

ESCUELA POLITECNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA

APLICACION DE EQUIPO BLINDADO (METAL CLAD) EN
SISTEMA DE DISTRIBUCION

TESIS PREVIA A LA OBTENCION DEL
TITULO DE INGENIERO ELECTRICO
EN LA ESPECIALIZACION DE SISTEMAS
DE POTENCIA

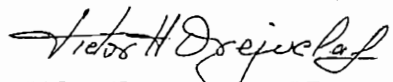


PATRICIO IVAN LALAMA SALAS

QUITO, DICIEMBRE 1984

CERTIFICACION

Certifico que la presente Tesis
ha sido, realizada en su totali-
dad por el Señor Patricio Iván
Lalama Salas.



ING. VICTOR OREJUELA

Director de Tesis

A G R A D E C I M I E N T O

Mi agradecimiento especial al Ing. Victor Orejuela, por su valiosa ayuda prestada a lo largo del desarrollo de este trabajo.

DEDICATORIA

A mis Padres

I N D I C E

	<u>PAGINA</u>
CAPITULO I	
<u>INTRODUCCION</u>	1
1.1 Objetivo y Alcance	2
1.2 Definiciones	3
CAPITULO II	
<u>CARACTERISTICAS TECNICAS</u>	5
2.1 Evolución hacia la técnica del equipo metal clad.	7
2.2 Rangos de voltaje del equipo Metal clad.	10
2.2.1 Normas	13
2.3 Localización del equipo blindado Metal Clad.	13
2.3.1 Localización Interior	13
2.3.2 Localización exterior	16
2.4 Condiciones de servicio	20
2.5 Fuentes de energía para el equipo	
2.5.1 Cierre del Interruptor	23
2.5.2 Disparo del interruptor	25
2.6 Interbloqueos	29
2.7 Descripción de los componentes básicos que conforman el equipo Metal Clad.	31

PAGINA

2.7.1	Interruptores - en aceite - en aire-en aire comprimido- en SF ₆ - en vacío.	33
2.7.2	Barras colectoras - Rectangulares Tubulares, perfiles en"U".	59
2.7.3	Transformadores de corriente	68
2.7.4	Transformadores de potencial	70
2.7.5	Barra de tierra	73
2.7.6	Pararrayos	74
2.7.7	Otros Elementos	77
2.8	Servicios Auxiliares	79

CAPITULO III

CRITERIOS TECNICOS DE EVALUACION

3.1	Esquemas empleados con equipo Metal Clad en sistemas de distribución	82
3.1.1	Esquema Radial	83
3.1.2	Esquema de barra simple seccionada	86
3.1.3	Esquema de barra principal y trans- ferencial.	88
3.1.4	Esquema doble barra con doble in- terruptor.	90
3.1.5	Esquema en anillo.	94
3.1.6	Esquema interruptor y medio	96

3.2	Ventajas de las subestaciones con equipo blindado Metal Clad	98
3.2.1	Seguridad del Personal	98
3.2.2	Seguridad del Servicio	99
3.2.3	Facilidades de Instalación	100
3.2.4	Facilidades de explotación	100
3.2.5	Facilidades de mantenimiento	101
3.2.6	Espacio ocupado	102
3.3	Equipo de una subestación convencional	108
3.4	Esquema de barra de las subesta- ciones convencionales	120
3.4.1	Esquemas Clásicos	121
3.4.2	Esquemas Anglo Sajones	122

CAPITULO IV

	<u>CRITERIOS DE EVALUACION ECONOMICA</u>	124
4.1	Componentes de Costo	124
4.1.1	Costos de equipo y materiales	125
4.1.2	Costo de terreno y obras civiles	125
4.1.3	Costo de potencia y energía	126
4.1.4	Costo de potencia y energía	126
4.2	Análisis económico	131
4.2.1	Costo anual por interrupción de servicio.	131
4.2.2	Costo anual de recuperación de capital	132

PAGINA

4.2.3	Costo anual total de un esquema	133
4.2.4	Valor presente de costo anual.	133

CAPITULO V

EJEMPLO DE APLICACION DE UN SISTEMA
DE DISTRIBUCION

		134
5.1	Información básica	134
5.2	Equipamiento de las subestaciones	136
5.2.1	Subestación con equipo convencional	136
5.2.2	Subestación con equipo blindado	
	Metal Clad.	143
5.3	Cálculo del número anual de averias (KT) y el tiempo total de interrup- ción (HT)	153
5.3.1	Subestación convencional	156
5.3.2	Subestación con equipo blindado	
	Metal Clad.	156
5.4	Estudio económico	158
5.4.1	Estudio económico para la subesta- ción convencional.	159
5.4.2	Estudio económico para la subesta- ción con equipo blindado Metal Cald interior	164
5.4.3	Subestación con equipo blindado	

	<u>PAGINA</u>
Metal Clad exterior.	173
5.4.4 Estudio económico para la subestación con equipo Metal Clad, con una unidad de reserva (interior)	183
5.4.5 Estudio económico para la subestación con equipo Metal Clad con una unidad de reserva (exterior)	185
5.5 Análisis	197
 CAPITULO IV	
<u>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES</u>	195
 BIBLIOGRAFIA	 202

CAPITULO I

1. INTRODUCCION

En condiciones atmosféricas normales, las distancias de aislamiento determinan las grandes dimensiones de las instalaciones de distribución convencionales. Durante mucho tiempo, el desarrollo en la construcción de instalaciones ha consistido simplemente en combinar aparatos ya existentes para obtener la mejor combinación necesaria para la explotación y para la seguridad de servicio.

Por otra parte la creciente necesidad de transportar la energía eléctrica a los sectores de gran densidad de población y a los centros industriales, plantea grandes dificultades a causa de las dimensiones de las instalaciones implicadas. Aún si se consigue encontrar el terreno necesario, a veces existen exigencias urbanísticas que hacen difícil la construcción. En relación con el problema de la contaminación de los aisladores, estas condiciones conducen a la construcción de instalaciones interiores. Pero el aumento de los costos para la construcción, refuerza la tendencia a reducir tanto como sea posible las dimensiones de la instalación. Por tanto para resolver este problema hay que disponer de instalaciones pequeñas que puedan instalarse al exterior, o en un edificio y que exijan poco mantenimiento, silenciosas y no significar

ningún peligro para las zonas habitadas aledañas.

Una solución a este problema puede darlo la instalación de equipo blindado metal Clad, cuyas características y aplicación se verán en esta tesis.

1.1. OBJETIVO Y ALCANCE

Esta tesis tiene como objetivo el realizar un análisis tanto técnico como económico, de tal manera de evaluar la conveniencia o no, de utilizar el equipo blindado metal Clad, en la conformación de subestaciones de distribución.

En vista de la creciente necesidad de energía de las ciudades, hace que se exija de los sistemas de distribución un alto grado de confiabilidad y economía, lo que requiere de instalaciones no muy complicadas que aseguren la continuidad de servicio, y que sumado a la dificultad de encontrar terreno apto para la instalación de subestaciones convencionales ha impulsado el desarrollo del equipo blindado metal Clad. Este equipo trata de satisfacer los aspectos mencionados gracias a su gran adaptabilidad, ya que la construcción modular del equipo blindado permite flexibilidad en el diseño de subestaciones, ocupando menos espacio respecto a las convencionales.

Además los adelantos en materia de interrupción de corriente de falla, han podido ser incorporados al equipo

blindado metal Clad, dándole mayor seguridad de operación.

Estos aspectos y la evaluación económica, que son los puntos que deciden la utilización de una subestación convencional o una con equipo blindado, es lo que se pretende analizar en estas tesis.

1.2. DEFINICIONES

- BARRA CON FASE NO SEGREGADA.- Es una barra en la cual todos los conductores de las fases están en un cerramiento metálico común sin barreras entre las fases.
- BARRA CON FASE SEGREGADA.- Todos los conductores de la barra están en un cerramiento metálico común, pero las fases están separadas por barreras metálicas.
- BARRA CON FASE AISLADA.- En esta barra cada conductor de fase se encuentra en un compartimiento metálico individual separado del compartamiento adyacente por un espacio de aire.
- ELEMENTO REMOVIBLE.- Es la porción del equipo, que normalmente lleva el aparato de interrupción.
- PERSIANA.- Es un aparato que opera automáticamente para cubrir completamente, los contactos primarios fijos el momento que el elemento removible está desconectado es decir removido de su posición conectada.

- BARRERA.- Una partición para aislamiento de circuitos eléctricos o arcos eléctricos.

- TERMINAL.- Un conector para acoger un conductor para aparatos eléctricos.

- CORRIENTE MOMENTANEA NOMINAL.- Es la máxima corriente rms que puede llevar momentáneamente sin sufrir daños, eléctricos, térmicos, mecánicos o deformaciones permanentes.

- VENTANAS DE INSPECCION.- Ventanas de material transparente y seguro para el personal, para inspección de los aparatos de interrupción.

- LIMITE DE TEMPERATURA PARA MATERIALES AISLANTES.- Es la temperatura total para la cual los materiales aislantes no deberían exceder, según el material de que estén compuestos.

- POSICION DE PRUEBA.- Posición en el que los contactos primarios del elemento removible están separados por una distancia de seguridad, y los contactos de desconexión secundaria están en contacto.

- PUERTA DE ACCESO.- Puerta situada en el frente de la estructura que cubre el compartimiento del interruptor.

(REF 9.)

- aparatos de interrupción, barras, transformadores de potencial y transformadores para control, son encerrados por láminas metálicas puestas a tierra. Específicamente, una lámina se ubica en el frente de los aparatos de interrupción, para asegurar que ninguna de las partes energizadas, estén expuestas cuando la puerta de la unidad esté abierta.
- c.- Todas las partes vivas están encerradas dentro de compartimientos metálicos puestos a tierra. Persianas automáticas previenen la exposición del circuito primario (Barras, transformadores de potencial, etc.), cuando el elemento removible está en la posición desconectada.
- d.- Las barras y las conexiones son cubiertas con material aislante. Esto constituye sólo una pequeña porción del aislamiento efectivo de la barra.
- e.- Interbloques mecánicos están provistos para asegurar una secuencia de operación correcta y segura.
- f.- Medidores, relés, aparatos de control secundario y sus alambrados, están aislados de los elementos del circuito primario con barreras metálicas puestas a tierra.
- g.- La puerta que da acceso al interruptor al interior del

cubículo, puede servir como un panel de instrumentos o relés y también puede dar acceso a un compartimiento secundario o de control en el interior de la unidad.

A veces se requiere de estructuras auxiliares para montaje de equipo adicional, tal como transformadores de potencial, de corriente, barras, etc.

El término metal Clad puede ser usado correctamente solamente si el equipo encerrado en láminas metálicas (Metal enclosed) cumple con los puntos señalados anteriormente.

Todo equipo metal Clad es metal Enclosed, pero no todo equipo metal enclosed puede ser correctamente llamado equipo metal clad.

2.1. EVOLUCION HACIA LA TECNICA DEL EQUIPO METAL CLAD

La necesidad de equipos de maniobra y seccionamiento que sean confiables y seguros, ha provocado que desde hace años, se venga investigando y desarrollando instalaciones que cumplan con tal necesidad, y por tanto den al usuario un servicio en óptimas condiciones. Debido a que el principal elemento de este mecanismo de seccionamiento y maniobra, es el interruptor, el desarrollo hasta los equipos metal Clad, ha estado ligado a la evolución y per-

feccionamiento de los interruptores. Así lo primero que se hizo al respecto, fue la investigación del fenómeno del arco eléctrico.

El primer aparato del que se tenga conocimiento que sirvió para interrumpir el arco, se inventó a principios de siglo por J. Holmes, cuyo aparato que no tenía un control formal del arco, consistía en una cuchilla aislada que cortaba el arco en dos. Posteriores estudios se centran en la forma de extinguir el arco, y se encuentra que es de gran efectividad sumergir el aparato con los contactos en aceite, es decir nacen los interruptores de aceite.

Las siguientes investigaciones se centran en la "capacidad de interrupción" y los problemas que presenta el crear aparatos que tengan esa capacidad de interrumpir las corrientes de cortocircuito.

Los interruptores que se habían desarrollado hasta aquí, estaban exentos de una ciencia precisa y se basaban más bien, en la experiencia y en fórmulas empíricas.

Posteriormente y con la ayuda de las plantas de pruebas de cortocircuito, se desarrollan los interruptores de aire comprimido. Pero junto con este desarrollo comienza la preocupación por la seguridad del personal, así como también por dar seguridades contra las corrientes de cortocircuito, a los demás aparatos que intervienen en los mecanismos de interrupción, aparatos tales como barras,

seccionadores, transformadores de instrumentos, cajas de cables, etc. Es así como se empieza sobre todo para instalaciones interiores, a usar los interruptores en plataformas rodantes, los cuales son encerrados, al igual que los otros elementos, en celdas de piedra.

Los transformadores de instrumentos, barras, conexiones, etc., estaban colocados en la parte trasera del panel, y expuestos completamente al polvo. El acceso humano a la parte trasera fue protegido con mallas metálicas y puertas.

Los problemas de seguridad de estas instalaciones, fueron materia de estudio por largo tiempo, hasta llegar al diseño de lo que se llamó, Armour Clad o Iron Clad, que posteriormente en esta época se llama Metal Clad. En los primeros diseños los componentes individuales fueron encerrados en casillas metálicas puestas a tierra, con las barras y conexiones envueltas en compuestos grasosos de aceite. El interruptor era transportado en dos pedestales de acero, para conectarlo o desconectarlo en forma horizontal a través de enchufes aislados.

La demanda de una completa seguridad hace que se implementen interbloques de tal manera que el acceso a las partes "vivas" de los aparatos sea imposible. Hay que anotar que los cubículos celulares de piedra, que también tenían compartimientos separados para cada elemento, presen

taban complicaciones para hacer los interbloques, además de la desventaja de ocupar demasiado espacio. Es así que se da paso a los cubículos metálicos que resultan más económicos, ya que pueden ser fabricados en gran número y de ahí ser transportados al sitio de utilización, lo que no pasa con las células de piedra que tenían que ser implementadas en el sitio mismo de utilización.

El equipo metal Clad actualmente presenta muchas seguridades y tiene un amplio rango de especificaciones de funcionamiento que le dan características propias, las cuales se verán posteriormente. (REF. 1)

2.2. RANGOS DE VOLTAJE DEL EQUIPO METAL CLAD

Los rangos de voltaje de los equipos Metal Clad, corresponden a los rangos de voltaje establecidos por los sistemas de distribución existentes.

El voltaje especificado para el equipo deberá ser igual o exceder al voltaje nominal del circuito, y el voltaje máximo de diseño debe ser igual o mayor que el máximo voltaje en que operará el sistema.

De los factores que influyen en la selección de un equipo de interrupción y maniobra, uno muy importante es la corriente de cortocircuito, en el punto de la instalación, puesto que la principal función de este equipo es

una rápida y segura apertura del circuito que lleva la corriente de cortocircuito, para aislar la sección fallada del sistema. De todo esto se deduce que los rangos nominales del equipo Metal Clad, los determinan los del interruptor automático, el cual constituye el elemento removable del equipo. Así en las especificaciones que se realizan para adquirir un interruptor, entre otras son: Voltaje de operación, corriente normal de operación, capacidad de cortocircuito.

Es práctica recomendada implementar una instalación con unidades que tengan idénticas especificaciones nominales, de manera de obtener la ventaja de una completa intercambiabilidad de los elementos removibles. Debido a que existen diferentes técnicas de interrupción que se utilizan en los interruptores automáticos, las especificaciones nominales dependerán de estas diversas técnicas. En la siguiente tabla 2.1. se muestran especificaciones nominales de voltaje y corriente de acuerdo a los interruptores automáticos más comunes.

Las crecientes necesidades por parte de las ciudades y centros industriales, han hecho que se desarrollen unidades metal Clad especiales, en niveles de voltaje superiores a los anotados, así se tienen unidades con interrupción en SF₆ para 42 y 72.5 KV con corrientes de cortocircuito de 25 y 31.5 KA, con lo que se pretende asegurar una alta confiabilidad y economía en las condiciones de servicio.

Medio de interrupción	Voltaje nominal [KV]	Corriente nominal [A]	Corriente de cortocircuito [KA]
VOLUMEN REDUCIDO DE ACEITE	7.2	1000	36
	12	630/800	16
		1200/2000	25
		1400/2000	40
	17.5	1000	21.8
24	630/800	18	
	1200/1400	25	
36	630/2500	20	
AIRE	4.16	1200	12
		2000	36
		3000	49
7.2	1200	30	
	2000	41	
13.8	1200	21/36/48	
	2000	36/48	
	3000	48	
AIRE COMPRIMIDO	3.3	800	40
	6.6	3000	40
	11	3000	26
	23	1200/3000	31
	34.5	1200/3000	21
SF6	7.2 / 12 / 17.5	630 → 2500	12.5 → 40
	24	630 → 2500	12.5 → 40
	36	630 → 2500	12.5 → 25
VACIO	4.16	1200	29
		2000	41
		3000	41
7.2	1200	29	
	2000	33	
13.8	1200	18/28	
	2000	28/37	
	3000	37	

TABLA 2.1

TABLA ELABORADA A BASE DE LAS REFERENCIAS 13, 14, 15, 16, 18

2.2.1. NORMAS

La Norma ANSI C37.20 establece los siguientes rangos de voltaje para las estructuras Metal Clad:

KV NOMINAL	KV MAXIMO
4.16	4.76
7.2	8.25
13.8	15.0
34.5	38.0

(REF 9.)

Pero se debe anotar que las normas hacen una recomendación, en cuanto a las inconsistencias que se presentan entre los rangos nominales de los equipos y los rangos de las normas; y dicen que se debe hacer una consulta completa a las Normas apropiadas y a las tablas dadas por los fabricantes, para obtener en forma detallada toda la información necesaria para asegurar una correcta aplicación del equipo.

2.3. LOCALIZACION DEL EQUIPO BLINDADO METAL CLAD

Las unidades metal clad se encuentran disponibles para dos tipos de localización: Localización interior y Localización exterior.

2.3.1. LOCALIZACION INTERIOR

Un diagrama general de este equipo Metalclad para lo calización interior se muestra en la Figura 2.1. y consiste en una estructura metálica ventilada, diseñada para prevenir contactos accidentales con los aparatos encerrados. Este tipo de equipo blindado consiste de una o más secciones, las cuales son montadas juntas y conectadas eléctrica y mecánicamente para formar una unidad completa de seccionamiento y maniobra.

Esta unidad metálica se divide en dos secciones: Cerramiento Secundario y Cerramiento Primario.

El cerramiento secundario consiste de un compartimiento con una puerta en el frente en la cual están montados los aparatos para protección y control. Otros aparatos requeridos tales como fusibles y regletas terminales para los cables, son colocados en las láminas laterales en el interior del compartamiento. Los cables de control son encerrados en láminas metálicas puestas a tierra, para luego pasar a los cerramientos primarios.

El cerramiento primario contiene el equipo de alto voltaje; interruptor, barras, transformador de corriente, transformador de potencial y las conexiones. Este cerramiento consiste en una estructura de acero soldada y reforzada dividida en compartimientos, los cuales son: Compartimiento del interruptor, de la barra principal, de los cables terminales y los compartimientos auxiliares.

Estos compartimientos primarios son aislados unos de otros por barreras metálicas puestas a tierra, dando seguridad y confiabilidad a la estructura.

2.3.2. LOCALIZACION EXTERIOR

En este caso se utiliza el equipo básico empleado para localización interior, encerrado en una estructura metálica ventilada y a prueba de agua.

Las Normas NEMA SG5-1975, al respecto de este equipo dice: El equipo de seccionamiento y maniobra metal Clad para aplicaciones exteriores debe estar construido con un cerramiento a prueba de agua, ventilado y debe incluir los siguientes requerimientos: (REF 16)

- a) Puerta o puertas de acceso a prueba de agua, provista de mecanismo para bloqueo.
- b) Aperturas para ventilación.
- c) Alumbrado interior y tomas de corriente con elementos de protección.

Hasta aquí lo que dice la Norma.

Las aperturas para ventilación son capaces de impedir la entrada de polvo, suciedad u otros objetos extraños.

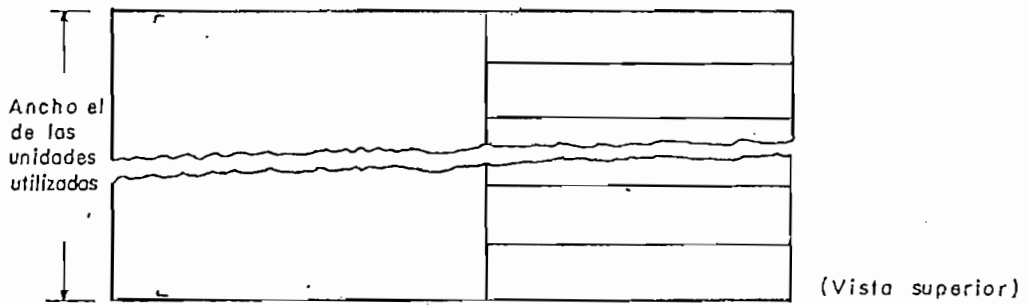
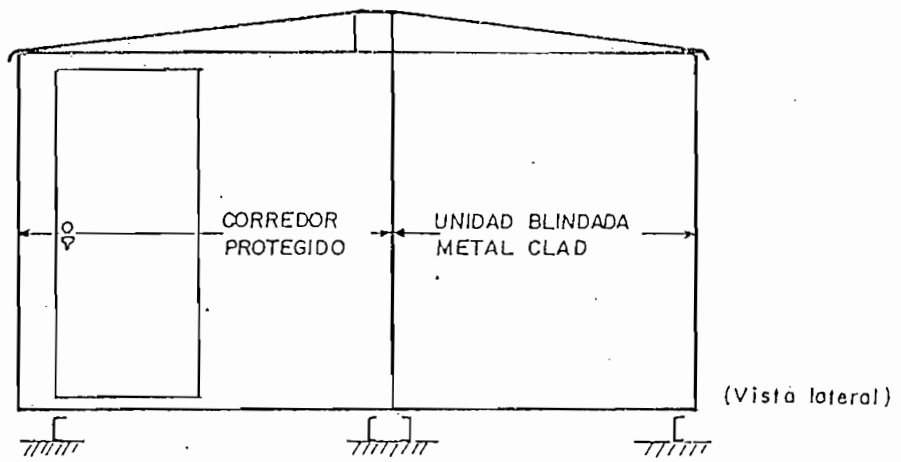
Los calentadores son controlados en la cantidad su-

eficiente para minimizar la condensación en los compartimientos.

Un diagrama típico de este equipo para aplicación exterior se muestra en la Figura 2.2, (Unidad Standard), con desconexión vertical del interruptor. Dentro de este tipo de equipo para utilización exterior, existen estructuras especiales, que son construídas por algunos fabricantes, entre estas tenemos:

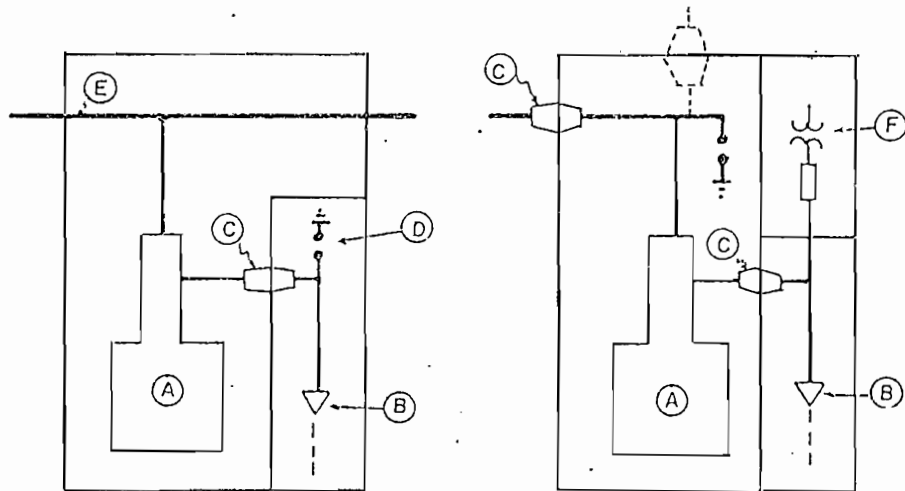
2.3.2.1. EQUIPO METAL CLAD CON CORREDOR PROTEGIDO.- Este diseño es similar al diseño de equipo exterior normal excepto en el frente, el cual está extendido para proporcionar un corredor, que se lo utiliza para operación y mantenimiento de los elementos removibles (Interruptores) dentro de la estructura. Esta estructura también es impermeable y está provista de puertas, dispositivos para bloqueos y aberturas para ventilación. Además el corredor debe estar convenientemente alumbrado y poseer tomas de energía para utilizar los calentadores. Es recomendable que estos calentadores estén funcionando todo el tiempo, de modo que no debe haber ningún interruptor en el circuito del calentador, facilitando con esto el secado. Los calentadores son localizados a un lado de la unidad a pocos centímetros sobre el piso. El diagrama del equipo con corredor protegido se muestra en la Figura 2.3.

La entrada de los cables a la unidad puede ser de



ESTRUCTURA CON CORREDOR PROTEGIDO

FIGURA 2.3



- (A) INTERRUPTOR
- (B) TERMINAL DE CABLES
- (C) BUSHINGS
- (D) PARARRAYOS
- (F) T. P.

DIAGRAMAS SIMPLIFICADOS DE UNIDADES BLINDADAS METALCLAD

FIGURA 2.4

distintas maneras. Así para el equipo exterior que estará conectado en algunos casos a líneas aéreas, la entrada de los cables a la unidad se lo hace a través de Bushings, colocados en la parte superior de la unidad. Pero igualmente tanto para equipo interior o exterior la entrada de cables puede ser por la parte inferior. Las terminaciones de los cables pueden ser: cajas terminales, terminaciones tipo abrazadera, a través de tubos, etc.

Hay que anotar que los bushings también se los utiliza para pasar los cables de un compartimiento a otro, dentro de la unidad.

En la Figura 2.4. se tiene diagramas simplificados que muestran a la unidad blindada metal clad con entrada de cables, con y sin bushings, así como también se muestra los terminales de cables subterráneos.

2.4. CONDICIONES DE SERVICIO

Este equipo como cualquier otro necesita de ciertas condiciones ambientales para poder funcionar en forma correcta y dentro de sus rangos nominales. Así las pinturas, los compuestos pretratados, los materiales anticorrosivos, etc., con los que los fabricantes cubren al equipo blindado, pueden ser afectados ante determinadas condiciones atmosféricas, afectando también al funcionamiento del equipo en general.

Generalmente, el equipo es fabricado para uso en ambientes cuya temperatura no exceda de 40°C. De igual manera la altitud sobre el nivel del mar en la que puede ser aplicado el equipo viene especificado por los fabricantes. En general para un correcto funcionamiento de las instalaciones de seccionamiento y maniobra que utilizan el equipo blindado metal Clad, se debe evitar la exposición a: vapores perjudiciales, aire salino, clima excesivamente húmedo y caliente, exceso de polvo, polvo metálico, mezclas explosivas, vibraciones anormales. Así como también se deben evitar instalaciones con limitado espacio de operación, locales con poca ventilación y en general instalaciones que dificulten la operación y mantenimiento del equipo. En resumen para salvar estas condiciones anómalas se deben tomar precauciones tales como:

- a) Localización del equipo lejos de las fuentes de contaminación.
- b) Aislamiento ambiental del equipo a través del acondicionamiento del aire o el uso de equipo de presurización.
- c) Desarrollo de un programa apropiado de mantenimiento.
- d) Mantenimiento de un número adecuado de cubículos de reserva para los reemplazos.

Para poder realizar la operación y mantenimiento del equipo se requerirá del espacio adecuado para ello. Por

tanto las distancias y medidas de seguridad se deben aplicar estrictamente. Se recomienda para equipos tales como el metal clad, que el espacio alrededor de la instalación debe permanecer despejado y no debe ser utilizado para mantenimiento (REF. 2)

Como guía o referencia respecto al mínimo espacio de trabajo, frente y tras del equipo, se da la Tabla 2.2. (REF. 3)

TABLA 2.2, ESPACIOS MINIMOS DE TRABAJO

Voltaje a tierra (Voltios)	D1(pies) (Supervisión)	D2(pies) (Operación)	D3(pies) (Operación)
601-2500	3	4	5
2501-9000	4	5	6
9001-25000	5	6	9
25001-75000	6	8	10

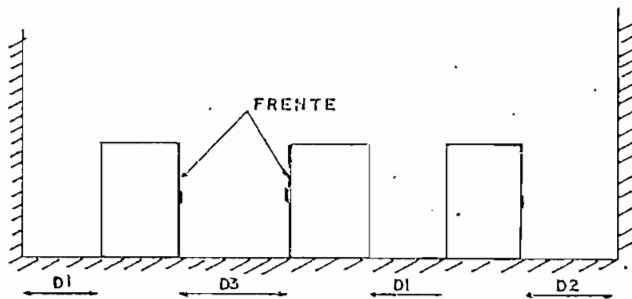


FIGURA 2.5

2.5. FUENTES DE ENERGIA PARA CONTROL DEL EQUIPO

Las sucesivas operaciones que se realizan en las estaciones que utilizan el equipo metal clad, dependen de la confiabilidad de las fuentes de energía disponibles, las cuales deben mantener en todo momento, en los terminales de los aparatos operados eléctricamente, el voltaje deseado.

Existen principalmente dos usos de las fuentes de energía que son: El cierre y el disparo de los interruptores.

2.5.1. CIERRE DEL INTERRUPTOR

Es preferible que la fuente de energía para el cierre del interruptor sea independiente de las condiciones de voltaje del sistema asociado con la estación. La fuente puede ser: Baterías que proporcionan 120 o 220 voltios, o un transformador de servicios auxiliares con 220 voltios secundarios. También se puede usar energía que se utiliza para uso general de la estación a 230 voltios C.A. El interruptor también puede ser cargado en forma manual. En la Figura 2.6. se muestra en diagramas estos métodos para cargar o cerrar el interruptor.

El escoger un mecanismo de energía para el cierre del interruptor, ya sea con potencia derivada del almacenamiento de energía en baterías (C.D.), o el cierre con

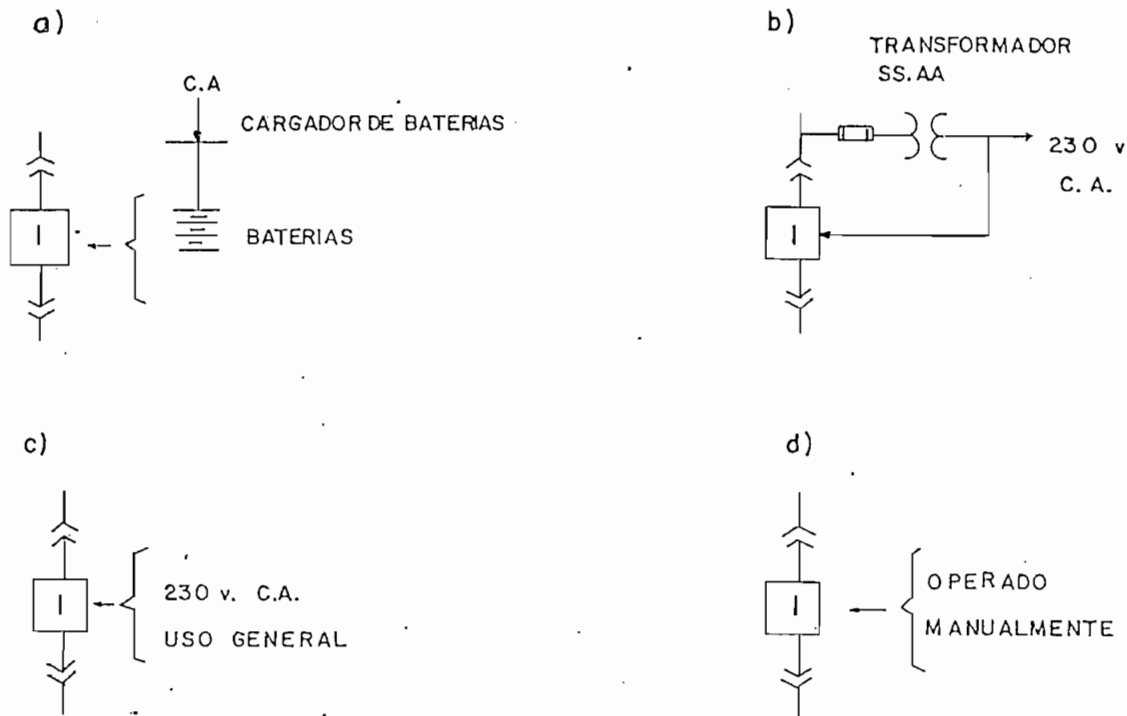


FIGURA 2.6

potencia derivada de transformadores (C.A.) conectados al sistema asociado a la instalación, depende de consideraciones económicas basadas en el costo del equipo que opera en C.A. o en C.D..

Otros factores que influyen en este escogitamiento son:

- a) La necesidad para el cierre del interruptor con el sistema desenergizado.

- b) La disponibilidad de un local que facilite la instalación de las baterías y su cargador.
- c) El efecto de las bajas temperaturas sobre la capacidad de las baterías.
- d) Disponibilidad de un adecuado mantenimiento para las baterías y sus cargadores.
- e) La probabilidad de futura expansión del equipo, en forma suficiente para cambiar la preferencia económica de un sistema C.A. a un sistema C.D.

Hay que anotar que particularmente cuando la instalación consiste en pocas unidades o cubículos, la energía de las baterías o de cualquier fuente independiente de energía puede representar una inversión fuera de proporción con respecto a las ventajas ganadas.

Cualquiera sea el método utilizado para obtener la energía, esta va a operar uno de los mecanismos de cierre más usados que son: Mecanismo operado por solenoide, y mecanismo operado por energía almacenada con la cual los resortes son cargados y de esta manera se cierra el interruptor.

2.5.2. DISPARO DEL INTERRUPTOR



Una de las principales funciones de las estaciones de seccionamiento y maniobra, es la de dar una protec-

ción instantánea y libre de error durante las fallas que ocurran en el sistema. Por tanto es esencial la presencia permanente de una fuente de energía para el disparo.

El sistema más elaborado de protección, es insertable si el disparo del interruptor no está disponible para abrirlo ante una falla.

Las fuentes de energía para el disparo pueden ser:

- 1) Corriente directa proveniente de baterías (Disparo (C.D.)
- 2) Corriente directa proveniente de un capacitor cargado (Disparo C.A.)
- 3) Corriente alterna proveniente del secundario de transformadores de corriente colocados en el propio circuito protegido.

Los interruptores poseen además del disparo eléctrico, un disparo manual.

La selección de la fuente de energía para el disparo, se basa normalmente en la consideración de las aplicaciones. Así un método es confiable cuando es aplicado correctamente, además cada método tiene ventajas y desventajas de acuerdo a las circunstancias presentes. En todo caso para la selección apropiada se pueden hacer las siguientes recomendaciones.

- a) Cuando se tiene algunos interruptores y además se posee un buen local y un buen programa de mantenimiento de baterías, la energía proveniente de éstas resulta mejor que un disparo por C.A.. Otras ventajas del disparo con baterías es la confiabilidad, simplicidad del circuito de disparo y la posibilidad de ser usado con todos los tipos de relés de protección. Se debe tomar en cuenta que la salida de las baterías se ve reducida cuando se tiene bajas temperaturas, por tanto no son recomendadas para instalaciones sin calentadores y en clima frío.
- b) Cuando se presentan las siguientes condiciones: programa de mantenimiento muy pobre, bajas temperaturas, o donde sólo existan 1 o 2 interruptores incluídas expansiones futuras, deben ser aplicadas las fuentes de corriente alterna. Si la corriente de que se dispone es adecuada para el disparo de sobrecorriente, puede ser usado el disparo con C.A. con un transformador de corriente. Cuando no se dispone de una corriente adecuada se usa el disparo por capacitor.

A continuación se amplía un poco más cada uno de estos métodos, para el disparo del interruptor.

2.5.2.1. DISPARO CON BATERIAS (DISPARO C.D.)

El disparo utilizando como fuente de energía un

banco de baterías no es afectado por las condiciones de corriente y voltaje del circuito durante la falla, por tanto es considerada la mejor fuente para todos los tipos de disparo de relés de protección. Esta instalación de baterías puede ser usada para otros fines en la estación.

Cuando un banco de baterías 120 o 220 voltios es usado para el cierre de un interruptor, este también es usado para los circuitos de disparo del interruptor.

Cuando una fuente de corriente alterna es utilizada para el cierre del interruptor, se puede usar baterías de 24 o 48 voltios para el disparo. Se puede obtener un largo tiempo de servicio de las baterías cuando reciben un adecuado mantenimiento, es decir si permanecen completamente cargadas y el electrolito es mantenido en condiciones adecuadas de nivel y densidad. Además las normas de seguridad establecen que el local para baterías debe ser accesible sólo para personas calificadas, y además debe tener una adecuada ventilación para prevenir la acumulación de mezclas explosivas.

2.5.2.2. DISPARO CON CORRIENTE ALTERNA (DISPARO C.A.)

Como ya se dijo, se lo usa cuando se dispone de una adecuada corriente para el disparo a través de transformadores de corriente. Pero el uso de relés para el disparo introducen cargas en el secundario del transformador de corriente, por lo que no se lo puede usar para propósi

tos de medición. Los transformadores de corriente en el circuito protegido dan una fuente de energía confiable, que es obtenida directamente del circuito fallado, por tanto el disparo se lo hace siempre por protección de sobrecorriente.

2.5.2.3. DISPARO POR CAPACITOR (DISPARO C.A.)

Una fuente de potencial de C.A. es requerida para cargar los capacitores usados para el disparo. Esta fuente puede ser el transformador utilizado para los servicios auxiliares. Se necesita un capacitor de disparo por cada interruptor.

2.6. INTERBLOQUEOS

Los interbloques o enclavamientos son dispositivos o mecanismos que evitan que se realicen maniobras erróneas de los interruptores, que puedan ocasionar alteraciones de servicio y accidentes en las instalaciones de distribución. Estos interbloques imponen una secuencia de orden en las maniobras, de tal manera que garantizan un alto grado de seguridad tanto en la operación como en el mantenimiento, del equipo metal clad. Estos interbloques son una de las características más importantes del equipo. Algunos interbloques y su mecanismo de operación tienen cierta diferencia de acuerdo al fabricante pero en general todos tratan de dar la mayor seguridad al personal que lo opera.

Los interbloques que se implementan suelen ser de accionamiento mecánico o de accionamiento eléctrico. Los interbloques mecánicos son mecanismos que cumplen sencillas condiciones que se las hace efectivas con accionamiento de levas y palancas. Los interbloques eléctricos funcionan utilizando contactos auxiliares que actúan en el circuito de mando del interruptor.

Estos mecanismos pueden realizar los siguientes interbloques:

- a) Detienen el movimiento del interruptor hacia o desde la posición conectada cuando los contactos del interruptor están cerrados.
- b) En los equipos con desconexión del interruptor en forma vertical, el cierre del interruptor es bloqueado mientras esté siendo, subido hacia la posición conectada, o bajado desde la posición conectada. Así el cierre a través del mando automático no se lo podrá hacer, ya que el circuito de control estará bloqueado con la utilización de algún contacto auxiliar del interruptor.
- c) Descargan los resortes de cierre cuando el interruptor es introducido o sacado del compartimiento.
- d) Placas o puntas metálicas de interferencia, impiden

de carga o interrumpiendo el circuito en forma automática o manual. La condición normal de operación de los interruptores es en la posición cerrada llevando la corriente de carga, o también en la posición abierta dando un aislamiento eléctrico. El interruptor deberá ser capaz de cambiar de la posición cerrada a la abierta o viceversa, cuando las circunstancias lo requieran, por ejemplo interrumpir las corrientes de cortocircuito cuando estas se presentan. También el interruptor debe ser capaz de llevar la corriente de cortocircuito por corto tiempo, de modo que la falla sea despejada por otro interruptor o fusible que esté más cercano al punto donde se produjo.

Además el interruptor debe llevar la carga normal sin recalentamiento ni desperfectos, a la vez que la interrupción de los cortocircuitos debe hacerlo sin sufrir daños y sin desgaste excesivo de la superficie de los contactos.

Estos requerimientos anotados pueden ser satisfechos con la adecuada elección de los interruptores a través de sus características nominales, las cuales son: Voltaje nominal, Voltaje máximo de servicio, Corriente nominal de régimen continuo, Corriente de cortocircuito, Corriente de corta duración, Frecuencia. Característica muy importante también, es la capacidad de extinguir el arco que se forma entre los contactos de interruptor. Para eliminar el arco se trata de deionizar el camino entre los

que entre al compartimiento del interruptor, otro de tipo o rangos nominales diferentes, para los que está diseñado el cubículo.

- e) Persianas o placas metálicas de seguridad puestas a tierra, se cierran y cubren los contactos primarios fijos de acoplamiento (VER FIG. 2.7.) cuando el interruptor es sacado de la unidad.
- f) Mecanismos de interbloqueo que hacen que la apertura de la puerta de la unidad sea posible sólo si los contactos del interruptor están abiertos y el seccionador de puesta a tierra esté cerrado.
- g) Interbloqueos que hacen que la apertura o el cierre del interruptor, pueda hacerse sólo con la puerta de la unidad cerrada.

(REF 12,17,18)

2.7. DESCRIPCION DE LOS COMPONENTES BASICOS QUE CONFORMAN EL EQUIPO METAL CLAD

La conformación del equipo en estudio necesita de algunos elementos que lo van estructurando de tal manera de obtener la unidad compacta y confiable, que puede formar parte de un esquema de una estación de seccionamiento y maniobra.

Los esquemas que se pueden implementar con el equipo

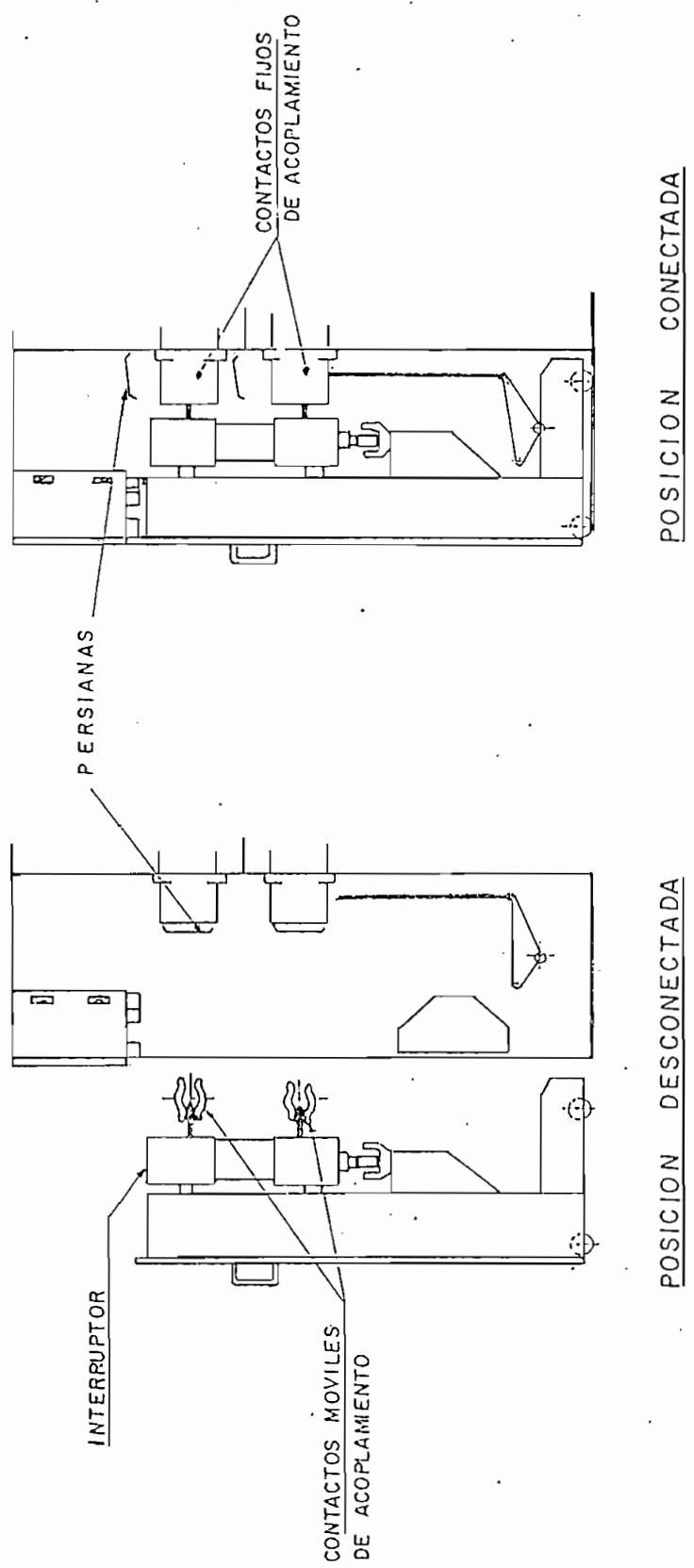


FIGURA 2.7

metal clad se describirán posteriormente.

Naturalmente los elementos que conforman las unidades variarán un poco de acuerdo al fabricante, pero en general todos tendrán el mismo equipo básico, del que se dará una descripción general, poniendo especial atención en los interruptores automáticos o disyuntores, los que constituyen la parte principal del equipo, ya que la principal función de éste es la de abrir el circuito ya sea por presencia de fallas en el circuito, mantenimiento o por operaciones de maniobra.

Se puede considerar que las partes básicas del equipo metal clad constituyen:

- Interruptor automático
- Barras colectoras
- Transformadores de Potencial
- Transformadores de corriente
- Barra de tierra
- Pararrayos
- Aparatos de control, protección y medición.

2.7.1. INTERRUPTORES

Los interruptores son requeridos para el control eléctrico de las redes, ya sea transportando la corriente

contáctos el cual se encuentra en forma gaseosa y altamente ionizado, de tal manera de eliminar el arco en el primer paso de la corriente por cero. Además el espacio entre los contáctos debe presentar una separación (GAP), capaz de mantener el voltaje entre ellos y evitar el reencendido del arco.

Idealmente la extinción debería ser alcanzada en el primer cero de corriente, pero esto no es así, ya que la corriente interrumpida por la naturaleza misma del defecto (CORTOCIRCUITO) es fuertemente inductiva, presentando la corriente y el voltaje un desfase bastante grande, razón por la cual desfavorece la extinción del arco ya que al pasar por cero la corriente, subsiste el voltaje. Por lo tanto la interrupción deberá realizárselo con el menor desfase posible, el mismo que se encuentra señalado por las pruebas a las que se somete al interruptor.

Existen distintos tipos de interruptores que se han desarrollado de acuerdo al medio de interrupción. Así pueden actuar como medio extintor, el aire, aire comprimido, aceite, gases o el vacío, buscando en todos los casos la extinción del arco, sea provocando un enfriamiento o la mayor deionización de la zona involucrada en el arco.

El interruptor constituye la parte removible del equipo metal clad ya que está montado en una estructura con ruedas, que permiten moverlo con mucha facilidad, lo

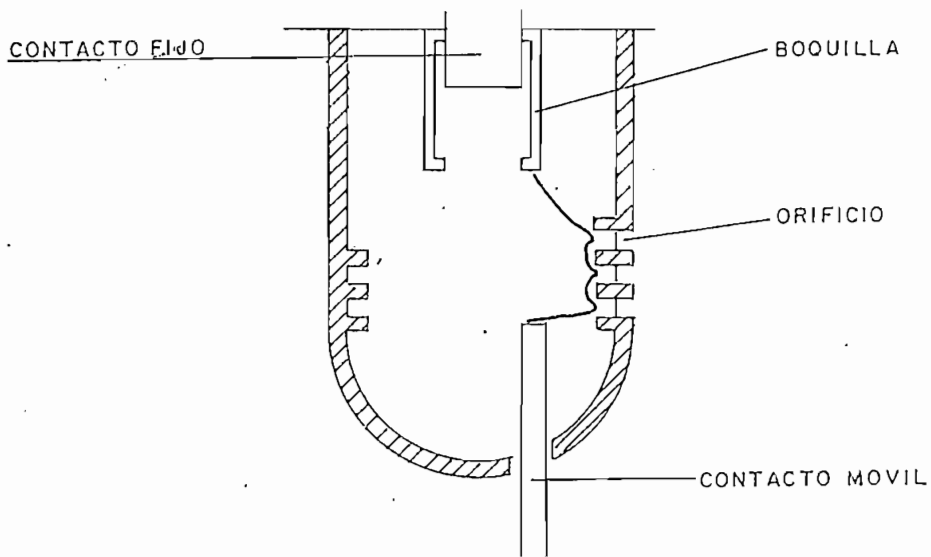
que también es ayudado por las rieles de alineamiento que tiene la unidad. La parte delantera de esta estructura removible está formada por una barrera metálica que aisla completamente al interruptor. A los lados de esta estructura hay levas o palancas que accionan los interbloques, cuando está siendo removida.

2.7.1.1. INTERRUPTORES EN ACEITE

En este tipo de interruptores se emplea la energía del arco para romper las moléculas de aceite y generar gas, el cual con un sistema de control diseñado adecuadamente puede ser usado para arrastrar, enfriar y comprimir el arco, desionizándolo en un proceso de autoextinción. El gas que se forma tiene la siguiente composición, hidrógeno 66%, acetileno 17%, metano 9% y otros 8%. El rango de presiones a la que trabajan estos interruptores está entre 3 y 100 atmósferas, tanto para interruptores en gran volumen de aceite (FIG. 2.9.), como para los interruptores en volumen reducido de aceite (FIG. 2.10)

En los interruptores en aceite los contactos se rodean de un recipiente pequeño, que es la cámara de interrupción (FIG. 2.8), la que contiene unos orificios de salida. El gas generado por el arco, confinado en la cámara de explosión aumenta la presión lo que a su vez aumenta la rigidez dieléctrica del gas. Además el gas a presión empuja al arco hacia los orificios de la cámara, enfriando

al arco. El proceso continúa hasta que la presión en la cámara es lo suficientemente alta y la longitud del arco suficientemente extendida, y el momento que la corriente pasa por cero, el arco se extingue.



CAMARA DE INTERRUPCION

FIG. 2.8

En los interruptores de gran volumen de aceite, el tanque de aceite es metálico y puesto a tierra, de modo que el voltaje del sistema aparece en el espacio que se obtiene en el aceite, entre los elementos "vivos" en el interior del tanque, y entre estos y el mismo tanque. En la Figura 2.9 (a) se encuentra una unidad metal clad con este tipo de interruptor, al cual se lo muestra en la FIG. 2.9 (b).

En los interruptores con volumen reducido de aceite el tanque es un tubo de material aislante, que está en-

tre dos tapas metálicas, y estas tapas son los puntos terminales del circuito externo, resultando un interruptor de pequeñas dimensiones. En la Figura 2.10 se muestra un interruptor de volumen reducido de aceite para ser instalado en una unidad metalclad de desconexión horizontal.

La potencia de ruptura de los interruptores en aceite, está limitada por la presión de los gases desarrollados por el arco, de tal manera que la presión no debe exceder la resistencia mecánica de la cámara de interrupción.

El arco provoca la carbonización y sedimentación de aceite, por lo que éste debe ser cambiado acacionalmente, lo que dependerá de la frecuencia de las operaciones del interruptor, y si este es alto el volumen más pequeño de aceite demandará cambios más frecuentes. Aparte de la necesidad de cambiar el aceite ocasionalmente, se requiere que el carbón y sedimento depositado en la cámara deba ser removido, y aquí otra vez debe ser más frecuente en los interruptores de volumen reducido de aceite, que en los de gran volumen. La English Electric recomienda que el mantenimiento de interruptores debe darse después de:

- 4 interrupciones en 100 MVA (Potencia de cortocircuito)
- 6 interrupciones en 750 MVA (Potencia de cortocircuito)
- 14 interrupciones en 500 MVA (Potencia de cortocircuito)
- 50 interrupciones en 250 MVA (Potencia de cortocircuito)

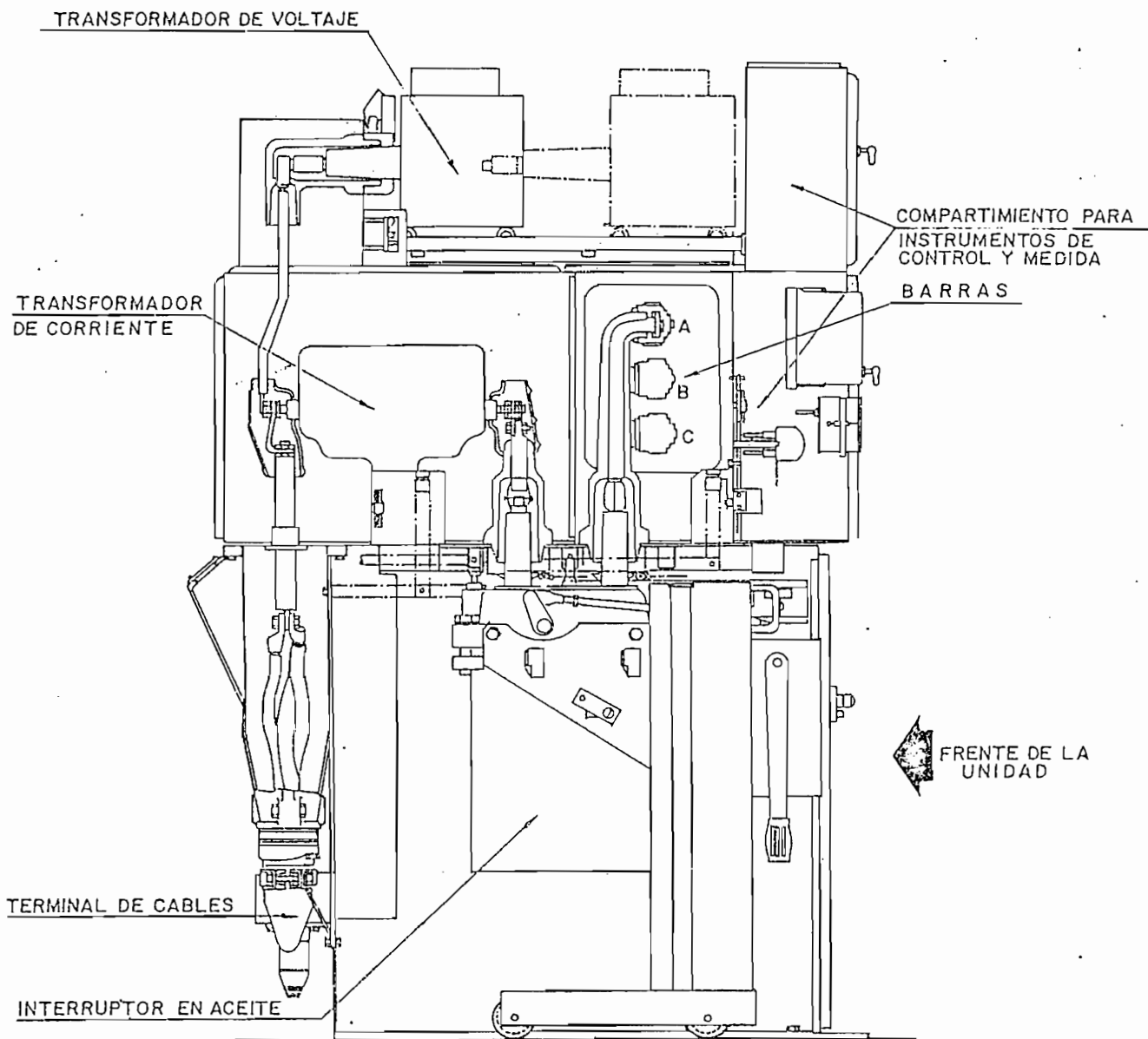


FIG. 2.9 (a)

UNIDAD BLINDADA METAL CLAD CON INTERRUPTOR
EN ACEITE (DESCONECCION VERTICAL)

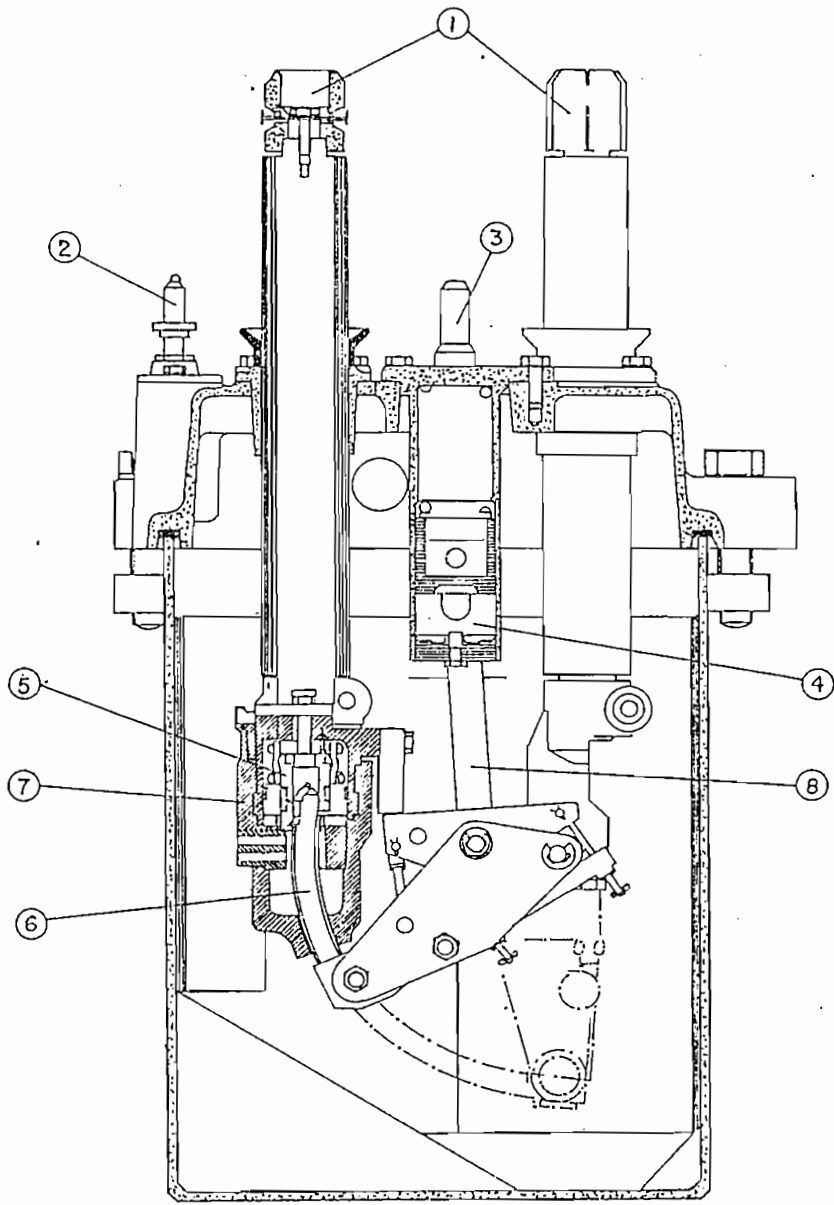
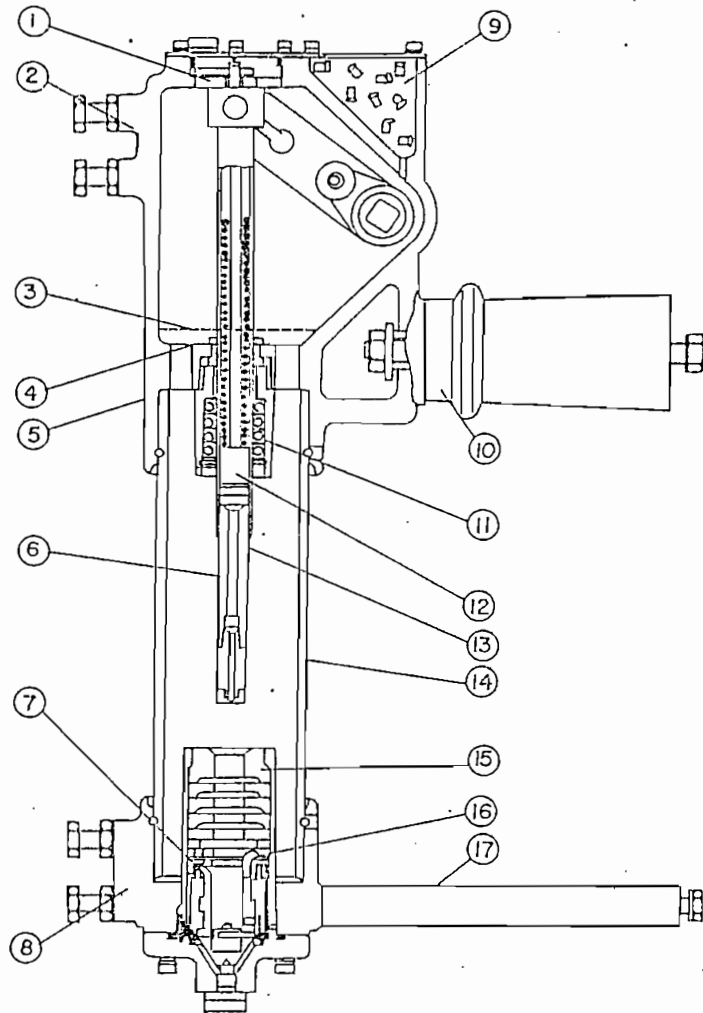


FIG. 2.9 (b)

INTERRUPTOR EN ACEITE (POSICION CERRADA)

- | | |
|---------------------------------|--|
| 1. CONTACTO DE AUTOALINEAMIENTO | 5. CONTACTOS FIJOS. |
| 2. PUNTA GUÍA Y SALIDA DE GAS | 6. CONTACTO MOVIL CURVO |
| 3. PUNTA GUIA | 7. CAMARA DE EXTINCION |
| 4. MECANISMO DE AMORTIGUAMIENTO | 8. VARILLA DE OPERACION DE FIBRA DE VIDRIO |



INTERRUPTOR EN VOLUMEN REDUCIDO DE ACEITE

FIG. 2.10

- | | |
|---------------------------|-----------------------------------|
| 1 TOPE SUPERIOR | 10 AISLANTE DE RESINA EPOXI |
| 2 TERMINAL SUPERIOR | 11 CONTACTO DESLIZANTE |
| 3 NIVEL DE ACEITE | 12 PISTON DE INYECCION DE ACEITE |
| 4 TOPE INTERIOR | 13 PUNTA DEL CONTACTO |
| 5 CUBIERTA | 14 TUBO AISLANTE |
| 6 CONTACTO MOVIL | 15 CAMARA DE EXTINCION DEL ARCO |
| 7 CONTACTO PRINCIPAL FIJO | 16 CONTACTO DE FORMACION DEL ARCO |
| 8 TERMINAL INFERIOR | 17 AISLADOR |
| 9 SEPARADOR DE ACEITE. | |

500/700 interrupciones en corriente de plena carga.

De estos podemos deducir que estos interruptores presentan una valiosa alternativa en lugares donde las interrupciones no sean frecuentes. También con éste tipo de interruptores se evita el gasto en compresores y equipo adicional que necesitan otros interruptores.

En cuanto a la velocidad de interrupción de los interruptores en aceite, se debe anotar que ésta depende de factores como la forma particular de la cámara de interrupción, y el voltaje nominal del equipo. Se tiene que la mínima distancia entre electrodos y GAP es función del voltaje y toma generalmente la forma de $G = KV^n$ (REF. 4), donde n es del orden de 0.33 y K es un parámetro dependiente de la forma de la cámara, del interruptor en conjunto y de la corriente que es interrumpida. Entonces la velocidad de interrupción está relacionada con el GAP, el tiempo de formación del arco, así como también con la presión en la cáma-ra debido a la formación de Gases. Valores típicos de ve-locidades de interrupción para interruptores en aceite son para 11 K_v entre 2-3 mseg., para 33 K_v entre 4-5 mseg.

2.7.1.2. INTERRUPTORES EN AIRE

El principio de extinción del arco en este tipo de interruptores; se basa en la partición del arco por ac-ción de unas placas, y entonces controlar el arco resul-

tante en el interior de un elemento llamado "extintor de arcos". Aquí la resistencia del arco es incrementada, y en cambio la corriente es reducida de modo que el arco no puede ser mantenido por el voltaje del circuito y por tanto este circuito es abierto. La resistencia y el voltaje del arco pueden incrementarse de varias maneras como:

- Incremento de la longitud del arco
- Enfriamiento del arco
- División del arco en una serie de pequeños arcos.

La mayoría de los extintores de arcos utilizan por lo menos dos de estos principios. Los extintores de arcos son básicamente de dos tipos: a) placas aisladas que realizan el alargamiento y enfriamiento del arco por medio de placas refractarias de forma especial; y, b) placas metálicas desnudas a cátodo frío, que dividen al arco en una serie de arcos y también los enfrían por conducción entre las placas.

Las fuerzas que controlan y dirigen al arco al interior del extintor de arcos,, provienen de las fuerzas térmicas y electromagnéticas naturales que tiene el arco, ayudadas por un fuerte campo magnético que proviene generalmente de un circuito con núcleo de hierro cercano al arco, y que es energizado por una o más vueltas de una bobina que lleva la misma corriente que va a ser interrumpida.

La Figura 2.12 muestra la estructura rodante que contiene al interruptor en aire de un equipo metal clad con desconexión vertical, en la que se muestran las partes que la componen.

Se dijo anteriormente que uno de los tipos de extintores de arcos, se forma con placas aisladas que poseen unas ranuras de forma especial, a través de las cuales el arco tiene su camino en zig-zag, produciéndose el alargamiento del arco, que ayudará a su extinción. Estas placas son formadas de láminas de acero moldeado y completamente cubiertas por láminas de vidrio y mica.

En los extintores de arco con placas metálicas desnudas el arco es dividido en una serie de pequeños arcos (FIG. 2.11(a)). Una de las placas de este tipo de extintor se muestra en la FIG. 2.11(b), esta placa tiene una ranura que permite que el arco suba y penetre más en el extintor de arcos. La parte superior está cubierta con un aislamiento para evitar la salida del arco fuera del extintor. Los dos lados inferiores de la placa son apantallados con placas aisladas, a lo largo de todo el extintor, de modo que el arco no circule por esas partes.

Otro tipo de extintores de arco, son del tipo de placas aisladas "Solenarc" que son de material refractario (Silicato de circonio). Las placas tienen en su parte inferior un contacto que divide al arco principal y a la vez son

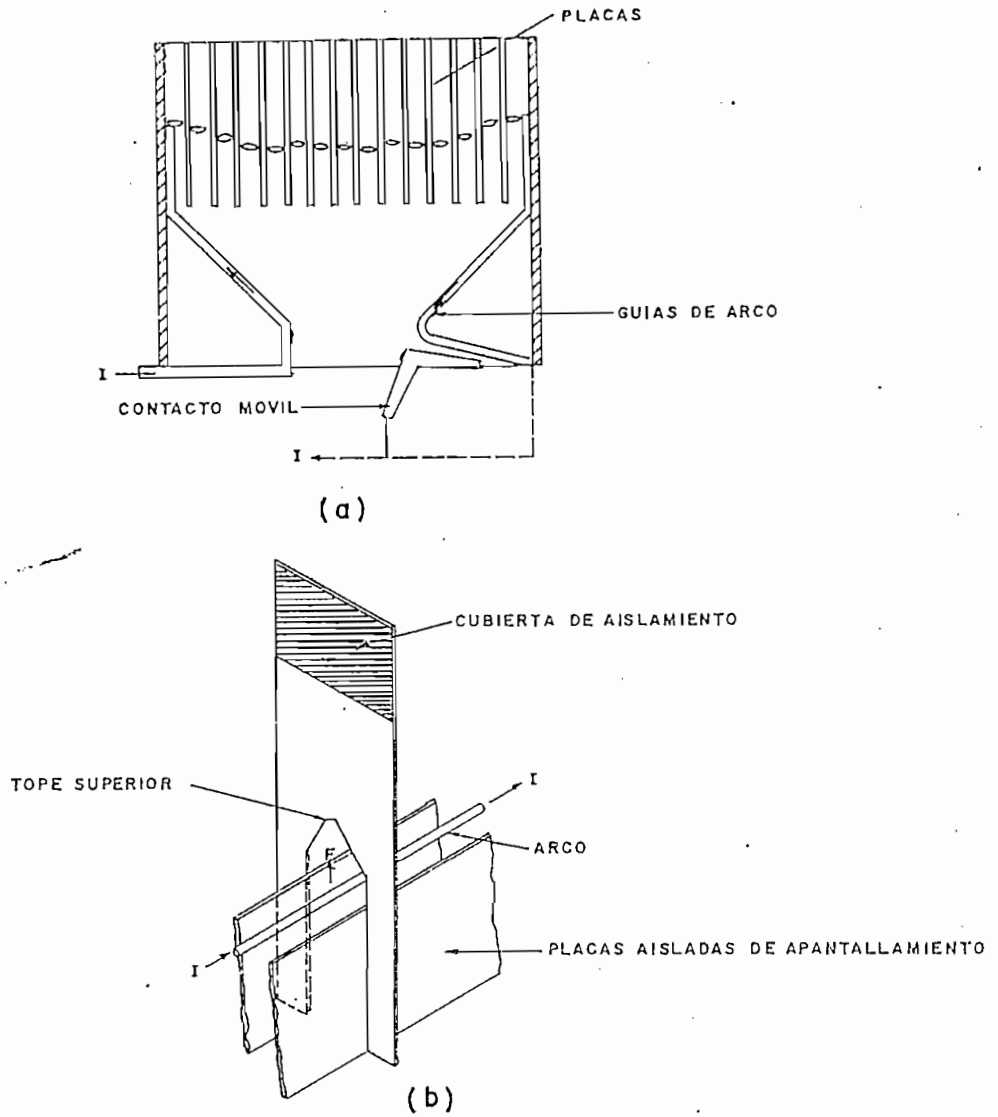


FIG. 2.11

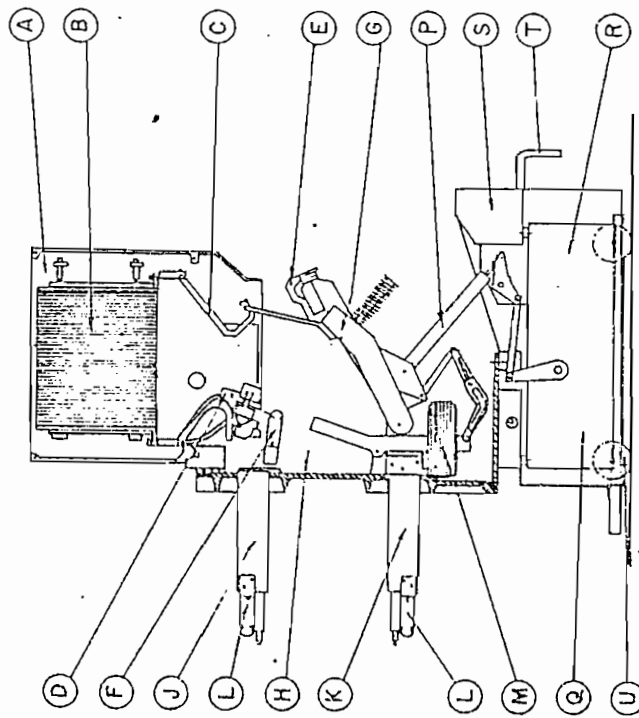
el enlace entre los arcos en serie que se forman entre las placas. Estos arcos tienen forma helicoidal, lo que hace que se longitud se alargue y sea enfriado entre las placas refractarias, hasta extinguirlo en un cero de corriente. En la Figura 2.13. se muestran los pasos para llegar a la extinción del arco, con un interruptor que tiene extintor de arco con placas aisladas refractarias.

La caída de voltaje a través de los arcos helicoidales que se forman entre las placas, aparece como un esfuer

zo sobre los contactos inferiores de las placas y a menos que la zona alrededor de estos esté razonablemente libre de gas ionizado, se producirá un reencendido del arco a través de estos contactos. Se minimiza este efecto poniendo los contactos inferiores cada dos o tres placas.

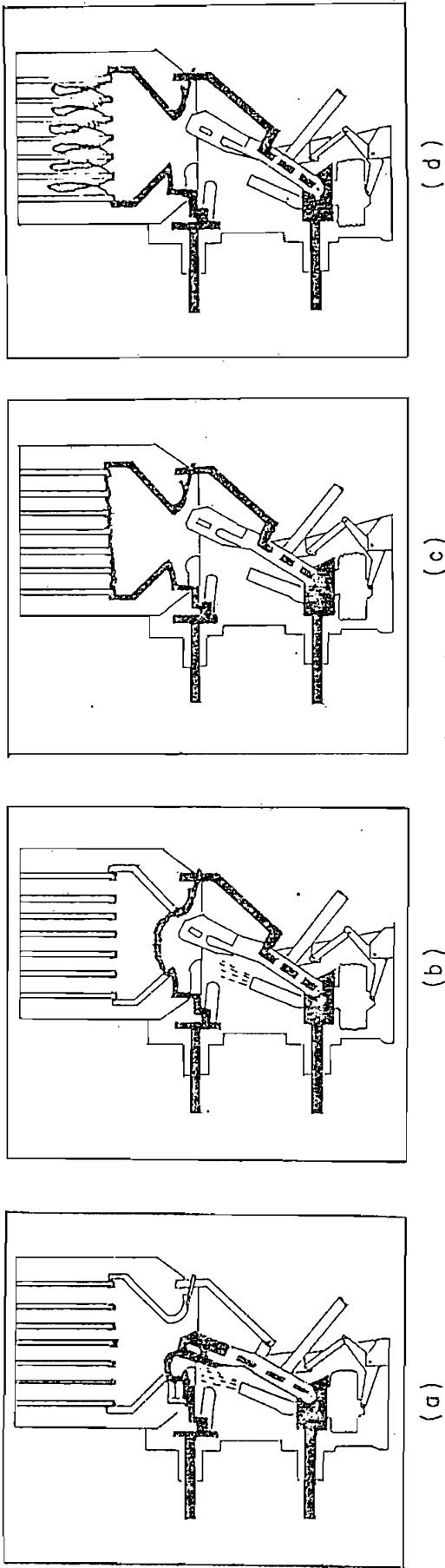
El proceso desde la apertura de los contactos principales del interruptor, hasta la entrada del arco al extintor, es similar para los interruptores con distinto tipo de extintor del arco. Así, cuando se abren los contactos principales, el arco es pasado rápidamente a través de contactos intermedios hasta los portadores o guías del arco, que transportan al arco hasta el interior del extintor, bajo la influencia del campo magnético del circuito con núcleo de hierro, de modo que la ionización bajo el extintor es minimizada; si esto no sucediera la capacidad de interrupción estaría seriamente disminuída.

Hay que anotar que los interruptores en aire poseen un "soplador" de aire (FIG. 2.12- N° 12), ubicado bajo los contactos, que proporciona un flujo de aire que ayuda a llevar al arco hacia el extintor, contribuyendo así, a la disminución del tiempo de extinción del arco. Es decir es de gran ayuda especialmente cuando las corrientes son bajas, por lo que el campo magnético del circuito de hierro es muy pobre para llevar al arco al extintor. En la Figura 2.14 se tiene una curva que relaciona el tiempo de duración del arco con la corriente interrumpida (REF. 4).



- A. Extintor de Arco
- B. Conjunto de placas refractarias
- C. Guías de arco
- D. Contacto fijo de formación de arco
- E. Contacto móvil del arco
- F. Contacto principal fijo
- G. Contacto principal móvil
- H. Soporte aislante
- J. Conductor superior
- K. Conductor Interior
- L. Contactos de desconexión
- M. Soplador
- P. Varilla de operación
- Q. Carro
- R. Mecanismo de operación
- S. Mecanismo de operación local
- T. Palanca de bloqueo
- U. Ruedas

FIG. 2.12



- a - se separan los contactos y se forma el arco
- b - el arco es transferido a las "guías de arco"
- c - el arco llega hasta las placas divisorias, formando una serie de arcos pequeños.
- d - estos arcos se alargan, formando lazos. (Tipo Solenarc).
Luego se extinguen los arcos

PROCESO DE EXTINCION DEL ARCO EN INTERRUPTORES EN AIRE

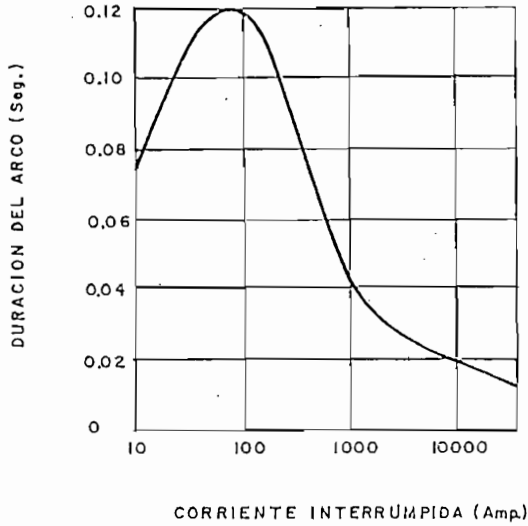


FIG. 2.14

2.7.1.3. INTERRUPTOR EN AIRE COMPRIMIDO

En los interruptores de aire comprimido, los procesos de interrupción son ayudados por un flujo axial de aire a alta presión (proveniente de un compresor), dirigido a la cámara de formación y extinción del arco, cuyo esquema general se muestra en la Figura 2.15.

El aire pasa a través de una boquilla que forma el contacto principal fijo, pasando luego hacia la atmósfera. A la salida de la boquilla el aire se expande de modo

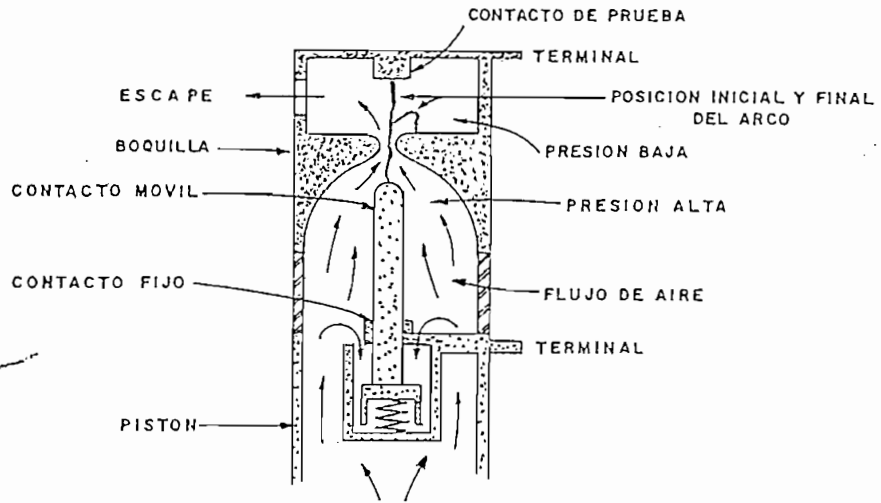


FIG. 2.15

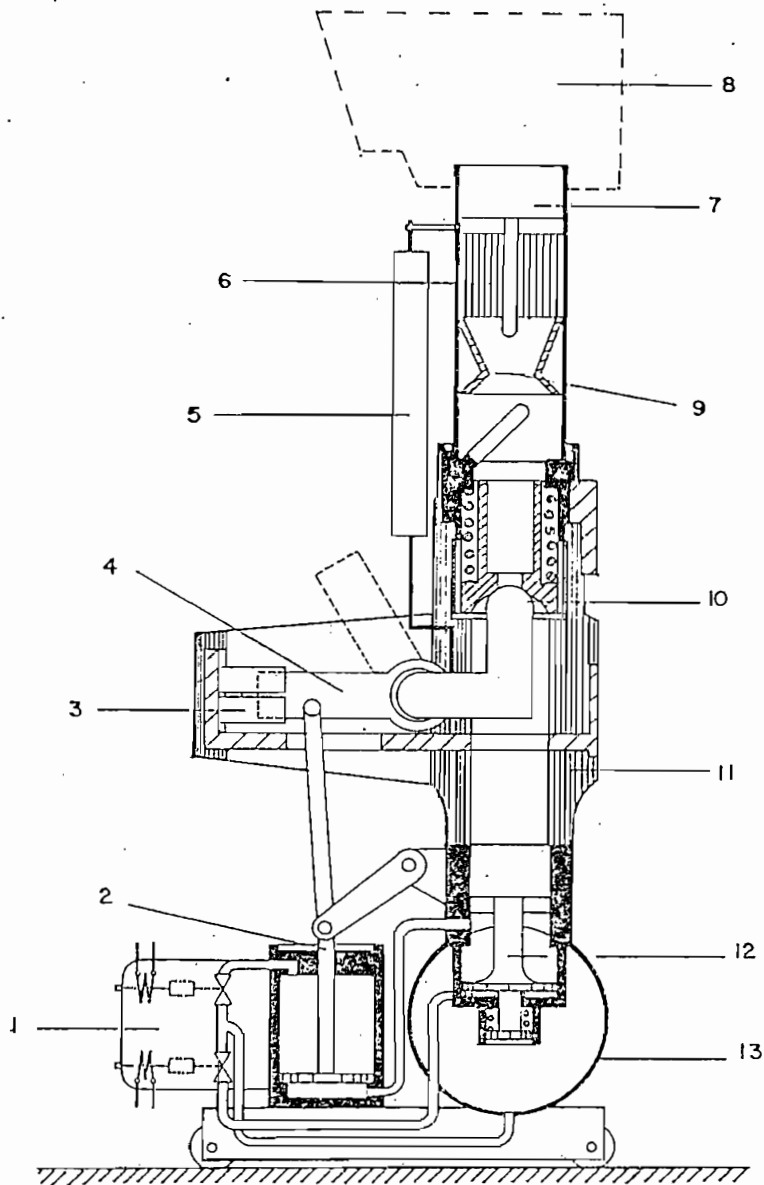
que la velocidad a través de ésta alcanza el nivel sónico, guiando al arco y transfiriendo su raíz superior hacia un contacto de prueba. En esta posición el arco está sujeto a una alta presión y también a una considerable pérdida de calor por convección forzada que lo llevan a su extinción. En los diseños el movimiento del contacto móvil es restringido, de modo que cuando el contacto está en la posición completamente abierta el GAP es muy pequeño. Esta es una característica de los interruptores en aire comprimido, que tienen un GAP crítico para una condición de soplado dada, en la cual la capacidad de interrupción es máxima, y cuando se alcanza este GAP crítico, la interrupción debería realizarse en el siguiente cero de corriente, y si no su-

ede esto la interrupción se vuelve dificultosa.

Este tipo de interruptores comparado con los otros puede resultar más caro, por las inversiones adicionales que hay que hacer, ya que los diseños de aire comprimido requieren una fuente permanente de aire limpio y seco a una presión correcta y en volumen suficiente, es decir es esencial una planta de aire comprimido, además de facilidades para el almacenamiento de aire, tubos de alimentación, válvulas y aparatos de seguridad. Es así que: para niveles de voltaje bajo 30 Kv los interruptores en aire, y para niveles de 30 Kv hasta 66 Kv los interruptores en volumen reducido de aceite, y en SF₆, presentan una alternativa menos costosa (REF. 1)

En todo caso las aplicaciones de los interruptores en aire comprimido, se las hace donde se tenga fuertes corrientes, lo que representa una de sus ventajas. El uso de estos interruptores también radica en su alta velocidad de operación, bajo mantenimiento, bajo erosión de los contactos, no es inflamable.

En la Figura 2.16 se tiene un corte de un interruptor en aire comprimido para aplicación en equipo metalclad, en el que constan las partes más comunes de los distintos diseños existentes. En esta figura se lo muestra en posición cerrada y la secuencia de apertura se inicia al abrirse la válvula inferior en la unidad de control (1), es



- 1 UNIDAD DE CONTROL
- 2 MECANISMO DE OPERACION
- 3 ESCOBILLAS DE CONTACTO
- 4 CUCHILLA AISLADORA
- 5 RESISTENCIA
- 6 ESCAPE ENFRIADOR
- 7 TUBO DE ESCAPE
- 8 SILENCIADOR
- 9 GAP AUXILIAR
- 10 CAMARA DE EXTINCION
- 11 PARTE INFERIOR DEL POLO EN RESINA MOLDEADA
- 12 VALVULA PRINCIPAL
- 13 RECEPTOR DE AIRE

INTERRUPTOR EN AIRE COMPRIMIDO

FIGURA 2.16

to permite que el aire a presión fluya desde el receptor (12), hacia la parte inferior de la válvula de soplado (11) que permite el paso de aire hacia la cámara de extinción (9). Bajo la presión del aire, el contacto móvil que está cargado con un resorte, se mueve hacia abajo encendiéndose el arco entre los contactos y es extinguido por el flujo de aire que atraviesa la boquilla. El voltaje de recuperación provoca que el GAP auxiliar se encienda, con lo que se coloca la resistencia de bajo valor (5), que está en paralelo con la cámara de extinción, ésta resistencia amortigua al transitorio producido por la frecuencia natural de la red. La corriente cesa al pasar por cero y finalmente las hojas aisladoras (4) se abren por operación de su mecanismo (2), en el que se admite aire bajo el pistón. La secuencia termina con el cierre de las válvulas de soplado y el contacto móvil vuelve a su posición cerrada. La presión del aire para estos interruptores va desde 5 hasta unos pocos cientos de atmósferas.

2.7.1.4. INTERRUPTORES EN SF₆

Los avances que se han hecho sobre la interrupción de la corriente en SF₆ han podido ser incorporados para el uso en niveles de voltaje de distribución y específicamente al equipo metal clad. Las características del GAS SF₆ que han conducido a su utilización como medio interruptor se encuentran desarrolladas en otro trabajo de tesis de grado (REF. 5) por lo que aquí se las verá brevemente.

El GAS SF₆ es químicamente inactivo (no envejece) es incoloro, no es venenoso, tiene gran inercia térmica y química por esta razón su necesidad de flujo no necesita ser alta como en los interruptores de aire comprimido. Es un gas electronegativo, por esto forma iones negativos que son ineficaces conductores de corriente, de tal manera que el arco en el disyuntor se deioniza rápidamente. Otras ventajas son, que no es combustible y siendo gas se deja comprimir. El aumento de la presión da como resultado un incremento de sus propiedades aislantes; de esta manera se logra una reducción apreciable en el volumen de los equipos que utilizan SF₆ como aislante. Los niveles de presión varían entre 3 y 15 atmósferas.

La cámara de extinción es totalmente sellada, por lo tanto su aplicación es posible en ambientes contaminantes. Además en el gas SF₆ no se producen depósitos de carbón, de modo que no necesita de limpieza eléctrica.

Al principio de la introducción en el mercado de los interruptores en SF₆ pocos fueron aplicados sobre todo en rangos de voltaje hasta 33 Kv, ya que tenían gran competencia en lo que a costo se refiere por los otros tipos de interruptores especialmente interruptores en aire y pequeño volumen de aceite. Pero la tendencia actual muestra que los precios de los interruptores tienden a igualarse, aún más estudios realizados en el Ecuador (REF. 6) muestran que los interruptores en SF₆ tienden a ser más baratos.

En la Figura 2.17 se muestra un diagrama del cubículo blindado metal clad con este tipo de interruptor. En la Figura 2.18 se ve un corte del interruptor.

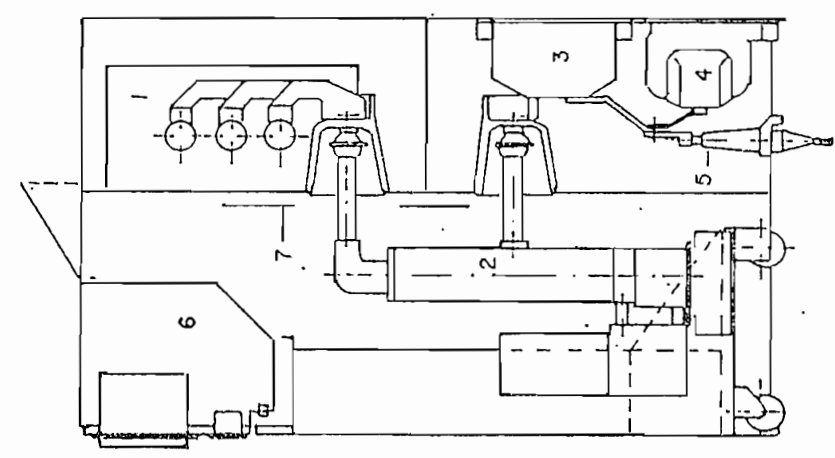
El interruptor para los cubículos blindados posee tres cámaras de extinción (una por cada fase), cada una de las cuales encerrada en un recipiente de resina epoxy y asentadas en un tanque común que contiene los mecanismos de operación. Todo esto sellado y aislado de la atmósfera.

El contacto móvil se acciona a través de una barra aislante que está conectada con las palancas del mecanismo de operación.

Al separarse los contactos se forma el arco a través de la boquilla, a la vez que el pistón que mueve el contacto comprime al gas, haciéndolo circular en la cámara.

Durante el paso por cero de la corriente, la velocidad de recombinación del gas es muy grande a causa de la electronegatividad del átomo de fluor, lo que produce una elevada velocidad de regeneración dieléctrica; y finalmente con un flujo de gas modesto y sin aporte de gas exterior se logran las condiciones favorables para el restablecimiento de la tensión con un desgaste del gas sumamente bajo cuando el medio restablece sus condiciones iniciales.

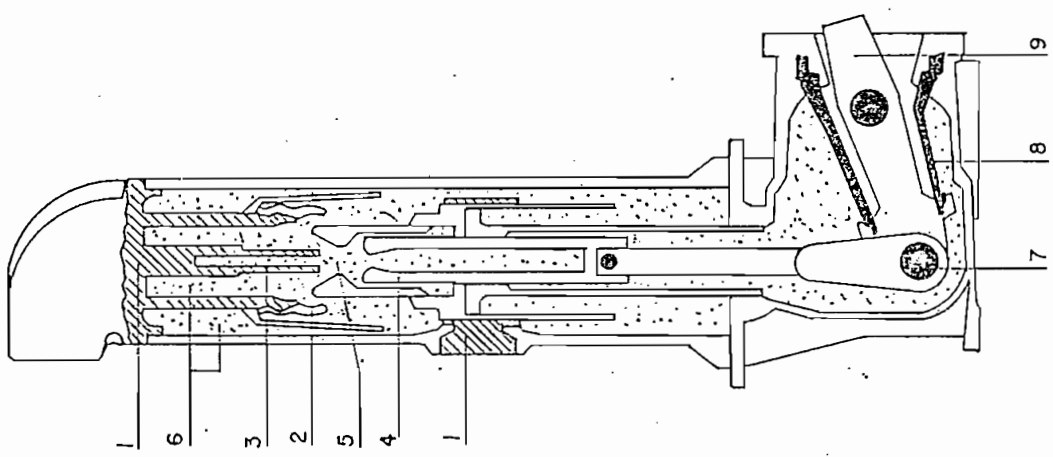
Para cuando se tienen que interrumpir corrientes de cortocircuito no muy altas, existen diseños especiales de



- 1 BARRAS
- * 2 INTERRUPTOR EN SF6
- 3 TRANSFORMADOR DE CORRIENTE
- 4 TRANSFORMADOR DE VOLTAJE
- 5 TERMINACION DE CABLES
- 6 COMPARTIMIENTO DE BAJO VOLTAJE
- 7 PERSIANAS

UNIDAD BLINDADA METAL CLAD CON INTERRUPTOR EN SF6

FIGURA 2.17



- 1 CONECCION DE CORRIENTE
- 2 CONTACTO PRINCIPAL
- 3 CONTACTO FIJO DE EXTINCION
- 4 CONTACTO MOVIL DE EXTINCION
- 5 BOQUILLA AISLADA
- 6 COMPARTIMIENTO DE DESCARGA
- 7 EJE DE TRASMISION
- 8 SELLO
- 9 PALANCA DE OPERACION

* INTERRUPTOR EN SF6

FIGURA 2.18

este tipo de interruptor, con bobinas que con la circulación de la corriente provocan un campo electromagnético que tie de a concentrar al arco en la zona de extinción.

2.7.1.5. INTERRUPTORES EN VACIO

Los interruptores en vacío, contrariamente a los más nuevos y sofisticados diseños de otros tipos de interruptores, es el más simple desde el punto de vista mecánico, ya que sólo consiste de los contactos fijo y movable localizados en un tubo en el que se ha hecho el vacío.

Cuando los contactos se separan el arco es soportado por el vapor metálico ionizado derivado de los contactos y en una forma muy rápida al pasar por un cero de corriente, colapsa la ionización y la condensación del vapor.

La difusión de este tipo de interruptor, en un comienzo tuvo dificultades tales como; el tener que remover completamente las moléculas de gas absorvidas del metal de los componentes, la prevención de la recontaminación, la necesidad de prevenir el sobrecalentamiento metálico de los contactos, asegurar que no se deteriore el aislamiento debido a la condensación del vapor metálico en las superficies interiores del recipiente, y otros problemas de tipo metalúrgico.

En todo caso estos interruptores presentan venta

jas tales como el no requerir ningún mantenimiento, no son inflamables, no necesitan fuentes de gases o líquidos, son silenciosos y requieren poca energía mecánica para operarlos, además de presentar diseños de tamaño reducido.

Tienen la desventaja de provocar sobre voltajes, debido a sus cortos tiempos de interrupción.

Se han desarrollado interruptores de este tipo en los niveles de voltaje de distribución y menor desarrollo en niveles de voltaje más altos.

2.7.2. BARRAS COLECTORAS

Las barras colectoras atraviesan en forma horizontal todos los cubículos que constituyen la estación y suelen estar ubicadas o en la parte inferior o en la parte superior de la estructura, dependiendo esto del diseño del fabricante.

En el compartimiento en el que se ubican estas barras, se prohíbe colocar otros aparatos. Las barras están soportadas en algunos puntos de apoyo, y la distancia de un punto a otro estará dada por la subdivisión de las unidades metal clad, siempre que no se exija medidas especiales por solicitaciones mecánicas de corrientes de cortocircuito, en cuyo caso se usan soportes aisladores adicionales, además en algunos diseños las conexiones entre la barra y

los contactos fijos del interruptor suelen estar encapsuladas formando un soporte único del sistema de aislamiento de las barras.

Los materiales para las barras de uso corriente son el cobre y el aluminio.

El cobre duro es el que más se usa debido a su baja resistencia eléctrica y a las consiguientes bajas pérdidas, a su bajo grado de corrosión y su elevada conductibilidad térmica. Al aluminio se le reconocen ventajas derivadas de su bajo peso, que es alrededor de un tercio del peso del cobre. La conductibilidad del Aluminio es del 60% respecto a la del Cobre de 99% de conductibilidad.

Existen tipos de barras con distintas secciones y perfiles lo que significará distintas capacidades de llevar corriente, ya que ésta al final dependerá de la capacidad que tenga la barra para disipar el calor de pérdidas, ya sea por radiación o por convección.

2.7.2.1.. BARRAS RECTANGULARES

Se usan de una manera general gracias a su facilidad de instalación y a su característica de buena ventilación ya que presenta una gran superficie de radiación en proporción a su sección.

Se se las reúne como conductores paralelos para formar las fases de la barra de una subestación, entonces pueden transportarse con ellas grandes intensidades, debiéndose tomar en cuenta las distancias y posición de las barras, a fin de no dificultar la disipación del calor de pérdidas. También es importante el efecto superficial, en barras formadas por gran número de conductores, ya que afecta no solamente a cada conductor sino a cada grupo de conductores que forman una fase, considerados como una unidad.

El efecto superficial en un conductor es la tendencia de la corriente alterna a acumularse en las capas exteriores del conductor debido a su autoinducción, produciendo aumento de la resistencia efectiva del conductor y una distribución de la intensidad admisible para un determinado aumento de temperatura.

En la Tabla A al final de esta sección se tienen dimensiones e intensidades admisibles para algunos tipos de barras rectangulares desnudas. (REF. 7)

2.7.2.2. BARRAS TUBULARES

Poseen una mejor distribución de corriente que los otros perfiles de conductores de la misma sección. Así el efecto superficial en estas barras es menor que en las barras rectangulares. Pero tienen una superficie relativamente reducida para disipar el calor de pérdidas. Poseen

además una máxima resistencia mecánica, lo que permite aumentar la distancia entre apoyos.

La Tabla B al final de esta sección muestra las dimensiones y capacidad de corriente de algunas barras tubulares desnudas de uso interior. (REF. 7)

2.7.2.3. BARRAS CON PERFILES EN "U"

Ofrecen apreciables ventajas en cuanto a la superficie de disipación del calor, resultando barras para una mayor intensidad con determinada elevación de temperatura con tal que esté ventilado el interior. Así con dos perfiles en "u" se disponen formando un rectángulo hueco, ([]), dejando un espacio entre los perfiles para ventilación de la parte interior de las paredes.

La Tabla C da las dimensiones e intensidades admisibles para conductores con perfiles en "U" desnudos para instalación interior. (REF. 7)

2.7.2.4. AISLAMIENTO DE LAS BARRAS

El aislamiento de las barras es una de las características del equipo metalclad, y se lo emplea para aumentar el grado de seguridad, para evitar la propagación de un disturbio de una sección de barra a otra, por los gases conductores producidos por los cortocircuitos.

Los materiales que se usan normalmente para el aislamiento de las barras son: tela cambric barnizada, mica, resina fundida o cloruro de polivinilo.

Con las barras aisladas se tiene la ventaja de a cortar las distancias mínimas entre ellas, aunque debe cuidarse que exista una suficiente evacuación de calor, ya que el aislamiento afecta la emisividad del conductor, es decir la cantidad de calor radiado para una determinada elevación de temperatura. Así dependiendo de los materiales utilizados para el aislamiento se modifican las caracterís ticas térmicas del conductor y su capacidad para llevar co rriente con una elevación de temperatura dada. Las barras aisladas no poseen una capacidad de carga tan elevada como las barras desnudas. (REF. 8).

Por tanto las tablas A, B y C (para conductores desnudos) nos servirán sólo como una referencia para conocer la capacidad de las barras aisladas, la cual deberá ser proporcionada en forma exacta por los fabricantes, dependiendo del tipo de material que se utilice para realizar el aislamiento de las barras. En forma particular para el equipo metal clad las barras tienen una corriente nominal que está en el rango de 1200 a 3000 amperios.

2.7.2.5. LIMITES DE TEMPERATURA

La capacidad para llevar corriente por las barras, está limitada por el calentamiento producido por la

corriente. Es así que las dimensiones de las barras de las subestaciones, son generalmente influenciadas por la elevación de temperatura que puede admitirse sin sobrecalentamiento en los terminales de los equipos, y en las conexiones con las barras.

Los límites de temperatura admisible en barras y conexiones se muestra en la Tabla 2.3.. La temperatura del aire a la que se encuentra la unidad blindada metal clad debe estar comprendida en el rango entre -30°C y $+40^{\circ}\text{C}$ (REF. 9)

TABLA 2.3.

<u>Tipo de barra o conexión</u>	<u>Límite de temperatura en el punto más caliente ($^{\circ}\text{C}$)</u>	<u>Límite total de temperatura en el punto más caliente ($^{\circ}\text{C}$) $40^{\circ} = t.\text{ambiente}$</u>
Barras y conexiones con juntas de cobre a cobre	30	70
Barras y conexiones con superficies de contacto de plata	65	105
Conexiones con cables aislados (cobre a cobre)	30	70
Conexiones con cables aislados (Superficies de contacto de plata)	45	85

Como se observa en la tabla para aumentar la elevación media de temperatura actualmente se hace uso de superficies de contacto de plata en las conexiones. Con el plateado de las conexiones también se logra una reducción del efecto de oxidación especialmente en las juntas que se calientan mucho.

2.7.2.6. CONECCIONES EN LAS BARRAS

Estas conexiones pueden hacerse por soldadura o por medio de tornillos que son las más comunes.

La resistencia de contacto de la unión es una de las causas que determinan su eficiencia, así tanto mayor es la presión entre las superficies de contacto, tanto menor será la resistencia de contacto.

Los tornillos para la unión suelen ser de acero y ultimamente con tornillos no férreos de gran resistencia mecánica, de alta resistencia a la fatiga y con propiedades de resistencia a la corrosión. Las conexiones en barras tubulares se hacen normalmente con piezas para empalme con dispositivos a presión.

Finalmente respecto a las barras se puede anotar que la corriente nominal de ellas, en una instalación formada con los cubículos metal clad, no debe ser menor a la corriente nominal más alta de algún interruptor asociado a

CONDUCTORES RECTANGULARES

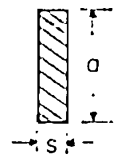


TABLA A

Capacidad de corriente con conductores de Cu

a x s [mm x mm]	Corriente [A]			
	Número de conductores por fase			
	1	2	3	4
12 x 2	108	182	216	
20 x 5	274	500	690	
40 x 10	989	1290	1770	2280
60 x 10	1715	1720	2300	2900
100 x 10	1490	2480	3260	3980
120 x 10	1740	2860	3740	4500
160 x 10	2220	3590	4680	5530
200 x 10	2690	4310	5610	6540

Capacidad de corriente con conductores de Al

12 x 2	84	142	168	
20 x 5	214	392	537	
40 x 10	557	1030	1460	1900
60 x 10	774	1390	1940	2480
100 x 10	1190	2050	2790	3470
120 x 10	1390	2360	3200	3930
160 x 10	1780	2960	4000	4820
200 x 10	2160	3560	4790	5710

CONDUCTORES TUBULARES

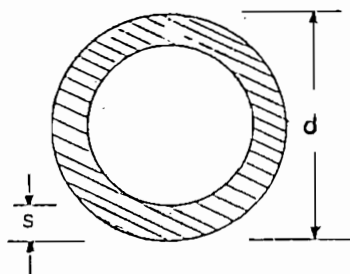


TABLA B

Capacidad de corriente con conductores de Cu

d [mm]	s [mm]	Corriente [A]
20	2	329
40	4	857
80	6	1990
100	8	3330
120	8	3800
200	10	5800

Capacidad de corriente con conductores de Al

20	2	257
40	4	667
80	6	1540
100	6	1900
120	8	2580
200	8	4180

PERFILES EN "U"

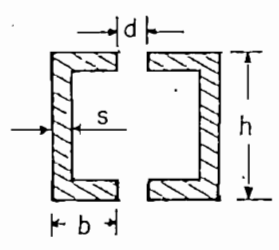


TABLA C

Capacidad de corriente con conductores de Cu

Dimensiones [mm]				Corriente [A]	
h	b	s	d	[]
60	30	4	25	990	2100
100	37.5	6	25	2300	3900
140	52.5	11	35	3800	6500
180	67.5	13	45	5400	9200

Capacidad de corriente con conductores de Al

60	30	4	25	685	1370
100	37.5	8	25	1550	2700
140	52.5	11	35	2600	4600
180	67.5	13	45	3800	6400

la barra. Así la corriente nominal de la barra normalmente se la diseña para la máxima densidad de corriente en algún punto de la barra de la instalación.

2.7.3. TRANSFORMADORES DE CORRIENTE

Estos transformadores están diseñados para conectar su enrollado primario en serie con el circuito cuya corriente se desea medir o controlar, obteniéndose en su secundario una corriente proporcional a la corriente de línea, pudiéndose accionar así instrumentos de medida y control.

Los transformadores de corriente utilizados por los fabricantes para implementarlos en los cubículos son los tipo: Bushing, Toroidal y tipo bobinado. Aunque el diseño más común para el equipo blindado metal clad es el que se tienen el núcleo y las bobinas completamente embebidas en resina fundida con lo que están totalmente protegidos contra la humedad y daños mecánicos.

Los bobinados del núcleo suelen ser implementados con conductores esmaltados de cobre. Este esmalte es algún tipo de poliéster con buenas propiedades térmicas y eléctricas.

Los transformadores de corriente se fabrican de algunos tamaños de acuerdo al número de núcleos que tengan, que generalmente son uno, dos o tres núcleos, con lo que

naturalmente tendrán distintos burdens nominales.

Estos transformadores normalmente están ubicados en el compartimiento de entrada de cables a la unidad, y se puede tener acceso a ellos desmontando alguna lámina metálica de su compartimiento, quedando expuestos los terminales cuando se quiere hacer cambio de Taps. Además los transformadores de corriente son diseñados para soportar los esfuerzos de cortocircuito, con una capacidad igual a la del interruptor.

La precisión de los transformadores de corriente para medición y protección debe ser la más adecuada para las cargas (Burdens) impuestas. La clase de precisión, para los transformadores de corriente en el equipo metal clad, se tiene en la Tabla 2.4. que se da a continuación. (REF. 3)

TABLA 2.4

CLASES DE PRECISION STANDARD DE TRANSFORMADORES DE CORRIENTE EN EQUIPO METAL CLAD

RELACION	BURDEN STANDARD (60Hz)			Precisión de Protección
	B 0.1	B 0.5	P 2.0	
50/5	1.2	2.4	-	10-H-10
75/5	0.6	2.4	-	10-H-20
100/5	0.6	2.4	-	10-H-20
200/5	0.6	2.4	-	10-H-20
300/5	0.6	2.4	2.4	10-F-20
400/5	0.3	1.2	2.4	10-F-50
600/5	0.3	0.3	2.4	10-H-50
800/5	0.3	0.3	1.2	10-H-50
1200/5	0.3	0.3	0.3	10-F-100
1500/5	0.3	0.3	0.3	10-H-100
2000/5	0.3	0.3	0.3	10-H-100
3000/5	0.3	0.3	0.3	10-H-100
4000/5	0.3	0.3	0.3	10-H-100

2.7.4 TRANSFORMADORES DE POTENCIAL

Estos transformadores son usados para transformar el voltaje primario a un valor más bajo, apto para la activación de los instrumentos de medida, control y protección.

Los transformadores de potencial, en la mayoría de

los diseños se encuentran ubicados en compartimientos situados en la parte superior de la unidad, y en algunos casos, como el de la Figura 2.9 (a) esta montado en una carretilla rodante con lo que son completamente accesibles.

Los materiales con que esta construidos los transformadores de potencial y tambien los transformadores de corriente, comunmente son materiales aislantes como butil - moldeado o fundiciones de resina epoxy. Estos transformadores aislados con resina fundida para instalación interior, pueden ser montados en cualquier posición en el interior de la célula.

Los devanados son conductores de cobre esmaltado y son construidos de tal manera que puedan soportar los altos voltajes de impulso. Además la fundición de la resina se lo hace en vacío, para obtener un perfecto aislamiento que asegure un servicio largo y libre de problemas.

Los transformadores de potencial que se utilizan normalmente en el equipo metal clad son transformadores de tensión unipolares, es decir que el un extremo del arrollamiento primario se conecta a tierra y el otro a la línea. Los transformadores con aislamiento bipolar se conectan entre 2 líneas.

Los transformadores de potencial se construyen para tensiones primarias normalizadas y pueden funcionar en ré

gimen constante con una sobre carga máxima del 20% sobre su valor nominal.

En estos transformadores también se toma en cuenta su precisión para efectos de medida. Así se tiene que los límites de error para estos transformadores (Ref. 10) son:

TABLA 2.5

CLASE	ERROR DE TRANSFORMACION %	DE ERROR EN MINUTOS
0.1	+ 0.1	+ 5
0.2	+ 0.2	+ 10
0.5	+ 0.5	+ 20
1	+ 1	+ 40

TABLA 2.6

BURDEN STANDARD PARA TRANSFORMADORES DE POTENCIAL

DESIGNACION DE LA CARGA	VA SECUNDARIOS	f.p DEL BURDEN
W	12.5	0.10
X	25	0.70
Y	75	0.85
Z	200	0.85
ZZ	400	0.85

2.7.5 BARRA DE TIERRA

La barra de tierra tiene como finalidad el asegurar que las partes que normalmente no llevan corriente, tales como la estructura metálica de la unidad, estén al nivel de tensión de tierra, es decir no tengan tensión en caso de falla del aislamiento del equipo, de tal manera de dar una protección contra el contacto. Así como también la barra sirve como medio para descargar y desenergizar alimentadores o el equipo antes de proceder a su mantenimiento.

El equipo metal clad esta provisto solo con una barra de tierra, la cual esta situada en la parte inferior de la unidad y se extiende a lo largo de toda la longitud de la instalación formada por los cubículos y es individualmente fijada a cada unidad. En un extremo o en ambos extremos de la barra de tierra, al final del conjunto de cubículos, esta barra tiene una conexión que permite unirse a la tierra del sistema.

Las uniones y contactos con la barra de tierra, estan plateados, de tal manera de protegerlos contra la humedad y no sea fácil su destrucción por efectos electroquímicos.

Esta barra va a constituir una parte del sistema de tierra de la subestación, por tanto su tamaño estará influenciado por la resistividad del terreno y principalmente

te por la mayor corriente de falla a tierra, que circulará por la barra, que en la mayoría de casos se debe a la corriente provocada por la falla fase-tierra, que se la calcula así:

$$I = \frac{3E}{R_1 + R_2 + R_0 + j(X_1 + X_2 + X_0)}$$

En la mayoría de los casos $X \gg R$, entonces en forma simplificada nos queda:

$$I = \frac{3E}{X_1 + X_2 + X_0}$$

I = Valor de la corriente simétrica eficaz, fase-tierra

E = Potencial fase-neutro

R₁, R₂, R₀ = Resistencias de secuencias

X₁, X₂, X₀ = Reactancias inductivas de secuencia

Para determinar la sección de la barra de tierra, La Ref. 11 anota, que para la máxima corriente de falla a tierra, la densidad de corriente en la barra de tierra para el equipo metal clad, no debe exceder de 200 amperios/mm² ni ser menor a 30 amperios/mm².

2.7.6 PARARRAYOS

Los sistemas y los equipos pueden estar sujetos a sobre voltajes causados por maniobras o por descargas atmosféricas.

féricas que les pueden llevar a la condición de falla, con la consiguiente pérdida del servicio y daño en los equipos.

La protección contra estos sobrevoltajes se la realiza con los pararrayos, los cuales limitan el voltaje a través del aparato a proteger y también limita la amplitud y duración de la corriente que circula después del sobrevoltaje.

Si bien los pararrayos pueden colocarse en las estructuras, hasta donde llegan las líneas antes de dirigirse al equipo metal clad, este equipo da la posibilidad de poder colocarlos en uno de sus compartimientos interiores, sean estos el compartimiento de entrada de cables a la unidad, o en uno posterior donde se encuentra la barra de tierra (Fig. 2.19). Los pararrayos disponibles para el equipo metal clad son de clase: Estación, intermedia y distribución.

Para escoger el pararrayos normalmente se toma en cuenta el voltaje del sistema, nivel de aislamiento del equipo a ser protegido, importancia de la estación, capacidad térmica del pararrayos para los requerimientos que tiene que soportar el sistema, así como también el voltaje fase-tierra durante una falla en el sistema. Para la correcta aplicación del pararrayos se toma en cuenta la coordinación del aislamiento, en el que los niveles de aislamiento de aparatos, líneas, etc., deben estar por encima del

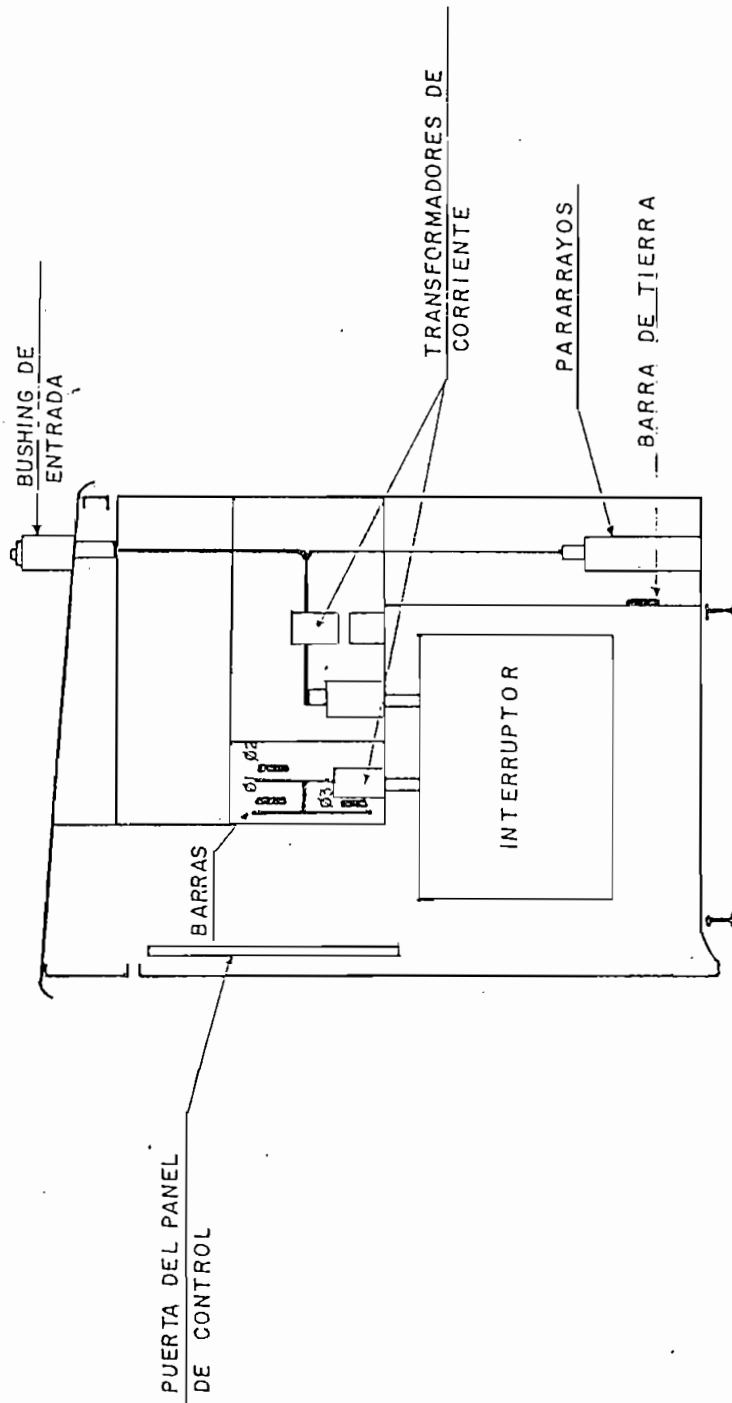


FIGURA 2.19

nivel de voltaje para el cual el pararrayos limita las sobretensiones.

2.7.7 OTROS ELEMENTOS

En este punto estan incluidos los instrumentos de protección, tales como los relés de distancia, diferenciales, de sobrecorriente, etc.

- Los instrumentos de medición tales como, amperímetros, voltímetros, watímetros, etc.
- Otro elemento que se lo incorpora al equipo metal clad, es el transformador de potencial para servicios en la instalación, y es el que da la energía para el cierre y disparo del interruptor. Cuando se requiere de este transformador se lo ubica en un compartimiento auxiliar de la unidad, montado en una carretilla rodante que facilita su maniobrabilidad.

Cuando este transformador de servicios auxiliares es grande se lo ubica junto con sus fusibles de protección, en una unidad blindada unicamente para él.

- En la puerta de la unidad se montan los aparatos de protección, medición y además los switches de control y las lámparas de indicación.
- Otros elementos que incluye el equipo blindado metal clad, son los que realizan la puesta a tierra de estas unidades. La puesta a tierra puede hacerse de dos mane

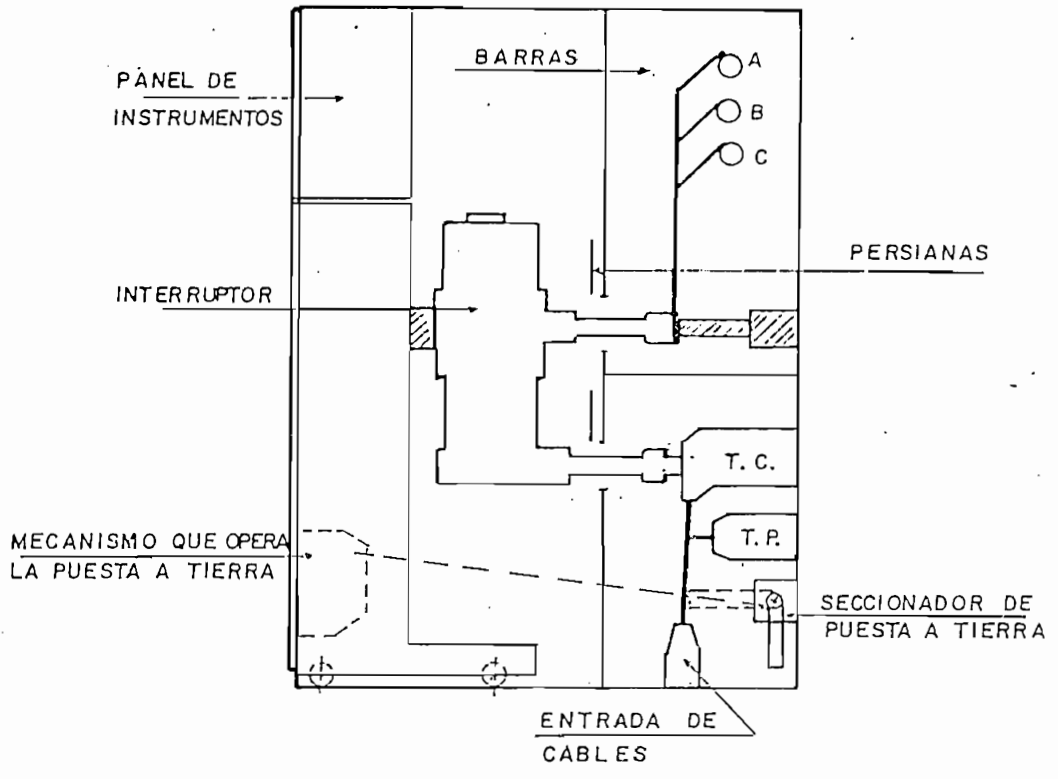


FIGURA 2.20

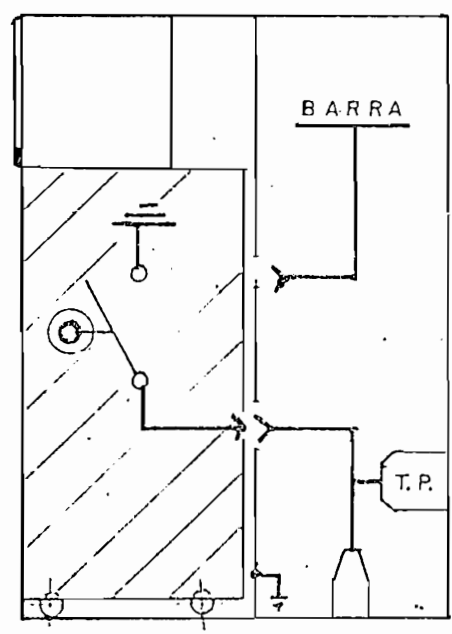


FIGURA 2.21

ras: con un seccionador de puesta a tierra (Fig. 2.20). En este caso se incluye un interbloqueo entre este seccionador y el interruptor automático de la unidad, de modo que la apertura o el cierre del interruptor se lo puede realizar solo si el seccionador de tierra esta abierto.

También la puesta a tierra se la puede realizar con un aparato especial (Fig. 2.21), que es de construcción idéntica a la de un interruptor, pero en el que los contactos superiores están cortocircuitados por una barra común conectada a tierra. Este interruptor de puesta a tierra se coloca en el cubículo que va a ser conectado a tierra, en vez del interruptor automático. (Ref. 12)

2.8 SERVICIOS AUXILIARES

Los servicios auxiliares de corriente alterna y de corriente continua distribuyen la energía necesaria para los aparatos y los equipos instalados en la subestación, con la calidad de servicio y seguridad demandada por los equipos. Entre estos equipos se tiene:

- Motores de comando de interruptores, motores de ventiladores, bombas de compresores, resistencias de calentamiento.
- Equipos para el cierre y disparo de los interruptores, cuyas fuentes de energización se estudió anteriormente

en la sección 2.5.

- Los servicios auxiliares también proporcionan energía a las instalaciones anexas a la subestación como, talleres, equipos de tratamiento de aceite, iluminación, calefacción, etc.

2.8.1 SERVICIOS AUXILIARES DE CORRIENTE ALTERNA

Los servicios auxiliares de C.A. son alimentados por transformadores auxiliares, empalmados sea a los terciarios de los transformadores de poder o extrayendo energía de la red de distribución. Cuando se requiere gran confiabilidad de servicio en una subestación se utilizan por lo menos dos transformadores auxiliares.

Los principales consumidores de energía de los servicios auxiliares de C.A. son: sistema de alumbrado normal de la S/E; alimentación a rectificadores; comando de seccionadores; bombas; resistencias de calentamiento, ventiladores, etc.

2.8.2 SERVICIOS AUXILIARES DE CORRIENTE CONTINUA

Estos servicios auxiliares son los que deben estar siempre disponibles, aún cuando una falla grave perturbe la red de la alta tensión, es decir mantienen a la instalación en estado de funcionamiento.

La energía distribuida es suministrada por uno o varios conjuntos de baterías, o en otros casos proviene de rectificadores alimentados desde un transformador auxiliar. Esta corriente continua alimenta a las protecciones, a los automatismos de cierre o reconexión de los interruptores y a los comandos de señalización de los aparatos.

Las baterías dan también energía para alumbrados generales y de tableros que servirán de emergencia en caso de falla en la alimentación de corriente alterna. Las baterías que se utilizan son sobre todo baterías de plomo o baterías con elementos de níquel-Cadmio que se las usa donde se dispone de poco espacio. Las tensiones normalizadas de baterías son 24, 60, 120 y 220 voltios, siendo la de uso general, la tensión a 120 voltios.

Los locales destinados a baterías deben tener la suficiente ventilación natural para evacuar los gases formados, y si es necesario se recurre a ventilación forzada mediante ventiladores.

CAPÍTULO III

3. CRITERIOS TECNICOS DE EVALUACION

Para poder hacer una evaluación práctica del equipo Metal-Clad en una estación de seccionamiento y maniobra, se debe tomar en cuenta las capacidades normales de los elementos que conformarán el equipo. Es así que se necesita determinar capacidades de corriente y voltaje tanto para el interruptor, barras, transformadores, etc. También debe determinarse el tipo de cierre y disparo mas conveniente. Con la descripción del equipo que se ha hecho en el capítulo anterior se tiene una ayuda para la aplicación de los distintos componentes.

Se debe también adoptar un esquema de barra, tomando en cuenta los distintos esquemas que se pueden implementar con el equipo metal-clad. En esta parte se describen estos esquemas, así como también se hace una descripción general de los componentes de las subestaciones convencionales tendiente a hacer una comparación con las subestaciones implementadas con equipo blindado metal-clad.

3.1 ESQUEMAS EMPLEADOS CON EQUIPO METAL CLAD EN SUBESTACIONES DE DISTRIBUCION

Los esquemas que se aplican en subestaciones convencionales, pueden ser implementados con las unidades metal

clad, sin embargo, existen tipos básicos que son especialmente usados con este equipo. Seguidamente se muestra el diagrama unifilar de los diferentes esquemas, así como también un diagrama que contiene al cubículo metal-clad con sus compartimientos para el equipo que se usa en forma más frecuente.

3.1.1 ESQUEMA RADIAL O BARRA SIMPLE

Es el esquema más simple de todos, en el cual se tiene una barra que es permanentemente alimentada y desde la cual salen los circuitos primarios en forma radial (Fig. 3.1). Este esquema es de instalación sencilla y de fácil ampliación. Además es uno de los esquemas más baratos ya que solo se utilizan interruptores en los alimentadores primarios y en el transformador.

Cuando se hace el mantenimiento de la barra se produce la salida de servicio de toda la subestación.

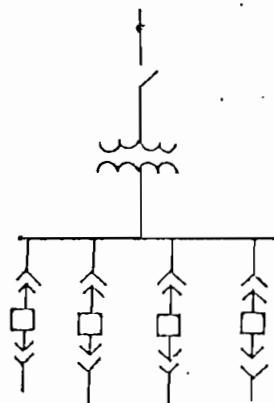
Si una falla se produce en el alimentador primario, esta será despejada por su respectivo interruptor automático, dejando fuera de servicio solo a la carga alimentada por este circuito primario.

Para evitar la pérdida del servicio hacia una carga de un alimentador primario al hacer el mantenimiento de su interruptor automático, se puede disponer de una célula -

de reserva. El costo de una célula de reserva para proveer un corto tiempo de interrupción de servicio debe ser justificado con un análisis económico, especialmente en el caso de subestaciones pequeñas.

En la Fig. 3.1 se tiene un seccionador en el lado de alto voltaje del transformador, por lo que debe estar interbloqueado con los interruptores automáticos de los alimentadores primarios, los cuales deben estar abiertos para poder abrir el seccionador.

En la Fig. 3.2 se muestran los arreglos con los cubículos metal clad. La Fig. 3.2(a) presenta un cubículo simple y la Fig. 3.2 (b) lo presenta además con un compartimiento auxiliar para alojar a un transformador de potencial para mediciones o para servicios. Este compartimiento auxiliar esta junto al compartimiento principal, generalmente cuando es para ubicar un transformador de servicios auxiliares, o también el compartimiento puede ubicarse en la parte superior del cubículo cuando es para alojar un transformador para medición o control.



BARRA SIMPLE

FIG. 3.1

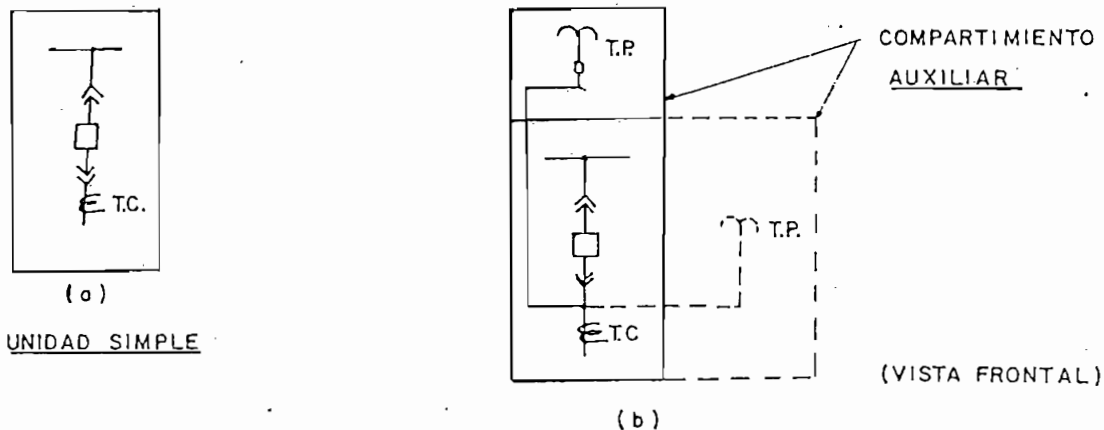


FIGURA 3.2

Dos variaciones de este tipo de esquema se muestran en - las Figuras 3.3 y 3.4. El esquema de la Fig. 3.3 tiene un transformador que alimenta a la barra; a la salida del transformador se tiene un interruptor que se conecta a la barra. Este esquema representa una mejora respecto al esquema de la fig. 3.1 ya que el seccionador del lado de alto voltaje, estará interbloqueado solo con el interruptor en el lado de bajo voltaje del transformador y no con los interruptores de los alimentadores primarios, evitándose una mayor continuidad de servicio debido a la doble alimentación a la barra, ya que ante la eventual salida de una de ellas, la barra sigue siendo alimentada por la otra. - Cuando ocurre una falla en el transformador o en el circuito que lo alimenta, el interruptor asociado con este circuito en el lado de la alimentación y el interruptor en el lado de bajo voltaje del transformador se abrirán. El arreglo con doble línea de entrada a la barra, con el equipo metal clad se muestra en la Fig. 3.5.

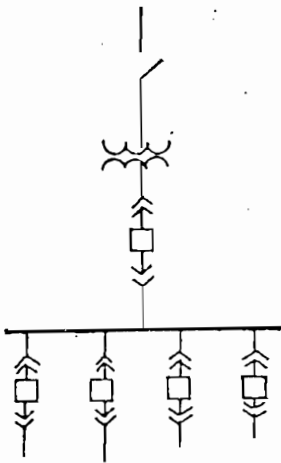


FIGURA 3.3

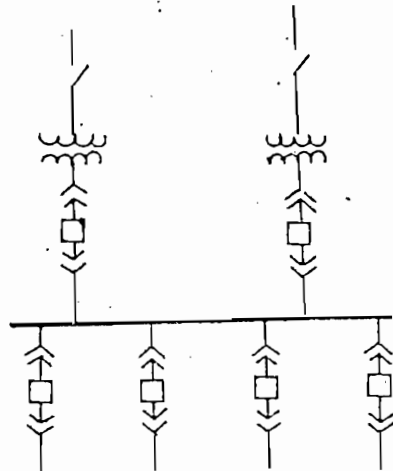


FIGURA 3.4

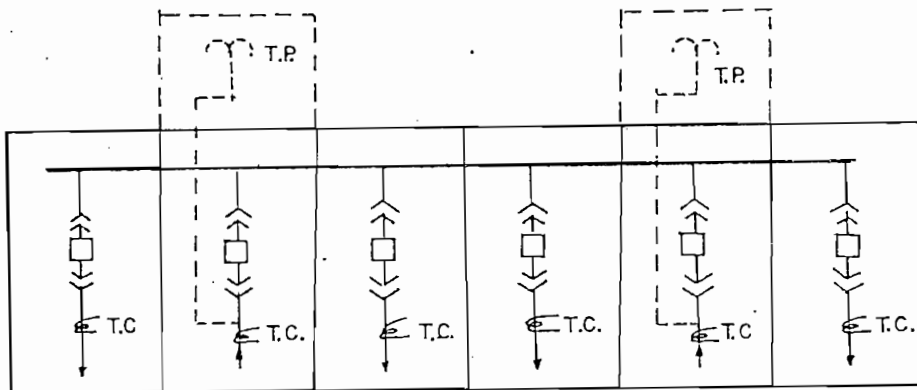


FIGURA 3.5

3.1.2 ESQUEMA DE BARRA SIMPLE SECCIONADA

Este esquema factible de implementar con el equipo metal clad, es un esquema que permite una rápida restauración del servicio, Se lo utiliza cuando se tiene más de un circuito de alimentación a la subestación y se tiene tantos interruptores seccionadores como seccionamientos se desee realizar. El diagrama unifilar de este esquema

se muestra en la Fig. 3.6.

Con este esquema se evita la pérdida total de potencia por falla o mantenimiento en alguna de las secciones de la barra o en posiciones de interrupción, quedando aislada solo la sección de barra que corresponde a la falla o mantenimiento.

Se suele utilizar el interruptor de seccionamiento en posición abierta, para disminuir la corriente de cortocircuito sobre los interruptores de los alimentadores primarios durante una falla, ya que al no estar en paralelo los circuitos que alimentan a la barra, aumenta la impedancia que tendrá que vencer la corriente de cortocircuito. En este caso se hace que el interruptor de seccionalización sea controlado para actuar automáticamente (cerrar) cuando uno de los interruptores de alimentación a la barra se abre; y reabre cuando ambos interruptores cierran mejorando con esto la continuidad del servicio.

En este esquema al igual que en el anterior al realizar el mantenimiento del interruptor de un alimentador primario, se deja sin servicio a la carga respectiva si no se dispone de una célula de reserva.

Los arreglos con los cubículos metal clad para el caso de los alimentadores son los mismos que para el esque

ma anterior. El arreglo para el interruptor de secciona-
lización se encuentra en la Figura 3.7.

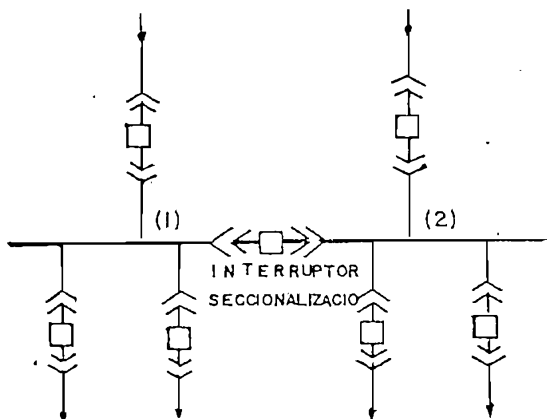


FIGURA 3.6

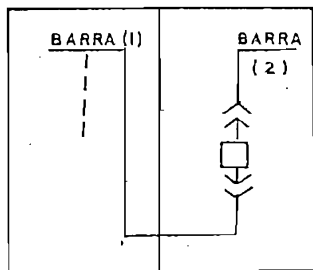


DIAGRAMA INTERRUPTOR DE SECCIONALIZACION

(V. FRONTAL)

FIGURA 3.7

3.1.3 ESQUEMA DE BARRA PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA

Las características de este esquema utilizando equi-
po metal clad son las mismas que para subestaciones con-
vencionales. Estas características son las siguientes -
El esquema esta formado por dos barras, una de las cua-
les, la barra principal, esta normalmente energizada.

El aumento de la barra de transferencia constituye una ventaja para el servicio, aunque aumenta el costo de la subestación, ya que hay un incremento de un interruptor, de una barra y además se aumentan compartimientos - auxiliares a los cubículos para alojar a la barra de transferencia. La operación de este esquema es sencilla, pero se debe tener cuidado en seguir una secuencia de operación definida.

Cualquier ampliación necesita de la pérdida total del servicio del esquema.

El diagrama unifilar del esquema se muestra en la Fig. 3.8 y los arreglos de los equipos en la Fig. 3.9.

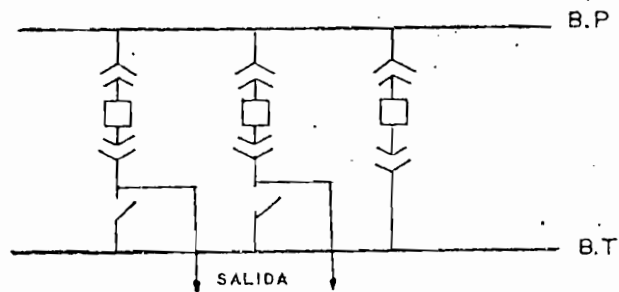


FIGURA 3.8

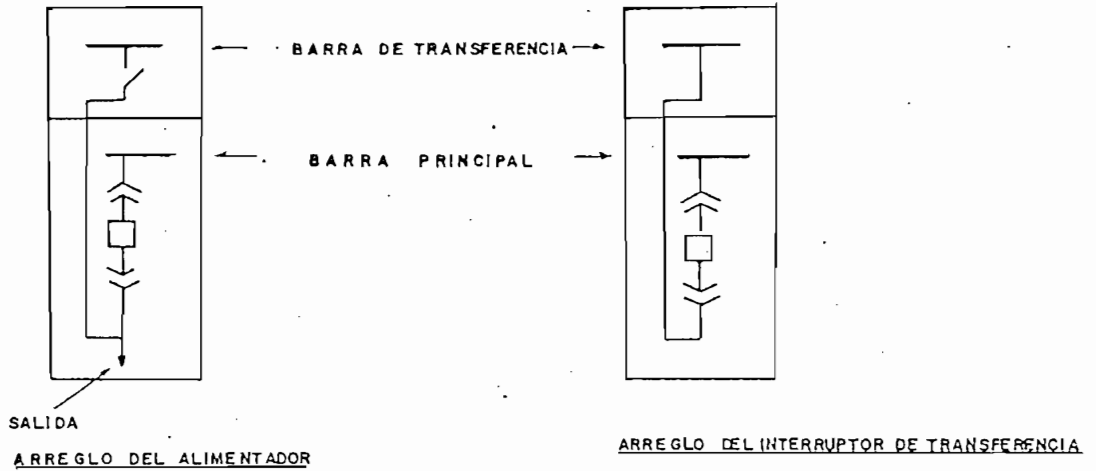


FIGURA 3.9

3.1.4 ESQUEMA DOBLE BARRA CON DOBLE INTERRUPTOR

Esta configuración consiste en dos barras principales que están permanentemente en funcionamiento. Entre las barras tal como lo muestra la Fig. 3.10 se encuentran dos interruptores, y entre estos un circuito de llegada o salida. Los interruptores están siempre cerrados.

Con este esquema se puede hacer mantenimiento en cualquier interruptor sin pérdida del servicio, tiene un alto grado de confiabilidad, pero tiene el inconveniente de tener un costo elevado ya que se tienen varios elementos duplicados por cada posición como son: barras e interruptores.

Este esquema de doble barra con doble interruptor se lo puede obtener de algunas formas de acuerdo a la

disposición del equipo, así por ejemplo en la figura 3.11 tenemos un diagrama que muestra la disposición de las unidades metar clad en forma adyacente, es decir una al lado de otra en forma continua, en este caso la segunda barra está colocada en un compartimiento auxiliar de cada unidad.

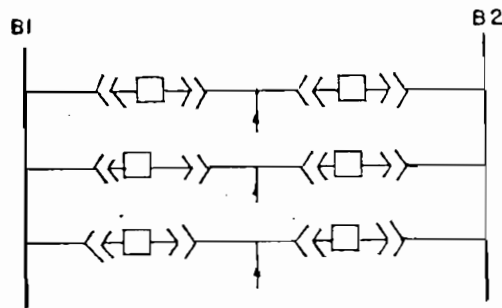
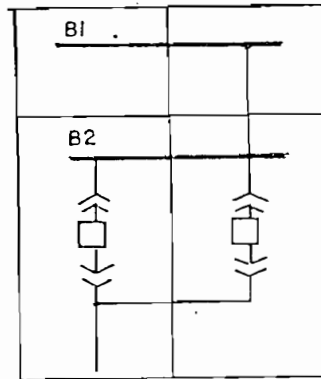


FIGURA 3.10

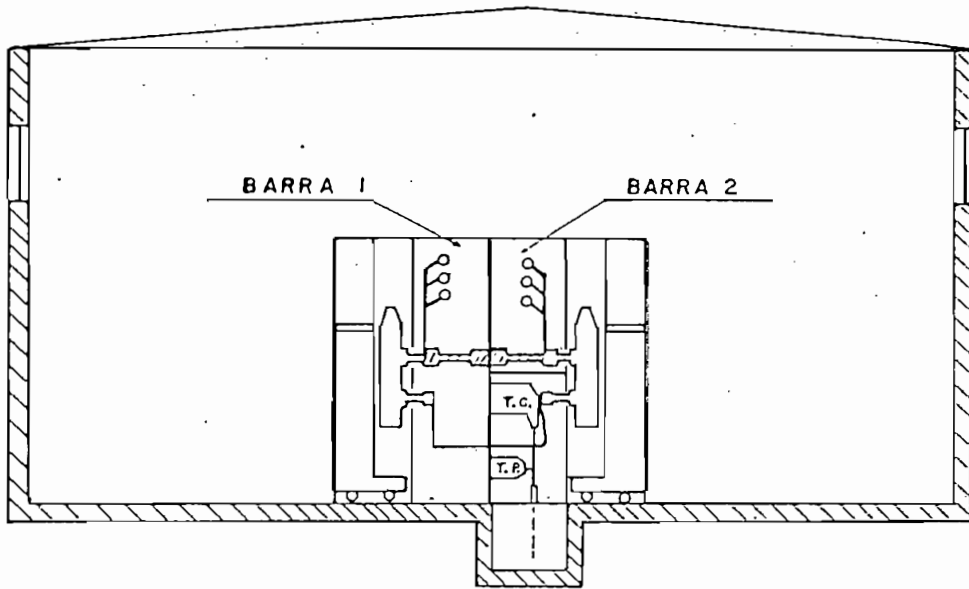


POSICION DEL ALIMENTADOR

(V. FRONTAL)

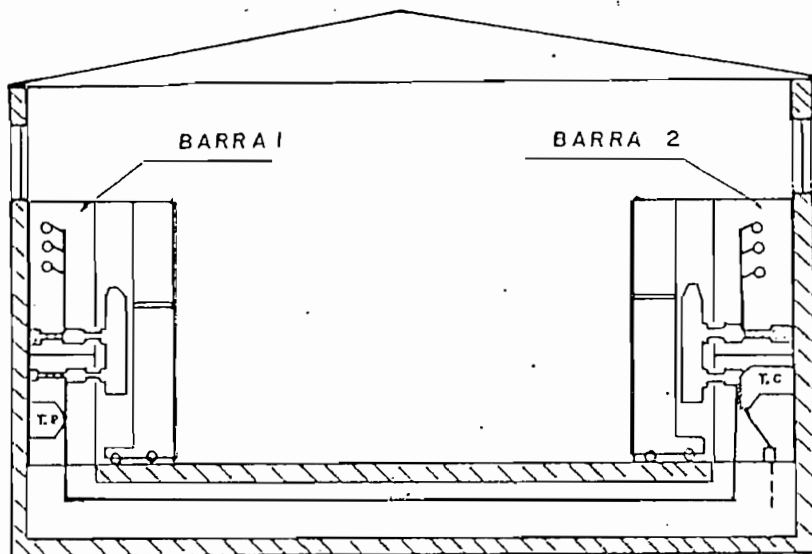
FIGURA 3.11

Otros arreglos para formar el esquema doble barra, con doble disyuntor, son: El arreglo "Back to Back" en el cual las partes traseras de las unidades están en contacto (Fig. 3.12). O también las unidades pueden dispo-



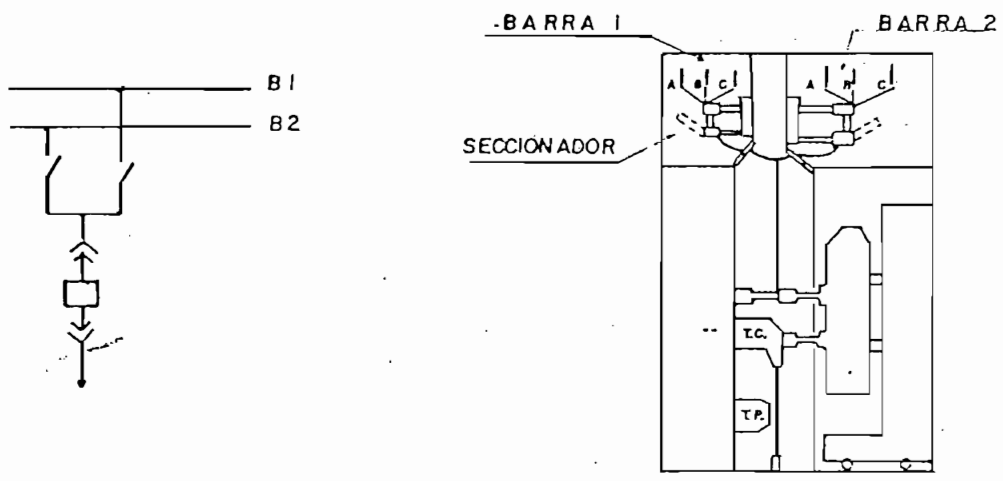
CONFIGURACION "back to back"

FIGURA 3.12



CONFIGURACION "frente a frente"

FIGURA 3.13



DOBLE BARRA UN INTERRUPTOR

FIGURA 3.14

nerse frente a frente, dejando entre ellas un corredor para movilización del personal (Fig. 3.13). Se escoge uno de estos arreglos de acuerdo a la facilidad de instalación, así como también de la disponibilidad de espacio físico. Es así que se tiene que con las unidades dispuestas frente a frente (Fig. 3.13) se necesita menos espacio que en la disposición "Back to Back", ya que se necesita solo un corredor que cumpla las distancias mínimas (Tabla 2.2) para operación del equipo, y en cambio en la instalación "Back to Back" se necesitan dos corredores para la explotación, pero en este caso las conexiones entre las dos unidades de una posición son mas sencillas con respecto a las de la configuración frente a frente, en la cual hay que hacer canales subterráneos adicionales para realizar las conexiones, tal como se muestra en la Fig. 3.13.

Existen también células metal clad con doble barra pero con un solo interruptor; en este caso las unidades tienen incluidos dos seccionadores para elequir el sistema de barra deseado. El diagrama unifilar del esquema y el diagrama de una unidad metal clad de este tipo de arreglo se muestran en la Figura 3.14.

3.1.5 ESQUEMA EN ANILLO

Este esquema utiliza un número de interruptores igual al número de alimentadores (Fig. 3.15). Una falla en un

alimentador de este esquema requiere de la desconexión de dos interruptores del anillo, para aislar la falla.

Presenta ventajas tal como la continuidad de servicio, ya que el hacer el mantenimiento de cualquier interruptor, no implica la salida del servicio de ninguno de los circuitos de la subestación.

La desventaja que presenta este esquema es que si un interruptor no se abre ante una falla en una línea, abrirá otro interruptor, dejando innecesariamente fuera de servicio a otra línea. Así mismo si durante el mantenimiento de un interruptor se produce una falla, el sistema puede quedar separado, ya que el anillo queda abierto.

El arreglo del esquema con equipo metal clad requiere en cada célula de un compartimiento auxiliar para localizar una barra (Fig. 3.16)

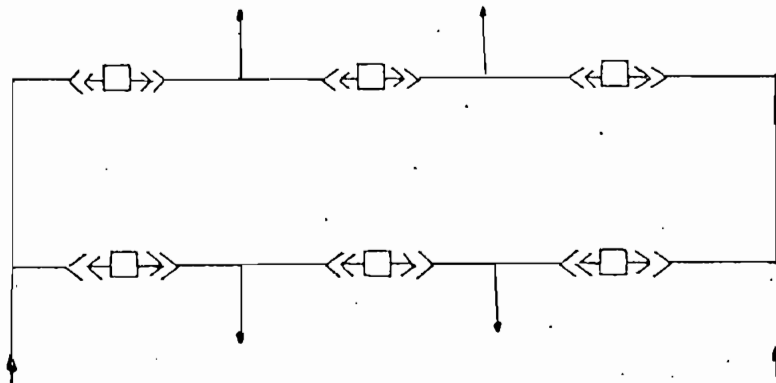
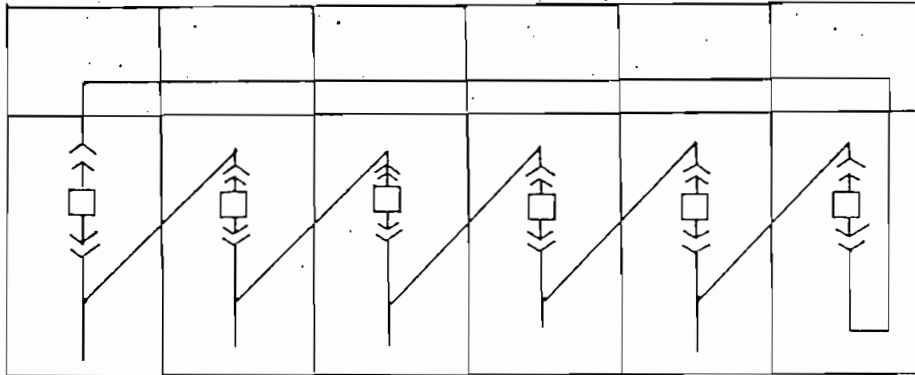


FIGURA 3.15



(VISTA FRONTAL)

FIGURA 3.16

3.1.6. ESQUEMA INTERRUPTOR Y MEDIO

Consiste en dos barras principales que están normalmente energizadas. Entre estas dos barras están tres interruptores, y entre cada dos interruptores existe una entrada o salida del circuito (Fig. 3.17).

Este esquema proporciona gran continuidad de servicio, ya que se puede hacer mantenimiento en cualquier interruptor o hacer inspección en cualquier barra sin pérdida del servicio.

La principal desventaja de este esquema es su elevado costo comparado con los otros esquemas, excepto con el de doble barra, doble interruptor. Es más barato que el esquema doble barra doble interruptor ya que se ahorra un interruptor por cada dos salidas.

Al igual que en el caso anterior para implementar - este arreglo se necesita de un compartimiento auxiliar - para alojar a la otra barra (Fig. 3.18).

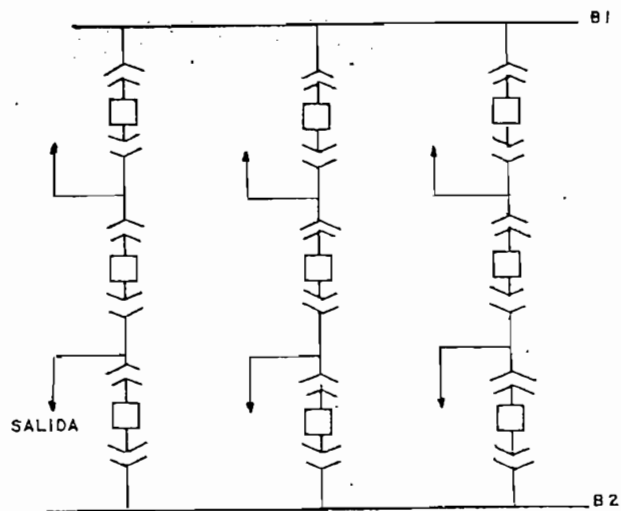


FIGURA 3.17

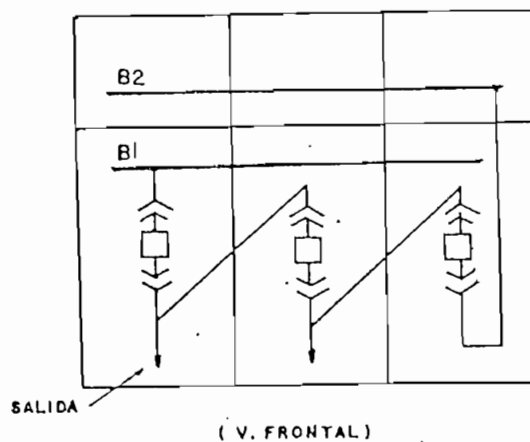


FIGURA 3.18

La selección del esquema más conveniente para las subestaciones se lo ha realizado en otros trabajos de tesis de grado (Ref. 19), de los cuales nos serviremos para hacer dicha selección, así como también para evaluar el grado de confiabilidad de los esquemas, tanto con equipo convencional, como con equipo metal clad.

3.2. VENTAJAS DE LAS SUBESTACIONES CON EQUIPO BLINDADO METAL CLAD

Las principales ventajas de este equipo son las siguientes:

3.2.1 SEGURIDAD DEL PERSONAL

Esta resulta de la protección asegurada por los revestimientos metálicos, los bloqueos y los dispositivos de seguridad previstos para las maniobras sobre el equipo.

Los distintos interbloqueos proporcionan la debida seguridad para la utilización del equipo, ya que imponen una secuencia de orden en las maniobras, evitando fallas durante la ejecución de estas.

Además en el curso de una maniobra en la subestación la seguridad del personal se hace efectiva por las nubes a tierra del equipo, así como por los dispositivos de control para verificación de presencia de tensión.

Se fabrican ciertos tipos de cubículos metal clad especialmente con interruptor en aire, que permiten la verificación visual de la apertura de los contactos del interruptor, lo cual da una seguridad más para el personal que lo maniobra.

El revestimiento de cada célula y las partes metálicas previstas para ser puestas a tierra, se hallan conectadas a la barra de tierra, por lo tanto protegen al personal contra el acercamiento a las piezas bajo tensión.

Además los constructores de las unidades metal clad cumplen con normas de seguridad del equipo frente a fallas o arcos en el interior de la unidad. Así tenemos que en la referencia (20) se da la siguiente recomendación: El aire caliente creado por un arco en el interior del cubículo produce un aumento de presión que alcanza su máximo en unos 5 u 8 milisegundos. Después de este tiempo debido a las aberturas para ventilación la presión disminuye. El cubículo debe por tanto ser construido para soportar esta subida de presión sin que ninguna parte sea removida de su posición, y además que los gases calientes no pongan en peligro al personal.

3.2.2 SEGURIDAD DEL SERVICIO

La seguridad del servicio viene dada principalmente

por: los dispositivos para evitar falsas maniobras tales como los bloqueos; y además las medidas que se toman para asegurar el buen funcionamiento del equipo, medidas tales como las que se toman durante la elaboración de las piezas metálicas, para poder obtener una resistencia de larga duración a la oxidación de los aparatos y revestimientos.

Además se tiene también que la característica de las unidades, de ser construídas con varios compartimientos - independientes, hace que ante maniobras defectuosas la acción destructiva del arco eléctrico queda limitada al lugar de origen, evitando su propagación hacia otros sitios de la instalación, en donde continúa el funcionamiento.

3.2.3 FACILIDADES DE INSTALACION

Los trabajos de ingeniería civil no requieren características especiales y las conexiones de los cables no presentan ninguna dificultad.

La técnica modular con que está fabricado este equipo metal clad da lugar a tiempos de montaje reducidos - con poco personal.

3.2.4 FACILIDADES DE EXPLOTACION

Las medidas de seguridad que incluye el equipo blin

dado tales como, indicadores de tensión instalados permanentemente, indicador de la condición de los resortes de cierre (cargado o descargado), indicadores de la posición de los contactos del interruptor (abierto o cerrado), etc. los cuales facilitan el aprovechamiento del equipo y permiten el empleo de personal no especializado.

Además las maniobras de explotación están simplificadas a raíz de los sistemas automáticos implantados, tales como los que operan los motores que suben o bajan al interruptor en unidades con desconexión vertical, o que operan motores usados para cargar automáticamente los resortes de cierre o de apertura de los contactos del interruptor.

3.2.5 FACILIDADES DE MANTENIMIENTO

El aumento de la confiabilidad del funcionamiento mecánico de los aparatos y de sus mandos, así como los progresos de compartimientos eléctrico permiten aumentar los intervalos de tiempo que separan dos mantenimientos sucesivos. Además como las unidades están totalmente protegidas contra contactos accidentales con el equipo bajo tensión, no precisan de personal especializado para su servicio y mantenimiento.

3.2.6 ESPACIO OCUPADO

El equipo blindado metal clad permite su instalación en espacios de dimensiones poco importantes y a veces en locales ya existentes. Los equipos bajo revestimiento se adaptan a las reducciones de espacio, debido a la evolución de los distintos aparatos y a la creación de aparatos funcionales, que pueden ser fácilmente adaptados para funcionar en el interior de las células, tales como transformadores de corriente y potencial.

Para dar una idea de la disminución del área ocupada cuando se utiliza una instalación con equipo metal clad, en lugar del equipo convencional, haremos una comparación entre estas alternativas.

El tamaño de una subestación depende del nivel de voltaje, de su potencia, así como también del esquema de barras adoptado; así una subestación con equipo convencional que tenga un esquema con dos barras ocupa un espacio mayor, que si solo estuviera implementada con una sola barra. En cambio con el equipo metal clad no siempre sucede esto, ya que en algunos diseños sea que se tenga una o dos barras, la área ocupada puede ser la misma: si la segunda barra se lo instala en su compartimiento adicional, situado normalmente en la parte superior de la unidad (Fig. 3.14). Este compartimiento adicional se lo implementa con las mis-

mas características que el compartimiento de la barra principal.

De información obtenida tanto en INECEL como en la Empresa Eléctrica Quito, para subestaciones con equipo convencional se encuentra que la mayoría de las subestaciones ocupan aproximadamente las siguientes áreas, de acuerdo al nivel de voltaje. En todos los casos con un esquema de barra simple con 6 alimentadores primarios:

13.8	Kv.	300 m ²
23	Kv.	600 m ²
69	Kv.	900 m ²

Así por ejemplo la subestación La Chorrera, que es implementada por INECEL tiene un esquema de barra simple, en la parte correspondiente al nivel de 13.8 Kv., con 6 alimentadores primarios y 2 alimentaciones hacia la barra - provenientes de dos transformadores. En la Fig. 3.19 se tiene una implantación de la subestación que muestra la superficie ocupada solo por los interruptores y sus estructuras.

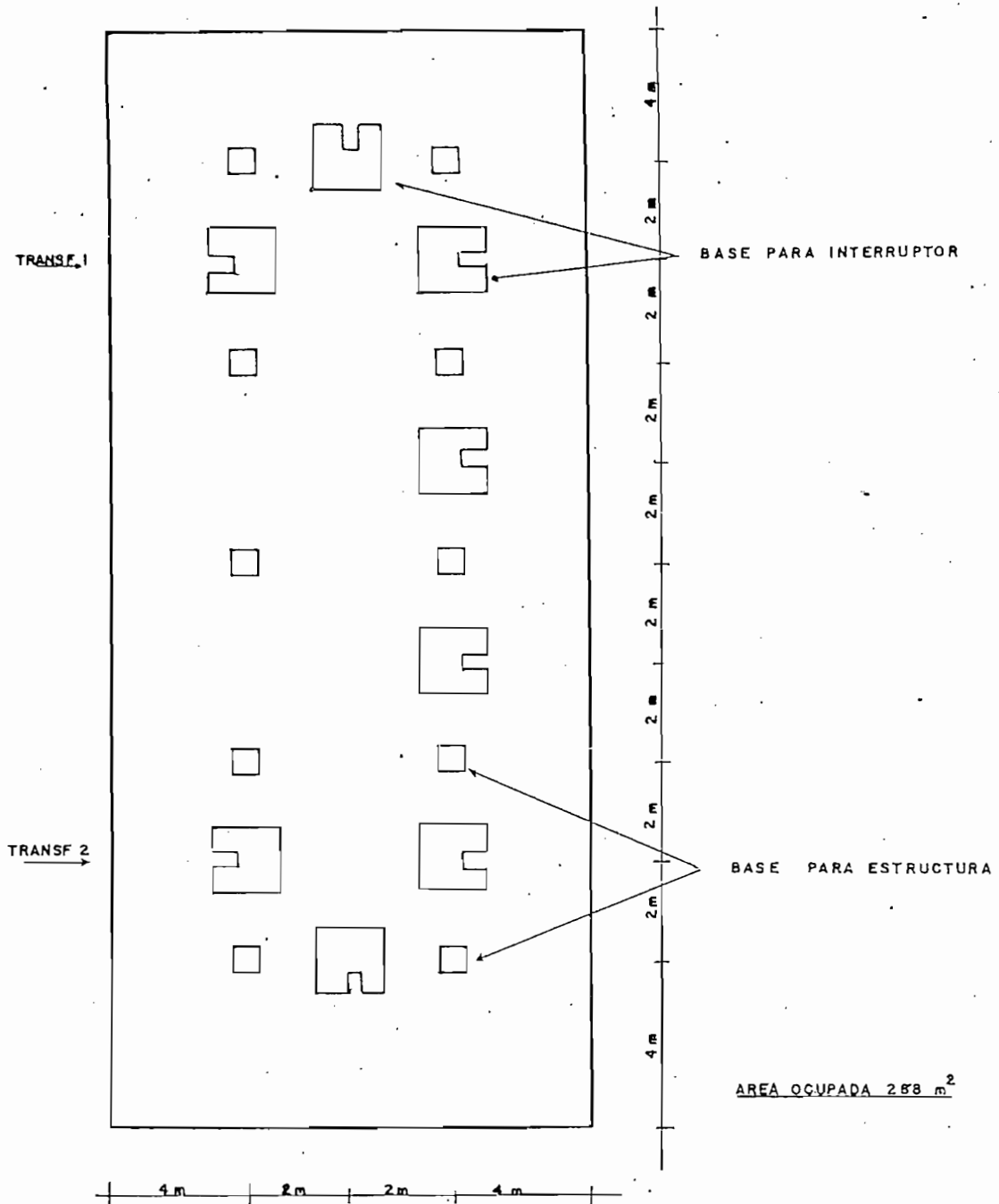


FIGURA 3.19

Este valor de 288 m² que corresponde como se dijo, - solo al espacio ocupado por el equipo de interrupción y - sus estructuras, sumado al valor del área ocupada por los otros equipos de la subestación para el nivel de 13.8 Kv. tal como transformador de servicios, local para tableros de medición, así como también tomando en cuenta la super

ficié para movilización en la subestación, se tiene aproximadamente los 300 m² que se señalaron anteriormente.

Para implementar el esquema con el equipo blindado metal clad se lo hace con 9 cubículos (2 de los interruptores de llegada, 6 de los alimentadores primarios, y un cubículo para un transformador de potencial).

Las dimensiones de los cubículos en forma general son:
altura: 2m (instalación interior); 2.30 m (instalación exterior.)

ancho: 1m; Profundidad: 2 m.

Estas dimensiones variarán de acuerdo al fabricante, pero en forma muy ligera. Del mismo modo las dimensiones tendrán alguna variación de acuerdo al nivel de voltaje, pero gracias a las características de aislamiento con que se construye el equipo metal clad, estas variaciones en las dimensiones también son mínimas, siendo la dimensión del ancho del cubículo, la que más varía, y lo hace en un rango mas o menos entre 0.6m y 1,1m.

Para implementar la subestación la Chorrera con el equipo metal clad, nos serviremos de unidades con las dimensiones dadas, y además tomando en cuenta las distancias mínimas recomendadas tanto en el frente como en la parte posterior del equipo (Tabla 2.2) y también considerando

solo la parte de interrupción propiamente dicha (Barra e interruptores) se tiene la siguiente implantación.

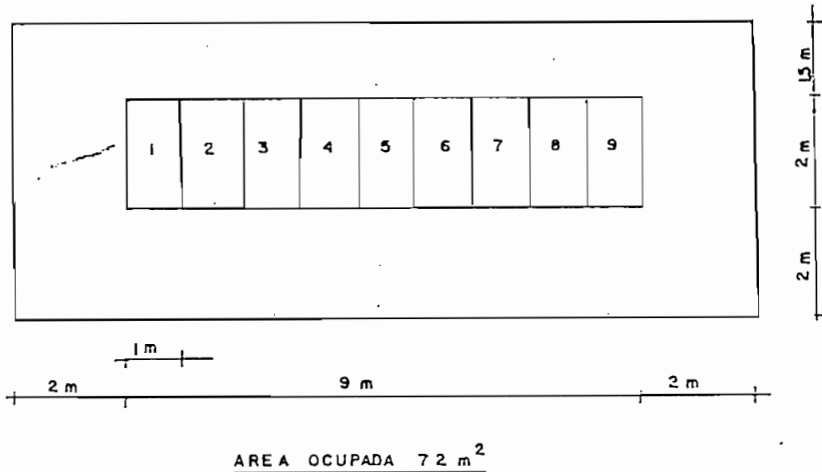


FIGURA 3.20

Se puede apreciar claramente el ahorro de espacio ocupado, el cual aumenta con voltaje mayores, ya que las distancias de aislamiento y seguridad para las subestaciones con equipo convencional, se hacen más grandes a medida que aumenta el voltaje, en cambio, como se dijo anteriormente el tamaño de los cubículos metal clad tiene muy poca variación, debido a las características de aislamiento con que son construidas las unidades.

Para generalizar el análisis y poder mostrar el ahorro de espacio que proporciona el uso de equipo metal-clad, se da a continuación en forma aproximada el área ocupada por posición de una subestación, para distintos tipos de esquemas de barras y diferentes voltajes de distribución.

Para posiciones con equipo metal clad, tomamos las dimensiones dadas anteriormente, para todos los niveles de voltaje de distribución; 1 m de ancho, 2 m de profundidad; entonces la área ocupada por posición con este equipo será:

Barra simple 2 m^2
Doble barra 4 m^2 (Back to Back)
Barra principal y transferencia 2 m^2
Interruptor y medio 6 m^2 por dos posiciones

El área ocupada por posición con equipo convencional es:

	Barra simple (m^2)	Barra Princ. y transfer: (m^2)	Doble Barra (m^2)	Interruptor y medio (2 posic) (m^2)
6Kv	2	20	27	40
10Kv	4	27	40	60
45Kv	11	67	92	130

3.3. EQUIPO DE UNA SUBESTACION CONVENCIONAL

Para poder realizar una evaluación técnica y económica de las alternativas para el equipamiento de subestaciones, se necesita el conocimiento de los equipos que forman cada alternativa. La descripción del equipo metal clad ya se lo ha hecho, por tanto en esta parte se hará una rápida descripción del equipo para subestaciones convencionales, a la vez que esta descripción servirá como comparación con el equipo blindado metal clad.

Una descripción más detallada del equipo que conforma una subestación de tipo convencional se las encuentra en las referencias Ref. 22 y Ref. 5.

De estos estudios se puede considerar que los componentes básicos de una subestación son:

- Transformador de fuerza
- Interruptor automático
- Seccionadores
- Barras
- Transformadores de potencial y de corriente.
- Paneles de protección, control y medición
- Pararrayos
- Sistema de puesta a tierra.

El transformador de fuerza está en los 2 tipos de sub estaciones, tanto en la tipo convencional como en las im plementadas con equipo metal clad por tanto su descripción es innecesaria para el objetivo de esta tesis.

3.3.1 INTERRUPTOR AUTOMÁTICO

El interruptor automático es un aparato destinado a conectar o desconectar bajo carga un circuito eléctrico, automáticamente al ser accionado por reles en condiciones de falla (sobrecarga, cortocircuito) o manualmente por voluntad del operador en condiciones normales (maniobra, - mantenimiento).

El medio extintor que utilizan los interruptores au tomáticos son: aire, aire comprimido, aceite, gas y el va cío. En general todos los tipos de interruptores funcio nan de tal manera de provocar una elevación rápida de la rigidez dieléctrica entre los contactos, lo cual se consi que bien por deionización a causa del enfriamiento y a la difusión electrónica o bien por introducción del líquido o gas aislante entre los contactos, arrastrando así los gases aún conductores de la columna de arco. En estos ca sos desempeña un papel importante la presión alrededor de los contactos, ya que la rigidez dieléctrica aumenta con la presión.

En las subestaciones de distribución convencionales, los tipos de interruptores exteriores más utilizados son: los de gran volumen de aceite, y los de volumen reducido de aceite. En menor medida los interruptores en vacío y los de aire comprimidos.

Los interruptores en SF₆ y los de aire comprimido para instalación a la interperie, en su mayoría son diseñados para niveles de voltaje mayores a los de distribución. Y los diseños para los niveles de distribución suelen ser de construcción modular para utilización en cubículos blindados.

Entonces tomando en cuenta lo dicho de los interruptores, podemos comparar las subestaciones convencionales con las implementaciones con equipo blindado metal clad anotándose que estas últimas tienen a su disposición una gama un poco más amplia de tipos de interruptores, que las subestaciones convencionales, ya que se tienen diseños de todos los tipos de interruptores para su implementación, incluidos los interruptores en aire (soplado magnético) que son solo para instalación interior, es decir no diseñados para subestaciones convencionales.

Los datos nominales de las subestaciones convencionales, generalmente están determinadas por las características nominales de los interruptores, y como se dijo los más comunes en subestaciones convencionales son los interrup-

tores en gran volumen y en volumen reducido de aceite. Los interruptores en gran volumen de aceite son diseñados para niveles de voltaje de distribución que van desde los 7 hasta los 72.5 Kilovoltios, con corrientes nominales de 600 a 1200 amperios. Mientras los niveles de voltaje nominales mas frecuentes para los interruptores en volumen reducido de aceite son de 38 y 72.5 kilovoltios con corrientes nominales de 1200 a 2000 amperios.

Información más detallada respecto a las especificaciones nominales de estos interruptores para instalación exterior se encuentra en las normas ANSI C 37.06 - 1979.

3.3.2 SECCIONADORES

Se les llama también desconectores o separadores y se utilizan para unir o separar de forma visible, diferentes componentes de una subestación, dejándolos sin voltaje, para poder trabajar en esos elementos sin peligro y con todas las garantías de seguridad. Así realiza funciones tales como: Dividir las barras colectoras, poner a tierra las líneas cuando se hace inspección de alguna parte de la instalación, proporcionar otro camino a la corriente cuando un interruptor esta averiado o en mantenimiento (BY PASS), etc.

La característica más importante de los seccionadores

es que sus maniobras de conexión y desconexión deben hacerse en vacío, es decir, no haya circulación de corriente. Aunque en determinadas circunstancias puede desconectar pequeñas cargas, tales como corrientes de vacío de pequeños transformadores de potencia.

Los seccionadores utilizados en las subestaciones tienen muy variadas formas constructivas, que dependen sobre todo de la tensión nominal de la instalación y en menor grado de la corriente que ha de atravesar el seccionador, del espacio disponible, de consideraciones económicas, - etc.

Existen algunos tipos de seccionadores que pueden ser clasificados así:

- seccionadores de cuchillas giratorias
- seccionadores de cuchillas deslizantes
- seccionadores de columnas giratorias
- Seccionadores de pantógrafo

Los seccionadores de cuchillas giratorias son los más utilizados para tensiones de distribución.

En los lugares angostos donde el desplazamiento lateral de las cuchillas no sería posible, se utilizan los seccionadores de cuchillas deslizantes. Los seccionadores -

de columna giratoria se utilizan para tensiones sobre los 30 Kv.

Los seccionadores de pantógrafo han sido creados para simplificar la concepción y realización de las subestaciones solo a la interperie, ya que disminuye la superficie requerida para la instalación de seccionadores.

En muchos casos resulta necesario interrumpir corrientes de carga e incluso de sobrecarga, pero la instalación de un interruptor resultaría muy caro, por lo que se recurre a dispositivos especiales denominados seccionadores de potencia, que son seccionadores reforzados, cuyos contactos pueden desconectar la carga nominal de la red. Naturalmente estos seccionadores no interrumpen corrientes de cortocircuito.

El accionamiento de los seccionadores puede ser: por palanca, por motor o por aire comprimido. La utilización de uno u otro tipo de accionamiento dependerá de las características y facilidades que presente la subestación.

3.3.3 BARRAS

Como se sabe es el elemento al cual llega o sale la corriente y por tanto la energía de los diferentes circuitos de la subestación. Los materiales con que se construyen estas barras son de aluminio o de cobre aunque también

se utilizan aleaciones de estos materiales. Se debe anotar que las barras son elementos que pueden ser rígidos o flexibles, y son diseñados de acuerdo a la corriente de circulación normal y a las corrientes de cortocircuito que de acuerdo al sistema deban soportar.

3.3.4 TRANSFORMADORES DE POTENCIAL Y DE CORRIENTE

Estos transformadores como ya se anotó al describir los elementos del equipo blindado metal-clad, tienen como función principal transformar la corriente y voltaje a valores adecuados para los relés y equipos de medida (protección y medición) aislándolos de los voltajes del sistema de potencia.

Los transformadores de corriente pueden clasificarse así:

Según su construcción:

- Robinado
- Barra pasante
- Ventana
- Bushing
- Núcleo partido

Según su conexión:

- Transformadores de un solo primario
- Transformadores de un solo secundario

- Transformadores de relación múltiple, de un solo secundario con derivaciones.
- Transformadores de enrollado secundario múltiple con bobinas y circuitos magnéticos independientes.

Los transformadores de potencial de acuerdo a su conexión se clasifican en:

- Transformadores de un solo secundario con tomas.
- Transformadores de doble secundario o secundario múltiple.

La misma función de los transformadores de potencial, lo realizan los divisores de potencial capacitivos, es decir pueden obtener una muestra de tensión proporcional a la tensión del sistema y al igual que los transformadores de potencial se los utiliza para fines de protección medida y control. Pero debido a que son menos precisos - que los transformadores de potencial, se recomienda su uso solo con fines de protección. Además son rentables - solo para altos voltajes.

3.3.5 PANELES DE PROTECCION, CONTROL Y MEDICION

El servicio de las instalaciones eléctricas tiene que estar siempre asegurado, por lo mismo, se reúnen todos los aparatos de protección, medición y control en un puesto cen

tral de mando. Los elementos necesarios para ello se colocan sobre pupitres o en armarios que constituyen los paneles de protección control y medición.

Los organos de mando, dispositivos de aviso de posiciones e instrumentos de medida que requieren una observación constante, se ordenan en un esquema sinóptico, que en los paneles de mando reproduce, esquemáticamente las líneas de la red y da una idea perfecta del estado de maniobra de la subestación.

Entre los aparatos que se colocan en los paneles se tienen los relés y los más utilizados son los relés de distancia, diferenciales y de sobrecorriente.

También se tienen en los paneles, amperímetro, voltímetros, vatímetros, aparatos para medir el factor de potencia, frecuencímetros, instrumentos registradores - que sirven para anotar gráficamente el curso temporal de las magnitudes de medida.

3.3.6 PARARRAYOS

La protección contra ondas viajeras originadas por descargas atmosféricas en las líneas que llegan a la subestación, o por sobrevoltajes de maniobras, se la hace me

dante el empleo de pararrayos.

Los pararrayos limitan el voltaje en el equipo protegido mediante la descarga o desviación de corrientes de impulso, evitando que las corrientes subsiguientes con corrientes de régimen fluyan a tierra.

Los pararrayos pueden clasificarse en dos grupos: - Tipo expulsión y tipo válvula. Los pararrayos tipo expulsión están constituidos por electrodos dentro de una cámara donde se confina y extingue el arco. Los pararrayos tipo válvula están constituidos por un resistor que debido a las características no lineales corriente-voltaje, limita el voltaje a través de los terminales del pararrayos durante el flujo de corriente de descarga. Los pararrayos de este tipo tienen las siguientes clases:

- Clase estación, rango entre 3Kv y 684 Kv.
- Clase intermedia, rango entre 3 Kv. y 120 Kv.
- Clase distribución, rango entre 1 Kv. y 75 Kv.

Otros elementos de las subestaciones convencionales, que dan protección contra descargas atmosféricas directas son: cables de guardia, mástiles y varillas de extensión, que dan un apantallamiento adecuado al equipo.

3.3.7 SISTEMA DE PUESTA A TIERRA

Una de las partes básicas en una subestación es indu-

dablemente el sistema de puesta a tierra, el cual desempeña un papel importante en cuanto a la seguridad del personal y del equipo instalado, ya que el momento de una falla la corriente hacia tierra produce gradientes de potencial que pueden ser muy peligrosos.

El propósito del sistema de tierra puede ser resumido brevemente en lo siguientes:

- Puesta a tierra para protección contra sobrevoltajes externos y de maniobra.
- El sistema de tierra estabiliza los potenciales del circuito con respecto a tierra y provee medios para un buen despeje de fallas a tierra.
- Puesta a tierra de las estructuras metálicas y equipos necesarios para dar seguridad al personal.

Una alta resistencia de tierra, con una gran corriente de falla pueden producir voltajes en la superficie del terreno, que pueden ser fatales para una persona que camine cerca del lugar de la falla. También pueden producir diferencias de potencial peligrosas entre estructuras y equipos puestos a tierra y las partes cercanas a la superficie. Por tanto, un buen sistema de tierra es aquel de baja resistencia y una adecuada capacidad de conducción de corriente a tierra, ya que para una adecuada protección contra sobrevoltajes, una baja resistencia es importante tal que las altas corrientes pasen rápidamente a tierra,

que de otra manera causaría daños en el equipo, en la aislación de las líneas y peligros al personal, además una buena puesta a tierra ayuda a la operación de réles para un rápido despeje de fallas a tierra.

3.3.8 OTROS ELEMENTOS

Existen otros elementos además de los señalados, que forman parte de las subestaciones; entre estos tenemos:

- Fusibles, los cuales sirven para proteger alimentadores y aparatos contra sobre corrientes.
- En la sala de control se tiene: ventiladores, calefacción, iluminación.
- En el patio de maniobras tenemos: compresores, ventiladores para transformadores, bombas de aceite, equipo para prueba, iluminación exterior etc., todo lo cual constituyen los servicios auxiliares.
- Los puentes de energía para los servicios auxiliares suelen ser: transformadores, que producen en su secundario voltajes del orden de los cientos de voltios; o baterías, que son utilizadas donde se necesitan fuentes de corriente independientes de la tensión del sistema. Las tensiones normalizadas para baterías son: 24, 60, 110 y 220 voltios, en instalaciones grandes se utiliza 220 v., en medianas 110 voltios y para mandos a distan

cias 60 v. Las baterías de 24 sirven para circuito de señalización.

- Distintos tipos de aisladores.
- Estructuras metálicas para implementar; pórticos, soportes, etc.
- Aparatos de comunicación con otras subestaciones o centrales.

3.4 ESQUEMAS DE BARRA DE LAS SUBESTACIONES CONVENCIONALES

Las características de un determinado sistema, así como la calidad de servicio exigida, conducen a adoptar esquemas de barra diferentes para las subestaciones. Así se tiene que los sistemas de interconexión de alta tensión que enlazan las centrales de producción con los centros de consumo, caracterizados por potencias de corto circuitos elevadas y por una absoluta continuidad de servicio, requiere que los esquemas de sus subestaciones reúnan las características de flexibilidad y seguridad además de mantenerse lo más económicas posibles.

Los sistemas de subtransmisión que llevan la energía a los sistemas de distribución, se caracterizan por una potencia de corto circuito limitada por la potencia de los grupos y de los transformadores que alimentan. Los esquemas de las subestaciones de esos sistemas exigen una segu

ridad menor que para los sistemas de interconexión.

Los sistemas de distribución alimentan a las subestaciones de entrega de energía al usuario, y en razón de su elevado número se eligen esquemas que conducen a construcciones lo más económicas posible, manteniéndose al mismo tiempo compatibles con la calidad de servicio exigida por los usuarios.

En todas las escalas es entonces conveniente realizar el mejor compromiso entre las exigencias de la técnica y el precio, teniendo en cuenta las limitaciones debidas al medio.

En la práctica se encuentra en las subestaciones esquemas en los cuales los interruptores automáticos están conectados en serie con los alimentadores del sistema (ej. Barra simple); y esquemas en los que los alimentadores se derivan entre dos interruptores automáticos (Ej. Interruptor y medio). A los primeros se les ha denominado esquemas clásicos y a los segundos, debido a sus orígenes, esquemas anglosajones (Ref. 21).

3.4.1 ESQUEMAS CLASICOS

Dentro de estos esquemas, tenemos los esquemas de un solo juego de barras (Barras simple) desde la cual se de-

rivan cierto número de alimentadores. Las maniobras de operación son sencillas. La seguridad de las subestaciones con este tipo de esquema depende de la seguridad que presente la barra, ya que una falla en esta deja fuera de servicio todas las alimentaciones.

Para resolver este problema se utiliza el fraccionamiento de la barra (Barra simple seccionada) en secciones ligadas entre sí por un seccionador o por un interruptor automático. En este caso una falla en la barra deja fuera de servicio solo a los alimentadores ligados a la sección fallada.

En general estos esquemas con una sola barra permiten construir subestaciones sencillas y económicas, utilizadas comúnmente en los sistemas de distribución.

Dentro de los esquemas clásicos se tiene también esquemas con varios juegos de barras. La conexión de estos juegos de barras mediante un interruptor de aconplamiento permite operar la subestación en forma efectiva, con las exigencias de flexibilidad y de seguridad requerida, al mismo tiempo que son sencillos de operar y relativamente económicos (Barra principal y transferencia).

3.4.2 ESQUEMAS ANGLO SAJONES

Estos esquemas se caracterizan como se dijo anterior-

mente, porque los alimentadores se derivan entre dos interruptores y están constituidos por conexiones que enlazan los interruptores entre sí.

Entre estos esquemas anglo sajones se tienen: Esquema de anillo, en los que las conexiones que enlazan los interruptores se cierran entre sí de tal modo de formar un anillo. Este esquema presenta gran seguridad.

Esquema doble barra - Doble interruptor, en los que se tienen dos barras conectadas por medio de dos interruptores montados en serie. En este esquema se logra un incremento en la seguridad, aunque las instalaciones resultan costosas.

Esquema interruptor y medio. Este esquema se ejecuta conectando dos barras por medio de tres interruptores automáticos, colocados en serie y las alimentaciones se derivan de las conexiones que enmarcan al interruptor central. Utilizados en las subestaciones de centrales eléctricas de gran potencia, o en lugares importantes donde la continuidad del servicio es primordial, aunque se tenga que hacer una mayor inversión económica.

Un estudio más detallado sobre los esquemas de subestaciones convencionales se han hecho en otras tesis de grado Ref. 19, Ref. 5.

CAPITULO IV

4. CRITERIOS DE EVALUACION ECONOMICA

Hasta aquí se ha venido anotando las características técnicas del equipo blindado metal clad que posibilitan su aplicación en las subestaciones de distribución. En esta parte se verán los distintos pasos que se dan para realizar una evaluación para obtener o no, la factibilidad económica de su aplicación.

Para realizar la evaluación se acostumbra discriminar los siguientes tipos de posiciones:

- a) Posición de línea P (L/T)
 - b) Posición de transformador P(XT)
 - c) Posición de transferencia o acoplamiento P(BY)
- (Ref. 1)

Para el caso del equipo blindado metal clad una posición constituirá la célula o unidad con todos los elementos que contiene, esto es: interruptor automático, instrumentos de medida, pararrayos, réles, etc. así como también la parte de la barra que viene incluida en la unidad.

4.1 COMPONENTES DE COSTO

El estudio económico considera los siguientes costos:

- Costo de equipo y materiales
- Costo de terreno y obras civiles
- Costo de potencia y energía.

4.1.2 COSTO DE EQUIPO Y MATERIALES

En estos costos se considera:

- Costo FOB del equipo y materiales
- Otros costos o costos adicionales por: Flete marítimo; nacionalización y transporte interno; equipo auxiliar; supervisión de montaje; ingeniería y administración; - montaje; impuestos y seguros.

4.1.3 COSTO DE TERRENO Y OBRAS CIVILES

Respecto a este costo hay que hacer una consideración ya que se debe tomar en cuenta que el costo de terrenos es distinto para los distintos lugares donde se colocaría la subestación, así como también precios especiales que obtienen las empresas eléctricas para comprar terrenos destinados a subestaciones. Caso concreto de la Empresa Eléctrica Quito, que tiene precios especiales por parte del Municipio para la adquisición de terrenos para la instalación de subestaciones. Por lo tanto, este rubro por considerarse solo como una variable dentro de la evaluación.

Específicamente este rubro contempla:

- Costo de terreno propiamente dicho.
- Costo de obras civiles, tales como movinientos de tierra y fundaciones.

4.1.4 COSTO DE POTENCIA Y ENERGIA

Con este costo se trata de determinar la incidencia económica de las interrupciones de servicio y por tanto el grado de confiabilidad de los esquemas. Para esto se tiene que encontrar el costo de potencia no cubierta y el de energía no servida. El primero en función del número de interrupciones y potencia interrumpida y el segundo en función del número y duración de las interrupciones y de la potencia comprometida.

Para evaluar el grado de confiabilidad tanto de una subestación convencional como de la subestación con equipo blindado metal clad, se utilizará el método usado en las referencias 5, 19, 24 de las que se ha extraído las tablas 4.2 y 4.3 con las que se puede obtener en número de averías (KT) y el tiempo de interupción (HT).

Estas tablas están dadas para subestaciones convencionales, por tanto se debe hacer algunas consideraciones para la aplicación con subestaciones blindadas.

TABLA N° 4.2
TIPOS DE AVERIAS EN ESQUEMAS CON UNA SOLA BARRA

TIPO DE AVERIA	PROBAB. OCURRENCIA AVERIA		NUMERO ANUAL DE AVERIAS		DURACION CADA AVERIA		TIEMPO TOTAL DE INTERRUPCION	
	DENOMINAC.	($\frac{AV.}{AÑO}$)	DENOMINAC.	VALOR	DENOMINAC.	VALOR (HORAS)	DENOMINAC.	VALOR (HORAS)
EN LA BARRA	P_1	0.02	G_1	$P_1 \times b \times \frac{P_1}{P_T}$	t_1	120	H_1	$G_1 \times t_1$
EN POSICIONES DE INTERRUPCION	GRAVE	P_{31}	$G_{31} (*)$	$P_{31} \times M (*) \times \frac{P_1}{P_T}$	t_{31}	360	$H_{31} (*)$	$G_{31} \times t_{31} \times \frac{P_2 (*)}{P_1}$
	LEVE	P_{32}	$G_{32} (*)$	$P_{32} \times M (*) \times \frac{P_1}{P_T}$	t_{32}	24	$H_{32} (*)$	$G_{32} (*) \times t_{32} \times \frac{P_2 (*)}{P_1}$
TOTAL		0.05	$G_3 (*)$	$G_{31} (*) + G_{32} (*)$			$H_3 (*)$	$H_{31} (*) + H_{32} (*) + 0.5 G_3 (*)$
T O T A L			K_T	$G_1 + G_3$			H_T	$H_1 + H_3$

b = NUMERO DE BARRAS

P_2 = POTENCIA ASOCIADA A LA POSICION DE INTERRUPCION

M = NUMERO DE POSICIONES DE INTERRUPCION

P_T = POTENCIA TOTAL DE LA SUBSTACION

P_1 = POTENCIA ASOCIADA A LA BARRA

HAY QUE TOMAR EN CUENTA LA POSICION DE INTERRUPCION, SI ES POSICION DE TRANSFORMADOR Ó DE ALIMENTACION.

EL ASTERISCO (*) SERA L ó A (SUBINDICES QUE INDICAN POSICION DE TRANSFORMADOR O DE ALIMENTACION).

TABLA N° 3

TIPOS DE AVERIAS EN ESQUEMAS CON VARIAS BARRAS

TIPO DE AVERIA	PROB. OCURRENCIA		NUMERO ANUAL AVERIAS		DURACION C/ AVERIA		TIEMPO TOTAL INTERRUCCION	
	AVERIA	VALOR (AVERIA/AÑO)	DENOM.	VALOR	DENOM.	VALOR (HORAS)	DENOM.	VALOR (HORAS)
EN BARRA PRINCIPAL	p 1	0.02	G 1	$\frac{1 \cdot P1}{PT}$	1 1	VALORES TABLA #1	H 1	$G1 \times 1 1$
EN BARRA DE TRANSFERENCIA	* p 2	0.02	G 2	$p2 \times b1 \times m \times M \times \frac{P1}{PT}$	1 2	48	H 2	$G2 \times 1 2$
	** p'2	0.0004	G'2	$p'2 \times b1 \times m' \times M \times \frac{P1}{PT}$	1'2	120	H'2	$G'2 \times 1'2$
TOTAL			G2T	$G2 + G'2$			H2T	$H2 + H'2$
EN UNA POSICION DE INTERRUCCION	p 3	0.07	G 3	$p3 \times M \times \frac{P1}{PT}$	1 3	0.5	H 3	$G3 \times 1 3$
SIMULTANEA EN POSICIONES DE INTERRUCCION	* p 4	0.0004	G 4	$p4 \times N \times \frac{P1}{PT}$	1 4	48	H 4	$G4 \times 1 4 \times \frac{P2}{P1} + 0.5 G4$
	** p'4	0.0002	G'4	$p'4 \times N' \times \frac{P1}{PT}$	1'4	360	H'4	$G'4 \times 1'4 \times \frac{P2}{P1} + 0.5 G4$
TOTAL			G4T	$G4 + G'4$			H4T	$H4 + H'4$
SIMULTANEAS EN BARRAS	p 5	0.0003	G 5	$p5 \times b1 \times \frac{P1}{PT}$	1 5	120	H 5	$G5 \times 1 5$
TOTAL			K T	$G1 + G2T + G3 + G4T + G5$			H T	$H1 + H2T + H3 + H4T + H5$

$N = M(M-1)$

$P1 = \text{POT. ASOCIADA A LA BARRA}$

$b1 = \text{Nº DE BARRAS DE TRANSFERENCIA}$

$N' = M-1$

$P2 = \text{POT. ASOCIADA A UNA POSICION}$

$b p = \text{Nº DE BARRAS PRINCIPALES}$

$PT = \text{POTENCIA TOTAL S/E}$

* MANTENIMIENTO POSICION DE INTERRUCCION
 ** REPARACION POSICION DE INTERRUCCION

$m = \frac{48}{8760} = 0.0055$

$M = \text{\# DE POS. DE INTERRUCCION}$

$m' = \frac{360}{8760} = 0.041$

Estas consideraciones que se refieren a la probabilidad de falla en subestaciones blindadas metal clad y al tiempo de duración de cada avería, se las ha hecho en base a datos proporcionados por ingenieros de la Empresa Eléctrica Quito, con experiencia en el uso del equipo blindado.

- La probabilidad de falla del equipo blindado metal clad se considera del 10 al 20 por ciento de la probabilidad de avería en las subestaciones convencionales.

Se justifica esta severación anotando que el blindaje metálico, así como también los pararrayos, dan una total protección contra fallas de tipo externo. Y si bien las fallas en los componentes internos del equipo, como: interruptor, transformadores de corriente, etc., no se puede eliminar, es decir tienen la misma probabilidad de falla que los componentes en la subestación convencional, una falla en uno de estos componentes suele ser confinada al compartimiento en el que se encuentra, debido a la característica del equipo blindado de dividir en compartimientos cada unidad modular blindada, lo que aumenta el grado de seguridad de las subestaciones conformadas con este equipo blindado. Se debe anotar que estudios técnicos y estadísticos demuestran que una gran parte de las fallas son de origen externo.

- La duración de una avería en las subestaciones con equipo blindado metal clad, se la ha considerado como un 50% mayor que el tiempo de duración de una avería en las subestaciones convencionales.

Esto se justifica ya que para la reparación de alguna unidad fallada, se tendrá que desmontar una o varias de las láminas metálicas que están conforrando la unidad blindada, y además por el espacio reducido en el interior de la unidad, se tiene que sacar o desmontar otros elementos no involucrados, para tener un completo acceso al sitio de la falla.

Para la evaluación del costo por interrupción del servicio, no se han determinado valores específicos de costos de potencia y energía, que se deban utilizar en los estudios. En todo caso se suele considerar que las interrupciones de servicio representan costos directos, sea a la empresa distribuidora de energía o a los abonados y en otros casos se consideran el costo social que le representa a la comunidad la interrupción del servicio.

De la referencia 24, se toma un cuadro que muestra los valores que se han utilizado en nuestro medio para las evaluaciones de costos de interrupciones de servicio.

TABLA 4.1

COSTOS DE POTENCIA Y ENERGIA

Referencia	A, B, C, D, E	F	G [*]
Costo de Potencia C_p [¢/Mw]	200	200	200
Costo de energía			
C_e S/MWh	14-200	100	500

A INECEL - IECO - ASINCA.- Funcionalidad de subestaciones, selección de esquemas - informe final anexo 1-1975
 Archivo diseño Paute y SNT - INECEL.

B ALTAMIRANO J.; Diseño subestación Roliche, Tesis de Grado EPN - 1975.

C) Enriquez P.; Estudio de confiabilidad para S/T del SNT CIER - Quito 1976.

D) ORJUELA V.; Análisis de confiabilidad de líneas de transmisión CIER 31-251 Marzo 1976 INECEL.

E) NEIRA M.; Confiabilidad de sistemas eléctricos - Tesis de Grado EPN 1977.

F) Terán E.; Selección y protección de esquemas de barra

de subestaciones de 230/138 Kv Tesis de grado EPN-1978.

- G) Mattson - Nuder; Simplified use or failure statistics for optimizing system and equipment design CIGRE 31-06-72.

4.2 ANALISIS ECONOMICO

Para poder escojer la alternativa mas conveniente, se realiza primeramente el cálculo de los costos mencionados, para obtener así el tipo de equipamiento mas económico.

4.2.1 COSTO ANUAL POR INTERRUPCION DE SERVICIO (Cai)

Una vez determinado el número de fallas (KT) y el tiempo de interrupción que ellas provocan (HT). (Tablas 4.2 y 4.3), se utiliza estos valores para determinar un costo anual de pérdidas por suspensión de servicio, que se lo representa de la siguiente manera.

$$Cai = KT \cdot Cpi \cdot Pt + HT \cdot Cei \cdot Pt \quad \text{Ec. 4.1}$$

Cpi = Costo por potencia interrumpida (#/Wh)

Cei = Costo por energía interrumpida, (#/MWh)

Pt = Potencia total de la subestación (MW)

4.2.2 COSTO ANUAL DE RECUPERACION DE CAPITAL (Carc)

Considera en primer lugar el costo de cada equipo, para luego hallar el costo total de la instalación (Ci).

Si el esquema de barra va ha ser equipado en forma progresiva, es decir si años después de la inversión inicial, se realiza nuevos equipamientos, los precios de los equipos deben estar afectados por el escalamiento de costos, esto se logra con el factor.

$$(1+i)^n \quad \text{Ec. 4.2}$$

i = escalamiento

n = año en que se instalan nuevas posiciones.

Luego se obtiene el valor presente del equipamiento futuro para el año de evaluación. Se emplea el factor de valor presente de las inversiones en años posteriores.

Ahora se puede obtener el costo anual uniforme equivalente debido al costo de la instalación (Ci), empleando el factor de recuperación del capital (F.R.C.)

$$\text{FRC} = \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \quad \text{Ec. 4.4}$$

i = tasa de interés considerado

n = anos de vida útil de la instalación

Entonces:

$$\text{CarC} = \text{Ci} \times \text{FRC} \quad \text{Ec. 4.5}$$

4.2.3 COSTO ANUAL TOTAL DE UN ESQUEMA (CAT)

Este valor sirve como base de comparación entre las alternativas, y la mejor de ellas será la que presente menor costo anual total y se calcula así:

$$\text{CAT} = \text{Cai} + \text{CarC} \quad \text{Ec. 4.6}$$

4.2.4 VALOR PRESENTE DE COSTO ANUAL

Otra manera de analizar los costos de las alternativas presentadas es analizando todos los costos en un solo año de referencia, para lo cual todos los costos anuales serán llevados al año de referencia mediante el siguiente factor de valor presente:

$$\text{F.Vp (Ca)} = \frac{(1+i)^n - 1}{i (1+i)^n} \quad \text{Ec. 4.7}$$

n = años de vida útil considerado

Así por ejemplo podemos obtener el valor presente del costo anual de interrupción con la siguiente fórmula.

$$\text{Vp(Cai)} = \text{F.Vp(Cai)} \times \text{Cai} \quad \text{Ec. 4.8}$$

CAPITULO V

5. EJEMPLO DE APLICACION EN UN SISTEMA DE DISTRIBUCION

En esta parte se hará un ejemplo demostrativo sobre la aplicación del equipo metal clad en una subestación del país, a la vez que se hará la comparación tanto técnica como económica, entre esta subestación implementada en la realidad con equipo convencional, y la implementada con equipo metal clad.

5.1 INFORMACION BASICA DEL SISTEMA

Dentro del programa de implementación de subestaciones para satisfacer la demanda de la ciudad de Ambato, la Empresa Eléctrica Ambato S.A. tiene previsto la construcción de algunas subestaciones, tales como: Atocha, Samanga, Montalvo, Puyo entre otras.

La Atocha es una subestación de 69/13.8 Kv. con una potencia de 10 MVA en su primera fase, y se prevé que entrará en operación este año (Ref. 26)

Para realizar la aplicación prevista en esta tesis se toma a la subestación Atocha como ejemplo.

La subestación Atocha en el lado de 13.8Kv. tiene u

na demanda de potencia a servir por la subestación Atocha, de 5,628 MW, y para 1990 se tendría una demanda aproximada de 9,971 MW, es decir que para ese año se estaría casi al tope de la capacidad de la subestación (10 MVA) con el equipamiento inicial. Es por esto que para 1990 se prevee la segunda fase de equipamiento que incluirá un transformador de 10 MVA y 2 alimentadores primarios adicionales. El diagrama unifilar de la configuración definitiva de la subestación Atocha se muestra en la Fig. 5.1 (REF 27)

Por tanto luego de las dos fases de equipamiento la subestación Atocha tendrá una potencia instalada de 20 MVA y de la barra del lado de 13.8 KV saldrán 8 alimentadores primarios. Cada uno de estos alimentadores servirán a los siguientes sectores de la ciudad de Ambato: Zona A, Zonal B, Atocha - BATAN 1 y 2 FICOA, QUISAPINCHA, ZONA 2A y MARTINEZ. (Ref. 26)

Para poder determinar las especificaciones técnicas de los equipos que componen la subestación, es necesario conocer algunos valores básicos para tal motivo, tales como los que se enuncian a continuación:

Según el estudio de cortocircuito en la barra de la subestación Atocha es de 7000 A, (en el año 1990) valor que ha servido para determinar las especificaciones técnicas de equipo.

- Para el año 1990 se tendrá una potencia de 20 MVA dada por los dos transformadores que se instalarán, a los que recargándoles un 20% nos darán la potencia total instalada para ese año, que es de 24 MVA. Aplicando la ecuación.

$$S = 3 \cdot V \cdot I$$

Dónde $V = 13.8 \text{ KV}$ se tiene que

$$I = 1004,08 \text{ A.}$$

Que es la corriente de máxima carga, que para efectos de determinación de las especificaciones técnicas del equipo, se toma como la corriente de régimen continuo:

5.2 EQUIPAMIENTO DE LAS SUBESTACIONES

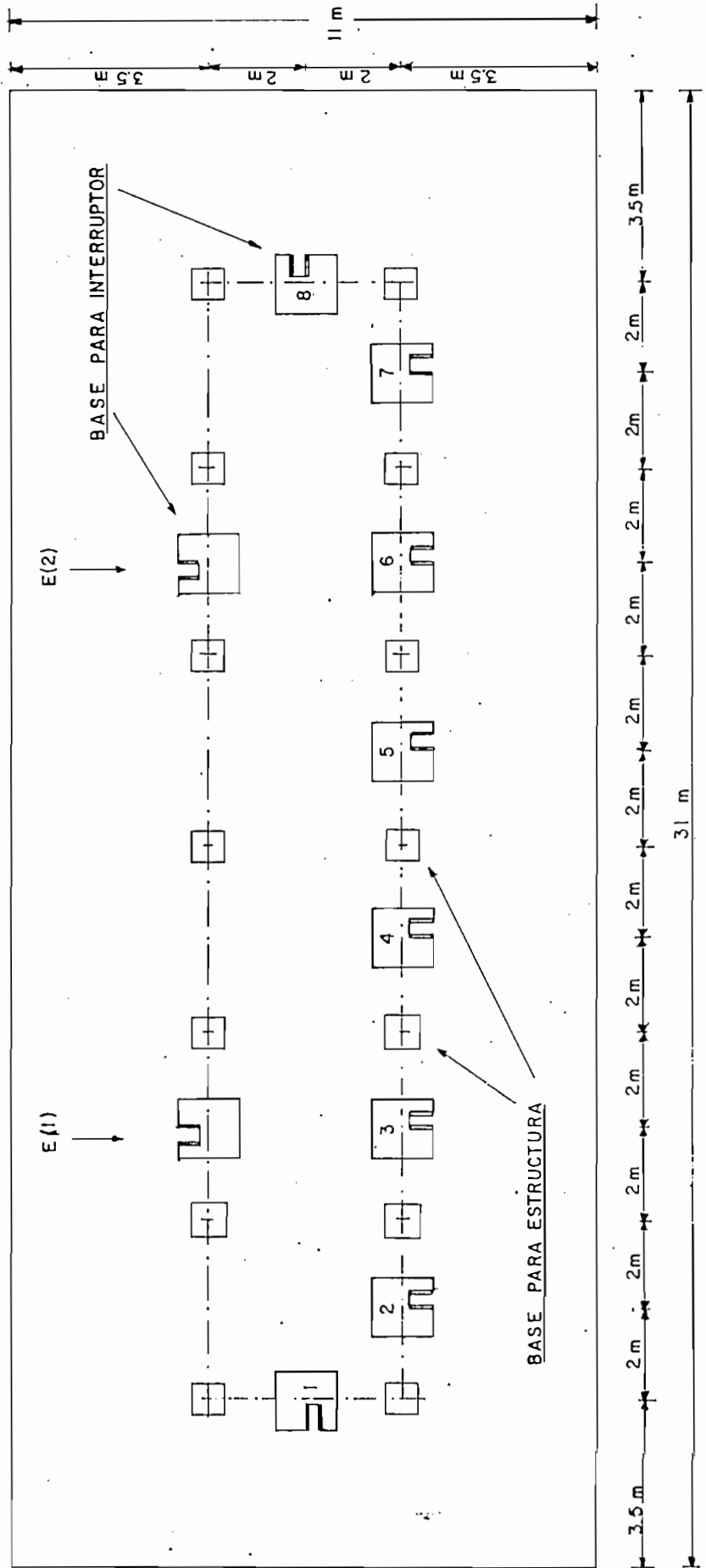
La subestación Atocha, como ya se dijo anteriormente, en el lado de 13.8 KV tiene un sistema de barra simple y comprende las siguientes posiciones: 3 posiciones de línea y 2 posiciones de transformador.

5.2.1 SUBESTACION CON EQUIPO CONVENCIONAL

El diagrama unifilar para equipar este tipo de subestación se muestra en la figura 5.1.

A continuación se describe las características de los principales equipos que se han escogido para implemen-

SUBESTACION A TOCHA - 13.8 KV
IMPLANTACION



AREA UTILIZADA 340 m²

FIGURA 5.1 (b)

tar la subestación Atocha tipo convencional.

5.2.1.1 INTERRUPTOR AUTOMATICO

El interruptor para la subestación convencional es un interruptor en vacío, apropiado para la instalación a la intemperie. El mecanismo de interrupción es de tipo solenoide, además tiene una cabina metálica incorporada al interruptor, para alojar el mecanismo de operación, y todos los terminales para los transformadores de corriente, alambrado de control, protección e indicación, además se incorpora todo el mecanismo necesario para el recierre, es decir para su funcionamiento como recloser.

Los interruptores poseen un transformador de corriente tipo Busshing de relación múltiple en cada uno de los seis terminales. Las características de estos transformadores de corriente se dan posteriormente.

Las características eléctricas de los interruptores automáticos son:

Voltaje normal	13.8 Kv
Voltaje máximo de diseño	15.5 KV
Número de polos	3
Frecuencia	60 Hz
Nivel de aislamiento a baja	

frecuencia (60Hz)	50 KV
Nivel básico de aislamiento (BIL)	110 KV
Corriente de régimen continuo	1200 A
Capacidad de interrupción simétrica	16 KA
Tiempo de interrupción	3 ciclos
Voltaje de control ,	125 V

5.2.1.2 SECCIONADORES

Los seccionadores son para instalación a la intemperie de ruptura en aire, unipolares, ruptura vertical, montaje vertical y adecuados para operación con pertiga aislada. Además consta de base para montaje en estructuras metálicas.

Las características eléctricas de estos seccionadores unipolares son:

Clase de aislamiento	15 KV.
Nivel básico de aislamiento (BIL)	110 KV
Corriente nominal continua	600 A
Corriente momentánea	20 KA
Voltaje de prueba a 60 Hz.	50 KV

5.2.1.3 PARARRAYOS

Los pararrayos son auto soportantes clase distribu-

ción para montaje al exterior en estructuras metálicas y en clima tropical.

Las características eléctricas son:

Tensión del sistema	13.8 KV
Tensión nominal del pararrayo	10 KV
Nivel de aislamiento (BIL)	110 KV
Conexión	Fase tierra

5.2.1.4 TRANSFORMADORES DE CORRIENTE

Los transformadores de corriente, que están en cada uno de los 6 terminales de los interruptores, son de tipo bushing de relación múltiple.

Las características eléctricas son:

Voltaje nominal	13.8 KV
Relación de transformación	1200:5
Tap de alambrado	500:5
Frecuencia	60 Hz
Nivel básico de aislamiento (BIL)	110 KV
Clase de precisión	10C200

Los transformadores destinados a medición tienen:

Designación del Burden (12.5VA)	B-0.5
Clase de precisión	1.2

5.2.1.5 TRANSFORMADORES DE POTENCIAL

Estos transformadores son de resina epóxica moldada, monofásicos aptos para instalarse a la intemperie en clima tropical. Operaran en conexión estrella-Estrella con neutros a tierra y tienen las características siguientes:

Clase de aislamiento	15 KV
Tensión primaria entre líneas	13.8 KV
Voltaje nominal fase tierra	13.8/ 3 KV
Frecuencia	60 Hz
Número de bobinados secundarios	1
Voltaje secundario	115 voltios
Designación de la carga ANSI	Y (75 VA)
Relación de transformación	70:1
Clase de precisión	1.2
Nivel básico de aislamiento (BIL)	110 KV

5.2.1.6 BARRAS

Las barras son de conductor de ACSR de 477 MCM, un conductor por fase.

5.2.1.7 AISLADORES Y ACCESORIOS

Los aisladores para sostener los conductores de la barra y de los alimentadores son de porcelana procesada en húmedo, de alta densidad y sus partes metálicas son de

material no ferroso. Los accesorios para formar las cadenas de retención estan sujetos a las normas NEMA, son de hierro galvanizado con una resistencia mínima a la rotura de 4500 Kq.

5.2.2 SUBESTACION CON EQUIPO BLINDADO METAL CLAD

Para implementar el esquema propuesto para la subestación Atocha mediante la utilización del equipo blindado metal clad, se emplea un diseño de este equipo utiliza interruptores en vacío, los cuales son de tamaño muy reducido, lo que da lugar a espacios adicionales para la ubicación de otro interruptor, o de transformadores de potencial o como en el caso que ahora se utilizará, para la colocación de un seccionador By-Pass. Aunque hay otra alternativa la cual también se analizará, que es la sustitución de los By-pass por una unidad de reserva.

Las unidades tienen una altura de 2.4m, 0,92m de ancho y 2.3m de profundidad y son para instalación interior. Para instalación en el exterior, es el mismo equipo básico para el interior, pero adecuado convenientemente con puertas y techos a prueba de agua.

Las unidades estarán una junto a otra conectadas eléctrica y mecánicamente para formar la instalación de seccionamiento y maniobra. Todas las unidades están provistas

de aperturas para ventilación tanto en las puertas frontales como en la parte posterior. Estas aperturas están equipadas con guardapolvos para evitar que la suciedad entre a la unidad.

Las láminas metálicas con que se forman cada unidad son de acero de alta resistencia a la tensión, cubiertas de zinc plateado, pintura gris y lacado con nitrocelulosa secada al aire, además las unidades destinadas a instalación exterior tienen una capa con un compuesto resistente a la corrosión.

En general las características eléctricas de la instalación serán:

Voltaje nominal	13.8 KV
Máximo voltaje de operación	15 Kv
Corriente nominal de régimen continuo	1200 A
Capacidad nominal de cortocircuito	500 MVA
Frecuencia nominal	60 Hz
Nivel de aislamiento a onda de impulso	95 Kv
Nivel de aislamiento a 60Hz	36Kv

5.2.2.1 INTERRUPTOR AUTOMÁTICO

El interruptor utilizado es un interruptor en vacío, que presenta beneficios tales como bajo mantenimiento, y el tamaño y el peso reducidos.

Cada interruptor con sus respectivos mecanismos de operación, está sobre una plataforma rodante que se mueve en unas rieles que alinean correctamente al interruptor. Este movimiento entre la posición conectada y desconectada se la realiza con un mecanismo de gato mecánico.

El mecanismo de operación es eléctrico para cierre y disparo con corriente continua.

Las características eléctricas son:

Voltaje nominal	13,8 Kv
Máximo voltaje de diseño	15 Kv
Mínimo voltaje de diseño	11.5 Kv
Número de polos	3
Frecuencia	60 Hz
Nivel de aislamiento a 60 Hz	36 Kv
Nivel básico de aislamiento (BIL)	95 Kv
Corriente nominal de régimen continuo	1200 A
Corriente nominal de corto circuito	18 KA
Capacidad máxima de interrupción	23 KA

Corriente de corta duración (3seg.)	23 KA
Tiempo nominal de interrupción	5 ciclos
Tiempo permisible de retardo del disparo	2 seg.
Peso del interruptor	550 libras
Voltaje nominal de control	125 Vdc

5.2.2.2 SECCIONADOR

Las funciones de seccionador By-Pass, en este caso van a ser realizadas por un elemento removible similar al interruptor automático, pero sin sus mecanismos para cierre y disparo; es decir este seccionador si tuado en la parte inferior de la unidad, sera llevado manualmente sobre su plataforma rodante hacia la posición conectada o desconectada. Además tiene el mecanismo de interbloqueo con el interruptor automático respectivo.

Las características eléctricas son:

Voltaje nominal	13.8 KV
Máximo voltaje de diseño	15 Kv
Nivel básico de aislamiento	95 Kv
Voltaje de prueba a 60Hz	36 Kv.
Corriente nominal de régimen continuo	1200 A
Corriente momentánea	37 KA.
Número de polos	3
Operación	manual

5.2.2.3 PARARRAYOS

Los pararrayos son clase distribución, con carcasa de porcelana e irán situados en el compartimiento de entrada de cables y tiene las siguientes características.

Voltaje nominal del sistema (Linea-tierra)	13.8/ $\sqrt{3}$ Kv
Máximo voltaje de operación (Linea tierra)	15/ $\sqrt{3}$ Kv
Voltaje nominal de pararrayo	10 Kv
Máximo voltaje de encendido frente a onda segun ANSI	32 Kv.
Pendiente de la onda de voltaje de prueba para el voltaje de descarga de frente de onda	93.3 Kv/us
Máximo voltaje de descarga con una onda de 8x20 us con una corriente de impulso de:	
5KA	39 Kv
10 KA	43 Kv
20 KA	47.5 KV
Conexión	Fase a tierra

5.2.2.4 TRANSFORMADORES DE CORRIENTE

Estos transformadores son de tipo anular, y están montados en los contactos fijos de acoplamiento, existiendo espacio para cuatro transformadores por fase. Son accesibles desde la parte frontal de la unidad a través del compartimiento del interruptor automático.

Los transformadores son de resina moldeada a alta presión de modo que envuelve totalmente al núcleo y bobinas.

Voltaje nominal	13.8 Kv
Máximo voltaje de diseño	15 Kv
Relación de transformación	1200/600:5
Frecuencia	60 Hz
Nivel de aislamiento a onda de impulso	110 Kv
Nivel de aislamiento a 60 Hz	34 Kv
Clase de precisión	C200/C100
Paramedición: Burden	P-0.5 (P-5BA)
Precisión	0.3

5.2.2.5 TRANSFORMADORES DE POTENCIAL

Este transformador es de resina-epoxy para instalación en interior. se ubica junto con sus fusibles en el compartimiento delantero, bajo el del interruptor, sobre una plataforma rodante, lo que hace un elemento removible.

La bobina del primario, esta devanado, y fundido en resina epoxy, y el secundario se encuentra en el interior del primario junto al núcleo.

Las características eléctricas son:

Tensión nominal	13.8 Kv
Clase de aislamiento	14.4 Kv
Relación de transformación	120:1
Voltaje secundario	120 V
Designación de la carga ANSI	(75 VA)
Precisión	0,3
Nivel básico de aislamiento	110 Kv
Devanados secundarios	1
Frecuencia	60 Hz

5.2.2.6 BARRAS

La barra principal esta completamente encerrada por barreras metálicas puestas a tierra. Las barras son de sección rectangular colocadas de filo, y cuyo compartimiento esta en el centro de la unidad. Ver figura 5.2 (b).

Todas las uniones con la barra principal estan cubiertas con pintura plateada y utilizan por lo menos 2 pernos de media pulgada, cubierto de una capa de zinc plateado. Además todas las uniones estan aisladas con tapas de vinyl preformados. Otras características de la barra son:

Voltaje nominal	13.8 Kv
Máximo voltaje de operación	15 Kv
Sección transversal	1/4 pulg. x 6 pulg.

Corriente nominal de régimen continuo	1200 A
Material del conductor	Aleación de aluminio #6101 (ASTM B317)
Material de la envoltura aislante	Capa de poxy fluidizada
Soportes de la barra (15Kv)	Porcelana
Corriente momentánea	80 KA

5.2.2.7 BARRA DE TIERRA

La barra de tierra se extiende a todo lo largo de la instalación. La barra es de cobre y tiene una sección transversal de 1/4 pulg. x 2 pulg. Tiene conexiones con todos los contactos de tierra de cada interruptor en el compartimiento de cables.

Todas las uniones estan plateadas y son hechas por lo menos con dos pernos de acero de 3/8 de pulg. cubierto con zinc plateado.

La conexión con el sistema de tierra de la subestación, se hace con uniones en puntos localizados a los dos extremos de la instalación.

5.2.2.8 TABLERO DE CONTROL

El tablero de control, constituyen todos los aparatos de protección, instrumentación y control que están monta-

dos en las puertas frontales de la unidad. Estos aparatos son: relés, medidores, instrumentos, switches de control y luces de indicación.

El alambrado para estos circuitos secundarios de control se lo realiza con conductor de cobre # 14 extra flexible de 600 voltios nominales.

Cuando el cableado de control tiene que pasar hacia los compartimientos primarios, lo hacen encerrados en un ducto metálico puesto a tierra.

Los cables de potencia pueden penetrar a la unidad sea por la parte superior o por la parte inferior de la unidad, hasta el compartimiento de cables en la parte posterior, a través de terminales de cable o conos de esfuerzos diseñados para albergar hasta dos cables 750'IC'1 por fase.

5.2.2.9 UNIDAD STANDARD

Las unidades blindadas metal clad son diseñadas en forma estandar de acuerdo al tipo de función que van ha desempeñar. Es decir vienen formando un paquete, con un costo dado, que incluyen aparatos que irán a formar parte del esquema de la estación; pero dan también la facilidad de equipar la unidad con elementos opcionales que completen dicho esquema.

En nuestro caso se tiene, según el diagrama unifilar de la Fig. 5.1, dos posiciones, la del transformador, y la del alimentador que en estas unidades metal clad incluye el by-pass.

El equipo que viene incluido en estas unidades son:

a) Posición de transformador	(#)
- Interruptor automático	1
- Barra trifásica	1
- Relés de sobrecorriente	3
- Transformadores de corriente	6
- Switch para control del interruptor (CS)	1
- Bloque de fusibles, cierre interruptor	1
- Bloque de fusibles, disparo interruptor	1
- Amperímetro (AI)	1
- Switch de transferencia del amperímetro (SA)	1
- Lámparas de indicación (abierto cerrado)	2
- Voltímetro (VI)	1
- Switch de transferencia del voltímetro (SV)	1
- Transformadores de potencial con sus fusibles	2

(REF 1B)

En la figura 5.2 se muestra un esquema de este equipo.

b) Posición de alimentador	(cantidad)
- Interruptor automático	1
- Barra trifásica	1
- Relés de sobrecorriente	3
- Transformadores de corriente	6
- Switch de control del interruptor (SC)	1
- Lámparas de indicación (abierto cerrado)	2
- Bloques de fusibles cierre interruptor	1
- Bloque de fusibles-disparo interruptor	1
- Amperímetro	1
- Switch de transferencia del amperímetro	1

(REF 18)

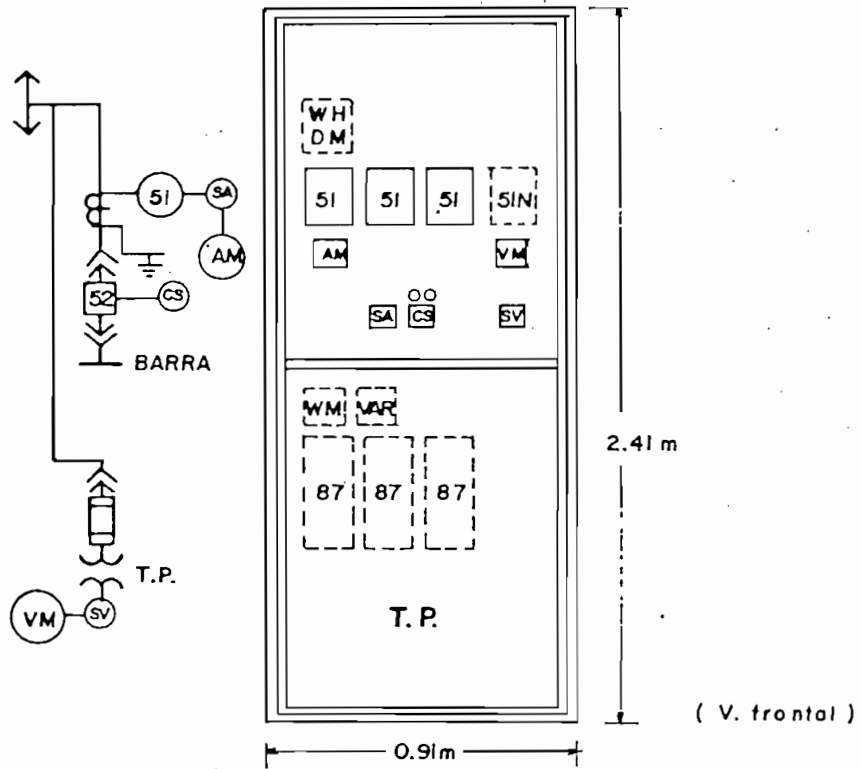
El esquema de este equipo se encuentra en la figura 5.3

5.3 CALCULO DEL NUMERO ANUAL DE AVERIAS (NT) y EL TIEMPO TOTAL DE INTERRUPCION (IT)

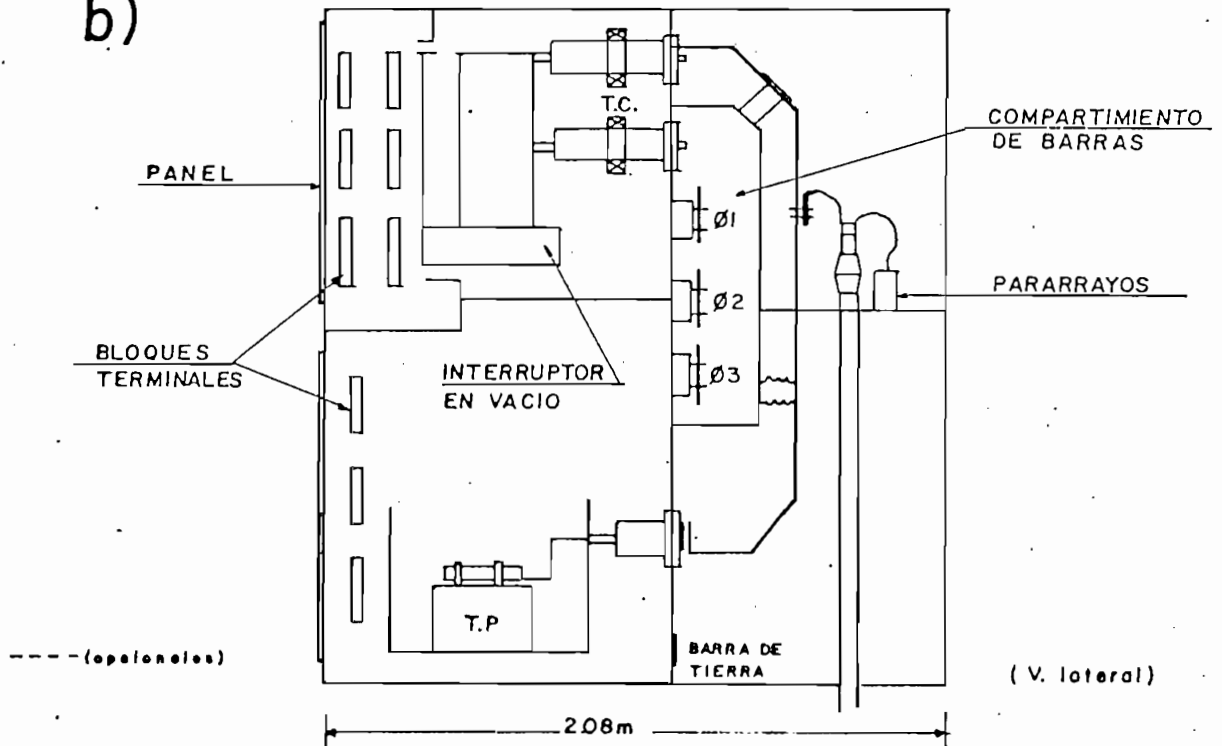
Para esto utilizamos las fórmulas dadas en la tabla

4.2.

a)

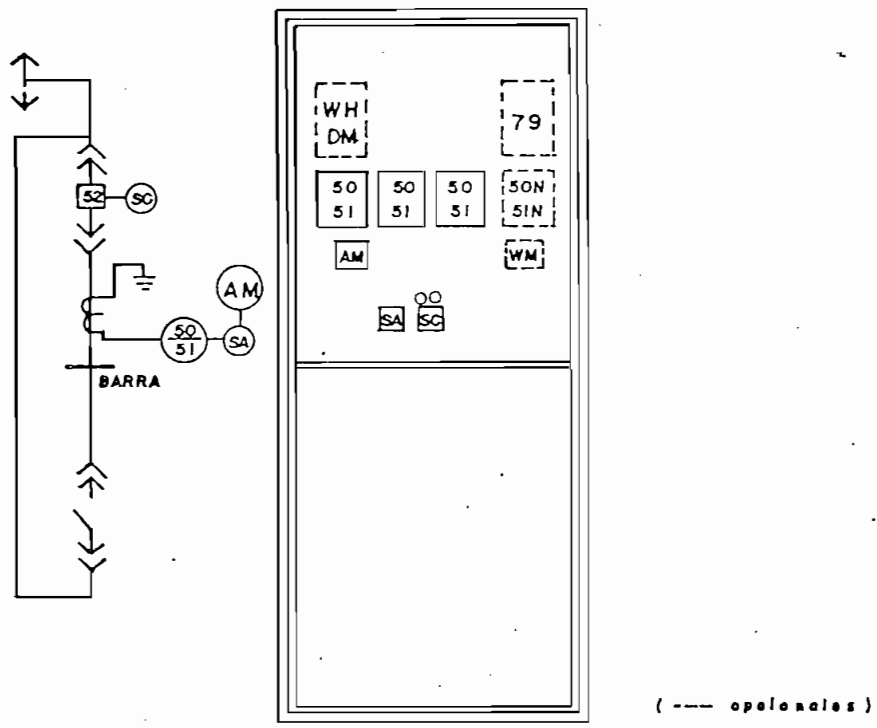


b)



UNIDAD STANDARD - POSICION TRANSFORMADOR

FIGURA 5.2



UNIDAD STANDARD ALIMENTADOR CON BY-PASS

FIGURA 5.3

5.3.1 SUBESTACION CONVENCIONAL (BARRA SIMPLE)

Para este caso se tiene

b = 1 P1 = 1 Pr = 1 N(L) = 2 N(A)=8 P2(L)= 1/2

P2(A)= 1/8

G1 = 0.02 x 1 x $\frac{1}{1}$ = 0.02 H1 = 0.02x120 = 2.4

G3L = G31L + G32L = 0.02x 2x $\frac{1}{1}$ + 0.05x2x $\frac{1}{1}$ = 0.14

G3A = G31A + G32A = 0.02 x 8 x $\frac{1}{1}$ + 0.05 x 8 x $\frac{1}{1}$ = 0.56

G3 = 0.14 + 0,56 = 0.7

KT = G1 + G3 = 0,72 Averias/año

H3L = H31L + H32L =

= 0,04 x 360 x 1/2 + 0,1 x 24 x 1/2 + 0,5 x 0,14 = 8.47

H3A = H31A + H32A

= 0,16 x 360 x 1/8 + 0,4 x 24 x 1/8 + 0,5 x 0,56 = 8.68

H3 = H3L + H3A = 8,47 + 8.68 = 17.15

Ht = H1+H3 = 19,55 Hrs/año

5.3.2 SUBESTACION CON EQUIPO METAL CLAD

Para este caso y tomando en cuenta lo anotado en 4.1.4 se tiene que:

b = 1 P1 = 1 PT = 1 N(L) = 2 N(A)=8 P2(L)=1/2

P2(A)=1/8

t(MC)= 1.5 t (convencional)

Se hará el cálculo para una probabilidad de falla del equipo metal clad del 10,15, 20 por ciento de la probabilidad de falla de la subestación convencional.

a) $p(\text{MC}) = 0,10$ (convencional)

$G1 = 0,002$	$H1 = 0,36$
$G3L = 0,014$	$H3L = 1,2705$
$G3A = 0,056$	$H3A = 1,302$
$G3 = 0,07$	$H3 = 2,5725$
$KT = 0,072$ AVERIAS/año	$HT = 2,9325$ Hrs./año

b) $p(\text{MC}) = 0,15$ p (convencional)

$G1 = 0,003$	$H1 = 0,54$
$G3L = 0,021$	$H3L = 1,9057$
$G3A = 0,084$	$H3A = 1,953$
$G3 = 0,105$	$H3 = 3,8587$
$KT = 0,108$ AVE/año	$HT = 4,3987$ Hrs/año

c) $p(\text{MC}) = 0,2$ p (convencional)

$G1 = 0,004$	$H1 = 0,72$
$G3L = 0,028$	$H3L = 2,541$
$G3A = 0,112$	$H3A = 2,604$
$G3 = 0,14$	$H3 = 5,145$
$KT = 0,144$ AVE/año	$HT = 5,865$ Hrs/año

Resumiendo se tiene:

TABLA 5.1

	KT (AVERIAS/AÑO)	HT (Hrs. interrup/año)
CONVENCIONAL	0,72	19,55
BLINDADA METAL CLAD (p=10%)	0,072	2,9325
(p=15%)	0,108	4,3987
(p=20%)	0,144	5,865

En esta tabla se ve los valores que demuestran la alta confiabilidad de las subestaciones con equipo blindado metal clad respecto a las subestaciones convencionales.

5.4 ESTUDIO ECONOMICO

El estudio económico para los dos tipos de subestaciones que se están tratando, se lo hará con un estudio por posición para dar facilidad y claridad al procedimiento.

En este análisis económico se seguirá el procedimiento que describe el capítulo IV, en el cual se anotan los componentes de costo que intervienen en el análisis, para el cual se hacen las siguientes consideraciones; La inversión inicial se la hace en 1984, con el objeto que la subestación entre en operación en 1985. La segunda inversión que se la hace en 1990 para implementar las 3 posi-

ciones restantes, se la realiza suponiendo una inversión a moneda constante, es decir no consideramos escalamiento de precios del equipo.

Además se considera que el equipo tiene una vida útil de 30 años y que trabaja a su factor de potencia de 0.95.

Los costos de equipos y materiales de la subestación se los considera en dos partes:

- Costos FOB de los equipos y materiales
- Otros costos o costos adicionales que se los toma como porcentaje de los costos FOB, así tenemos que: flete marítimo (15%), nacionalización y transporte interno (10%); equipo auxiliar (8%); supervisión de montaje (5%); Ingeniería y administración (20%); impuestos y seguros (15%), (Ref. 5) El costo de montaje será un valor que se lo obtendrá tomando en cuenta los costos que se cobran comúnmente en las subestaciones del país.

5.4.1 ESTUDIO ECONOMICO PARA LA SUBESTACION TIPO CONVENCIONAL

En el siguiente cuadro se muestra los costos por posición para este tipo de subestación. Los precios de los equipos son tomados de las referencias 28, 29, 30, 31.

TABLA 5.2
SUBESTACION CONVENCIONAL (% US)

DESCRIPCION	POSICION DE LINEA			POSICION DE TRANSFORMADOR		
	CANT.	UNIT.	TOTAL	CANT.	UNIT.	TOTAL
Interrupor au tomático	1	42.000	42.000	1	42.000	42.000
Seleccionador uni unipolar	6	400	2.400	3	400	1.200
Seccionador By-Pass	3	450	1.350	-	-	-
Pararrayos	3	150	450	3	150	450
Tablero de Control	1	9.000	9.000	1	9.000	9.000
Transformador de potencial	-	-	-	3	2.500	7.500
Sub Total FOB			55.200			60.200
<u>Otros costos</u>						
Flete marítimo			8.280			9.030
Nacionalizac. y transporte inter.			5.520			6.020
Equipo auxiliar			4.416			4.816
Supervisión de montaje			2.760			3.010
Ingeniería y Administración			11.040			12.040

Impuestos y		
Seguros	8.230	9.030
Montaje	1.500	1.500
SubTotal Otros Costos	41.800	45.500
<hr/>		
TOTAL	97.000	105.700
<hr/>		

RESUMEN

COSTOS (S US)	FOB	O.C.	TOTAL
P(L)	55.200	41.800	97.000
P(TX)	60.200	45.500	105.700
Inversión que se hace en 1984:			
6P(L)	331.200	250.800	582.000
1P(TX)	60.200	45.500	105.700
			INVERSION 1984 687.700 US

En 1990 se implementa:

2P(L)	110.400	83.600	194.000
1P(TX)	60.200	45.500	105.700
			INVERSION EN 1990 299.700 US

5.4.1.1 COSTO ANUAL DE INTERRUCCION (Cai)

Para realizar el cálculo de este costo se escoge los valores $C_{Pi} = 200 \text{ S US/MW}$ y $C_{ei} = 100 \text{ S US/MW}$, que son utilizados en las referencias 5, 19, 24, 25.

La potencia de la subestación es $P = 20 \text{ MW} \times 0.85 = 17 \text{ MW}$
Tomando los valores de HT y KT para la subestación conven

TABLA 5.3

I (%)	Vp (1990) ①	Vp.eqymat ②	Carc. ③	C A T ④	Vp (Cal) ⑤	Vp.Eq.mat, interrup. ⑥
5	223.700	912.000	59.300	96.000	553.700	1'466.000
10	169.200	857.000	90.900	127.000	339.400	1'197.000
15	129.600	818.000	124.600	161.000	236.400	1'055.000
20	100.400	788.000	158.300	195.000	179.300	968.000
25	79.800	768.000	192.300	229.000	143.800	912.000

- ① VALOR PRESENTE DE LA INVERSION HECHA EN 1990. Ec 4.3 ; n = 6
- ② VALOR PRESENTE DE EQUIPOS Y MATERIALES. INVERSION EN 1984 * ①
- ③ COSTO ANUAL DE RECUPERACION. Ec. 4.5 ; n = 30
- ④ COSTO ANUAL TOTAL. Ec = 4.6
- ⑤ VALOR PRESENTE COSTO ANUAL DE INTERRUCCION. Ec. 4.8 ; n=30
- ⑥ VALOR PRESENTE DE EQUIPOS , MATERIALES Y COSTOS DE INTERRUCCION. ② + ⑤

cional resumidos en la Tabla 5.1 se tiene que:

$$\begin{aligned} \text{Cai} &= \text{KT.Cpi.P} + \text{HT} \cdot \text{Cei} \cdot \text{P} \\ &= 0.72 + 200 \times 17 + 19.55 \times 100 \times 17 \\ \text{Cai} &= \underline{\underline{\text{S } 36.000}} \end{aligned}$$

En la siguiente tabla 5.3 se resumen los resultados de los cálculos de los diferentes costos descritos en la sección 4.2 para la realización del análisis económico.

5.4.2 ESTUDIO ECONOMICO PARA LA SUBESTACION CON EQUIPO BLINDADO METAL CLAD (INTERIOR)

En el siguiente cuadro se muestra los costos por posición, la cual va a estar constituida por la unidad estandar descrita en la parte 5.2.2.9, a la cual se añadirán unos pocos elementos para completar el esquema que se tiene en el diagrama unifilar (Fig. 5.1). Precios tomados de la Referencia 32.

TABLA 5.4

SUBESTACION CON EQUIPO BLINDADO METAL CLAD (S US)

<u>DESCRIPCION</u>	<u>METAL CLAD (S US)</u>					
	<u>POSICION DE LINEA</u>			<u>POSICION DE TRANSF.</u>		
	CANT.	UNIT.	TOTAL	CANT.	UNIT.	TOTAL
Unidad Standard	1	65.500	65.500	1	64.700	64.700
Elemento Removible (By Pass)	1	4.500	4.500	-	-	-
Pararrayos	3	552	1.657	3	552	1.657
Sub-Total FOB			72.000			66.400
<u>OTROS COSTOS</u>						
Flete Marítimo			10.900			9.960
Nacionalización y Transporte Interno			7.200			6.640
Supervisión de Montaje			3.600			3.320
Ingeniería y Administración			14.400			13.290
Montaje			1.900			1.800
Impuestos y Seguros			10.800			9.960
Sub-Total Otros Costos			48.600			45.000
TOTAL			120.600			111.400

RESUMEN

COSTOS	FOR	O.C.	TOTAL
P(L)	72.000	48.600	120.600
P(XT)	66.400	45.000	111.400

Inversión que se hace en 1984:

6P(L)	432.000	291.600	732.600
1P(XT)	66.400	45.000	111.400
Inversión 1984 \$			<u>835.000</u>

En 1990 se implementa:

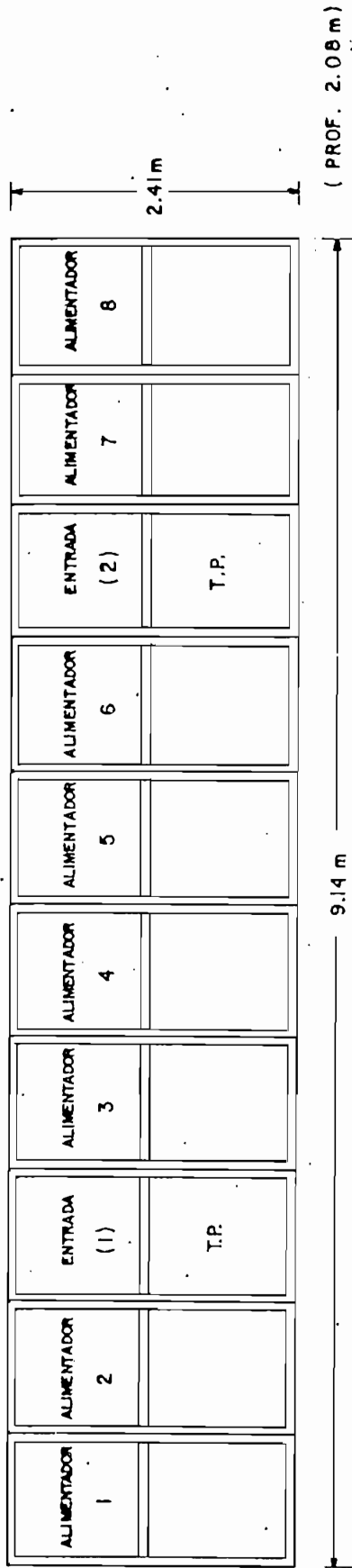
2P(L)	144.000	97.200	241.200
1P(XT)	66.400	45.000	111.400
Inversión 1990 \$			<u>352.600</u>

5.4.2.1 COSTO ANUAL DE INTERRUPCION (Cai)

Se hace las mismas consideraciones señaladas en el punto 5.4.1.1, pero ahora con los valores de KT y HT para una probabilidad de falla del equipo metal clad, igual al 10% de la probabilidad de falla del equipo convencional.

$$\begin{aligned}
 Cai &= KT \cdot Cpi \cdot P + HT \cdot Cei \cdot P \\
 &= 0,072 \times 200 \times 17 + 2,9325 \times 100 \times 17 \\
 \underline{Cai} &= 5226
 \end{aligned}$$

SUBESTACION ATOCHA - 13.8 KV CON EQUIPO BLINDADO METAL CLAD

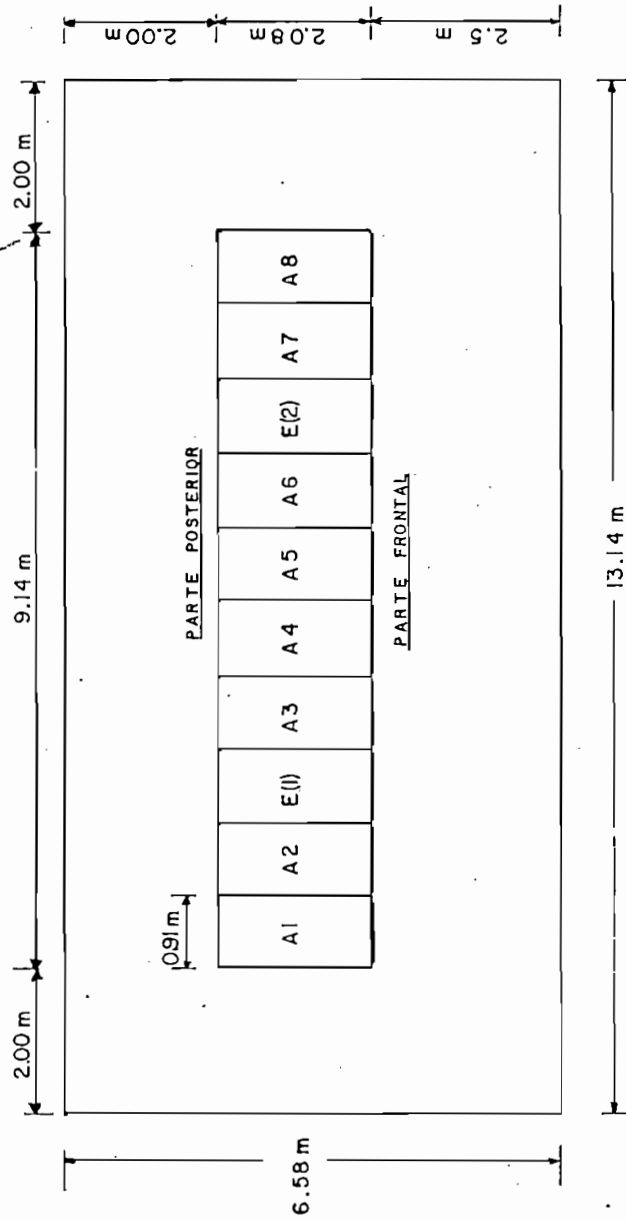


VISTA FRONTAL

FIGURA 5.4(a)

SUBESTACION ATOCHA - 13.8 KV CON EQUIPO BLINDADO METAL CLAD

IMPLANTACION



AREA UTILIZADA \approx 84 m²

FIGURA 5.4 (b)

En la tabla 5.5 estan los resultados de los cálculos, de los costos descritos en la seccion 4.2, para poder realizar el análisis económico.

En la tabla 5.6 y 5.7 se muestra una comparación de costos, entre la subestación con equipo convencional y la conformada con equipo blindado metal clad interior, para distintos costos de terreno y obras civiles, y distintas tasas de interés.

TABLA 5.5

i (%)	Vp (1990) ①	Vp eq.y mat. ②	Carc ③	C A T ④	Vp Cai ⑤	Vp. Eq. mat, interrup. ⑥
5	263.100	1'098.100	71.400	76.700	80.376	1'179.000
10	199.000	1'034.000	109.600	114.900	49.266	1'084.000
15	152.400	987.400	150.400	155.700	34.314	1'022.000
20	118.100	953.100	191.400	196.700	25.974	980.000
25	92.800	927.800	232.300	237.600	20.877	949.000

- ① VALOR PRESENTE DE LA INVERSION HECHA EN 1990. Ec 4.3; n= 6
- ② VALOR PRESENTE DE EQUIPOS Y MATERIALES. INVERSION EN 1984 + ①
- ③ COSTO ANUAL DE RECUPERACION. Ec. 4.5; n= 30
- ④ COSTO ANUAL TOTAL. Ec= 4.6
- ⑤ VALOR PRESENTE COSTO ANUAL DE INTERRUPCION. Ec. 4.8; n=30
- ⑥ VALOR PRESENTE DE EQUIPOS, MATERIALES Y COSTOS DE INTERRUPCION. ② + ⑤

VALOR PRESESENTE DE COSTOS DE EQUIPOS, TERRENOS Y OBRAS CIVILES (8 US)

CONVENCIONAL/BLINDADA METALCLAD INTERIOR

S./m ² TERRENO Y O. CIVILES	i = 5 %		i = 10 %		i = 15 %		i = 20 %		i = 25 %	
	CONVENCIONAL	BLINDADA M.C. INT.	CONVENCIONAL	BLINDADA M.C. INT.	CONVENCIONAL	BLINDADA M.C. INT.	CONVENCIONAL	BLINDADA M.C. INT.	CONVENCIONAL	BLINDADA M.C. INT.
100	912.616	1'098.252	857.616	1'034.152	818.616	987.552	788.616	953.252	768.616	927.252
500	915.081	1'098.862	860.081	1'034.762	821.081	988.162	791.081	953.862	771.081	928.562
1000	918.162	1'099.622	863.162	1'035.522	824.162	988.922	794.162	954.622	774.162	929.322
5000	942.808	1'105.712	887.808	1'041.612	848.808	995.012	818.808	960.712	798.808	935.412
9000	967.455	1'111.800	912.455	1'047.700	873.455	1'001.100	843.455	966.800	823.455	941.500
15.000	1'004.425	1'120.934	949.425	1'056.834	910.425	1'010.234	880.425	975.934	860.425	950.634
30.000	1'096.850	1'143.768	1'041.850	1'079.668	1'002.850	1'033.068	972.850	998.768	952.850	973.468
35.000	1'127.658	1'151.380	1'072.658	1'087.280	1'033.068	1'040.680	1'003.658	1'006.380	983.658	981.080
38.000	1'146.143	1'155.947	1'091.143	1'091.847	1'052.143	1'044.847	1'022.143	1'010.947	1'002.143	985.647
40.000	1'158.991	1'158.991	1'103.466	1'094.891	1'064.466	1'048.291	1'034.466	1'013.991	1'014.466	988.691

BLINDADA M.C. < CONVENCIONAL

AREA CONVENCIONAL = 340 m²
 AREA BLINDADA METAL CLAD = 84 m²

TABLA 5.6

VALOR PRESENTE DE COSTOS DE EQUIPOS Y MATERIALES; OBRAS CIVILES Y TERRENO; Y COSTOS

DE INTERRUPCION (\$ US.)
(METAL CLAD INTERIOR)

S/m ² TERRENO Y OBRAS CIVILES	i = 5%		i = 10%		i = 15%		i = 20%		i = 25%	
	CONVENCIONAL	BLINDADA M.C. INT.	CONVENCIONAL	BLINDADA M.C. INT.	CONVENCIONAL	BLINDADA M.C. INT.	CONVENCIONAL	BLINDADA M.C. INT.	CONVENCIONAL	BLINDADA M.C. INT.
	100	1'466.616	1'179.152	1'197.616	1'084.152	1'055.616	1'022.152	968.616	980.152	912.616
500	1'469.080	1'179.761	1'200.080	1'084.761	1'058.080	1'022.761	971.080	980.761	915.761	949.761
1000	1'472.162	1'180.522	1'203.162	1'085.522	1'061.162	1'023.522	974.162	981.522	918.162	950.522
2000	1'478.323	1'182.045	1'209.323	1'087.045	1'067.323	1'025.045	980.323	983.045	924.323	952.045
3000	1'484.485	1'183.357	1'215.485	1'088.567	1'073.485	1'026.567	986.485	984.567	930.485	953.567
4000	1'490.646	1'185.090	1'221.646	1'090.090	1'079.646	1'028.090	992.646	986.090	936.646	955.090
7000	1'509.132	1'189.656	1'240.132	1'094.656	1'098.132	1'032.656	1'011.132	990.656	955.131	959.656
8000	1'515.293	1'191.178	1'246.293	1'096.178	1'104.293	1'034.178	1'017.293	992.178	961.293	961.178
10000							1'029.616	995.223	973.616	964.223
30000							1'152.850	1'025.668	1'096.850	994.668

Cp = 200 \$ US/MW Ac = 340 m²
Cc = 100 \$ US/MWH AM.c = 84 m²
PMc = 0.1 Pc

TABLA 5.7

BLINDADA M.C.
< CONVENCIONAL

5.4.3 SUBESTACION CON EQUIPO BLINDADO PARA INSTALACION
EXTERIOR

TABLA 5.8

COSTOS SUBESTACION CON EQUIPO BLINDADO METAL CLAD
EXTERIOR (US \$)

<u>DESCRIPCION</u>	<u>POSICION DE LINEA</u>			<u>POSICION DE TRANSFORM</u>		
	CANT.	UNIT.	TOTAL	CANT.	UNIT.	TOTAL
Unidad Standard	1	65.500	65.500	1	64.700	64.700
Elemento Removib (By-Pass)	1	4.500	4.500			
Pararrayos	3	552	1.657	3	552	1.657
Estructura para instalac. exter.	1	5.550	5.550	1	5.550	5.550
Sub-Total FOB			77.200			72.000
<u>OTROS COSTOS</u>						
Flete Marítimo			11.580			10.800
Nacionalización y Transp. Inter.			7.720			7.200
Supervision de Montaje			3.860			3.600
Ingeniería y Administrac.			15.440			14.400
Montaje			1.800			1.800
Impuestos y Seguros			11.580			10.800
Sub-Total Otros Costos			52.000			49.000
<u>TOTAL</u>			<u>129.200</u>			<u>121.700</u>

Precios tomados de la referencia 32.

T A B L A 5.9

i (%)	V _p (1990) ①	V _p (eq.mat) ②	Carc ③	C A T ④	V _p (Cál) ⑤	V _p (eq.mat.int) ⑥
5	283.100	1'180.000	76.700	81.926	80.376	1'261.000
10	214.000	1'111.100	117.800	123.026	49.266	1'161.000
15	164.000	1'061.000	161.600	166.826	34.314	1'096.000
20	127.100	1'024.000	204.900	210.126	25.974	1'050.000
25	101.000	997.200	249.400	254.626	20.877	1'018.000

① VALOR PRESENTE DE LA INVERSION EN 1990. Ec 4.3; n=6

② VALOR PRESENTE DE EQUIPOS Y MATERIALES. INVERSION 1984 + ①

③ COSTO ANUAL DE INTERRUPCION. Ec 4.5; n=30

④ COSTO ANUAL TOTAL. Ec 4.6

⑤ VALOR PRESENTE COSTO ANUAL DE INTERRUPCION. Ec 4.8; n=30

⑥ VALOR PRESENTE DE EQUIPOS MATERIALES Y COSTOS DE INTERRUPCION, ② + ⑤

VALOR PRESENTE DE COSTOS DE EQUIPOS Y MATERIALES; OBRAS CIVILES Y TERRENOS

(METAL CLAD EXTERIOR)

S/m ² TERRENO Y OBRAS CIVILES	i = 5%		i = 10%		i = 15%		i = 20%		i = 25%	
	CONVENCIONAL	BLINDADA M.C. EXT.	CONVENCIONAL	BLINDADA M.C. EXT.	CONVENCIONAL	BLINDADA M.C. EXT.	CONVENCIONAL	BLINDADA M.C. EXT.	CONVENCIONAL	BLINDADA M.C. EXT.
	1000	918.162	1'189.522	863.162	1'112.522	824.162	1'062.522	794.162	1'025.522	774.162
15000	1'004.425	1'203.334	949.425	1'134.334	910.425	1'083.934	880.425	1'047.034	860.425	1'020.134
35000	1'127.658	1'233.780	1'072.658	1'164.780	1'033.658	1'114.380	1'003.658	1'077.480	983.658	1'050.580
45000	1'189.274	1'244.003	1'134.274	1'180.003	1'095.274	1'129.603	1'065.274	1'092.703	1'045.274	1'065.803
50000	1'220.082	1'256.614	1'165.082	1'187.614	1'126.082	1'137.214	1'096.082	1'100.314	1'076.082	1'073.414
55000	1'250.890	1'264.225	1'195.890	1'195.225	1'156.890	1'144.825	1'126.890	1'107.925	1'106.890	1'081.025
										METAL CLAD EXT. < CONVEN.

Cp = 200 \$ US/MW Ac = 340 m²
Cc = 100 \$ US/MWH AM.c = 84 m²

TABLA 5.10

VALOR PRESENTE DE COSTOS DE EQUIPOS Y MATERIALES; OBRAS CIVILES Y TERRENO; Y COSTOS

DE INTERRUPTCION (\$ US)

(METAL CLAD EXTERIOR)

S/m ² TERRENO Y OBRAS CIVILES	i = 5%		i = 10%		i = 15%		i = 20%		i = 25%	
	CONVENCIONAL	BLINDADA M.C. EXT.	CONVENCIONAL	BLINDADA M.C. EXT.	CONVENCIONAL	BLINDADA M.C. EXT.	CONVENCIONAL	BLINDADA M.C. EXT.	CONVENCIONAL	BLINDADA M.C. EXT.
100	1'466.616	1'261.152	1'197.616	1'161.152	1'055.616	1'096.152	968.616	1'050.152	912.616	1'018.152
4000	1'990.646	1'267.089	1'221.646	1'167.084	1'079.646	1'102.084	992.646	1'056.089	936.646	1'024.089
8000	1'515.293	1'273.178	1'246.293	1'173.178	1'104.293	1'108.178	1'017.243	1'062.178	961.293	1'030.178
9000	1'521.454	1'274.700	1'252.454	1'174.700	1'110.454	1'109.700	1'023.454	1'063.700	967.454	1'031.700
10000	1'527.616	1'276.222	1'258.616	1'176.222	1'116.616	1'111.222	1'029.616	1'065.222	973.616	1'033.222
15000	1'558.424	1'283.834	1'289.424	1'183.834	1'147.424	1'118.834	1'060.424	1'072.834	1'004.424	1'040.834
18000	1'576.909	1'288.401	1'307.909	1'188.401	1'165.909	1'123.401	1'078.909	1'077.401	1'022.909	1'045.401
24000	1'613.879	1'297.534	1'344.879	1'197.534	1'202.879	1'132.534	1'115.879	1'086.534	1'059.879	1'054.534
30000									1'096.810	1'063.668
										BLINDADA METAL CLAD < CONVENCIONAL

TABLA 5.11

Cp = 200 \$ US/MW. AC = 340 m²

Cc = 100 \$ US/MWH. AMC = 84 m²

P Mc = 0.1 P c.

VALOR PRESENTE DE COSTO DE EQUIPO

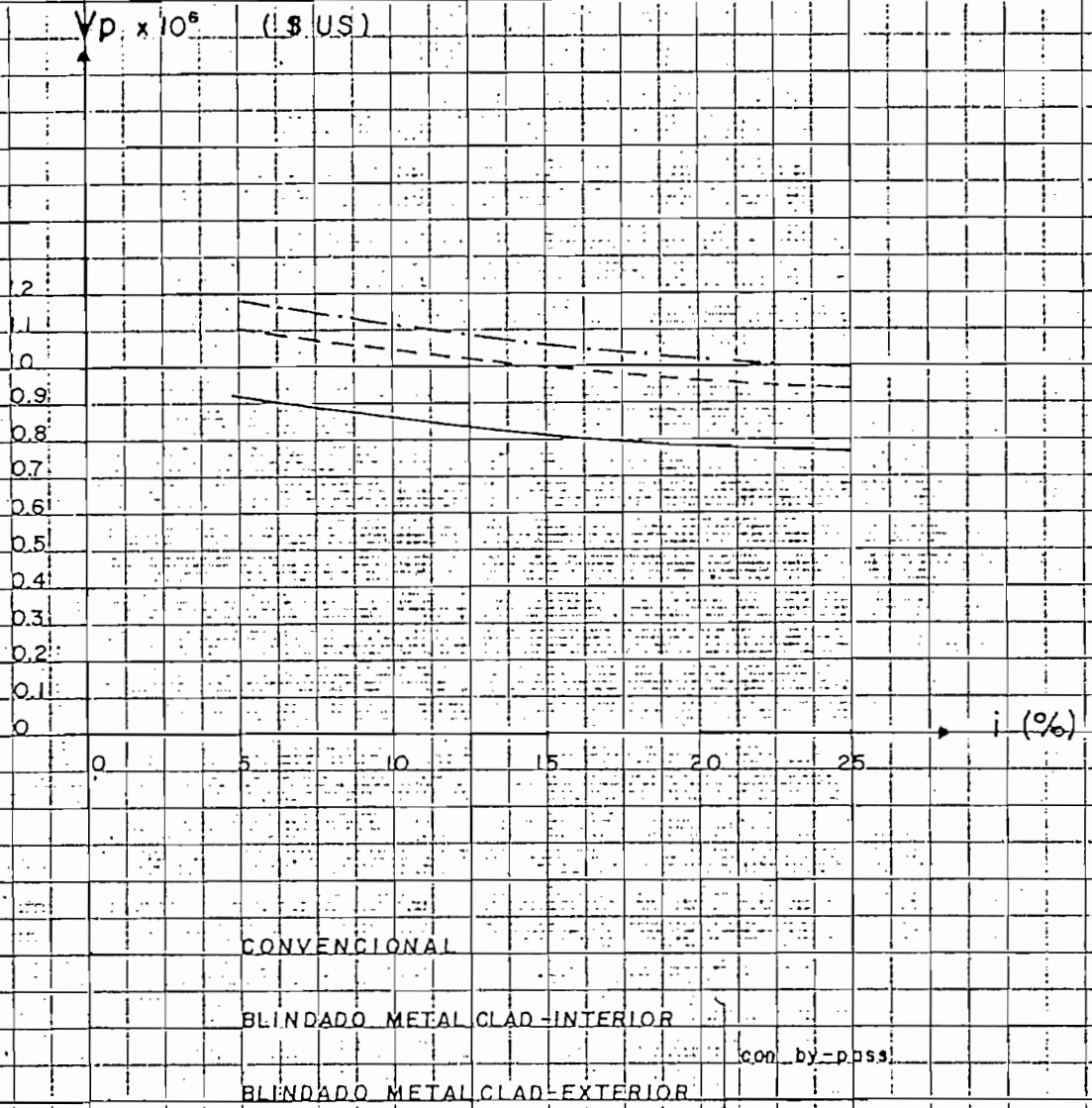


FIGURA 5.5

VALOR PRESENTE DE COSTOS DE EQUIPO Y COSTOS DE
INTERRUPCION

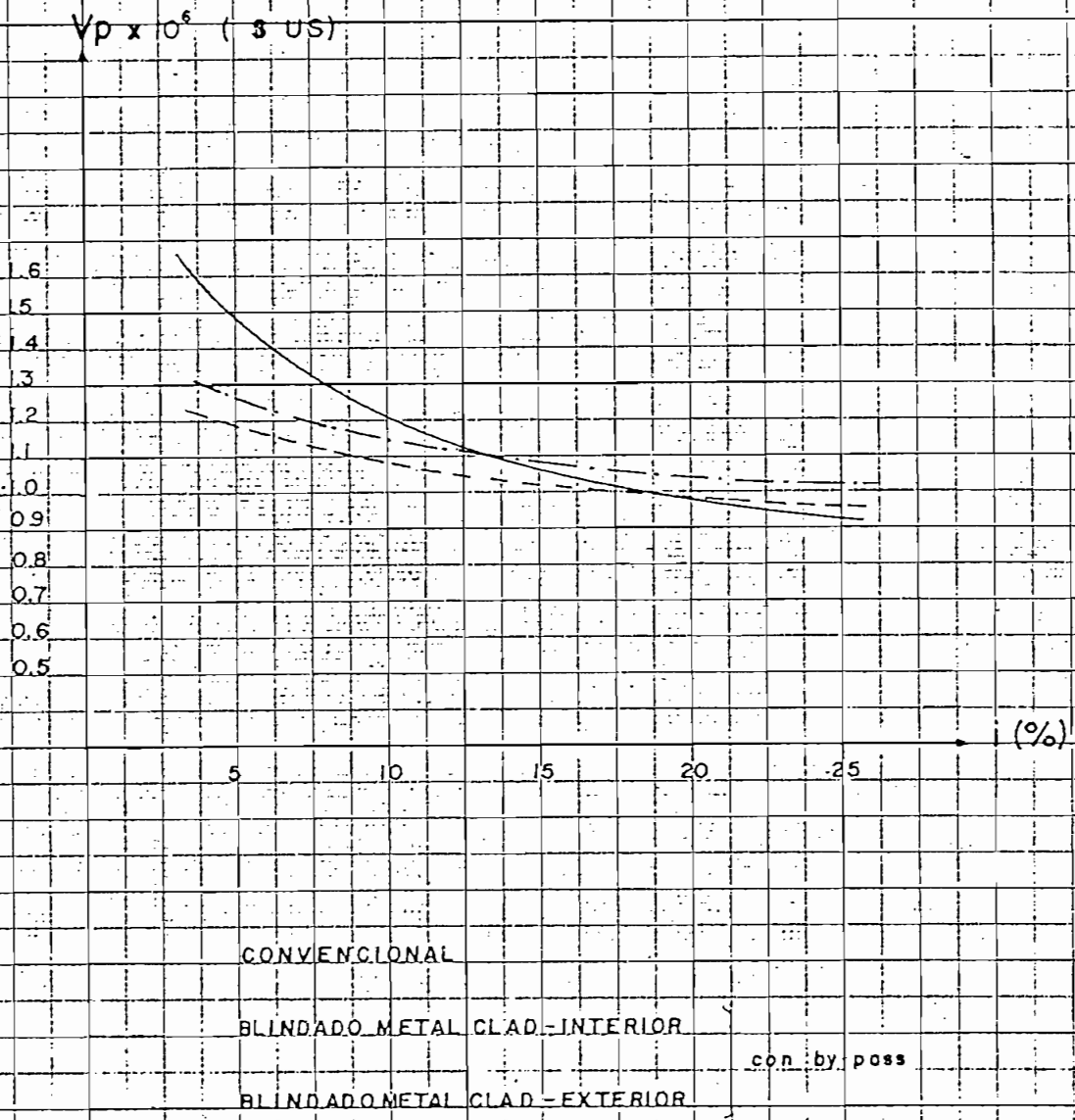


FIGURA 5.6

VALOR PRESENTE DE EQUIPO, TERRENO, OBRAS CIVILES Y

COSTOS DE INTERRUPCION

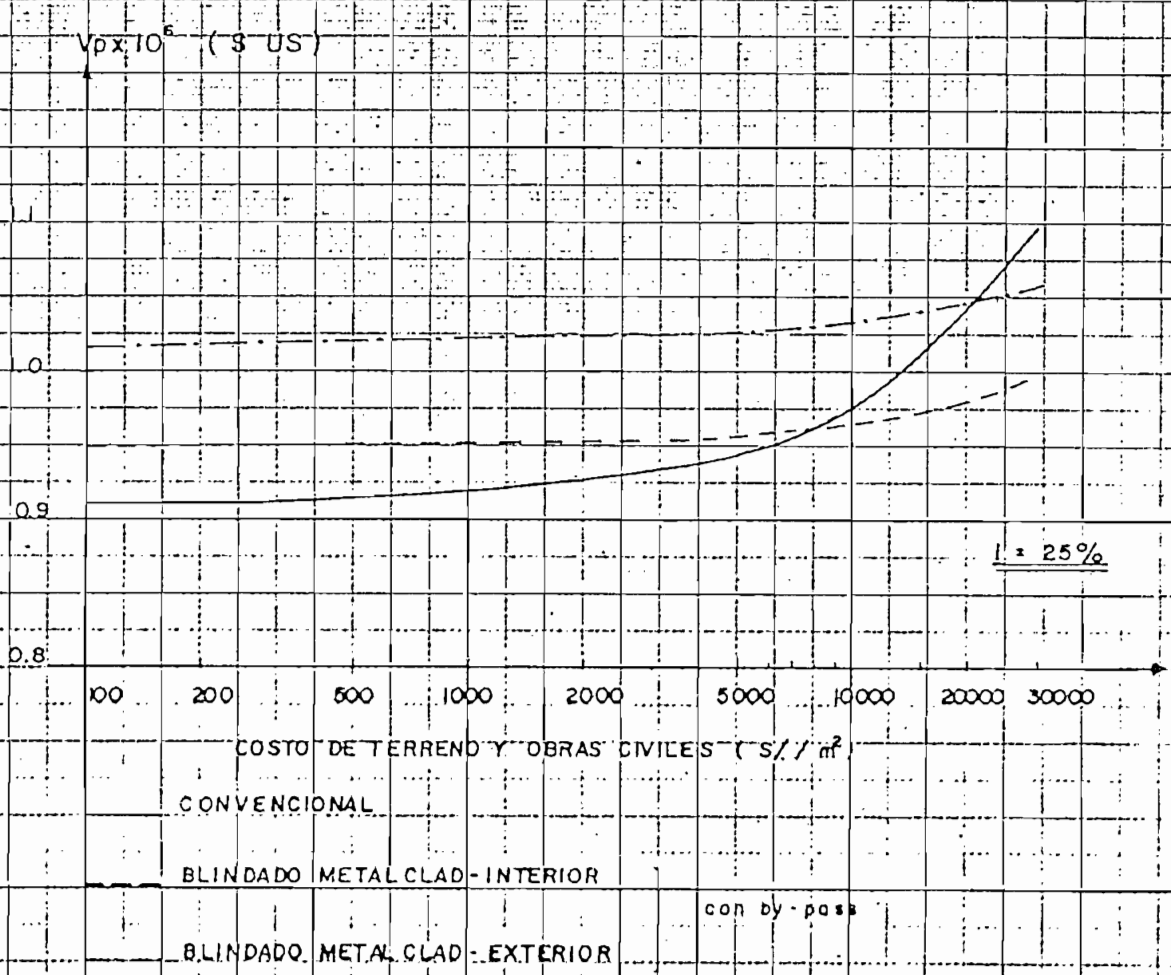
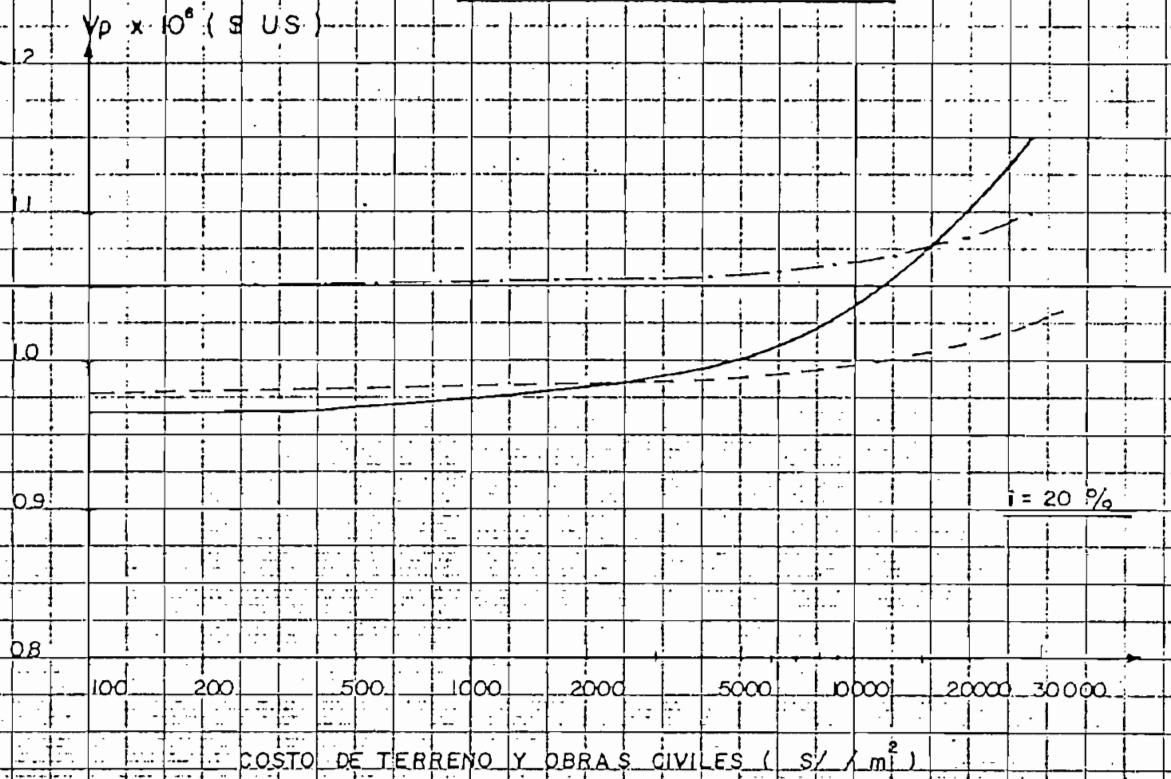
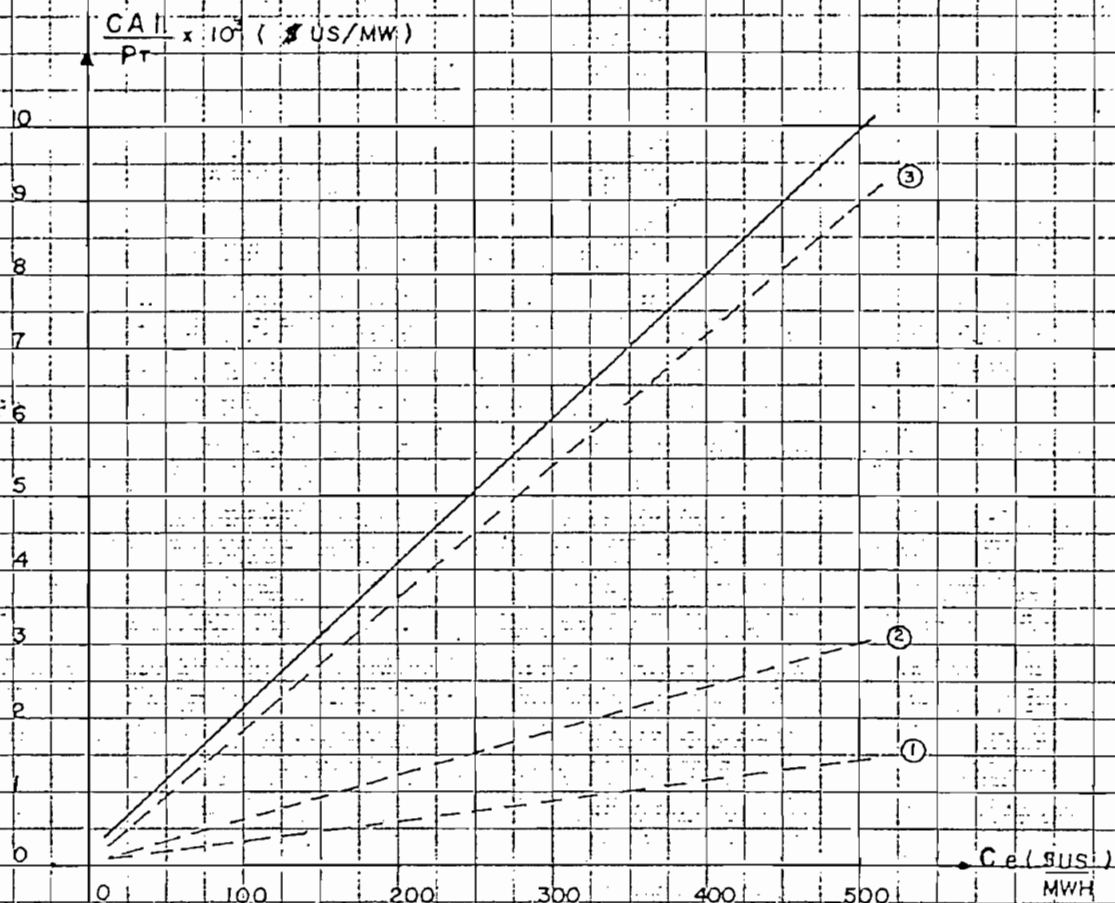


FIGURA 5.7

COSTO ANUAL DE INTERRUPCION POR MW (CAI/PT)



CONVENCIONAL

- ① BLINDADO METALCLAD PROBABILIDAD DE FALLA 10% DE LA DEL EQUIPO CONVENCIONAL
- ② " " " " 20% " " " " "
- ③ " " " " 60% " " " " "

FIGURA 5.8

y la conformada con equipo blindado metal clad exterior, para distintos costos de terreno y obras civiles y distintas tasas de interés.

5.4.4 ESTUDIO ECONOMICO PARA LA SUBSTACION CON EQUIPO METAL CLAD, CON UNA UNIDAD DE RESERVA (INTERIOR)

Una alternativa para la implementación de la subestación Atocha con equipo metal clad, es la utilización de una unidad de reserva, en lugar de los By-Pass de los alimentadores primarios. Así al hacer mantenimiento de algún interruptor, será sustituido por el de la unidad de reserva.

El procedimiento para el análisis económico es el mismo que para los casos anteriores y es como sigue. Precios tomados de la referencia 32.

TABLA 5.13

S. CON EQUIPO BLENADO METAL CLAD

(U. DE RESERVA) (US \$)

<u>DESCRIPCION</u>	<u>POSICION DE LINEA</u>			<u>POSICION DE TRAMSE.</u>		
	<u>CANT.</u>	<u>UNIT.</u>	<u>TOTAL</u>	<u>CANT.</u>	<u>UNIT.</u>	<u>TOTAL</u>
Unidad Standard	1	49.300	49.300	1	64.700	64.700
Pararrayos	3	552	1.657	3	552	1.657
Sub-Total FOB			50.900			66.400

OTROS COSTOS

Flete Marítimo	7.635	9.960
Nacionalización y		
Transp. Interno	5.090	6.640
Supervisión de		
Montaje	2.545	33320
Ingeniería y Adm.	10.180	13.280
Montaje	1.800	1.800
Impuestos y Seguros	7.635	9.960
Sub-Total Otros Costos	34.900	45.000

TOTAL	85.800	111.400
-------	--------	---------

RESUMEN

COSTOS	FOB	O.C.	TOTAL
P(L)	50.900	34.900	85.800
P(XT)	66.400	45.000	111.400
Inversión en 1984:			
6(P)(L)	305.400	209.400	514.800
1P(XT)	66.400	45.000	111.400
Unidad Reserva	32.400	22.900	55.300

Inversión 1984:	681.500	US
-----------------	---------	----

En 1990 se implementa:

2P(L)	101.800	69.900	171.600
1P(TX)	66.400	45.000	111.400

Inversión 1990	283.000	US
----------------	---------	----

El costo anual de interrupción es el mismo calculado para los anteriores casos, con equipo blindado metal clad y es; $C_{ai} = \text{\$ } 5226$.

La tabla 5.14 muestra los diferentes costos de la subestación:

TABLA 5.14

IS	Vp(1990)	Vp.(eq.mat)	Carc	CaA.T.	Vp.(eq.mat.intr)
5	211.200	893.000	58.100	64.000	974.000
10	159.800	842.000	89.300	95.000	892.000
15	122.400	804.000	122.500	128.000	939.000
20	94.800	777.000	156.100	162.000	803.000
25	75.400	757.000	189.500	195.000	778.000

5.4.5 ESTUDIO ECONOMICO PARA LA SUBESTACION CON EQUIPO METAL CLAD CON UNA UNIDAD DE RESERVA (EXTERIOR)

TABLA 5.15

S. CON EQUIPO BLINDADO EXTERIOR UNIDAD DE RESERVA) (US)

DESCRIPCION	POSICION DE LINEA			POSICION DE TRANSFORM.		
	CANT.	UNIT.	TOTAL	CANT.	UNIT.	TOTAL
Unidad Standard	1	49.300	49.300	1	64.700	64.700
Pararrayos	3	552	1.657	3	552	1.657
Equipos para						
Instalación exter.	1	5.550	5.550	1	5.550	5.550
Sub-Total FOR			56.500			71.900

OTROS COSTOS

Flete marítimo	8.475	10.785
Nacionalización y Transporte Interno	5.650	7.190
Supervisión de Montaje	2.825	3.695
Ingeniería y Administración	11.300	14.380
Montaje	1.800	1.800
Impuestos y Seguros	8.475	10.785
Sub-Total Otros Costos	38.600	48.700

TOTAL	95.100	120.600
-------	--------	---------

RESUMEN

COSTOS	FOR	O.C.	TOTAL
P(L)	56.500	38.600	95.100
P(XT)	71.900	48.700	120.600
Inversión en 1984:			
6P(L)	339.000	231.600	570.600
1P(XT)	71.900	48.700	120.600
Unidad Reserva (Exterior)	37.950	27.469	<u>64.500</u>
		Inversión 1984	<u>755.700</u>

En 1.990 se implementa:

2P(L)	113.000	77.200	190.200
1P(KT)	71.900	48.700	<u>120.600</u>
		Inversión 1990:	<u>310.800 (US)</u>

El costo anual de interrupción, $C_{ai} = \text{¢} 5226$

Los costos de la subestación son:

TABLA 5.16

i%	Vp(1990)	Vp(eq.mat)	Carc	C.A.T.	Vp(eq.mat.inter)
5	232.000	988.000	64.300	69.500	1'069.000
10	175.500	932.000	98.800	104.000	982.000
15	134.500	891.000	135.700	141.000	926.000
20	104.100	860.000	172.700	178.000	886.000
25	82.800	839.000	210.000	215.500	860.000

5.5. ANALISIS

La Figura 5.5 muestra el costo del equipo instalado para la implementación del lado de 13.8 KV de la subestación Atocha (Fig.5.1).

Se puede observar que el costo del equipo blindado metal clad para instalación interior es 120% del costo del equipo convencional, y el del equipo blindado metal clad para instalación exterior es aproximadamente 129% del costo del equipo convencional.

VALOR PRESENTE DE COSTO DE EQUIPO

BLINDADA METAL CLAD CON UNIDAD DE RESERVA

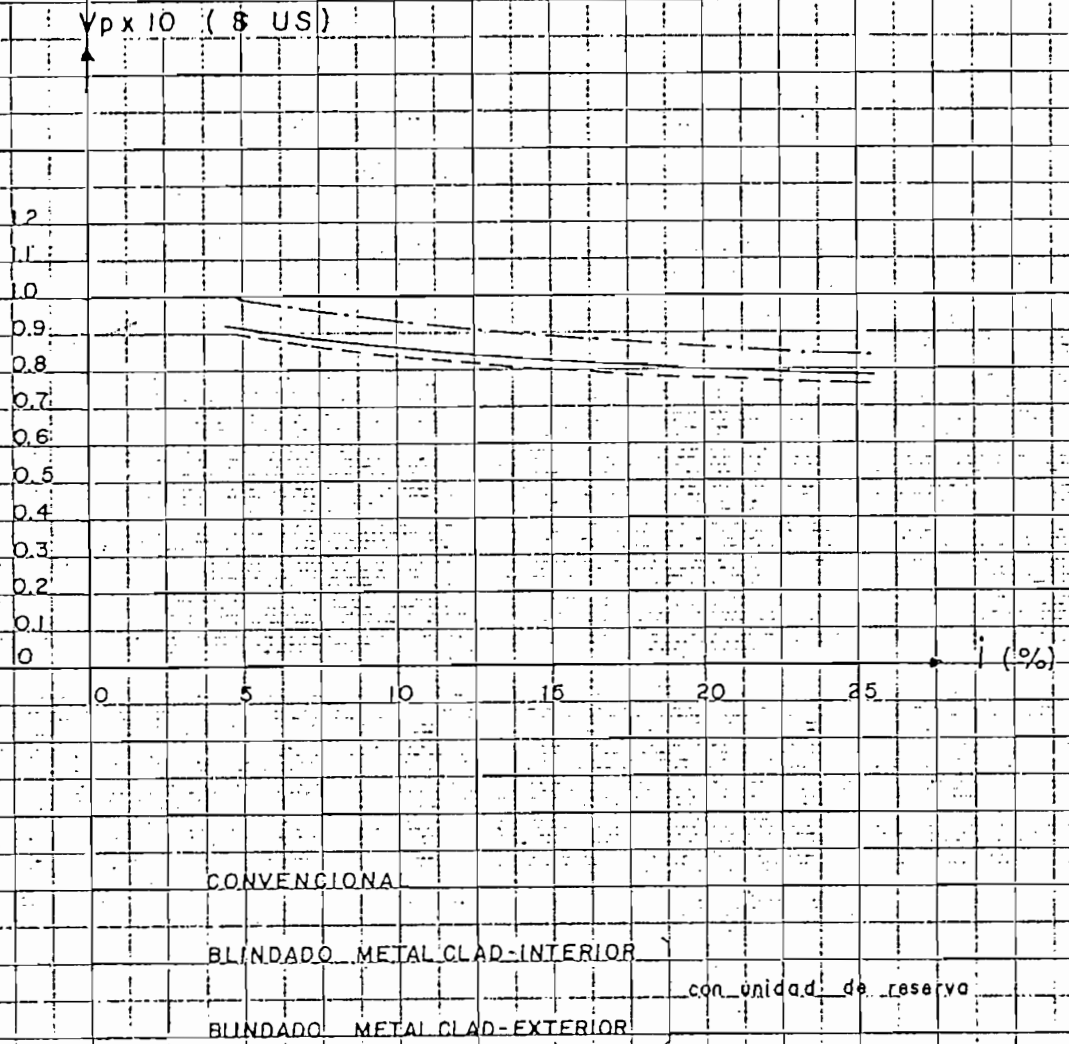


FIGURA 5.10

VALOR PRESENTE DE EQUIPO Y COSTOS DE INTERRUPCION

BLINDADO METAL CLAD CON UNIDAD DE RESERVA

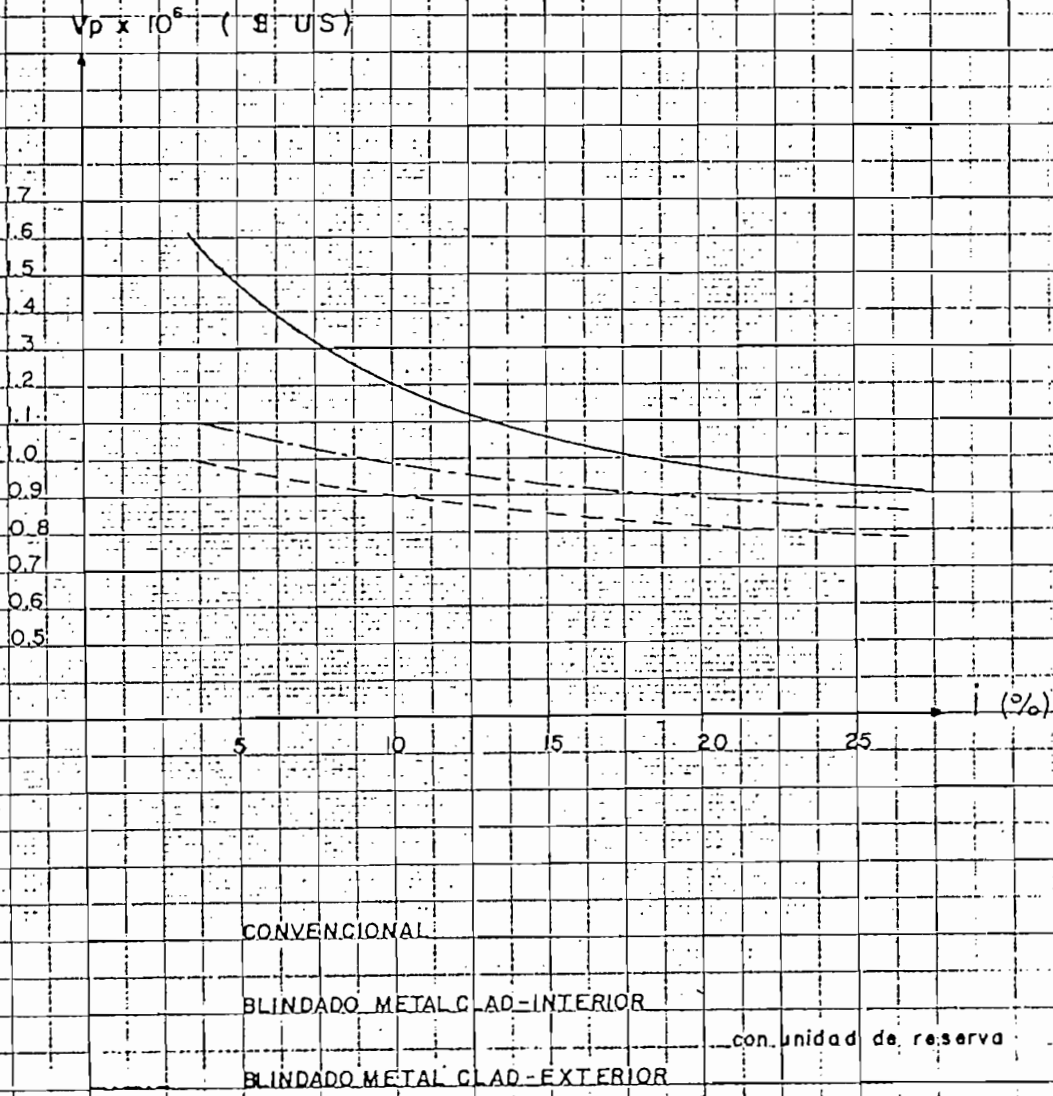


FIGURA 5.11

VALOR PRESENTE DE COSTOS DE EQUIPOS, MATERIALES, TERRENOS Y OBRAS

CIVILES

(CON UNIDAD DE RESERVA- EXTERIOR).(\$ US)

S/ m. ² TERRENO Y OBRAS CIVILES	i = 5 %		i = 10 %		i = 15 %		i = 20 %		i = 25 %	
	CONVENCIONAL	BLINDADA M.C. EXT.	CONVENCIONAL	BLINDADA M.C. EXT.	CONVENCIONAL	BLINDADA M.C. EXT.	CONVENCIONAL	BLINDADA M.C. EXT.	CONVENCIONAL	BLINDADA M.C. EXT.
5000	942.808	994.342	887.808	938.342	848.808	897.342	818.808	865.342	798.808	845.342
9000	967.455	999.417	912.455	943.417	873.455	902.417	843.455	871.417	823.455	850.417
10000	973.616	1'000.685	918.616	944.685	879.616	903.685	849.616	872.685	829.616	851.685
15000	1'004.425	1'007.028	949.425	951.028	910.425	910.028	880.425	879.028	860.425	858.028
16000	1'010.586	1'008.297	955.586	952.297	916.586	911.297	886.586	880.297	866.586	859.297

AC = 340 m.²
AMC = 70 m.²

TABLA 5.17

- Sin tomar en cuenta costos de terreno y obras civiles, es decir analizando solo los costos de equipo instalado y costos por interrupción (Fig. 5.6) se tiene que el costo del equipamiento con equipo blindado metal clad interior es menor que el equipamiento convencional cuando se tiene tasas de interés menores al 20%. En igual forma es más económico el equipamiento con el equipo blindado metal clad exterior que el equipamiento convencional cuando se tienen tasas de interés menores al 14%.

Las tablas 5.7 y 5.11 muestran los costos totales de la subestación considerando costos de equipo, terreno, obras civiles e interrupciones de servicio. En la Figura 5.7 se ha tomado dos casos, a) cuando la tasa de interés es 20% y, b) Cuando la tasa de interés es 25%.

Para el caso a) la subestación con equipo blindado metal clad interior es más económica que la convencional cuando se tiene costos de terreno y obras civiles de 3000 sucres/m² o más. El equipamiento con el blindado metal clad exterior es menor, cuando el costo del terreno y obras civiles es del orden de 18.000 sucres/m² o mayor.

Para el caso b) la subestación con equipo metal clad interior es más económico cuando el costo del terreno y obras civiles es del orden de los 9000 sucres/m² o mayor. El equipamiento con el equipo blindado metal clad exte

rior es menor que el convencional, cuando el costo del terreno es del orden de los 24.000 sucres/m² o mas.

- Al hacer la comparación económica tomando en cuenta solo los costos de equipo instalado, terreno y obras civiles, sin evaluar los costos por interrupción, se tiene que para que el equipamiento de la subestación con equipo blindado metal clad resulte con costos iguales o menores que con equipo convencional, los costos de terreno y obras civiles tendrían que ser demasiado altos (ver tablas 5.6 y 5.10). - Esto hace ver la gran influencia de los costos de interrupción en el costo total de la subestación.

La figura 5.8 muestra el costo anual de interrupción por MW para una subestación convencional, y para la equipada con equipo blindado metal clad y además para diferentes costos de energía. En esta figura se aprecia la gran diferencia entre los costos de interrupción de los dos tipos de equipamiento, especialmente cuando la probabilidad de falla del equipo blindado metal clad es del 10% de la del equipo convencional. Cuando este valor es del 60% la diferencia se reduce notablemente.

Cuando se tiene la implementación con equipo blindado metal clad con unidad de reserva, el equipo interior resulta 28% mas barato que el convencional, y el equipo exterior 9% mas caro. (Fig. 5.10)

Con este equipo blindado metal clad con unidad de reserva, resulta más barato el equipamiento de la subestación que en la forma convencional, tomando en cuenta solo costos de equipo y costos de interrupción (Fig. 5.11).

CAPITULO VI

6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- Por las características propias del equipo blindado metal clad, este asegura una gran protección para el personal que realiza la explotación del equipo, dando también una amplia seguridad del servicio, encontrándose que su alta confiabilidad y por tanto sus bajos costos de interrupción, comparados con los del equipo convencional, influyen notablemente en los costos totales de las subestaciones.

- Debido a las altas seguridades el equipo blindado metal clad, a las facilidades de instalación que presenta, y sobre todo a que permite su instalación en espacios de dimensiones reducidas, este equipo es ideal para la instalación en los grandes centros urbanos, que es donde se presenta la dificultad de encontrar lugares adecuados para la instalación de subestaciones de distribución, cuando la carga de las ciudades ha crecido. En el caso que se ha tratado en esta tesis, la subestación con equipo blindado metal clad ocupa un espacio aproximadamente cuatro veces menor al espacio ocupado por la subestación convencional.

- Analizando los costos del equipo instalado se tiene que:

- a) Los equipos blindados metal clad interior y exterior con by-pass son aproximadamente 20% y 30% respectivamente, más caros que el equipo convencional.
 - b) El equipamiento blindado metal clad con unidad de reserva, para instalación interior es más barato en un 2% con respecto al convencional. En cambio el blindado con unidad de reserva para instalación exterior es 9% más caro que el equipamiento convencional.
- Tomando en cuenta los costos de equipo, terreno, y obras civiles, sin considerar los costos de interrupción, se tiene que:
- a) La subestación con equipo blindado metal clad con by-pass, interior y exterior, son más económicas que la convencional, cuando los costos de terreno y obras civiles son iguales o mayores a 38.000 y 50.000 sucres/m² respectivamente.
 - b) Para que la subestación con equipo blindado metal clad exterior con unidad de reserva sea más económica que la convencional, el costo del terreno y obras civiles debe ser igual o mayor a 16.000 sucres/m².
- Analizando todos los costos de la subestación, esto es

metal clad con las distintas variaciones que se han venido analizando. Estos análisis son realizados con un $C_p = 200$ % US/MWH, y no se toma en cuenta los costos de terrenos y obras civiles. Los resultados se resumen en la tabla 6.1, de la cual se pueden sacar las siguientes conclusiones generales:

- Para costos de energía interrumpida $C_e = 10$ US/MWH, el costo del equipamiento convencional siempre resulta menor que el equipamiento con equipo blindado metal clad.
- Para costos de energía entre 200 y 500 US/MWH y para probabilidades de falla del equipo blindado entre 10 y 20% de la probabilidad del convencional, el equipamiento con equipo blindado metal clad es siempre menor que el equipamiento convencional.
- Si la probabilidad de falla del equipo blindado metal clad fuera del 60% de la probabilidad de falla del equipo convencional, los costos de interrupción no difieren mucho, en cuyo caso el costo del equipamiento convencional, es en casi todos los casos menor que el costo del equipamiento con equipo blindado metal clad.
- Del análisis realizado y de sus conclusiones posteriores se tiene que es recomendable el estudio de varias alternativas de equipamiento de subestaciones y de va

rias formas de implementar un esquema de subestaciones, para poder encontrar la mejor solución técnica y económica. Es así que en el ejemplo de aplicación realizado en esta tesis, la implementación con equipo blindado metal clad de la subestación Atocha, presenta algunas ventajas técnicas y que sobre todo cuando se tiene el equipo con unidad de reserva en lugar del By-Pass, se logra una mejor alternativa, cuando se analizan los costos, es decir desde el punto de vista económico, conservando las características técnicas de funcionamiento como si estuviera con by-pass.

- En el estudio para la evaluación de subestaciones se ha utilizado en esta tesis valores de confiabilidad de los equipos de la subestación, pero estos valores no se encontraron precisados formalmente en ningún estudio y se contó únicamente con datos empíricos de especialistas en subestaciones, para un primer análisis. Por esta razón se hizo el estudio mas generalizado para la evaluación de alternativas para las subestaciones, teniendo como variable la probabilidad de falla del equipo blindado metal clad, como porcentaje de la probabilidad de falla de la subestación convencional. Por tanto, sería recomendable el obtener datos estadísticos de las fallas en las subestaciones, con equipo blindado metal clad, para determinar en forma precisa su confiabilidad y poder realizar la evaluación de alternativas en forma más exacta.

- Para obtener un estudio teórico mas general, respecto a la evaluación de alternativas de implementación de subestaciones, se recomienda utilizar como variable, el costo de potencia interrumpida (Cpi). En el estudio realizado, se utilizó $Cpi = 200$ US/MW, dato utilizado en todos los estudios para nuestro país y suficiente para los fines de esta tesis.

- En definitiva se considera haber expuesto un estudio sobre la evaluación de alternativas de implementación de subestaciones, que no solo es válido para la comparación con subestaciones con equipo blindado metal clad, sino también con cualquier otra forma de equipamiento de subestaciones.

TABLA 6.I

Cp=200 US\$/MWH	BLINDADA M.C.- INTERIOR - BY PASS				BLINDADA M.C. - EXTERIOR - BY PASS				BLINDADA M.C.-EXTERIOR-UNIDAD DE RESERVA			
	P _{mc} =0.1 Pc	P _{mc} =0.2 Pc	P _{mc} =0.4 Pc	P _{mc} =0.6 Pc	P _{mc} =0.1 Pc	P _{mc} =0.2 Pc	P _{mc} =0.4 Pc	P _{mc} =0.6 Pc	P _{mc} =0.1 Pc	P _{mc} =0.2 Pc	P _{mc} =0.4 Pc	P _{mc} =0.6 Pc
Ce (US\$/MWH)												
10	CONV.	CONV.	CONV.	CONV.	CONV.	CONV.	CONV.	CONV.	CONV.	CONV.	CONV.	CONV.
100	B.M.C. I < 15%	B.M.C. I < 15%	B.M.C. I < 10%	CONV.	B.M.C. I < 15%	CONV. I > 5%	CONV.	CONV.	B.M.C.	B.M.C. I < 25%	B.M.C.	CONV.
200	B.M.C.	B.M.C.	B.M.C. I < 20%	CONV.	B.M.C.	B.M.C. I < 25% (*)	CONV. I > 10%	CONV.	B.M.C.	B.M.C.	B.M.C.	CONV. i > 5%
400	B.M.C.	B.M.C.	B.M.C.	CONV. I > 5%	B.M.C.	B.M.C.	B.M.C.	CONV.	B.M.C.	B.M.C.	B.M.C.	B.M.C. I < 25%
500	B.M.C.	B.M.C.	B.M.C.	CONV. I > 10%	B.M.C.	B.M.C.	B.M.C.	CONV. I > 5%	B.M.C.	B.M.C.	B.M.C.	B.M.C.

- NO SE TOMA EN CUENTA COSTOS DE TERRENO Y OBRAS CIVILES

- CONV = CONVENCIONAL

- B.M.C = BLINDADA METALCLAD

- I = TASA DE INTERES

- P_{mc}=Qj Pc PROBABILIDAD DE FALLA DEL EQUIPO BLINDADO METALCLAD ES 10% DE LA PROBABILIDAD DE LA CONVENCIONAL.

- E.J. (*) CON UN Ce = 10 \$US/MWH, EL EQUIPAMIENTO CONVENCIONAL (CONV), ES MAS ECONOMICO QUE EL EQUIPAMIENTO BLINDADO M.C., INTERIOR CON BY PASS Y P_{mc} = 0.1 Pc

- E.J. (***) CON Ce = 200 \$US/MWH, EL EQUIPAMIENTO BLINDADO M.C. EXTERIOR CON BY PASS, PARA I < 2.5% Y CON P_{mc} = 0.2 Pc, ES MAS ECONOMICO QUE EL EQUIPAMIENTO CONVENCIONAL.

BIBLIOGRAFIA

- Ref. 1 LETHALL R.T., "The JSP Switchgear Book",
Butterworth & Co. Ltd. , 1972.
- Ref. 2 National Electric Safety Code, IEEE Inc., 1977
- Ref. 3 Red Book, IEEE Recommended Practice for Electric
Power distribution for industrial plants. 1976.
- Ref. 4 FLURSCHEIM C.H., "Power circuit Breaker Theory
and design", IEE Power engineering series 1, Eng
qladd 1982.
- Ref. 5 MIER G. "Estudio de las subestaciones blindadas
y aisladas en SF6"; Tesis de Grado FPN, 1983.
- Ref. 6 Análisis de ofertas INECEL
- Ref. 7 Manual AEG2, Tratado de Electrotecnia Práctica,
Elitera-Verlag, Berlín, 1967.
- Ref. 8 KNOWLTON A., "Standard Handbook for Electrical
Engineers", McGraw - Hill Book Company, Inc, 1957.
- Ref. 9 ANSI C37.20 - 1969

- Ref. 10 Distribution Systems, Reference Book, East Pittsburgh, Westinghouse Electric Co., 1959.
- Ref. 11 IECC Recommendation 298
- Ref. 12 Enciclopedia CEAD de Electricidad, Estaciones de Transformación y distribución, Ediciones CEAC, SA. 1972.
- Ref. 13 Solenarc DSE Circuit Breaker Application Data, Square D Company, 1980.
- Ref. 14 MUNZINGER, POOLE D., "AIFR "A New Standardized - range of medium voltage cubicles", Brown Boveri Review, Vol. 64, # 11, Noviembre 1977.
- Ref. 15 The Metal CLAD air blast - oil Break, The English Electric company Limited, Switchgear department.
- Ref. 16 NEMA SG 5 1975;
ANSI C 37.100, C37,06 - 1979
- Ref. 17 FPE Pioner Electric Limited, Metal Clad Switch gear, C-3-600, Mayo 1970.
- Ref. 18 Metal Clad Switchgear Arrangements, General E-

lectric Company, 1962.

- Ref. 19 TERAN E. "Selección y protección de esquemas en subestaciones", Tesis de Grado, EPN 1978.
- Ref. 20 Switchgear Manual, Brown Boveri & Cie. 1974.
- Ref. 21 BOGHOSSIAN D. "Subestaciones de distribución de media tensión, 1977.
- Ref. 22 BAJAÑA W. "Diseno de la subestacion Duran del proyecto Paute", Tesis de Grado, EPN 1975.
- Ref. 23 Electrical Transmission and Distribution, Reference Book, East Pittsburg, Westinghouse Electric Co., 1950.
- Ref. 24 MIER G. ORFUJFLA V, " Subestaciones aisladas en SF6, aplicación en areas urbanas" JIFE Vol. 4, Mayo 1983.
- Ref. 25 ALTAMIPANO S., "Diseño de la subestación Poliche" Tesis de Grado, EPN 1975.
- Ref. 26 Estudios de Planificación - Empresa Eléctrica Ambato S.A.

- Ref. 27 Flujos de Carqa - Planificación EEASA.
- Ref. 28 Pricing Information out door circuit breakers,
General Electric Company, Nov. 1981.
- Ref. 29 List Price, Distribution Surge Arrester Outdoor
Service, General Electric Company, Feb. 1982.
- Ref. 30 Single pole outdoor disconnect switches - infor
mation, Westinghouse, 181.
- Ref. 31 Programa de Subtransmisión Fase A, Detalle de
precios unitarios por obra específica, EEASA, 1981.
- Ref. 32 Prices, Metal Clad Switchgear - Power/Vac, Ge
neral Electric Company, Nov. 1981.