

38
24



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

**ESTUDIO TECNICO-ECONOMICO DE
"SUBESTACIONES TIPO CLIENTE"
PARA TENSIONES DE 85 Y 230 KV**

T E S I S
QUE PARA OBTENER EL TITULO DE
INGENIERO MECANICO ELECTRICISTA
P R E S E N T A:
ALFREDO CUENCA ROMERO

DIRECTOR DE TESIS: ING. CESAR M. LOPEZ-PORTILLO A.



MEXICO, D. F.

1989

FALLA DE ORIGEN



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 está 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.

I N D I C E

	Pág.
PROLOGO	1
CAPITULO 1.	
INTRODUCCION.....	7
1.1 ANTECEDENTES.....	7
1.2 DESCRIPCION DEL SISTEMA DE POTENCIA EN LA ZONA METROPOLITANA.....	9
1.3 ASPECTOS REGLAMENTARIOS GENERALES RELACIONADOS CON LAS SUBESTACIONES TIPO CLIENTE.....	15
1.3.1 Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica.....	15
1.3.2 Normas Técnicas para Instalaciones Eléctricas.....	19
1.4 NORMALIZACION EN LA CLyFC.....	21
1.4.1 Generalidades.....	21
1.4.2 Principios técnicos de la normalización.....	22
1.4.3 Ventajas de la normalización de <u>diagramas de control, protección, medición y tableros</u>	23
CAPITULO 2.	
DIAGRAMAS Y TABLEROS NORMALIZADOS.....	24
2.1 DIAGRAMAS UNIFILARES.....	24
2.2 DIAGRAMAS ESQUEMATICOS.....	27
2.3 DIAGRAMAS DE PROTECCION, CONTROL Y MEDICION.....	27
2.4 TABLEROS.....	30
CAPITULO 3.	
EQUIPO DE POTENCIA UTILIZADO EN LAS SUBESTACIONES TIPO CLIENTE.....	34
3.1 EQUIPO DE POTENCIA PARA SUBESTACIONES TIPO CLIENTE CONVENCIONALES.....	35

	Pág.
3.1.1 Pararrayos.....	35
3.1.2 Cuchillas.....	38
3.1.3 Interruptores.....	39
3.1.4 Transformadores de corriente.....	40
3.1.5 Transformadores de potencial.....	42
3.2 EQUIPO DE POTENCIA PARA SUBESTACIONES TIPO CLIENTE AISLADAS EN SF6.....	44
3.2.1 Características generales.....	44
3.2.2 Especificaciones eléctricas.....	47
3.2.3 Características eléctricas del equipo.....	50
 CAPITULO 4.	
PROTECCION, CONTROL Y MEDICION.....	55
4.1 PROTECCION.....	55
4.1.1 Objetivos de la protección.....	55
4.1.2 Protección con relevadores.....	57
4.1.3 Zonas de protección.....	58
4.1.4 Protección primaria y de respaldo.....	58
4.1.5 Características funcionales.....	60
4.1.6 Principios de operación de los <u>re</u> levadores.....	63
4.1.7 Protección primaria de líneas y - cables de 85 y 230 kV.....	69
4.1.8 Protección de respaldo de líneas y cables de 85 y 230 kV.....	75
4.2 CONTROL.....	85
4.2.1 Generalidades.....	85
4.2.2 Sistemas de control remoto.....	86
4.2.3 Control de las subestaciones tipo Cliente.....	88
4.3 MEDICION.....	103
4.3.1 Generalidades.....	103
4.3.2 Instalaciones con medición local.....	103
4.3.3 Instalaciones con medición local y remota (Telemedición).....	103

CAPITULO 5.

	Pág.
CARACTERISTICAS DE LAS SUBESTACIONES TIPO CLIENTE PROPIEDAD DE CLyFC.....	106
5.1 INTRODUCCION.....	106
5.2 RELACION DE SUBESTACIONES TIPO CLIENTE DE - CLyFC.....	107
5.3 DATOS COMPARATIVOS DE DIVERSAS CARACTERISTICAS.....	108
5.4 CARACTERISTICAS DEL SISTEMA DE POTENCIA PARA SUMINISTRAR ENERGIA A GRANDES INDUSTRIAS.....	109
5.4.1 Subestaciones tipo Cliente con alimen- tación radial (Sistemas radiales).....	109
5.4.2 Subestaciones tipo Cliente con doble alimentación (Sistemas con doble sumi- nistro).....	113
5.4.3 Longitudes de las líneas.....	117
5.5 ARREGLOS CONSTRUCTIVOS DE LAS SUBESTACIONES TIPO CLIENTE.....	117
5.6 DIAGRAMAS ESQUEMATICOS DE LAS SUBESTACIONES TIPO CLIENTE.....	119

CAPITULO 6.

ESTUDIO TECNICO - ECONOMICO.....	140
6.1 TARIFAS GENERALES PARA EL SUMINISTRO Y VENTA DE ENERGIA ELECTRICA.....	141
6.2 AHORRO POR CONSUMO DE ENERGIA EN 85 ó 230 KV.....	144
6.3 AHORRO POR DISMINUCION EN EL NUMERO Y TIEMPO DE INTERRUPCIONES.....	149
6.4 COSTO DE UNA SUBESTACION TIPO CLIENTE DE 85 KV CONVENCIONAL.....	153
6.5 COSTO DE UNA SUBESTACION TIPO CLIENTE DE 85 KV EN SF6.....	156
6.6 COSTO DE LA DERIVACION, LINEA DE 85 KV.....	159
6.7 AMORTIZACION.....	161
6.7.1 Amortización de las subestaciones -- tipo Cliente de CLyFC.....	161

	Pág.
6.7.2 Amortización de la inversión total de una industria.....	162
 CAPITULO 7.	
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	165
7.1 CONCLUSIONES.....	165
7.2 RECOMENDACIONES.....	166
 BIBLIOGRAFIA.....	
	169
 APENDICES	
	171
Apéndice A: Números convencionales para designar dispositivos eléctricos (A.S.A.).....	171
Apéndice B: Nomenclatura de equipo para las subes- taciones tipo Cliente utilizada en - proyectos y automatización.....	175
Apéndice C: Método para la evaluación de la con- fiabilidad en líneas de transmisión.....	180

C A P I T U L O 1

INTRODUCCION.

1.1 ANTECEDENTES.

El servicio público de energía eléctrica, como elemento básico en el desarrollo económico de las industrias del país, ha venido evolucionando. Inicialmente, con el nacimiento de las industrias, la CLyFC, suministró el servicio de energía eléctrica en 6 kV.; posteriormente debido al crecimiento del sistema de distribución y al aumento de la densidad de carga, se hizo necesario utilizar la tensión de 23 kV.

Actualmente, en algunas industrias con gran demanda de energía, se ha encontrado que resulta más económico sustituir el servicio que tiene en 23 kV., por uno en 85 ó 230 kV., debido a las diferencias que existen entre las tarifas para estos niveles de tensión (ver subcapítulo 6.1), así como el aumento en la confiabilidad del servicio ya que al formar parte del sistema de 85 ó 230 kV., se obtiene una diminución en el número y tiempo de interrupciones, (ver subcapítulo 6.3).

Es por esto, que la CLyFC, ha construído subestaciones que permiten proporcionar este servicio a clientes industriales. Estas instalaciones se han denominado Subestaciones tipo Cliente.

La Cía., de Luz dentro de sus proyectos de desarrollo, ha decidido que las subestaciones tipo Cliente, suministren el servicio en un nivel de tensión de 85 kV, aunque por razones técnicas y económicas esto no siempre ha sido posible - teniendo entonces la alternativa de incluir este tipo de subestaciones en el nivel de tensión de 230 kV.

Las subestaciones que construye la CLyFC, son de dos tipos: convencionales y encapsuladas (en SF6).

Ambos tipos pueden instalarse a la intemperie o en el interior de edificios.

Las subestaciones convencionales son aquellas en que el aislante entre fases y a tierra es, esencialmente, aire a la presión atmosférica y en las cuales algunas partes vitales no tienen envolvente.

Las subestaciones encapsuladas son aquellas que se fabrican dentro de una envolvente metálica y tienen como medio aislante gas (actualmente hexafluoruro de azufre, SF₆). Ocupan aproximadamente el 20% de la superficie de una subestación convencional.

La selección de alguno de los dos tipos la realiza el cliente, fundamentalmente, con base en las dimensiones, -- costo y frecuencia de mantenimiento.

Conectada con la subestación tipo Cliente, de la -- CLyFC, está la subestación transformadora de la industria.

Para que la CLyFC, le proporcione servicio al cliente éste debe suministrar lo siguiente:

- Terreno para construcción de la subestación.
- Pago de las instalaciones y actividades que tenga que realizar para suministrarle el servicio, de acuerdo con el artículo 13 de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (ver sección 1.3.1).
- Servicios que requieren las instalaciones de la CLyFC; por ejemplo:

Alimentaciones de C.D. y C.A.

Contactos del interruptor del cliente para señalización.

Línea telefónica.

Agua y drenajes.

- El sistema de tierras de la subestación del cliente debe quedar interconectado con la subestación tipo Cliente de la CLyFC.

En la construcción de las subestaciones tipo Cliente es necesario considerar su ubicación dentro del sistema de

potencia, los diferentes aspectos reglamentarios relacionados con el servicio de la energía eléctrica; así como las normas de diseño, construcción y equipo, vigentes en la CLyFC.

1.2 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE POTENCIA EN LA ZONA METROPOLITANA

El sistema de potencia que proporciona energía a la ciudad de México y zonas aledañas, es operado por la CLyFC e interconectado con los sistemas de CFE.

Este sistema está integrado por un doble anillo de 400 kV y un doble anillo de 230 kV con ramales, que alimentan al sistema de subtransmisión de 85 kV y al de distribución de 23 kV (ver figura 1.2-1).

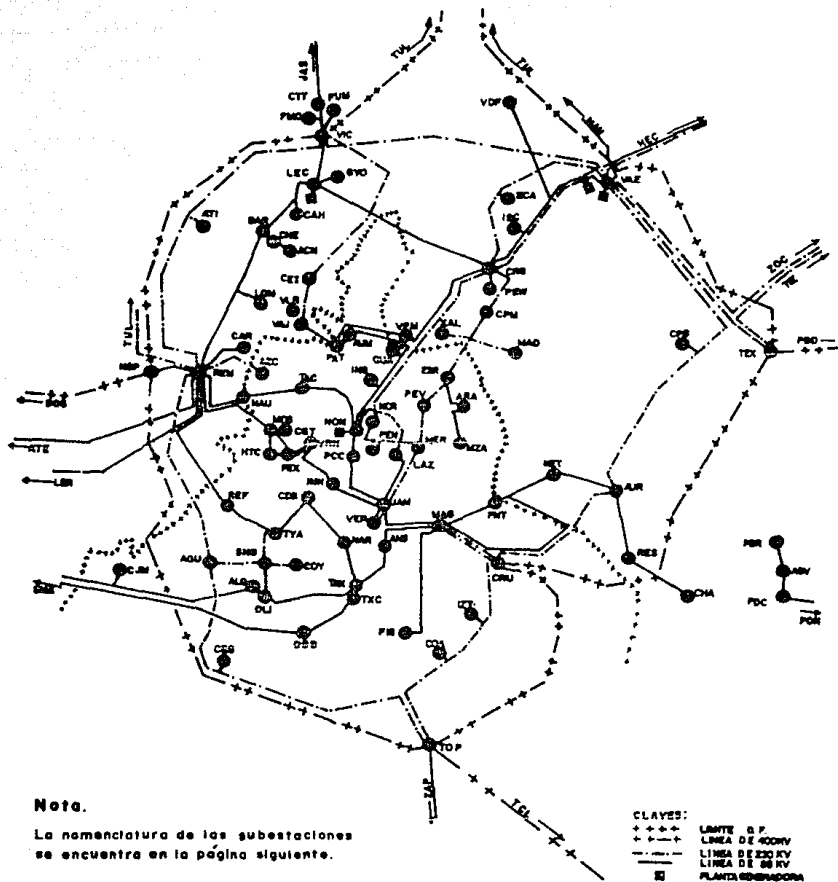
El doble anillo de 400 kV está formado por las subestaciones Tula (TUL), Texcoco (TEX), Sta. Cruz (CRU), Topilejo (TOP), Nopalá (NOP) y Victoria (VIC). En este sistema se recibe la energía procedente de plantas generadoras, para inyectarla a través de autotransformadores a la red de transmisión de 230 kV. Esta estructura proporciona a los consumidores del área una alta continuidad en el servicio.

El doble anillo de 230 kV, liga principalmente las subestaciones Valle de México (VAE), Santa Cruz (CRU), Topilejo (TOP), Aguilas (AGU), Remedios (REM) y Victoria (VIC).

En este sistema únicamente se encuentran dos subestaciones tipo Cliente (ver figura 1.2-2).

El sistema de 230 kV, proporciona energía al de 85 kV a través de bancos 2B (230/85 kV).

Las subestaciones tipo Cliente que se tienen actualmente en el sistema de 85 kV, son veintidos (ver figura 1.2-3).



Nota.

La nomenclatura de las subestaciones se encuentra en la página siguiente.

FIGURA. 1.2-1 Sistema de potencia de la zona metropolitana.

ABREVIATURAS DE SUBESTACIONES

ABREV.	NOMBRE	ABREV.	NOMBRE	ABREV.	NOMBRE
ACN	ACEROS NACIONALES	COA	COAPA	ISC	INDUSTRIAL SAN CRISTOBAL
AGU	AGUILAS	COY	COYOACAN	ITH	IXTLAHUACA
AGV	AGUA VIVA	CPG	CHAPINGO	IXT	IXTAPANTONGO
ALO	ALAMO	CPM	CARTON Y PAPEL DE MEX.	Izt	Iztapalapa
ALZ	ALZATE	CRA	CRUZ AZUL	JAM	JAMAICA
AMD	ALAMEDA	CRG	CERRO GORDO	JAS	JASSO
AMO	AMOMOLULCO	CRM	CARMEN	JOL	JORGE LUQUE
ANL	ATOTONILCO	CRN	CORONAS	JUA	JUANDO
ANM	AGUSTIN MILLAN	CRS	CONTRERAS	KCD	KILOMETRO 42
ANS	SAN ANDRES	CRU	SANTA CRUZ	KCR	KILOMETRO CERO
APA	APASCO	CTT	CUAUTITLAN	KDM	CHRYSLER DE MEXICO
ARA	ARAGON	CUE	CUERNAVACA	KMC	KILOMETRO 110
ATE	ATENCO	DOG	DONATO GUERRA	LAZ	SAN LAZARO
ATI	ATIZAPAN	DUR	DURAZNO	LEC	LECHERIA
AUM	AUTOMETALES	ECA	ECATEPEC	LER	LERMA
AUR	AURORA	ESR	ESMERALDA	LOM	LOMA
AZC	AZCAPOTZALCO	EST	ESTADIO	MAD	MADERO
BAR	BARRIENTOS	FIS	FISISA	MAG	MAGDALENA
BBR	SANTA BARBARA	FEL	FERNANDEZ LEAL	MER	MERCED
CAD	CAÑADA	FMC	FORD MOTOR COMPANY	MOS	MORALES
CAH	CEMENTOS ANAHUAC	FTM	FERTIMEX	MZA	MOCTEZUMA
CAR	CAREAGA	FUM	FUNDIDORA MEXICO	NAR	NARVARTE
CCH	CACAHUAMILPA	GUA	CUADALUPE	NAU	NAUCALPAN
CDS	CONDESA	GYO	GOOD YEAR OXO	NEC	NECAXA
CEA	CEMENTOS APASCO	HTC	HUASTECA	NET	NETZAHUALCOYOTL
CEI	CEILAN	HYT	HILADOS Y TEJIDOS	NIS	NISSAN
CHA	CHALCO	INF	INFIERNILLO	NOC	NOCHISTONGO
CHE	CAMPOS HERMANOS	INN	INDIANILLA	NON	NONOALCO
CJM	CUAJIMALPA	INS	INSURGENTES	NOP	NOPALA
CMH	CEMENTOS TOLTECA HGO.	IRO	IROLO	ODB	ODON DE BUEN

ABREV.	NOMBRE
OLI	OLIVAR
ORO	ORO
PAC	PACHUCA
PAT	PATERA
PCC	PUESTO CENTRAL CONTROL
PDC	PASO DE CORTES
PEN	PENSADOR
PEV	PERALVILLO
PEW	PENNWALT
PIT	PITIRERA
PLV	PLANTA NUEVA
PNT	PANTITLAN
PQI	PARQUE INDUSTRIAL
PSR	PAPELERA SAN RAFAEL
PTL	PATLA
REF	REFORMA
REM	REMEDIOS
RES	REYES
SAO	SALTO
SIC	SICARTSA
SIM	SAN SIMON
SLR	SALAZAR
SMT	SAN MARTIN
SN	SAN ANGEL
TAC	TACUBA
TAX	TAXQUEÑA CLFC
TCC	TULA CICLO COMBINADO
TEP	TEPEXIC
TET	TEMASCALTEPEC
TEX	TEXCOCO

ABREV.	NOMBRE
TEZ	TEZCAPA
TIN	TINGAMBATO
TIZ	TIZAYUCA
TLG	TULANCINGO
TLI	TLILAN
TLT	TOLTECA
TOL	TOLUCA
TOP	TOPILEJO
TUL	TULA
TXC	TAXQUEÑA CFE
TYA	TACUBAYA
TYA85	TACUBAYA 85/6
VAE	VALLE DE MEXICO PTA.
VAJ	VALLEJO
VDM	VALLE DE MEXICO S.E.
VER	VERTIZ
VIC	VICTORIA
VIL	VILLITA
VLD	VILLADA
VPM	VIDRIO PLANO DE MEXICO
VRN	VERONICA
XAL	XALOSTOC
ZAP	ZAPATA
ZEP	ZEPAYAUTLA
ZIC	ZICTEPEC
ZUM	ZUMPANGO

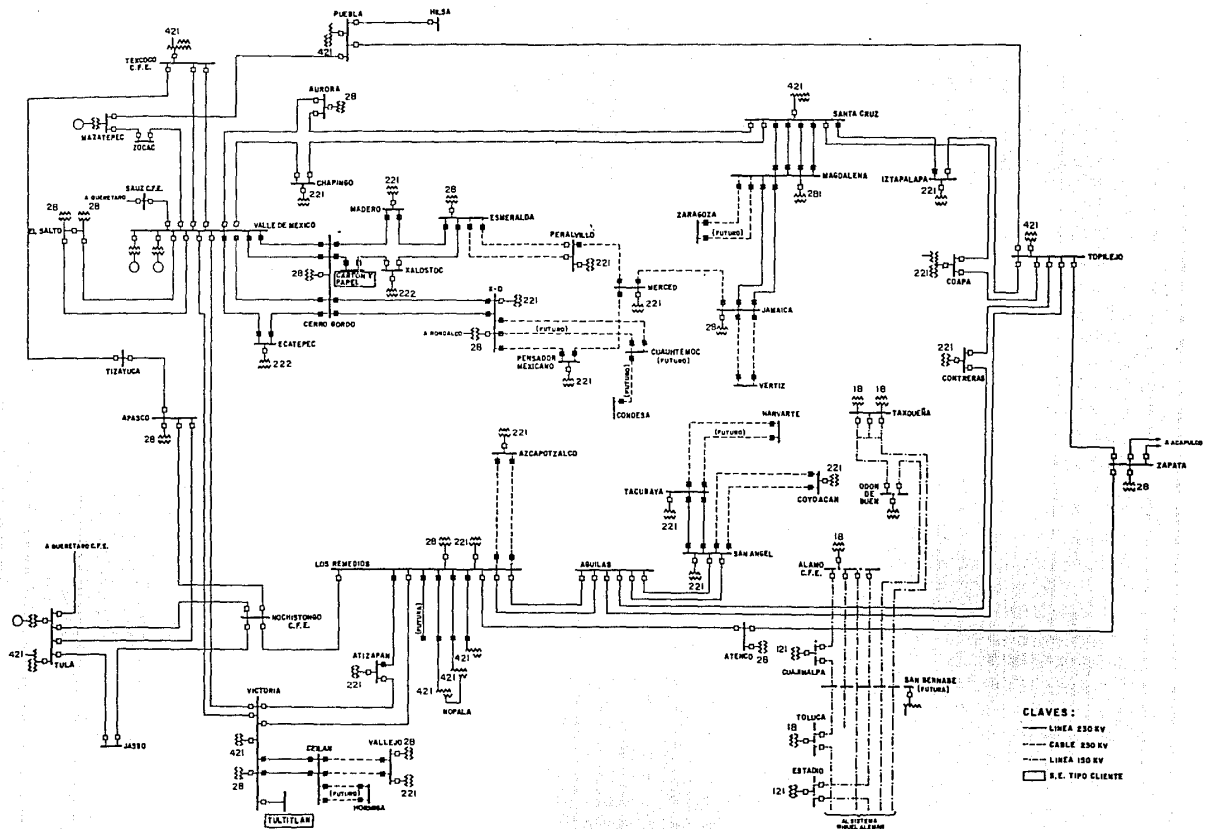


Fig. 1.2-2 Sistema de Potencia de 230 KV

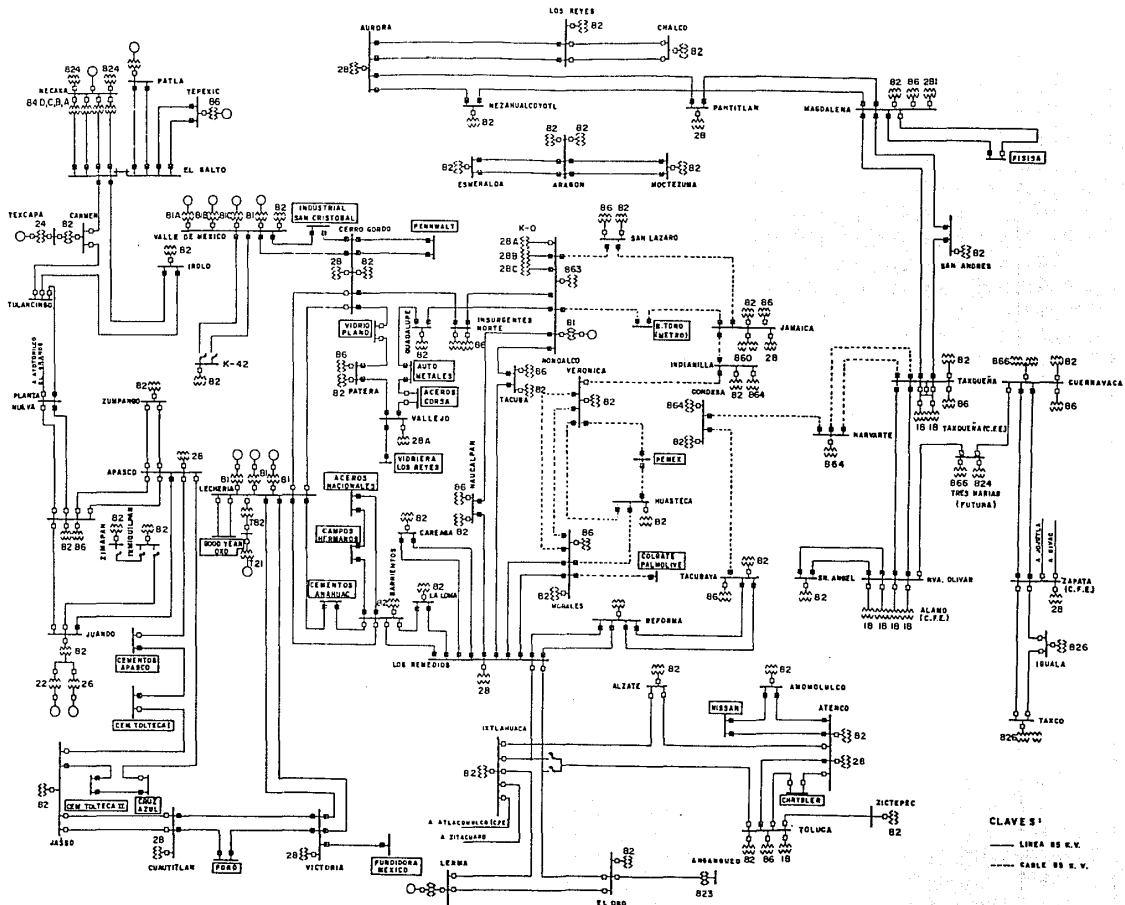


Fig. 1.2-3 Sistema de Potencia de 85 K.V.

1.3 ASPECTOS REGLAMENTARIOS GENERALES, RELACIONADOS CON LAS SUBESTACIONES TIPO CLIENTE.

En este subcapítulo, únicamente se indican los artículos actualizados más importantes, relacionados con las subestaciones tipo Cliente, publicados en la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica y en las Normas Técnicas para Instalaciones Eléctricas.

1.3.1 Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica.

Esta Ley fue decretada por el Congreso de los Estados Unidos Mexicanos y publicada en el Diario Oficial el 22 de diciembre de 1975.

La CLYFC, administrativamente, es una dependencia de la Comisión Federal de Electricidad; por lo que en esta Ley, únicamente se hace referencia a esta última.

Art. 1o. Corresponde exclusivamente a la Nación, generar, conducir, transformar, distribuir y abastecer energía eléctrica que tenga por objeto la prestación de servicio público, en los términos del Artículo 27 Constitucional. En esta materia no se otorgarán concesiones a los particulares y la Nación aprovechará a través de la Comisión Federal de Electricidad, los bienes y recursos materiales que se requieran para dichos fines.

Art. 4o. Para los efectos de esta Ley, la prestación del servicio público de energía eléctrica comprende:

- I La planeación del sistema eléctrico nacional.
- II La generación, conducción, transformación, distribución y venta de energía eléctrica, y;
- III La realización de todas las obras, instalaciones y trabajos que requieran la planeación, ejecución, operación y mantenimiento del sistema eléctrico nacional.

Art. 5o La Comisión Federal de Electricidad tiene por objeto:

- I Prestar el servicio público de energía eléctrica en los términos del artículo 4o.
- VII Celebrar convenios o contratos con los Gobiernos de las Entidades Federativas y de los Municipios o con entidades públicas y privadas o personas físicas, para la realización de actos relacionados con la prestación del servicio público de energía eléctrica.

Art. 13 El patrimonio de la Comisión Federal de Electricidad se integra con:

- VII Las aportaciones de los gobiernos de las entidades federativas, ayuntamientos y beneficiarios del servicio público de energía eléctrica para la realización de obras específicas, ampliación o modificación de las existentes, solicitadas por aquéllos.

El reglamento respectivo establecerá los casos y las condiciones en que los solicitantes del servicio deberán efectuar aportaciones, en forma independiente de los conceptos consignados en las tarifas para la venta de energía eléctrica y en las disposiciones relativas al suministro de la misma conforme a las bases generales siguientes:

a) Cuando existan varias soluciones técnicamente factibles para suministrar un servicio, se considerará la que represente la menor aportación para el usuario, aún en el caso de que la Comisión Federal de Electricidad, por razones de conveniencia para el sistema eléctrico nacional, opte por construir otra alternativa;

b) La Comisión Federal de Electricidad podrá construir líneas que excedan en capacidad los requerimientos del solicitante, pero éste únicamente estará obligado a cubrir la aportación que corresponda por la línea específica o la carga solicitada;

c) Si en la misma zona se presentan en grupo soli

citudes de servicio, la Comisión Federal de Electricidad estudiará la posibilidad de dar una solución en conjunto, procurando que parte de las líneas específicas se integren en una común. En ese caso la aportación de cada solicitante corresponderá a la suma de la parte proporcional de la línea común y el costo de la línea específica. La parte proporcional de la línea común, se determinará en función de las cargas-longitud de cada solicitud, con respecto a la suma de las cargas-longitud de todas las solicitudes;

e) Una vez aceptado por el usuario el presupuesto respectivo, en los casos que requieran la formulación del mismo, se celebrará el convenio correspondiente, de acuerdo con el modelo que apruebe la Secretaría de Energía, Minas e Industria Paraestatal y en el que se precisarán el servicio que deba proporcionarse, el plazo para la ejecución de los trabajos necesarios, el monto de la aportación y la forma de pago de ésta;

g) Las cuotas que correspondan a las aportaciones se aprobarán por la Secretaría de Energía, Minas e Industria Paraestatal y podrán ser revisadas previa solicitud de la Comisión Federal de Electricidad, de los gobiernos de los Estados y de los ayuntamientos respectivos.

Art. 20 Las obras e instalaciones eléctricas necesarias para la prestación del servicio público de energía eléctrica, se sujetarán a las especificaciones que expida la Comisión Federal de Electricidad y que apruebe la Secretaría de Energía, Minas e Industria Paraestatal, y a la inspección periódica de dicha Dependencia.

Art. 22 Para la realización de las obras e instalaciones necesarias a la prestación del servicio público de energía eléctrica, la Comisión Federal de Electricidad deberá:

I Hasta donde su desarrollo tecnológico lo permita, efectuar el diseño con su propio personal técnico;

II Tender a la normalización de equipos y accesorios;

III Abastecerse, preferentemente, con productos nacionales - manufacturados por instituciones descentralizadas, empresas de participación estatal o empresas privadas.

Art. 25 La Comisión Federal de Electricidad deberá suministrar energía eléctrica a todo el que lo solicite, salvo que exista impedimento técnico o razones económicas para hacerlo, sin establecer preferencia alguna dentro de cada clasificación tarifaria.

El reglamento fijará los requisitos que debe cumplir el solicitante del servicio, y señalará los plazos para celebrar el contrato y efectuar la conexión de los servicios por parte de la Comisión.

Art. 25 La suspensión del suministro de energía eléctrica deberá efectuarse en los siguientes casos:

- I Por falta de pago oportuno de la energía eléctrica durante un período normal de facturación;
- II Cuando se acredite el uso de energía eléctrica a través de instalaciones que alteren o impidan el funcionamiento normal de los instrumentos de control o de medida;
- III Cuando las instalaciones del usuario no cumplan las normas técnicas reglamentarias; y
- IV Cuando se compruebe el uso de energía eléctrica en condiciones que violen lo establecido en el contrato respectivo.

Art. 27 La Comisión Federal de Electricidad no incurrirá - en responsabilidad, por interrupciones del servicio de energía eléctrica motivadas:

- I Por causas de fuerza mayor o caso fortuito;
- II Por la realización de trabajos de mantenimiento, reparaciones normales, ampliación o modificación de sus instalaciones; y

III Por defectos en las instalaciones del usuario.

Art. 28 Corresponde al solicitante del servicio, realizar a su costa y bajo su responsabilidad, las obras e instalaciones destinadas al uso de energía eléctrica, mismas que deberán satisfacer los requisitos técnicos y de seguridad que fijen los reglamentos.

Antes de la ejecución de dichas obras e instalaciones, deberán formularse los proyectos correspondientes de -- acuerdo con los lineamientos y normas que fije la Secretaría de Comercio y Fomento Industrial. Sin perjuicio de las facultades de dicha Secretaría para corroborar - el cumplimiento de los requisitos que se establezcan, - sólo requerirán la previa aprobación de la misma Dependencia, las instalaciones eléctricas para industrias, - servicios de alta tensión, suministros en lugares de -- concentración pública, edificios destinados para varios usuarios, y en áreas consideradas peligrosas, de conformidad con las normas citadas.

La Comisión Federal de Electricidad sólo suministrará - energía eléctrica previa comprobación de que las instalaciones a que se refiere el párrafo anterior han sido aprobadas por la Secretaría de Comercio y Fomento Industrial.

1.3.2 Normas Técnicas para Instalaciones Eléctricas.

Estas normas son un complemento al Reglamento de Instalaciones Eléctricas y fueron formuladas por la Secretaría de Comercio y Fomento Industrial (SECOFIN), con el apoyo de la Dirección General de Normas (DGN).

601.5 Medio de desconexión general.

Toda subestación de usuario debe contar en el lado primario, después del equipo del servicio, con un medio de desconexión general que sea adecuado a la tensión y corriente nominal del servicio.

Este medio de desconexión general debe ser de operación simultánea y capaz de abrir el circuito bajo condiciones de carga máxima.

Excepción. En subestaciones intemperie, tipo abierto, de 500 kVA o menos, este medio puede no ser del tipo de desconexión con carga, en el primario; pero debe instalarse, en el lado secundario, un interruptor automático general.

601.6 Dispositivo de protección contra sobrecorriente en el primario.

Además de lo que establece el artículo 601.5, toda subestación de usuario debe contar en el lado primario, después del equipo de acometida, con un dispositivo de protección contra sobrecorriente que sea adecuado a la tensión y corriente del servicio y cumpla con los requisitos del artículo 601.7 que sigue.

En caso de que dicho dispositivo de protección sea un interruptor automático, éste constituye también el medio de desconexión general a que se refiere el artículo 601.5 anterior.

601.7 Capacidad interruptiva.

Los dispositivos de protección contra sobrecorriente, tanto en el lado primario como en el secundario, deben ser de la capacidad interruptiva adecuada. En el caso del dispositivo en el lado primario, su capacidad interruptiva debe estar de acuerdo con la potencia máxima de cortocircuito que puede presentarse en el lugar de la subestación, según la información que proporcione la Secretaría o que se obtenga del suministrador.

601.8 Requisitos generales del sistema de protección del usuario.

- a) La protección del equipo eléctrico instalado en la subestación de un usuario no debe depender del sistema de protección del suministrador.

- b) Las fallas por cortocircuito o tierras en la instalación del usuario no deben ocasionar la apertura de las líneas suministradoras, lo cual puede afectar el servicio a otros usuarios.

1.4 NORMALIZACION EN LA CLyFC.

La CLyFC atendiendo a lo indicado en el artículo 22 de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (ver inciso 1.3.1) ha fomentado la normalización en las diversas actividades que realiza, siendo una de estas el diseño, construcción, operación y mantenimiento de subestaciones, incluyendo las de tipo Cliente.

1.4.1 Generalidades.

La normalización consiste básicamente en una comunicación entre proyectistas, constructores y receptores, que permite fijar las bases para poder realizar un orden que unifique criterios y decisiones, y en consecuencia, elaborar y aplicar las normas correspondientes.

Una norma es en esencia una misma solución adoptada para un problema que se repite.

El objetivo fundamental de la normalización es hacer normas que permitan llevar a cabo un mejor control y obtener un mayor rendimiento de los materiales, mano de obra y métodos de producción.

Los conceptos técnicos susceptibles a normalizar son:

- Diagramas, tableros, esquemas de protección, etc.
- Arreglos físicos
- Símbolos
- Nombres
- Métodos

- Funciones

1.4.2 Principios técnicos de la normalización.

Los principios técnicos de la normalización son:

- Homogeneidad
- Equilibrio
- Cooperación
- Simplificación
- Unificación
- Especificación

1.4.2.1 Homogeneidad.

Todas las normas que se elaboren deben ser homogneas, e integrarse perfectamente a las ya existentes.

1.4.2.2 Equilibrio.

Una norma debe ser práctica, aplicable y adecuada a -- las posibilidades del país y de la empresa; porque una muy avanzada, no serviría de nada, si esta fuera de las posibilidades técnicas y económicas.

1.4.2.3 Cooperación.

La normalización es un trabajo de conjunto y debe elaborarse con el acuerdo y colaboración de todos los intereses afectados.

1.4.2.4 Simplificación.

Un mismo producto para una función determinada puede -- hacerse de muchas maneras, la simplificación consiste en el estudio de las diferentes alternativas y la selección de -- una de ellas.

1.4.2.5 Unificación.

Este aspecto de la normalización consiste en estable --

cer las medidas necesarias para la intercambiabilidad y la interconexión de las piezas.

1.4.2.6 Especificación.

La especificación es el complemento de una norma y tiene por objeto establecer la calidad de los productos, sus cualidades y los métodos de comprobación.

1.4.3 Ventajas de la normalización de diagramas de control, protección, medición y tableros.

Las ventajas que representa la normalización en las subestaciones son:

- Unificación de criterios.
- Menor tiempo de proyecto y construcción.
- Ahorro de materiales.
- Facilidades de programación.
- Posibilidad de adelantar fabricación de tableros normalizados.
- Reducir dificultades durante la recepción de subestaciones.
- Mayores facilidades en la operación y mantenimiento de las subestaciones.
- Mayores facilidades para pruebas.

C A P I T U L O 2

DIAGRAMAS Y TABLEROS NORMALIZADOS.

Para la elaboración del proyecto de una subestación tipo Cliente, la CLyFC cuenta con planos normalizados que sirven como base. Dentro de estos planos se encuentran los diagramas unifilares, esquemáticos, tableros y diagramas trifilares de control, protección y medición.

2.1 DIAGRAMAS UNIFILARES.

Los diagramas unifilares tienen por objeto indicar en forma ordenada las conexiones y características principales de los elementos que constituyen una subestación o sistema eléctrico; lo que permite entender fácilmente su funcionamiento.

La selección del diagrama unifilar de una subestación depende de las características propias del sistema, del cual va a formar parte; de las exigencias del servicio para el que está destinado, de las necesidades de operación y mantenimiento del equipo que lo constituye, así como de los recursos económicos disponibles.

Los puntos más importantes que se consideran para su elección son:

- a) Continuidad en el servicio.
- b) Flexibilidad de operación.
- c) Facilidad para dar mantenimiento al equipo.
- d) Superficie disponible y cantidad de equipo eléctrico necesario.
- e) Facilidad para ampliaciones futuras.

Los diagramas unifilares normalizados para las subestaciones tipo Cliente convencionales y encapsuladas (en SF6) se muestran en las figuras 2.1-1 y 2.1-2 respectivamente.

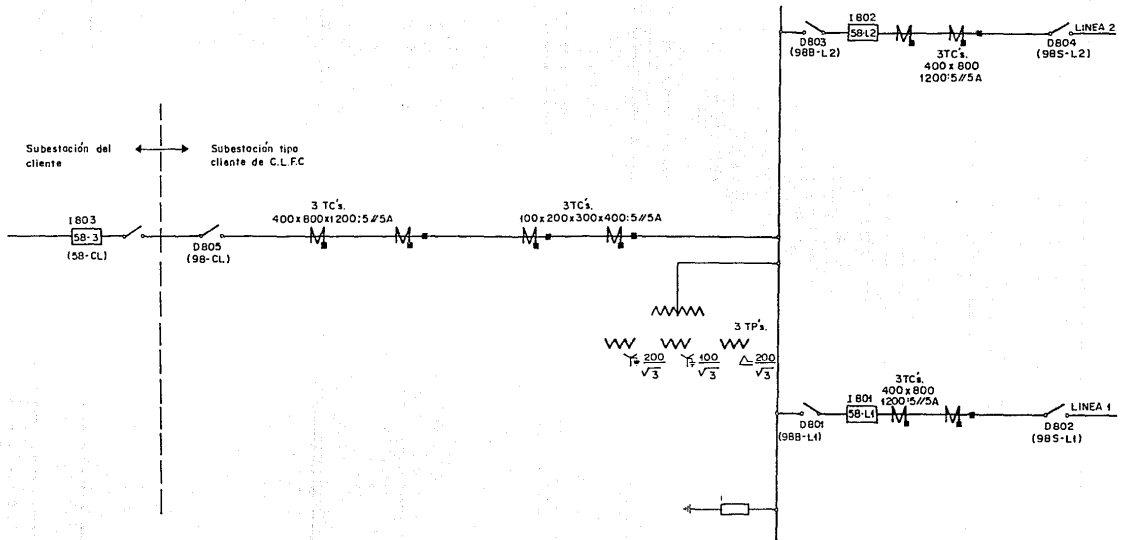


Fig. 2.1-1 Diagrama unifilar normalizado.
S.E. Tipo Cliente convencional.

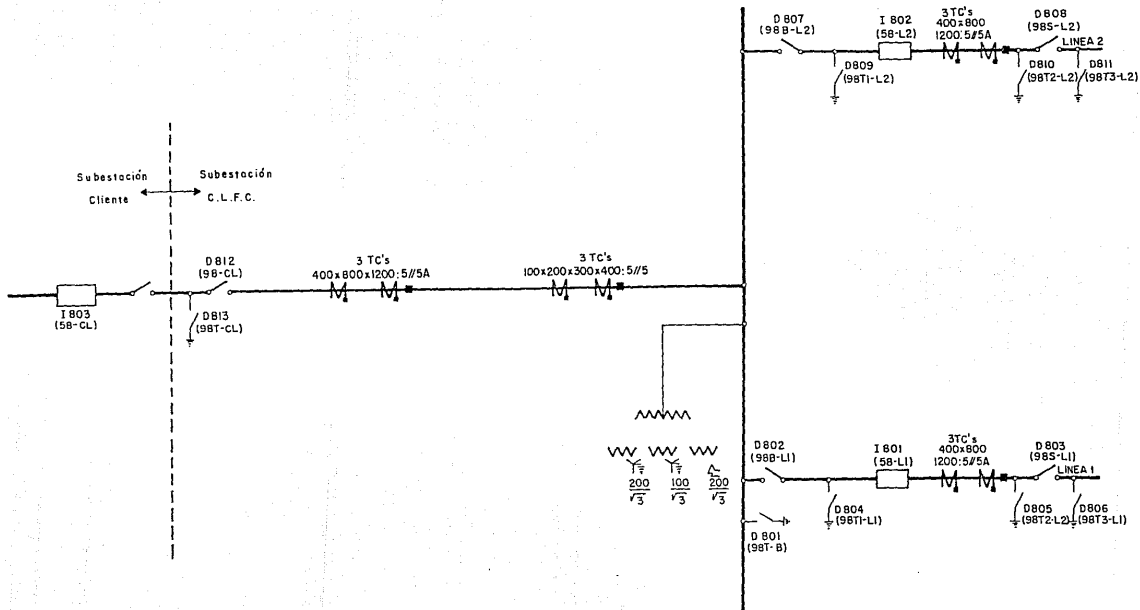


Fig. 2.I-2 Diagrama unifilar normalizado.
S.E. tipo Cliente en SF₆

2.2 DIAGRAMAS ESQUEMATICOS.

Los diagramas esquemáticos son aquellos que muestran en forma sencilla, mediante símbolos, el funcionamiento lógico de los esquemas de protección y medición sin considerar la localización de sus componentes.

Los diagramas esquemáticos de protección y medición utilizados en las subestaciones tipo Cliente, se basan en relevadores y aparatos que han sido seleccionados, tomando en cuenta los factores determinantes que los sistemas eléctricos imponen, siendo estos: alta complejidad en las redes, pequeños márgenes de estabilidad, alta confiabilidad en la continuidad del servicio, gran precisión para la facturación del cliente y control de los flujos de energía del sistema eléctrico.

El criterio utilizado para la protección de las subestaciones tipo Cliente, es el de emplear los esquemas lo más independiente posible. Estos esquemas son llamados:

- a) Esquema de protección primaria.
- b) Esquema de protección de respaldo.

Los diagramas esquemáticos normalizados para las subestaciones tipo Cliente, se muestran en las figuras 2.2-1 y 2.2-2. En estos diagramas se observa que las protecciones del equipo instalado en la subestación de CLyFC es independiente del sistema de protección del cliente.

2.3 DIAGRAMAS DE PROTECCION, CONTROL Y MEDICION.

En este tipo de diagramas se indican las conexiones detalladas de cada uno de los equipos y aparatos considerados en los esquemas de protección y medición; así como la implementación de las funciones de control, señalización y alarmas que requiere la subestación.

Debido al tamaño de estos diagramas, no es práctico mo

C L A V E S .

- Circuito de corriente
- - - - Circuito de potencial
- · - · - · Circuito de disparo

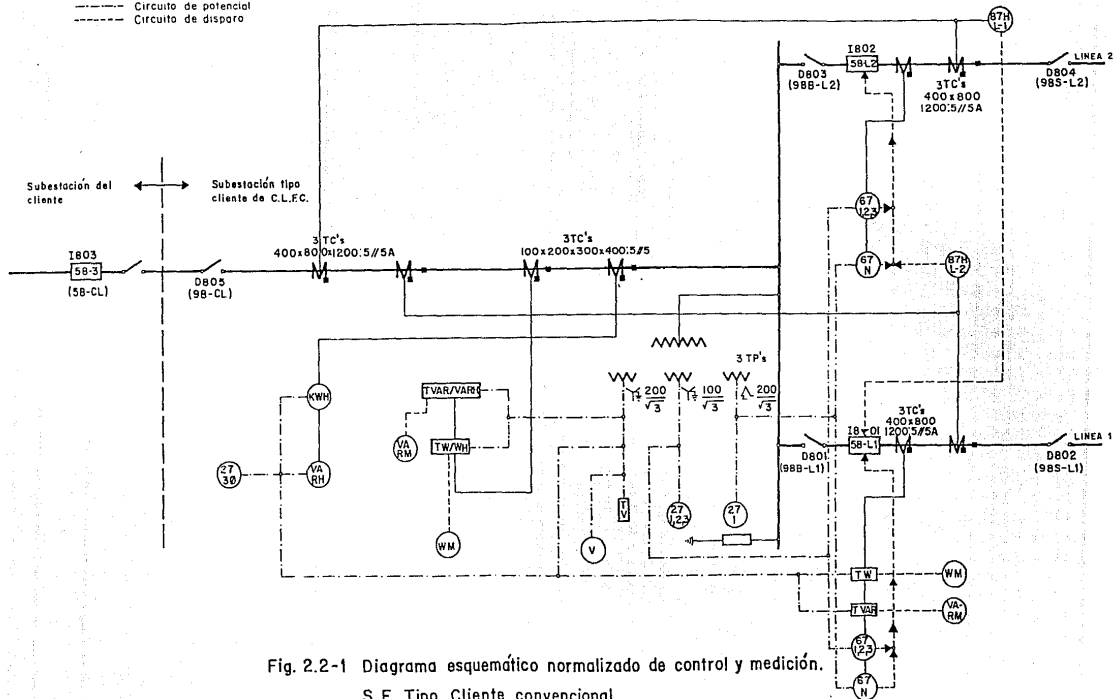


Fig. 2.2-1 Diagrama esquemático normalizado de control y medición.
S. E. Tipo Cliente convencional.

CLAVES .

- Circuito de corriente
- - - Circuito de potencial
- · - · - Circuito de disparo

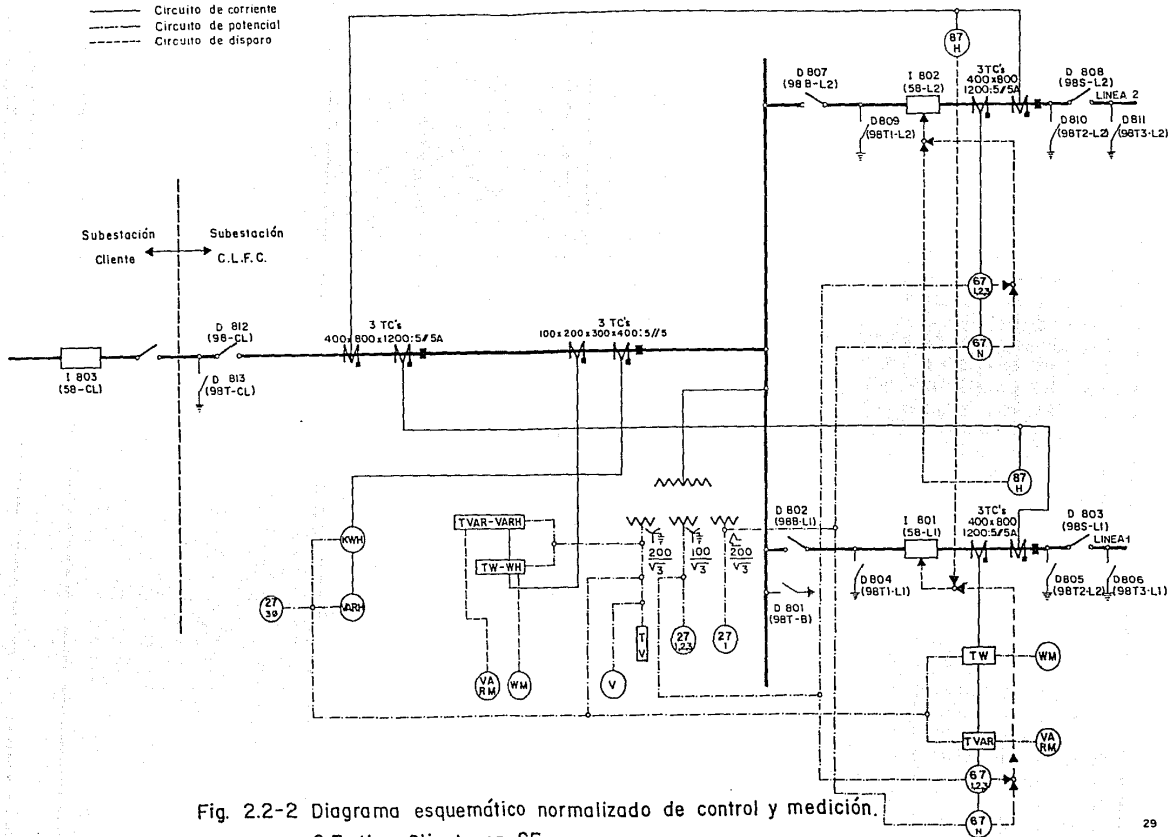


Fig. 2.2-2 Diagrama esquemático normalizado de control y medición.

·S.E. tipo Cliente en SF₆

trarlos en este trabajo, sin embargo, en el capítulo 4, se hace una referencia mas detallada de las funciones que se implementan.

2.4 TABLEROS.

Los tableros de las subestaciones tienen por objeto soportar los relevadores, equipo de medición, equipo de control y el de señalización.

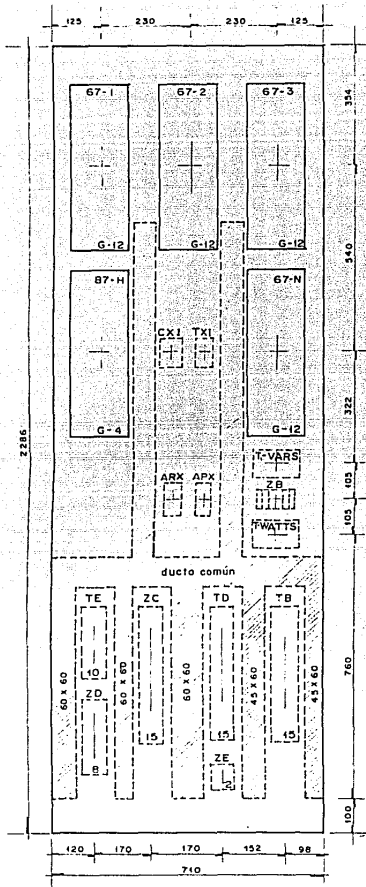
En las subestaciones tipo Cliente se ha optado por colocar en un tablero el control y en otro u otros tableros el equipo de protección. En el tablero de control se instalan los conmutadores de control, equipo de medición y el bus mímico. En los tableros de protección se coloca el equipo de protección y medición de cada una de las líneas.

En las figuras 2.4-1 y 2.4-2, se muestran los tableros para las subestaciones convencionales y en las figuras 2.4-3 y 2.4-4, los tableros para subestaciones encapsuladas.

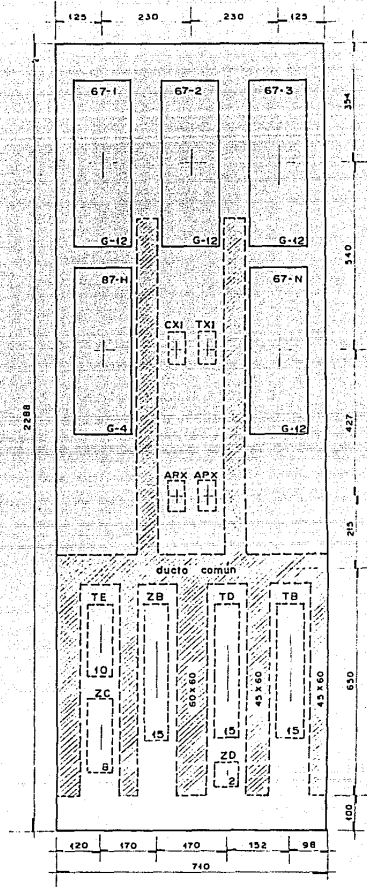
Además de estos tableros, las subestaciones tipo Cliente cuentan con tableros para la comunicación y protección por hilo piloto.

Estos tableros junto con la unidad terminal remota (UTR), que sirve para el control (ver 4.2.2), se instala dentro de un local llamado salón de tableros.

La conexión entre tableros y equipo de potencia se efectúa con cable de control y telefónico.



Con medición.



Sin medición.

Fig. 2.4-1 Tableros de líneas de 85 KV con hilo piloto y sobrecorriente direccional.

S.E. tipo Cliente convencional.

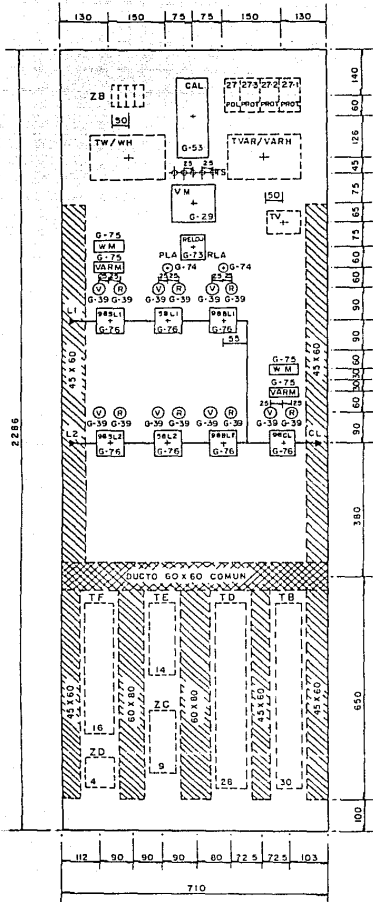


Fig. 2.4-2 Tablero de control S.E. tipo Cliente convencional.

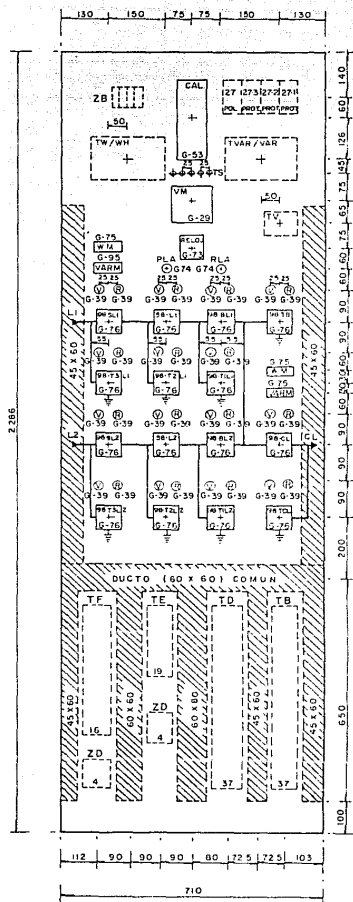
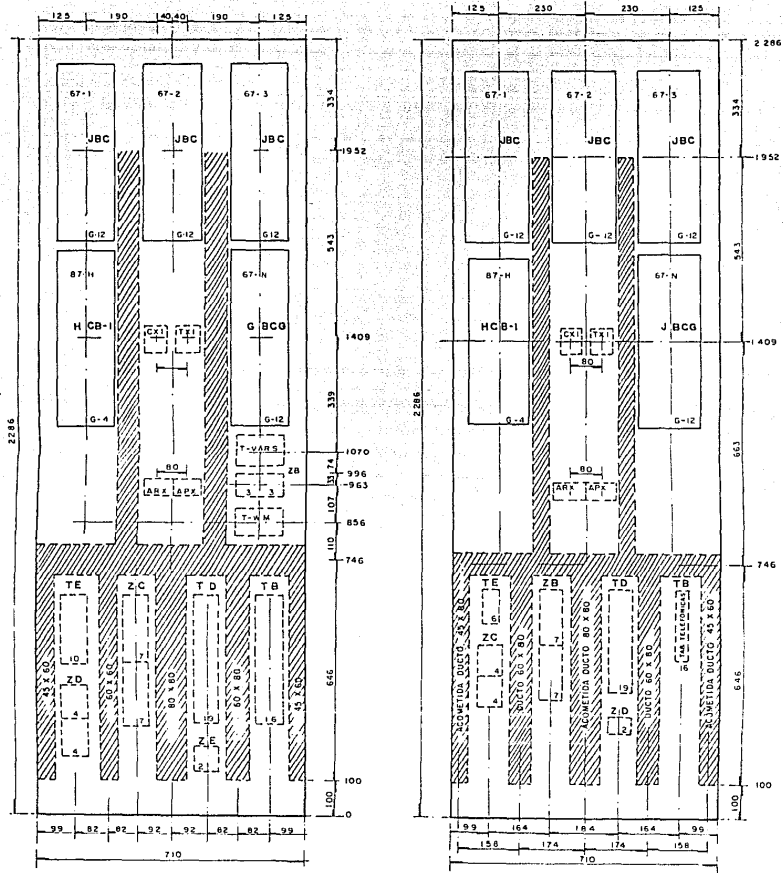


Fig. 2.4-3 Tablero de control S.E. tipo Cliente en SF₆.



Con medición

Sin medición

Fig. 2.4.4 Tableros de líneas de 85 KV con hilo piloto y sobre corriente direccional S.E. tipo Cliente en SF₆

C A P I T U L O 3

EQUIPO DE POTENCIA UTILIZADO EN LAS SUBESTACIONES TIPO CLIENTE.

Las subestaciones tipo Cliente, convencionales y aisladas en SF₆, están compuestas básicamente por el siguiente equipo de potencia.

- Pararrayos
- Cuchillas
- Interruptores
- Transformadores de corriente
- Transformadores de potencial

Los pararrayos están diseñados para proteger a los aparatos eléctricos contra sobrevoltajes transitorios limitando su duración y amplitud.

Las cuchillas son dispositivos capaces de abrir o cerrar un circuito eléctrico sin carga.

Los interruptores son equipos destinados a establecer o cortar la continuidad de un circuito eléctrico en condiciones normales o bajo condiciones de falla.

Los transformadores de corriente y de potencial aíslan los circuitos de medición y protección de los circuitos de alta tensión; obteniendo con ello, seguridad y economía en las instalaciones.

Los transformadores de corriente (T.C'S), se utilizan como su nombre lo indica, para cambiar la magnitud de la corriente del circuito de potencia a un valor normalizado de 5 A; y son clasificados en transformadores para medición o para protección.

Los transformadores de potencial (T.P'S), convierten el valor del voltaje del circuito primario a 220/127 V. y 110/ 65 V., para ser empleado en circuitos de medición y de protección.

En los siguientes subcapítulos se indican las principales características del equipo de potencia para 85 y 230 kV, utilizado en las subestaciones tipo Cliente convencionales y aisladas en SF₆.

3.1 EQUIPO DE POTENCIA PARA SUBESTACIONES TIPO CLIENTE CONVENCIONALES.

3.1.1 Pararrayos.

Tensión del sistema (kV)
85 230

3.1.1.1 Características Generales.

- Clase:	Estación	Estación
- Tipo:	oxido de zinc	oxido de zinc
- Servicio:	intemperie	intemperie
- Montaje:	vertical	vertical

3.1.1.2 Características de servicio.

- Sistema trifásico:	$X_0 / X_1 > 3$	neutro solidamen te aterrizado.
- Frecuencia (Hz):	60	60
- Altitud de operación (m.s.n.m.):	2300	2300
- Temperatura ambiente (°C):	- 10° a 40°	- 10° a 40°

3.1.1.3 Características eléctricas.

Las características eléctricas deben estar referidas a una altitud de 1000 m.s.n.m.

- Tensión nominal (kV):	96	240
- Clase de aislamiento (kV):	96	240
- Nivel Básico de aislamiento al impulso con onda completa de 1.2 x 50 microsegundos (kV, valor de cresta):	550	1050

Tensión del sistema (kV)
85 230

- Tensión de flameo a baja frecuencia.		
a) Un minuto en seco (kV, valor eficaz):	280	545
b) Diez segundos en húmedo -- (kV, valor eficaz):	230	445
- Tensión mínima de descarga a la frecuencia industrial (kV, valor eficaz):	159	360
- Tensión máxima de descarga con frente de onda de 800 kV/microsegundo para los de 85kV y de 1200 kV/microsegundo para los de 230 kV (kV, valor de cresta):	280	670
- Tensión máxima de descarga con onda completa de 1.2 x 50 microsegundos (kV, valor de cresta):	231	575
- Tensiones máximas residuales -- para corrientes de descarga con onda 8x20 microsegundos.		
a) Para 5000 A (kV, valor de cresta):	194	476
b) Para 10000 A (kV, valor de cresta):	218	535

	Tensión del sistema (kV)	
	85	230
c) Para 20000 A (kV, valor de cresta):	248	605
- Tensión máxima de descarga por sobrevoltajes debidos a la operación de interruptores (kV, valor de cresta):	227	567

3.1.2 Cuchillas

		Tensión del sistema (kV)	
		85	230
3.1.2.1	Características generales.		
	- Tipo de operación:	En grupo	En grupo
	- Servicio:	intemperie	intemperie
	- Tres polos, con una separación - máxima de (m):	3	5
	- Mecanismo de operación:	eléctrico o manual	eléctrico y manual
3.1.2.2	Características de servicio.		
	- Sistema trifásico:	$\frac{X_0}{X_1} > 3$	neutro solidamente aterrizado.
	- Frecuencia (Hz):	60	60
	- Altitud de operación (m.s.n.m.):	2300	2300
	- Temperatura ambiente (°C):	10° a 40°	10° a 40°
3.1.2.3	Características eléctricas.		
	- Tensión nominal (kV):	115	230
	- Corriente nominal en servicio continuo (A):	600, 1600 ó 2000	2000
	- Corriente nominal de corto - tiempo, 1 segundo (kA, valor eficaz).	25, 44, 62.5	39.5
	Nivel de aislamiento al impulso con onda completa de 1.2 x 50 microsegundos, a 1000 m de alti- tud (kV, valor de cresta):	550	1050

Tensión del sistema (kV)	85	230
--------------------------	----	-----

- Nivel de aislamiento a baja frecuencia, durante un minuto, a 1,000 m de altitud, en seco (kV, valor eficaz):

280	460
-----	-----

3.1.3 Interruptores.

3.1.3.1 Características de servicio.

Conexión del Sistema: Δ

Temperatura de operación (°C):

- 10° a 40°

- 10° a 40°

Altura (m.s.n.m.):

2300

2300

Frecuencia (Hz):

60

60

3.1.3.2 Características generales.

- Tipo de Servicio:

intemperie

intemperie

- Número de polos:

3

3

- Medio de extinción:

SF₆

SF₆

- Tensión nominal del interruptor (kV):

123

245

Tensión de prueba a 60 Hz en seco, 1 minuto (kV, valor eficaz):

230

460

- Tensión de prueba al impulso con frente de onda de 1.2x50 microsegundos (kV, valor de cresta):

550

1050

- Corriente nominal (A):

1600

2000

	Tensión del sistema (kV)	
	85	230
- Corriente interruptiva de corto circuito (KA, valor eficaz):	40	40
- Corriente interruptiva de carga (A)		
de cables, en vacío:	140	250
de líneas en vacío:	31.5	125
- Tiempo máximo de apertura en base a 60 Hz. (ciclos (ms)):	3(50)	3(50)
- Tiempo máximo de cierre en base a 60 Hz. (ciclos (ms)):	10(166)	10(166)
- Distancia mínima de fase a tierra (mm):	1177	2507
- Distancia mínima entre partes vivas (mm):	1354	2884
- Distancia de fuga (mm):	3196	6365

3.1.4 Transformador de corriente.

3.1.4.1 Características eléctricas.

	intemperie	intemperie
- Servicio :		
- Tipo devanado de dos secundarios, con dos núcleos:	si	si
- Clase de aislamiento exterior - (porcelanas) (kV) :	115	230
- Clase de aislamiento interior - (devanados) (kV) :	92	230

	Tensión del sistema (kV)	
	85	230
- Tensión de operación (kV):	85	220
- Altitud (m.s.n.m.)	2300	2300
- Relaciones de transformación en función de corrientes del primario y secundarios (A):	100x 200x400/300:5//5 400x800/1200 :5//5	300x600/1200:5//5 600x1200/800x1600: 5//5 800x1000x1600/2000: 5//5
- Frecuencia (Hz):	60	60
- Factor de sobrecorriente admisible en permanencia a una temperatura ambiente promedio de 30°C durante 24 horas:	1.2	1.2
- Límite de elevación de temperatura promedio sobre una temperatura ambiente máxima de 40°C y una temperatura promedio de 30°C durante 24 horas (°C):	55	55
- Distancia mínima de fuga en los aisladores (mm):	2938	6411
3.1.4.2 Potencia y clase de precisión.		
- Para medición:	0.3 B0.1 a 0.3 B2.0	0.3 B0.1 a 0.3 B2.0
- Para protección:	C-200	C-200

Tensión del sistema (kV)	
85	230

3.1.4.3 Características al corto circuito.

- Corriente por límite térmico en un segundo, conexión serie (kA, valor eficaz):	37.5	38
- Corriente por límite dinámico en 2 ciclos (kA, valor de cresta):	60	96

3.1.5 Transformadores de potencial.

3.1.5.1 Características eléctricas.

	intemperie	intemperie
- Servicio.		
- No. de devanados:	4	4
- Clase de aislamiento exterior - (porcelanas) (kV):	115	230
- Clase de aislamiento interior - (devanados) (kV):	92	230
- Tensión nominal primaria de operación (kV):	$85/\sqrt{3}$	$220/\sqrt{3}$
- Tensión nominal primaria de diseño (kV):	55.2	138
- Altitud (m.s.n.m.):	2300	2300
- Relaciones de transformación:	400 & 400 & 800 : 1	1200 & 1200 & 2000:1
- Frecuencia (Hz):	60	60
- Sobretensión admisible durante 1 minuto, del voltaje nominal,		

sin exceder una elevación de temperatura de 175 °C (%):	173	140
- Límite de elevación de temperatura promedio, sobre una temperatura ambiente máxima de 40°C, y una temperatura promedio de 30°C durante 24 horas (°C):	55	55
- Distancia mínima de fuga en los aisladores (mm):	2900	6035
3.1.5.2 Potencia y clase de precisión:	0.3 W,X, Y 0.6 Z	0.3 W,X, Y ó 1.2 Z, ZZ

3.1.5.3 Características al corto circuito.

Los transformadores deberán ser capaces de resistir durante 1 segundo, los esfuerzos térmicos y mecánicos que resulten de un corto circuito en las terminales del secundario a voltaje pleno sostenido en las terminales del primario.

3.2 EQUIPO DE POTENCIA PARA SUBESTACIONES TIPO CLIENTE AISLADAS EN SF6.

La subestación será del tipo de elementos encapsulados, herméticos y estancos, con aislamiento de hexafluoruro de azufre. Sin excepción, el encapsulado de los elementos de la subestación, deberá efectuarse con envolventes monofásicas.

3.2.1 Características generales.

3.2.1.1 De servicio.

- Tipo de instalación: interior o intemperie
- Altitud de operación:
La subestación blindada debe diseñarse para operar a una altitud correspondientes al lugar de instalación, misma que se indicará en las especificaciones particulares.
- Frecuencia de operación: 60 ± 0.5 Hz.
- Temperatura ambiente: de $- 10^{\circ}\text{C}$ a $+ 40^{\circ}\text{C}$.
- Dilatación y asentamientos:
El diseño de la subestación blindada debe resolver satisfactoriamente los problemas que pudieren presentarse por los efectos de la dilatación y los asentamientos en el equipo.
- Protección contra la corrosión:
Todas las partes de la subestación deben protegerse contra los efectos de la intemperie y de la corrosión.

3.2.1.2 De las envolventes metálicas.

Todas las partes con potencial deberán quedar colocadas en el interior de envolventes metálicas, mismas que servirán también para contener el gas SF6.

El material de las envolventes metálicas debe satisfacer las características que se especifican a continuación:

Características eléctricas.

- a) El material deberá ser no-magnético, de manera que se minimice la inducción de corrientes parásitas.
- b) El material deberá tener alta conductividad para reducir las pérdidas por efecto Joule.

Continuidad.

Las envolventes metálicas deberán venir provistas con los accesorios necesarios para garantizar la continuidad eléctrica en todas las envolventes de la subestación blindada, de manera que constituyan un conjunto equipotencial que evite elevadas sobretensiones y eventuales descargas externas durante la aparición de fenómenos transitorios.

3.2.1.3 De las barras conductoras.

Las barras conductoras deberán tener la sección necesaria para conducir en forma continua las corrientes especificadas, y la resistencia mecánica suficiente para soportar los esfuerzos producidos por los cortocircuitos.

La superficie de los conductores deberá tener un terminado tal que no se produzca en algún punto, una intensidad del campo eléctrico excesiva que pueda ser la causa de una perforación del aislamiento.

3.2.1.4 De los dieléctricos.

3.2.1.4.1 Dieléctrico sólido.

Las barras conductoras y los elementos de conexión irán soportados por piezas aislantes de un material resistente a los esfuerzos térmicos de la corriente permanente nominal, así como también a los esfuerzos dinámicos y térmicos de un corto circuito.

La geometría del aislante sólido deberá ser tal que:

- a) Uniformice el campo eléctrico en las zonas donde -- haya cambios en el medio aislante (aislante sólido, aislante gaseoso).
- b) En caso de existir una perforación en el dieléctrico de la instalación, deberá producirse en el dieléctrico gaseoso y no en el dieléctrico sólido.
- c) Si por alguna situación anormal ocurriera en el -- dieléctrico sólido una perforación, ésta deberá encontrar siempre dieléctrico gaseoso al final de su trayectoria.

Algunas de las piezas aislantes se utilizarán como aisladores estancos para independizar los distintos compartimientos de la instalación, y deberán:

- a) Soportar las sobrepresiones que por fallas se presenten en el interior de un compartimiento y evitar, asimismo, que la falla se propague a los demás compartimientos.
- b) Las piezas aislantes deberán soportar en sus caras una diferencia de presión del 100% de la presión nominal en una de ellas y vacío en la otra.

Todas las demás piezas aislantes que se utilicen en la subestación blindada, deberán tener perforaciones para permitir el libre paso del SF6.

3.2.1.4.2 Dieléctrico gaseoso.

Las envolventes metálicas estarán llenas de hexafluoruro de azufre en estado gaseoso, para asegurar el aislamiento de la instalación. En caso de que debido a una fuga, -- la presión del hexafluoruro de azufre baje a un valor igual a la presión atmosférica, el nivel de aislamiento a tierra de la instalación no deberá ser inferior a los niveles de aislamiento especificados.

3.2.1.5 De los compartimientos de gas.

A la parte de una subestación, dentro de la cual está comprendido el equipo de maniobra y control relacionado con un circuito dado se le define como bahía. De acuerdo al tipo de circuito, una subestación puede incluir: bahías de línea, bahías de cable, etc.

Cada bahía de la subestación blindada deberá estar dividida en un cierto número de compartimientos (ver figura 3.2.1.5-1) de manera que:

- a) Un arco eléctrico que se produzca en un compartimiento no pueda propagarse a los compartimientos vecinos.
- b) En caso de que el material de la envolvente se perfora, sólo deberá existir pérdida de gas en el compartimiento afectado.
- c) En cada bahía, las cuchillas desconectoras a las barras colectoras deben estar en compartimientos independientes, a fin de que se pueda dar mantenimiento a cada cuchilla por separado.

Todos los elementos componentes que integran un compartimiento, deberán formar un conjunto hermético, de manera que la fuga anual de gas no exceda del 1% del peso total del gas en ese compartimiento.

3.2.2 Especificaciones eléctricas.

- Tensiones nominales y niveles de aislamiento.

De acuerdo con las tensiones nominales, los niveles de aislamiento para las subestaciones blindadas con hexafluoruro de azufre quedan definidos por los valores indicados en la tabla 3.2.2-1.

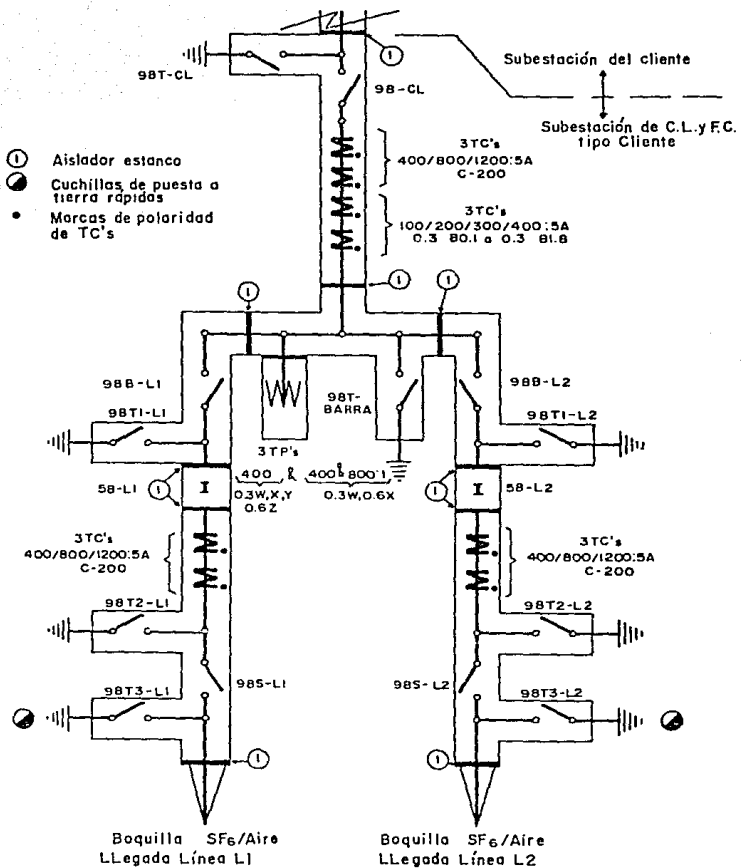


Fig. 3.2.1.5-1 Diagrama unifilar de subestación tipo Cliente aislada en SF₆

Tabla 3.2.2-1 Tensiones nominales y niveles de aislamiento de las S.E.'S. Encapsuladas.

Tensión nominal (kV)	Tensión del sistema (kV)	Nivel de aislamiento	
		A baja frecuencia 60 Hz, 1 min. (kV)	Al impulso onda completa $1.2 \times 50 \mu s$ (kV)
123	85	185	450
245	230	395	950

- Corrientes nominales y de corto circuito.

En la siguiente tabla se muestran las corrientes nominales y las de corto circuito que deben soportar los diferentes elementos de la subestación blindada, sin sufrir deterioros ni deformaciones:

Tabla 3.2.2-2 Corrientes nominales y de corto circuito de las S.E.'S. Encapsuladas.

Tensión Nominal (kV)	Corriente Nominal (kA)	Corriente sostenida de corta duración (kA)	Corriente de cresta (kA cresta)
123	1.6	40	100
245	2	40	100

- Elevación de temperatura.

La elevación de temperatura en las envolventes que sean accesibles al personal no deberán exceder 30°C; en el caso de envolventes que sean accesibles pero que no estén al alcance normal del operador, el incremento de temperatura puede ser de 40°C.

3.2.3 Características eléctricas del equipo.

3.2.3.1 Cuchillas.

Los diferentes tipos de cuchillas que se utilizarán en los arreglos de las bahías son:

- Desconectoras.
- Puesta a tierra lentas.
- Puesta a tierra rápidas.

3.2.3.1.1 Cuchillas desconectoras.

- Corrientes nominales especificadas en la tabla 3.2.2-2.
- Niveles de aislamiento indicados en la tabla siguiente :

Tabla 3.2.3.1.1-1 Niveles de aislamiento de cuchillas desconectoras.

Tensión Nominal (kV)	A baja frecuencia 1 min, 60 Hz (kV)		Al impulso onda completa 1.2 x 50 μ s (kV cresta)	
	A tierra	A través de los contactos	A tierra	A través de los contactos
123	185	210	450	520
245	395	460	950	1 050

3.2.3.1.2 Cuchillas de puesta a tierra lentas.

- Niveles de aislamiento señalados en la tabla 3.2.2-1
- Corrientes nominales de acuerdo a lo indicado en la tabla 3.2.2-2.

3.2.3.1.3 Cuchillas de puesta a tierra rápidas.

- Corrientes nominales.
- Deberán tener capacidad de conexión necesaria para que en caso de que cierre contra un circuito energiza--

do, soporten las corrientes de corto circuito indicadas en la tabla 3.2.2-2.

- Niveles de aislamiento especificados en la tabla 3.2.2-1.

3.2.3.2 Interruptores.

- Niveles de aislamiento indicados en la tabla 3.2.2-1.
- Corrientes nominales señaladas en la tabla 3.2.3.2-1.

Tabla 3.2.3.2-1 Corrientes nominales de los interruptores en SF6.

Tensión Nominal (kV)	Permanente (A)	Interruptiva Simétrica (kA)	Interruptiva Asimétrica (KA)	Sostenida de corta duración (KA)	De Conexión (KA cresta)
123	1600	40	47.2	40	100
245	2000	40	47.2	40	100

- Interrupción de la corriente de carga de líneas y cables en vacío de acuerdo con lo indicado en la tabla 3.2.3.2-2, sin exceder los correspondientes valores de sobretensión ahí especificados.

Tabla 3.2.3.2-2 Corrientes interruptivas en vacío.

Voltaje Nominal (kV)	Líneas en vacío (A)	Cables en vacío (A)	Factor máximo de sobretensión.
123	31.5	140	2.5
245	125	250	2.0

- Interrupción de pequeñas corrientes inductivas.

El interruptor deberá ser capaz de interrumpir pequeñas corrientes inductivas (corrientes de excitación de transformadores) sin exceder un valor de 2.5 p.u. de sobretensión.

- Corriente de cierre en corto circuito.

En condiciones de corto circuito, el interruptor debe poder cerrar, sin sufrir daños ni deformaciones permanentes, una corriente cuyo valor cresta debe ser 2.5 veces el valor eficaz de la corriente interruptiva nominal simétrica.

- Tiempo máximo de apertura, en base a 60 Hz: 3 ciclos (50 ms.).
- Tiempo máximo de cierre, en base a 60 Hz: 10 ciclos (166 ms.).

3.2.3.3 Transformadores de corriente.

- Corriente nominal primaria: indicada en la tabla 3.2.2-2.
 - Corriente nominal secundaria: 5 A.
 - Sobrecorriente permanente: 33% I nominal.
 - Corriente térmica durante 1 seg.: 40 kA.
 - Corriente dinámica: 2.83 I. térmica y deberá ser soportada por el devanado secundario corto circuitoado, durante 2 ciclos.
- Tensión nominal y nivel de aislamiento: especificado en la tabla 3.2.2-1.
- Potencia y clase de precisión.
para protección: C-200
para medición: 0.3B0.1 a 0.3B1.8
- Relaciones de transformación de acuerdo con la siguiente tabla:

Tabla 3.2.3.3-1 Relaciones de transformación de T.C.'S.

Tensión nominal de aislamiento (kV)	123	245
Sección:		
De línea aérea	400/800/1200:5A	1200/2000:5A
De cable subterráneo	400/800:5A	600/ 800:5A

- Límite de elevación de temperatura: 55°C sobre una temperatura ambiente de 30°C.

3.2.3.4 Transformadores de potencial.

Tensión nominal primaria estará de acuerdo a lo indicado en la tabla siguiente:

Tabla 3.2.3.4-1 Relación de transformación de T.P.'s.

Tensión nominal primaria de diseño (kV)	Relación de transformación.	Factor de sobretensión admisible (1 min.) sin exceder 175° C.
55.2 ($92/\sqrt{3}$)	400 & 400 & 800:1	1.73
138 ($230/\sqrt{3}$)	1200 & 1200 & 2000:1	1.40

- Niveles de Aislamiento, indicados en la tabla 3.2.3.4-2.
- Factor de sobretensión, especificado en la tabla 3.2.3.4-1.

Todos los TP's deberán ser capaces de operar continuamente, con una tensión igual a 1.2 veces su tensión nominal. Adicionalmente deberán ser capaces de ope-

rar durante 1 min., sin que exceda una elevación de temperatura de 175°C, con los factores de sobreten-sión indicados en la columna 3 de la tabla 3.2.3.4-1.

Tabla 3.2.3.4-2 Niveles de aislamiento de TP's.

Tipo de prueba.	Tensión nominal primaria (kV)	
	55.2	138
Al impulso (kV)		
- Onda completa (1.2/50 μ s)	450	950
- Onda cortada	520	1120
Potencial aplicado a baja frecuencia (kV)		
- Primario Vs. Secundario y tierra (1 min.)	19	19
- Secundario Vs. Primario y tierra (1 min.)	2.5	2.5
Potencial inducido		
Primario	140	395

- Potencia y clase de precisión, debe ser de acuerdo a la tabla siguiente:

Tabla 3.2.3.4-3 Potencia y clase de precisión de T.P.'s.

Tensión nominal primaria de diseño (kV)	Devanado		Potencia y clase de precisión
55.2	400: 1	(medición)	0.3 W, X, Y 0.6Z
	400: 1 y 800:1	(protección)	0.3 W 0.6 X
138	1200: 1	(medición)	0.3 W, X, Y
	1200:1 y 2000:1	(protección)	1.2 Z

- Relación de transformación, indicada en la columna 2 de la tabla 3.2.3.4-1.

- Límite de elevación de temperatura: 55°C sobre una temperatura ambiente de 30°C.

C A P I T U L O 4

PROTECCION, CONTROL Y MEDICION

4.1 PROTECCION.

4.1.1 Objetivos de la protección.

En los tiempos actuales la demanda de energía eléctrica es tan grande, que la inversión en las instalaciones necesarias para generarla, transmitirla y distribuirla requiere de capitales sumamente elevados. Asimismo en la actualidad existe un sinnúmero de industrias que por su magnitud no pueden prescindir ni un solo momento de la energía eléctrica sin sufrir graves trastornos. De aquí que, en instalaciones de esta índole, debe asegurarse estén protegidos dos aspectos fundamentales: el equipo instalado y el interés de los usuarios que dentro de lo posible, no deberán sufrir interrupciones de servicio.

Como los sistemas eléctricos están formados por partes sujetas a falla, las cuales causan alteración de los valores de corriente, tensión o frecuencia fuera de los límites permitidos; es necesario la utilización de aparatos y dispositivos para evitar o reducir los efectos que estas fallas puedan ocasionar al sistema.

De esta manera podemos definir a la protección como el conjunto de aparatos y elementos puestos al servicio de un sistema eléctrico, cuya finalidad es vigilar que se cumpla adecuadamente el propósito para el que fué creado.

Existen varios tipos de protección, de los cuales podemos destacar los siguientes: Pararrayos, hilos de guarda, fusibles y relevadores.

Los pararrayos son aparatos que se utilizan para proteger las instalaciones eléctricas tanto de las sobretensiones de origen externo, debidas a rayos; como de las sobretensiones de origen interno, debidas a la apertura o cierre de interruptores, canalizando sus efectos a tierra.

Los hilos de guarda son un método para proteger a la subestación y a las líneas de transmisión contra posibles descargas atmosféricas, el cual se lleva a cabo mediante cable de acero galvanizado colocado sobre la parte más elevada de las estructuras que se encuentran en la subestación y en las líneas de transmisión.

Los fusibles ordinariamente contienen un elemento de zinc o una aleación con bajo punto de fusión, el cual se funde al ocurrir una falla, aislando así dicha falla, evitando que se propague y pueda ocasionar daños mayores.

Los relevadores son dispositivos que al detectar una falla, mandan una orden al interruptor para que la aisle, ya que éste no posee los medios necesarios para determinar cuando debe cerrarse o abrirse para proteger el equipo de la subestación, por ésta razón, un interruptor sin relevadores, es solamente un dispositivo para abrir o cerrar bajo carga.

Como se ve, el uso de relevadores es sólo uno de tantos sistemas de protección, y para fines de este trabajo nos extenderemos sobre la protección con relevadores.

4.1.2 Protección con relevadores.

Definiremos un relevador de protección, como un dispositivo que responde a condiciones anormales en un sistema de potencia, haciendo actuar un interruptor que -- aísla la sección de falla del resto del sistema con una mínima interrupción de servicio; para efectuar lo anterior los relevadores deben ser capaces de localizar y decidir casi instantáneamente el circuito que debe ser interrumpido con el fin de aislar solamente la sección afectada, por ello a los relevadores se les ha dado en llamar centinelas o cerebros electrónicos.

Para que puedan cumplir con dichas funciones deben diseñarse para ser sensibles a cantidades eléctricas -- que puedan variar durante la transición de un estado normal a otro anormal o de falla.

Las cantidades eléctricas que pueden cambiar de una condición a otra son: la intensidad de corriente, la tensión, la dirección de potencia, el factor de potencia, la frecuencia, etc., las cuales se alteran al suceder una falla en el sistema.

La protección se debe diseñar de tal manera que cubra completamente el sistema sin dejar partes desprotegidas.

Cuando una falla ocurre, la protección debe disparar solamente los interruptores más cercanos a la misma, por lo que se deben considerar zonas de protección para el diseño de protección del sistema.

4.1.3 Zonas de protección.

Se puede decir que zona de protección es aquella - parte del sistema de potencia que está enmarcada por - una protección determinada. Cuando una falla ocurre -- dentro de una zona de protección, originará el disparo de los interruptores comprendidos dentro de esta zona. (ver figura 4.1.3-1).

Como se puede apreciar, existen "zonas de traslape" que son las comprendidas en las fronteras y que generalmente son aquellas en donde se encuentra un interruptor, las cuales deben tomarse en consideración en el diseño de protección, para que no existan puntos ciegos o zonas desprotegidas, de tal manera que si se presentara una falla en la zona de traslape, deberán dispararse -- los interruptores comprendidos en las dos zonas de protección.

4.1.4 Protección primaria y de respaldo.

La protección primaria, es la primera defensa que - actúa en primera instancia para librar una falla en un sistema eléctrico, es rápida y selectiva, está diseñada para desconectar la mínima porción del sistema, separando solamente el elemento que ha fallado, ya que los interruptores están normalmente localizados en las interconexiones de los distintos elementos del sistema.

La protección de respaldo, se puede considerar como la segunda defensa y actuará si la protección primaria no ha actuado por alguna de las siguientes razones:

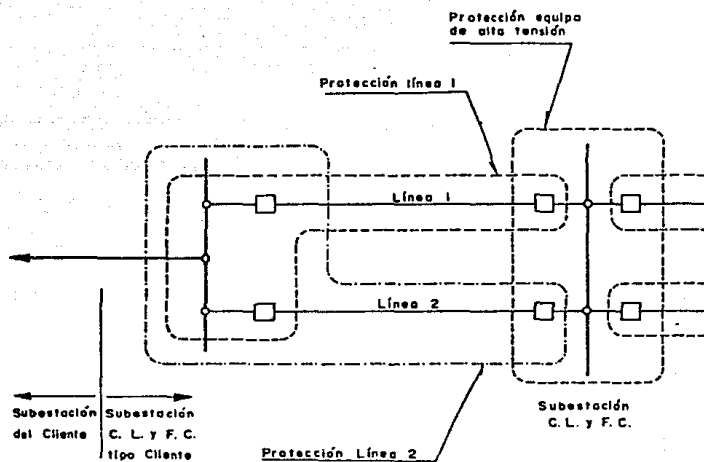


Fig. 4.1.3-1 Zonas de protección y traspase de una parte de un sistema de potencia.

- a) Falla en los transformadores de instrumento (TC's o TP's).
- b) Falla en los circuitos de alimentación de los relevadores.
- c) Falla en la alimentación de disparo (corriente directa).
- d) Falla en los relevadores de protección.
- e) Falla en el circuito de disparo o en el mecanismo de operación.

La protección de respaldo es más lenta y generalmente menos selectiva que la protección primaria, puede desconectar una porción mayor del sistema donde se ha localizado la falla, minimizando el daño que pudiera ocasionar en el resto del conjunto.

Existen dos formas de protección de respaldo, remota y local las cuales estarán disponibles para operar cuando la protección primaria falle. Es evidente que deberá existir tiempo suficiente de retraso entre la protección primaria y la de respaldo, asegurando el disparo del mínimo número de interruptores.

Se puede concluir que la mejor protección de respaldo local y remota, para cualquier sistema de potencia, se tiene cuando las alimentaciones de corriente directa y alterna, estén completamente separadas de la protec-ción primaria.

4.1.5 Características funcionales.

Es conveniente para lograr un eficiente diseño de -

la protección por relevadores, tomar en cuenta como directrices los seis principios básicos siguientes:

- Selectividad.
- Sensibilidad.
- Velocidad.
- Confiabilidad.
- Simplicidad.
- Economía.

4.1.5.1 Selectividad.

La protección por relevadores debe ser capaz de seleccionar aquellas condiciones en que debe operar, y en las que no debe hacerlo, así como las condiciones de -- operación rápida o retardada, de manera que no exista - la desconexión innecesaria de los elementos del sistema

4.1.5.2 Sensibilidad.

La protección deberá ser lo suficientemente sensible para operar en forma segura cuando sea necesario, - aún bajo condiciones mínimas de falla dentro de su zona de protección, y permanecer estable bajo fallas fuera - de ella.

4.1.5.3 Velocidad.

La protección debe operar en tiempos muy cortos, de 0.008 a 0.17 segundos en condiciones favorables, y de 0.033 a 0.5 segundos en condiciones desfavorables, para eliminar fallas que dañen al equipo o hagan que las máquinas salgan de sincronismo, conservando así la estabilidad del sistema. Sin embargo la velocidad dependerá

de la magnitud de la falla y estará ligada a la selectividad, con el fin de no causar interrupción innecesaria en el conjunto.

4.1.5.4 Confiabilidad.

Existen protecciones que operan con muy poca frecuencia (en ocasiones una vez al año) en cambio otras lo hacen con frecuencia, sin embargo deben ofrecer un máximo de confiabilidad en el momento que se requiera su operación.

Esto es posible si el sistema de protección está diseñado para poder proporcionarle un mantenimiento adecuado y periódico, sin perturbar el alambrado, para lo cual el equipo de protección deberá estar provisto con terminales de prueba.

4.1.5.5 Simplicidad.

Los esquemas de protección por relevadores deben ser diseñados con el equipo y circuitos de interconexión mínimos necesarios.

4.1.5.6 Economía.

Es necesario que se proporcione la mejor protección y que esta sea al menor costo posible.

Por último podemos decir que obtener el máximo de cada uno de los seis principios básicos establecidos anteriormente para un sistema de protección por relevadores, prácticamente no es posible, sin embargo, debe tratarse

tar de lograrse una combinación óptima de todos ellos, tanto de manera general en el sistema, como particular de cada equipo o aplicación comparando riesgos y en base a esto garantizar la seguridad y flexibilidad adecuada al sistema de potencia. Este hecho hace que la protección por relevadores resulte ser de criterios, más que una ciencia exacta.

4.1.6 Principios de operación de los relevadores.

Un relevador de protección es un dispositivo que al ser energizado por una señal adecuada (corriente, voltaje, frecuencia, potencia, presión, temperatura, flujo, vibración, etc.) responde a la magnitud o relación de dicha señal, para indicar o aislar una condición de operación anormal en el sistema. Básicamente, el relevador de protección consiste de un elemento de operación (bobina) y uno o más contactos. El elemento de operación toma la información de la señal, realizando una operación de medición y trasladando el resultado hacia los contactos.

Cuando los contactos actúan, envían una señal de aviso o completan el circuito de disparo de un interruptor, el cual aísla la parte del sistema que ha fallado, interrumpiendo el flujo de energía eléctrica (figura - 4.1.6-1).

Los contactos del relevador asumen una posición de terminada cuando éste se encuentra desenergizado. Si la posición es de abierto, el contacto será "normalmente abierto" y si es cerrado, el contacto será del tipo "normalmente cerrado" y se les representa como contactos "a" y "b" respectivamente (figura 4.1.6-2).

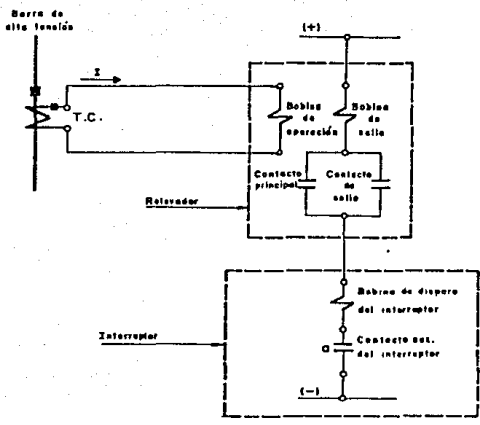


Figura 4.1.6-1 Circuito de operación de un relevador.

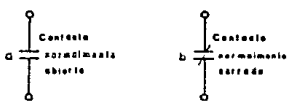


Figura 4.1.6-2 Símbolos y designaciones de contactos.

Cuando un relevador de protección funciona para abrir un contacto "b" o para cerrar un contacto "a", se dice que el relevador opera. Al valor mínimo de la señal que origina tal funcionamiento, se le conoce como valor mínimo de operación o de pick up. Cuando los contactos "a" o "b" regresan a su posición normal después de haber operado, se dice que el relevador se repuso. Esta operación puede ser manual, automática o eléctrica, dependiendo del tipo de relevador.

Usualmente los relevadores están provistos de indicadores visuales o banderas coloreadas para mostrar que éste ha operado. Estos indicadores son operados por bobinas o contactos auxiliares.

Realmente hay solamente dos principios fundamentales en que se basan la operación de los relevadores:

- a) Atracción electromagnética.
- b) Inducción electromagnética.

El primero opera tanto con cantidades de corriente -- alterna como directa.

Estos relevadores constan básicamente de cuatro partes, las cuales se muestran en la figura 4.1.6-3; una bobina de alambre, un núcleo de hierro donde se encuentra devanada la bobina, una armadura consistiendo parcialmente de hierro, de tal forma que pueda ser atraída por el núcleo de la bobina cuando circula corriente por ella, y uno o más juegos de contactos.

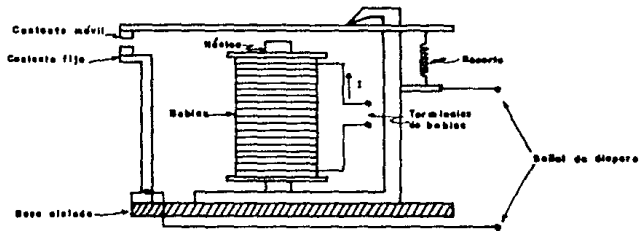


Fig. 4.1.6 - 3 Relevador de atracción electromagnética.

Al circular una corriente por la bobina se produce un flujo magnético que ejerce una fuerza de atracción sobre el elemento móvil, que es proporcional al cuadrado del flujo en el entrehierro, si despreciamos el efecto de saturación, la fuerza neta de atracción puede expresarse como:

$$F = K_1 I^2 - K_2$$

Donde:

F = fuerza neta

K_1 = constante de conversión de la fuerza

I = magnitud eficaz de la corriente en la bobina actuante

K_2 = fuerza de retención incluyendo la fricción

Cuando el relevador está en el límite de la puesta en - trabajo, la fuerza neta es cero y la característica de funcionamiento es:

$$K_1 I^2 = K_2$$

O bien:

$$I = \sqrt{\frac{K_2}{K_1}} = \text{constante}$$

Los relevadores del tipo de inducción electromagnética son los más usados para propósitos de protección y operan bajo el principio del motor de inducción. La fuerza de operación se desarrolla en un elemento móvil que puede ser un disco u otra forma de rotor de material no magnético. En la figura 4.1.6-4, se muestra una sección de disco atravesada por dos flujos alternos (ϕ_1 y ϕ_2) que se encuentran defasados entre sí, cada flujo induce al atravesar el disco (generalmente de hierro) corrientes de eddy (I_{ϕ_1} e I_{ϕ_2}) que circulan en un plano perpendicular a la dirección del flujo.

La corriente producida por uno de los flujos reacciona con el otro flujo y viceversa para producir las fuerzas que actúan en el rotor.

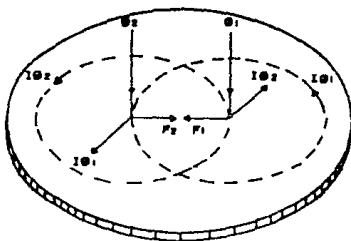


Fig. 4.1.6-4 Producción de la fuerza actuante del par en un relevador de inducción electromagnética.

Como se trata de flujos alternos de forma de onda senoidal las magnitudes pueden expresarse como sigue:

$$\phi_1 = \phi_1 \text{ sen } \omega t$$

$$\phi_2 = \phi_2 \text{ sen } (\omega t + \theta)$$

donde:

Φ = flujo máximo

θ = ángulo de fase por el que ϕ_2 adelanta a ϕ_1

Considerando despreciable la autoinductancia de las corrientes que circulan en el disco, se pueden establecer que las corrientes son proporcionales a las derivadas del flujo con respecto al tiempo, según las expresiones siguientes:

$$I \phi_1 \propto \frac{d\phi_1}{dt} \propto \phi_1 \cos \omega t$$

$$I \phi_2 \propto \frac{d\phi_2}{dt} \propto \phi_2 \cos (\omega t + \theta)$$

Como se ve en la figura las fuerzas se encuentran en oposición y la fuerza neta (F) resultante es la diferencia de ellas.

$$F = (F_2 - F_1) \propto (\phi_2 I \phi_1 - \phi_1 I \phi_2)$$

Sustituyendo los valores de $I \phi_1$ e $I \phi_2$ tenemos:

$$F \propto \phi_2 \phi_1 \cos \omega t - \phi_1 \phi_2 \cos (\omega t + \theta)$$

Pero a su vez sustituyendo los valores de ϕ_1 y ϕ_2 tenemos:

$$F \propto \phi_2 \sin (\omega t + \theta) \phi_1 \cos \omega t - \phi_1 \sin \omega t \phi_2 \cos (\omega t + \theta)$$

sacando ϕ_1 y ϕ_2 como factor común tenemos:

$$F \propto \phi_1 \phi_2 [\sin (\omega t + \theta) \cos \omega t - \sin \omega t \cos (\omega t + \theta)]$$

La cual se reduce a:

$$F \propto \phi_1 \phi_2 \sin \theta$$

De esta ecuación, se puede concluir que: para que se produzca la fuerza que tenderá a hacer girar el rotor, necesariamente tiene que haber dos flujos y que además deben estar defasados, que este par será máximo cuando el defasamiento de los flujos sea 90° , si no hay defasamiento entre ellos, es decir si $\theta = 0$ no habrá par de operación.

4.1.7 Protección primaria de líneas y cables de 85 y - 230 kV.

La protección primaria de líneas y cables que suministran energía a las subestaciones tipo Cliente, se basan -- principalmente en protecciones piloto, efectuadas por comparación de ciertas magnitudes eléctricas, medidas en los extremos de las líneas.

La comparación, se realiza intercambiando información entre los extremos de una línea, para así, poder decir en condiciones de falla, si ésta es interna o externa a la línea; y en consecuencia, operar o bloquear los disparos respectivos.

El término piloto significa que entre los extremos de la línea, hay un canal de interconexión de alguna clase en el que puede transmitirse la información.

Actualmente hay dos tipos de canales en uso común, y se les conoce por hilo piloto y piloto por corriente portadora. Un hilo piloto consiste generalmente de un circuito de dos hilos del tipo de línea telefónica.

Un piloto por corriente portadora para propósitos de protección por relevadores, es uno en el que se transmiten corrientes de baja tensión pero a altas frecuencias del -- orden de 30 a 200 kHz., a lo largo de un conductor de la línea de potencia hacia un receptor en el otro extremo; la tierra o el hilo de guarda funcionan generalmente como el conductor de retorno.

El tipo de canal de enlace, entre los extremos de una línea lo determina generalmente la longitud de la misma. -- Para longitudes pequeñas, el canal de enlace más adecuado, es el hilo piloto. Para distancias relativamente grandes, no es utilizable el hilo piloto por su alto costo,

y por que además ya no es confiable debido a que la resistencia y la capacitancia del par de hilo piloto es - considerable, lo que puede provocar que los relevadores operen falsamente. Se puede disminuir la resistencia y la capacitancia del hilo piloto, colocando reactores de neutralización y aumentando el calibre de los conductores del hilo piloto, pero todo esto encarece la instalación del mismo.

En longitudes mayores a las normales para el hilo - piloto, se usa la protección piloto por onda portadora de altas frecuencias. El principio fundamental de la protección piloto, por onda portadora consiste en la recepción, transmisión y comparación de las señales eléctricas que se imprimen a los conductores de alta tensión de la línea de transmisión que se trate de proteger, y esto se logra con la ayuda del equipo auxiliar - necesario.

Para nuestro caso las líneas y cables de 85 y 230 - kV, que alimentan a las subestaciones tipo Cliente, son realmente cortas, con longitudes que varían de 0.06 a 26.6 Km., por éste motivo, generalmente, utilizamos la protección primaria por hilo piloto con relevadores de corriente alterna.

La protección, con relevadores para hilo piloto de corriente alterna, es de dos tipos:

- a) Por corrientes circulantes.
- b) Por tensión de oposición.

De la protección de corrientes circulantes, haremos una breve descripción, ya que es la que se utiliza actualmente para la protección primaria de líneas y cables de subestaciones tipo Cliente.

4.1.7.1 Protección de hilo piloto de c.a. por corriente circulante.

Esta protección, es semejante a la protección diferencial de corriente y el intercambio de información se efectúa por medio de hilo piloto, utilizando un relevador de equilibrio de corriente en cada extremo del piloto. La única razón de tener un relevador en cada extremo de la línea es evitar que tenga que recorrer un circuito de disparo de la longitud total del hilo piloto. Los transformadores de corriente de la línea protegida, son conectados de tal forma que la polaridad de la corriente circulante en condiciones normales, es como se muestra en la figura 4.1.7.1-1.

En la figura 4.1.7.1-2, se observa que la correspondiente corriente trifásica de la línea, alimenta un filtro de secuencia de fases que permite el paso de corrientes de secuencia positiva y cero, y que convierte la corriente trifásica en un voltaje monofásico que es aplicado a un transformador de saturación. Este transformador, tiene como función limitar la magnitud del voltaje eficaz aplicado al circuito piloto, y la lámpara neón limita la magnitud de los voltajes de pico. A continuación la bobina de operación (O), y la de restricción (R), se encuentran alimentadas por rectificadores de onda completa. Estas bobinas, actúan sobre la armadura del relevador de hilo piloto que está polariza

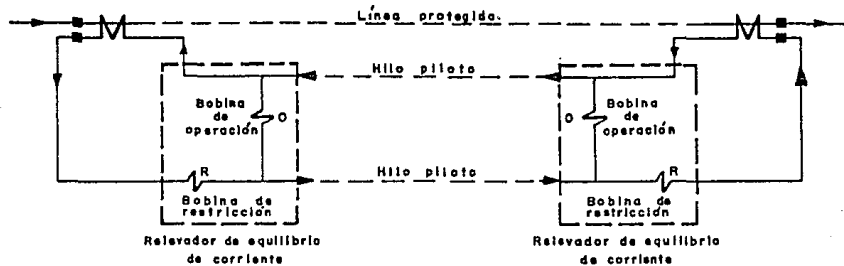


Fig. 4.1.7.1.-1 Representación esquemática del principio de corriente circulante de una protección por hilo piloto de c. a.

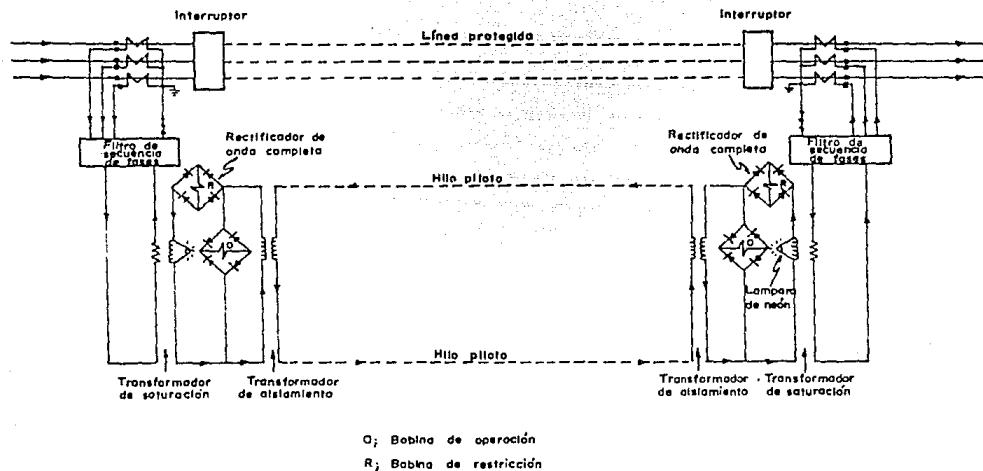


Fig. 4.1.7.1-2 Conexiones esquemáticas de un relevador de hilo piloto de c.a. por corriente circulante..

da y es de alta sensibilidad. En seguida tenemos un -- transformador de aislamiento, cuya función principal es la de proteger el equipo y al personal de los sobre voltajes de transferencia que se puedan presentar en el -- hilo piloto.

En condiciones normales o de falla exterior a la línea, la corriente circula por la bobina de restricción en ambos relevadores, y los voltajes que aparecen en -- los secundarios de los transformadores de aislamiento -- (que se interconectan por medio de hilo piloto), están en serie, por lo tanto existe una corriente circulante por el hilo piloto. En condiciones de falla interior a la línea de transmisión, el flujo de corriente de uno de los extremos se invierte, cambiando en consecuencia 180° el voltaje secundario en su transformador de aislamiento, lo que a su vez impide la circulación de corriente en el hilo piloto, lo que representa un camino de alta impedancia para la corriente que normalmente -- circula hacia el transformador de aislamiento, y la -- cual tiene que desviarse hacia la bobina de operación, provocando la operación del relevador y la desconexión de los interruptores. Las características del relevador, son tales, que cuando la corriente pasa por la bobina de operación tiende a ser igual a la corriente de restricción, y el relevador opera.

El hilo piloto, se puede instalar aéreo o subterráneo. La instalación más usual es la aérea. Con éste tipo de canal de interconexión, el hilo piloto, puede -- ir por la misma ruta que la línea de transmisión o por otra más corta, de cualquier manera ya sea aéreo o subterráneo, el hilo piloto está expuesto a sufrir daños --

que pueden abrir o poner en cortocircuito el par que se use para el intercambio de información de los extremos. En caso de abrirse el par mencionado, la protección quedaría como sobrecarga instantánea, y si los valores de ajuste son menores que la corriente circulante normal, la protección operaría inmediatamente después de que se abriera el par, en caso de tener un ajuste mayor a la corriente circulante normal, el relevador operaría en condiciones de falla en cualquier dirección. En caso de ponerse en cortocircuito el par, la protección se bloquea, pues el relevador vería el corto como si se pusiera en la bobina de operación de los relevadores en ambos extremos, y la protección no operaría ni en condiciones de falla interna en la línea. Para poder detectar estas fallas, se aplica una supervisión continua de corriente (de C.D.) en el hilo piloto, utilizando relevadores de monitoreo en los dos extremos de la línea, con las alarmas y disparos necesarios.

4.1.8 Protección de respaldo de líneas y cables de 85 y 230 kV.

Si la protección primaria de una línea o cable que suministra energía a un cliente industrial funciona incorrectamente, o la operación de algún interruptor falla, se tendrán como resultado graves daños en el sistema de CLYFC, aparte de los problemas económicos inherentes ocasionados para el cliente.

Generalmente, los elementos de un sistema de potencia son tan importantes y la extensión de los posibles daños son tan grandes que hay necesidad de prever relevadores suplementarios conocidos como protección de respaldo.

Ahora bien, en la protección de respaldo de líneas o cables de 85 y 230 kV., que suministran energía a las subestaciones tipo Cliente se utilizan relevadores de sobrecorriente direccional para protección de fallas entre fases (67), y relevadores de sobrecorriente direccional para fallas de fase a tierra (67N).

4.1.8.1 Conceptos sobre relevadores de sobrecorriente direccional.

Los relevadores direccionales de sobrecorriente actúan por efecto de una sobrecorriente, pero solamente cuando la energía circula en un sentido determinado, la referencia del sentido de circulación de la energía se consigue mediante dos circuitos, uno de corriente y otro de tensión, tomando como magnitud de polarización el voltaje, pues este permanece constante.

El término polarización, debe entenderse como aquella característica que tienen ciertas cantidades vectoriales de no cambiar de sentido, y que nos pueden servir de referencia para medir los ángulos de desplazamiento de aquellos otros que si cambian de dirección.

La protección direccional comprende dos partes, la dirección de la potencia y la sobrecorriente que produce la falla, los relevadores pueden estar contruidos para comprender los dos elementos.

Una bobina puede ser energizada por el circuito de voltaje para polarizar, esto es para predeterminar la dirección del flujo de corriente, lo cual permite tener selectividad.

Así por ejemplo para una línea o cable de 85 ó 230 kV que suministra energía a una subestación tipo Cliente, la protección direccional ve fallas hacia la línea y no en la dirección contraria que podría ser una falla en las barras o en otro circuito, ver figura 4.1.8.1-1.

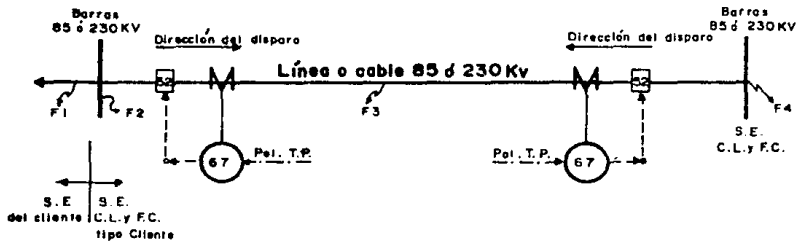


Fig. 4.1.8.1-1 Características de operación de la protección de sobrecorriente direccional.

En la figura anterior el comportamiento de la protección direccional en la S.E. de CLyFC tipo Cliente, es el siguiente:

Falla	Relevador 67
F1	No debe operar
F2	No debe operar
F3	Debe operar
F4	Debe operar

El comportamiento de la protección direccional para la S.E. de CLyFC suministradora de la energía, es el siguiente:

Falla	Relevador 67
F1	Debe operar
F2	Debe operar
F3	Debe operar
F4	No debe operar

Para que una protección sea direccional es necesario - que la magnitud de polarización no varíe, cuando la corriente circule en una u otra dirección en condiciones normales y de falla en el circuito, como anteriormente se dijo, la protección de sobrecorriente direccional es polarizada con potenciales de la tensión correspondiente a la del circuito que se protege.

La magnitud de operación en una protección direccional corresponde a la corriente de operación del relevador la cual tiene posibilidad de circular en ambos sentidos, de ahí se deduce que con las magnitudes de polarización y corriente mínima de operación se debe producir un par positivo que cierra unos contactos, si el sentido de la corriente es en la dirección del disparo y si el sentido se invierte se creará un par de operación negativo es decir el relevador no ve la falla.

En función de las magnitudes de influencia, el par de operación es estrictamente:

$$T = K_1 VI \cos(\theta - \gamma) - K_2$$

donde:

T = par de operación

V = magnitud del voltaje de polarización

I = magnitud de la corriente de operación

θ = ángulo entre I y V

γ = ángulo del par máximo

K_1 = constante de conversión

K_2 = constante de retención

En el punto de equilibrio, cuando el relevador está en el límite de funcionamiento, el par neto es cero y tenemos:

$$VI \cos(\theta - \gamma) = \frac{K_2}{K_1} = \text{constante}$$

Esta característica de funcionamiento se muestra en la -
 figura 4.1.8.1-2.

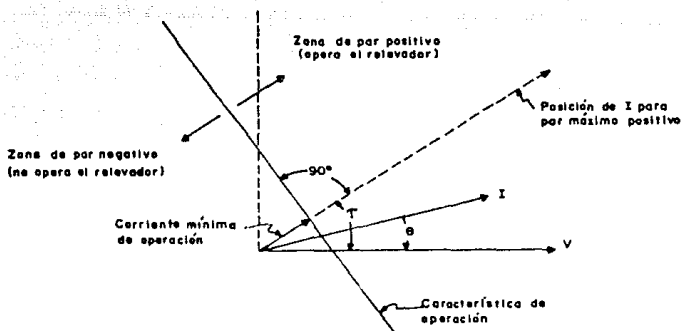


Fig.4.1.8.1-2 Característica de operación del relevador direccional

La magnitud polarizante, que es el voltaje para este tipo de relevador, es la referencia y su magnitud se supone que es constante. La característica de operación se ve que es una línea recta descentrada del origen y perpendicular a la posición de la corriente para par máximo positivo.

Esta es la línea que divide entre el desarrollo del par neto positivo o negativo en el relevador. Cualquier vector de corriente cuya punta esté situada en el área del par positivo originará la puesta en trabajo; el relevador no se pondrá en trabajo, o se repondrá, para cualquier vector de corriente cuya punta esté situada en el área del par negativo.

4.1.8.1.1 Protección de sobrecorriente direccional de fase (67).

Los relevadores que se utilizan para este tipo de protección son monofásicos.

La magnitud de polarización en una protección de sobrecorriente direccional de fase, puede ser de 90° , 30° y 60° con respecto a la corriente de factor de potencia unitario, dependiendo del atraso que sufre la corriente en el caso de una falla en un circuito determinado.

A continuación en la figura 4.1.8.1.1-1, se muestra la conexión de un elemento, en este caso la fase A con 90° , 30° y 60° .

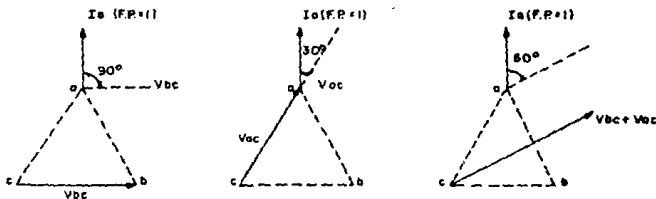


Fig. 4.1.8.1.1-1) Conexión a 90° , 30° y 60° de la protección de sobrecorriente direccional de fase.

Cuando existe un corto circuito en una línea de alta tensión, la corriente se atrasa con respecto a su posición de factor de potencia unitario, aproximadamente en 70° por lo cual es conveniente seleccionar la conexión de 90° , por la razón que a continuación se expone.

Un relevador de sobrecorriente direccional de fase tiene su máximo par de operación cuando la corriente está adelantada a su voltaje en 20° , por consiguiente para una conexión de 90° en que la corriente de falla se atrasa 70° , caerá la co-

rriente de falla en la característica de par máximo, como se muestra en la figura 4.1.8.1.1-2.

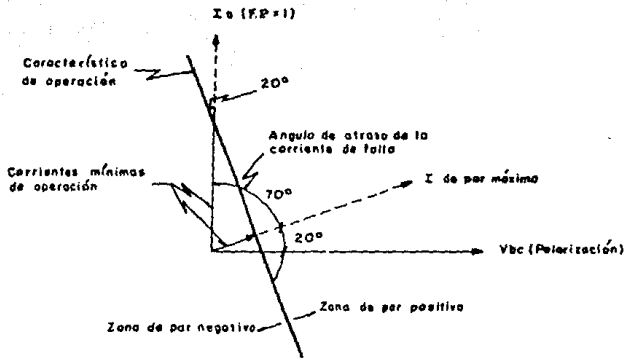


Fig. 4.1.8.1-2 Característica de operación en un relevador direccional de fase con conexión a 90°

El principio de operación y conexión de la protección de sobrecorriente direccional de fase se muestra en la figura 4.1.8.1.1-3, donde se observa que se instala un relevador por fase, denominados 67-1, 2 y 3.

El relevador 67-1, tiene la corriente de la fase A y el potencial V_{bc} , por lo tanto es una conexión de 90° , el 67-2, tiene la corriente de la fase B y el potencial V_{ca} y el 67-3, tiene la corriente de la fase C y el potencial V_{ab} .

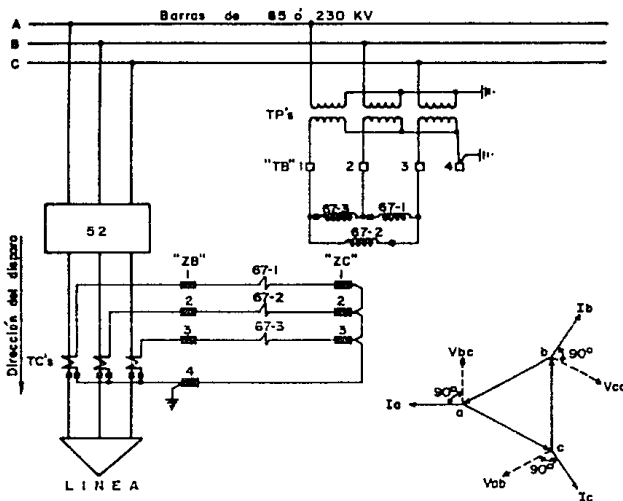


Fig. 4.1.8.1.1-3

Principio de operación y conexión de la protección de sobrecorriente direccional de fase.

4.1.8.1.2 Protección de sobrecorriente direccional de tierra (67N).

La magnitud de polarización en la protección de sobrecorriente direccional de tierra, es el voltaje resultante - que hay en caso de falla a tierra de una o dos fases en -- las terminales de una delta rota, el cual no cambia de sentido.

Los relevadores direccionales de tierra, tienen generalmente su característica de par máximo a 60° la corriente atrás del voltaje, como se muestra en la figura - - - - - 4.1.8.1.2-1.

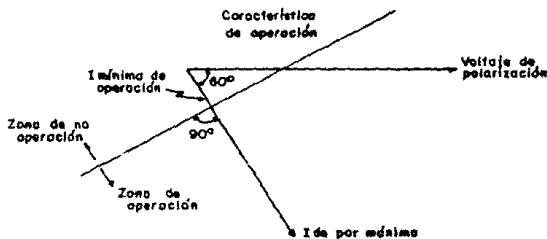


Fig. 4.1.8.1.2-1 Característica de operación de un relevador direccional de tierra.

El principio de operación y conexión de la protección de sobrecorriente direccional de tierra se muestra en la figura 4.1.8.1.2-2, y en general es similar al de sobrecorriente direccional de fase, o sea que cubre fallas a tierra en una sola dirección y tiene una magnitud de operación y otra de polarización. Generalmente este relevador se conecta a los mismos transformadores de corriente de la protección direccional de fase.

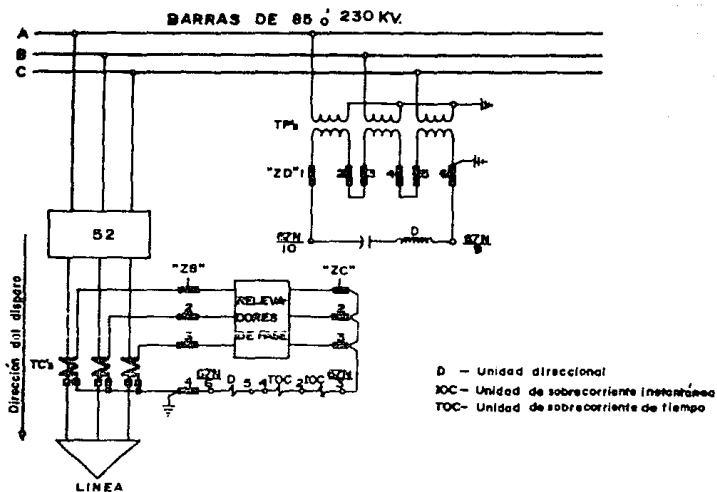


Fig. 4.1.8.1.2-2 Principio de operación y conexión de la protección de sobrecorriente direccional de tierra.

4.2 CONTROL.

4.2.1 Generalidades.

Para efectuar el control de una subestación se requiere de instalaciones de baja tensión que comprenden cinco tipos de elementos:

- Dispositivos de mando para la operación del equipo de alta tensión (como conmutadores, unidad terminal remota, etc) y equipo auxiliar necesario para la correcta ejecución de las maniobras (diagramas esquemáticos de control e indicadores luminosos del estado del equipo)
- Dispositivos de alarma, destinados para avisar al operador el funcionamiento de alguna de las protecciones o de alguna condición anormal en la subestación
- Aparatos registradores que imprimen y proporcionan información sobre disturbios, alarmas y señalización (registradores de eventos y osciloperturbógrafos).
- Medios de comunicación para interconectar los distintos elementos de las instalaciones de control -- (cables de control y canales de comunicación).
- Equipo para soportar los aparatos de control (Tableros, consola de alarmas, etc.).

Los sistemas de control se clasifican en dos tipos:

- Sistemas de control local, utilizados en subestaciones que requieren, permanentemente, personal para la vigilancia y operación de las instalaciones.
- Sistemas de control remoto, utilizado en subestaciones que, normalmente, no requieren personal y se gobiernan desde un centro de operación.

4.2.2 Sistemas de control remoto

Los sistemas de control remoto (figura 4.2.2-1) cuentan con equipo digital para el telecontrol, supervisión y adquisición de datos que realiza las siguientes funciones:

- a) Supervisión y telemedición continua, el sistema explora continuamente las estaciones remotas con todos sus tipos de indicación, puntos de estado (posición de abierto o cerrado de los interruptores y cuchillas), alarmas y telemedición.

Toda condición de alarma que ocurre se presenta inmediatamente y el operador la recibe tanto luminosa como sonora, así como también escrita en el centro de control, el equipo indica los cambios de estado en el sistema.

Los tiempos de exploración típicos son los siguientes:

Cada dos segundos se adquiere la medición de flujo de la potencia activa (MW) de los enlaces.

Cada cuatro segundos se adquiere la medición de los generadores en control automático y de la frecuencia del sistema, así como los cambios de estado de los interruptores y protecciones.

Cada doce segundos se adquiere el estado de los restantes dispositivos.

Cada cinco minutos se leen los acumuladores de MW de generadores enlaces y cargas.

- b) Telecontrol, para operar el equipo en cuestión, se interrumpe momentáneamente la adquisición automática de datos, la que se reanuda una vez que se ha realizado y comprobado la orden de control.

Las comunicaciones entre la estación control y las estaciones remotas se pueden llevar a cabo por medio de líneas telefónicas, sistemas de onda portadora, hilo piloto, microondas y otros tipos de vías de comunicación.

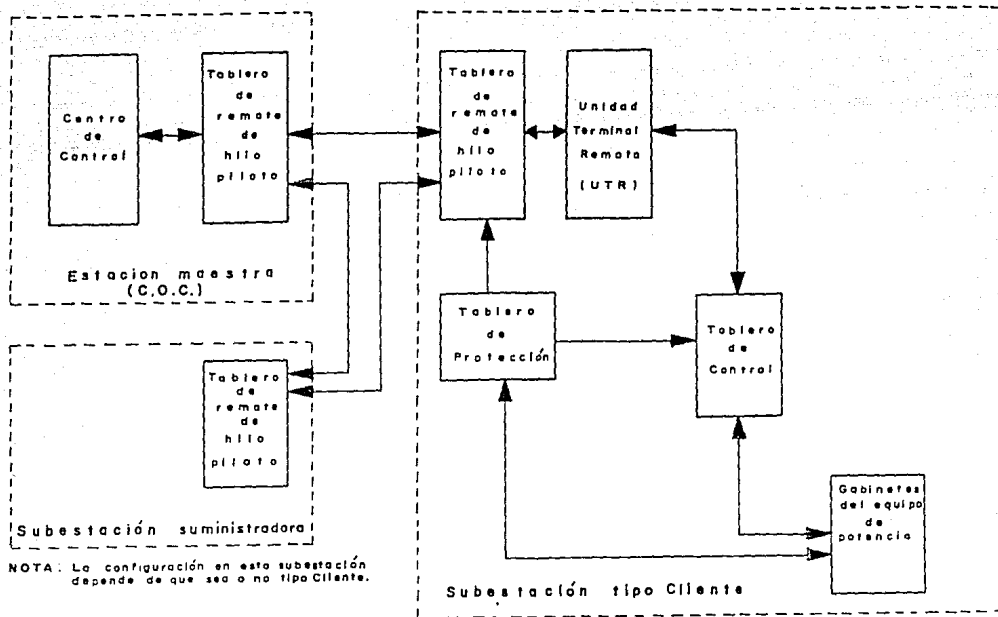


Fig.4.2.2-1 Equipo utilizado en una subestación tipo Cliente telecontrolada y el centro de operación y control (C.O.C.)

4.2.3 Control de las subestaciones tipo Cliente:

Las subestaciones tipo Cliente se diseñan con sistemas de control remoto con la finalidad de disminuir los costos de operación y aumentar la confiabilidad y eficiencia del sistema.

Las funciones que se implementan en las subestaciones tipo Cliente son:

a) Alarmas:

- Alerta de interruptores (figura 4.2.3-1).
- Alerta del sistema de gas SF₆ (figura 4.2.3-2).
- Emergencia de interruptor (figura 4.2.3-1).
- Emergencia del sistema de gas SF₆ (figura 4.2.3-2).
- General de la subestación (figura 4.2.3-3 a,b).
- Operación de la protección primaria de líneas - (figura 4.2.3-4).
- Operación de la protección de respaldo de líneas - (figura 4.2.3-5).

b) Controles:

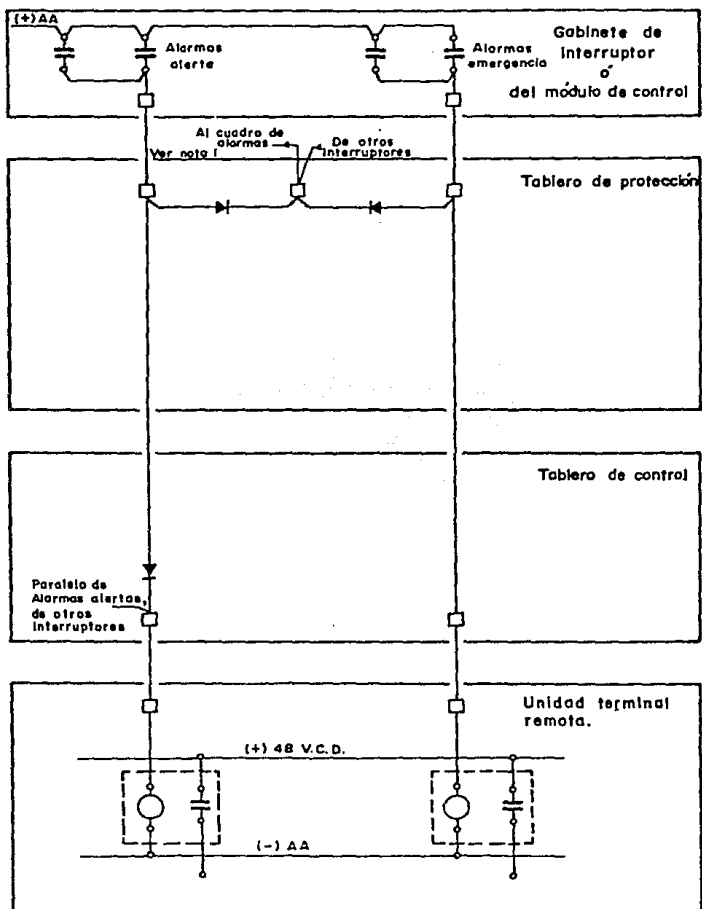
- Cierre y apertura de cada interruptor (figura - - 4.2.3-6).
- Cierre y apertura de cada cuchilla (fig. 4.2.3-7).

c) Mediciones:

- De energía (figura 4.2.3-8).
- Potencia activa (figura 4.2.3-8).
- Var-hora (figura 4.2.3-9).
- Potencia reactiva (figura 4.2.3-9).
- Voltaje (figura 4.2.3-10).

d) Señalizaciones:

- Cierre y apertura de cada interruptor (figura - - 4.2.3-11).
- Cierre y apertura de cada cuchilla (fig.4.2.3-12).
- Apertura del interruptor del cliente (figura - - 4.2.3-13).



Nota 1 Una alarma por subestación.

Fig. 4.2.3-1 Alarma alerta y emergencia de interruptores.

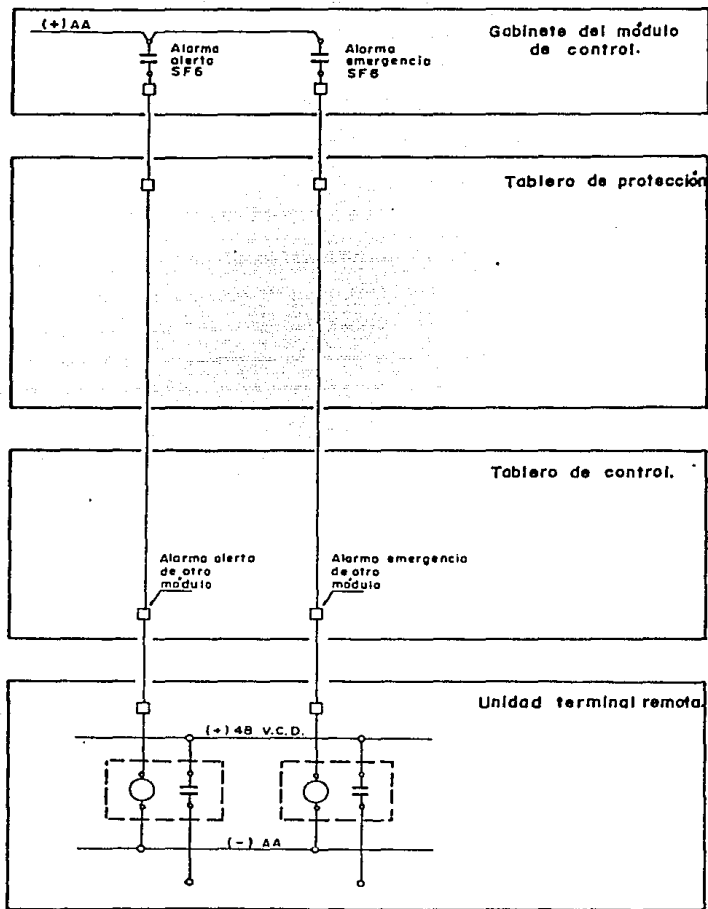


Figura 4.2.3-2 Alarma alerta y emergencia del sistema de gas SF6.

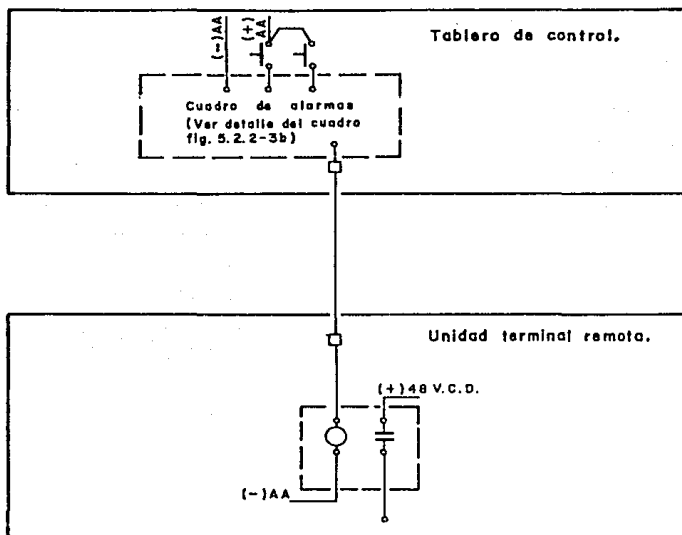


Fig. 4.2.3-3a Alarma general de la subestación.

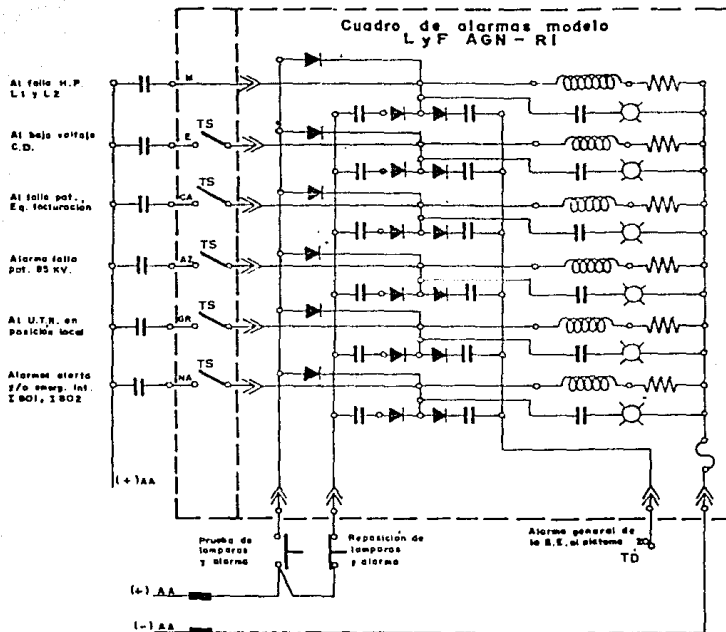


Figura 4.2.3-3b Detalle del cuadro de alarmas

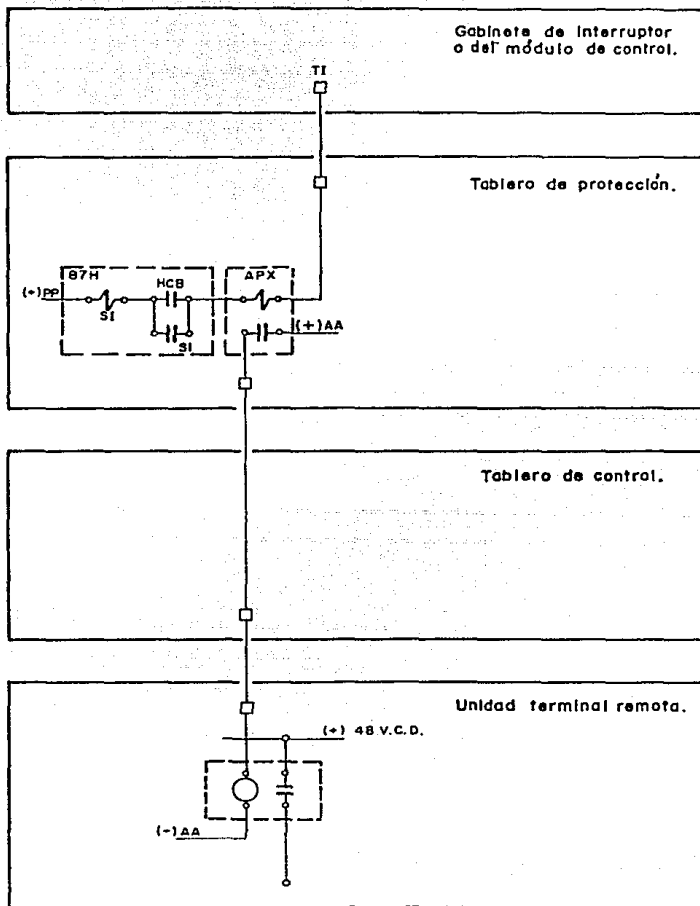


Figura 4.2.3-4 Alarma de la operación de la protección primaria de líneas.

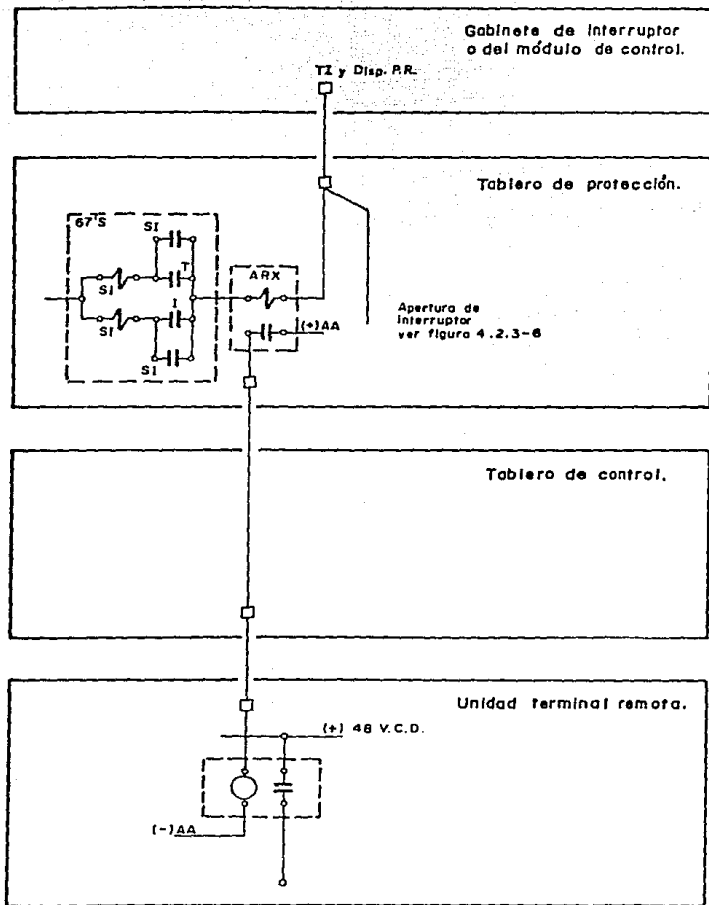


Figura 4.2.3-5 Alarma de la operación de la protección de respaldo de líneas.

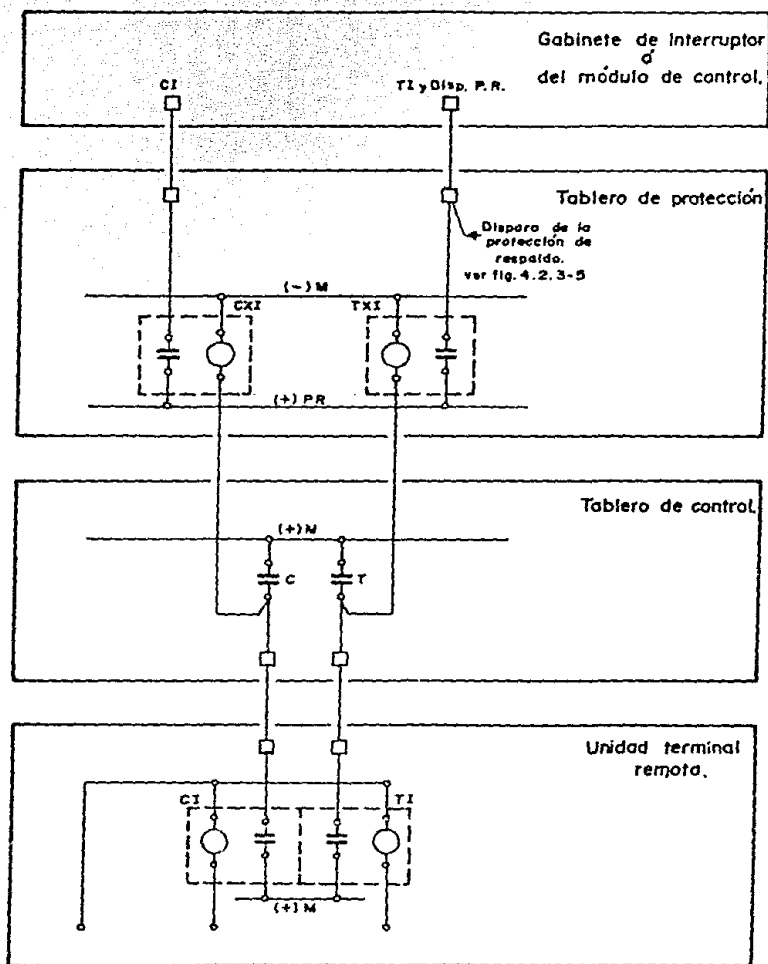


Fig. 4.2.3-6 Control del cierre y apertura de interruptor.

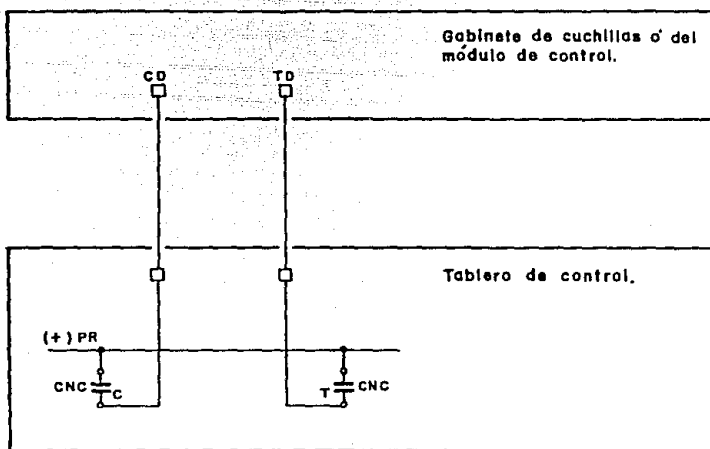


Fig.4.2.3-7 Control del cierre y apertura de cuchillas.

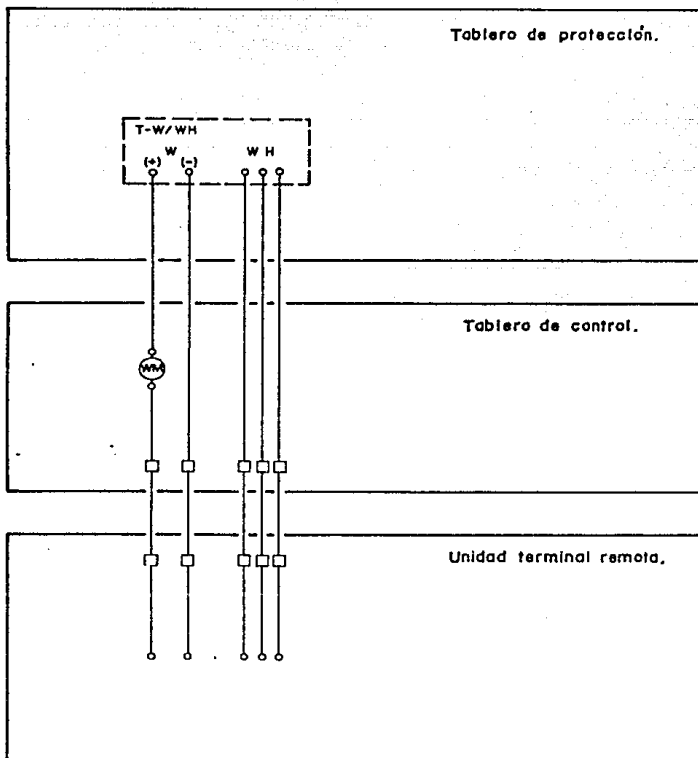


Figura 4.2.3 -8 Medición de energía y potencia activa.

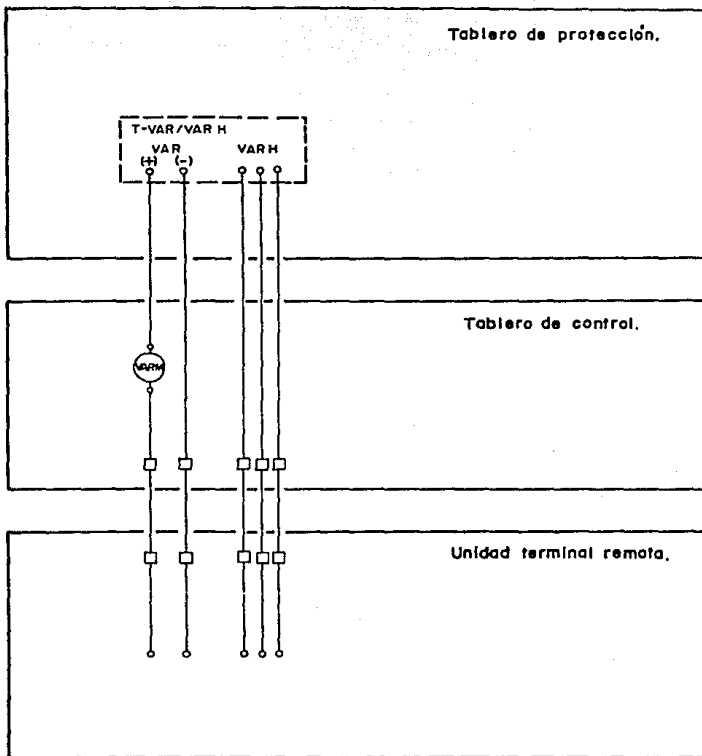


Figura 4.2.3-9 Medición de los VARH y de la potencia reactiva.

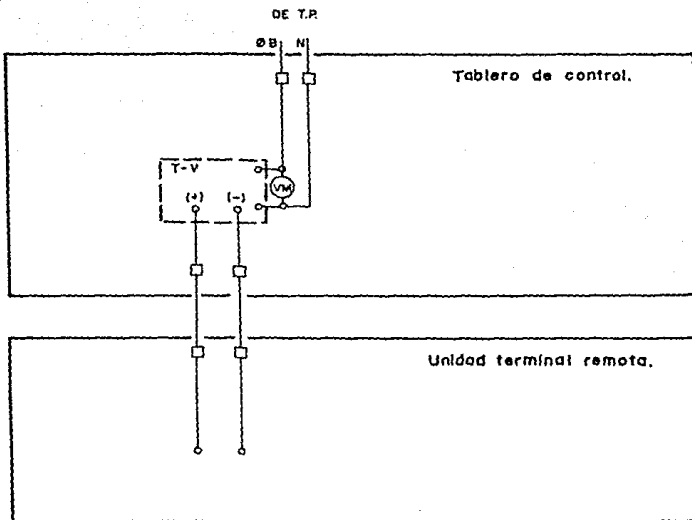


Figura 4.2.3-10 Medición de la tensión eléctrica.

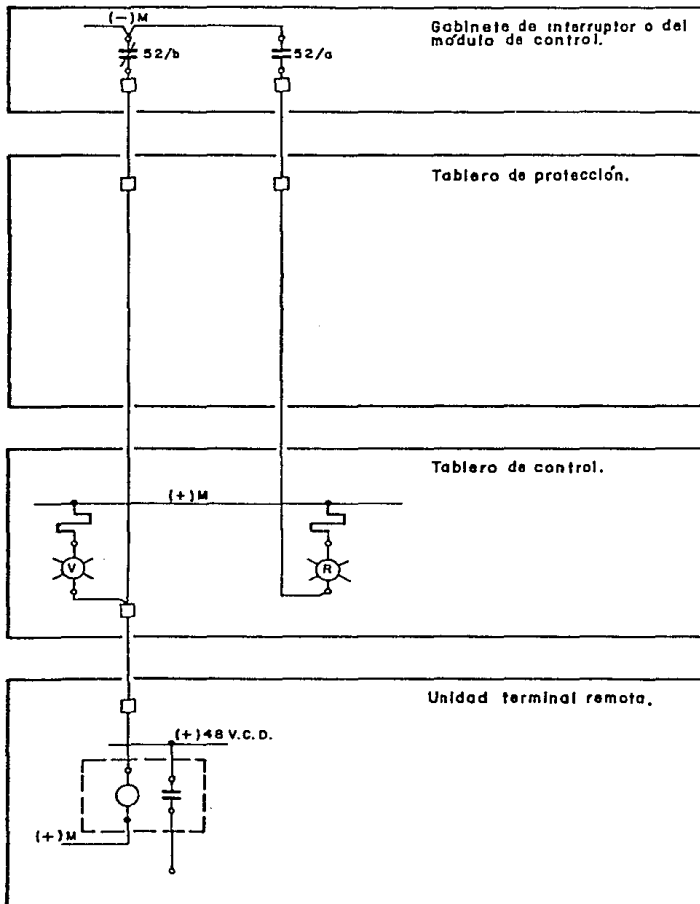


Fig. 4.2.3-II Señalización del cierre y apertura de interruptor.

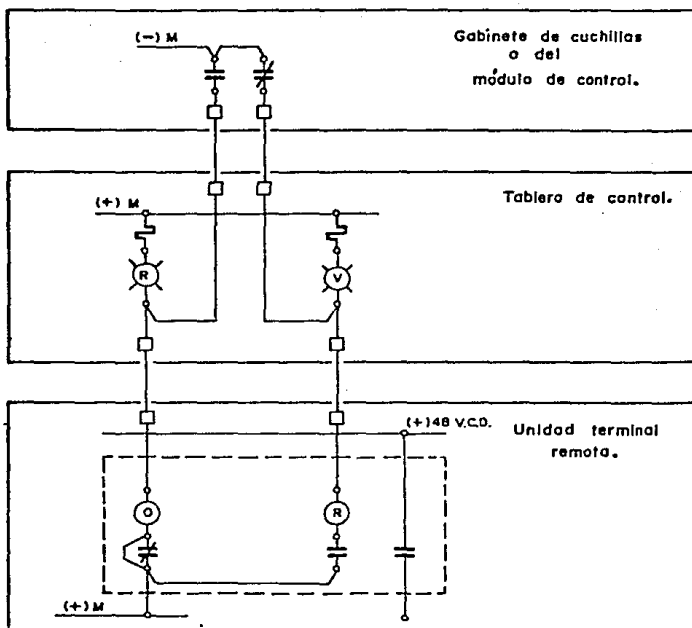


Fig. 4.2.3-12 Señalización del cierre y apertura de cuchillas.

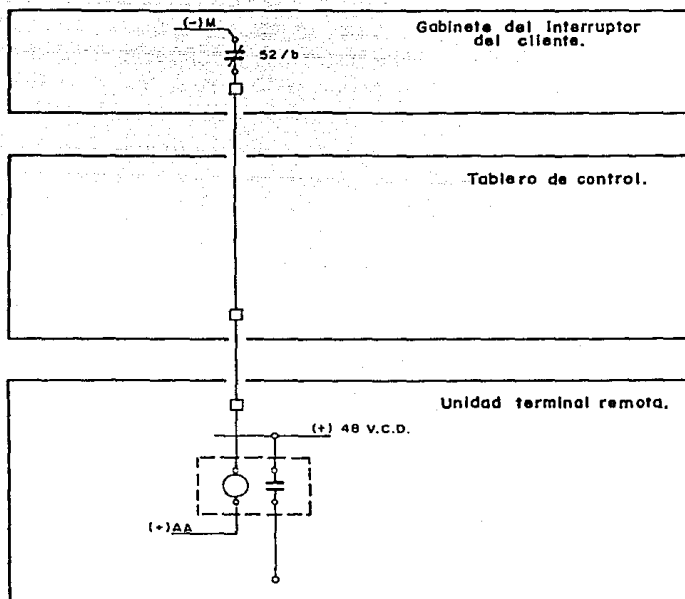


Figura 4.2.3-13 Señalización del interruptor del cliente.

4.3 MEDICION.

4.3.1 Generalidades.

La medición tiene una gran importancia en un sistema de potencia. Sin elementos de medición, difícilmente se podría controlar al sistema, aún considerando a éste totalmente automático, por lo tanto, es necesario considerar las características que debe guardar la medición, para entregar una información confiable y segura a todo el personal que interviene en el control.

La medición como conjunto, debe conceptuarse como el grupo de aparatos de medición conectados a una red de baja tensión formada por los secundarios de los transformadores de instrumentos (TC's y TP's), que nos indican las condiciones de carga de las instalaciones de alta tensión.

La medición de una subestación la podemos clasificar en dos tipos.

- a) Instalaciones con medición local.
- b) Instalaciones con medición local y remota (telemedición).

4.3.2 Instalaciones con medición local.

Estas instalaciones se caracterizan en que todos los aparatos de medición solo indican y registran mediciones locales y se encuentran alojados dentro de los límites de la subestación y concentrados en un salón de tableros, donde se tiene permanentemente personal capacitado, para tomar lecturas y elaborar registros que se utilizan en la elaboración diaria de flujos de energía para una mejor operación del sistema.

4.3.3 Instalaciones con medición local y remota (telemedición).

Estas se caracterizan en que además de que los aparatos

de medición se encuentran alojados dentro de los límites de la subestación y concentrados en el salón de tableros, registran mediciones locales y envían una señal de baja intensidad de c.d., a la unidad terminal remota (ubicada también en el salón de tableros), de aquí, y a través de un par de cable hilo piloto, se envía la señal hasta la consola principal de telecontrol situada en la estación central del sistema.

En las subestaciones telecontroladas del sistema central para realizar este tipo de mediciones, se instalan transductores de medición para conocer las características esenciales del mismo, tales como, tensión, intensidad de corriente, frecuencia, potencia activa (watts), potencia reactiva (vars), energía consumida con respecto al tiempo (watts-hora) y energía reactiva consumida con respecto al tiempo (vars-hora).

Los transductores de medición son dispositivos que convierten una señal de entrada, en una señal de salida en forma diferente.

Las potencias activa y reactiva son variables que deben conocerse de una manera precisa para operar y controlar adecuadamente a un sistema de potencia. Ambas tienen la característica de que no solo se requiere saber su magnitud sino también su dirección de viaje o de flujo.

La potencia activa, en condiciones normales, viaja de los generadores hacia las cargas. Sin embargo cuando el sistema de potencia es mallado, suele ocurrir que en algunos de sus elementos como en las líneas de transmisión, la potencia activa fluya de un extremo a otro en ciertas condiciones y en sentido contrario, en otras.

Con la potencia reactiva, se puede presentar también la dualidad del sentido de flujo en ciertos elementos del sistema pero adicionalmente, puede ocurrir que el viaje de esta potencia sea de la carga hacia los generadores, esto complica la interpretación de la lectura de un medidor de potencia

reactiva o vámetro, en el caso de que se tengan varias convenciones para designar el sentido de flujo.

Ahora bien, en las subestaciones tipo Cliente se utiliza el sistema con medición local y remota (telemedición), y las características principales de los parámetros de medición que se tienen en estas subestaciones son:

- a) En una de las líneas se mide la potencia activa -- (watts), y la potencia reactiva (vars).
- b) En las barras colectoras se mide el voltaje.
- c) En el alimentador que suministra energía al cliente se mide la potencia activa (watts), la potencia reactiva (vars), la demanda máxima de energía consumida - con respecto al tiempo (watts-hora) y la energía reactiva consumida con respecto al tiempo (vars-hora).

Estas características de medición se utilizan tanto en las subestaciones tipo Cliente convencionales como en las de SF6. (ver figura 2.2-1 y 2.2-2).

Las ventajas de contar con la información telemedida, es que en los reportes se puede contar con el consumo por día; - es útil para estudios de análisis, pues se elaboran curvas de demanda diaria de clientes en tarifa 12, y además la información es en tiempo real.

C A P I T U L O 5

CARACTERISTICAS DE LAS SUBESTACIONES TIPO CLIENTE PROPIEDAD DE CLYFC.

5.1 INTRODUCCION.

En este capítulo se analizan las subestaciones tipo Cliente propiedad de CLYFC, mostrando en forma resumida, las diversas opciones que se han dado a las industrias - para tener un servicio de energía eléctrica en 85 ó 230 kV.

Los arreglos constructivos y esquemas de protección se han adaptado de acuerdo con las necesidades, siguiendo un criterio normalizado.

Se presentan las diversas características de las -- subestaciones tipo Cliente construídas por CLYFC, considerando aspectos como: cantidad de subestaciones tipo Cliente proyectadas, nivel de voltaje de operación, tipo de alimentación (radial o con doble suministro) etc., - dando así un panorama que nos permitirá visualizar los beneficios que se pueden obtener con la instalación de este tipo de subestaciones en las industrias.

5.2 RELACION DE SUBESTACIONES TIPO CLIENTE DE CLYFC.

Subestación	Tipo	Tensión (kV)	Año de - proyecto
Aceros Corsa.	Conv.	85	1988
Aceros Nacionales.	Conv.	85	1972
Aceros Tepeyac. *		85	Futura
Autometales.	Conv.	85	1979
Buen Tono (Metro).	Conv.	85	1968
Campos Hnos.	SF6.	85	1980
Cartón y Papel.	Conv.	230	1982
Cementos Anáhuac.	Conv.	85	1972
Cementos Apasco.	Conv.	85	1974
Cementos Tolteca I.	SF6.	85	1980
Cementos Tolteca II.	SF6.	85	1981
Colgate Palmolive.	SF6.	85	1986
Chrysler.	Conv.	85	1985
Cruz Azul.	Conv.	85	1978
Fisisa.	Conv.	85	1974
F o r d .	Conv.	85	1977
Fundidora Lerma. *	Conv.	85	Futura
Fundidora México.	SF6.	85	1983
Good Year Oxo.	Conv.	85	1982
Industria Militar. *	SF6.	85	Futura
Industrial Sn. Cristóbal.	SF6.	85	1980
Nissan.	Conv.	85	1982
P e m e x .	SF6.	85	1984
Pennwalt.	Conv.	85	1974
Tultitlán.	Conv.	230	1987
Vidriera Los Reyes.	SF6.	85	1986
Vidrio Plano.	Conv.	85	1985
Vidriera Toluca. *		85	Futura

* En proyecto.

A b r e v i a t u r a s :

Conv. = Convencional.

SF6 = Aislada en hexafluoruro de azufre.

5.3 DATOS COMPARATIVOS DE DIVERSAS CARACTERISTICAS.

En la instalación de subestaciones para proporcionar el servicio de energía eléctrica en 85 ó 230 kV., se considera: la ubicación de las subestaciones de potencia, los requerimientos técnicos y la capacidad económica del cliente, lo que ha dado motivo a diferentes opciones en cuanto a forma de alimentación a las subestaciones, siendo estas:

- Alimentadas por cable o líneas.
- De una o dos alimentaciones.
- Convencionales o en SF6.
- De 85 ó 230 kV., de tensión nominal.

En la tabla 5.3-1, se hace una comparación entre los diferentes tipos de instalaciones que se han construido; -- por lo que conviene analizar las tendencias en cuanto a los tipos de arreglos físicos, diagrama unifilar, esquemas de protección, etc., que se están usando para suministrar este servicio.

Tabla 5.3-1 Comparación de diversas características.

Subestaciones tipo Cliente:

Proyectadas	24
En 85 kV.	22
En 230 kV.	2
Convencionales	16
En SF6	8
Alimentación radial	9
Con doble alimentación	15
Alimentación con línea aérea	22
Alimentación con cable subterráneo	2

5.4 CARACTERISTICAS DEL SISTEMA DE POTENCIA PARA SUMINISTRAR ENERGIA A GRANDES INDUSTRIAS.

Como se vió en el inciso anterior, el número de subestaciones tipo Cliente que CLyFC ha construído dentro del sistema central, se ha ido incrementando y con ello la cantidad de líneas y cables necesarios para suministrar el servicio.

La CLyFC, ha resuelto la problemática de alimentar a este tipo de subestaciones de acuerdo con la ubicación de la industria, ya que se encuentran en predios urbanos donde es muy difícil conseguir derechos de vía para instalar nuevas líneas. Aún así, se ha tratado de conservar un patrón en cuanto a la forma de suministro de energía eléctrica, teniéndose los siguientes tipos: Subestaciones tipo Cliente con alimentación radial y con doble alimentación.

5.4.1 Subestaciones tipo Cliente con alimentación radial (sistemas radiales).

Son aquellas en las que el suministro de energía --- depende de una sola subestación.

En este tipo de alimentación se tienen tres tipos de sistemas:

- a) En anillo; formado con dos subestaciones tipo -- Cliente y una suministradora (fig. 5.4.1-1).
- b) Con una alimentación; para proporcionar energía eléctrica a una subestación tipo Cliente desde una estación suministradora con una sola línea (fig. 5.4.1-2).
- c) Con doble alimentación; en donde la subestación tipo Cliente se conecta con dos líneas o cables a una subestación suministradora (fig. 5.4.1-3).

En la tabla 5.4.1-1, se señalan las subestaciones que conforman los sistemas antes mencionados y en la tabla - 5.4.1-2, se encuentra indicada la longitud de los alimentadores que poseen.

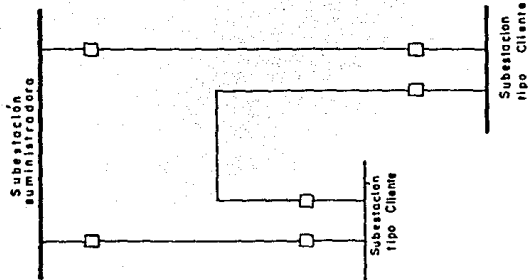


Fig. 5.4.1-1

Sistema radial, en anillo.



Fig. 5.4.1-2

Sistema radial, con una alimentación.

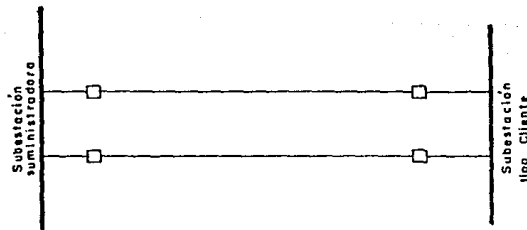


Fig. 5.4.1-3

Sistema radial, con doble alimentación.

Tabla 5.4.1-1 Subestaciones que componen los distintos tipos de sistemas radiales.

Subestaciones			
Tipo de sistema	Tipo	Cliente	Suministradora
Anillo	Aceros Nacionales y Campos Hermanos		Barrientos
Con una alimentación	Colgate Palmolive Fundidora México Tultitlán Vidriera los Reyes		Morales Victoria Victoria Vallejo
Con doble alimentación	Fisisa Good Year Oxo Pennwalt		Magdalena Lechería Cerro Gordo

Tabla 5.4.1-2 Características de los alimentadores de las subestaciones con sistemas radiales.

Subestación	A l i m e n t a d o r Tensión (kV)	De Subestación	Longitud del ali- mentador (km)
Aceros Nacionales	85	Barrientos	2.17
		Campos Hermanos	1.85
Campos Hermano	85	Aceros Nales.	1.85
		Barrientos	0.56
Colgate Palmolive	85	Morales	0.06
Fisisa	85	Magdalena 1	13.22
		Magdalena 2	15.22
Fundidora México	85	Victoria	0.9
Good Year Oxo	85	Lechería 1	0.3
		Lechería 2	0.3
Pennwalt	85	Careaga 1	1.27
		Careaga 2	1.27
Tultitlán	230	Victoria	0.8
Vidriera Los Reyes	85	Vallejo	3.9

Nota: Todos los alimentadores para las subestaciones tipo --
 Cliente con sistemas radiales, están construídos con lí-
 neas aéreas.

5.4.2 Subestaciones tipo Cliente con doble alimentación (sistemas con doble suministro).

En éstas, el suministro de energía proviene de dos subestaciones y se tienen dos arreglos básicos:

- a) Exclusivo; donde una subestación tipo Cliente es ta conectada a dos subestaciones diferentes (fig. 5.4.2-1).
- b) Compartido; donde dos subestaciones tipo Cliente están unidas por una línea y conectadas a subestaciones suministradoras diferentes (fig.5.4.2-2)

En la tabla 5.4.2-1 se indican las subestaciones que conforman a cada uno de los dos tipos de sistemas con - doble suministro y en la tabla 5.4.2-2, se encuentran - indicadas la longitud de los alimentadores que tienen.

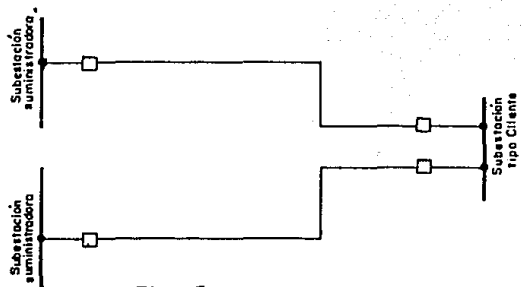


Fig. 5.4. 2 - 1

Sistema con doble suministro, exclusivo.

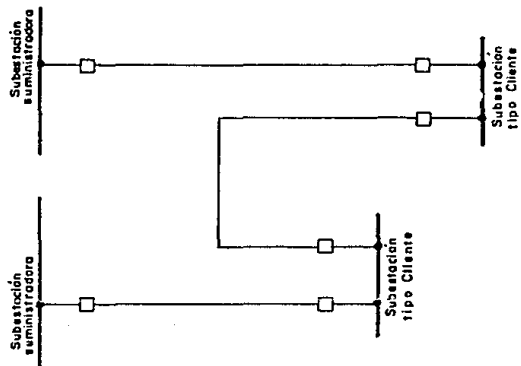


Fig. 5.4. 2 - 2

Sistema con doble suministro, compartido.

Tabla 5.4.2-1 Subestaciones que componen los distintos tipos de sistemas con doble suministro.

Subestaciones		
Tipo de Sistema.	Tipo Cliente	Suministradoras
Exclusivo	Aceros Corsa	Autometales y Vallejo
	Autometales	Guadalupe y Vallejo
	Buen Tono (Metro)	Jamaica y Nonoalco
	Cartón y Papel	Xalostoc y Cerro Gordo
	Cementos Anáhuac	Barrientos y Lechería
	Chrysler	Toluca y Atenco
	Ford	Victoria y Cuautitlán
	Ind. San Cristóbal	Cerro Gordo y Valle de México
	Nissan	Amomolulco y Atenco
	Pemex	Huasteca y Verónica
	Vidrio Plano	Patera y Cerro Gordo
	Compartido	Cementos Apasco y Cementos Tolteca I
Cementos Cruz Azul y Cementos Tolteca II		Apasco y Jasso

Tabla 5.4.2-2 Características de los alimentadores de las subestaciones con sistemas de doble suministro.

A l i m e n t a d o r			
Subestación	Tensión (kV)	De Subestación	Longitud del alimentador (km)
Aceros Corsa	85	Autometales y Vallejo	1.5 6.0
Autometales	85	Guadalupe y Vallejo	2.83 6.58
Buen Tono (Metro)	85	Jamaica y Monoalco	3.5 3.3
Cartón y Papel	230	Xalostoc y Cerro Gordo	5.32 3.82
Cementos Anáhuac	85	Barrientos y Lechería	2.74 6.54
Cementos Apasco	85	Apasco y Cementos Tolteca I	9.4 7.4
Cementos Tolteca I	85	Cementos Apasco y Jasso	16.8 11.4
Cementos Tolteca II	85	Jasso y Cementos Cruz Azul	4.88 26.6
Chrysler	85	Toluca y Atenco	4.63 5.69
Cementos Cruz Azul	85	Cementos Tolteca II y Apasco	11.68 19.8
Ford	85	Victoria y Cuautitlán	0.79 4.39
Ind. San Cristóbal	85	Cerro Gordo y Valle de México	3.99 7.49
Nissan	85	Amomolulco y Atenco	7.19 4.71
Pemex	85	Verónica y Huasteca	0.75 0.25
Vidrio Plano	85	Patera y Cerro Gordo	5.2 9.0

Nota: Los alimentadores de las subestaciones Buen Tono y Pemex, están contruídos con cable subterráneo; las restantes tienen alimentadores instalados con líneas aéreas.

5.4.3 Longitudes de las líneas.

De acuerdo con las tablas 5.4.1-1, 5.4.1-2, 5.4.2-1, y 5.4.2-2, las longitudes de las líneas que alimentan a subestaciones tipo Cliente varían dentro de rangos que van desde 60 metros hasta 27 km.

Las longitudes más cortas corresponden a sistemas radiales, mientras que las más largas corresponden a sistemas con doble suministro.

Las longitudes de las líneas afectan al proyecto eléctrico de cada subestación debido a que los esquemas de protección están en función de la longitud de la línea. Sin embargo ha sido factible establecer esquemas normalizados que nos permiten hacer evaluaciones tanto técnicas como económicas cuando se requiera un nuevo servicio.

En la tabla 5.4.3-1 se muestra la gama de longitudes de líneas para las subestaciones tipo Cliente que ha construido la CLyFC.






5.5 ARREGLOS CONSTRUCTIVOS DE LAS SUBESTACIONES TIPO CLIENTE.

La mayor parte de las subestaciones tienen el arreglo de doble alimentador y corresponde al que CLyFC, -- tiene normalizado en cuanto a protección, control y medición; sin embargo, la cantidad de equipo de potencia empleado en cada subestación, así como el acomodo dentro del predio de la misma, presenta algunas diferencias, de acuerdo a las condiciones económicas de cada industria.

Las subestaciones con equipo convencional se pueden clasificar en 3 grupos:

El primero de ellos está integrado por las subestaciones: Cementos Apasco y Fisisa, y su característica -

Tabla 5.4.3-1 Gama de longitudes de líneas para subestaciones tipo Cliente

Sistema		0	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24	26	28
Tipo	Subtipo	KM DE LINEA														
Radial	Anillo															
	Con una alimentación															
	Con doble alimentación															
Doble suministro.	Exclusiva															
	Compartido															

principal es que no existe dentro de las instalaciones de CLyFC, un elemento de desconexión que nos permita desligarnos de la subestación del cliente (ver figura 5.5-1).

El segundo grupo se caracteriza porque tiene dentro de la subestación de CLyFC, un elemento que permite aislar las instalaciones del cliente, con lo cual pueden continuar ambas líneas en servicio. A este grupo pertenecen las subestaciones: Ford, Autometales, Nissan, Good Year Oxo, Vidrio Plano y Chrysler. (ver figura 5.5-2).

El tercer grupo lo constituye la subestación Cartón y Papel (ver figura 5.5-3), que es la más flexible de todas en cuanto a operación ya que tiene un arreglo que asegura la continuidad del servicio.

En cuanto a las subestaciones aisladas con SF6, difieren entre sí básicamente en la cantidad y disposición de las cuchillas de puesta a tierra ya que constructivamente se han utilizado diferentes alternativas, además -- todas estas subestaciones tienen un elemento de desconexión, que permite aislar las instalaciones del cliente.

5.6 DIAGRAMAS ESQUEMATICOS DE LAS SUBESTACIONES TIPO CLIENTE.

Una característica fundamental para cada una de las subestaciones tipo Cliente es su diagrama esquemático de protección y medición. Los diagramas correspondientes a las subestaciones que están en operación, se indican en las figuras 5.6-1 a la 5.6-17.

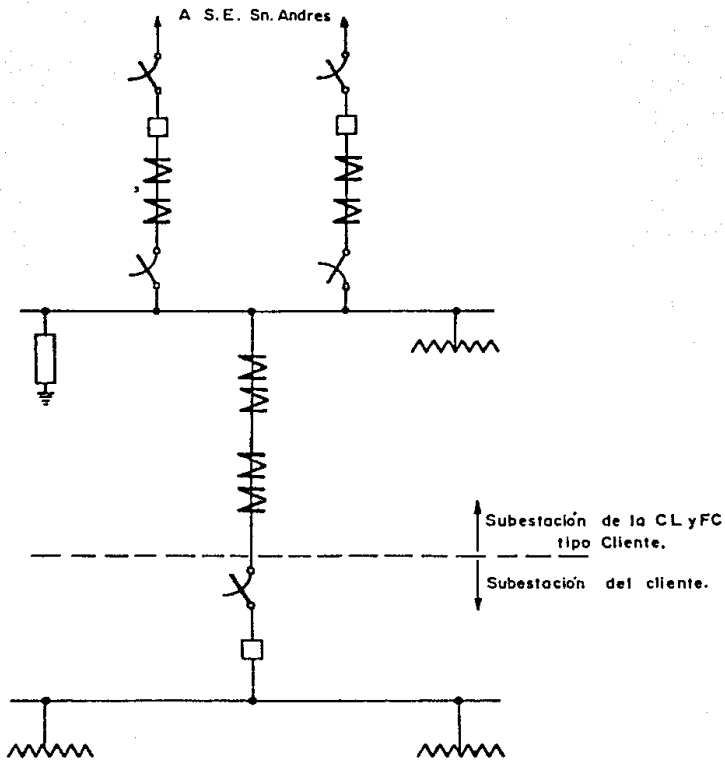


Figura 5.5-1 Diagrama unifilar de la subestación Física.

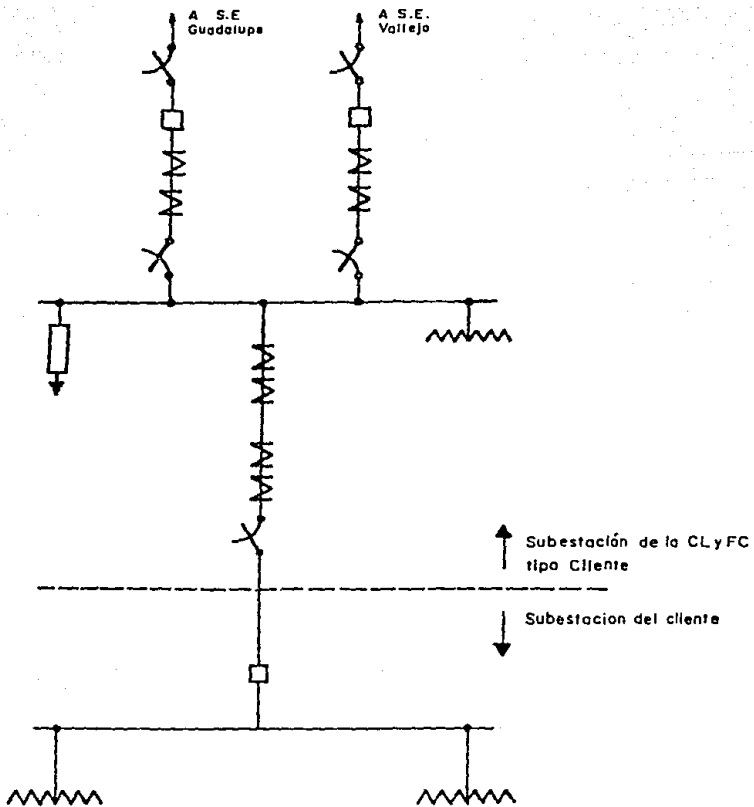


Figura 5.5-2 Diagrama unifilar de la subestacion Autometales.

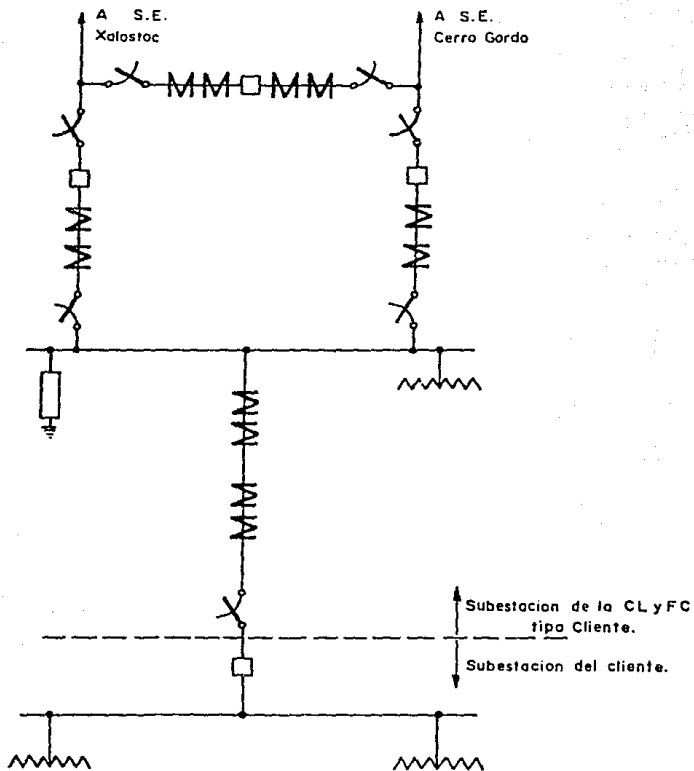


Figura 5.5-3 Diagrama unifilar de la subestacion Cartón y Papel.

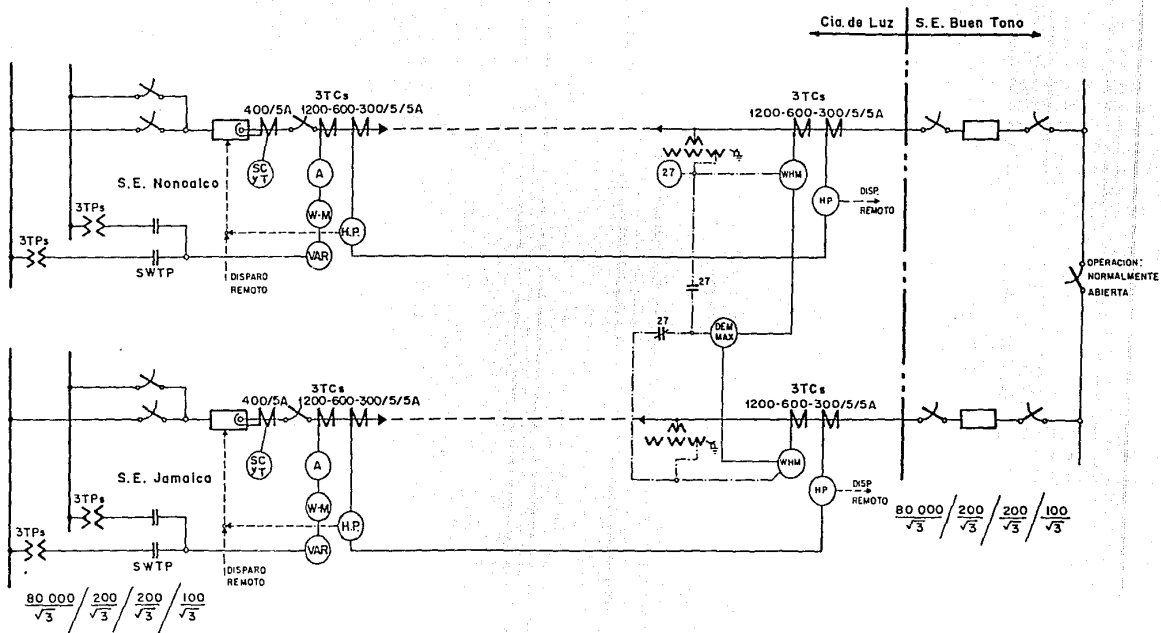


Figura 5.6-1 Diagrama esquemático de la subestación Buen Tono.

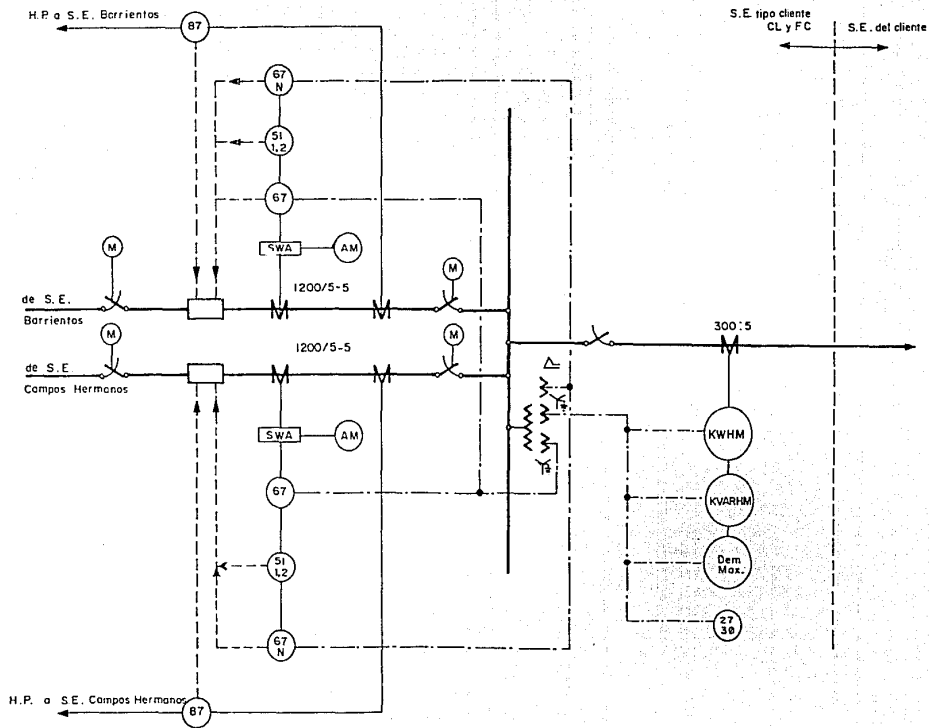


Fig. 5.6-2 Diagrama esquemático de la subestación Aceros Nacionales.

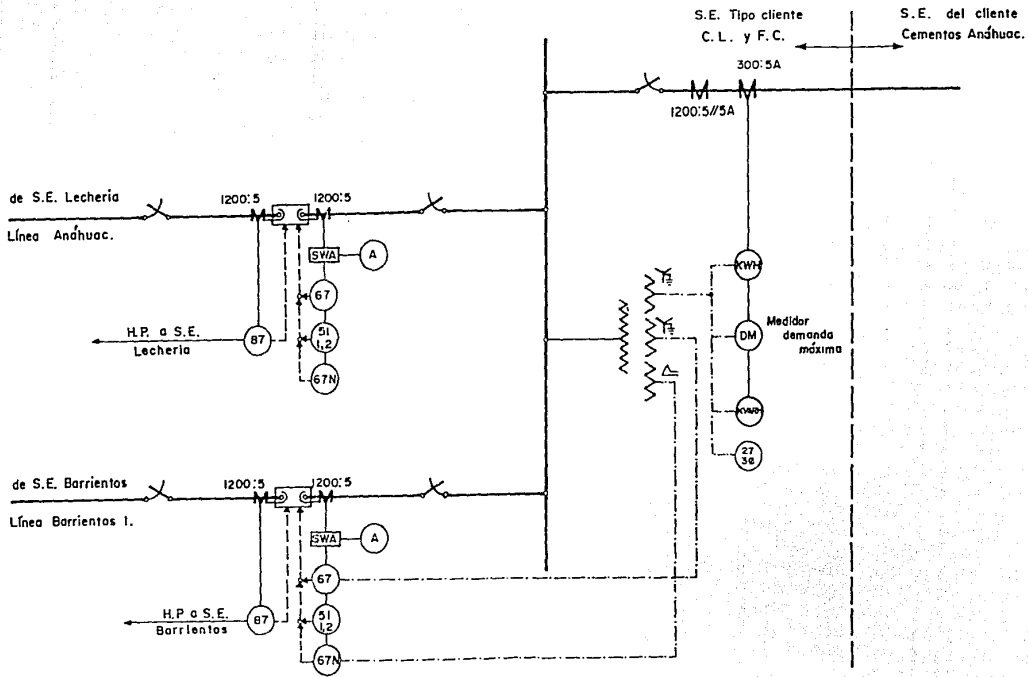


FIG. 5.6-3 Diagrama esquemático de la subestación Cementos Anhuac.

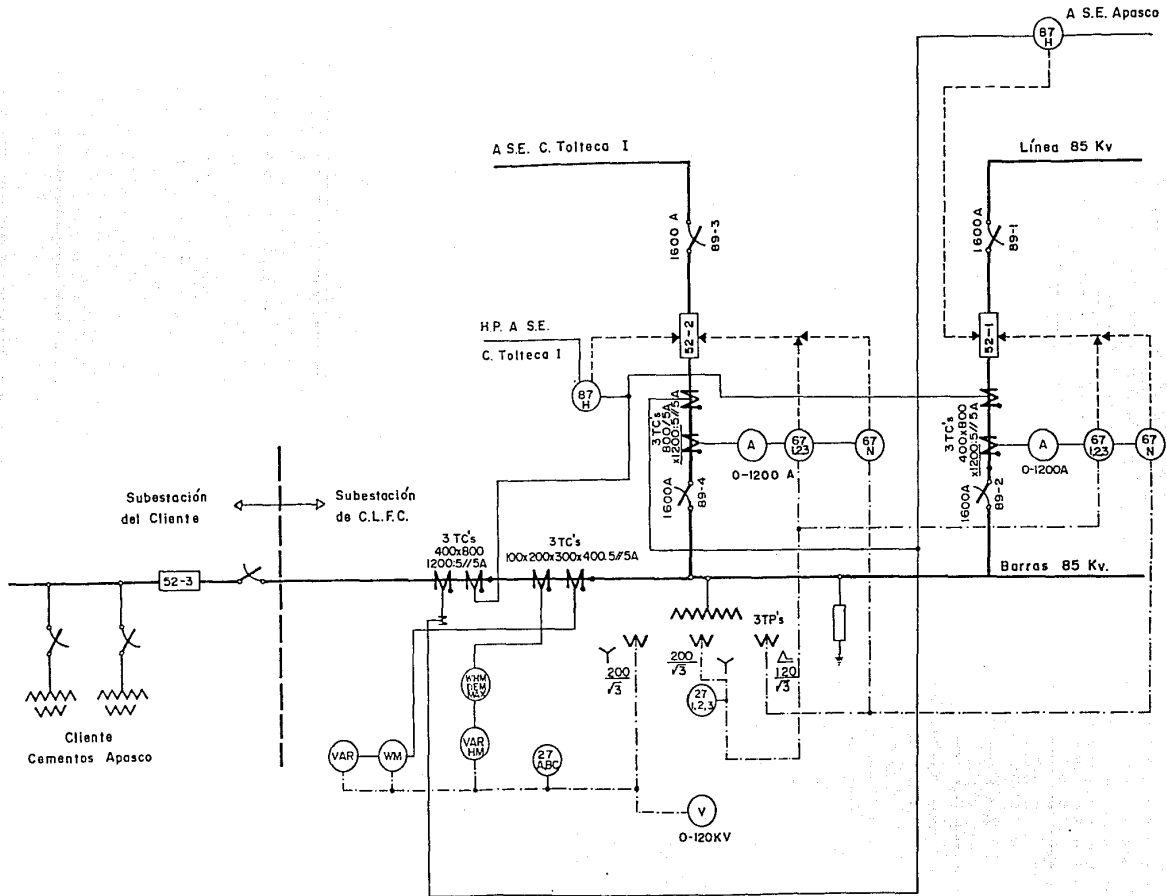


Fig.5.6-4 Diagrama esquemático de la subestación Cementos Apasco 126

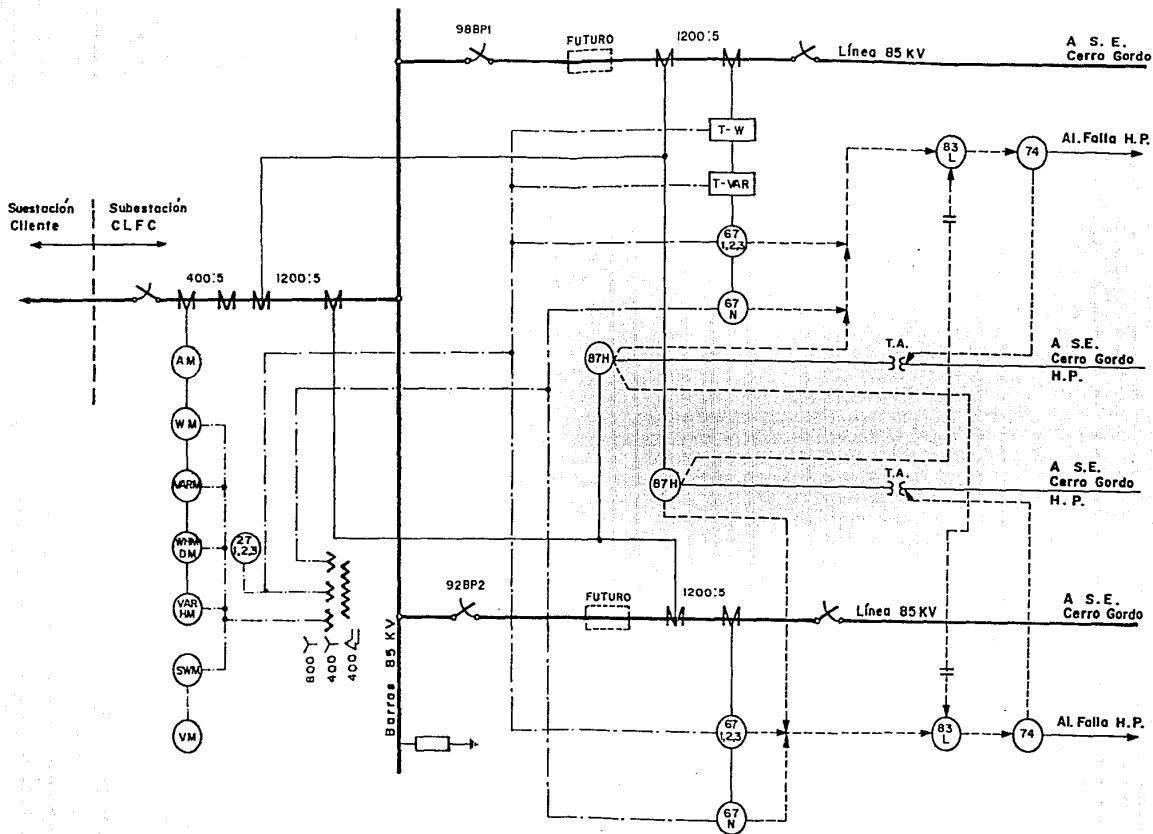


Fig. 5.6-5 Diagrama esquemático de la subestación Pennwalt.

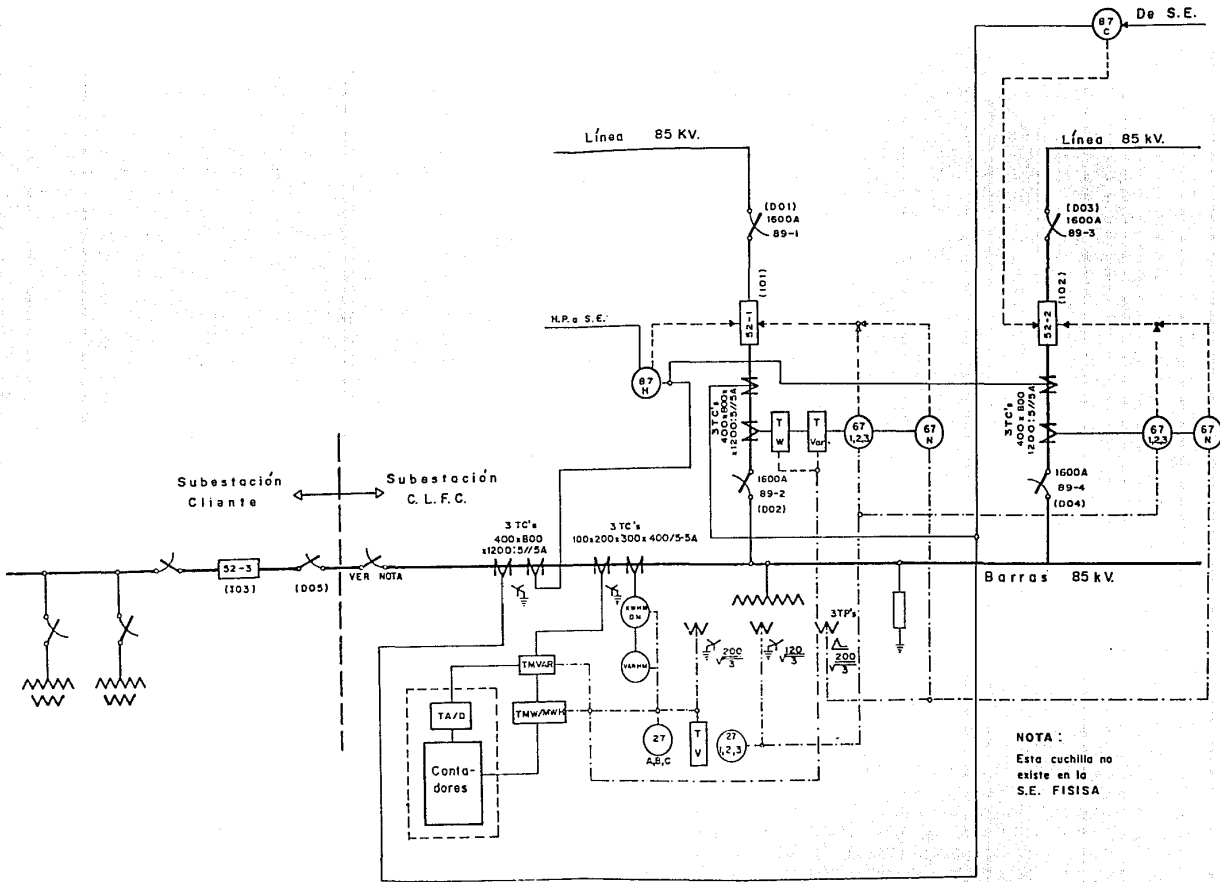


Fig. 5.6-6 Diagrama esquemático de las subestaciones Cruz Azul y Fisisa.

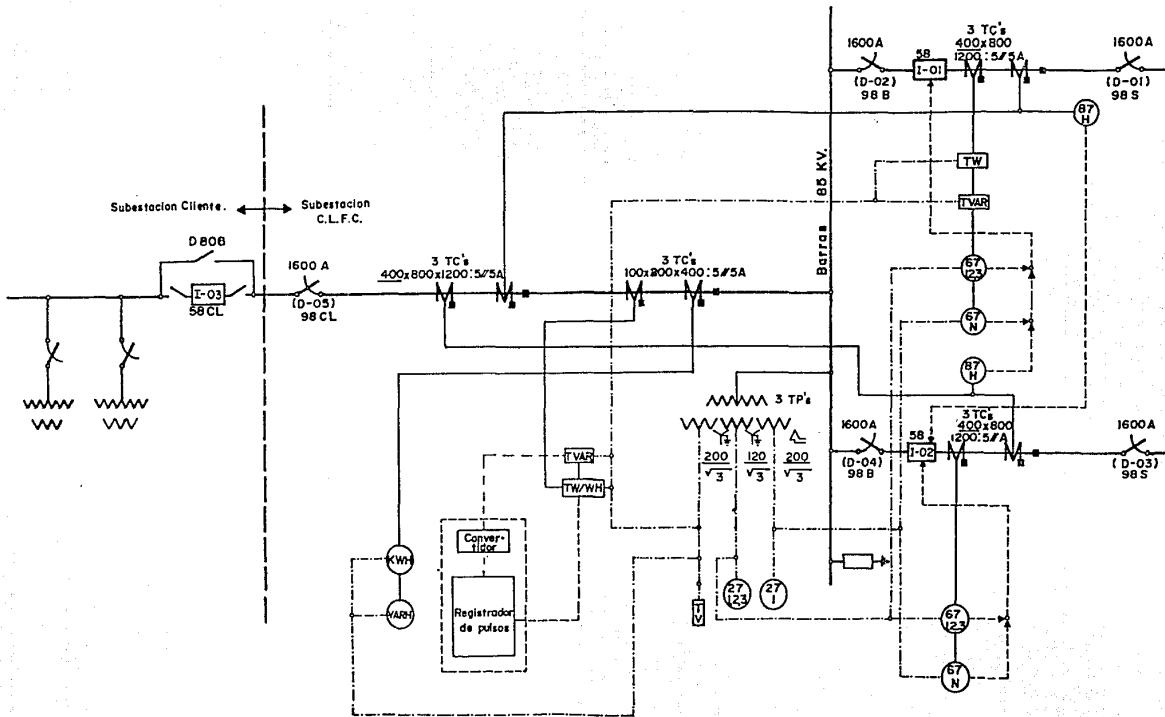


Fig. 5.6-7 Diagrama Esquemático de las Subestaciones Ford, Good Year Oxo y Nissan.

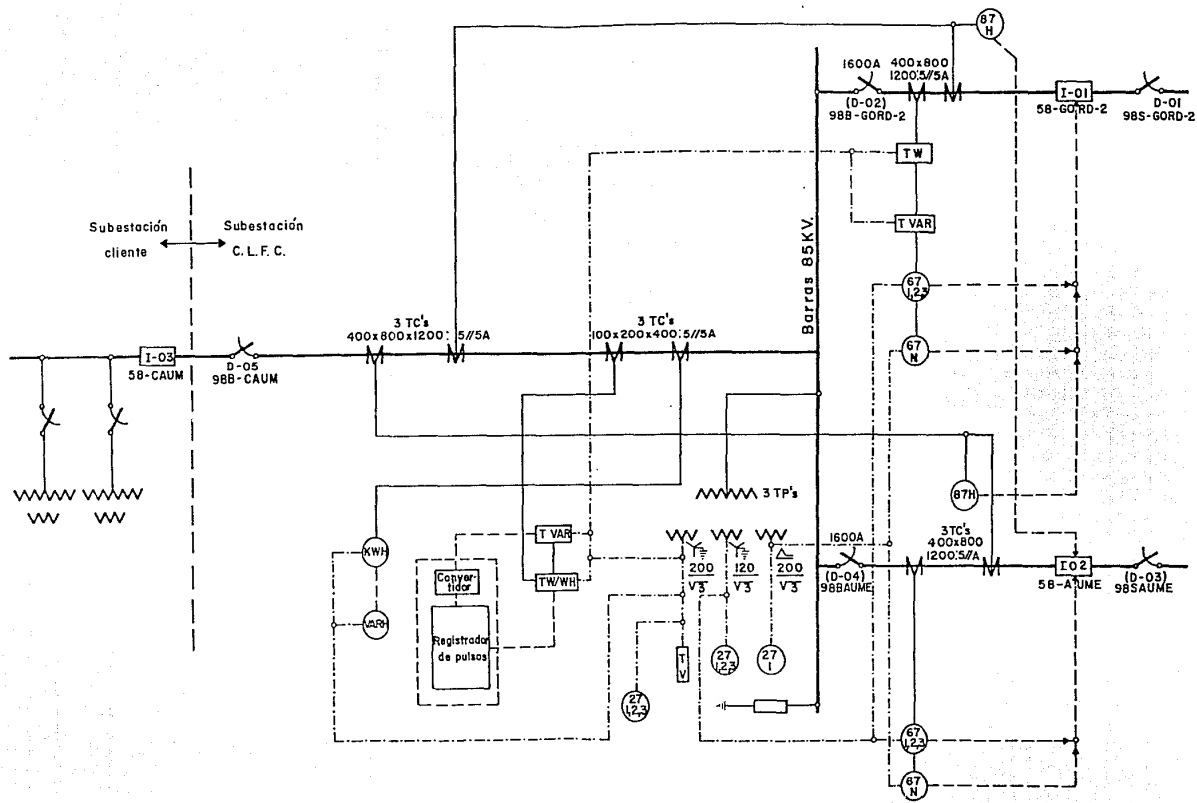


Fig. 5.6-8 Diagrama esquemático de la subestación Autometales

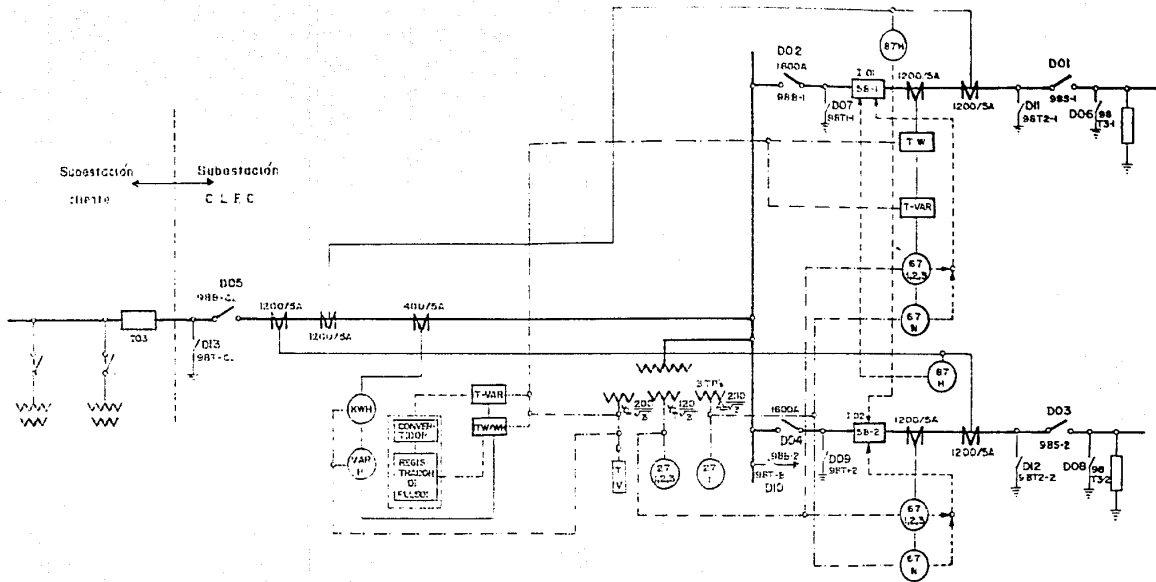


Fig. 5.6-9 Diagrama esquemático de la subestación San Cristóbal.

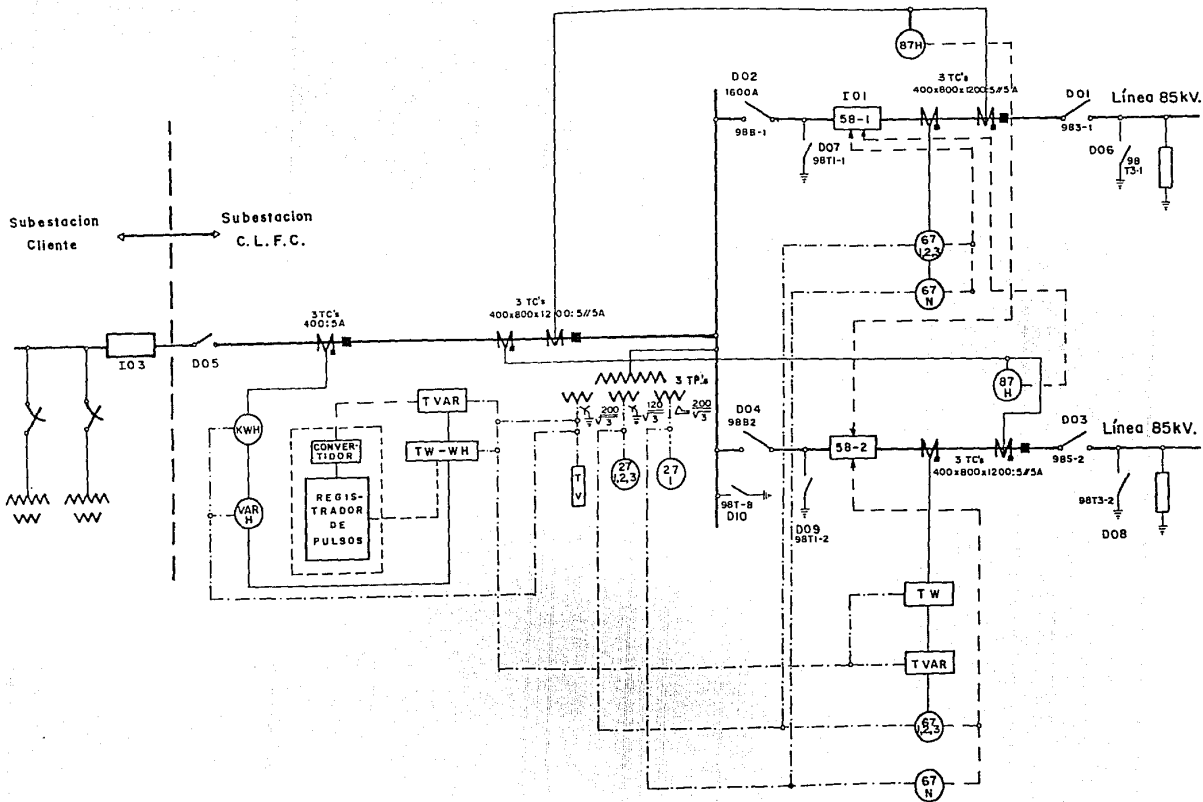


Fig. 5.6-10 Diagrama esquemático de las subestaciones Campos Hermanos y Tolteca I.

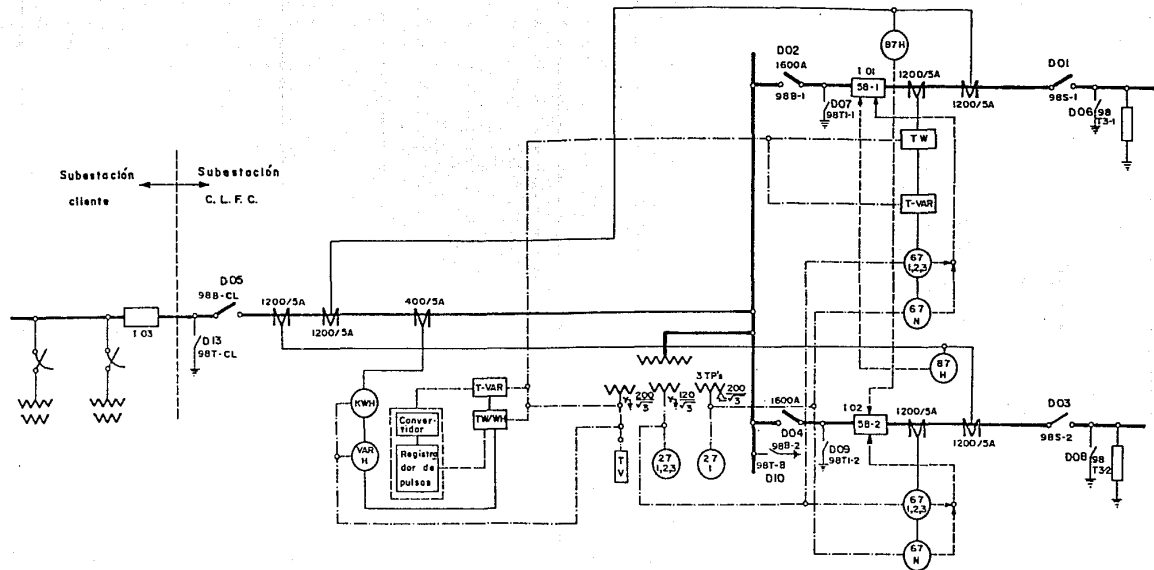


Fig. 5.6-11 Diagrama esquemático de la subestación Tolteca II

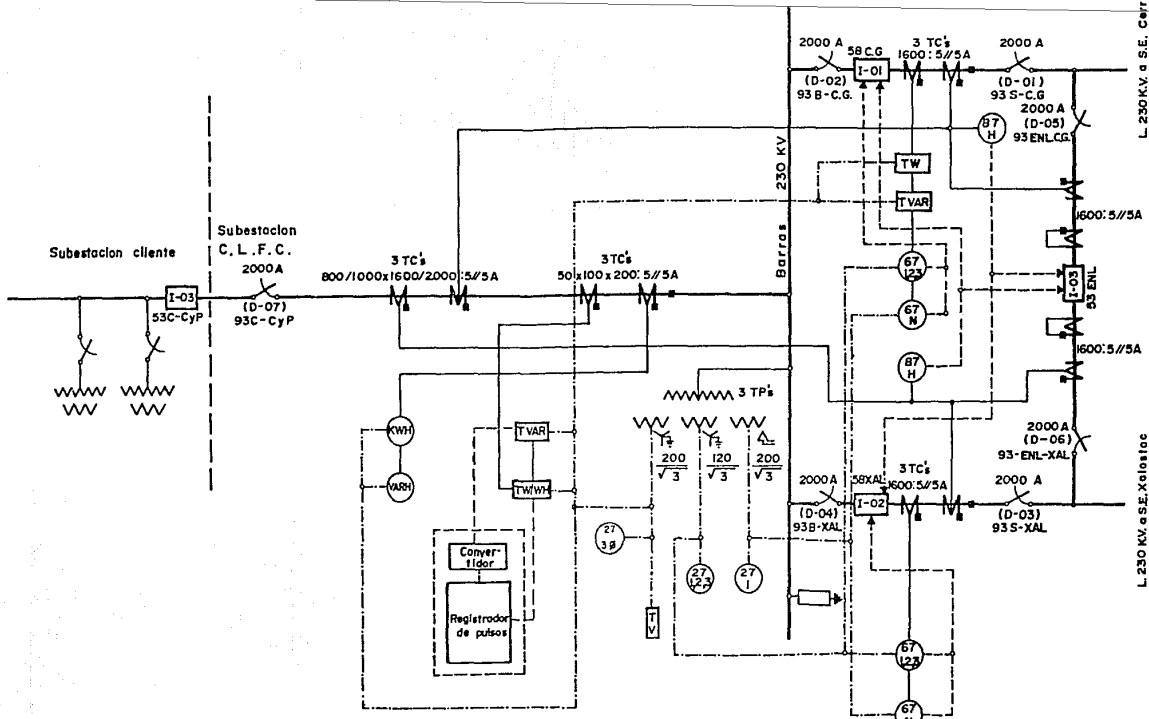


Fig. 5.6 - 12 - Diagrama esquemático de la subestación Cartón y Papel.

L. 230 KV. a S.E. Cerro Gordo

L. 230 KV. a S.E. Xelostec

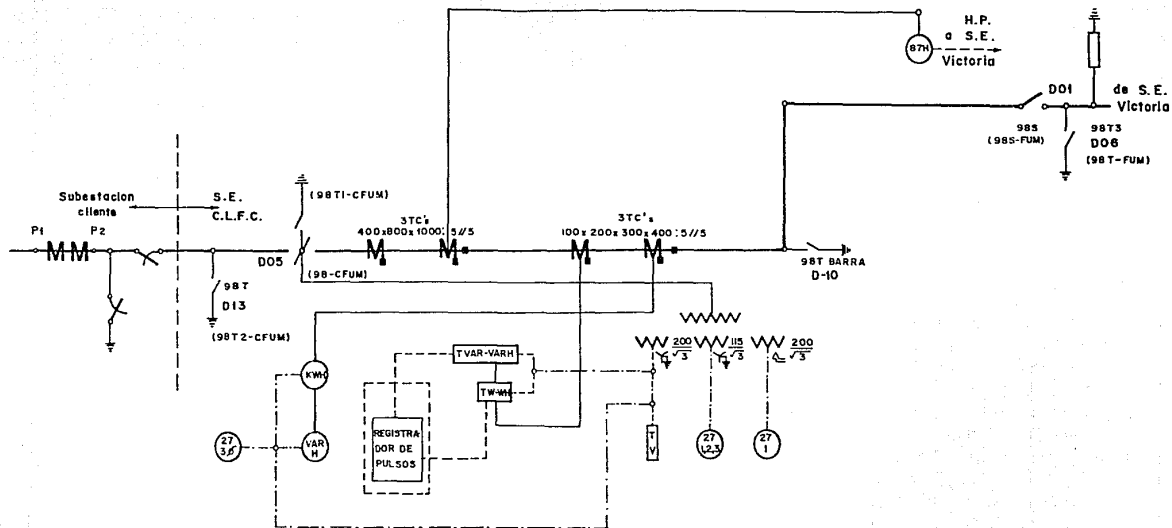


Fig. 5.6-13 Diagrama esquemático de la subestación Fundidora México.

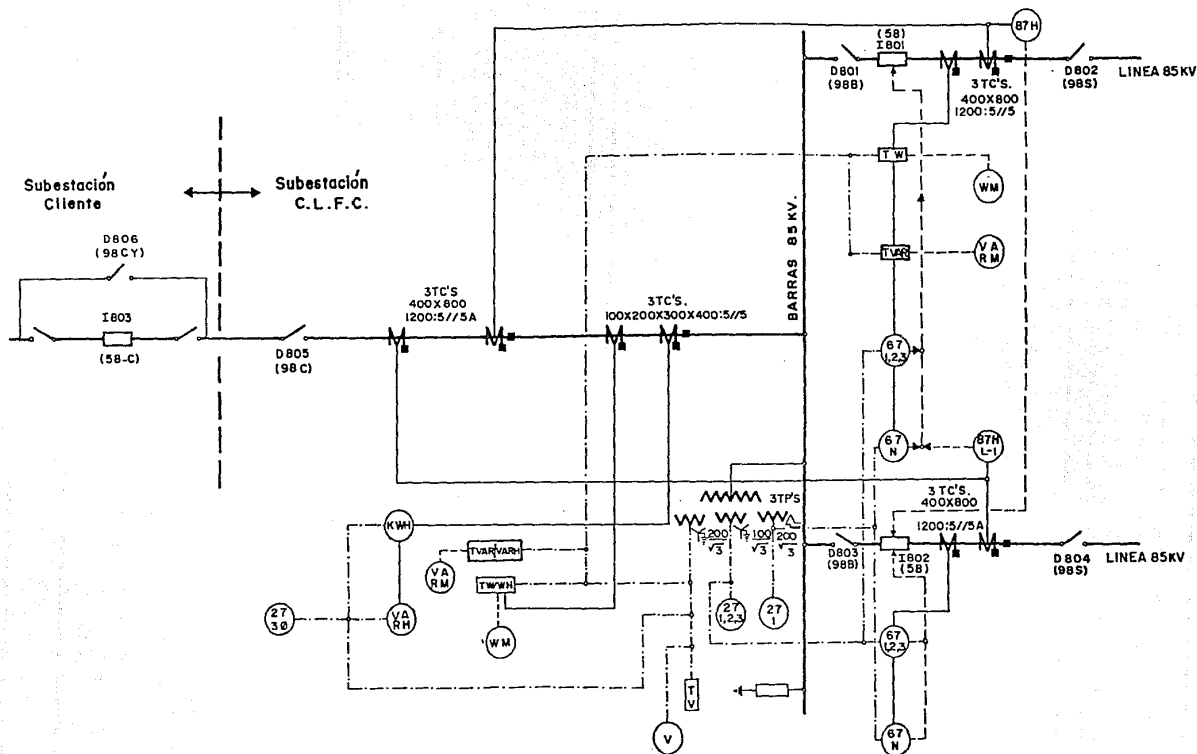


Fig. 5.6-14 Diagrama esquemático de las subestaciones Chrysler, Vidrio Plano y Aceros Corsa.

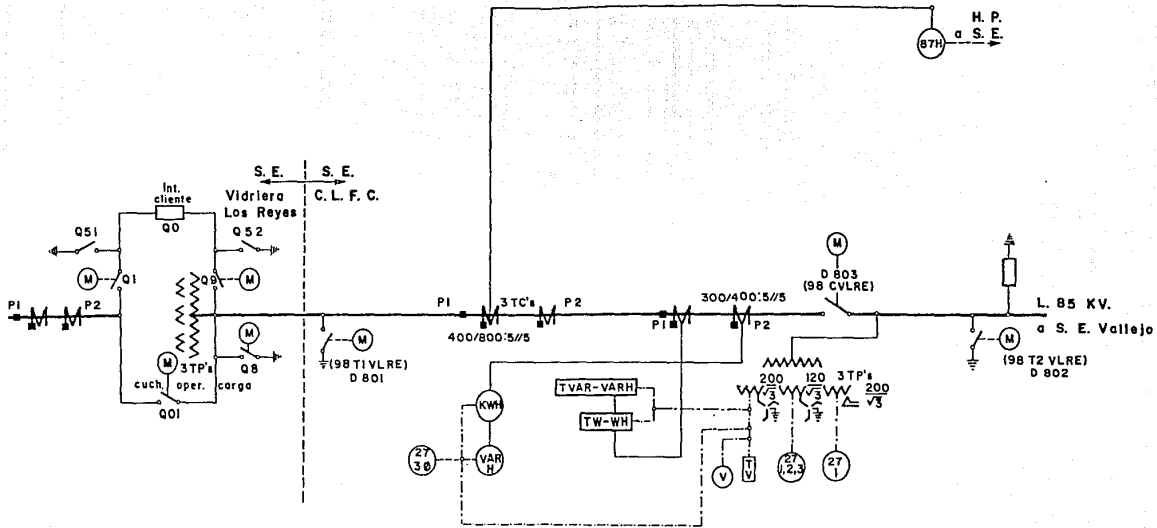


Fig. 5.6-16 Diagrama esquemático de la subestación Vidriera Los Reyes.

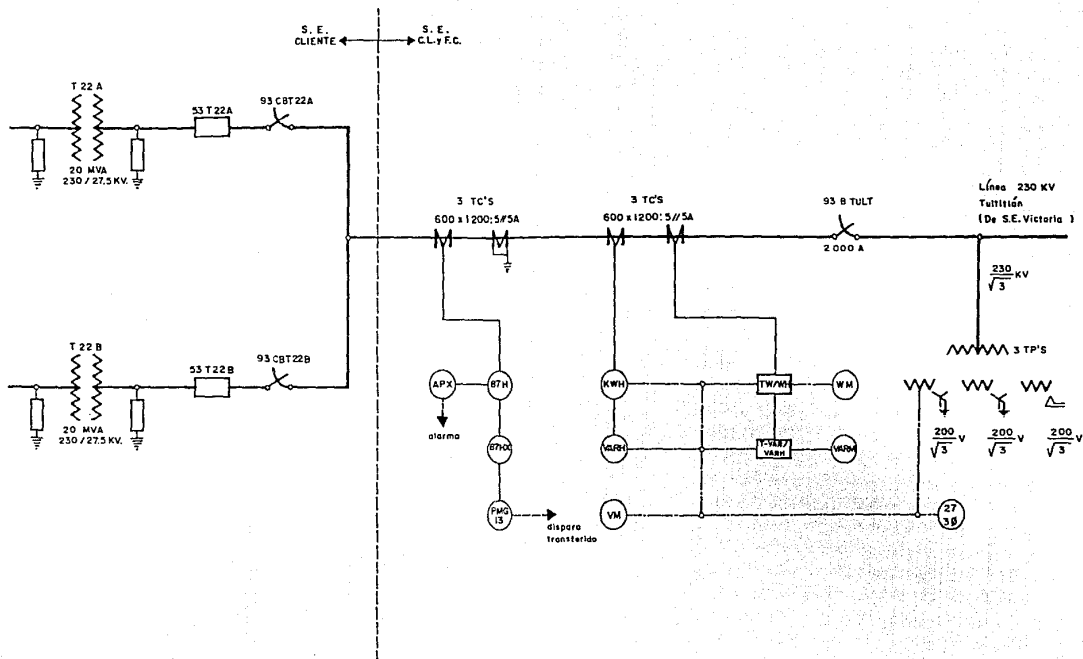


Fig. 5.6-17 Diagrama esquemático de la subestación Tultitlán

C A P I T U L O 6

ESTUDIO TECNICO-ECONOMICO

La factibilidad de realizar un proyecto depende, en -- gran medida, de los resultados que arroje un estudio - - - técnico-económico.

En este estudio, se toma en cuenta los distintos costos de energía entre los niveles de 23 kV (tarifa 8) y 85 ó 230 kV (tarifa 12); la confiabilidad de estos sistemas, - así como los arreglos normalizados y datos de clientes que tienen este tipo de instalaciones.

Las consideraciones efectuadas en este capítulo son -- las siguientes:

- Estudio económico basado en subestaciones tipo Cliente de CLyFC.
- Tarifas generales vigentes en el año de 1988.
- Consumo y demanda máxima promedio, en septiembre de 1988, de las subestaciones tipo Cliente.
- Número y tiempo de interrupciones en líneas y cables de 85 y 23 kV, durante el año de 1988.
- Costo por tiempo de interrupción correspondiente a -- una industria.
- Costo de las subestaciones convencionales y en SF6, basado en equipo y arreglos normalizados.
- Costos civiles considerados para la CLyFC; excepto -- para las subestaciones en SF6 el cual esta basado en precios de compañías contratistas.
- El costo de las instalaciones correspondientes a la subestación tipo Cliente es una parte de la inversión total que realizó una industria para el aprovechamiento de este servicio.
- Características de la derivación: doble circuito -- trifásico, un conductor por fase, longitud promedio de 2 km. aprox.

6.1 TARIFAS GENERALES PARA EL SUMINISTRO Y VENTA DE ENERGIA ELECTRICA.

Las tarifas generales para el suministro y venta de energía eléctrica establecidas en la CLyFC son doce.

A continuación se indica la aplicación de cada una de ellas tratando en forma más extensa la 8 y 12, que están relacionadas con el servicio en alta tensión. La vigencia de los factores, considerados para el cálculo de los cargos por demanda máxima y consumo, es a partir del 18 de diciembre de 1987 al 31 de diciembre de 1988.

Tarifa No.	Servicios
1	Doméstico.
2	General hasta 25 kW de demanda.
3	General para más de 25 kW de demanda.
4	Molinos de alta y tortillerías.
5	Alumbrado público.
6	Bombeo de aguas potables o negras, de servicio público.
7	Temporal.
8	General en alta tensión.
9	Bombeo de agua para riego agrícola.
10	Alta tensión para reventa.
11	No está vigente.
12	General para tensiones de 66 kV o superiores.

Tarifa No. 8 Servicio general en alta tensión.

Esta tarifa se aplicará a los servicios que destinen la energía en alta tensión a cualquier uso, con una demanda inicial de veinte kilowatts o más.

a. Cuotas aplicables mensualmente.

a.1 Cargo por demanda máxima.

\$ 11,598.59 por cada kilowatt de demanda máxima medida.

a.2 Cargo adicional por la energía consumida.

\$ 58.02 por cada kilowatt-hora.

b. Mínimo mensual.

El importe que resulte de aplicar diez veces el cargo por kilowatt de demanda máxima a que se refiere el inciso a.1

c. Demanda por contratar.

La demanda por contratar, la fijará inicialmente el usuario; su valor no será menor del 60% de la carga total conectada, ni menor de veinte kilowatts o de la capacidad del mayor motor o aparato instalado. Cualquier fracción de kilowatt se tomará como kilowatt completo.

d. Demanda máxima medida.

La demanda máxima medida se determinará mensualmente por medio de instrumentos de medición que indiquen la demanda media en kilowatts durante cualquier intervalo de quince minutos, en el cual el consumo de energía eléctrica sea mayor que en cualquier otro intervalo de quince minutos en el período de facturación.

e. Depósito de garantía.

Dos veces el importe que resulte de aplicar el cargo por demanda máxima a la demanda contratada.

**Tarifa No. 12 Servicio general para tensiones de 66 kV
o superiores.**

Esta tarifa se aplicará a los servicios que destinen la energía a cualquier uso, suministrado a tensiones de 66 kilovolts o superiores.

a. Cuotas aplicables mensualmente.

a.1 Cargo por demanda máxima.

§ 11,751.76 por cada kilowatt de demanda máxima - medida.

a.2 Cargo adicional por la energía consumida.

§ 47.40 por cada kilowatt-hora.

b. Mínimo mensual.

El importe que resulte de aplicar veinte veces el cargo por kilowatt de demanda máxima.

c. Demanda por contratar.

La demanda por contratar la fijará inicialmente el -- usuario; su valor no será menor de 60% de la carga total conectada, ni menor de la capacidad del mayor motor o aparato instalado. Cualquier fracción de kilowatt se tomará como kilowatt completo.

d. Demanda máxima medida.

La demanda máxima medida se determinará mensualmente por medio de instrumentos de medición que indiquen - la demanda media en kilowatts durante cualquier intervalo de quince minutos, en el cual el consumo de energía eléctrica sea mayor que en cualquier otro intervalo de quince minutos en el período de facturación.

e. Depósito de garantía.

Dos veces el importe que resulte de aplicar el cargo por demanda máxima a la demanda contratada.

6.2 AHORRO POR CONSUMO DE ENERGIA EN 85 ó 230 kv.

El ahorro por consumo de energía en 85 ó 230 kv se debe a que los factores para calcular los cargos por consumo de energía (C), son menores en la tarifa 12 respecto a los de la 8, como se indica en las fórmulas empleadas para el cálculo del importe (T), donde (DM) es la demanda máxima:

$$\text{Tarifa 8: } T = 11598.59 \text{ DM} + 58.02 \text{ C}$$

$$\text{Tarifa 12: } T = 11751.76 \text{ DM} + 47.4 \text{ C}$$

Las ecuaciones anteriores, se emplean únicamente cuando el período de lecturas comprende un solo mes; como normalmente las lecturas se toman en meses distintos, es necesario la utilización del procedimiento empleado posteriormente para el cálculo del ahorro por consumo de energía en 85 ó 230 kv.

Los datos de demanda máxima y consumo, son los correspondientes a la industria "Cementos Cruz Azul" ya que estos, como se observa en la tabla 6.2-1, son intermedios.

$$\begin{aligned} C &= 17\ 984\ 000 \text{ kwh} \\ DM &= 26\ 240 \text{ kw} \end{aligned}$$

$$\text{Período de lectura } 880729 \text{ - } 880831$$

TABLA 6.2-1 Datos de facturación en septiembre de 1988 de Industrias contratadas en tarifa 12

SERVICIO	ENERGIA ACTIVA kWh	DEMANDA MEDIDA kw	ENERGIA REACTIVA kVARh	FACTOR DE POTENCIA %	FACTURACION (SIN IVA) PESOS
BUEN TONO (METRO)	37 056 000	76 800	3 840 000	99.5	2 717 217 314
COMPANIA IND.SAN CRISTOBAL	15 708 000	22 440	9 384 000	85.8	1 025 282 086
PENWALT	17 056 000	24 000	8 256 000	90.0	1 108 692 913
CARTON Y PAPEL DE MEXICO	10 080 000	16 320	6 336 000	84.7	684 668 611
CEMENTOS ANAHUAC	23 232 000	38 880	13 584 000	86.3	1 587 583 192
ACEROS NACIONALES	15 168 000	30 720	8 640 000	86.9	1 103 268 497
CAMPOS HERMANOS	8 704 000	16 320	4 488 000	88.9	616 731 714
CEMENTOS APASCO	15 232 000	24 320	8 960 000	86.2	1 026 238 369
CEMENTOS TOLTECA I	21 264 000	33 600	11 616 000	87.8	1 428 247 346
CEMENTOS CRUZ AZUL	17 984 000	26 240	8 768 000	89.9	1 180 702 232
CEMENTOS TOLTECA II	3 604 000	7 480	2 108 000	86.3	264 403 905
FIBRAS SINTETICAS (FISISA)	6 400 000	8 960	3 744 000	86.3	415 448 995
CIA. HULERA GOOD YEAR OXO	7 552 000	13 440	4 544 000	85.7	526 098 304
FUNDIDORA MEXICO	6 912 000	19 520	3 824 000	87.5	571 822 722
FORD MOTOR COMPANY	6 096 000	21 120	3 312 000	87.9	553 160 225
AUTOMETALES	2 464 000	7 680	1 440 000	86.3	212 869 899
NISSAN MEXICANA	2 720 000	9 600	1 344 000	89.7	249 023 375
FCA. DE PAPEL SAN RAFAEL	5 600 000	14 200	3 320 000	86.0	443 081 067
CHRYSLER DE MEXICO	3 456 000	8 320	2 112 000	85.3	267 897 052
VIDRIO PLANO DE MEXICO	4 224 000	7 040	2 272 000	88.1	288 287 529
PEMEX	4 216 000	16 320	2 176 000	88.9	404 000 589
VIDRIERA LOS REYES	6 864 000	9 600	4 152 000	95.6	445 448 951
COLGATE PALMOLIVE	3 056 000	6 560	1 408 000	90.8	226 919 566
T O T A L E S	244 648 000				17 347 094 453

El ahorro mensual (A_1) que obtiene el cliente por consumir energía con tarifa 12 es:

$$A_1 = FT8 - FT12 \quad \dots(1)$$

donde: FT8 Total facturado con tarifa 8.

FT12 Total facturado con tarifa 12.

El total facturado, para ambas tarifas es igual a:

$$FT = \Sigma T + 15\% \text{ (IVA)} \quad \dots(2)$$

donde: $\Sigma T = T_1 + T_2 \quad \dots(3)$

siendo: T_1 Importe de la energía, correspondiente a los días del primer mes, del período de lectura.

T_2 Importe de la energía, correspondiente a los días del segundo mes, del período de lectura.

T_1 y T_2 se calculan a partir de:

$$T = \frac{dpm}{dm} \left(F_1 DM + F_2 C \frac{dm}{dp} \right) \quad \dots(4)$$

donde:

dpm Número de días del período de lectura en un mes

dm Número de días del mes correspondiente

dp Número total de días del período de lectura

F_1 Factor correspondiente a la demanda máxima medida (DM), para cada tarifa.

F_2 Factor correspondiente al consumo de energía (C), para cada tarifa.

DM Demanda máxima medida en kW en un período.

C Consumo de energía en kWh durante un período.

Tomando como ejemplo los datos indicados en la tabla - 6.2-1, para la subestación del cliente "Cementos Cruz Azul" se tiene:

DM = 26 240 kW
C = 17 984 000 kWh

Estas lecturas fueron tomadas entre los días 29 de julio al 31 de agosto de 1988. Los días que comprendió este período fueron:

dp = 33 días

Los días de los meses de julio y agosto fueron iguales:

dm = 31 días

por lo que para julio dpm = 2 días
y para agosto dpm = 31 días

Los factores F_1 y F_2 para cada tarifa, vigentes en 1988, son:

Tarifa 8: $F_1 = 11\ 598.59$ pesos/kW
 $F_2 = 58.02$ pesos/kWh
Tarifa 12: $F_1 = 11\ 751.76$ pesos/kW
 $F_2 = 47.4$ pesos/kWh

Realizando las operaciones tenemos:

a) Con la tarifa 8:

Para el mes de julio de 1988, de (4):

$$\begin{aligned} T_1 &= \frac{2}{31} (11\ 598.59 \times 26240 + \frac{58.02 \times 17984000 \times 31}{33}) \\ &= \frac{2}{31} (304347001.5 + 980193396.4) \\ &= \frac{2}{31} (1284540398) = 32873574.06 \text{ pesos} \end{aligned}$$

Para el mes de agosto de 1988, de (4):

$$\begin{aligned} T_2 &= \frac{31}{31} (11598.59 \times 26240 + \frac{58.02 \times 17984000 \times 31}{33}) \\ &= 1\ 284\ 540\ 398 \text{ pesos} \end{aligned}$$

El total facturado con la tarifa B (FTB) es, de (3) y (2):

$$\Sigma T = 82873574.06 + 1284540398$$

$$= 1\ 367\ 413\ 972 \text{ pesos}$$

$$\therefore FTB = 1\ 367\ 413\ 972 + 205\ 112\ 096$$

$$= 1\ 572\ 526\ 068 \text{ pesos}$$

b) Con la tarifa No. 12:

Para el mes de julio de 1988, de (4):

$$T_1 = \frac{2}{31} \left(11751.76 \times 26240 + \frac{47.4 \times 17984000 \times 31}{33} \right)$$

$$= \frac{2}{31} \left(308366182.4 + 800778472.7 \right)$$

$$= \frac{2}{31} \left(1109144655 \right) = 71557719.68 \text{ pesos}$$

Para el mes de agosto de 1988, de (4):

$$T_2 = \frac{31}{31} \left(11751.76 \times 26240 + \frac{47.4 \times 17984000 \times 31}{33} \right)$$

$$= 1\ 109\ 144\ 655 \text{ pesos}$$

El total facturado con la tarifa 12 (FT12) es, de (3) y (2):

$$\Sigma T = 71\ 557\ 719.68 + 1\ 109\ 144\ 655$$

$$= 1\ 180\ 702\ 375 \text{ pesos}$$

$$\therefore FT12 = 1\ 180\ 702\ 375 + 177\ 105\ 356$$

$$= 1\ 357\ 807\ 731 \text{ pesos}$$

c) El ahorro mensual (A_1) que obtiene el cliente por estar con sumiendo energía con tarifa No. 12 es, de (1):

$$A_1 = 1\ 572\ 526\ 068 - 1\ 357\ 807\ 731$$

$$= 214\ 718\ 337 \text{ pesos}$$

$$= 214.72 \text{ millones de pesos}$$

6.3 AHORRO POR DISMINUCION EN EL NUMERO Y TIEMPO DE INTERRUPCIONES.

El ahorro por disminución en el número y tiempo de interrupciones se debe a que, el sistema de 85 ó 230 kV es más confiable que el de 23 kV.

Este cálculo se basa en datos estadísticos obtenidos en la zona metropolitana durante el año de 1988, ver tabla - 6.3-1.

El ahorro anual (A_2) que obtiene el cliente por estar conectado a 85 kV ó 230 kV es:

$$A_2 = \text{Pérdidas en 23 kV} - \text{Pérdidas en 85 kV} \dots (1)$$

Las pérdidas anuales se calculan con:

$$\text{Pérdidas} = \text{SL} \times \text{TPS} \times \text{C} \dots (2)$$

Siendo: SL Salidas por línea anuales.

TPS Tiempo promedio por salida en hs.

C Costo por tiempo de interrupción de energía.

De acuerdo con la configuración del sistema de suministro el cliente se alimenta con una línea en 23 kV y en 85 kV lo hace con dos, por lo que el producto de SL x TPS debe ser calculado en función de la probabilidad (P_3) de que las dos líneas salgan simultáneamente.

$$P_3 = P_1 \times P_2$$

donde: P_1 Probabilidad de que ocurra una salida de la línea 1 de 85 kV.

P_2 Probabilidad de que ocurra una salida de la línea 2 de 85 kV.

siendo: $P_1 = P_2$

$$P_3 = (P_1)^2 \dots (3)$$

TABLA 6.3-1 Interrupciones en líneas y cables de la zona metropolitana durante el año de 1988.

Clase	Número total de circuitos	Salidas	Tiempo total -	Salidas	Tiempo promedio
		totales ST	de salida (hs)	por línea SL	por salida (hs) TPS
Líneas 400 kV	17	61	67.71	3.59	1.11
Líneas 230 kV	69	150	112.50	2.17	0.75
Cables 230 kV	12	8	7.44	0.67	0.93
Líneas 150 kV	13	37	27.01	2.85	0.73
Líneas 85 kV	102	237	206.39	2.32	0.87
Cables 85 kV	17	14	11.90	0.82	0.85
Líneas 23 kV	406	11928	2595.28	29.38	0.22
Cables 23 kV	124	381	165.03	3.07	0.43

SL = $\frac{\text{Salidas totales}}{\text{Número total de circuitos}}$

TPS = $\frac{\text{Tiempo total de salida}}{\text{Salidas totales}}$

$$\text{pero: } P = \frac{SL \times TPS}{T} \dots (4)$$

donde: P Probabilidad de salida.
 SL Número de salidas por línea anuales.
 TPS Tiempo promedio por salida en hs.
 T Tiempo en el que se considera la ocurrencia de SL, esto es 8784 hs que -- tuvo el año de 1988.

Tomando los datos de la tabla 6.3-1 y estimando que el costo diario por interrupción de energía para los clientes es de 200 millones de pesos (dato proporcionado por "Vidrio Plano"), tenemos:

$$C = 200 \frac{\text{millones de pesos}}{\text{día}} \times \frac{1 \text{ día}}{24 \text{ horas}}$$

$$C = 8.33 \text{ millones de pesos/hora}$$

$$SL_{85} = 2.32 \quad \text{Salidas}$$

$$TPS_{85} = 0.87 \quad \text{horas/salida}$$

$$SL_{23} = 29.38 \quad \text{Salidas}$$

$$TPS_{23} = 0.22 \quad \text{horas/salida}$$

de (4):

$$P_1 = \frac{2.32 \times 0.87}{8784}$$

$$= 0.0002298$$

por lo que, de acuerdo con (3):

$$P_3 = (0.0002298)^2$$

$$= 0.0000005280$$

despejando SL x TPS de (4) tenemos:

$$SL \times TPS = P \times T$$

Sustituyendo los valores de P_3

y considerando para $T = 12 \text{ meses} = 8784 \text{ hs.}$

$$\begin{aligned} SL \times TPS &= 0.00000005280 \quad (8784) \\ &= 0.0004638 \quad \text{hs/año.} \end{aligned}$$

Utilizando (2) tenemos que:

$$\begin{aligned} \text{Pérdidas en 85 kV} &= 0.0004638 \times 8.33 \\ &= 0.00386 \quad \text{millones de pesos/año} \\ \text{Pérdidas en 23 kV} &= 29.38 \times 0.22 \times 8.33 \\ &= 53.84 \quad \text{millones de pesos/año} \end{aligned}$$

de (1), tenemos que el ahorro (A_2) que obtiene el Cliente por estar conectado en el sistema de 85 kV es:

$$\begin{aligned} A_2 &= 53.84 - 0.00386 = 53.836 \quad \text{millones de pesos/año} \\ &4.49 \quad \text{millones de pesos/mes.} \end{aligned}$$

6.4 COSTO DE UNA SUBESTACION TIPO CLIENTE DE 85 kV CONVENCIONAL.

El costo de una subestación convencional esta dado por los siguientes datos.

6.4.1 Presupuesto electromecánico.

CANTIDAD	DESCRIPCION	P R E C I O S .	
		UNITARIO	(Millones de pesos) TOTAL
2 Pzas.	Interruptor en SF6 de 123 kV, 3 polos, simple tiro, 1600 A, 40 kA de capacidad interruptiva.	200	400
4 Jgos.	Cuchilla desconectadora, 3 polos, 1 tiro, 1200 A, 115 kV, montaje vertical operación en grupo.	25	100
1 Jgo.	Cuchilla Idem, pero de montaje horizontal.		25
9 Pzas.	Transformador de corriente, tipo in temperie, rel. 400x800/1200:5//5 A, con nivel de aislamiento para 115kV.	13	117
3 Pzas.	Transformador de corriente Idem, -- pero de rel. 100x200x400/300:5//5 A.	13	39
3 Pzas.	Transformador de potencial, tipo in temperie, con nivel de aislamiento para 115 kV, relación 400x400x800:1	15	45
3 Pzas.	Apartarrayos para circuitos de 85 kV, con neutro aislado a tierra.	5	15
1 Pza.	Tablero para servicio de estación.		7
3 Pzas.	Tablero de control, protección y medición con aparatos.	25	75
1 Pza.	Tablero de remate de hilo piloto.		7
1 Pza.	Terminal remota para el telecontrol de la subestación.		40
1 Lote	Material para sistema de tierras		5

CANTIDAD	DESCRIPCION	P R E C I O S .	
		(Millones de pesos) UNITARIO	TOTAL
1 Lote	Cable de control.		24
1 Lote	Herrajes y conectores.		14
2 Km	Cable de hilo piloto.	29	58
1 Lote	Equipo de alumbrado.		2
1 Lote	Material misceláneo.		7
	Imprevistos.		10
	Subtotal del material		990
	10% transporte		99
	Total del material		1089

	Labor de proyecto eléctrico		15
	Labor de construcción electromecánica		424
	Subtotal de labor		439
	Beneficios sociales		439
	Total de labor		878

	TOTAL ELECTROMECHANICO		1967

6.4.2 Presupuesto de la obra civil.

CANTIDAD	DESCRIPCION	P R E C I O S . (Millones de pesos)
		T O T A L
1 Lote	Estructura de 85 kV.	64
1 Lote	Base para transformador de corriente.	10
1 Lote	Base para interruptor.	4
1 Lote	Soporte para cuchillas horizontales.	7
1 Lote	Salón de tableros.	5.5
1 Lote	Trincheras.	3
1 Lote	Pavimentos y drenajes.	4.5
1 Lote	Barda de malla ciclónica.	2.5
	Subtotal del material	100.5
	10% transporte	<u>10.05</u>
	Total del material	110.55 =====
	Labor del proyecto civil	14
	Labor de construcción civil	<u>175.5</u>
	Subtotal de labor	189.5
	Beneficios sociales	<u>189.5</u>
	Total de labor	379 =====
	TOTAL CIVIL	489.55 =====

6.4.3 Presupuesto total.

Finalmente, el costo total de la subestación (CTS) tipo Cliente convencional en 85 kV es:

TOTAL ELECTROMECHANICO	1967
TOTAL CIVIL	<u>489.55</u>
	2456.55
15% IVA	<u>368.48</u>
CTS (Millones de pesos)	2825.03 =====

6.5 COSTO DE UNA SUBESTACION TIPO CLIENTE DE 85kV EN SF6.

El costo de una subestación en SF6 esta dado por los siguientes datos:

6.5.1 Presupuesto electromecánico.

CANTIDAD	DESCRIPCION	P R E C I O S .	
		(Millones de pesos) UNITARIO	TOTAL
1 Pza.	Subestación encapsulada en SF6 para - 85kV; conteniendo los siguientes equi- pos:		2300
2 Pzas.	Interruptores.		
1 Pza.	Cuchilla operación c/carga.		
4 Pzas.	Cuchillas desconectadoras.		
8 Pzas.	Cuchillas de puesta a tierra.		
9 Pzas.	TC's Rel. 400/800/1200:5A - (Prot.)		
3 Pzas.	TC's Rel. 100/200/300/400:5A (Med.)		
3 Pzas.	TP's Rel. 400x400x800: 1		
6 Pzas.	Boquillas SF6 Aire. Este equipo es solo el nece- sario para CLyFC, además de be agregarse el requerido -- por el cliente y todo será adquirido por éste.		
6 Pzas.	Apartarrays para circuitos de 85kV.	5	30
1 Pza.	Tablero de servicio de estación.		7
3 Pzas.	Tablero de control y protección c/ aparatos.	25	75
1 Pza.	Tablero de remate de hilo piloto.		7
1 Pza.	Terminal remota para el telecontrol de la subestación.		40
1 Lote	Material para el sistema de tierras.		4
1 Lote	Cable de control.		20
1 Lote	Herrajes y conectores.		10
2 Km.	Cable de hilo piloto 10 pares con - herrajes y cable mensajero.	29	58
1 Lote	Equipo de alumbrado.		2

CANTIDAD	DESCRIPCION	P R E C I O S .	
		(Millones de pesos)	
		UNITARIO	TOTAL
1 Lote	Material misceláneo.		5
	Imprevistos.		<u>10</u>
	Subtotal del material	2568	
	10% transporte		<u>256.8</u>
	Total del material	2824.8	<u>=====</u>
	Labor de proyecto eléctrico		15
	Labor de construcción electromecánica		<u>219.8</u>
	Subtotal de labor	234.8	
	Beneficios sociales		<u>234.8</u>
	Total de labor	469.6	<u>=====</u>
	TOTAL ELECTROMECHANICO	3294.4	<u>=====</u>

6.5.2 Presupuesto de la obra civil.

CANTIDAD	DESCRIPCION	P R E C I O S .	
		(Millones de pesos) UNITARIO	TOTAL
1 Lote	Salón para equipo en hexafluoruro de azufre (168 m ²).		75.6
1 Lote	Salón de tableros.		5.5
1 Lote	Trincheras.		3
1 Lote	Pavimentos y drenajes.		<u>4.5</u>
	Subtotal del material	88.6	
	10% transporte		<u>8.86</u>
	Total del material	97.46	=====
	Labor del proyecto civil	17.64	
	Labor de construcción civil		<u>50.4</u>
	Total de labor (contratista)	68.04	=====
	TOTAL CIVIL	165.5	=====

6.5.3 Presupuesto total.

Finalmente, el costo total de la subestación (CTS) tipo Cliente en SF6, en 85 kV es:

TOTAL ELECTROMECHANICO	3294.4
TOTAL CIVIL	<u>165.5</u>
	3459.9
15% IVA	<u>518.9</u>
CTS (Millones de pesos)	3978.8
	=====

6.6 COSTO DE LA DERIVACION, LINEA DE 85 kV.

El costo de la derivación de la línea con doble circuito trifásico, y un conductor por fase, en 85 kV esta dado por los siguientes datos:

6.6.1 Presupuesto electromecánico.

CANTIDAD	DESCRIPCION	P R E C I O S . (Millones de pesos)
		TOTAL
Características generales de la línea:		
	Longitud aproximada: 2.0 km.	
	Claro promedio: 250 m.	
1 Lote	Torres de acero.	231.8
	1 Pza. Torre de 85kV en suspensión.	
	4 Pzas. Torres de 85 kV en tensión.	
	4 Pzas. Postes de 85 kV en tensión.	
12.6 km.	Cable ACSR 795 MCM "CONDOR" (conductor).	192.6
4.2 km.	Cable de acero A.R. de 9.53mm Ø (hilo de guarda).	5.7
1 Lote	Aisladores.	18.7
1 Lote	Herrajes.	22.6
1 Lote	Material para tierras.	4.4
1 Lote	Empalmes y preformados.	1.3
	Imprevistos.	<u>47.7</u>
	Subtotal del material	524.8
	10% transporte	<u>52.48</u>
	Total del material	577.28
		=====
	Labor de proyecto eléctrico	5
	Labor de instalación	<u>36</u>
	Subtotal de labor electromecánica	41
	Beneficios sociales	<u>41</u>
	Total de labor	<u>82</u>
		=====
	TOTAL ELECTROMECHANICO	659.28
		=====

6.6.2 Presupuesto de la obra civil.

CANTIDAD	DESCRIPCION	P R E C I O S	
		UNITARIO	TOTAL
1 Pza.	Torre 25T9D		9.2
1 Pza.	Torre 25T10		4.4
1 Pza.	Torre 25T30		4.4
1 Pza.	Torre 25SA		3.3
1 Pza.	Torre 25 R		6.9
2 Pzas.	Poste 25T90D	12.7	25.4
2 Pzas.	Poste 25T10	6.4	12.8
	Subtotal del material		66.4
	10% transporte		6.64
	Total del material		73.04
			=====
	Labor del proyecto civil		4.5
	Labor de construcción civil		186.8
			=====
	Subtotal de labor		191.3
	Beneficios sociales		191.3
			=====
	Total de labor		382.6
			=====
	TOTAL CIVIL		455.64
			=====

6.6.3 Presupuesto total.

El costo total de la derivación (CTD) en 85kv es:

TOTAL ELECTROMECHANICO	659.28
TOTAL CIVIL	<u>455.64</u>
	1114.92
15% IVA	<u>167.24</u>
CTD (Millones de pesos)	1282.16
	=====

5.7 AMORTIZACION

La amortización se puede considerar como el tiempo en el que se recuperan los fondos invertidos y a partir del cual las instalaciones o servicios ya son rentables.

Para su cálculo, la amortización se determina por el cociente del costo entre el ahorro, en cada tipo de instalaciones.

6.7.1 Amortización de las subestaciones tipo Cliente de CLyFC.

La amortización de una subestación (A_m) se determina a partir de la siguiente ecuación:

$$A_m = \frac{CTS + CTD}{A_1 + A_2} \dots (1)$$

donde:

- A_m Amortización indicada por el tiempo en que se recupera la inversión.
- CTS Costo total de la subestación tipo Cliente, convencional o en SF6.
- CTD Costo total de la derivación de la línea de 85kV.
- A_1 Ahorro por consumir energía con tensión de 85 ó - 230 kV (tarifa 12).
- A_2 Ahorro por disminución del número y tiempo de interrupciones.

6.7.1.1 Amortización de una subestación tipo Cliente convencional.

Para una subestación tipo Cliente convencional se tiene:

CTS = 2 825.03 millones de pesos (ver 6.4.3)

CTD = 1 282.16 millones de pesos (ver 6.6.3)
 A₁ = 214.72 millones de pesos/mes (ver 6.2)
 A₂ = 4.49 millones de pesos/mes (ver 6.3)

De la ecuación (1) tenemos:

$$Am = \frac{2\ 825.03 + 1\ 282.16}{214.72 + 4.49} = \frac{4\ 107.19}{219.21}$$

= 18.74 meses.
 = 1.56 años.

6.7.1.2 Amortización de una subestación tipo Cliente en SF6.

Para una subestación tipo Cliente en SF6 se tiene:

CTS = 3 978.8 millones de pesos (ver 6.5.3)
 CTD = 1 282.16 millones de pesos (ver 6.6.3)
 A₁ = 214.72 millones de pesos/mes (ver 6.2)
 A₂ = 4.49 millones de pesos/mes (ver 6.3)

De la ecuación (1) tenemos:

$$Am = \frac{3\ 978.8 + 1\ 282.16}{214.72 + 4.49} = \frac{5\ 260.96}{219.21}$$

= 24 meses
 = 2 años

6.7.2 Amortización de la inversión total de una industria.

En la inversión total que una industria efectúa, el costo de la subestación tipo Cliente, representa solo una parte ya - que además requiere de instalaciones para recibir el -

servicio en 85 ó 230 kV y distribuir la energía. Estas instalaciones comprenden: transformadores de potencia, interruptores, cuchillas, gabinetes o tableros de distribución, tableros de control, protección y medición, transformadores para servicio de estación, aisladores, herrajes, salón de tableros, banco de baterías, sistema de tierras, conductores, mano de obra, proyecto, etc.

Como las instalaciones para emplear el servicio en 85 ó 230 kV son distintas en cada industria, lo es también el tipo y cantidad de equipo y por lo tanto, el monto de la inversión. Para fines prácticos, en este análisis se considera que el costo de la subestación tipo Cliente, representa el 27.5% del monto total de las inversiones que realiza una industria para poder utilizar este servicio, de acuerdo con los datos proporcionados por las compañías Vidrio Plano y Campos Hermanos, que fueron del 20% y 35% respectivamente.

La amortización de la inversión total que una industria realiza (At) se determina de la forma siguiente:

$$At = \frac{100}{\% I} Am \quad \dots (2)$$

donde:

% I Por ciento de la inversión total, que una industria realizó en la subestación tipo Cliente.

6.7.2.1 Amortización de la inversión total para una industria con instalaciones convencionales.

El tiempo en el que una industria recupera la inversión total (At) de acuerdo con la ecuación (2) es:

$$At = \frac{100}{\% I} Am$$

donde:

$$Am = 18.74 \text{ meses (ver 6.7.1.1)}$$

$$\% I = 27.5 \text{ (ver 6.7.2)}$$

por lo que:

$$At = \frac{100}{27.5} \times 18.74$$

$$= 68.15 \text{ meses}$$

$$= 5.68 \text{ años}$$

6.7.2.2 Amortización de la inversión total para una industria con instalaciones en SF6.

La amortización (At) de acuerdo con la ecuación (2) es:

$$At = \frac{100}{\% I} Am$$

donde:

$$Am = 24 \text{ meses (ver 6.7.1.2)}$$

$$\% I = 27.5 \text{ (ver 6.7.2)}$$

Por lo que:

$$At = \frac{100}{27.5} \times 24$$

$$= 87.27 \text{ meses}$$

$$= 7.27 \text{ años}$$

C A P I T U L O 7

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

7.1 CONCLUSIONES.

El estudio económico efectuado en el capítulo 6 es indicativo ya que son estimativos los datos referentes a:

- Costo por interrupción de energía para los clientes - con alimentación en 85 kV.
- Monto de la inversión total que una industria debe realizar para contar con el servicio en 85 kV.

Esto es debido a que son características particulares de cada empresa y en cada caso particular estos datos varían.

Las conclusiones obtenidas en este trabajo son:

- 1.- Debido a que la vida útil estimada del equipo eléctrico es de 20 años, de acuerdo con los resultados obtenidos en el estudio económico, es conveniente el uso de las subestaciones tipo Cliente, puesto que la amortización de las inversiones son:
 - Subestaciones tipo Cliente.
 - a) Convencional : 1.56 años
 - b) En SF6 : 2 años
 - Totalidad de las instalaciones (subestación tipo Cliente más la subestación y equipo de la industria).
 - a) Convencional : 5.68 años
 - b) En SF6 : 7.27 años
- 2.- El costo anual de las pérdidas económicas por interrupción de energía eléctrica, para una industria con un arreglo normalizado de subestaciones tipo Cliente, de acuerdo con el subcapítulo 6.3, es des--

preciable con respecto a las pérdidas que tendría por estar alimentada en 23 kV.

Pérdidas en 85 kV = 3 860 pesos

Pérdidas en 23 kV = 53 840 000 pesos

3. - El arreglo normalizado de las subestaciones tipo - - Cliente tiene buena confiabilidad, ya que la interrupción anual del servicio, indicada en el subcapítulo - 6.3 con SL x TPS, es de 0.0004683 hs/año, lo que equi vale a una interrupción de 1.3 segundos en un año.

7.2

RECOMENDACIONES.

1. - Debido al auge cada vez mayor que tienen este tipo - de subestaciones se hace necesario analizar a mayor profundidad los diversos aspectos que intervienen en su diseño, construcción y mantenimiento, para lograr un aumento en el aprovechamiento de los recursos mate riales, técnicos y económicos.

Dicho análisis puede estar enfocado sobre los siguientes puntos.

- Registro de fallas en estas instalaciones
- Estudio de costos por número y tiempo de interrup ciones en industrias con suministro de energía - con niveles de 23 kV o mayores.
- Elaboración de una guía para la contratación de los servicios en 85 ó 230 kV.
- Estudio económico para analizar la conveniencia de este tipo de instalaciones por ahorro en la - no instalación o liberación de capacidad instalada de transformación, que aunado a un estudio técni-

co de operación, si procede, promuevan el aumento de estas subestaciones.

2.- En el caso de que una industria requiera evaluar la conveniencia de contar con un servicio en 85 ó 230 kV, los datos particulares que debe considerar de acuerdo con sus propias características son:

- Consumo de energía y demanda máxima mensual
- Número y tiempo de salidas de su alimentador - de 23 kV de acuerdo con datos estadísticos
- Pérdidas económicas originadas por la interrupción del servicio eléctrico
- Costo de las instalaciones que requeriría para poder utilizar la energía
- Actualización, en su caso, de los costos de la subestación tipo Cliente por parte de la CLYFC, considerando la derivación de la(s) línea(s).

3.- De acuerdo con los diagramas esquemáticos, del subcapítulo 5.6, se observa que las subestaciones tipo Cliente con dos líneas, se apegan cada vez más a los arreglos normalizados indicados en el capítulo 2; sin embargo, debido a requerimientos fundamentalmente económicos, se han construido subestaciones con una sola línea, siendo menos confiables. En tales casos se recomienda:

Que constructivamente se preparen para poder agregar la segunda acometida considerando la filosofía indicada en las normas.

4.- Se recomienda que en las subestaciones tipo Cliente con una sola línea, en las que se tenga la seguridad que nunca se agregará una segunda, no se

coloquen interruptores. En tales casos se instalará únicamente, un tablero de protección y equipo de medición.

- 5.- Se recomienda que todas las subestaciones tipo - - Cliente tengan alimentación desde dos subestaciones suministradoras (sistema con doble suministro), de modo que si se presenta alguna contingencia en - una de éstas, se pueda proporcionar el servicio a - través del otro alimentador sin ninguna interrupción.
- 6.- Ya que actualmente se pueden adquirir pararrayos - en SF6, se recomienda instalarlos en las barras de las subestaciones tipo Cliente aisladas con este - gas, de idéntica forma que en las convencionales, - para no ponerlos en las líneas y con esto, ahorrar - se un juego de ellos.
7. - Debido a que el sistema de 230 kV es parte de la - red troncal del Sistema Eléctrico Nacional, es ne - cesario que entre las dos líneas de las subestacio - nes tipo Cliente, que tengan alimentación con do - ble suministro a este nivel de tensión, se instale un interruptor de enlace (I03) para garantizar la continuidad del circuito troncal aún en caso de ocu - rrir una falla en dicha subestación que abra los - interruptores propios de las líneas (I01 e I02), - ver figura 5.6-12.
- 8.- Se recomienda que en las subestaciones Cementos - Apasco y Fisisa (ver subcapítulo 5.5), se agregue la cuchilla de salida 98-CL, indicada en los diagramas unifilares normalizados, de manera que la subestación del cliente pueda quedar fuera del sistema - cuando se requiera.

B I B L I O G R A F I A

- 1 LEY DEL SERVICIO PUBLICO DE ENERGIA ELECTRICA.
Congreso de los Estados Unidos Mexicanos.
- 2 NORMAS TECNICAS PARA INSTALACIONES ELECTRICAS.
Secretaría de Comercio y Fomento Industrial (SECOFIN).
- 3 APUNTES DEL CURSO "NORMALIZACION TECNICA".
División de Educación Continua, Facultad de Ingeniería.UNAM.
- 4 INFORME ANUAL DE OPERACION 1988. AREA DE CONTROL CENTRAL.
Gerencia de Producción, CLyFC.
- 5 RESUMEN ANUAL DE DISTURBIOS EN EL SISTEMA CENTRAL. 1988.
Gerencia de Distribución y Transmisión, CLyFC.
- 6 LISTADO DE ALIMENTADORES EN EL SISTEMA DE DISTRIBUCION.
Gerencia de Distribución y Transmisión, CLyFC.
- 7 MANUAL DE DISEÑO DE SUBESTACIONES.
Gerencia de Planeación e Ingeniería, CLyFC.
- 8 PROTECCIONES ELECTRICAS.
Roberto Aguilar Mercado. Ed. LIMUSA.
- 9 PROTECCION DE SISTEMAS DE POTENCIA POR MEDIO DE RELEVADORES.
Marino Rojo Preciado. Fac. de Ing. UNAM.
- 10 EL ARTE Y LA CIENCIA DE LA PROTECCION POR RELEVADORES.
C. Russell - Mason.
- 11 FUNDAMENTOS DE INSTALACIONES ELECTRICAS DE MEDIANA Y ALTA -
TENSION.
Gilberto Enríquez Harper.
- 12 TECNICA DE LAS ALTAS TENSIONES. VOLUMEN II.
Gilberto Enríquez Harper.
- 13 ESTUDIO PARA CONTROL REMOTO DE SUBESTACIONES, ADQUISICION DE
DATOS Y DESPACHO ECONOMICO DE CARGA. CLyFC.
- 14 TARIFAS GENERALES AUTORIZADAS 1988. CLyFC.
- 15 ESPECIFICACIONES DE LA CLyFC.
Gerencia de Planeación e Ingeniería:
CLyFC-INT-001 ESPECIFICACION GENERAL INTERRUPTORES DE
POTENCIA 23 a 420 KV.

- TRM-1,2 ESPECIFICACION DE TRANSFORMADORES DE CORRIENTE EN CIRCUITOS DE 85 kV (TRM-2) y 230 kV (TRM-1), SERVICIO INTEMPERIE.
- TRM-7,8 ESPECIFICACION DE TRANSFORMADORES DE POTENCIAL EN CIRCUITOS DE 85 (TRM-8) y 230 kV (TRM-7). SERVICIO INTEMPERIE.
- PA-1,2 ESPECIFICACIONES DE PARARRAYOS, CLASE ESTACION, TIPO VALVULAR PARA SISTEMAS DE 85 kV (PA-2) y 230 kV (PA-1).
- CU-1,10 ESPECIFICACIONES DE CUCHILLAS DESCONECTORAS - DE 3 POLOS OPERADAS EN GRUPO DE 85 kV (CU-1) y 230 kV (CU-10) SERVICIO INTEMPERIE.
- SU-SF6-I ESPECIFICACIONES GENERALES PARA UNA SUBESTACION BLINDADA CON AISLAMIENTO DE HEXAFLUORURO DE -- AZUFRE.

NUMEROS CONVENCIONALES PARA DESIGNAR
DISPOSITIVOS ELECTRICOS (A.S.A.).

La siguiente es una lista de los números de función de dispositivos según la A.S.A. (American Standard Association). Familiarizándose con estos números se tiene una gran ayuda para determinar rápidamente el funcionamiento del equipo respectivo.

No. del aparato	Designación
1	Elemento maestro
2	Relevador de arranque o de cierre, con retardo
3	Relevador de comprobación o de intercierre (bloqueo - condicionado)
4	Contactador maestro
5	Dispositivo de paro
6	Interruptor o contactador de arranque
7	Interruptor del ánodo
8	Interruptor del circuito de control
9	Dispositivo inversor
10	Interruptor de secuencia de unidad
11	Reservado para futuras aplicaciones
12	Dispositivo de sobrevelocidad
13	Dispositivo de velocidad síncrona
14	Dispositivo de baja velocidad
15	Dispositivo comparador de velocidad o frecuencia
16	Reservado para futuras aplicaciones
17	Interruptor o contactador de descarga
18	Dispositivo acelerador o desacelerador
19	Contactador o relevador de transición de arranque a marcha
20	Válvula
21	Relevador de distancia
22	Interruptor o contactador compensador
23	Dispositivo regulador de temperatura

- 24 Reservado para futuras aplicaciones
- 25 Dispositivo de sincronización o de comprobación de sincronismo
- 26 Dispositivo térmico de aparatos o maquinaria
- 27 Relevador de bajo voltaje
- 28 Detector de flama
- 29 Contactor de desconexión
- 30 Relevador indicador
- 31 Dispositivo para excitación separada
- 32 Relevador direccional de potencia
- 33 Contacto de posición
- 34 Dispositivo maestro de secuencia
- 35 Dispositivo para operar escobillas o para poner en corto circuito anillos colectores
- 36 Dispositivo de polaridad o de polarización
- 37 Relevador de baja potencia o baja corriente
- 38 Dispositivo de protección de chumacera
- 39 Monitor de condiciones mecánicas
- 40 Relevador del campo
- 41 Interruptor o contactor del campo
- 42 Interruptor o contactor de marcha
- 43 Dispositivo manual de transferencia o selección
- 44 Relevador de iniciación de secuencia de la unidad
- 45 Monitor de condiciones atmosféricas
- 46 Relevador de corriente de fases invertidas o desequilibrio de fases
- 47 Relevador de secuencia de fases (voltaje)
- 48 Relevador de secuencia incompleta
- 49 Relevador térmico de máquinas o transformadores
- 50 Relevador instantáneo de sobrecorriente
- 51 Relevador de sobrecorriente de C.A., de tiempo inverso
- 52 Interruptor de corriente alterna
- 53 Relevador de excitador o de generador de C.D.
- 54 Reservado para futuras aplicaciones
- 55 Relevador de factor de potencia
- 56 Relevador de aplicación del campo
- 57 Dispositivo para poner en corto circuito o a tierra

- 58 Relevador de falla de rectificación
- 59 Relevador de sobrevoltaje
- 60 Relevador de desequilibrio de voltajes o corrientes
- 61 Reservado para futuras aplicaciones
- 62 Relevador de paro o apertura, con retardo
- 63 Relevador de presión (de líquido o de gas) o de vacío
- 64 Relevador para protección a tierra que no está conectado al secundario de los transformadores de corriente
- 65 Regulador de velocidad
- 66 Dispositivo para contar impulsos o de ajuste fino de posición

- 67 Relevador direccional de sobrecorriente para C.A.
- 68 Relevador de bloqueo
- 69 Dispositivo de control condicionado
- 70 Reóstato
- 71 Relevador de nivel de líquido o de gas
- 72 Interruptor o contactor de C.D.
- 73 Contactor de resistencia de carga
- 74 Relevador de alarma
- 75 Mecanismo cambiador de posiciones
- 76 Relevador de sobrecorriente de C.D.
- 77 Transmisor de impulsos
- 78 Relevador de protección que mide desplazamientos angulares entre corrientes o entre voltajes

- 79 Relevador de recierre de C.A.
- 80 Relevador de flujo de líquido o de gas
- 81 Relevador de frecuencia
- 82 Relevador de recierre de C.D.
- 83 Relevador automático de transferencia, o de control selectivo
- 84 Mecanismo de operación
- 85 Relevador receptor para onda portadora o para hilo piloto

- 86 Relevador de bloqueo sostenido
- 87 Relevador de protección diferencial
- 88 Motor o motor-generator auxiliar

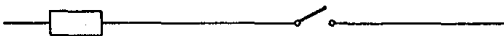
- 89 Interruptor de línea
- 90 Dispositivo de regulación
- 91 Relevador direccional de voltaje
- 92 Relevador direccional de voltaje y de potencia
- 93 Contactor cambiador de campo
- 94 Relevador de disparo o de disparo libre
- 95 a 99 Se usarán únicamente para aplicaciones específicas en instalaciones donde ninguno de los números asignados - de 1 al 94 resulten adecuados.

NOMENCLATURA DE EQUIPO PARA LAS SUBESTACIONES TIPO CLIENTE UTILIZADA EN PROYECTOS Y AUTOMATIZACION.

El equipo de las subestaciones de la CLyFC tiene dos tipos de nomenclatura: la de Operación Sistema que es empleada por el personal operativo y la General, utilizada para el proyecto de la subestación.

La nomenclatura de Operación Sistema se aplica:

- a) En todos los equipos de potencia (interruptores, - cuchillas, transformadores, etc.), anotándose en - un lugar visible.
- b) En el frente de los tableros de control, y de protección.
- c) Exclusivamente en los diagramas unifilares de los planos de proyecto de las subestaciones, colocándose en cada equipo abajo de la nomenclatura general y entre paréntesis, tal como se muestra en el ejemplo; no debiéndose aplicar a diagramas diferentes al unifilar.



I801
(58-1)

D801 - - - Nomenclatura General
(98T-B) - - Nomenclatura de Operación Sistema.

- d) En las bases de datos para la presentación en pantalla de los diagramas unifilares con que cuentan los centros de operación.

La nomenclatura General se aplicará de acuerdo a lo siguiente:

- a) Esta nomenclatura será invariable e Ingeniería

Eléctrica la definirá desde el inicio de proyecto,--
utilizándose en todos los planos que lo compongan.

- b) Se usará como base para el etiquetado de los cables de control.
- c) Ingeniería Eléctrica indicará en los diagramas unifilares la dirección en que crecerá la subestación, ya que esto será la base para designar la nomenclatura de los equipos.
- d) Se usará en la parte posterior de los tableros de control y protección así como en las tapas interiores de los gabinetes de control de los equipos de potencia.

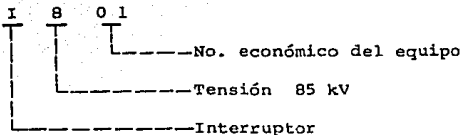
Claves de tensiones para la nomenclatura General de equipo.

La clave se representa mediante un dígito por nivel de tensión de acuerdo a la siguiente tabla:

Dígito Representativo		Tensión en kV
8	para	85 ó 115
4	para	400
3	para	150 ó 230
2	para	23
1	para	$6 \leq kV < 23$
0	menor que	6

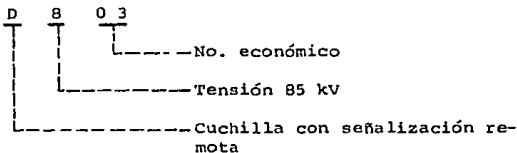
Los interruptores se identifican con un código de cuatro caracteres. El primero es la letra I, el segundo representa la tensión a la cual trabaja el equipo; el tercero y cuarto caracteres corresponden a su número económico, que es progresivo y por nivel de tensión desde 01 al 99.

Ejemplo:



Las cuchillas se identifican con un código de 4 caracteres. El primero es la letra D ó C según sea con señalización remota o sin ella, el segundo representa la tensión del equipo, el tercero y cuarto caracteres corresponde a su número económico que es progresivo y por nivel de tensión desde 01 al 99.

Ejemplo:



En virtud de que las subestaciones tipo Cliente cuentan únicamente con dos líneas, los interruptores se deben identificar de acuerdo a las siguientes consideraciones:

Tomando como referencia las barras de la subestación y viendo hacia la subestación del cliente, la numeración se dará de izquierda a derecha como se muestra en las figuras 1 y 2.

La lógica de numeración de las cuchillas de fase y de tierra asociadas con un interruptor y su circuito deben tener las siguientes características:

- Ser creciente y consecutiva.
- Para cada interruptor y su circuito, se numeran primero las cuchillas de fase y después las de tierra.

- Cuando se tengan cuchillas de puesta a tierra en las barras, la numeración se inicia en éstas, continuando con las del interruptor número uno.
- En caso de no tener cuchillas de puesta a tierra en las barras, la numeración se inicia con las asociadas al interruptor número uno.

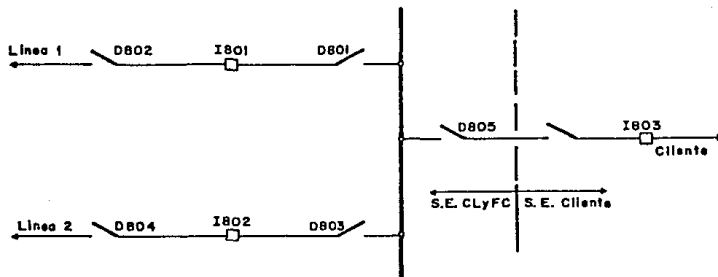


Figura 1 Nomenclatura General para subestaciones tipo Cliente convencionales.

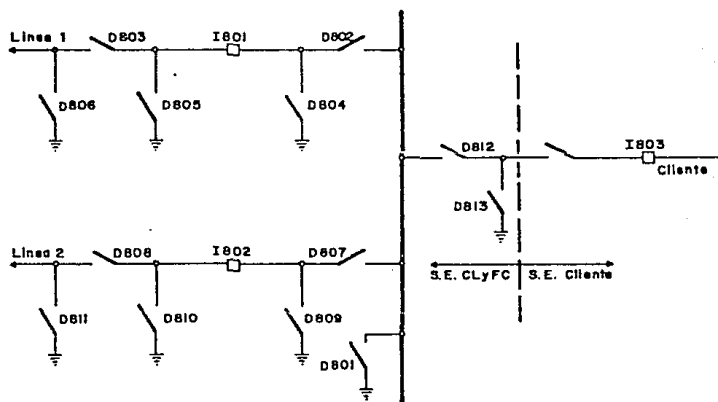


Figura 2 Nomenclatura General para subestaciones tipo Cliente en SF6.

METODO PARA LA EVALUACION DE LA CONFIABILIDAD
EN LINEAS DE TRANSMISION.

Un método para la evaluación de la confiabilidad en la operación de líneas de transmisión ha sido desarrollado por Roy Billinton (Power System Reliability), se conoce como el método de la "interrupción promedio", en él se examinan las condiciones simultáneas que puedan existir para el flujo de potencia en líneas en serie y paralelo o bien combinaciones de componentes en un sistema de potencia.

Los principios básicos son los siguientes:

- a) Una componente opera en dos estados; disponible (en operación) y no disponible (fuera de operación).

si: P = probabilidad de que esté disponible.

Q = probabilidad de que no esté disponible.

entonces: $P + Q = 1$

- b) Las fallas en los componentes se suponen que son in dependientes una de otra. Esto es la probabilidad de fallas simultáneas es el producto de las probabilidades respectivas.

- c) En componentes que se encuentran en serie todos los componentes deben estar disponibles simultáneamente para el flujo de potencia, de aquí que en dos componentes o sistemas la probabilidad de disponibilidad equivalente es la siguiente:

si: $P_1 + Q_1 = 1$ y $P_2 + Q_2 = 1$

$P_1 = 1 - Q_1$ $P_2 = 1 - Q_2$

entonces si P_S es la probabilidad equivalente

$P_S = P_1 P_2 = (1-Q_1)(1-Q_2) = 1-Q_1 - Q_2 + Q_1Q_2$

y la no disponibilidad de operación es:

$$Q_s = 1 - P_s$$

$$Q_s = Q_1 + Q_2 - Q_1Q_2$$

frecuentemente Q_1 y Q_2 son mucho menores que la unidad y entonces Q_1Q_2 se puede considerar despreciable es decir:

$$Q_s = Q_1 + Q_2$$

d) En un sistema en paralelo todas las trayectorias deben fallar para que no haya paso de salida.

De aquí la probabilidad de falla es el producto de las componentes de la probabilidad individuales de falla.

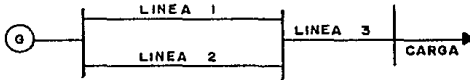
Las salidas forzadas se pueden definir como:

$$Q = \frac{\text{Suma de los días en que ocurren salidas con una duración mínima especificada.}}{\text{Suma de los días en que cada unidad estuvo en operación.}}$$

Cuando se consideran ramas en serie y paralelo de un punto de suministro a la carga el índice de salida forzada para cada trayectoria a la carga se debe calcular.

Ejemplo:

Para ilustrar el método del índice de interrupción anual para el estudio de confiabilidad en líneas de transmisión, considérese el sistema mostrado en la figura con los datos sobre fallas obtenidas en forma estadística.



Información sobre fallas.

Línea	Fallas en días/año
1	0.5
2	0.5
3	0.1

Solución.

Si la probabilidad de estar una línea en servicio o fuera de servicio anualmente se designa por:

P = Probabilidad de estar en operación.

Q = Probabilidad de estar fuera de operación.

para las líneas 1 y 2

$$Q_1 = Q_2 = \frac{0.5}{365} = 1.37 \times 10^{-3}$$

para la línea 3

$$Q_3 = \frac{0.1}{365} = 0.274 \times 10^{-3}$$

De aquí la probabilidad de que las líneas 1 ó 2 esten fuera es:

$$\begin{aligned} Q_{12} &= Q_1 Q_2 = (1.37 \times 10^{-3})(1.37 \times 10^{-3}) \\ &= 1.878 \times 10^{-6} \end{aligned}$$

La probabilidad de que la línea 3 este fuera con las líneas 1 y 2 fuera también, es:

$$\begin{aligned} Q_s &= Q_{12} + Q_3 = (1.878 \times 10^{-6}) + (0.274 \times 10^{-3}) \\ &= 0.2759 \times 10^{-3} \end{aligned}$$

De aquí el índice promedio de interrupción anual para los consumidores (IPIAC) se puede definir con el número de días esparado en un año en que las condiciones de salidas especificadas podrán ocurrir, y se puede calcular como:

$$\text{IPIAC} = (0.2759 \times 10^{-3}) \times 365 = 0.1006 \text{ días/año}$$

Lo anterior se refleja por la línea que se encuentra sola e indica que la confiabilidad de suministro está afectada -- fuertemente por los elementos en serie.