y-Solid
		%Z = 9.868	-	(+)		
T 2	TR	394.74	0	9.868 (+)	17 Delta	
				0	9.868 (0)	400 Y-Solid
		%Z = 9.868	-	(+)		

Hoja 4 simulación

EDSA

3-Phase Short Circuit v5.50.00

```

Project No.:                               Page   :   4
Project Name:                              Date    : 09/20/2009
Title      :                               Time    : 08:18:48p.
Drawing No.:                              Company  :
Revision No.:                             Engineer :
JobFile Name: SIMULACION 1 TRI             Check by :
Scenario   : 1:                           CheckDate:
Base MVA   : 100.00                        Cyc/Sec : 60

```

Electrical One-Line 3-Phase to Single-Phase project-----
Feeders/Cables Data

Resistance displayed in the Editor is at 25.0°C.

Branch Name	#C Device Type	Length Meters	R Ohms/K	X Ohms/K	Suscept (mhos)	Temp °C
L 1		0	0	0.0095 (+)	20.0	
				0	0.0247 (0)	
L 2		0	0	0.0095 (+)	20.0	
				0	0.0247 (0)	
L 3		0	0	0.0286 (+)	20.0	
				0	0.1972 (0)	
L 4		0	0	0.0286 (+)	20.0	
				0	0.0247 (0)	
L 5		0	0	0.0286 (+)	20.0	
				0	0.0247 (0)	
L 6		0	0	0.0000 (+)	20.0	
				0	0.0000 (0)	

Hoja 5 simulación

EDSA

3-Phase Short Circuit v5.50.00

```

Project No.:                               Page    : 5
Project Name:                              Date     : 09/20/2009
Title      :                               Time     : 08:18:48p.
Drawing No.:                              Company  :
Revision No.:                             Engineer :
JobFile Name: SIMULACION 1 TRI             Check by :
Scenario   : 1:                           CheckDate:
Base MVA   : 100.00                       Cyc/Sec  : 60
  
```

 Electrical One-Line 3-Phase to Single-Phase project

 Bus Results: 0.5 Cycle--Symmetrical--3P, LL, LG, & LLG Faults

Bus Name	Pre-Flt kV	3P Flt. KA	LL Flt. KA	LG Flt. KA	LLG Flt KA	Thevenin Imped.		Complex
						Z+ (pu)	Zo (pu)	3P X/R
S.E. El Cajón	400	13.27	17.45	16.32	16.77	0.0109	0.0122	681.71

5. OPERACIÓN DEL GENERADOR

5.1 Descripción del generador de polos salientes

5.1.1 Descripción general

Las máquinas síncronas están entre los tres tipos más comunes de máquinas eléctricas, especialmente en aplicaciones de potencia. Se llaman síncronas porque trabajan a velocidad y frecuencia constantes en condiciones de operación estacionarias, dependientes directamente de la frecuencia de la red. Como la mayoría de las máquinas giratorias, una máquina síncrona es capaz de trabajar como motor generador e incluso como inductor o como condensador.

La operación de un generador síncrono o alternador se basa en la ley de Faraday de inducción electromagnética; así, un generador síncrono trabaja de manera muy semejante a un generador de corriente continua, en el que la generación de f.e.m. (fuerza electromotriz) se logra por medio del movimiento relativo entre conductores y un flujo magnético. Al colocar una espira dentro de un campo magnético y hacerlo girar, sus lados cortarán las líneas de fuerzas de campo, lo que induce entonces una f.e.m. que se puede verificar entre los extremos del conductor de forma de espira. Las dos partes básicas de una máquina síncrona son la estructura del campo magnético, que lleva un devanado excitado por corriente continua, y la armadura. La armadura tiene un devanado trifásico de corriente alterna. Casi todas las máquinas síncronas tienen armaduras estacionarias y estructuras de campo giratorias. El devanado de corriente continua sobre la estructura giratoria del campo se conecta a una fuente externa por medio de anillos deslizantes y escobillas. Algunas estructuras de campo no tienen escobillas, sino que tienen excitación sin escobillas por medio de diodos giratorios.

Una barra infinita es un conductor de un sistema eléctrico en el que la tensión (módulo y ángulo) y la frecuencia se mantienen constantes para cualquier condición de carga del sistema.

Con el fin de lograr una mejor representación de las ideas, conviene considerar como barra infinita un punto de acceso eléctrico donde hay una máquina sincrónica de dimensiones mucho más grandes que la máquina sincrónica conectada a la barra, cuyo comportamiento se desea estudiar.

Una máquina sincrónica conectada a una barra infinita que tiene una frecuencia f , está obligada a girar a la siguiente velocidad:

$$n = \frac{120 \cdot f}{p} \quad \text{rpm}$$

Llamada velocidad sincrónica, donde p es el número de polos de la máquina y n la velocidad angular.

Si, por alguna razón, la máquina sincrónica no tiene exactamente la velocidad que le impone la barra infinita, se establecerán torques de origen eléctrico que tratarán de hacer que la máquina recupere y mantenga su velocidad sincrónica, lo que quiere decir que se mantenga en sincronismo.

Si sucede que la velocidad ha cambiado tanto, como para que no sea posible recuperar la velocidad de sincronismo, entonces la máquina entra en la zona de inestabilidad o se sale del sincronismo.

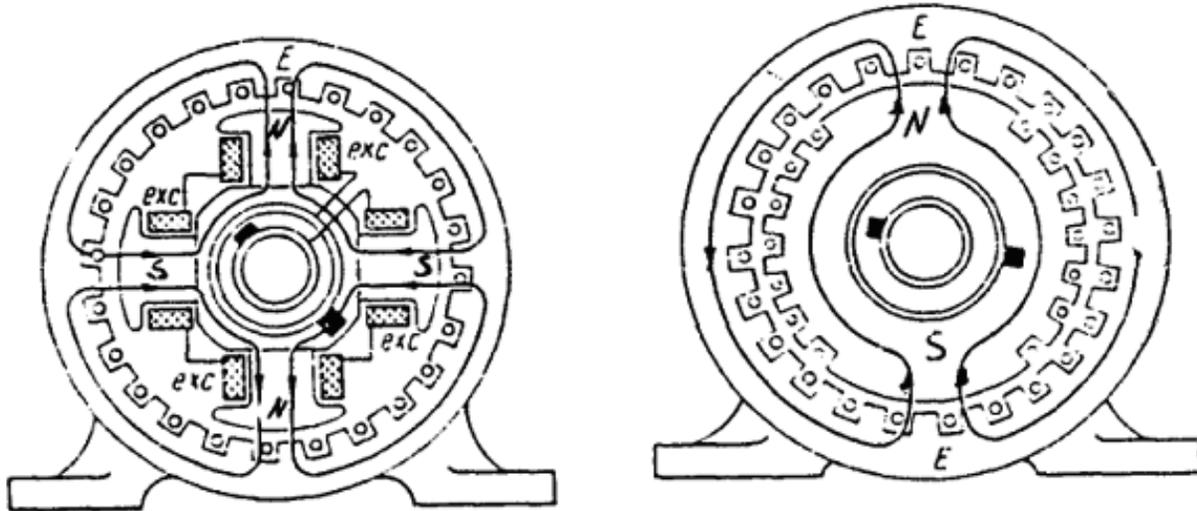
La sincronización de una máquina de este tipo tiene lugar cuando se conecta la máquina a la red. En realidad, cuando se interconecta una máquina sincrónica con la red, lo que se está haciendo es conectarse con otras máquinas sincrónicas que ya están funcionando.

5.1.2 Principio de funcionamiento

Existen tres arrollamientos iguales independientes, dispuestos de modo que se encuentran desplazados 120° entre sí. Según el principio de la inducción, al dar vueltas el motor (imanes polares con devanado de excitación en la parte giratoria) se generan en los arrollamientos tensiones alternas senoidales y respectivamente corrientes alternas, desfasadas también 120° entre sí, por lo cual quedan desfasadas igualmente en cuanto a tiempo. De esa forma tiene lugar un ciclo que se repite constantemente, produciendo la corriente alterna trifásica.

Todos los generadores trifásicos utilizan un campo magnético giratorio. En el dibujo siguiente hemos instalado tres electroimanes alrededor de un círculo. Cada uno de ellos está conectado a su propia fase en la red eléctrica trifásica. Como se puede observar, cada electroimán produce alternativamente un polo norte y un polo sur hacia el centro.

Fig. 5.1 Esquema de construcción de alternadores síncronos con rotores de polos salientes y lisos



5.1.3 Partes principales

Una máquina eléctrica rotativa está compuesta de las siguientes partes:

Un circuito magnético

- ◆ Estator. Parte fija.
- ◆ Rotor. Parte móvil que gira dentro del estator.
- ◆ Entrehierro. Espacio de aire que separa el estator del rotor y que permite el movimiento. Debe ser lo más reducido posible.

Dos circuitos eléctricos, uno en el rotor y otro en el estator.

- ◆ Arrollamiento o devanado de excitación o inductor. Uno de los devanados, al ser recorrido por una corriente eléctrica produce una fuerza magnetomotriz que crea un flujo magnético.
- ◆ Inducido. El otro devanado, en el que se induce una f.e.m. que da lugar a un par motor (si se trata de un motor) o en el que se induce una f.c.e.m. que da lugar a un par resistente (si se trata de un generador).

En el estator se alojan tres bobinas, desfasadas entre sí 120° . Cada una de las bobinas se conecta a una de las fases de un sistema trifásico y dan lugar a un campo magnético giratorio:

Fig. 5.2 Estator

El rotor

Es la parte móvil giratoria que se localiza en el interior del estator. Está hecho a base de placas apiladas y montado sobre el eje del motor. Dispone de unas ranuras donde van colocados los conductores que forman la bobina de inducido, que están cerrados sobre sí mismos constituyendo un circuito cerrado. Al ser afectados los conductores por un campo magnético variable, en ellos se generan f.e.m. que dan lugar a corrientes eléctricas. Al circular las corrientes eléctricas por unos conductores dentro de un campo magnético, aparecen fuerzas que obligan al rotor a moverse siguiendo al campo magnético.

Desde el punto de vista constructivo se pueden distinguir dos formas típicas de rotor:

Rotor de jaula de ardilla. Está constituido por barras de cobre o de aluminio unidas en sus extremos a dos anillos del mismo material.

Fig. 5.3 Rotor jaula de ardilla

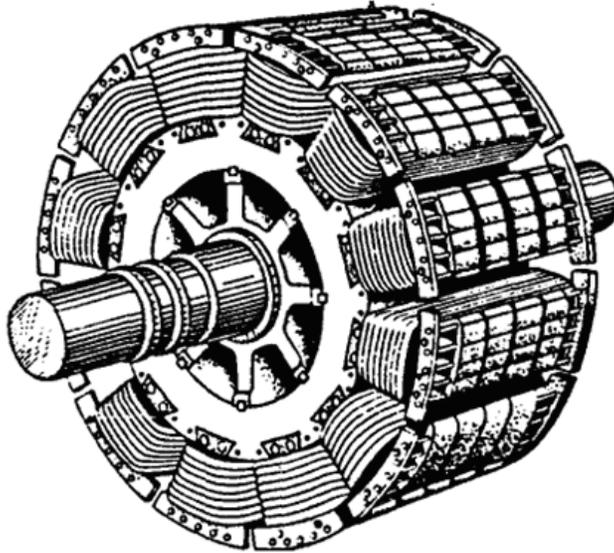
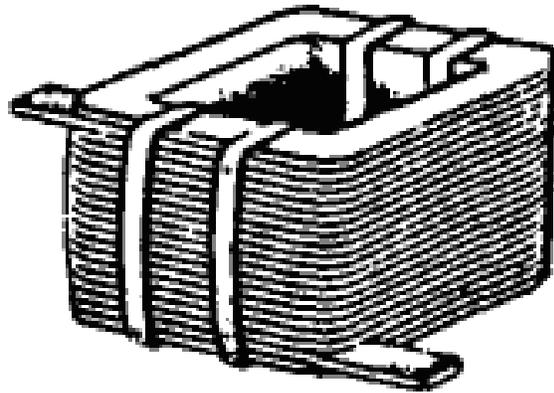


Fig. 5.4 Polo con jaula de amortiguamiento



Fig. 5.5 Devanado del polo



Rotor bobinado o de anillos rozantes. El rotor está constituido por tres devanados de hilo de cobre conectados en un punto común. Los extremos pueden estar conectados a tres anillos de cobre que giran solidariamente con el eje (anillos rozantes o colectores). Haciendo contacto con estos tres anillos se encuentran unas escobillas que permiten conectar a estos devanados unas resistencias que permiten regular la velocidad de giro del motor. Son más caros y necesitan un mayor mantenimiento.

Fig. 5.6 Rotor

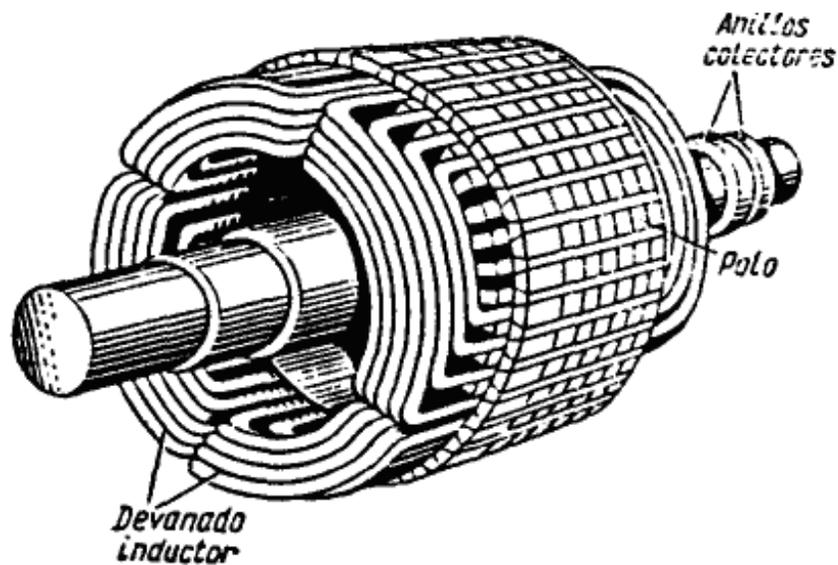
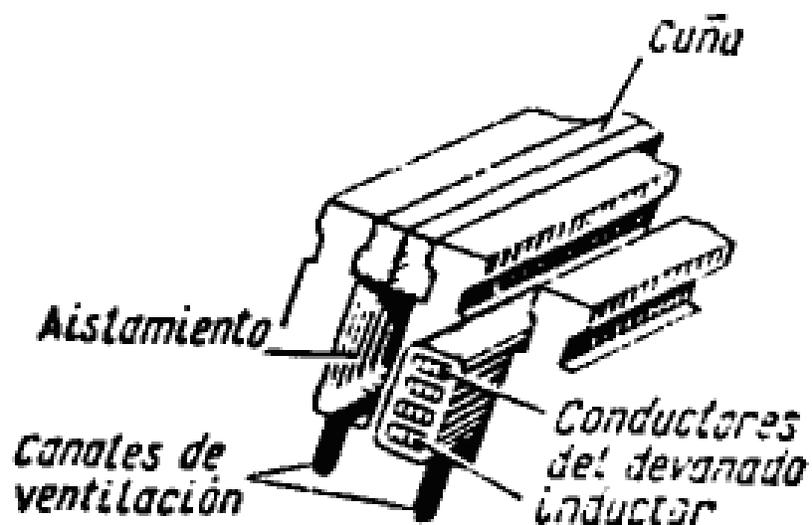


Fig. 5.7 Devanado



Un componente clave del generador asíncrono es el rotor de jaula. (Solía llamarse rotor de jaula de ardilla).

Éste es el rotor que hace que el generador asíncrono sea diferente del generador síncrono. El rotor consta de un cierto número de barras de cobre o de aluminio, conectadas eléctricamente por anillos de aluminio finales.

En el primer dibujo puede verse el rotor provisto de un núcleo de «hierro», utilizando un apilamiento de finas láminas de acero aisladas, con agujeros para las barras conductoras de aluminio. El rotor se sitúa en el centro del estator, que en este caso se trata de nuevo de un estator tetrapolar, conectado directamente a las tres fases de la red eléctrica.

El rotor de un generador síncrono posee un embobinado conectado a anillos rozantes y otro que es una jaula de ardilla, llamado embobinado de amortiguamiento, cuya función es reducir las oscilaciones en las pérdidas de cambio de carga.

5.1.4 ¿Por qué utilizar un circuito trifásico?

La principal aplicación para los circuitos trifásicos se encuentra en la distribución de la energía eléctrica por parte de la compañía de luz a la población. Nikola Tesla probó que la mejor manera de producir, transmitir y consumir energía eléctrica era usando circuitos trifásicos.

Algunas de las razones por las que la energía trifásica es superior a la monofásica son:

- La potencia en KVA de un motor trifásico es aproximadamente 150% mayor que la de un motor monofásico.
- En un sistema trifásico balanceado, los conductores necesitan ser del 75% del tamaño que necesitarían para un sistema monofásico con la misma potencia en VA, por lo que esto ayuda a disminuir los costos y, por lo tanto, a justificar el tercer cable requerido.
- La potencia proporcionada por un sistema monofásico cae tres veces por ciclo. La potencia proporcionada por un sistema trifásico nunca cae a cero, por lo que la potencia enviada a la carga es siempre la misma.

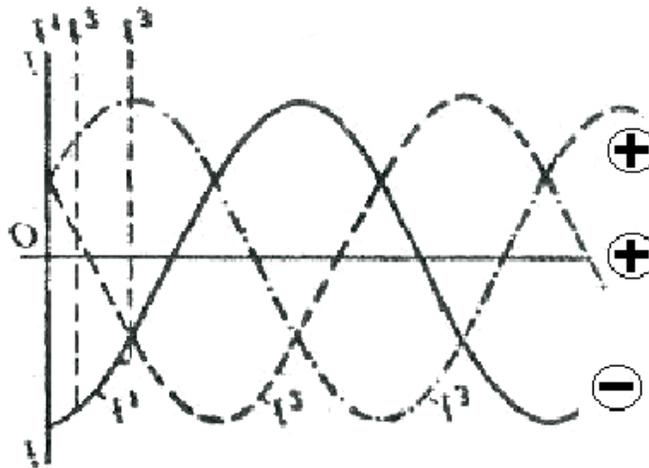
5.1.5 Corriente de salida

La fluctuación en el magnetismo corresponde exactamente a la fluctuación en la tensión de cada fase. Cuando una de las fases alcanza su máximo, la corriente en las otras dos está circulando en sentido opuesto y a la mitad de tensión. Dado que la duración de la corriente en cada imán es un tercio de la de un ciclo aislado, el campo magnético dará una vuelta completa por ciclo.

Aunque las tres corrientes son de igual frecuencia e intensidad, la suma de los valores instantáneos de las fuerzas electromotrices de las tres fases, es en cada momento igual a cero,

lo mismo que la suma de los valores instantáneos de cada una de las fases, en cada instante, como podemos ver en la siguiente figura.

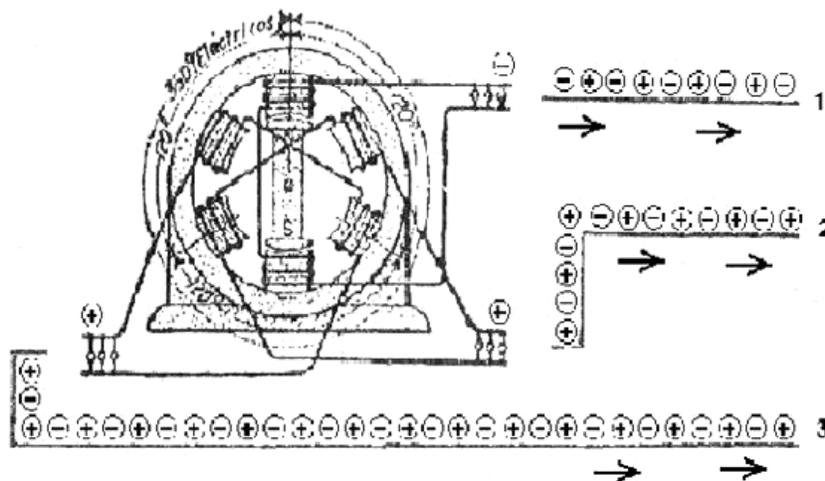
Fig. 5.8 Diagrama de salida de las corrientes en un generador



Se muestran las tres fases, sobre un mismo eje a 120° en sentido positivo y negativo. La línea negra del gráfico representa la corriente de distinta polaridad, el negativo de la fase 1, corriente opuesta a las fases 2 y 3 que son, por su naturaleza, de polaridad positiva.

En el siguiente diagrama mostramos la forma de la corriente suministrada por esta clase de máquinas y su equivalencia en los tres cables de salida o en cada una de las fases figura.

Fig. 5.9 Forma de la corriente suministrada



¿Cómo se forman las tres fases ya desfasadas?

Aquí el periodo de salida de cada vuelta es de más menos o de menos más (+ -) o (- +); aunque los tres cables llevan la doble polaridad, dos lo hacen en positivo y uno de los cables lo hace en negativo. Por ejemplo: el número 1 lo hace en negativo mientras el 2 y 3 en positivo, o el 1 y 2 lo hacen en positivo y el 3 en negativo. De esta forma siempre hay en las tres fases una de distinta polaridad.

El flujo de la corriente es alterna, por este motivo, esta corriente se define así. El inducido recoge en cada vuelta completa la doble polaridad que posee el inductor. Cuando gira en sentido contrario, la polaridad cambia y los motores funcionan en sentido opuesto, es decir, al revés de cómo funcionaban.

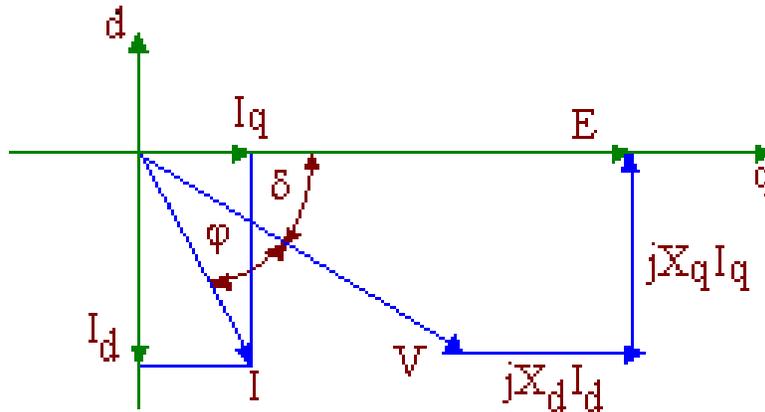
En los alternadores, los inductores están alimentados por una excitatriz; ésta es una corriente adicional producida por una dinamo (corriente continua) para alimentar los electroimanes o polos electromagnéticos que forman el campo magnético del alternador. Como éste no tiene imanes, se construye con electroimanes que tienen más potencia e intensidad de flujo que los imanes. En estas máquinas, la tensión llega a ser muy alta, al ser alterna, lleva cada cable la doble polaridad, lo que la convierte en muy peligrosa para su manipulación.

Así, podemos comprender que cuando pasan las espiras de alambre de una parte de la armadura frente a una zona del inductor o polo electromagnético, arranca una copia de esa determinada polaridad y la introduce por el correspondiente cable de salida.

La electricidad se comporta como un fluido, ya que se diferencia poco de éste. Lo que sí interviene siempre es la doble polaridad.

5.2 Diagrama fasorial

Por su construcción, no es posible representar el generador de polos salientes a través de un circuito equivalente. Por ello, se trabaja con su diagrama fasorial. La Figura 5.2.1 muestra el diagrama fasorial de un generador de polos salientes, a partir del cual se obtendrán las ecuaciones de potencias activa y reactiva.

Figura 5.10 Diagrama fasorial de un generador de polos salientes

• Potencia activa

La potencia activa es de la forma $P_g = VI \cos \varphi$, es decir, v por la proyección de i sobre v . Por lo tanto, proyectando las componentes de la corriente, se tiene:

$$I \cos \varphi = I_q \cos \delta + I_d \sin \delta \quad (1)$$

Por otra parte, del mismo diagrama se puede escribir:

$$I_d = \frac{E - V \cos \delta}{X_d} \quad I_q = \frac{V \sin \delta}{X_q} \quad (2)$$

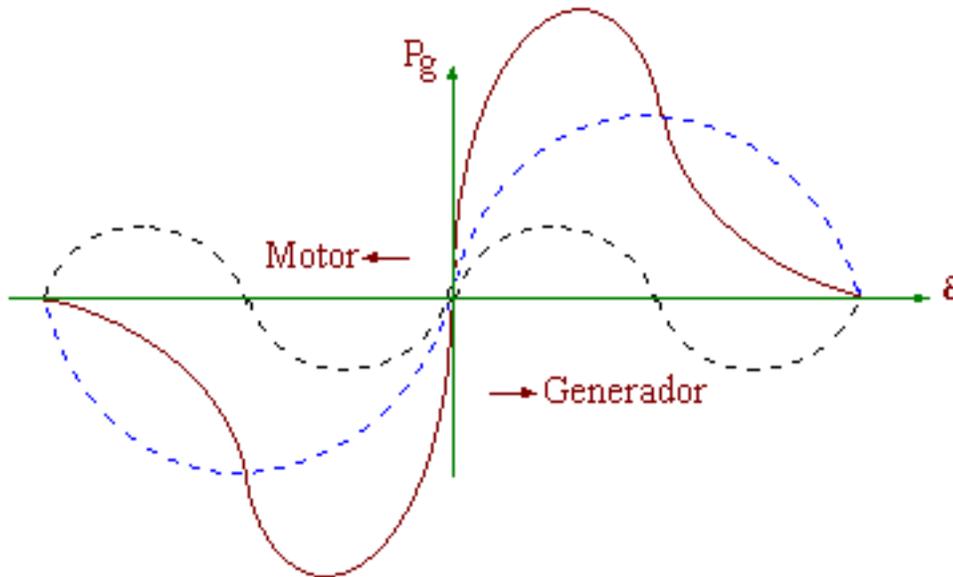
Por lo que la potencia activa P_g queda de la forma:

$$P_g = \frac{VE}{X_d} \sin \delta + \frac{X_d - X_q}{2X_d X_q} V^2 \sin 2\delta \quad (3)$$

La Figura 5.11 muestra la curva de $P_g = f(\delta)$ dada por la ecuación (3). En líneas de segmentos están dibujadas las curvas correspondientes al primer término (la fundamental), y al segundo término (la segunda armónica).

El segundo término de (3) se denomina componente de reluctancia o de saliencia, y es pequeño comparado con el primero (10 a 20% usualmente). No depende de la excitación E y por ello existe, aunque la corriente de excitación sea nula. Para corrientes de excitación grandes no se comete un error importante al despreciarlo.

Fig. 5.11 Curva potencia-ángulo para una máquina de polos salientes



Si la máquina está conectada a un sistema relativamente grande (barra infinita), como ocurre en la mayoría de los casos, V será constante o tendrá cuando menos un rango de variaciones posibles bastante estrecho; E , que depende de la corriente de excitación, también se mantendrá constante. Por lo tanto, para fines prácticos, se puede afirmar que P_g depende sólo de δ . Si $\delta > 0$, P_g es positiva, es decir, la máquina genera potencia activa si E adelanta a V . A un aumento de δ corresponde un aumento no proporcional de la potencia, ya que el denominador coeficiente de sincronización $dP_g / d\delta$, que no es constante.

Existe un δ , para el que, $dP_g / d\delta = 0$, o sea, para el cual se obtiene la máxima potencia activa compatible con los valores de V y E adoptados. Si δ sigue aumentando, P_g se reducirá y la máquina perderá el sincronismo.

• Potencia reactiva

Recordemos que $Q_g = VI \sin \varphi$, es decir, es el producto del voltaje por la componente de la corriente en cuadratura con él. Por lo tanto, a partir del diagrama fasorial y considerando la ecuación (2), la potencia reactiva queda de la forma:

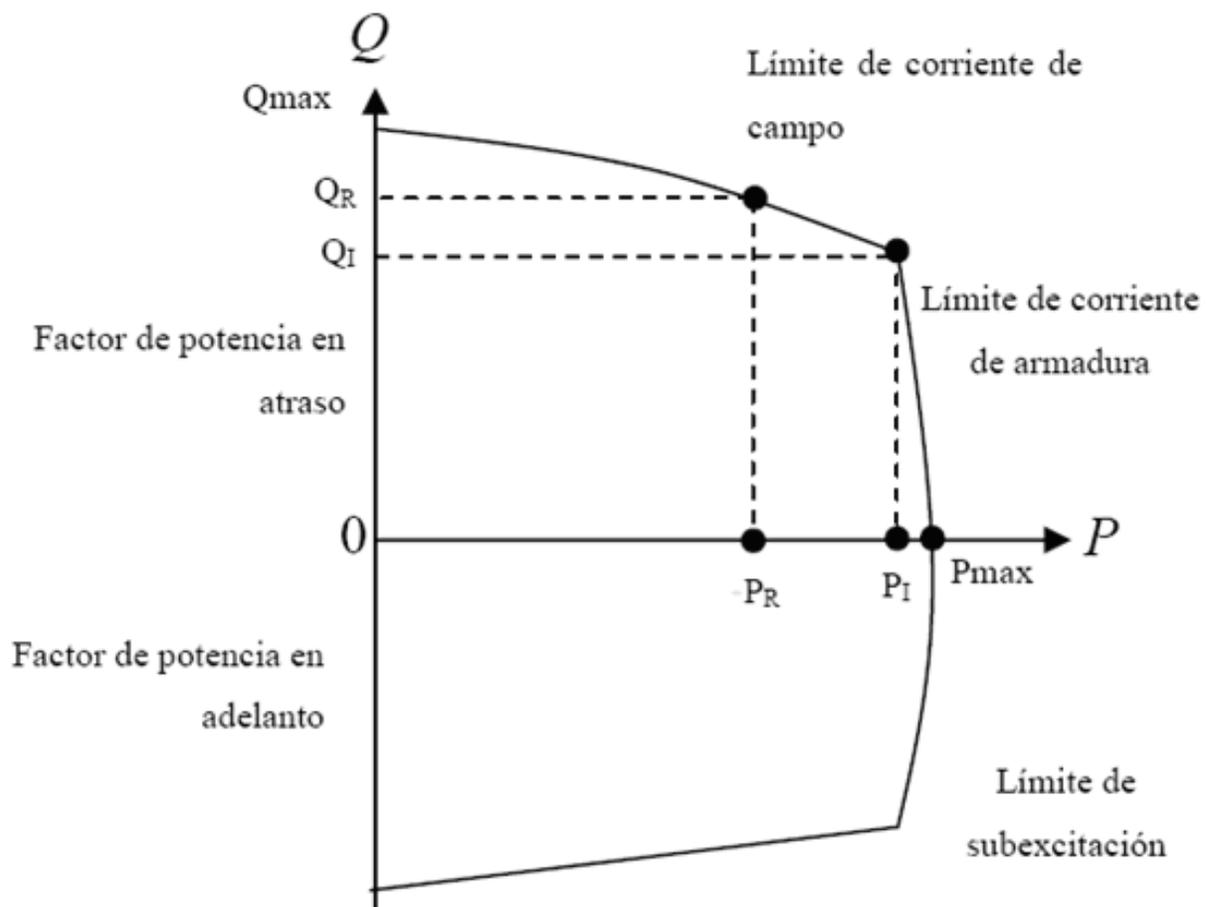
$$Q_g = \frac{VE}{X_d} \cos \delta - \frac{X_d + X_q}{2X_d X_q} V^2 + \frac{X_d - X_q}{2X_d X_q} V^2 \cos 2\delta \quad (4)$$

5.3 Curva de capacidad

Si bien la función principal de los generadores síncronos es la producción de potencia activa, de manera implícita, éstos generan potencia reactiva bajo ciertas condiciones de operación que balancea la potencia reactiva de la red, aunque la compensación de potencia reactiva en un sistema eléctrico se debe realizar de manera local, ya que el transmitir flujos de potencia reactiva desde los centros de generación provoca un incremento en las pérdidas del sistema de transmisión, no siempre esto es posible.

La máquina síncrona tiene la capacidad de suministrar o absorber potencia reactiva de acuerdo con las necesidades del sistema; una curva de capacidad típica es la representada en la figura, la cual muestra la capacidad de potencia reactiva, Q , del generador a lo largo del eje vertical y la potencia activa de salida del generador, P , a lo largo del eje horizontal

Fig. 5.12 Curva de capacidad



5.4 Obtención de los valores del diagrama fasorial para un generador de El Cajón

Tomando en cuenta los datos de placa del generador:

$$S = 375[MW] \qquad F.P. = 0.95 \qquad V = 17[KV]$$

y como se trata de una máquina de polos salientes, suponemos que:

$$x_d = 1\% \qquad x_q = 9.60304\%$$

como primer paso se convierten los KW en KVA

$$S[KVA] = \frac{S[KW]}{F.P.}$$

$$S[KVA] = \frac{375000}{0.95}$$

$$S = 394736.84[KVA]$$

Se calcula el ángulo de desplazamiento

$$F.P. = \cos \theta$$

$$0.95 = \cos \theta$$

$$\theta = \arccos(0.95)$$

$$\theta = 18.19^\circ$$

y el valor de la corriente será

$$I = \frac{394736.84}{17000\sqrt{3}}$$

$$I = 13.405[A]$$

tomando la tensión como referencia de fases, las expresiones fasoriales de tensión y corriente serán:

$$V = 9814.95\angle 0^\circ[V]$$

$$I = 13405.966\angle 18.195^\circ[A]$$

se tiene la ecuación

$$E_0 = |V + jI x_q| + bd$$

la cual se resolverá por partes

$$bd = \frac{(x_d - x_q)I \sin \varphi}{V\sqrt{3}}$$

$$|V + jI x_q| = 9814.95\angle 0^\circ + j(13405.966\angle 18.195^\circ)9.60304$$

$$|V + jI x_q| = 949139.61 \angle 7.42^\circ$$

$$\delta = 7.42^\circ$$

$$\varphi = \theta + \delta$$

$$\varphi = 18.19 + 7.42$$

$$\varphi = 25.61^\circ$$

$$bd = (1 - 9.6)(13405.966)(\sin 25.61^\circ)$$

$$bd = -49841.134$$

por lo que tenemos

$$E_0 = |949139.61| - 49841.134$$

$$E_0 = 899298.476$$

$$I_d = I \operatorname{sen} \varphi$$

$$I_d = (13405.966)(\operatorname{sen} 25.61)$$

$$I_d = 5794.63$$

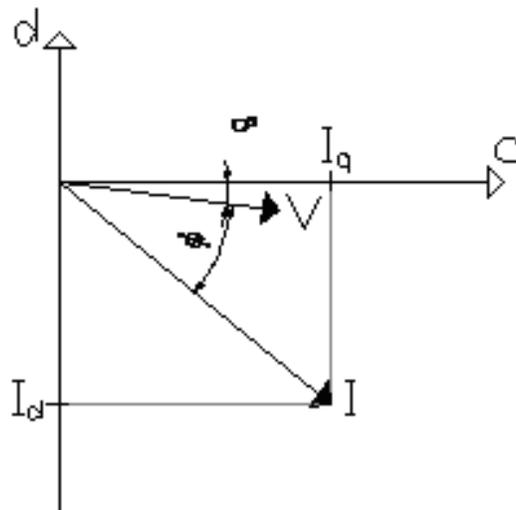
$$I_q = I \cos \varphi$$

$$I_q = (13405.966)(\cos 25.61)$$

$$I_q = 12088.92$$

Y representando estos resultados en un diagrama tenemos

Fig. 5.13 Diagrama fasorial de un generador de El Cajón



6. PROGRAMA DE MANTENIMIENTO PROPUESTO

6.1 Evaluación del equipo en la fábrica

Las evaluaciones aplicadas a la subestación en SF6, antes de su embarque, se componen de las siguientes pruebas:

Listado de pruebas aplicadas a la subestación antes de su embarque:

- ◆ Registro de resistencia, polaridad, resistencia del aislamiento y curva de magnetización del transformador de corriente
- ◆ Registro de inyección primaria del transformador de corriente
- ◆ Registro de carga
- ◆ Registro de comprobación funcional SIG - interruptor de puesta a tierra (operaciones)
- ◆ Registro de comprobación de cuchilla de cierre rápido de puesta a tierra.
- ◆ Registro de relés de disyuntores, auxiliares, control de voltaje y supervisión de suministro
- ◆ Registros de relés de retardo
- ◆ Registros de interbloqueos
- ◆ Registro de los diagramas realizados – portadas
- ◆ Programa de inspección previo a la conexión eléctrica – NGC
- ◆ Registro de pruebas de interruptores automáticos
- ◆ Registro de comprobación de los circuitos de VT - en carga
- ◆ Registro de prueba de alto voltaje
- ◆ Registro de aparatos de conexión eléctrica blindados con gas aislante SF6

- ◆ Registro de pruebas del desconectador
- ◆ Registro de pruebas, verificación de gas SF6 en sitio
- ◆ Registro de puesta a tierra
- ◆ Registro de cables multiconductores
- ◆ Registro de ensayo dieléctrico de alta tensión en subestación encapsulada en gas SF6

Protocolo de pruebas aplicadas al interruptor de masa

Se aplican a cada circuito y en cada fase y como comprobación de cuchilla de cierre rápido de puesta a tierra.

- ◆ Al cableado secundario
- ◆ Resistencia de contacto
- ◆ Características de función de la cuchilla FMES

● ***Protocolo de pruebas aplicadas a interruptores automáticos***

1. Verificación de presión en los pulsos
2. Soportes y polos de acuerdo con la verificación del ensamble
3. Tablero local de control de acuerdo con la verificación del ensamble
4. Medidor de densidad y circuito de gas de acuerdo con la verificación del ensamble
5. Cables de interconexión de acuerdo con la verificación del ensamble
6. Circuito de conexión a tierra de acuerdo con la verificación del ensamble
7. Secuencia de trabajo de la comprobación de contactos del contador de densidad

● ***Secuencia de trabajo de la comprobación de los contactos de aceite***

8. Verificación de operación del ciclo nominal
9. Verificación de tiempos de operación
10. Verificación del circuito de operación

- ◆ Anticondensación y corriente del circuito de calentamiento
- ◆ Verificación de contactos auxiliares
- ◆ Verificación de señalización y candados (cerraduras)

11. Verificación de la presión del aceite

6.2 Programa de mantenimiento en operación

Por su tipo de construcción y ensamble, la subestación en SF₆ requiere un mínimo de mantenimiento en operación.

Para comenzar la elaboración del programa propuesto para la subestación debemos tomar en cuenta dos aspectos muy importantes.

- ◆ El costo del equipo de la subestación es muy elevado
- ◆ La continuidad del servicio depende directamente del correcto funcionamiento de la subestación

El programa se compone principalmente de:

- ◆ Mantenimiento preventivo
- ◆ Mantenimiento correctivo

6.2.1 *Mantenimiento preventivo*

Es el que se realiza periódicamente, basado en experiencias previas de equipos similares. Por ejemplo, ver la cantidad de cierres o aperturas de un interruptor, hacer un estimado de qué cantidad soporta, y antes de llegar al número proporcionado realizar el cambio de un interruptor un poco antes de que finalice su vida útil, y de esta manera evitar una interrupción fuera de programa en el servicio.

El mantenimiento preventivo en subestaciones se divide a su vez en dos:

- ◆ Inspección del estado del gas SF₆.
- ◆ Mantenimiento preventivo programado.

Además de desmontado de la subestación e inspección física de sus componentes. Esto se recomienda cada 10 años u 8,000 operaciones del interruptor. Lo que ocurra primero.

El mantenimiento preventivo rutinario deberá contemplar

- **Análisis del gráfico de operación de los interruptores durante una falla.** El método de diagnóstico más utilizado para conocer el estado mecánico de un interruptor se basa en la obtención gráfica de las corrientes y voltajes durante las maniobras de cierre, apertura y cierre sobre falta. Del análisis del gráfico realizado en la propia instalación y cuya interpretación se ve ampliamente apoyada mediante el uso de relevadores microprocesados con memoria digital, se obtienen los siguientes parámetros de control:
- **Tiempo de cierre**
- **Tiempo de apertura**
- **Tiempo de extinción del arco.** Se mide en los intervalos del gráfico de desplazamiento indicados por el fabricante: zona de arco en la apertura y de prearco en el cierre.
- **Amortiguación, sobrerrecorridos y rebotes.** Se analizan en las zonas de referencia del gráfico, observado si la amortiguación es correcta y no se producen sobrerrecorridos ni rebotes en número y amplitud excesivos.
- **Análisis de gases disueltos en SF₆.** Uno de los métodos de diagnóstico que proporciona una indicación anticipada de anomalías en su comportamiento funcional y permite determinar las medidas que conviene adoptar antes de que el equipo sufra daños más importantes se basa en el análisis cromatográfico de los gases de descomposición del aceite aislante por calentamiento excesivo de ciertos puntos del transformador o por descargas eléctricas en su interior. Según sea la temperatura del punto caliente, la energía de las descargas, las proporciones en que se producen los diferentes gases de descomposición son distintas. Por efecto de las sollicitaciones térmicas o eléctricas, los aceites aislantes dan lugar a los siguientes gases de descomposición: hidrógeno, metano, etano, etileno, acetileno, monóxido y dióxido de carbono, oxígeno y nitrógeno. Determinando el contenido de cada gas, la valoración global y la relación entre las concentraciones de los diferentes gases y su evolución, se puede conocer no solamente la existencia de un defecto, sino también el tipo del mismo y su importancia. Más recientemente, el análisis mencionado anteriormente se acompaña con la valoración de la concentración de los derivados del furfuraldehído, que resultan de la degradación térmica de la celulosa incorporada en los aislamientos sólidos del transformador.

- **Medida de descargas parciales.** El envejecimiento de los aislamientos se manifiesta, en ocasiones, por la presencia de descargas de alta frecuencia cuyo trayecto puentea, sólo parcialmente, el aislamiento entre conductores. A ello contribuye de manera importante, además de las sobretensiones, el incremento de temperatura del equipo. La medida de descargas parciales, que desde hace tiempo es una parte esencial de los ensayos de calificación eléctricos y por ello se encuentra muy desarrollada a nivel de laboratorio, puede incurrir en errores de medida en su adaptación a campo, si no se eliminan las señales de interferencia. Esta técnica se utiliza en la actualidad principalmente en el mantenimiento de transformadores, cables de potencia y en subestaciones encapsuladas de SF₆. Las técnicas existentes pueden clasificarse de acuerdo con las magnitudes a medir y la unidad de capacitación utilizada, tales como: medida de la intensidad aparente de descarga a tierra en la banda de frecuencia dominante (disponiendo de sensor inductivo para su detección), medida de energía de arco (instalando sensores térmicos en aislamientos de SF₆) y detecciones acústicas.

6.2.2 Mantenimiento correctivo

Se divide en dos partes:

- **El mantenimiento correctivo por averías** se presenta cuando existe una falla o avería grave de algún o algunos equipos de la subestación, estas averías se presentan por causas ajenas a la voluntad de los responsables de la subestación, y se deben a factores externos: condiciones climáticas, daños de terceros, problemas en la línea de transmisión o distribución.
- **El mantenimiento preventivo programado** es una actividad correctiva que implica reparación y reemplazo de piezas que tiene carácter preventivo, ya que en función de las condiciones del equipo o de ciertos parámetros se efectúan las reparaciones con la intención de anticiparse y prevenir daños mayores que afecten a la disponibilidad del equipo.

Puede deberse a las siguientes razones:

Número de operaciones

Es una condición que obliga a la intervención de un mantenimiento correctivo planificado en interruptores. Por ejemplo cada 8,000 operaciones. Después de cierto número de operaciones por falla u operaciones manuales de un interruptor, el aislamiento es afectado y la superficie de los contactos se llena de cavitaciones debido a los esfuerzos electrodinámicos a los que han estado sometidos, lo que obliga a una intervención en el equipo. Esto se detectará por baja de purga de SF₆ o en el aumento de descargas parciales.

Las actividades que se realizan son:

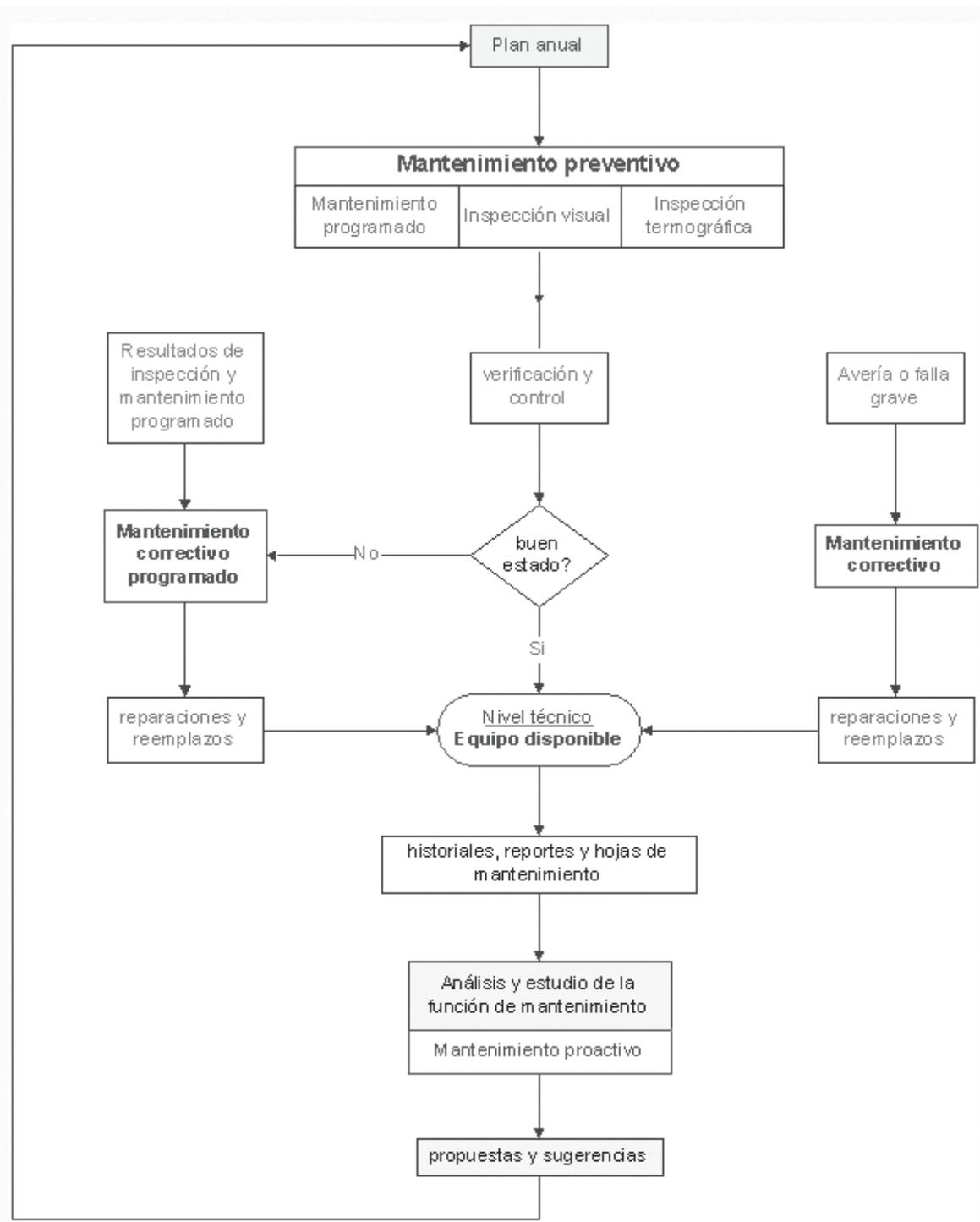
Tabla 6.1
Mantenimiento correctivo

Cambio del aislante	Implica el reemplazo del medio aislante, sin necesidad de la comprobación de su estado	Interruptor de aceite	Cambio del aislante (aceite)
		Interruptor de gas (SF ₆)	Cambio del aislante (gas SF ₆)
		Interruptor de vacío	Cambio de los módulos de vacío
		Interruptor de aire	Cambio del tanque de aire comprimido
Cambio de los contactos de la cámara de corte	Debido a los esfuerzos electro-dinámicos a los que han estado sometidos, los contactos muestran cavitaciones, los que luego se pueden rellenar con soldadura por personal calificado	Interruptor de aceite	Cambio de contactos, que luego pueden rellenarse con soldadura
		Interruptor de gas (SF ₆)	Cambio de contactos, que luego pueden rellenarse con soldadura
		Interruptor de vacío	Cambio de módulos de vacío, posteriormente se comprueba el estado de los módulos cambiados
		Interruptor de aire	Cambio de contactos, que luego pueden rellenarse con soldadura

Resultados de mantenimiento predictivo. Las técnicas de diagnóstico aplicadas durante el mantenimiento preventivo programado tienen la finalidad de revelar el estado de los equipos de la subestación, para poder anticiparse a las fallas y averías; si el diagnóstico revela mal estado o menor que el admisible, será necesario programar una intervención.

Integración del mantenimiento para elementos de la subestación encapsulada en SF6

Fig. 6.1 Organigrama del mantenimiento integrado



6.3 Pruebas aplicadas a la subestación

• *Pruebas de diseño*

Se llevan a cabo en las componentes prototipo

- ◆ Tensión al impulso
- ◆ Tensión a la frecuencia de la red (duración: 1 minuto)
- ◆ Corriente
- ◆ Sobrepresión del gas
- ◆ Fugas de gas
- ◆ Vida y desgaste mecánico
- ◆ Interrupción de los interruptores

• *Pruebas de diseño*

Se efectúan en la fábrica, a cada sección de embarque

- ◆ Tensión a la frecuencia de la red (duración: 1 minuto)
- ◆ Descargas parciales
- ◆ Presión
- ◆ Fugas de gas
- ◆ Operación mecánica

• *Pruebas de campo*

Se efectúan ya que la subestación se encuentra completamente instalada, antes de su puesta en servicio

- ◆ Tensión
- ◆ Humedad del gas (mediante la medición del punto de rocío)
- ◆ Fugas de gas
- ◆ Operación de partes, mecanismo y bloqueos
- ◆ Continuidad y aislamiento de los cables de control

Cabe aclarar que este tipo de subestaciones son armadas completamente en la fábrica y son probadas antes de ser embarcadas hasta su ubicación final. Posteriormente se desmantela y se embarca en bloques del mayor tamaño posible, y se sellan todas las uniones para asegurarse de que se mantenga una presión para evitar la introducción de humedad y elementos contaminantes. De esta manera, a la hora de poner la subestación en servicio ya en el lugar de operación, las pruebas se reducen al mínimo. Si los sellos no se encuentran rotos, la subestación se toma en buen estado, ya que es más fácil aceptar las pruebas realizadas en el laboratorio que desarmar toda la subestación para inspección antes del montaje final, además que en el lugar de montaje existen agentes contaminantes, lo que ocasionaría un degradado del material de los discos aislantes y finalmente una falla.

Desde el punto de vista de mantenimiento, este tipo de subestaciones requieren muy poco; el gas se debe muestrear y controlar su contenido de humedad cada seis meses.

7. CONCLUSIONES

Como se pudo observar a lo largo de este estudio, las subestaciones encapsuladas en SF₆ tienen varias ventajas sobre los otros tipos, pero también, al ser una tecnología relativamente nueva, se siguen estudiando los patrones de comportamiento del gas que se utiliza como medio de extinción del arco en los interruptores.

Este tipo de subestaciones tienen un costo hasta 12 veces mayor que el de una subestación convencional en aire, pero también representa ventajas importantes.

Requieren alrededor del 10 % de área de terreno necesario para una subestación en aire. Por la ubicación que tienen las centrales hidroeléctricas en zonas montañosas, es una gran ventaja, ya que para montarla no se requiere cortes demasiado voluminosos en las montañas colindantes a la cortina ni desvaste de zonas boscosas.

El mantenimiento es mínimo, y como en nuestro país la generación hidroeléctrica se utiliza como generación pico, los interruptores operan por lo menos dos veces al día (cerrarán y abrirán el circuito) para que los generadores entren y salgan continuamente del sistema eléctrico nacional. Por esta situación, es conveniente desarmar la subestación y revisar sus componentes internos cada diez años aproximadamente en busca de problemas debidos al deterioro de algunas partes, las cuales deberán ser sustituidas.

Con el paso del tiempo se ha estado estudiando la correlación existente entre los deterioros de los aislamientos y las impurezas encontradas en el gas SF₆, así como el aumento en las descargas parciales.

La falla trifásica calculada es menor que la monofásica debido a la cercanía con la central generadora.

A mi parecer la generación hidroeléctrica debería ser mejor aprovechada, en nuestro país contamos con grandes recursos hidrológicos que nos permitirían bajar los porcentajes de generación de otro tipo de energías dañinas al ecosistema.

El gas SF₆ es un gas adecuado para las subestaciones, gracias a su rigidez dieléctrica, lo que permite espacios muy pequeños entre conductores, y menor incidencia de falla en las mismas, lo que conlleva a un mantenimiento mínimo.

8. BIBLIOGRAFÍA

- COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD, *Datos históricos y técnicos*, <www.cfe.gob.mx>, 2007.
- ENRIQUEZ HARPER, Gilberto, *Elementos de diseño de una subestación eléctrica*. México, Limusa, 2005.
- Manual de usuario EDSA*, México, UNAM, Facultad de Ingeniería
- Máquinas síncronas*, en <www.esimez.ipn.mx/MAQUINASINCRONA/Presenta_A.ppt>, 2007
- Máquinas síncronas*, en <www.inele.ufro.cl/apuntes/Maquinas_e_r/Capitulo3.pdf>, 2007
- Máquinas síncronas*, en <www.minas.upm.es/dep/Sistemas-Energeticos/TEMA4.PDF>, 2007
- MURILLO ROCHA, Gerardo, Investigación desarrollada como egresado de la carrera de Ingeniería Electromecánica. Facultad Nacional de Ingeniería, Universidad Técnica de Oruro.
- RAULL MARTÍN, José, *Diseño de subestaciones eléctricas*. 2a. ed. México, UNAM, Facultad de Ingeniería, 1987.
- SANTO POTES, E., *Centrales eléctricas*. Barcelona, Gustavo Gili, 1971.
- VIEJO ZUBICARAY, Manuel y Pedro Alonso Palacios, *Energía hidroeléctrica, turbinas y plantas generadoras*. México, Limusa, 1977.
- ZOPPETTI JÚDEZ, Gaudencio, *Centrales hidroeléctricas, estudio, montaje, regulación y ensayo*. 5a. ed. México, Ediciones G. Gili, 1982.

Nota: las fotografías del capítulo 2 fueron tomadas por personal de la CFE, entre los años 2004 y 2007.