ESCUELA POLITECNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA

ESTUDIO DE LAS SUBESTACIONES BLINDADAS Y AISLADAS CON SF6.

APLICACION EN AREA URBANA EN ECUADOR.

C. 3.

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

GANDHI VINICIO MIER LUNA

Quito, Marzo de 1.983



Certifico que el presente trabajos ha sido realizado por el señor GANDHI VINICIO MIER LUNA.

Ing. Victor H. Orejuela Luna

AGRADECIMIENTO:

Con profundo sentimiento de respeto, mi agradecimiento al maestro y guía, Ingeniero Victor Orejuela; Director de Tesis.

Al Ingeniero Efraín Mier Luna, quien supo apoyarme moralmente durante mi vida de estudiante Politécnico.

A mi hermano Victor Hugo, y a todas y cada una de las personas que colaboraron en la realización del presente trabajo.

CONTENIDO

	Ϋ́σ	PAGINA
CAPITULO	I .	
1.	INTRODUCCION	. 1
1.1	Objetivo y alcance .	1
1.2	Definiciones generales	. 2
CAPITULO	II .	
2.	LA TECNICA EN SF6	5
2.1	Evolución hacia la técnica en .	
	SF6	.5
2.2	Características y propiedades	
	del SF6	1 1
2.3	Estudio del corte en SF6	1 5
CAPITULO	III .	٠.
3.	ESQUEMAS EXISTENTES DE SUBESTA-	
	CIONES Y DISPOSICION DEL EQUIPO	25
3.1	Subestación convencional	2 6
3.2	Subestación con SF6	43 ·
3.3	Normas en vigencia	5 9
CAPITULO	VI	
4.	DESCRIPCION GENERAL DEL EQUIPO DE	
	UNA SUBESTACION CONVENCIONAL	6 0
4.1	Características	. 60
CAPITULO	V	
5.	DESCRIPCION DE LOS COMPONENTES	
	PRINCIPALES DE UNA SUBESTACION	
	CON SF6	8 1
- 1		

CAPITULO VI

6	EJEMPLO DE APLICACION EN AREA				
•	URBANA		1	0 :	3
6.1	Información básica		1	0 :	3
6.2	Subestación con equipo convencional		1	0	6
6.3	Estudio económico		1	1	7
6.4	Subestación con equipo en SF6		1	2	С
6.5	Estudio económico		1	3	1
6.6	Comparación técnica		1	3 4	4
6.7	Comparación económica	·:	1	3	8
6.8	Análisis	•	1	4	9
CAPITULO	VII				
7.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES		1	5 T	7

1. INTRODUCCION

Dentro de la tecnología de equipamiento de subestaciones en altos voltajes, se ha difundido el empleo de
gas SF6 ya sea como medio de extinción del arco en interruptores; o ya como medio aislante y de extinción en subestaciones blindadas.

El presente trabajo evalúa la factibilidad de la aplicación de las subestaciones Blindadas y Aisladas con SF6 en áreas urbanas, comparándolas con las subestaciones tipo Convencional en el nivel de voltaje de 138 KV; para lo cual, se ha evaluado costos de equipamiento y cuantificando la confiabilidad de los esquemas que se tratan.

En forma general las subestaciones Blindadas y Aisladas con SF6 tienen varias ventajas, sin embargo, como desventaja tienen la de que el costo del equipo es mayor que el del empleado en una subestación Convencional.

1.1 OBJETIVO Y ALCANCE.-

De lo que se tiene conocimiento, las Empresas Eléctricas del país, no consideran como alternativa el empleo de subestaciones Blindadas y Aisladas en SF6 para la planificación de los sistemas de subtransmisión y transmisión. Esto, ha motivado la ejecución del presente trabajo que tiene como objetivo y alcance el definir el rango de aplicación de las subestaciones Aisladas con SF6 en áreas urbanas al nivel de voltaje de 138 KV.

El presente trabajo restringe la evaluación para el nivel de voltaje de 138 KV que es el mayor voltaje que se tendrá para transmisión en los sistemas regionales y para

subtransmisión en el Sistema Nacional Interconectado.

1.2 DEFINICIONES GENERALES

A continuación se exponen algunas definiciones de interés, de expresiones eléctricas que son utilizadas regularmente en el presente trabajo.

1.2.1 Subestación eléctrica.-

"Una subestación eléctrica de potencia es un conjunto de equipos, con objetivos distintos que los de generación y consumo, a través del cual la energía es pasada en bloque para propósitos de seccionamiento o de modificación de sus características. El equipo de servicio, las instalaciones de transformadores de distribución y otros equipos menores de transmisión y distribución, no se clasifican como subestaciones."

"Nota. Una subestación es de tal complejidad, que involucra una o más barras, una cantidad de disyuntores, y usualmente es la única parte de unión de uno o más circuitos alimintadores primarios, como también puede seccionar los circuitos de transmisión que pasan mediante el uso de disyuntores." (R.I.1).

1.2.2 Avería o falla.-

Es todo evento que origine una interrupción total o parcial del suministro de potencia y energía desde una subestación.

1.2.3 Confiabilidad de una subestación.-

Es el grado de seguridad que ofrece un esquema, frente a posibles fallas que pueden ocasionar suspensión del servicio.

1.2.4 Continuidad y calidad del servicio.-

Como continuidad se comprende el entregar energía eléctrica a los abonados sin interrupciones; como calidad se comprende el que dicha energía se entregue con una frecuencia establecida y una buena regulación de voltaje.

1.2.5 Resistividad eléctrica.-

Es la relación entre el gradiente de potencial en un medio y la densidad de corriente que resulta en el mismo. También se define como la resistencia específica de una sustancia y corresponde a la resistencia ofrecida por un cubo unidad de la sustancia medida entre dos caras opuestas. (R.I.2)

1.2.6 Rigidez dieléctrica.-

Propiedad del aislante de oponerse a la descarga disruptiva, variando esta propiedad con el espesor del dieléctrico. (R.I.2)

1.2.7 Constante dieléctrica o permitividad.-

Cuando se aplica un campo eléctrico estático Es a un capacitor de placas paralelas en el vacío, la relación matemática en la que la densidad de flujo Ds está dada por medio de la permitividad Eo del espacio libre es:

$$Ds = &o Es$$

Si el espacio inter electródico se llena con un dieléctrico, la misma densidad de flujo se obtiene con un campo reducido E's. La proporción entre Es y E's se la conoce como Permitividad relativa E's o constante diéléctrica.

$$\xi$$
's = $\frac{Es}{E!s}$

. . . /

Para el vacío se escoge la permitividad ξ' igual a la unidad (valor usualmente escogido para el aire). La permitividad del espacio libre o tiene un valor de 8.85 . $10^{-12}~{\rm F/m.}~({\rm R.I.2})$

1.2.8 Factor de pérdidas dieléctricas.-

El factor de pérdidas dieléctricas en sí, es la energía disipada por un dieléctrico. (R.I.2).

2. LA TECNICA CON SF6

Desde el principio de la utilización industrial de la electricidad, se han utilizado cierto número de técnicas para el corte del arco eléctrico y durante mucho tiempo fueron consideradas como únicas y bastantes seguras.

Se trata esencialmente:

- a) Del corte en aceite: que es la primera técnica que se ha utilizado y cuyo desarrollo ha sido muy profundizado y perfeccionado por los fabricantes.
- b) Del corte neumático (aire): que se ha desarrollado después de las técnicas que utilizaron aceite, teniendo su apogeo en los años 50-70. Los fabricantes explotaron sus posibilidades a fondo con gran éxito en alta tensión.

Estas dos técnicas, están siendo suplantadas por otra de uso más simple y seguro: el corte con SF6.

La técnica de SF6, no representa un equipo sofisticado que pueda ser utilizado solamente en casos muy especiales y en lugares específicos; por el contrario, el uso de estaciones con SF6 ya se lo realiza allí donde se encuentran tensiones altas cerca de los consumidores, por ejemplo, en una gran ciudad o en un complejo industrial.

2.1 EVOLUCION HACIA LA TECNICA CON SF6

A medida que el tiempo transcurre, se trata de establecer especificaciones técnicas más severas, para reducir al mínimo el mantenimiento de los aparatos de una subestación. Los estudios estadísticos sobre fallas inherentes a cada tipo de aparato, establecen programas de mantenimiento, pudiéndose deducir de ello, el balance económico de la explotación.

Estos estudios han puesto en evidencia, el hecho de que las intervenciones en los aparatos, sea a raíz de una falla, sea para una revisión prevista en el programa de mantenimiento, perjudican la calidad del servicio y recarga en forma considerable los costos de explotación.

Tomando en cuenta esto, se han establecido ya, nuevas especificaciones técnicas que tienen como objetivo:

- Eliminar todo mantenimiento en las partes sometidas a tensión durante la vida útil de los equipos, estimada ésta, en 25 años.
- Reducir al mínimo las intervenciones a efectuar en el mando del disyuntor.

Para los fabricantes también se ha establecido programas, en los que se incluye:

- a) Una serie de pruebas de aperturas de arcos acumulados en los mismos contactos, sin revisión ni desmontajes, que corresponden a 4 millones de amperios acumulados, o sea la suma de cortes que sufre un disyuntor durante 25 años en una red normalmente operando.
- b) Una serie de pruebas mecano-climáticas, en condiciones destinadas a provocar un envejecimiento acelerado del aparato. (10.000 maniobras a -25°C y 1000 maniobras a + 40°C; variaciones de temperatura, etc.) (R II-1)

2.1.1 EVOLUCION EN ALTA TENSION.-

Los aparatos puestos en servicio hasta la década de los 60. utilizaron; sea el aceite o el aire comprimido para la interrupción y el aislamiento.

2.1.1.1 Equipos de reducido volumen de aceite.-

Estos, requieren de un mantenimiento bastante continuado debido a que:

- a) Los tiempos de duración del arco son bastante largos; entonces, el desgaste de los contactos es rápido.
- b) El aceite utilizado para el corte y el aislamiento se descompone parcialmente, en el transcurso de cada corte.
- c) El aceite que está en contacto con la atmósfera exterior, se oxida con el tiempo y absorve la humedad.

De esto se deduce que: las características de corte y la resistencia dieléctrica de estos aparatos disminuye con el tiempo; en consecuencia, es necesario efectuar un reemplazo de los contactos y del aceite cada 5-6 años, a veces más a menudo cuando las condiciones climatológicas son muy difíciles.

2.1.1.2 Equipos de aire comprimido.-

Los disyuntores utilizan el aire comprimido a presiones elevadas, del orden de 30 bars. Generalmente, los reservorios bajo presión requieren control cada tres años y, cada 10 años una nueva prueba hidráulica.

Lo anteriormente expuesto, está ligado a la técnica de corte y muestran que es prácticamente imposible realizar aparatos sin mantenimiento del tipo de "reducido volumen de aciete" por razones técnicas y de "aire comprimido"

por las presiones elevadas y al control a los que son sujetos.

A mitad de los años 60, fue cuando el gas SF6 substituyó al aire como medio de aislamiento. Esto permitió el uso de voltajes normales de trabajo y niveles de tensiones de impulso de 6 a 10 veces mayores que en los sistemas de aislamiento de aire a presión atmosférica.

El gas SF6 resultó ser el único capaz de dar una solución satisfactoria gracias a sus cualidades que se exponen más adelante.

Estas cualidades han sido confirmadas por los resultados de explotación, con una experiencia que abarca varios años; experiencia, adquirida esencialmente en países europeos, Japón y en EE.UU.

2.1.2 EVOLUCION EN MEDIA TENSION.-

Para esta gama de tensiones, se han utilizado cuatro técnicas principales.

2.1.2.1. Corte en aceite.-

Esta técnica se ha desarrollado durante casi 50 años, lo cual ha permitido su evolución en dos direcciones:

- La reducción de los espacios ocupados con las mismas características nominales.
- El aumento de los rendimientos, con la utilización de tubos de corte que funcionan a presiones muy altas a un espacio pequeño.

Se ha observado sin embargo, una disminución de esta evolución, por razones que atañen a la vez tanto a los constructores como a los usuarios.

Los constructores han sacado provecho de esta técnica de corte de los dos aspectos señalados anteriormente; por una parte, el espacio ocupado y las características nominales. Por otra parte, sin embargo, el aumento de rendimientos a disimulado algunas desventajas desde el punto de vista cualitativo, como la resistencia dieléctrica después del corte y la resistencia al corte.

Teoricamente se puede obtener una mejora, al sobredimensionar los aparatos, pero los fabricantes han utilizado
rara vez esta posibilidad, que lleva a bajar la competitibidad del producto.

En las especificaciones técnicas que se realiza para el pedido de un disyuntor, se debe indicar entre otras cosas: la circulación permanente de corriente, es decir, la corriente máxima que circula por el aparato, en condiciones normales de operación; y, la capacidad de corte, es decir, el producto de $\sqrt{3}$ por la tensión de ejercicio entre las dos fases y por la corriente de ruptura, o sea: $\Pr = \sqrt{3} \quad \text{U Ir generalmente dada en kilovoltamperios}.$

Siendo corriente de ruptura, el valor eficaz de la - componente alterna durante la semionda con la cual se ini-cia el arco entre los contactos. Esto según la C.E.I.

En el plano constructivo se observa que: las funciones "circulación de corriente permanente y capacidad de corte" no están separadas; las grandes corrientes nominales, corresponden a las fuertes capacidades de corte y viceversa; por lo tanto, los aparatos cuya relación: Capacidad de corte sobre la intensidad nominal, se aparta de un valor

promedio, no son aconsejables para el uso.

La demanda de los usuarios ha evolucionado en el plano social y económico; es así que ahora se exije con más insistencia que antes:

- a) El aumento de la seguridad de los trabajadores.
- b) La disminución del mantenimiento a causa del costo creciente de los gastos de personal de mantenimiento.

En lo que se refiere a la seguridad, se insiste más a menudo en el peligro de explosión del disyuntor. En efecto, si el disyuntor funciona a la presión atmosférica cuando no está solicitado, la presión interna puede subir a unos 100 bars, cuando actúa su capacidad total de corte. Las presiones de prueba son todavía más elevadas para los polos mismos.

Por consiguiente, en caso de accidente, la subida de la presión termina únicamente con la explosión del polo, que se produce a presiones muy elevadas. Felizmente, una explosión de esta naturaleza se produce rara vez en la práctica, pero cuando se produce, el peligro es grande para el hombre. (R-II-1).

2.1.2.2 Corte neumático (aire).-

Esta técnica se utiliza únicamente en los disyuntores de grupos, en centrales de grandes potencias.

2.1.2.3 Corte magnético.-

En lo que se refiere a mantenimiento se puede decir, que la aparición de diferentes técnicas de corte han mostrado que era posible aumentar la calidad del servicio con iguales características. Se trata en primer lugar, de disyuntores magnéticos, cuyas cualidades de resistencia son excelentes. Estas cualidades se han confirmado en casos de utilización muy diversos, así por ejemplo:

- maniobras de protección de grandes transformadores.
- de alternadores.
- de condensadores.
- de motores, etc.

El disyuntor magnético tiene la fama de ser universal. En efecto, hoy día no tiene más que una limitación real, el espacio que ocupa. Se lo juzga excesivo en ciertas aplicaciones; las dimensiones en largo, son iguales a aquellas de los disyuntores de aceite y a veces más bajas.

2.1.2.4 Corte al vacio.-

Cuando la técnica al vacío apareció en el campo industrial, tentó a los usuarios, quienes a menudo están dispuestos a pagar el "no mantenimiento" y la seguridad. Sin embargo un gran inconveniente de esta técnica, es que sucita sobretensiones debido a que la extinción es demasiada repentina al pasar la corriente por cero.

En el transcurso de estos últimos años, la técnica SF6 de autosoplado se ha desarrollado también en media tensión, gracias al impulso del éxito obtenido en alta tensión, y todo tiende a demostrar que esta técnica va a imponerse en el campo eléctrico, conforme aumente la demanda, disminuyendo en particular la utilización de disyuntores en aceite; produciéndose esto, a escala mundial.

2.2 CARACTERISTICAS Y PROPIEDADES DEL GAS SF6

Entre las características principales del gas SF6, se puede citar:

2.2.1 COMPORTAMIENTO DIELECTRICO.-

La resistencia dieléctrica del gas SF6 a la presión atmosférica, es aproximadamente tres veces mayor que la del aire, o sea que corresponde más o menos a la capacidad aisladora del aceite. Sin embargo, el SF6 tiene dos ventajas decisivas con respecto al aceite: Primeramente no es combustible y, siendo gas, se deja comprimir. De todas formas en el momento en el que se produce el arco, se producen también, gases remanentes como el SF2 y SF4 que pueden ser eliminados con la ubicación de filtros en una forma adecuada. El aumento de presión en el gas, da como resultado un incremento considerable de sus propiedades aislantes. De esta manera se logra una reducción apreciable del volumen de los equipos que usan gas SF6 como aislante.

2.2.2 PROPIEDADES EXTINTORAS.-

El poder de extinción del arco es muy importante cuando se usa gas SF6, debido a que es un gas electronegativo; por esto, forma iones negativos pesados, los cuales, son ineficaces como conductores de corriente; de tal manera, que el arco eléctrico en el disyuntor se desioniza rápidamente. Debido a su pequeña constante de tiempo del arco, el SF6 tiene mejores propiedades extintoras, en el orden de 10 veces mejor que las del aire a la misma presión. De esta manera se puede aumentar considerablemente la potencia de ruptura de la cámara del disyuntor; es decir, que el número de cámaras a conectarse en serie dis-

minuye. Esto significa otro factor importante para la reducción del volumen de la instalación (R-II-2).

2.2.3 OTRAS PROPIEDADES.-

El gas SF6 es químicamente inactivo; es decir, no envejece; no tiene olor, no es venenoso, tiene una gran inercia térmica y química; por esta razón, su velocidad de flujo no necesita ser alta, como en el caso de los disyuntores con soplado de aire; por último, tiene una baja descomposición por el arco.

De la referencia (R-II-3) se ha podido extraer el siguiente cuadro de propiedades del gas SF6:

PROPIEDADES		UNIDAD	VALOR
Peso Molecular			146.05
Presión del vapor a: -50°	C	(bar)	2.30
-40°	C	(bar)	3.45
-30°0	C	(bar) ·	4.96
-10°0	C	(bar)	9.42
- 5°C	c .	(bar)	10.89
0 ° 0	C	(bar)	12.54
5°0	C	(bar)	14.37
1000	C .	(bar)	16.38
30°0	С .	(bar)	26.56
40°0	C	(bar)	33:09
45°0	C	(bar)	36.80
Densidad del gas a 20°	1 bar	(Kg/1)	6.16×10^{-3}
./	2 bar	(Kg/1)	13×10^{-3}
	4 bar	(Kg/1)	25×10^{-3}
	8 bar	(Kg/1)	53×10^{-3}
			,

PROPIEDADES		UNIDAD	VALOR
Densidad del líquido a 0°C		(Kg/1)	1.56
Mampagantura gustri ga		(°C)	45.55
Temperatura crítica		, ,	
Densidad crítica			0.725
Presión crítica		(bar)	37.55
Temperatura de sublimació	n a 1.013 bar	(°C)	-63.8
Calor de sublimación		(J/Kg)	1.62×10^{5}
Punto de fusión a 2.24 ba	r	(°C)	-50.8
Calor de fusión		(J/Kg)	0.344×10^{5}
Calor de vaporización a -	20°C	(J/kg)	1.06×10^{5}
	0 ° C	(J/Kg)	0.86×10^{5}
	20 °C	(J/Kg)	0.63×10^{5}
Calor específico a 1 bar	25°C	(J/Kg°C)	665.7
Calor de conductividad a	70°C	(W/m°C)	0.0158
Viscosidad a 0.98 bar	2.11°C	$(N/m^2)^{-}$	0.0145×10^{-3}
	40.64°C	(N/m^2)	0.016×10^{-3}
Velocidad del sonido,	0°C 1 bar	(m/sg)	135
Exponencial adiobática			1.02
Factor de pérdidas dieléc	tricas tgo 1 k	par	2×10^{-7}
	20 h	oar .	0.4×10^{-6}
Constante dieléctrica	20°C		•
Constante are rectified	1.013 bar		1.0021
	23.34 MH ₂		
Solubilidad en el agua a	25°C .	(ml/L)	1
Solubilidad en el aceite	de		
Transformadores a 25°C		(ml/L)	300

PROPIEDADES	UNIDAD	VALOR
Grado de pureza de SF6	ફ	min. 99
con: O2N2 Combinado	(pp mg)	max. 500
CF ₄	(pp mg)	max. 500
^S 2 ^F 10	(pp mg)	max. 0.02
so ₂	(pp mg)	max. 1
H ₂ 0	(pp mg)	max. 15
Acidez libre	(pp mg)	max. 0.3
Fluoruros hidrolizables	(pp mg)	max. 1

2.3 ESTUDIO DEL CORTE EN EL SF6

La importancia del arco en la técnica de las altas tensiones, proviene de dos efectos distintos: por un lado, casi todas las descargas en cualquier parte de la instalación degeneran en la formación de un arco, y en segundo lugar, el proceso de desconexión utilizado hasta hoy por los interruptores, conduce siempre a la interrupción de una corriente mayor o menor, pero que origina inevitablemente un arco. Mientras que en el primer caso, la aparición del arco en cuestión, constituye un peligro de temer, tanto por sus efectos térmicos como químicos capaces de provocar graves desperfectos en las instalaciones; los arcos en los interruptores, constituyen un fenómeno bien estudiado en su esencia y que puede ser dominado perfectamente en todo su proceso.

À continuación se hace referencia a los arcos producidos entre elementos metálicos en una atmósfera gaseosa.

La liberación de electrones ocurre por emisión directa desde el cátodo, es decir, por termoemisión. La temperatura necesaria para alcanzar este estado de actividad la provoca el arco mismo, a través de la delgada zona de intenso campo eléctrico que aparece delante de dicho electrodo, y en el cual, los iones positivos libres que van llegando, experimentan una enorme aceleración, calentando fuertemente por sus impactos, el metal del electrodo catódico; de este modo el arco se mantiene por simple emisión térmica.

Las altas densidades de corriente observadas, se las atribuye a la gran intensidad de campo que existe frente al electrodo (cátodo), capáz de equilibrar las fuerzas que tienden a mantener unidos los electrones al cátodo. Este fenómeno se denomina auto emisión electrónica, y, debido a su influjo, la emisión térmica resulta enormemente amplificada. (R-II-4). Para la columna de arco, ha de existir naturalmente, equilibrio entre el ritmo de producción de energía y el de disipación de la misma. La potencia suministrada vale:

Para corriente contínua

$$.$$
 (a) i.Vb = P vatios

i, corriente en amperios

Vb, caída de tensión en voltios.

Para corriente alterna

(b) i.Vb = P +
$$\frac{dQ}{dt}$$

i, corriente en amperios.

Vb, caída de tensión en voltios.

Q, calor almacenado en los gases del arco y sus inmediaciones, en Julios.

.../

P, energía que los gases ceden al exterior en vatios.

 $\frac{dQ}{dt}$, indica la variación de energía térmica.

Para la columna del arco:

$$Q = \frac{1\pi^2}{4} Cp G$$

- 1, d, longitud y diámetro de la columna de arco, en centímetros.
- Cp, calor específico en Julios/grado centígrado y centímetro cúbico a presión constante.
- G, temperatura en grados Kelvin
 Teniendo el valor de Q, la ecuación (b) se puede escribir:

i.
$$Vb = po + Qo \frac{1}{Go} \frac{dG}{dt}$$
 vatios. (R-II-4)

Esta potencia se elimina principalmente por vía térmica, y en particular, por efecto de conducción, radiación y convección. La intensidad de disipación depende naturalmente de las condiciones del medio próximos, que limita y rodea a la columna; es decir, de las sustancias vaporizables o de los gases próximos tales como: el aceite, corrientes de aire, el SF6, etc. La conductividad y la capacidad de los mismos, tienen una influencia decisiva así como su naturaleza y densidad. Aumentando la presión, aumenta la capacidad de disipación del calor.

Tomando los términos de las fórmulas escritas anteriormente, se puede establecer la siguiente relación:

$$TB = \frac{Q}{P}$$

Por regla general, TB no es constante, ya que Q y P suelen depender en distinto modo de G; pero para llegar a conclusiones fundamentales, se puede admitir, que dicho valor no varía gran cosa, por lo que se le conoce como constante de inercia térmica y sirve para caracterizar la influencia de la inercia térmica.

Una cuestión importante en el momento del corte, es la sobretensión originada por tal causa y que según la fórmula de Kennelly tiene por valor:

$$y = i \sqrt{\frac{L}{C}}$$
 (R-II-5)

- V, valor de la tensión máxima alcanzada, en voltios.
- i, intensidad de la corriente que circula en el momento de la interrupción en amperios.
- L, coeficiente de autoinducción del circuito en hen-
- C, coeficiente de capacitancia de dicho circuito en microfaradios uF.

El valor de V, calculado por la fórmula anterior, supone que la interrupción es instantánea, lo cual no ocurre en la práctica.

En corriente alterna, la intensidad es variable desde cero a su amplitud máxima, y si se interrumpe el circuito cuando la intensidad de la corriente pasa por un valor
máximo a cero, ante el hecho de existir en aquel momento,
menor almacenamiento de energía magnética, la interrupción
dará lugar a una sobretensión limitada. Intervienen en la
reducción de la sobretensión, la resistencia del arco de
apertura y la variable resistencia de los contactos, cuyo

efecto se hace así mismo sentir en el cierre del circuito.

Con el fin de evitar una explosión del aparato interruptor, es conveniente reducir la energía desarrollada en el proceso de interrupción y de que el arco tenga una duración lo más corta posible.

Además es de gran importancia, que después de la apertura de los contactos se pueda recuperar inmediatamente la rigidez dieléctrica suficiente, en el espacio entre los contactos, para de este modo, hacer imposible los reencebamientos del arco.

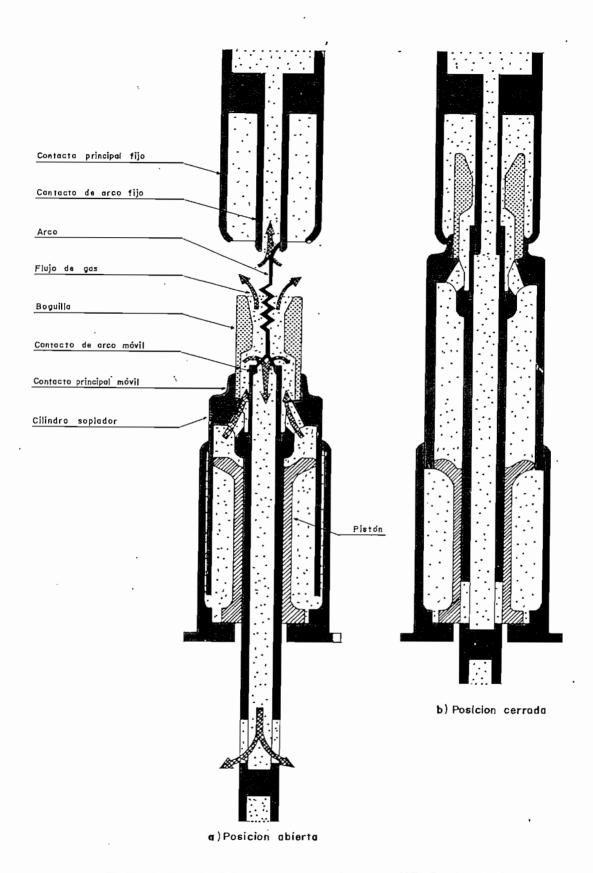
A continuación se expondrá lo que sucede en un disyuntor de SF6, al momento de corte, tomando de un ejemplo en la gama de media tensión. Los problemas teóricos de la alta tensión son los mismos, sin tomar en cuenta obviamente, el problema de las distancias, que deben ser aumentadas para mantener tensiones superiores.

El accionar el contacto móvil y el pistón que comprime el gas, fig. Nº 2.1, el canalizar el gas así comprimido, entre los contactos, se hace desde el punto de vista tecnológico. Analizando en una forma más detenida se puede indicar que: se debe considerar dos momentos distintos en el desarrollo cronológico del proceso de corte:

- el período del arco, y
- el paso a cero de la corriente.

2.3.1 PERIODO DEL ARCO.-

Durante el período de arco; es decir, después de la separación de los contactos y antes de la aparición de un cero natural de corriente, el arco está confinado en una tobera.



ESTRUCTURA DE LA CAMARA DE INTERRUPCION

FIGURA № 2.1

La energía eléctrica traída por la red al arco es muy baja, pero contribuye a recalentar el plasma de acuerdo a las leyes de la termodinámica.

El arco puede alojarse en el cuello de la boquilla sin obstruirla, si la corriente no supera cierto valor, que es función de la potencia de carga. Si la corriente supera este valor, puede obstruir la boquilla, pero esta obstrucción no debe durar mucho tiempo; si dura mucho tiempo, se bloquea el escape de gas por la boquilla, es decir, el gas que se dirige desde el contacto móvil; esto se conoce como el efecto del tapón.

Si la obstrucción no se produce, o se produce durante un corto instante, el contacto móvil sigue su carrera,
después de un ligero frenazo, y los gases frescos almacenados atrás del pistón, entran en juego al momento del paso a cero de la corriente.

2.3.2 PASO A CERO.-

Durante el paso a cero de la corriente, la velocidad de recombinación del gas es muy grande, a causa de la electronegatividad del átomo fluor. Esta propiedad se traduce por una velocidad de regeneración dieléctrica elevada.

Finalmente, con un flujo de gas modesto, y sin aporte de gas exterior, se logran las condiciones favorables al restablecimiento de la tensión. El desgaste del gas es sumamente bajo y el medio restablece sus características iniciales muy rápidamente. Estas cualidades han sido confirmadas durante varias pruebas de corte en circuitos inductivos. Dos cortes muy seguidos son posibles sin pérdi-

da de rendimiento, por ejemplo en el caso de un reenganche muy rápido. El corte de corriente capacitiva se efectúa, sin realimentación ni reencendido.

Se ha observado que en un disyuntor a 24 kV en prueba, ha mantenido su poder de corte nominal con una tensión transitoria de 20.000 Hz. (R-II-I).

El espaciamiento de los contactos es poco importante.

La distancia necesaria a una resistencia eléctrica de

125 KV. de choque es del orden de 30 m.m. en el disyuntor

con SF6.

La distancia necesaria para cortar el arco, es del mismo orden o aún más bajo.

Si suponemos que la separación de los contactos tuvo lugar justo después del paso a cero de la corriente, el primer intento de corte se verifica a 60 grados eléctricos después de la separación de los contactos, o sea a 3.5 ms a 60 Hz.

Generalmente este intento tiene éxito y las otras dos fases interrumpen la corriente cinco milisegundos más tarde.

Para un aparato que se abre a una velocidad promedia de 2.5 m/s, y tomando en cuenta el frenazo debido a la aparición del efecto tapón, el espaciamiento entre contactos es del orden de 15 m.m.

Si el corte se produce al paso del cero siguiente, los tiempos de arco son de 6.6 ms para la primera fase que corta y de 11.6 ms para las otras, lo que corresponde a un espaciamiento del orden 20 m.m. (R-II-I).

Si el valor de la corriente varía, durante la apertura del disyuntor, el corte se efectúa con el mismo éxito.

2.3.3 RESISTENCIA.-

Las cualidades de resistencia eléctrica provienen de un desgaste de los contactos poco importante; en todas las técnicas de corte: vacío, aceite, gas, el desgaste se produce en los contactos de arco y el medio desionizante.

En la capacidad total de corte, con la técnica SF6 y la del vacío, el deterioro del medio es despreciable, pero el de los contactos es inevitable. Sin embargo, no es muy alto y siempre se puede proveer un volumen de materia suficiente.

Pero, es fuciente limitarse a una buena resistencia a las corrientes de corto circuito más altas?

La práctica ha enseñado que hay que preveer también una vida útil larga, con corrientes de valores inferiores.

Los tiempos de arco cortos al corte de corrientes bajas, conducen a un desgaste de los contactos poco importante. El número de cortes posibles no es el único criterio
de resistencia eléctrica.

- El estado en el cual se encuentra el disyuntor después de un número importante de cortes, influencia en la estabilidad dieléctrica del mísmo.
- Un disyuntor no se construye para que permanezca indefinidamente cerrado, debe mantener algún tiempo la tensión
 de servicio, y, en cierta medida, las sobretensiones
 excepcionales.

Las críticas que se hacen a los disyuntores de aceite

se deben a los resíduos con carbono que hay en suspensión en el aceite, así como la humedad que resulta de la comunicación del aceite con el aire ambiental. Estos son factores perjudiciales cuando se mantiene el campo eléctrico después del corte. La técnica del vacío significa un progreso considerable, pero el aspecto irregular entre los contactos muy cercanos, provoca una disminución de la estabilidad dieléctrica del disyuntor, lo cual, no desaparece sino únicamente después de algunas maniobras.

La técnica SF6 no conoce esta dificultad; el medio gaseoso no cambia, y las irregularidades entre los contactos de arco, por estar más espaciados que en el vacío no tienen gran influencia en la estabilidad dieléctrica.

Lo que se ha expresado hasta aquí, pone en evidencia las cualidades principales que se reconoce al corte en el SF6.

CAPITULO III



3. ESQUEMAS EXISTENTES DE SUBESTACIONES Y DISPOSICION DEL EQUIPO

Uno de los primeros pasos dentro del diseño de una subestación, es definir el tipo de esquema de la instalación, tomando en cuenta:

- 1. Factores técnicos y funcionales
- 2. Factores económicos
- 3. Continuidad de servicio
- 4. Espacio disponible

La selección que se efectúe, tendrá fundamental importancia en el monto de las inversiones de los equipos
necesarios y luego durante la operación de la subestación,
gracias a la seguridad o confiabilidad que pueda dar el esquema seleccionado.

En el presente capítulo, se estudiará los esquemas existentes de subestaciones, y la disposición del equipo, tanto en una subestación convencional como en una subestación blindada y aislada con SF6. Los esquemas existentes son los mismos; pero la disposición del equipo no es la misma, para ambos tipos de subestación. No se detallará la forma de seleccionar un esquema, ya que sobre este tema se han realizado diferentes trabajos de tesis de grado, (R-III-5, R-III-6, R-III-7).

Se debe aclarar que: por lo general, todas las subestaciones son diferentes, sin embargo, se han cristalizado ciertos tipos básicos de esquemas, que se considerará a continuación (R-III-1, R-III-2); pero, pueden existir también variaciones de los mismos, que los diseñadores pueden

imponer en una instalación.

Los esquemas de subestaciones existentes, y conocidos como principales son:

- 1. Barra simple
- 2. Barra principal y transferencia
- 3. Doble barra
- 4. Anillo o polígono
- 5. Interruptor y medio
- 3.1 SUBESTACION CONVENCIONAL

3.1.1. ESQUEMA DE BARRA SIMPLE.-

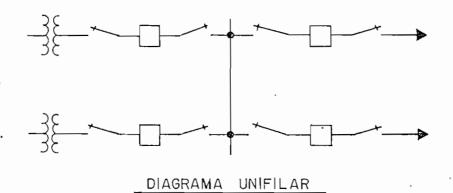
Consiste en una barra principal, la cual esta energizada todo el tiempo, y por lo general, los circuitos que llegan a dicha barra. Este esquema, se usa en instalaciones de pequeña potencia y cuando se admiten cortes de energía con alguna frecuencia. Fig. Nº 3.1.

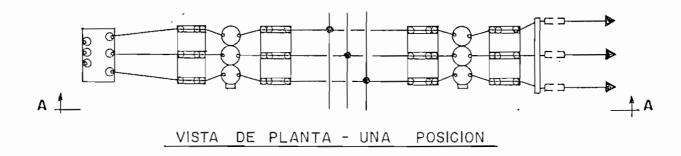
Ventajas

- Instalación sencilla, debido a esto son reducidas las posibilidades de equivocarse en la operación de la sub-estación.
- Se requiere de poco espacio.
- Es de fácil ampliación.
- Complicación mínima en las conexiones y esquema de pro-
- Costo reducido.

Desventajas

- Una falla en la barra implica la salida del servicio de toda la subestación.
- El mantenimiento de cualquier disyuntor, implica inte-





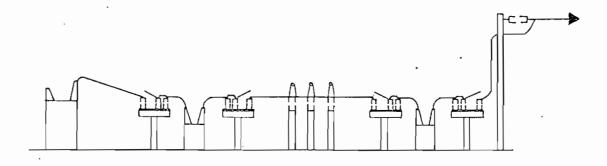


FIGURA 3.1 ; ESQUEMA DE BARRA SIMPLE

rrumpir el servicio de esa llega de circuito.

- El mantenimiento de las barras, requiere la suspensión del servicio de toda la subestación.
- Si ocurre una falla en una de las llegadas del circuito, y si el disyuntor respectivo no opera, también sale del servicio toda la subestación.
- Resulta imposible la ampliación de la subestación sin ponerla fuera de servicio.

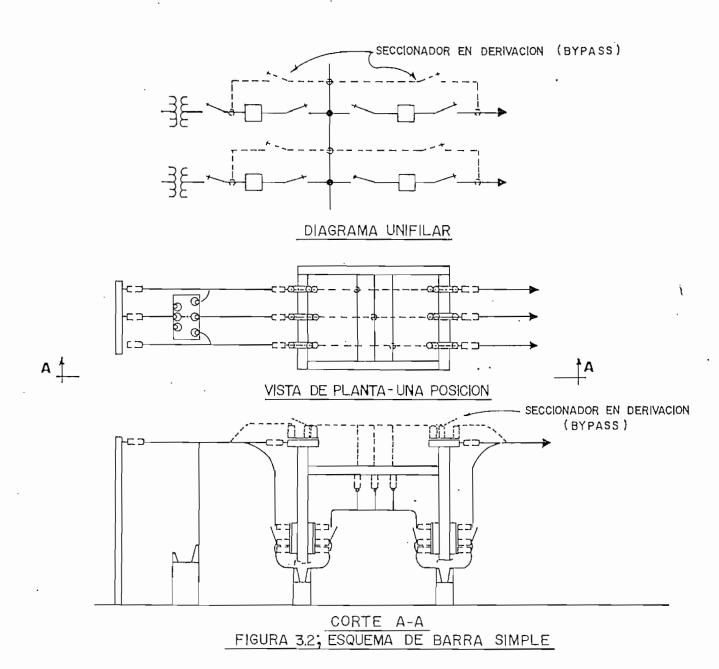
Para evitar poner fuera de servicio las posiciones por mantenimiento y/o inspección de disyuntores, se instalan seccionadores en derivación (bay-pass), como se indica en la Fig. N^{ϱ} 3.2.

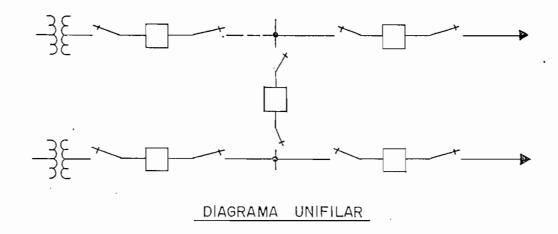
Este esquema presenta la dificultad de que en el tiempo en que el disyuntor está abierto, pero cerrado el seccionador en derivación (bay-pass), puede presentarse una
avería en el circuito alimentado, provocando la desconexión
del disyuntor o disyuntores de alimentación de la subestación.

3.1.1.1 Esquema de barra simple seccionada.-

El esquema de barra simple es mejorado, con la inclusión de un disyuntor, o seccionador, Fig. Nº 3.3, o incluyendo tantos disyuntores o seccionadores, como seccionamientos quiera realizarse; de esta forma se adquiere mayor flexibilidad en el funcionamiento de la subestación, como también en el trabajo de mantenimiento e inspección de la misma.

Es aconsejable que la generación se distribuya, al igual que la carga, equitativamente.





(DISPOSICION DE EQUIPO, UNION A TRAVES DE UN DISYUNTOR CON SECCIONADORES DE LAS POSICIONES DE LA FIGURA 3.1)

Ventajas

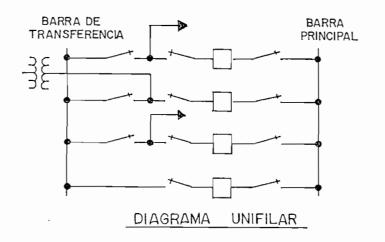
- Se asegura mayor continuidad de servicio.
- Se facilita el trabajo de mantenimiento e inspección de la instalación, como barras, llegadas o salidas de circuitos, sin recurrir a la desconexión total de la subestación.
- Con la instalación de la protección diferencial en forma adecuada, se soluciona el problema de falla o cortocircuito en barras, ya que saldría del servicio únicamente la sección de barra afectada por la falla.

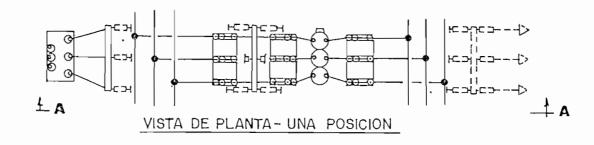
Desventajas

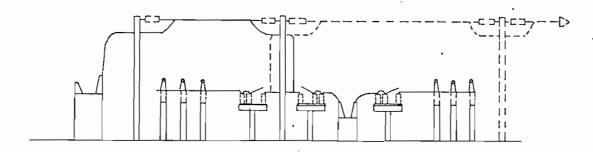
- La avería en una sección, puede obligar a una reducción en el suministro de energía.
- En la práctica no se puede transferir un circuito, de una a otra sección de barras.
- La revisión de un disyuntor deja fuera de servicio la salida correspondiente.
- El esquema de protecciones resulta más complejo que para el esquema de barra simple.

3.1.2 ESQUEMA DE BARRA PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA

La configuración de barra principal y transferencia, Fig. Nº 3.4, consiste en dos barras independientes, una de las cuales, la barra principal, está normalmente energizada. En condiciones normales de operación, toda entrada y salida de circuitos están conectados a la barra principal a través de los respectivos disyuntores y seccionadores.







CORTE A-A
FIGURA 3.4; ESQUEMA DE BARRA PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA

El aumento del costo en la barra de transferencia reporta una ventaja importante en el servicio; generalmente
es más costoso que el esquema de una sola barra; esto debido a la implementación de un mayor número de seccionadores, una barra y un disyuntor adicional.

Ventajas -

- Si uno de los disyuntores de dichos circuitos, necesitan de reparación o mantenimiento, puede reemplazarse por el disyuntor de transferencia, entrando en operación, la barra de transferencia.
- Costo no muy elevado
- Facilidad de ampliación
- El esquema no es complejo para operación

Desventajas

- Una falla en la barra principal, suspende totalmente el servicio.
- Se requiere de un disyuntor extra entre las barras para la transferencia de energía.
- No es posible la ampliación de la subestación, sin ponerla fuera de servicio.
- El esquema de protecciones resulta más complejo que para barra simple.
- Cuando se transfiere la carga de la barra principal a la de transferencia, esto es, cuando se transfiere la carga de una posición, se debe transferir también, las protecciones de esa posición, al disyuntor de transferencia.

La Fig. N° 3.5, muestra otra disposición del equipo, para el esquema de barra principal y transferencia, consi-

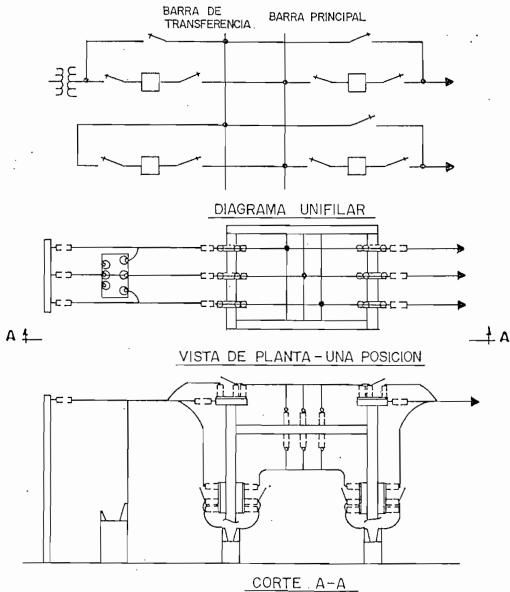


FIGURA 3.5 ; ESQUEMA DE BARRA PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA

guiéndose de esta forma, una reducción del espacio ocupado.

Este tipo de esquema, se lo utiliza generalmente en subtransmisión y distribución; en transmisión se lo utiliza, para subestaciones de interconexión.

3.1.3 ESQUEMA DE DOBLE BARRA

Las instalaciones de mayor importancia, se utiliza . el juego de barras dobles, existiendo dos subesquemas:

- Doble barra con un solo disyuntor
- Doble barra con doble disyuntor

3.1.3.1 Doble barra con un solo disyuntor. -

La tensión es permanente en las dos barras, por lo que se recomienda tratar de distribuir la carga y la generación en las dos barras, Fig. N° 3.6.a.

El disyuntor A, se denomina disyuntor de acoplamiento, y sirve, en caso necesario, para reemplazar un disyuntor averiado en una cualquiera de las derivaciones conectadas a la barra; sirve también para efectuar la división del servicio sin tener que interrumpir éste, es decir, para transferir las llegadas de circuitos, de un juego de barras hacia el otro, ya que pueden realizarse, estas operaciones, con el disyuntor cerrado, abriéndolo después de efectuadas las mismas.

Ventajas

- Posibilita la inspección y el mantenimiento de las barras, sin recurrir a interrupciones.
- Posibilita el seccionamiento en dos partes el sistema de barras.

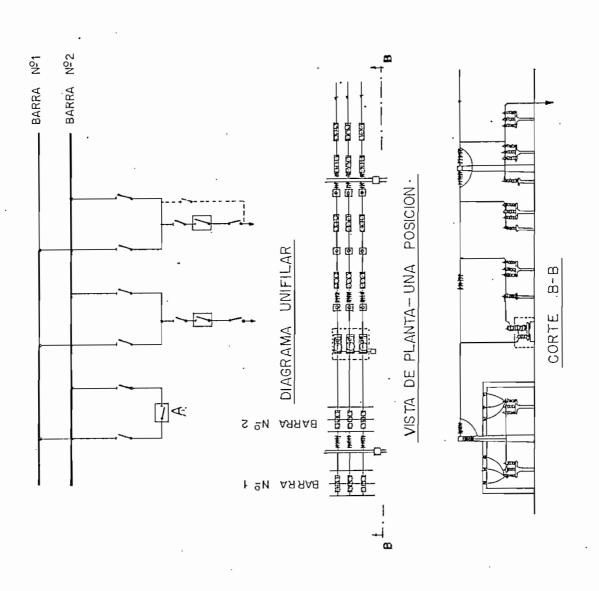


FIGURA Nº 3.6.4: ESQUEMA DE DOBLE BARRA, UN SOLO DISYUNTOR

- Ante averías en las barras, sale del servicio únicamente una parte de la subestación.

Desventajas

- Durante el mantenimiento e inspección de las barras, la confiabilidad del sistema disminuye.
- El mantenimiento e inspección del disyuntor, exige la desconexión de la posición, si no existe seccionador de derivaciones o bay-pass.
- Una falla en el disyuntor de acoplamiento, sale del servicio toda la subestación.

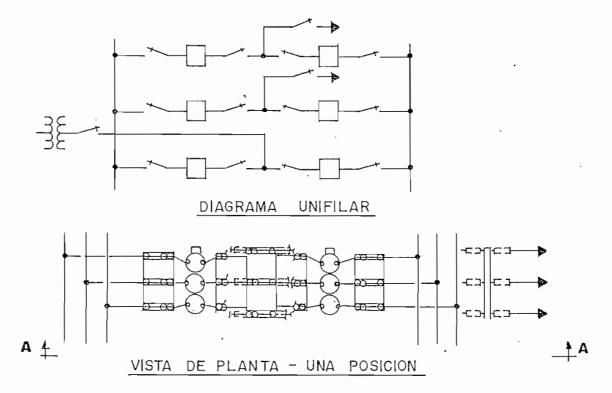
3.1.3.2 Doble barra con doble disyuntor

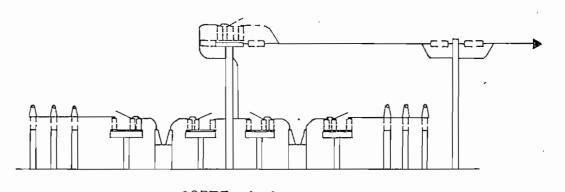
La configuración de doble barra doble disyuntor, Fig. N^2 3.6.b; consiste en dos barras principales las mismas que están normalmente energizadas. Eléctricamente conectados entre las barras, existen dos disyuntores y entre los disyuntores un circuito; es decir, se requiere de dos disyuntores para cada circuito.

En esta disposición, los seccionadores deben permanecer siempre cerrados. Como la tensión es permanente en ambas barras, también se recomienda distribuir la carga y la generación, en las dos barras equitativamente.

Ventajas

- Permite hacer mantenimiento de cualquiera de las barras sin interrupción del servicio.
- Alto grado de confiabilidad.
- Operación fácil.
- Permite realizar inspección y mantenimiento de cualquiera de los disyuntores, sin interrupción del servicio.





CORTE A-A
FIGURA 3.6 b; ESQUEMA DE DOBLE BARRA - DOBLE DISYUNTOR

- 59 -

- Si se produce una avería en uno de los disyuntores o en uno de los juegos de barras, el sistema de protección, provoca automáticamente, la conmutación sobre el otro juego de barras.

Desventajas

 La principal desventaja constituye el costo, debido a que existen duplicados varios elementos, disyuntores, seccionadores, barras, etc. por cada posición.

3.1.4 ESQUEMA EN ANILLO O POLIGONO

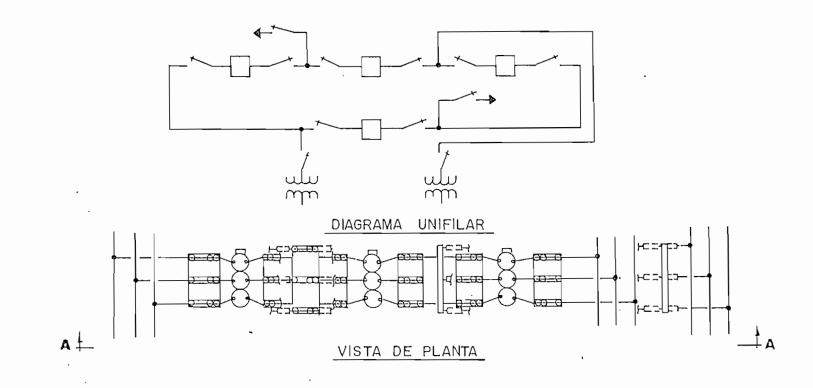
La configuración en anillo, es una extensión de la barra simple seccionada; el resultado de esta extensión, es el de tener un lazo cerrado o anillo, en el que cada sección de barra, a la que llega o sale un circuito, está separado por un disyuntor.

Se utiliza este esquema, en lugares donde la continuidad del servicio es muy importante. La carga y la generación se distribuye alrededor de todo el anillo, Fig. \mathbb{N}^2 3.7.

Dependiendo de los circuitos de llegada o salida de la subestación, pueden formarse dos o más anillos entre sí enlazados.

Ventajas

- La desconexión de un disyuntor por inspección, mantenimiento o por avería, no implica la salida del servicio
 de ninguno de los circuitos en la subestación.
- No existen barras principales.
- Alto grado de confiabilidad.
- Una falla en las barras, no significa la desconexión en



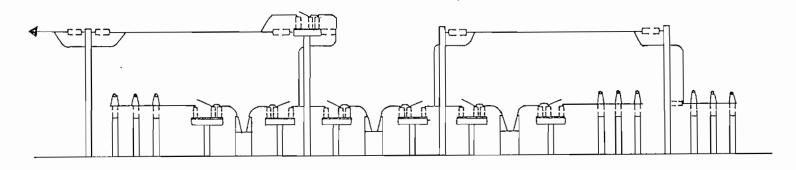


FIGURA 3.7; ESQUEMA EN ANILLO

bloque de una gran cantidad de elementos o de los circuitos.

Desventajas

- Complejidad en las protecciones.
- Es imposible ampliar la instalación sin interrumpir el servicio.
- La desconexión simultánea de dos disyuntores, puede dejar fuera de servicio a más de una salida.

3.1.5 ESQUEMA DEL DISYUNTOR Y MEDIO

La configuración de disyuntor y medio, consiste en dos barras principales, las mismas que están normalmente energizadas. Conectados eléctricamente entre las barras se encuentran tres disyuntores, y entre cada dos disyuntores, existe una entrada o una salida de circuito, Fig. Nº 3.8.

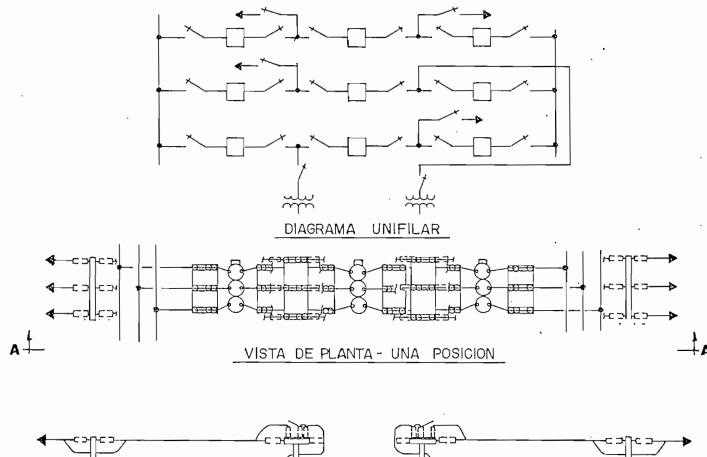
Este esquema se utiliza generalmente en las subestaciones de las centrales eléctricas de gran potencia, o en lugares importantes donde la continuidad del servicio es primordial.

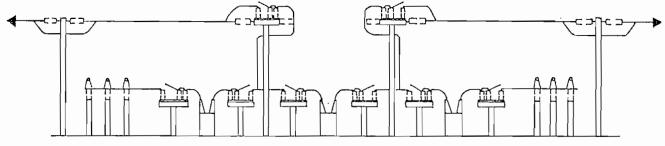
Ventajas

- Las mismas que nos proporciona el sistema de doble barra doble interruptor.
- Permite realizar mantenimiento e inspección de cualquiera de las barras, disyuntores, sin que se produzca interrupción del servicio.
- Cualquier avería en las barras, no implica interrupción del servicio.

Desventajas

.../





. CORTE A-A
FIGURA 3.8 ; ESQUEMA DE DISYUNTOR Y MEDIO

17.

- Así mismo, una desventaja es el costo, debido a que existen varios elementos por cada posición.
- → El esquema de protecciones es más complicado, ya que se debe coordinar correctamente el interruptor central con el disyuntor de la línea.

Es posible disminuir el número de transformadores de corriente instalados en las salidas de las líneas, pero en caso de avería o de revisión de estos transformadores, la líneas corresondiente debe dejarse fuera de servicio.

3.2 SUBESTACION CON SF6

Antes de comenzar a explicar este subcapítulo, se debe indicar que: lo dicho anteriormente para subestaciones
tipo convencional, sirve para subestaciones blindadas y
aisladas con SF6; en cuanto a ventajas y desventajas de los
esquemas ya analizados; como ya se dijo, los esquemas son
los mismos, para subestación convencional y para subestación aislada con SF6.

En este subcapítulo, (R.III.3; R.III.4), se tratará, algunos puntos adicionales de los esquemas existentes y la disposición del equipo de estos esquemas, en las subestaciones que utilizan como aislante, al gas SF6.

3.2.1 ESQUEMA DE BARRA SIMPLE.-

Además de lo expuesto en el párrafo 3.1.1 cabe destacar:

Debido a que es necesario efectuar eventualmente revisiones, cada parte de la instalación, Fig. Nº 3.9, debe ser puesta a tierra en el sitio correspondiente, de acuerdo con las prescripciones de seguridad.

. . . /

La instalación es sencilla y de clara disposición; cada parte de la instalación, puede ser equipada con la protección convencional correspondiente; las salidas de líneas o las entradas de líneas, con protección de distancia, los transformadores con protección diferencial y de sobre corriente y las barras, con protección diferencial.

Con respecto al equipo con SF6 se debe admitir que pueden existir varias disposiciones, dependiendo generalmente de la firma constructora; a continuación se presenta algunas disposiciones:

- a) Esquema de barra simple con blindaje trifásico, o de fase integrada. Fig. Nº 3.9.
- b) Esquema de barra simple con blindaje monofásico o de fase aislada. Fig. Nº 3.10.

Las dos disposiciones anteriores son para cuando tanto las salidas como las entradas se realizan por medio de cables.

c) En caso de una red con líneas aéreas, en lugar de cables; los conductores pueden introducirse mediante pasamuros de intemperie y dispositivos de prolongación blindados monofásicos; en estos casos es apropiado colocar las barras en la parte inferior, para ganar altura para los pasamuros. La distancia entre fases en tal disposición es reducida; los pasamuros se deben disponer con una abertura angular hacia los lados, para alcanzar las distancias reglamentarias en los bornes. Fig. Nº 3.11.

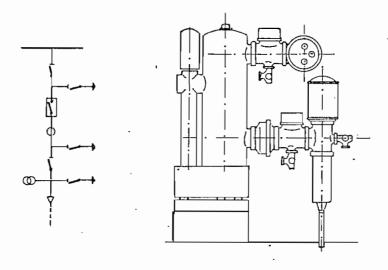


FIGURA Nº 3.9

BARRA SIMPLE, BLINDAJE TRIFASICO

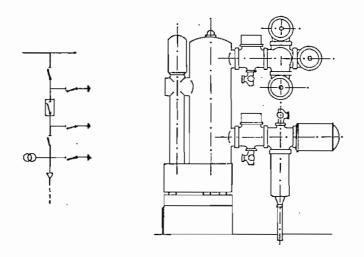
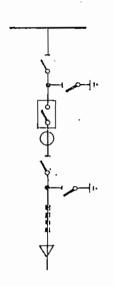


FIGURA Nº 3.10

BARRA SIMPLE, BLINDAJE MONOFASICO



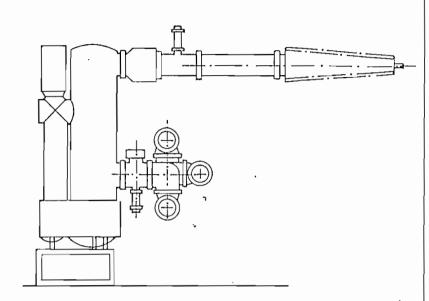


FIGURA Nº 3.11

BARRA SIMPLE, LLEGADA AEREA DE LINEA

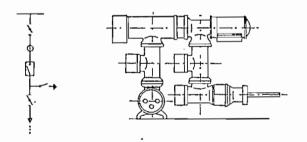


FIGURA Nº3.12

BARRA SIMPLE, DISYUNTOR HORIZONTAL

- d) Otra disposición se tiene cuando el disyuntor va montado horizontalmente, y, las barras trifásicas y los terminales de cable están situados en la parte inferior, es decir, una disposición horizontal. Fig. N^2 3.12.
- e) En caso de ser necesario, por motivos de espacio, el disyuntor también puede ser montado verticalmente, pero se precisa, una estructura soporte para el disyuntor, Fig. Nº 3.13.

3.2.1.1 Esquema de barra simple seccionada.-

Cuando se dispone de varios puntos de alimentación, conforme ocurre en los nudos importantes, entonces se suele preveer en proveer a las barras, un seccionador longitudinal.

- f) Un seccionador longitudinal precisa poco espacio, si se desplaza ambas mitades de las barras, en la longitud del seccionador, se obtiene la configuración de barras colectoras simples, con seccionador longitudinal. Fig. Nº 3.14.
- g) En caso de desearse un acoplamiento longitudinal de las barras, es decir, mediante un disyuntor, se deberá colocar dos seccionadores verticalmente y conectarlos mediante un disyuntor en posición horizontal. Fig. Nº 3.15.

3.2.2 ESQUEMA DE BARRA PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA O AUXI-LIAR.-

Las ventajas y desventajas de este esquema, se trató ya en la sección 3.1.2.

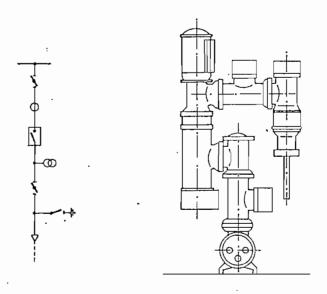


FIGURA Nº 3.13

BARRA SIMPLE, DISYUNTOR VERTICAL

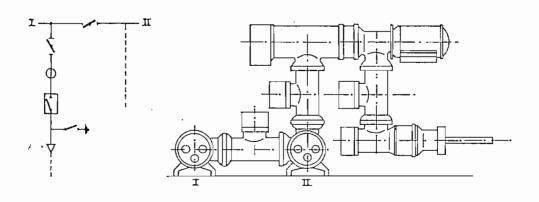
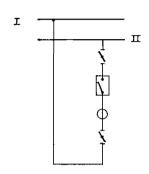


FIGURA № 3.14

BARRA SIMPLE, SECCIONADA POR SECCIONADOR__



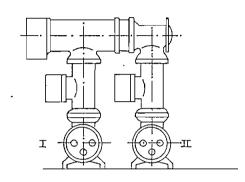
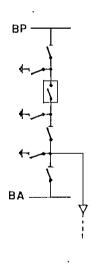


FIGURA № 3.15

ACOPLAMIENTO LONGITUDINAL POR DISYUNTOR



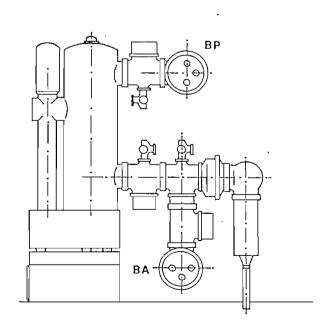


FIGURA № 3.16

BARRA PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA

En el sistema con SF6, constituye una ventaja la facilidad de ampliación, es así que, si observamos la parte (a) del esquema de barras simples, sec. 3.2.1, de una forma sencilla se puede ampliar esta instalación a una, con barra de transferencia, que se observa en la Fig. Nº 3.16.

Se puede incluir seccionadores en derivación obteniéndose la configuración de la Fig. N° 3.17.

3.2.3 ESQUEMA DE DOBLE BARRA.-

Así mismo como en la sección 3.1.3, tenemos:

- Doble barra con un disyuntor.
- Doble barra doble disyuntor.

Ventajas y desventajas, así como la explicación de la configuración del esquema, han sido tratados ya en la sección ultimamente citada.

3.2.3.1 Doble barra un solo disyuntor.-

Para prestar un servicio más flexible en los puntos importantes de una red, en donde se disponen de varias líneas de alimentación y de un gran número de salidas, se utiliza la instalación de barras dobles con un disyuntor. De esta forma, se pueden asignar ciertas salidas a ciertas alimentaciones, así como acoplar y separar grupos de redes, disponiéndose además de circuitos de reserva, en caso de perturbación de la red.

En la Fig. N° 3.18, se muestra un sistema de barras dobles con blindaje monofásico o fase aislada, con salida de línea aérea y un disyuntor de dos cámaras.

El blindaje de barra trifásico o fase integrada, existe en la disposición de la Fig. N° 3.19.

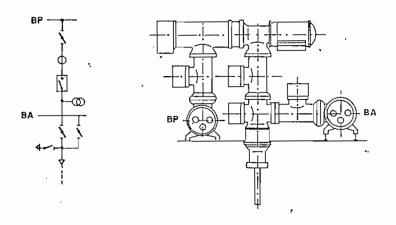


FIGURA Nº 3.17

BARRA PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA

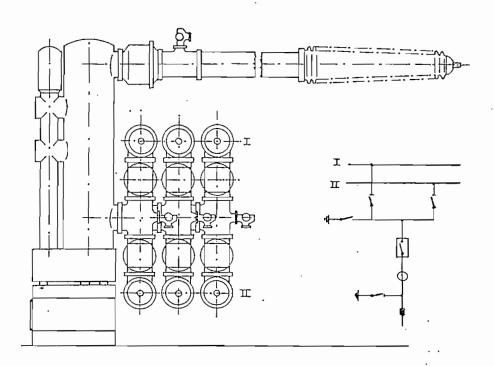


FIGURA № 3.18

DOBLE BARRA _ UN DISYUNTOR _ FASE AISLADA

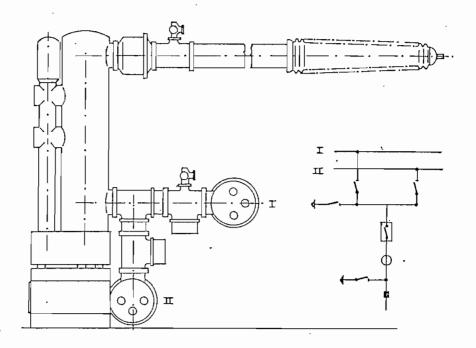


FIGURA Nº 3.19

DOBLE BARRA_UN DISYUNTOR_ FASE INTEGRADA

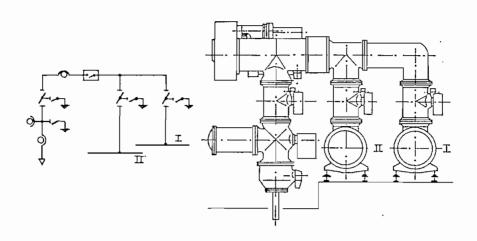


FIGURA Nº 3.20

DOBLE BARRA _ CONFIGURACION HORIZONTAL

También puede tenerse la configuración horizontal para el sistema de barras dobles, como se muestra en la Fig. N° 3.20.

Si la superficie disponible es pequeña, se puede girar toda la instalación en 90°, obteniéndose la disposición de la Fig. N^{α} 3.21.

3.2.3.2 Esquema de doble barra doble disyuntor.-

Lo expresado en la sección 3.1.3.2, es válido para esta sección, en cuanto a la descripción del esquema, ventajas y desventajas. El diagrama unifilar para la técnica en SF6, se indica en la Fig. Nº 3.22, con la respectiva disposición del equipo.

Generalmente este tipo de esquema se utiliza, en instalaciones en donde la continuidad del servicio es muy importante, ya que no es precisamente barato.

3.2.4 ESQUEMA EN ANILLO O POLIGONO.-

La disposición del esquema, ventajas y desventajas han sido tratados en la sección 3.1.4.

La disposición del equipo con su respectivo diagrama unifilar se expresa en las Figs. N° 3.23 (a) y (b), para la técnica en SF6.

3.2.5 ESQUEMA DE DISYUNTOR Y MEDIO.-

En la sección 3.1.5, se ha tratado lo referente a este esquema. En la Fig. N° 3.24, se expone el diagrama unifilar y la disposición del equipo, en la técnica del SF6.

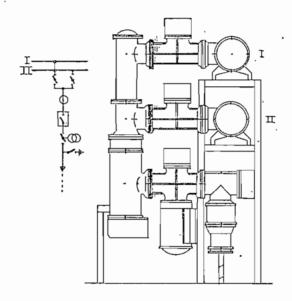


FIGURA № 3.21

DOBLE BARRAL CONFIGURACION VERTICAL

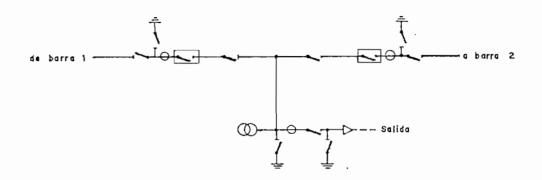
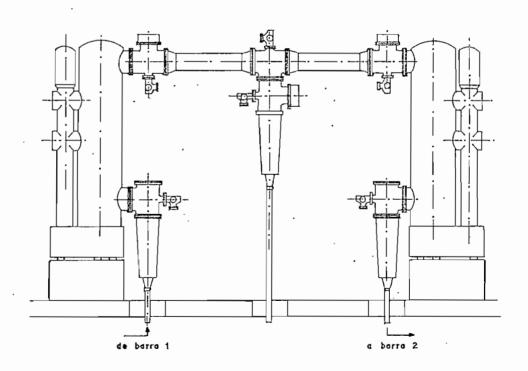


FIGURA Nº 3.22

DOBLE BARRA - DOBLE DISYUNTOR



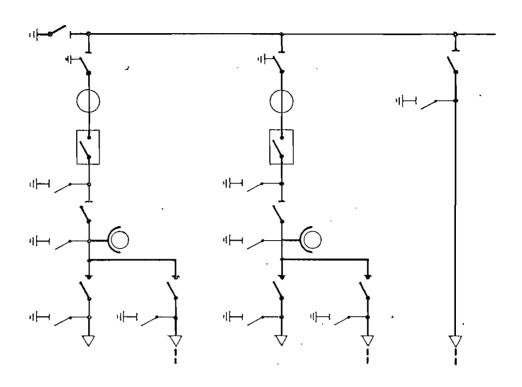
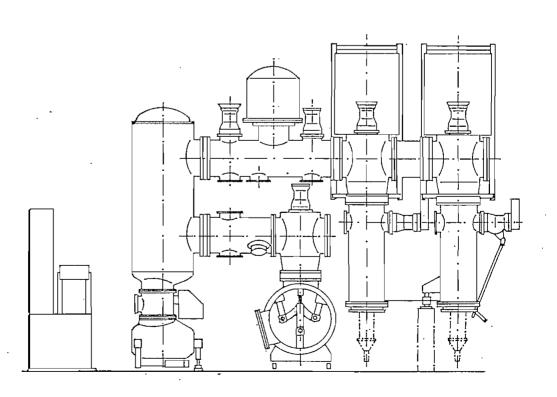


FIGURA Nº 3.23.a ESQUEMA EN ANILLO



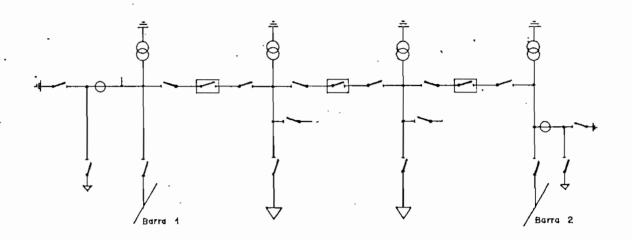
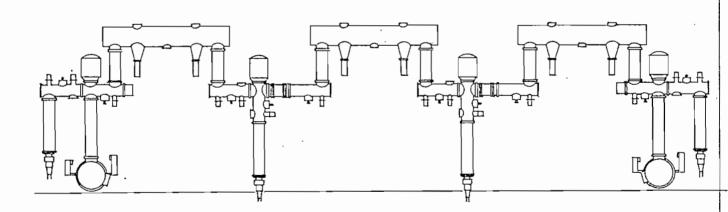


FIGURA Nº 3.23.b ESQUEMA EN ANILLO



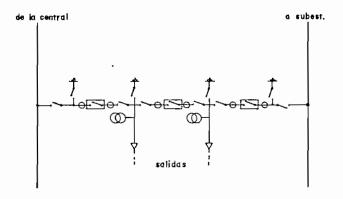
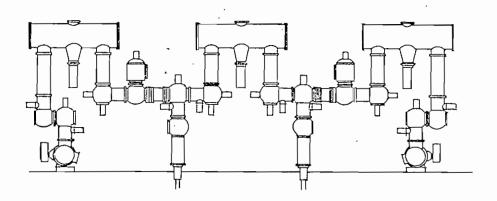


FIGURA Nº 3.24 DISYUNTOR Y MEDIO



3.3 NORMAS EN VIGENCIA

De lo que se tiene conocimiento, no existe una normalización en cuanto al esquema de barras que debe utilizarse para determinado nivel de voltaje.

El INECEL, aunque no tiene una normalización establecida con respecto al esquema de barras que deba utilizarse, tiene, a más del estudio indicado en la referencia
R.III.6, como regla general: el utilizar el sistema de
Doble Barra un Disyuntor, para 230 KV. Para 138 y 69 KV,
utiliza el esquema de Barra Principal y Transferencia.

Esta información ha sido recopilada en base a las subestaciones que se encuentran ya en operación o en construcción, en los voltajes citados anteriormente.

4. DESCRIPCION GENERAL DEL EQUIPO DE UNA SUBESTACION CONVENCIONAL

De los estudios realizados para la evaluación económica de alternativas en el equipamiento de subestaciones y de los estudios de confiabilidad se concluye que se puede considerar como componentes básicos de una subestación los siguientes:

- Transformador de fuerza
- Interruptor automático o disyuntor
- Seccionador
- Barras colectoras
- Transformadores de protección y medición
- Divisores capacitivos de potencial
- Panales de protección, control y medición, en los que se ubican los Relés
- Pararrayos (Descargadores)
- Sistema de puesta a tierra
- Otros componentes

4.1 CARACTERISTICAS.-

Como se podrá observar en el capítulo VI, este trabajo, se circunscribirá al estudio de una subestación de acoplamiento; por esta razón, se hará una descripción GENERAL de todos los equipos mencionados anteriormente, quedando fuera del alcance la descripción y detalles del transformador de fuerza. En la referencia (R-IV-1), existe un
estudio bastante detallado de los equipos mencionados anteriormente, y que se utilizan en subestaciones convencionales.

4.1.1 INTERRUPTOR AUTOMATICO O DISYUNTOR.-

El interruptor automático llamado también disyuntor, es un aparato destinado a conectar, o desconectar bajo carga, un circuito eléctrico; automáticamente al ser accionado por relés en condiciones de falla (sobrecarga, cortocircuitos); o manualmente, por voluntad expresa del operador en condiciones normales (maniobra, mantenimiento), cuando las circunstancias así lo exigen. Tiene por objeto insertar o retirar de un sistema eléctrico: máquinas, equipos y líneas (R-IV-2).

Al iniciarse la interrupción de la corriente, se forma entre los contactos que se separan, un arco; y, de la
forma y el tiempo en que desaparece el camino ionizado
que mantiene el arco, depende el tipo de construcción del
interruptor.

La corriente interrumpida, por la naturaleza misma del defecto (cortocircuito o maniobra), es fuertemente inductiva, presentando la corriente y el voltaje un defase bastante grande, razón por la cual, no pueden ser anuladas al mismo tiempo, esto desfavorece la extinción del arco, ya que al pasar por cero la corriente, subsiste el voltaje. La interrupción deberá realizarse con un defase mínimo, el mismo que se encuentra señalado en las normas de prueba a que debe someterse dicho disyuntor.

Durante los últimos decenios han aparecido numerosos tipos de disyuntores que utilizan como elemento extintor: líquidos, tales como aceite, glycol, e incluso simplemente agua; aire; aire comprimido; materiales sólidos vaporiza-

bles, tales como fibra, ebonita, resinas sintéticas; y gas, como en el caso del Hexafluoruro de azufre SF6.

En conjunto todos tieden a dirigir el arco del modo más eficaz, hacia ciertos puntos previstos del disyuntor y a acortar la longitud de la columna de arco, buscando por otro lado, la manera de conseguir una fuerte refrigeración así como la mayor desionización posible, en la zona más amplia del arco.

Los distintos tipos de disyuntores funcionan de modo diferente a partir del momento en que la corriente pasa por cero, que es cuando se trata de provocar una elevación rápida de la rigidez dieleléctrica entre los contactos. Ello se consigue, bien por desionización a causa del enfriamiento y 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 casos, desempeña un papel importante la presión alrededor de los contactos, ya que la rigidez dieléctrica aumenta con la presión.

4.1.1.1 Disyuntores en aceite.-

Casi todos los disyuntores en aceite han sido construidos hasta hoy en el tipo de cuba; aplicándose el sistema de ruptura libre o simple y el de ruptura múltiple. (R-IV-2).

El sistema de ruptura múltiple se utiliza especialmente en disyuntores de grandes potencias.

En los tipos de disyuntores en cuba de aceite con ruptura libre o simple, antiguamente empleados, el arco

ardía en una atmósfera de vapores y de gases. La refrigeración era relativamente mala, y la longitud de la columna de arco, excesiva.

En los disyuntores de gran capacidad y grandes potencias (algunos miles de amperios), los esfuerzos electromagnéticos existentes en la columna de arco, lanzaban al arco contra la superficie del aceite, limitante de la parte gaseosa, contribuyendo eficazmente a la refrigeración el hecho de vaporizar y gasificar el aceite.

Los disyuntores tripolares en cuba única, producían una notable circulación del aceite entre los arcos de las tres fases. Al pasar la corriente de una de estas por cero, por las otras dos fases recorría una intensidad 87% de la máxima y el desprendimiento de los gases en estas dos últimas era abundante; la diferencia de presiones de esa forma engendrada (Intensidad de una fase en cero y en los otros dos el 87% de la máxima), lanzaba un fuerte chorro de aceite hacia la fase en extinción.

4.1.1.2 Disyuntor en reducido volumen de aceite.-

El disyuntor de reducido volumen de aceite es provisto de cámara de extinción; el efecto de extinción es
elástico, es decir, se adapta a la intensidad de la corriente que se interrumpe; siendo muy elevado para grandes intensidades y débil para las que tienen menor amplitud; por esta razón, no son de temer los sobrevoltajes
que se originan cuando se interrumpen corrientes de débil
intensidad. Por otra parte, la potencia de ruptura está
limitada solamente por la presión de los gases desarro-

llados por el arco, de forma que dicha presión no debe exceder de la resistencia mecánica de la cámara de extinción. Antes de pasar la corriente por cero, se produce un alargamiento del arco, y en dicho momento crítico, se impulsa al aceite fresco entre los contactos; el plasma del arco encuentra también fluido fresco en este corrimiento capaz de extinguir la columna, incluso con una separación muy pequeña.

4.1.1.3 Disyuntores de apagado mixto.-

Se denominan así, por que el medio de apagado lo constituyen líquidos y sólidos; el arco arde en un ambiente gaseoso que proviene de la descomposición del elemento extintor. El gas consiste generalmente en hidrógeno (H₂), buen conductor y de rápida difusión electrónica, acompañado de ciertos hidrocarburos. Estos disyuntores producen una intensa sustracción del calor del arco, que disminuye el diámetro de la columna de arco, lo cual es eficaz para la desionización subsiguiente.

4.1.1.4 Disyuntores de aire comprimido.-

En los disyuntores de aire comprimido, la sustracción del calor al arco, comienza durante el período previo a la extinción y se efectúa en toda la longitud de aquél, mediante la inyección de una corriente axial de aire, cuya velocidad es del orden de la del sonido.

La refrigeración disminuye, en general, en la dirección principal del arco, contada desde el extremo del mismo por donde le llega el aire, ya que la temperatura del
arco, aumenta constantemente a lo largo de éste, a medida

que progresa,

Pasado el punto cero de corriente, el restablecimiento de la rigidez dieléctrica entre los electrodos se consigue de dos maneras: por refrigeración de los gases de la columna, mediante el chorro de aire y difusión electrónica a través de la superficie del arco; o, inyectando aire fresco al arco, desde uno u otro electrodo o desde ambos a la vez.

En realidad, los dos fenómenos van intimamente asociados, predominando uno u otro según el tipo de disyuntor y la intensidad de la corriente.

Los gases que salen de la cámara de extinción, lo hacen a temperatura muy elevada, a veces en plena incandescencia, y deben ser refrigerados inmediatamente para que no provoquen alguna descarga entre los elementos de bajo voltaje que se encuentran a la altura del disyuntor. Esto se consigue casi siempre mediante placas refrigeradas o accesorios similares.

Al aire comprimido se le quita a menudo la humedad antes de llegar al disyuntor, mediante comprensión y expansión sucesivas; y hay que eliminar los restos del aceite lubricante del compresor (R-IV-2).

4.1.1.5 Disyuntores de aire a presión atmosférica con soplado magnético.-

En estos, el arco queda subdividido en una serie de arcos parciales; estos últimos, arden entre placas anulares de cobre alrededor de un eje, como electrodos, distanciadas estas placas entre 1 y 1.5 mm. Estos arcos son

arrastrados por un campo magnético, en trayectorias circulares concéntricas con el eje, a la velocidad de varias centenas de metros por segundo. Así se evita la incandescencia de los electrodos y con ello la autoemisión electrónica. La desionización de la columna del arco, tras el paso de la corriente por cero, es extraordinariamente rápida, porque las placas metálicas frias la refrigeran y elevan el voltaje disruptivo. (R-IV-2).

4.1.1.6 Disyuntores al vacío.-

Para contar con este ipo de disyuntores se ha necesitado 35 años de estudio; su fabricación se inició con rangos de voltaje entre 3.6 y 7.2 KV; sin embargo, ya se han desarrollado disyuntores para altos voltajes; es así, que se han construído para 84 KV.

El principio de extinción se lo ha definido como "autoextinción del arco", es decir, el arco se extinge por medio de la difunción en el interior de un vacío muy alto.

En altos voltajes el sistema empleado consiste en la conexión en serie de varias unidades de menores voltajes nominales, sin embargo, se hace necesario la introducción de capacitores entre dichas unidades para conseguir una conveniente distribución del voltaje.

Los mecanismos operadores son varios, tales como: neumático, resorte-motor con energía acumulada, etc. (R-IV-3).

4.1.1.7 Disyuntores con SF6. (Tipo convencional)

Este tipo de disyuntores utilizan como elementos extintor el gas SF6 (Hexafluoruro de azufre); debido a que

éste, posee excelentes propiedades extintoras y un buen comportamiento dieléctrico, tal como se ha demostrado en el capítulo II.

Según el rango que se requiera, estos disyuntores pueden utilizar múltiples cabezas interruptoras en serie, que pueden ser 2, 4, 6 y 8 por polo. (R-IV-3).

Estos disyuntores pueden clasificarse en dos tipos:

- Disyuntor de tanque muerto o tanque al potencial de tierra.
- Disyuntor de tanque vivo o tanque al potencial de línea o tipo columna.

El disyuntor de tanque muerto tiene la unidad interruptora encerrada en un tanque de acero, a nivel de tierra, con aisladores pasantes o bushings para la entrada y salida de la corriente; el tanque y los aisladores están llenos de gas SF6 y constituyen la parte de baja presión. La parte de alta presión, constituye la cámara de extinción del arco.

El disyuntor de tanque vivo puede utilizar cualquier número de cabezas interruptoras, por lo general, 6 u 8 por polo; las mismas que están montadas en partes, en forma de "V" o "T".

Las presiones típicas de operación son: 3.2 Kg/cm² (45 PSI) como presión ambiental del gas aislante y 18.6 Kg/cm² (265 PSI) en el momento de la inyección del gas SF6 para la interrupción del arco.

El mecanismo operador de estos disyuntores, puede ser de varios tipos, así: mecanismo operador resorte, neu-

mático, émbolo de barrido, etc; el cierre también se realiza por medio de un mecanismo neumático.

Para la interrupción de la corriente en este tipo de disyuntor, existen dos métodos:

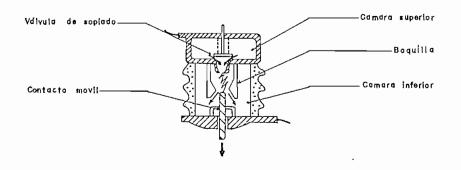
- Método de doble presión. Fig. N^{Ω} 4.1.
- Método de una sola presión o de pistón. Fg. Nº 4.2.

El interruptor que utiliza el método de doble presión, Fig. N^2 4.1, tiene dos cámaras, una inferior y otra superior; la cámara inferior es la de mayor tamaño y el gas que está almacenado en esta cámara se encuentra a una presión de 3.2 Kg/cm²; mientras que el gas que está en la cámara superior se encuentra a 15 Kg/cm².

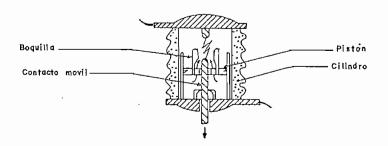
Cuando el contacto móvil se desplaza hacia abajo se destapa la boquilla, la válvula de soplado se abre, permitiendo el paso de flujo de gas a alta presión hacia el arco, dirigiéndose ambos (gas y arco), hacia afuera de la boquilla y en dirección a la cámara inferior. La presión en la cámara superior decrece, mientras que en la inferior, se incrementa. Para restaurar la presión original, tan solo es necesario recomprimir el gas de la cámara inferior hacia la superior; el gas no se pierde durante la operación.

El interruptor que utiliza el método de una sola presión, Fig. N^2 4.2, contiene un pistón el cual se encuentra en un cilindro del disyuntor.

La presión estática del gas es moderada y el orden de 5 Kg/cm². Cuando se realiza la interrupción, el flujo de gas es generado por el movimiento del pistón, esta guía



INTERRUPTOR TIPO DOS PRESIONES FIGURA Nº 4.1



INTERRUPTOR TIPO PISTON
FIGURA № 4.2

al gas a través de la boquilla, la misma que se abre cuando se abren los contactos.

El contacto móvil inferior, la boquilla y el pistón, se mueven hacia abajo simultáneamente al momento en que los contactos se abren; entonces el gas, en forma obligatoria entra hacia el arco y pasa a través de la boquilla, realizándose en este momento la interrupción.

Comparando los dos métodos de interrupción y por tanto los dos tipos de interruptores, el que usa una sola presión tiene grandes ventajas sobre el que usa dos presiones, tales como: simple construcción y peso ligero; además, desarrolla una alta presión de gas SF6 únicamente para la interrupción del arco, lo que elimina los problemas asociados con las válvulas de soplado, las mismas que se pueden obstruir o no funcionar, produciéndose almacenamientos de gas a alta presión dentro del disyuntor; así mismo, elimina la utilización de compresores de gas, calentadores, termostatos, controles para el motor del compresor y por último, son eliminados los riesgos de licuefacción del gas. (R-IV-3).

En todos los disyuntores que hasta hoy se han construido el tiempo propio de apertura y el de ruptura del arco, se han de mantener muy reducidos, entre cinco y diez centécimos de segundo para el total; entendiéndose por tiempo total el tiempo desde que el relé cierra sus contactos al sentir la falla, ordenando actual al interruptor, incluyendo el tiempo en que actúa el dispositivo de conexión y comience la separación de los contactos del

. . . /

interruptor, hasta que finaliza la abertura de estos contactos. Este tiempo se mantiene en este orden, a fin de reducir a mínimo las perturbaciones de cortocircuito y aumentar la estabilidad del sistema.

4.1.2 SECCIONADORES.-

Los seccionadores llamados también desconectadores o separadores, se utilizan para aislar diversas partes de un circuito; es decir, sirven para dejar sin voltaje una parte determinada del circuito con el propósito de poder trabajar en ella sin peligro y con todas las garantías de seguridad. Por tanto, pueden separar del circuito los diversos equipos de alto voltaje, así por ejemplo: dividir las barras colectoras, poner a tierra las líneas cuando debe procederse a la revisión o inspección de las otras partes de la instalación; proporcionar otro camino a la corriente cuando un disyuntor está averiado o en mantenimiento (seccionador en derivación y bay-pass), etc.

Los seccionadores interrumpen intensidades de corriente te muy pequeñas, así: escasos miliamperios de corriente capacitiva de la parte del circuito que está en el vacío; corta la corriente de los transformadores de voltaje; y, excepcionalmente la corriente de vacío de los pequeños transformadores de potencia, así como la corriente de los pequeños ramales de distribución.

El seccionador debe trabajar con voltaje pero sin carga, o la corriente que debe interrumpir en ningún caso no debe pasar de algunos amperios, incluso con buen factor de potencia (cos \emptyset), ya que de otro modo, el arco

que se forma, a más de producir un desgaste de los contactos puede alcanzar las partes metálicas puestas a tierra, produciéndose de esta forma, cortocircuitos peligrosos.

Existen diversos tipos de seccionadores, teniendo cada uno de ellos, sus respectivas ventajas y desventajas. Sin embargo, en instalaciones a la intemperie se conocen generalmente dos tipos:

- Seccionadores en que la apertura se la realiza en forma horizontal.
- Seccionadores en que la apertura se la realiza en forma vertical.

El accionamiento de los seccionadores puede ser de varios tipos, los más conocidos son:

- Accionamiento por palanca
- Accionamiento por motor
- Accionamiento por aire comprimido

Estos accionamientos se utilizan en instalaciones de altos voltajes, pero se prefiere al último tipo de accionamiento, especialmente si ya existe el sistema de aire comprimido utilizándose en el interruptor automático.

4.1.3 BARRAS COLECTORAS.-

Son un componente más de la subestación, siendo elementos que pueden ser rígidos o flexibles, a las cuales llega o de las cuales sale, la corriente y por tanto, la energía de los diferentes circuitos de la instalación.

El diseño de las barras colectoras se realiza tomando en cuenta la corriente que por ellas va a circular; así como las corrientes de corto circuito, que de acuerdo al sistema, estarían obligadas a soportar. Su construcción se realiza con aluminio o con cobre o con aleaciones de estos dos materiales.

4.1.4 TRANSFORMADORES DE PROTECCION Y MEDICION.-

Los transformadores para protección y medición son .

los transformadores de corriente y los transformadores de potencial.

Los transformadores de corriente y potencial tienen como funciones principales, transformar la corriente y el voltaje a valores adecuados para los relés y equipos de medida y aislar estos últimos de los voltajes del sistema de potencia.

4.1.4.1 Transformadores de corriente.-

El transformador de corriente es un transformador diseñado para conectar su enrollado primario en serie
con el circuito cuya corriente se trata de medir o controlar, entregando su enrollado secundario, a los instrumentos de medida y a los relés, una corriente proporcional a
la corriente de línea.

Según su construcción, los transformadores de corriente pueden clasificarse en los siguientes tipos: bobinado, barra pasante, ventana, bushings y de núcleo partido.

Según la conexión de sus enrollados pueden clasificarse en: transformadores de un solo primario, transformadores para conexión serie paralelo, transformadores de un solo secundario, transformadores de relación múltiple de un solo secundario con derivaciones y transformadores

de enrollado múltiple con bobinas y circuitos magnéticos independientes. (R-IV-4).

4.1.4.2 Transformadores de potencial.-

Un transformador de potencial es un transformador diseñado para conectar su enrollamiento primario en paralelo con el circuito cuyo voltaje se trata de medir o controlar, entregando su enrollado secundario un voltaje proporcional al voltaje de la línea, a los instrumentos de medida y relés.

De acuerdo a la conexión de sus enrollados, los transformadores de potencial pueden clasificarse en: transformadores de un solo secundario con tomas y transformadores de doble secundario o secundario múltiple.

4.1.5 DIVISORES DE POTENCIAL CAPACITIVOS (DCP).

Los divisores de potencial capacitivos se utilizan para obtener una muestra del voltaje proporcional al voltaje del sistema; es decir, hacen la función de los transformadores de potencial y al igual que estos se los utiliza para fines de protección, medida y control. Estos son de dos tipos: el divisor de potencial de condensador de acoplamiento y el divisor de potencial de boquilla.

4.1.6 PANELES DE PROTECCION, MEDICION Y CONTROL; RELES.

Los órganos de mando de los equipos de una subestación (Transformador de fuerza, disyuntor, seccionador, etc.), los instrumentos de regulación, de medida, de registro, y en general los circuitos secundarios de bajo voltaje, van dispuestos en los Paneles de Protección, Control y Medición.

El conjunto disyuntor-seccionadores, forma lo que se denomina "Una Posición" (Bay o Montante).

Se acostumbra a discriminar básicamente los siguientes tipos de posiciones:

- a) Posición de línea
- b) Posición de transformador
- c) Posición de transferencia o acoplamiento o seccionamiento de barras.

Por lo general existe un Panel de Protección, Control y Medición, por cada posición.

Los Relés, son instrumentos de protección de accionamiento automático encargados de: ordenar la correcta
secuencia de operación de los equipos componentes de un
sistema; corregir características defectuosas de funcionamiento y, evitar o disminuir daños en estos equipos,
que podrían ocurrir por fallas o condiciones anormales
originadas ya sea dentro o fuera de la zona de protección.

Existen diversos tipos de relés que son utilizados con un propósito determinado. Pero en una subestación, los que más se utilizan, entre otros, son:

Relés de distancia: generalmente usados para protección de líneas

Relés diferenciales: generalmente usados para protección de barras, transformadores
y generadores.

Relés de sobrecorriente: generalmente usados para protección de transformado-res, líneas y generadores.

4.1.7 SISTEMA DE PUESTA A TIERRA.-

En todo tipo de subestaciones, es necesario que exista un buen sistema de puesta a tierra por las siguientes razones:

- Seguridad de personal y animales
- Protección de equipos contra daños y contra fallas eléctricas.
- Despejar fallas por cortocircuitos a tierra, mediante uso de relés.
- Dar facilidades para una buena conexión del neutro de transformadores y otros equipos.

De las razones expuestas anteriormente se puede concluir que: el sistema de puesta a tierra se hace necesario para los aparatos o sistemas eléctricos, cuyo punto neutro u otra parte del circuito debe ser puesto a tierra por razones de servicio y/o seguridad; y para los elementos conductores no activos, es decir, elementos que puedan conducir corriente eléctrica pero que no deban hacerlo, sino que aloje, cubran o soporten conductores o equipos eléctricos, cuya puesta a tierra sea necesaria o conveniente por razones de seguridad para las personas, animales o el material, ante la ocurrencia de falla del aislamiento de los conductores o de los aparatos eléctricos.

En el diseño de los sistemas de tierra, generalmente se toman en cuenta las siguientes normas:

VDE 141	VDE	80	IEEE	C1	ANSI
		81	IEEE	C2	ANSI
		142	TEEE		

4.1.8 OTROS COMPONENTES.-

Existen además otros componentes que conforman también la subestación, así tenemos:

- Los transformadores para servicios auxiliares; transformadores que producen en su secundario, voltajes del orden de los cientos de voltios.
- El sistema de servicios auxiliares; los mismos que se ubican en la sala de control y en el patio de maniobras. En la sala de control, los servicios auxiliares constituyen en general: el cargador de baterías; iluminación (principal, reserva y emergencia); ventiladores y calefacción. En el patio de maniobras, los servicios auxiliares los conforman: los compresores para los disyuntores, ventiladores para transformadores, iluminación exterior (principal y de emergencia), bombas de aceite para los transformadores, equipos de tratamiento de aceite, de rigidez dieléctrica, etc., para las pruebas. En la sala de control y en el patio de maniobras se ubican alimentaciones para 480 V, 380 V, 120 V, etc.
- El sistema de comunicaciones; el mismo que permite la transmisión bidireccional, de las comunicaciones telefónicas entre los operadores de la sala de control de una subestación, con otras subestaciones o centrales eléctricas o lugares apropiados.
- Aisladores, estructuras, pórticos, etc.

4.1.9 PROTECCION CONTRA SOBREVOLTAJES.-

Las subestaciones deben ser protejidas contra sobrevoltajes, sean estos: sobrevoltajes de origen externo y/o sobrevoltajes de origen interno.

Los sobrevoltajes que pueden presentarse en una subestación son debidos a:

- Descargas directas de origen atmosférico
- Ondas viajeras que se desplazan a través de las líneas de transmisión conectadas a la subestación.

La protección contra descargas atmosféricas directas se las hace mediante el empleo de:

- Cables de quardia
- Mástiles
- Varillas de extensión

Esta protección tiene como objetivo: crear un adecuado apantallamiento del equipo protegido, evitando que las descargas atmosféricas incidan directamente en ellos.

El empleo de los elementos indicados depende de las facilidades que presta la extensión y la configuración de la subestación.

La protección contra ondas viajeras originadas por descargas atmosféricas en las líneas de transmisión, que llegan a la subestación; o, por sobrevoltajes de maniobra, se la hace mediante el empleo de los descargadores, que se los conoce también como pararrayos.

4.1.9.1 Descargadores (Pararrayos).-

Los descargadores o pararrayos, son aquellos equipos de protección que limitan el voltaje en el equipo protegido mediante la descarga o desviación de corrientes de
impulso, evitando el flujo de corriente subsiguientes a
tierra, teniendo la capacidad de repetir las funciones es-

pecificadas. (R-IV-5).

Los descargadores pueden ser clasificados en dos grupos:

- Descargadores tipo expulsión
- Descargadores tipo válvula

Los descargadores tipo expulsión son aquellos equipos constituídos, por electrodos dentro de una cámara que permite confinar el arco y ponerle en contacto con material envolvente desionizador del arco. Dentro de este tipo se distinguen dos clases:

- Tubo protector, con rangos de voltaje nominal comprendido entre 13.8 KV y 138 KV.
- Clase distribución, con rangos de aplicación entre 3 KV y 18 KV.

Los descargadores tipo válvula, son aquellos descargadores constituídos por un resistor que, debido a sus características no lineales corriente-voltaje, limita el voltaje a través de los terminales del descargador durante el
flujo de corriente de descarga y contribuye a limitar el
flujo de corriente subsiguiente que puede fluir al voltaje normal de frecuencia industrial.

Dentro de este tipo se distinguen las siguientes clases de descargadores:

- Descargadores clase estación, con rangos de voltaje nominal comprendidos entre 3 KV y 684 KV.
- Descargadores clase intermedia, con rangos de voltaje nominal comprendidos entre 3 KV y 120 KV.
- Descargador clase distribución, con voltajes nominales

entre 1 KV a 30 KV pudiendo encontrarse hasta 75 KV.

- Descargador de clase secundario, con voltajes nominales de aplicación comprendidos entre 0.175 KV y 0.65 KV.

5. DESCRIPCION DE LOS COMPONENTES PRINCIPALES DE UNA SUB-ESTACION CON SF6.

La Ingeniería Eléctrica, al igual que las otras ramas de la ciencia, ha prograsado constantemente; entre los últimos progresos alcanzados en el área de subestaciones se encuentra, las subestaciones Blindadas y Aisladas con SF6. El uso de este tipo de subestaciones se ha extendido por todo el mundo, desde su aparición en la década de los 60.

Para desarrollar este capítulo: Descripción de los Componentes Principales de una Subestación con SF6; se tomará como base, una posición de la subestación Blindada y Aislada con SF6, ya que las demás posiciones son de igual configuración. La subestación a tomarse como referencia, Fig. Nº 5.1, se utiliza para voltajes nominales comprendidos entre 72.5 KV a 170 KV. (R-IV-1; R-IV-2; R-IV-3).

Es tendecia general de los fabricantes, el tener una misma disposición del equipo de la subestación, para un determinado esquema de barras, variando las distancias de acuerdo con el voltaje que quiera utilizarse y sujetándose, la construcción de sus componentes, a las normas pertinentes.

5.1 CARACTERISTICAS.-

Los componentes principales de una subestación Blin-dada y Aislada con SF6, también llamada GIS (Gas Insulated Substation) son:

- Interruptores automáticos o disyuntores
- Seccionadores
- Llaves de puesta a tierra

. . . /

- Transformador de corriente
- Transformador de Potencial
- Descargador (Pararrayos)
- Barras colectoras
- Interconexión cables-subestación
- Acoplamiento con el transformador
- Sistema de gas
- Sistema de tubería de aire comprimido
- Otros componentes (panel de control por cada posición, en el que se ubican los relés, boquillas terminales o bushings, compresor, etc.).

La función que desempeñan cada uno de los componentes que son comunes con las subestaciones convencionales, tales como: Interruptor automático, seccionadores, transformadores de corriente, potencial, y, descargadores; es la misma, pero su construcción es diferente; como se observará en este capítulo.

La protección contra descargas atmosféricas directas, también se hace con el empleo de: cables de guardia, mástiles y/o varillas de extensión, utilizándose para las ondas viajeras, los descargadores.

5.1.1. INTERRUPTORES AUTOMATICOS O DISYUNTORES.-

Son unidades de tipo recipiente amortiguador con cámara de interrupción por cada una de las fases, incluyén-dose las tres fases, en una sola envoltura metálica.

Las cámaras de interrupción por cada fase, se encuentran aisladas entre sí, por medio de material aislante para eliminar la influencia del arco entre las fases adyacentes. La cámara de extinción del arco, Fig. Nº 5.2, es una cámara de una sola presión con una simple estructura y un excelente funcionamiento en la interrupción, este funcionamiento es el mismo que el indicado en la sección 4.1.1.

7, para disyuntores con SF6 convencionales.

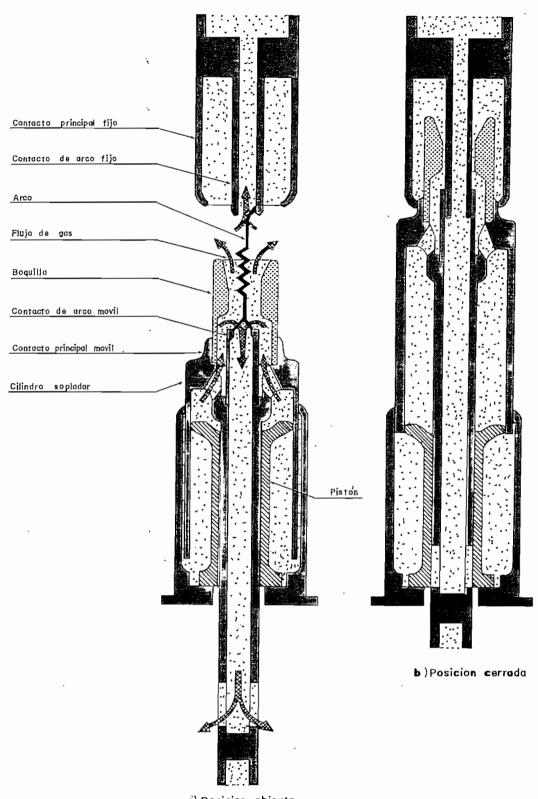
La interrupción se realiza por medio de mecanismo de accionamiento, acoplado en la parte externa de la envoltura, Fig. Nº 5.3; este mecanismo mueve la varilla de accionamiento aisladora y el contacto móvil hacia abajo; el gas del cilindro soplador es comprimido simultáneamente y expulsado por la boquilla, extinguiendo el arco entre los contactos. Luego de haberse realizado la interrupción, el contacto móvil se desplaza hacia arriba y hace contacto con el contacto fijo.

La fuerza de apertura la provee la energía almacenada en el resorte de aceleración, componente del mecanismo
neumático. Al cerrar, los contactos son impulsados a la
posición de cierre por la compresión del resorte. No se
produce escape de gas durante el cierre. El mecanismo de
operación del interruptor es neumático.

5.1.2 SECCIONADORES.-

Debido a que los seccionadores no son accesibles desde afuera, deben ser completamente confiables. Los contactos móviles generalmente se desplazan en sentido axial, por esta razón se denominan seccionadores de tipo lineal.

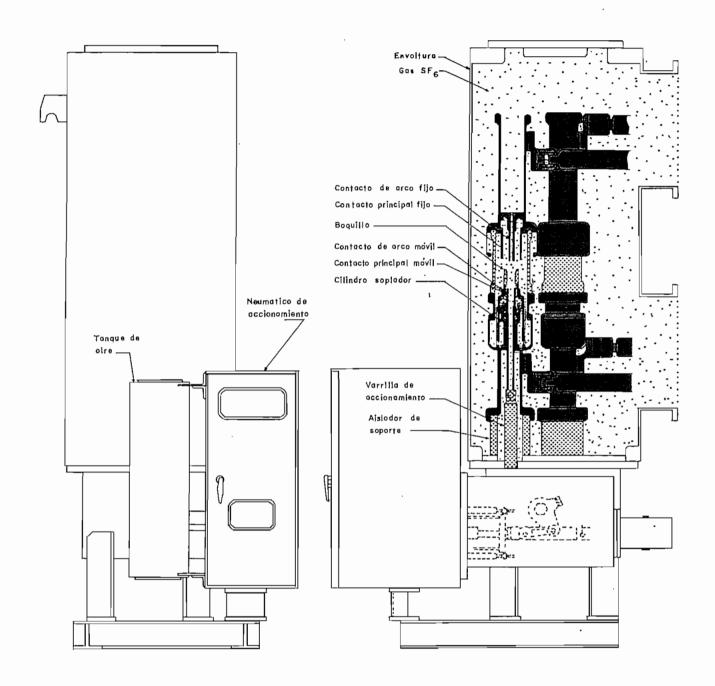
Todos los contactos son de tamaño reducido; tienen una protección alrededor del contacto fijo, para mejorar la distribución del campo eléctrico y producir una alta



a) Posicion abierta

ESTRUCTURA DE LA CAMARA DE INTERRUPCION

FIGURA Nº 5.2



Some of the state

INTERRUPTOR . AUTOMATICO

FIGURA № 5.3

rigidez dieléctrica, Fig. Nº 5.4.

Los contactos funcionan mediante rotación de la palanca de accionamiento que tiene el mismo propósito que la de los disyuntores, es decir, el movimiento del contacto móvil.

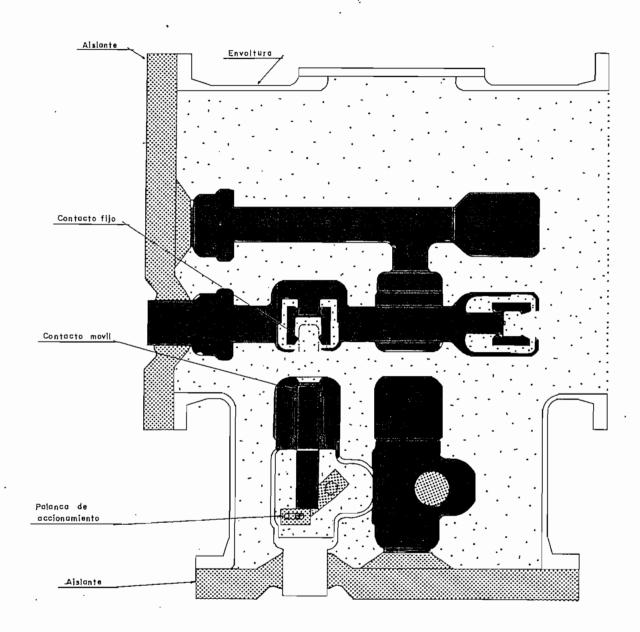
Al igual que en los tipos convencionales, estos seccionadores pueden ser equipados con diversos mecanismos de operación así: manual, motor, resorte o neumático.

Este tipo de seccionador, puede abrir y cerrar corrientes de recarga de barras colectoras y corrientes de excitación de transformadores sin carga con una pequeña carrera del contacto móvil y una velocidad de separación relativamente lenta, debido a las excelentes propiedades de extinción del arco y rigidez dieléctrica del gas SF6.

5.1.3 LLAVES DE PUESTA A TIERRA.-

Debido a que los contactos de las llaves de puesta a tierra no pueden ser vistos desde afuera, deben ser confiables; estas llaves, están enclavadas con los seccionadores, de tal manera que la inspección de la parte desconectada pueda efectuarse en forma segura. A pesar de que normalmente están unidos a los seccionadores, las llaves de puesta a tierra pueden estar instaladas separadamente.

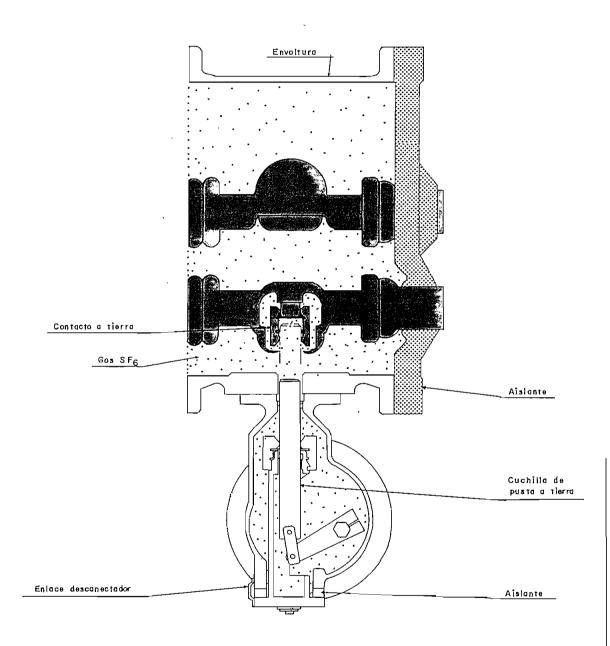
Llaves de puesta a tierra bastante rápidas, a prueba de averías o fallas, se usan para las barras colectoras y entrada de los cables, en las que se usan mecanismos de resorte accionados por motor o neumáticos. En el resto de la instalación se aplica generalmente la operación manual a pesar de que también es posible aplicar mecanismos



with a case is at the con-

SECCIONADOR

FIGURA Nº 5.4



LLAVE DE PUESTA A TIERRA

FIGURA № 5.5

de resorte accionados por motor o neumáticos.

La Fig. N° 5.5 muestra la construcción interna de una llave de puesta a tierra.

5.1.4 TRANSFORMADORES DE CORRIENTE.-

Son transformadores de corriente del tipo núcleo anular, Fig. Nº 5.6; están montados en el interior de una envoltura común trifásica. Estos transformadores están instalados en los lugares preestablecidos para los sistemas de protección y medición. Su estructura es diseñada para que puedan comprobarse sus polaridades y también el paso de corriente primaria desde las llaves de puesta a tierra.

5.1.5 TRANSFORMADORES DE POTENCIAL.-

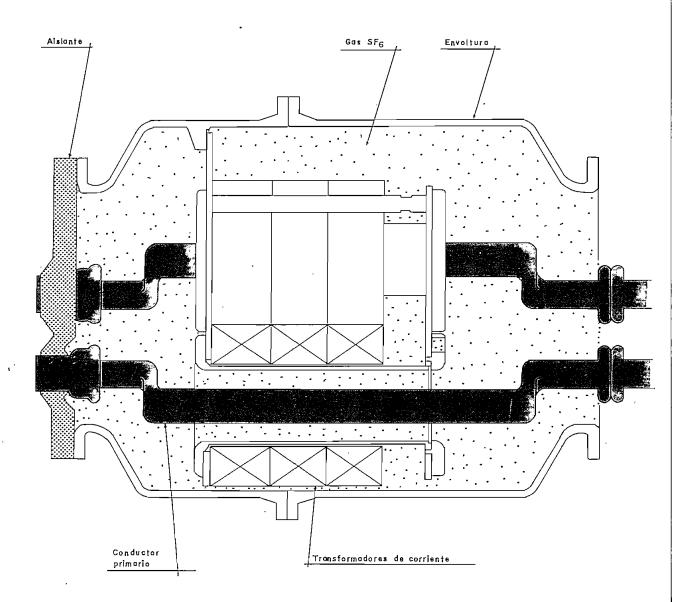
Los transformadores de potencial, son de hilos bobinados, peso ligero y compactos y se ajustan a las necesidades de la subestación Blindada y Aislada con SF6.

Un devanado trifásico se inserta en un contenedor o culata y se aisla de la envoltura con gas SF6, como se puede apreciar en la Fig. N° 5.7.

Los transformadores de potencial, están montados exactamente en el lugar requerido y a pesar de que la presión del gas se verifica en común con la circuitería principal, también es posible verificarla separadamente, en dichos transformadores.

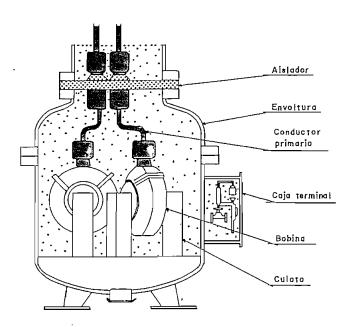
5.1.6 DESCARGADOR.-

Los últimos descargadores tipo convencional han sido construídos utilizando al carburo de silicio (SIC); pero en la última década, se ha descubierto que las caracte-



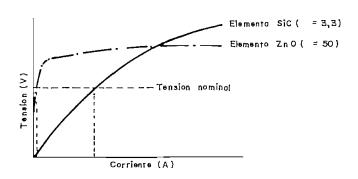
TRANSFORMADOR DE CORRIENTE

FIGURA № 5.6



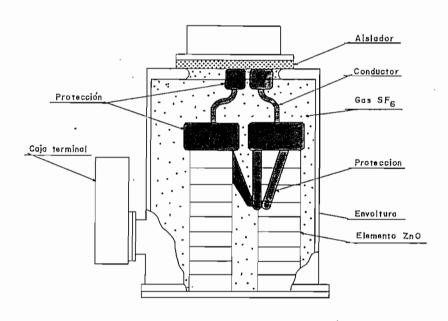
TRANSFORMADOR DE TENSION

FIGURA Nº 5.7



COMPARACION DE LAS CARACTERISTICAS DE LOS ELEMENTOS SIC Y ZnO

FIGURA №5.8. .



The state of the state of the state of the state of

DESCARGADOR

FIGURA Nº 5.9

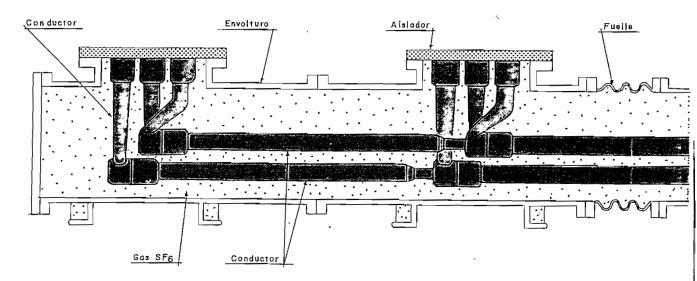
rísticas de los descargadores que utilizan óxido de zinc (Zn O), superan a las características de los descargadores de carburo de silicio, Fig. Nº 5.8, y más aún si el aislamiento es con gas SF6, debido a que estos últimos (de óxido de Zinc y aislamiento con SF6), tienen una no linealidad, corriente-voltaje, que permite una corriente de solo 1 m.A. en la tensión nominal de la red.

En la Fig. Nº 5.9, se observa la construcción de un descargador con elementos de óxido de Zinc (Zn O). Un número determinado de elementos de óxido de Zinc colocados de acuerdo con el voltaje nominal, se encuentran incluídos dentro de un tubo aislado y un resorte provee la presión de contacto; como la envoltura metálica está a un potencial de tierra, se produce capacitancia dispersa entre el elemento y la envoltura, lo que deteriora la distribución de potencial, pero esto se corrije mediante una protección derivada como se indica en la Fig. Nº 5.8.

5.1.7 BARRAS COLECTORAS.-

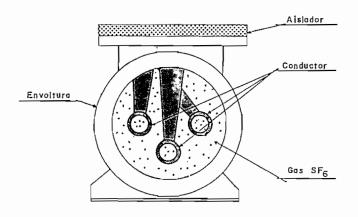
La estructura de las barras colectoras comprende tres conductores rígidos dentro de una envoltura metálica común, con aisladores de soporte para cada conductor, sujeto solamente al conductor y a la envoltura tal como se muestra en la Fig. N^2 5.10 y 5.11.

Con el fin de compensar cualquier variante en las barras, causadas por la temperatura u otros factores, se emplean juntas flexibles y contactos cónicos, en las conexiones de los conductores y se insertan fuelles de acero inoxidable entre las envolturas, en los lugares apropiados.



BARRA COLECTORA

FIGURA Nº 5.10



CORTE TRANSVERSAL DE UNA BARRA COLECTORA

FIGURA Nº 5.11

5.1.8 INTERCONEXION CABLE-SUBESTACION .-

La Fig. N° 5.12, muestra la conexión entre el cable de alimentación y la subestación Blindada y Aislada con SF6.

La caja de terminales de cables es diseñada de tal forma que los cables y/o aisladores pasamuros de prueba, puedan conectarse y permitir las pruebas de resistencia a los cortocircuitos en el lugar de la instalación.

Además la caja de terminales podría permitir el montaje, si así se requiriese, de una toma central para cables.

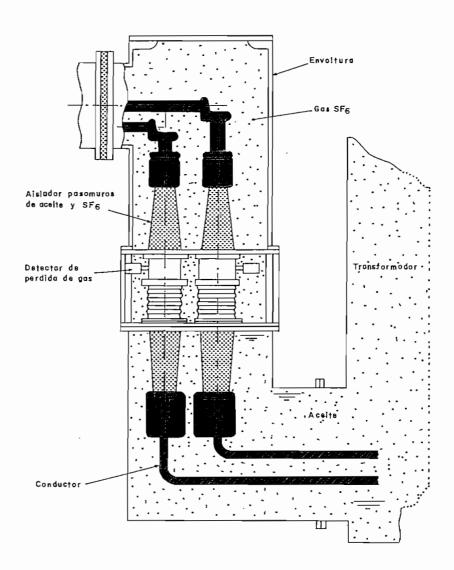
5.1.9 ACOPLAMIENTO CON EL TRANSFORMADOR.-

La Fig. N° 5.13, muestra la sección de acoplamiento directo entre el transformador y la subestación con SF6.

Este sistema reduce el espacio de la subestación, lográndose una estructura completamente rígida y mejora notablemente la protección contra las condiciones del medio ambiente.

La sección de acoplamiento con el transformador emplea un aislador pasamuros de aceite y SF6, y la construcción permite montar un detector de pérdidas en el aislador
pasamuros, para evitar las pérdidas de gas SF6 al compartimento del transformador; a pesar de que esto es improbable que suceda.

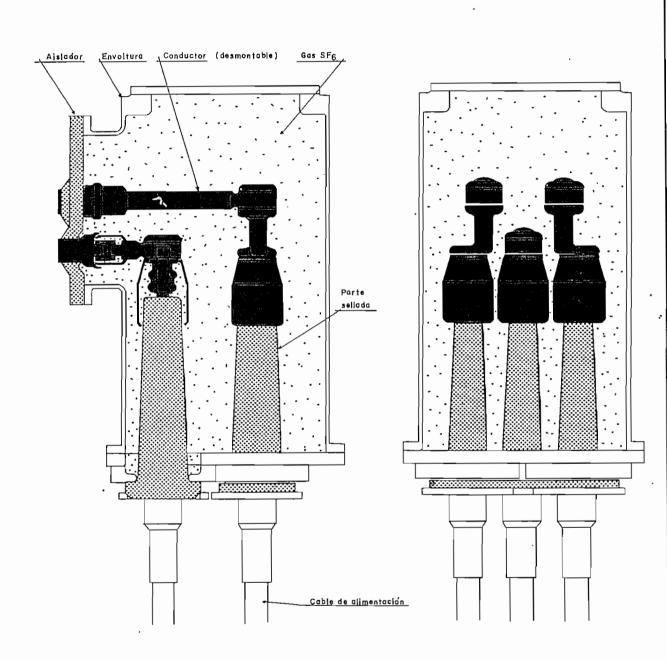
5.1.10 SISTEMA DE GAS.-



2. 1. 15 Marting (1994)

CONEXION TRANSFORMADOR - GIS

FIGURA Nº 5.12



CAMARA DEL EXTREMO SELLADO DEL CABLE

' FIGURA Nº 5.13

Equipo	Presión Nominal	Presión de Alarma	Presión de cierre
	(Kg/cm ²)	(Kg/cm ²)	(Kg/cm^2)
Interruptor			
Automático	5.0	4.5	4.0
Otros			
Componentes	4.0	3.0	كمدر

La tabla anterior ofrece las presiones de gas: nominales, de alarma y de cierre del equipo eléctrico. Las presiones de gas son verificadas por los verificadores de presión y temperatura; además por los manómetros de presión, instalados en cada una de las secciones de gas. Si se detecta una densidad anormal de gas, este sistema de verificación alerta al personal por medio de alarmas audibles y visibles.

La figura N° 5.14, muestra el sistema de gas de la subestación.

Las secciones de gas están divididas por espaciadores aislantes para cada unidad del equipo; los interruptores automáticos y los descargadores están previstos con
manómetros de presión y temperatura, y orificios de abastecimiento de gas.

Para los seccionadores y barras colectoras, existe un sistema de verificación total y constante; este sistema, separa las secciones de gas para cada equipo, por medio del funcionamiento de válvulas en cada sección, para facilitar la inspección de la instalación.

5.1.11 SISTEMA DE TUBERIAS DE AIRE COMPRIMIDO.-

Los mecanismos de control usan aire comprimido a

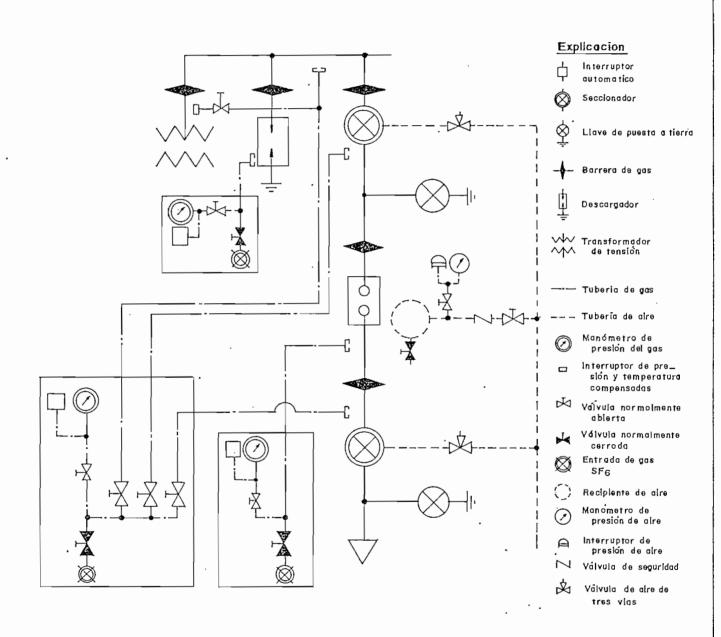


Figura Nº 5.14: Sistema de tuberias de gas y aire

la presión de 15 $\rm Kg/cm^2$, y constituyen el equipo normalizado para la operación de los interruptores automáticos, seccionadores y llaves de puesta a tierra. El sistema de aire se muestra en la Fig. $\rm N^2$ 5.14.

Los interruptores automáticos, tienen generalmente: un recimiente especial de aire, con una capacidad suficiente para dos interrupciones; un manómetro de presión e interruptores que verifican la presión de aire automáticamente que funcionan en caso de existir pérdidas de presión de aire.

Los seccionadores tienen una válvula de tres vías para controlar las operaciones de cierre.

5.1.12 <u>VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LAS SUBESTACIONES AIS-</u> LADAS CON GAS SF6.-

Las ventajas y desventajas de las subestaciones Aisladas con gas SF6 son:

- a) Confiabilidad. Sin aislamiento expuesto, están libres de los efectos de las variaciones atmosféricas: contaminación, humedad, lluvia, etc., por lo que su confiabilidad es mayor.
- b) <u>Seguridad</u>. Con todas las partes vivas encerradas en envolturas metálicas puestas a tierra, no existe peligro de descargas eléctricas al personal.
- c) Ahorro de espacio. El área ocupada en una subestación Aislada con SF6 se encuentra entre el 3 y 20% de
 la ocupada por una subestación convencional. Este
 porcentaje varía en función del número y esquema de
 barras y en especial de la forma de conexión de las

diferentes posiciones de línea o transformador; siendo menor cuando la conexión es con cables subterráneos y mayor cuando la conexión es aérea a pórticos.

- Ahorro en obras civiles y mantenimiento. El espacio bastante reducido que ocupa una subestación con
 SF6, hace que los costos de obras civiles (movimiento de tierras, fundación, excavación, rellenos, etc.),
 sean menores que para subestaciones convencionales.
- e) Costo. En términos generales puede decirse que la principal desventaja de las subestaciones con aislamiento en SF6, es el mayor costo de los equipos respecto a los empleados en subestaciones convencionales.
- f) Aspecto. Las subestaciones con Blindaje Metálico y
 Aislamiento con SF6, tienen aspectos aceptables, perfiles modernos, y estructuras más bajas.

6. EJEMPLO DE APLICACION EN AREA URBANA.

El presente capítulo tiene el propósito de que el estudio sea de carácter demostrativo, y se ajuste a la realidad, desde el punto de vista técnico y económico.

6.1 INFORMACION BASICA.-

Dentro de la ejecución de los proyectos previstos por la Empresa Eléctrica Quito, se encuentra el proyecto "Anillo de Quito", el cual tiene por objeto la conformación de un circuito de Subtransmisión de energía eléctrica, alrededor de esta ciudad, operando a 138 KV, a fin de alimentar a todos las Subestaciones principales de la capital de la República.

Este anillo estará conformado por la línea de subtransmisión Santa Rosa - Selva Alegre a 138 KV, doble circuito, con un total de 26 Km. de longitud; línea de subtransmisión Selva Alegre - Pomasqui (Calderón), a 138 KV,
doble circuito, de 17 Km. de longitud; línea de Subtransmisión Pomasqui (Calderón) - Vicentina, de 138 KV de 18 Km.
de longitud; cerrándose el anillo por la línea de subtransmisión Vicentina - Santa Rosa, doble circuito, de 8
Km. de longitud.

Entre las subestaciones que se construirán, se encuentran: La subestación Selva Alegre, que a más de ser de seccionamiento, es también de reducción, de 138/46 KV y 60 MVA, para su primera fase, que se prevé la entrada en operación en 1985; la subestación Pomasqui (Calderón) de iguales características; y ampliación de la subestación Vicentina. (R.VI.1)

Tomando en cuenta todo lo expuesto anteriormente y para que el estudio se ajuste a la realidad, se ha decidido tomar a la subestación Selva Alegre, para el ejemplo de aplicación.

Para poder establecer las especificaciones técnicas, con las que debe cumplir los estudios de la subestación, se ha realizado la siguiente investigación:

- La Empresa eléctrica Quito, hasta Agosto de 1982, ha previsto que la subestación Selva Alegre sea del sistema de barra principal y transferencia. (R.VI.2).
- 2. En los estudios de cortocircuitos, realizados por la Empresa eléctrica Quito, en el sistema Quito para el año 1.990, constan los siguientes datos de impedancias de cortocircuito en la barra N-153 correspondiente a la subestación Selva Alegre:

Máxima generación:

Base: 100 MVA

Falla trifásica:

$$Z_1 = 0.457 + j 3.525 %$$

Falla monofásica:

$$Z_0 = 0.6596 + j 5.0158 % (R.VI.3)$$

Corrientes de cortocircuito:

Para máxima generación:

Falla trifásica y base 100 MVA

Icc = 28.13

$$Z_1 = 0.00457 + j 0.03525$$
 p.u.
 $Z_1 = 0.035545$ 82.6
 $Icc = 1/Z_1$

p.u.

Ibase = KVA / 3 KV

Ibase = 100.000 KVA / 3 . 138 KV

Ibase = 418.37 A.

Icc = Ip.u. . Ibase

Icc = 28.13 . 418.37

Icc = 11769.99 A.

Icc = 11770 A.

Falla monofásica:

$$z_0 = 0.006596 + j 5.0158$$
 p.u. $z_0 = 0.05059$ 80.5
Icc = 1 / 3 ($z_0 + z_1 + z_2$)
/ z_1 /= / z_2)
 $z_0 + 2z_1 = 0.05059$ /80.5 + 0.07109 /82.6
 $z_0 + 2z_1 = 0.12166$ 81.72
Icc = 1 / 3 x 0.1266
Icc = 2.7398 p.u.
Ibase = 418.37 A.
Icc = Ip.u. Ibase
Icc = 2.7398 . 418.37

Icc = 1146 A.

Icc = 1146.24 A.

3. La subestación, una vez terminadas sus dos fases, consta de dos transformadores de 138 / 46 KV y 60 MVA cada uno, tomando en cuenta esto y recargando a los transformadores en un 20% tenemos:

$$S = \sqrt{3} \quad V \quad I$$
$$I = S/\sqrt{3} \quad V$$

 $I = 144000 \text{ KVA} / \sqrt{3} \quad 138 \text{ KV}$

I = 577.35 A.

I = 577 A. /

Esta corriente es la corriente nominal de máxima carga, que se la toma como la corriente de régime contínuo.

Tomando en cuenta estos valores, que son básicos para determinar las especificaciones técnicas de los equipos componentes, se procede a la especificación pero con valores normalizados.

6.2 SUBESTACION CON EQUIPO CONVENCIONAL.-

La presente sección trata del diseño y disposición del equipo eléctrico de la subestación convencional. (R. IV.4).

La subestación Selva Elegre será del sistema de barra principal y transferencia como se dijo anteriormente,
por lo tanto comprenderá los siguientes campos de maniobre con disyuntor:

- 4 entradas de linea
- 2 entradas de transformador
- 1 posición de transferencia

Tal como se indica en el diagrama unifilar de la fig. 6.1. Esta subestación como es del tipo convencional, es una instalación a la intemperie.

6.2.1 CARACTERISTICAS DE LOS EQUIPOS COMPONENTES .-

. . . /

6.2.1.1 Interruptores automáticos o disyuntores .-

Los disyuntores pueden ser de aislamiento, bien en aceite (gran volumen de aceite, reducido volumen de aceite), o bien a gas SF6; pero como se indica en el estudio económico, lo más conveniente es el utilizar disyuntores de aislamiento con gas SF6, tipo convencional.

Los interruptores automáticos deben ser diseñados para instalación a la intemperie; el tipo de aislamiento es con gas SF6, disyuntor convencional, tipo tanque muerto o al potencial de tierra, ya que estos, tienen en sus bushings los transformadores de corriente y sus características antisísmicas son superiores a los de tanque vivo al potencial de línea, llamados también tipo columna, los mismos que no traen consigo los transformadores de corriente; ocasionando dificultades para el diseño de la subestación, como por ejemplo el tener que utilizar estructuras individuales para estos transformadores.

Valores Nominales:

Voltaje Nominal	138	KV.
Voltaje Máximo de Servicio	145	KV.
Frecuencia	60	Hz.
Corriente Nominal, Régimen Contínuo	1250	A.
Corriente Nominal de Cortocircuito a		
Voltaje Máximo Nominal	31.5	KA rms
Capacidad de Interrupción Simétrica	31.5	KA rms
Capacidad de Interrupción Asimétrica	39	KA rms
Corriente de Corta Duración (3 s.)	31.5	KA rms
Tiempo de Interrupción Nominal	3	Ciclos
		,

Duración de Ciclo de Recierre

Cerrado Abierto Cerrado

0 + 30 siclos + co

Nivel de Aislamiento a

Impulso 1.2 / 50 us.

650 KV.

Nivel de Aislamiento a 60 Hz

275 KV.

Voltaje de Control

125 V.

6.2.1.2 Seccionadores.-

Son seccionadores de tres columnas de aisladores, sin cuchillas de puesta a tierra en unos casos, y con cuchillas de puesta a tierra en caso de ser necesario, como se indica en el diagrama eléctrico unifilar. Diseñados para instalación a la intemperie; son tripolares, operados a motor, para montaje horizontal y con doble apertura lateral.

Valores Nominales:

Voltaje nominal	138	KV.
Voltaje máximo de servicio	145	KV.
Frecuencia	60	Hz.
Coriente nominal régimen continuo	1200	Α.
Corriente de Corta Duración (3s.)	31.	5 KA.
PARA LAS CUCHILLAS DE PUESTA A TIERRA.		

Niveles de Aislamiento:

A	Impulso	1.2/50	us.		650	KV.
A	60 Hz.				275	KV.

6.2.1.3 Divisores capacitivos de potencial.

Valores Nominales:

Capacitor de Acoplamiento.

Voltaje Nominal	138 KV
Máximo Voltaje de Servicio (línea a tier	ra) 84 KV
Frecuencia Nominal	60 Hz.
Conexión	Fase a tierra
Capacitancia Minima .	0.016 uF
Nivel de Aislamiento:	
A impulso 1.2 / 50 us.	650 KV
A 60 Hz seco	320 KV
A 60 Hz lluvia	275 KV
Distancia de Fuga Mínima	224 cm.
Transformador de Potencial.	
Voltaje Primario Nominal	138 ⁄ ₺ KV
Número de Devanados Secundarios	2
Voltajes Secundarios por Devanado	115 y 66 V
Precisión de los Devanados	
Secundarios Máxima Carga	0.6 %
Máxima Desviación a Voltaje Nominal:	
Voltaje	0.6 %
Angulo de Fase	0.5 Grados
Máxima Desviación a 5% de Voltaje	
Nominal, Angulo de Fase	0.6 Grados
Máximo Voltaje de Radio Interferencia	2500 Microvoltios
a 1 4 manafarandaran da Daharaini	
6.2.1.4 <u>Transformadores de Potencial</u> Valores Nominales:	
Valores Nominales: Voltaje Nominal	138 / $\sqrt{3}$ KV.
Máximo Voltaje Nominal (línea-línea)	·
Conexión del Primario	145 KV.
COMENTOM GET LITHGITTO	Fase a tierra

Frecuencia 60 Hz.

Número de Devanados Secundarios 2

Voltaje Secundario con 138/ 3 KV

en el Primario 115 y 66 V.

Relación de Transformación 693 / 1200: 1

6.2.1.5 Transformadores de Corriente.-

Los transformadores de corriente están ubicados en los bushings de los disyuntores; son del tipo anular.

Valores Nominales:

Voltaje Nominal	138	KV
Máximo Voltaje de Operación	145	KV
Frecuencia	60	Hz.
Número de Devanados Secundarios	2	
Corriente Primario Nominal	600	А.
Corriente Secundaria Nominal	5	Α.

6.2.1.6 Pararrayos (Descargadores).-

Los pararrayos, en la actualidad llamados Descargadores, son tipo válvula, clase estación, autosoportables,
y montados sobre pedestales a la intemperie; su conexión es
sólidamente a tierra y su carcaza es de porcelana.

Valores Nominales:

Voltaje Nominal (linea-tierra)	138/ 13	KV
Máximo Voltaje de Operación (línea-tierra)	145/\3	KV
Conexión	Fase a	tierra
Máximo Voltaje Nominal del Pararrayos	120	VX.
Máximo Voltaje de Encendido Frente a		
Onda según ANSI	370	KV

. . . /

Pendiente de la Onda de Voltaje de Prueba para el voltaje de 1000 KV/us Descarga de Frente de ONda Máximo Voltaje de Encendido por Maniobra 323 ΚV Máximo Voltaje de Descarga I.R. Con una Corriente de Impulso de 10 KA con una Onda de 8 x 20 us. 350 KV Máximo Voltaje de Radio Interferencia 2500 uV Nivel Básico de Aislamiento 650 KV

El Descargados o Pararrayos, es equipado con contadores de Descarga, que deben poder registrar descargas a
través del Descargador por impulso de rayos, como también,
las operaciones de maniobra.

6.2.1.7 Barras Colectoras.-

Las Barras Colectoras, serán de tipo flexible, conductor de aluminio puro, Bluebell de 1033.5 M.C.M.; un conductor por fase.

6.2.2 PLANOS DE REFERENCIA.-

En los planos que a continuación se presentan, se expone el diseño de la disposción física de los diferentes equipos componentes, de la subestación tipo Convencional; esquema de Barra Principal y Transferencia correspondientes al diagrama unifilar de la Fig. Nº 6.1 de la subestación Selva Alegre.

6.3 ESTUDIO ECONOMICO

6.3.1 DISYUNTOR CON SF6, TIPO CONVENCIONAL, ES MAS ECONOMICO.-

De las diferentes ofertas presentadas al INECEL, para el suministro de Disyuntores y específicamente de la referencia (R.VI.5), se puede concluir que los Disyuntores con SF6, tipo convencional, son más baratos, y que los de Gran Volumen de ACeite son entre el 3 al 15% más caros.

Son concluye por tanto que los Disyuntores con aislamiento en SF6, tipo Convencional son más convenientes tanto económica como técnicamente.

6.3.2 ESTUDIO ECONOMICO POR POSICION.-

Para el estudio Económico por posición se ha considerado lo siguiente:

Costo de Equipos y Materiales. - Estos costos consideran:

- Costos FOB del equipo y materiales; y ·
- Otros Costos, o costos adicionales tomados como porcentaje del Costo FOB y que son: flete marítimo (15%), nacionalización y transporte interno (10%), equipo auxiliar (8%), supervisión y montaje (5%), ingeniería y administración (20%), impuestos y seguros (15%). Los costos de montaje, no se ha tomado como porcentaje de los Costos FOB; estos costos, han sido extraidos de los diferentes contratos realizados por el INECEL con las diferentes compañías que realizan el montaje de subestaciones; contratos realizados desde 1980. (R.VI.6).

A continuación se muestra los costos indicados anteriormente, para la subestación Convencional, sistema de Barra Principal y Transferencia, Propuestos en los Planos de Referencia de la Seccion 6.2.2, correspondientes al diagrama unifilar de la subestación Selva Alegre.

SUBESTACION CONVENCIONAL (US)

DESCRIPCION	POS	ICION DE I	LINEA	POSIC	ION DE TRA	ANSFORMADOR	POSIC	ION DE TRA	NSFERENC:	IA
D :	CANT.	UNITARIO	TOTAL	CANT.	UNITARIO	TOTAL	CANT.	UNITARIO	TOTAL	
-Disyuntor 138 KV 1250 A	1	80200	80200	1	80200	80200	1	80200	80200	
-Seccionador sin cuchilla	2	3240	6480	. 3	3240	9720	_	_	-	
-Seccionador con cuchilla	1	3730 .	3730	_	-	-	. 2	3730	7460	
-Divisor capacitivo de potencial	3	6370	19100	_	_	-	3	6200	18600	
-Descargador o pararrayos	3	2450	7350	3	2430	7280	_	_	-	
-Panel de control	1	33900	33900	1	15100	.15100	1	12000	12000	
-Trampas de onda barras y accesorios.			19630			14600			15400	
COSTO F.O.B.			170000			127000			134000	
OTROS COSTOS:										
-Flete marítimo			26000			19000			20000	
-Nacionalización y transporte interno			17000			.13000			13000	
-Equipo auxiliar			14000			.11000			11000	
-Supervisión de montaje	9		9000			6000			7000	- - -
-Montaje			19000		·	.18000			18000	1
-Ingeniería y administración			34000			26000			26000	
-Impuestos y seguros			25000	_		19000			20000	_
тота	L		314000			239000			249000	

6.4 SUBESTACION CON EQUIPO CON SF6.

En la presente sección se expone al diseño de una subestación con equipo con SF6.

Para realizar el diseño indicado, se toma como punto de referencia el diagrama eléctrico unifilar de la subestación Selva Alegre de la Fig. 6.1.

6.4.1 ESPECIFICACIONES TECNICAS Y DESCRIPCION.

6.4.1.1 Generalidades.-

La Subestación Blindada y Aislada con SF6, puede ser utilizada tanto para instalación interior como a la intemperie. (R.VI.7).

El equipo completo, está dentro de una envoltura metálica común a las tres fases, y permite el acceso y el
contacto directo en todas sus partes. Durante el montaje o en ocasiones eventuales por trabajos de mantenimiento, cuando el blindaje se encuentra abierto, es recomendable proveer una estructura metálica liviana que proteja la
instalación, de posibles condiciones climáticas adversas,
debido a la necesidad de extrama pulcritud y secada en
el interior de la envoltura. Finalizando el montaje, el
equipo queda herméticamente encapsulado y todas sus partes resisten las inclemencias climáticas.

Valores Nominales:

Voltaje Nominal	138	KV
Máximo Voltaje de Operación	145	KV
Frecuencia Nominal	60	Hz
Corriente Nominal Régimen Continuo	1.250	A
Corriente de Corta Duración (3 Sa)	31.	5 KV

Nivel de Aislamiento a Onda de Impulso

1.2/50 Ms. 650 KV

Nivel de Aislamiento a 60 Hz. 275 KV

Presión del Gas a 20°C

Excepto para el Disyuntor:

Presión Nominal 4.0 Kg/cm²

Presión de Alarma 3.0 Kg/cm²

Tipo de Envoltura trifásica

Materiales:

Envoltura Aluminio

Conductores Aluminio

Contactos Cobre Plateado

Pérdidas de gas SF6 1 % Anual

6.4.1.2 Interruptor Automático o Disyuntor.

El interruptor automático o disyuntor que utiliza la Subestación Blindada y Aislada con SF6, es del tipo tanque muerto, también llamado tanque al potencial de tierra, además es del tipo de una sola presión, denominada también tipo pistón.

La interrupción se realiza de la forma ya explicada en las secciones 5.1.1. del capítulo V y 4.11.7 del capítulo IV.

Valores Nominales:

Número de polos 3

Máximo Voltaje de Operación 145 KV

Voltaje Nominal 138 KV

Nivel de Aislamiento:

a onda de Impulso 1.2/50 us. 650 KV

. . . /

A Frecuencia Industrial	
Corriente Nominal, Régimen Contínuo	1250 A
Corriente de Corta Duración (3S)	31.5 KA
Capacidad de Interrupción	
- Simétrica	31.5 KA
- Asimétrica	39 KA .
Tiempo Nominal de Interrupción	3 ciclos
Tiempo Nominal de Apertura	0,028 seg.
Tiempo Nominal de Cierre	0,100 seg.
Secuencia Nominal de Operación	0-0.30 SecCO
	-3 minCO
Presión del gas SF6 a 20°C	
Presión Nominal	5.0 Kg/cm^2
Presión de Alarma	4.5 Kg/cm^2
Presión de Cierre	4.0 Kg/cm ²
Número de Cámaras de Interrupción por	
polo	1
Tipo de Interrupción	Pistón
	(una sola presión)
Material de la Superficie	
de los Contactos Principales	.Plata
Instrumento de control de arco	Boquilla
Tipo de Mecanismo de Operación:	
Disparo	Neumático
Cierre	Resorte
Presión del mecanismo de Operación:	
Presión Nominal	15 Kg/cm ²

Presión de Cierre	12 Kg/cm ²
Número de Bobinas de Disparo	2
Esfuerzo Estático Vertical	4.000 Kg.
Esfuerzo Dinámico Vertical	6.500 Kg.
Esfuerzo Dinámico Horizontal	1.500 Kg.
Voltaje Nominal de Control	125 V Dc.

6.4.1.3 Seccionadores.-

A lo explicado en la sección 5.1.2, se puede - agregar: Los seccionadores, son operados en forma neumática y controlados desde el panel ubicado en el cuarto de control. Sin embargo, también están provistos de un mecanismo de operación manual y local para ser utilizado en casos de emergencia.

Estos seccionadores no son aptos para interrumpir corrientes de carga o corrientes de apreciable magnitud. Valores Nominales:

Número de Polos	3	
Máximo Voltaje Nominal de Operación	145	KV
Voltaje Nominal	138	KV
Niveles de Aislamiento de Onda		
de Voltaje (Pico):		
A Tierra	650	KA
Entre Polos	750	KA
A Onda de Voltaje A.C (rms):		
A Tierra	275	KV
Entre Polos	315	KV
Número de Cámaras		
Interruptores por Polo	1	

Tipo de Contacto	tipo Tulipán
Material de la Superficie de	
los Contactos	Plata
Corriente Nominal Régimen	
Continuo .	1.250 A
Corriente de Corta Duración (3S)	31.5 KA
Tipo de Mecanismo de Operación:	
Apertura	Neumática
Cierre	Neumática
Tiempos de Operación:	
Apertura .	0.5 seg.
Cierre	0.5 seg.
Presión de Aire en la Operación	15 Kg/cm^2
Voltaje de control	125 V DC.
6.4.1.4 Llaves de Puesta a Tierra.	
yalores Nominales:	•
Número de Polos	3 .
Máximo Voltaje de Operación	145 KV
Voltaje Nominal	138 KV
Niveles de Aislamiento a	
Onda de Voltaje 1.2/50 a tierra (pico)	650 KV
A Onda de Voltaje (rms) a tierra	275 KV
Tipo de Contactos	Tulipán
Material de la Superficie de los	
Contactos	Plata
Corriente Nominal Permisible	80 KA

Tipo de Mecanismo de

Operación:

Apertura Neumático

Cierre Neumático

Presión de Aire en la

Operación 15 Kg/cm^2

Voltaje de Control . 125 V. DC.

6.4.1.5 Cuchillas de Puesta a Tierra para Mantenimiento.-

Las cuchillas de puesta a tierra para mantenimiento, son operadas manualmente; pueden realizar eventualmente
el trabajo de las cuchillas de puesta a tierra que son operadas por mecanismos neumático, cuando se realiza mantenimiento.

Valores Nominales:

Número de Polos 3...

Máximo Voltaje de Operación 145 KV

Voltaje Nominal 138 KV

Nivel de Aislamiento a Onda de

Impulso de Voltaje 1.2/50 Ms

(piso) a tierra 650 KV

A Onda de Voltaje a

Frecuencia Industrial 275 KV

Tipo de Contactos Tulipán

Material en la Superficie de

los Contactos Plata

Corriente de Corta Duración (3S) 31.5 KA

Tipo de Mecanismo de Operación Manual

. . . /

6.4.1.6 Transformadores de corriente.-

A más de lo explicado en la sección 5.1.4; lo que resta indicar es:

Valores Nominales:

Máximo Voltaje de Operación 145 KV

Voltaje Nominal · 138 KV

Tipo de Transformador Núcleo Anular

Materiales de Aislamiento:

Devanado Primario Gas SF6

Devanado Secundario Epoxy

Propósito: Protección y

Medición

Relación de Transformación 600/5 A

6.4.1.7 Barras Colectoras.-

Valores Nominales:

Tipo de Barra (Envoltura conséns

para las tres Fases)

Máximo Voltaje de Operación 145 KV

Voltaje Nominal de Sistema 138 KV

Corriente Nominal de

Régimen Continuo 1.600 A

Corriente de Corta Duración 31.5 KV

Material de Envoltura Aluminio

Material de Conductor Aluminio

6.4.1.8 Transformador de Voltaje.-

Tipo de Transformador de Voltaje Inductivo

Material de Aislamiento Gas SF6

Rangos de Voltaje	
Devanado Primario	145/ √3 KV
Devanado Secundario	120 V
Devanado Terciario (si existe)	120/\(\)\(\)\\\
Nivel de Aislamiento	
A Onda de Impulso 1.2/50 Msg (pico)	650 KV
A Onda de Frecuencia Industrial (rms)	
Devanado Primario	275 KV
Devanado Secundario	2.5 KV
Devanado Terciario (si existe)	2.5 KV

6.4.1.9 Sistema de Aire Comprimido.-

El sistema de aire comprimido consiste en dos receptores almacenadores, dos compresores a motor, válvulas de presión, válvulas de calibración, válvulas inidireccionales, aparatos reductores de presión, válvulas de seguridad y válvulas de extracción.

La capacidad de almacenamiento del receptor principal es suficiente como para proporcionar al disyuntor, seccionador, cuchillas de puesta a tierra, una operación de apertura y cierre confiable y segura.

Además del receptor principal, existe un receptor de almacenamiento que está conectado directamente al disyuntor, asegurándose de esta forma su operación.

Los dos componentes son operados en paralelo controlados por una válvula de presión.

Valores Nominales:

Uso Interior

Presión de Aire Nominal:

Primario (en la fuente o tanque almace-	
nador)	2 30 Kg/cm
Secundario	18 Kg/cm ²
Máximo Empuje de Compresor:	
Primario (tanque almacenador o fuente)	36 Kg/cm ²
Secundario	18 Kg/cm^2
Número de Compresores	2
Tipo de Motor para el	
Compresor	Inducción
Salida	0.75 KW
Capacidad Liberada	45 litros/minuto
Voltaje de Operación	240 V. trifásico
Frecuencia	60 Hz
Receptores de Almacenamiento:	
Número de Receptores	2
Volumen de cada Receptor	200 litros

6.4.1.10 Paneles de Control .-

En resumen, los paneles tienen las siguientes características:

- El diagrama unifilar de cada posición, indicada la ubicación de cada disyuntor, seccionador, llave de puesta a tierra, etc.
- 2. Los aparatos de Control (conmutadores, pulsantes, etc.), que sirven para la operación de apertura o cierre de los disyuntores, seccionadores, llaves de puesta a tierra.

.../

3. Todas las alarmas necesarias, comunes en los paneles para las subestaciones; además debe incluir:
alarmas que indican la baja presión del gas SF6, y
la baja presión del sistema de aire comprimido.

6.4.2 PLANOS DE REFERENCIA

En los siguientes planos se expone la configuración de la subestación Blindada y Aislada con SF6, para el sistema de barra principal y transferencia, correspondiente al diagrama unifilar de la subestación Selva
Alegre.

6.5 EȘTUDIO ECONOMICO.

Para el Estudio Económico de la subestación Blindada y Aislada con SF6, se considerará lo expuesto en la sección 6.3.2, es decir que el estudio se lo realizará por Posición tomando en cuenta el Costo de Equipos y Materiales.

El siguiente cuadro indica el Costo de las Posiciones de la subestación Blindada y Aislada con SF6: correspondiente al diagrama unifilar de la Fig. Nº 6.1, de la subestación Selva Alegre, esquema de Barra Principal y Transferencia.

- O.M. Operación Manual
- O.N. Operación Neumática

SUBESTACION AISLADA CON SF6 (US)

							. ~			
DESCRIPCION	POS	ICION DE 1	LINEA	POSICI	ON DE TR	ANSFORMADOR	POSICI	ON DE TRA	NSFERENCI	.A
	CANT.	UNITARIO	TOTAL	CANT.	UNITARIO	TOTAL	CANT.	UNITARIO	TOTAL	
-Disyuntor 138 KV 1250 A	1	28000	28000	1	28000	28000	1	28000	28000	
-Seccionador	3	11200	33600	3 .	11200	33600	2	11200	22400	
-Cuchilla de puesta a tierra O.M.	2	2730	5460	2	2730	5460	4	2730	10920	
-Cuchilla de puesta a tierra O.N.	1	5690	5690	1	5690	5690	-	-	~	
-Transformador de corriente	5	1630	8150	5	1630	8150	. 6	1630	9780	
-Divisor capaci- tivo de potencial	3	7580	22740	-	_	-	3	3980	11940	
-Cámara terminal	1	5500	5500	1	5500	5500	-	-		
-Panel de control	1	34000	34000	1	15000	15000	1	12000	12000	·
-Descargador	3	2100	6300			_	-	-	-	
-Barra tripolar para conexión a barra y disyuntor	7.8	m 6640	51792	7.8 m	6640	51792	7.8 m	6640	52792	
-Barra triplar dupla	1.5	m 6000.	9000	1.5 m	6000	9000	1.5 m	6000	9000	-
-Pórtico de llegada una posición	2 To	on. 1000	2000	-	-	· · · · <u>-</u>				_
COSTO F.O.B.			213000			163000			157000	

OTROS COSTOS: (continúa)

DESCRIPCION	POSICION DE LINEA	POSICION DE TRANSFORMADOR	POSICION DE TRANSFERENCIA
	CANT. UNITARIO TOTAL	CANT. UNITARIO TOTAL	CANT. UNITARIO TOTAL
OTROS COSTOS:			
-Flete marítimo	32000	25000	24000
-Nacionalización y transporte interno	22000		16000
-Equipo auxiliar	18000	14000	13000
-Supervisión de montaje	11000	. 8000	8000
-Montaje	29000	25000	15000
-Ingeniería y administración	43000	33000	32000
-Impuestos y seguros	32000	25000	_24000
TOTAL	400000 .	309000	289000

TIPO DE AVERIA		PROBAB. OC		NUMERO A	ANUAL DE AVERIAS	DURACION CADA AVERIA		TIEMPO TOTAL DE INTERRUPCION	
		DENOMINAC.	ANO	DENOMINAC.	YALOR	DENOMINAC.	VALOR (HORAS)	DENOMINAC.	VALOR (HORAS)
EN LA BARRA .		PI	0.02	. G1	PI. x br. x PI	11	120 4.	Ht	G: x t;
· · · · · · · · · · · · · · · · · · ·	GRAVE	· _{P31}	0.02	G ₃₁	p ₃₁ x M x P ₁	f ₃₁	360	Нзі	G31 x 131 x P2
EN POSICIONES DE	LEVE	P32	0.05	G 32.	p ₃₂ x M x PI .	134 .	24 .	H32	G32x t32x P2
INTERRUPCION.	TOTAL			G3	, . G31 + G32			Нз	H31 + H32+ O. 5 G3
SIMULTANEA EN BARRAS		Р5	0.0003	G5	. ps x bHx Pr	15.	. 120 /	Н 5	. G5 x 15
TOTAL	,			Қт	G1 + G3 + G5			Нт	HI + H3 + H5

b = NUMERO DE BARRAS

M = NUMERO DE POSICIONES DE INTERRUPCION

PI = POTENCIA ASOCIADA A LA BARRA

. P2 = POTENCIA ASOCIADA A LA POSICION DE INTERRUPCION

PT = POTENCIA TOTAL DE LA SUBESTACION

TABLA Nº 3 TIPOS DE AVERIAS EN ESQUEMAS CON VARIAS BARRAS

TIDO DE AVERIA	PROB. OCURRENCIA AVERIA		NUMERO ANUAL AVERIAS		DURACION C/ AVERIA		TIEMPO TOTAL INTERRUPCION	
TIPO DE AVERIA	DENOMINAC	VA LOR (AVERIA/AÑO)	DENOM.	VALOR	DENOM.	YALOR (HORAS)	DENOM.	VALOR (HORAS)
EN BARRA PRINCIPAL	p 1	0.02	G 1	plxbpx Pl	† 1	VALORES TABLA #1	н 4	Gi x ii
EN BARRA DE TRANSFERENCIA	* p2 .	0.0.2	G 2	p2 x bl x m x M x. P1	12	4 8	Н 2	G2 x 12
	** p'2	0.0004	G'2	p'2xbtxm'xMx P1-	t'2	120	.H'2	G'2 x t'2
	TOTAL	,	G2T	G2 + G'2			. Н2Т	H2 + H'2
EN UNA POSICION DE INTERRUPCION	р3	0.07	G 3	p3 x M x P1	† 3	0.5	н 3	G3 x 13
	* p4	0.0004	G 4 .	- p4 x N x <u>P1</u>	· † 4	48	H'4 200 11	$G4 \times 14 \times \frac{P^2}{P_1} + 0.5 G4$
SIMULTANEA EN POSICIONES DE	** p'4	0.0002	. G' 4	p'4xN' x P1	t' 4	. 360	н'4	G'4xt'4x P2 + 0.5 G'4
INTERRUPCIÓN 	TOTAL		G4T ·	. G 4 + G' 4	-		н 4 Т	· H 4 + H' 4
SIMULTANEAS EN BARRAS	p 5	0.0003	G 5	p5 x bt x P1 ,	† 5	120	н 5	G5 x t 5
TOTAL			кт	G1 + G2T + G3 + G4T+G5			нт	H1+,H2T+ H3+H4T+H5·

bt = Nº DE BARRAS DE TRANSFERENCIA bp = Nº DE BARRAS PRINCIPALES

48 8760 = 0.0055

M = # DE POS. DE INTERRUPCION $m' = \frac{360}{8760} = 0,041$

P1 = POT, ASOCIADA A LA BARRA P2 = POT. ASOCIADA A UNA POSICION

PT = POTENCIA TOTAL S/E

N = M (M ~ 1)

N'= M-1

* MANTENIMIENTO POSICION DE INTERRUPCION

* * REPARACION POSICION DE INTERRUPCION

6.6 COMPARACION TECNICA

Para realizar la Comparación Técnica, se ha tomado las referencias (R.VI.8), (R.VI.9) y (R.VI.10); de la primera y tercera referencias se ha extraido los cuadros que se presentan a continuación, y que determinan el grado de confiabilidad de los diferentes esquemas de barras, para subestaciones Convencionales.

Para el presente estudio se ha escogido el sistema de barra Principal y Transferencia; por lo tanto se evalúa la confiabilidad del mismo tanto para subestación Convencional, como para subestación con Blindaje Metálico y Aislada con SF6; para lo cual se ha tomado en consideración lo siguiente:

- 1. La probalidad de avería o falla en las subestaciones con Blindaje Metálico y Aislamiento con SF6, se considera la décima parte de la probabilidad de avería o falla en subestaciones Convencionales. Esto porque las fallas de origen externo se eliminan completamente, debido al blindaje metálico y la ubicación conveniente de los descargadores; mientras que las fallas de origen interno (falla de un disyuntor, seccionador, etc.) no se eliminan. Se ha comprobado, según estadísticas existentes en otros países, que el 90% de las fallas o averías, son de origen externo.
- 2. El tiempo de duración de cada avería en las subestaciones con Blindaje Metálico y Aislamiento con SF6, se considera como el doble del tiempo de duración de

cada avería en las subestaciones Convencionales. Esto porque para reparar un equipo en la subestación con Aislamiento en SF6, hay que aislar la parte afectada, dejarla sin gas, abrir el blindaje metálico, reparar, colocar el blindaje metálico y el gas.

Los cuadros 6.1, 6.2 muestran los resultados obtenidos, y el cuadro 6.3 recoge los resultados finales, para compararlos.

CUADRO 6.1

BARRA PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA . CONVENCIONAL

bt = 1, bp = 1, pl = 1, PT = 1, p2 = 1/6

	AVERIAS	HORAS DE INT.
	AÑO	AÑO
G 1 =	0.14	H 1 = 16.8
G 2 =	0.00077	H 2 = 0.03696
G'2 =	0.0001148	H'2 = 0.013776
G2T =	0.0008848	H2T = 0.050736
G 3 =	0.49	H 3 = 0.245
G 4 =	0.0024	H 4 = 0.0204
G ' 4 =	0.0012	H'4 = 0.0726
G4T =	0.0036	H4T = 0.093
G 5 =	0.0021	н 5 0.252
KT =	0.6365848	H T = 17.4407

CUADRO 6.2

BARRA PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA AISLAMIENTO CON SF6

bt = 1, bp = 1, Pl = 1, P2 = 1/6, PT = 1

p (SF6) = 1/10 p (Conv.) t (SF6) = 2 t (Conv.)

	AV.	ERIAS	HORAS DE INT.				
	7	AÑO .	AÑO				
G 1	= .	0.014	H 1 = 3.36				
G ·2	=	0000077	H 2 = 0.007392				
· G ' 2	=	0.00001148	H'T = 0.0027552				
G2T	=	0.00008848	H2T = 0.0101472				
G 3	=	0.049	H 3 = 0.049				
G 4	=	0.00024	H 4 = 0.00396				
G'4	=	0.00012	H'4 = 0.01446				
G4T	=	0.00036	H4T = 0.01842				
G 5	=	0.00021	H 5 = 0.0252				
K T	= .	0.06365848	H T = 3.4627672				

CUADRO 6.3

 SUBESTACION
 CONV.
 SF6

 K T
 AVERIAS AÑO
 0.6365848
 0.06365848

 H T
 HORAS DE INT. AÑO
 17.4407
 3.4627672

Del cuadro 6.3 se puede concluir, que la confiabilidad de las subestaciones con Blindaje Metálico y Aislamiento con SF6, es muy superior a la confiabilidad que prestan
las subestaciones Convencionales; ambas con sistema de barra Principal y Transferencia.

6.7 COMPARACION ECONOMICA.

Para la comparación económica se ha decidido calcular los Costos Anuales por Interrupción de Servicio y el Costo Anual por Recuperación del Capital.

Para determinar el Costo Anual por Interrupción se ha utilizado la siguiente fórmula:

$$C.A.I. = K. Cpi. PT + H. Cei. PT$$

$$C.A.I. = PT . (K . Cpi + H . Cei)$$

$$\frac{\text{C.A.I.}}{\text{PT}} = \text{K. Cpi + H. Cei}$$
 6.7.1

en donde:

C.A.I. = Costo Anual por Interrupciones. US.

K = Averías / año

Cpi = Costo por Potencia Interrumpida US/ /MW.

H = Horas de Interrupción/Año

. . . /

Cei = Costo por Energía interrumpida U\$ / MWH

PT = Potencia Total de la subestación.

El costo Anual por Recuperación del Capital (C.A.R.C.), se calcula por la fórmula:

$$CRF = \frac{i (1 + i)^n}{(1 + i)^{n-1}}$$
 6.7.2

CRE = C.A.R.C.

i = Interés

n = Vida útil de la subestación.

Se ha realizado el siguiente procedimiento:

1. Se ha calculado el Costo Anual por Interrupción, por Potencia de la subestación, según la expresión 6.7.1; y esto, traido a Valor Presente por la fórmula:

FVp (C.A.I.) =
$$\frac{(1 + i)^n - 1}{(1 + i)^n - i}$$

FVp (C.A.I.) = Factor de Valor Presente del C.A.I.

Se ha realizado el cálculo para los siguientes valores de i:

$$i = 10%$$
 FVp (C.A.I.) = 9.427

$$i = 15%$$
 FVp (C.A.I.) = 6.566

$$i = 20%$$
 FVp (C.A.I.) = 4.979

n = 30 años; vida útil de la subestación.

- 2. Se toma el costo de las diferentes posiciones.
- 3. Se asume, en base a planificación de la Empresa Eléctrica Quito, que dos posiciones de línea 2 P (L/T), una posición de transformador 1 P (XT) y una posición de acoplamiento 1 P (BY), entran a funcionar en 1985,

realizando la inversión en 1.983; y las otras posiciones, 2 P (L/T), 1 P (XT), entran a funcionar en 1.990, realizando la inversión en 1.988; cinco años después de la primera inversión.

3.a) Se realiza el procedimiento sin considerar escalamiento, es decir:

$$FE = (5 + i)^n = 1.$$
 $n = 5 \text{ años}$

3.b) Se realiza el procedimiento, considerando un escalamiento del 10% para los Costos FOB y 5% para los Otros
Costos; es decir:

$$FE = (1 + i)^{n}$$
 $n = 5 \text{ años}$
 $FE (10%) = 1.6105$

FE (5%) = 1.276

Esto únicamente para las tres posiciones cuya inversión se realiza en 1.988 y entran a funcionar en 1990.

4. El valor total de las posiciones cuya inversión se la realiza en 1.988, se lleva a valor presente de 1.983 por medio de la fórmula:

$$PWF = \frac{1 \cdot (1 + i)^n}{(1 + i)^n}$$

PWF = Valor Presente pago único.

$$n = 5 \ a\tilde{n}os$$

Se ha tomado las siguientes tasas de interés:

5. Se suman los valores obtenidos en 3 y 4.

6. Del valor obtenido en 5, se obtiene el C.A.R.C. para una vida útil de la subestación de 30 años, por medio de la expresión 6.7.2, considerando las siquientes tasas de interés:

i = 10% CRF = 0.1060

i = 15% CRF = 0.1523

i = 20% CRF = 0.2008

7. Se escoge valores de Cpi y Cei. Para el presente estudio se ha escogido:

Cpi = 200 U\$/MW Cei = 100 U\$/MWH

Estos valores han sido utilizados en las referencias (R.VI.8), (R.VI.9), (R.VI.12), (R.VI.14).

Como en la expresión 6.7.1 se determina el $\frac{\text{C.A.I.}}{\text{PT}}$, para obtener el C.A.I. multiplicamos por la Potencia de la subestación. Con los dos transformadores la subestación tiene una potencia de 120 MVA, trabajando los mismos con un factor de potencia Cos \emptyset = 0.85, la subestación tiene una potencia de 100 MW.

8. La suma de los valores obtenidos en los pasos 7 y 8 nos proporciona el resultado.

C.A.I. + C.A.R.C. = TOTAL

Los cuadros N^2 4, 5, 6 muestran los resultados de los pasos anteriormente descritos. El cuadro N^2 7 muestra los resultados finales para compararlos.

CUADRO Nº 4

COSTO ANUAL DE INTERRUPCIONES/MW

BARRA PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA

		CONVENCIONAL		SF6	
			i = 10%		i = 10%
Cpi	Cpi	C.A.I.	i = 15%	C.A.I.	i = 15%
U\$/MW .	U\$/MWH	PT	i = 20%	PT	i = 20%
			2844.12		446.274
200	10	301.7	1980.9	47.34	310.83
			1502.1		235.7
			17460.74		3383.3
200	100	1871.3	12286.9	358.9	2356.53
			9317.2		1786.9
			34082.84		6646.0
200	200	3615.45	23736.0	705.0	4629.0
			18001.0	•	3510.2
			83406.89		25386.3
200	500	8847.66	58089.4	2692.9	17675.6
			44052.5	·	13407.9
٠.			1944.13		356.2
50 10		206.23	1354.11	37.8	248.1
			1026.8		188.2
			82506.0		23331.5
50.	500	8752.1	57466.2		17643.7
	·		43576.0		13379.2

CUADRO Nº 5

SUBESTACION CONVENCIONAL

2.			FOB	o.c.	TOTAL	
		Х	10 ³ U\$	x 10 ³ U\$	x 10 ³ U	\$
	Costo P(L/t)		170	144	314	
	Costo P(XT)		127	112	239 1	.983
	Costo (BY)		1344	115	249	
3.	En 1.983.					
	Costo 2P(L/t)	340	288	628	
	Costo 1P(XT)		127	112	239	
	Costo 1P(BY)		134	115	249	
	Total 1.983				1116	
3a.	En 1.988 sin	es	scalamien	to.		_
	Costo 2P(L/t)	340	288	628	
	Costo 1P(XT)		127	112	239	
	Total 1.988,	s	in escala	miento	867	
3b.	En 1.988 con	es	scalamien	to FOB (10%)	O.C. (5%)	
	Costo 2P(L/t)	548	367	915	
	Costo 1P(XT)		205	143	348_	
	Total 1.988	cor	n escalam	iento .	1263	
4.	4a) de 3a) a	Vá	alor pres	ente 1.983.		
			·	= 10%	538	
			867 i	= 15%	492	
			. i	= 20%	348	
	4b) a 3b) a	va.	lor prese	nte 1.983		
			i	= 10%	784	
			1263 i	= 15%	717	
		_	i	= 20%	508	

			TOTAL
5.	Inversión en 1.983.		x 10 ³ U\$
	Sin escalamiento:	1116 + 538	1654
		1116 + 492	1608
		1116 + 348	1464
			•
	Con escalamiento:	1116 + 784	1900
		1116 + 717	1833
		1116 + 508	1624
6.	CARC.		
	Sin escalamiento:	i = 10%	175
	•	i = 15%	245
		i = 20%	294
		. 100	201
	Con escalamiento:	i = 10%	201
٠.		i = 15%	279
		i = 20%.	326
7.	.C.A.I.		
	Para Cpi = 200 U\$/MW y	Cci = 100 U\$/M	W. Con un Cos
	Ø = 0.85.		
	120 M.V.A. Son 100 MW.	Potencia de	Subestación.
	i = 10% 176	340.74 x 100	1764
,	i = 15% - 122	86.9 x 100	1229
	i = 20% 93	17.2 x 100	932

8. C.A.I. + C.A.R.C. = Total

x 10³ (U\$)

Sin escalamiento:

175 + 1764 = 1939

245 + 1229 = 1474

294 + 932 = 1220

Con escalamiento:

201 + 1764 = 1965

279 + 1229 = 1508

326 + 932 = 1258

CUADRO Nº 6

SUBESTACION CON BLINDAJE METALICO Y AISLAMIENTO EN SF6

2.			FOB	o.c .	TOTAL
			x 10 ³ U\$	x 10 ³ u\$	x 10 ³ U\$
	Costo	P(L/t)	213	187	400
	Costo	P(XT)	163	146	309
	Costo	P(BY)	157	132	289
3.	En 1.9	983			
	Costo	2P(L/t)	426	374	800
	Costo	1P(XT)	163	146	309
	Costo	1P(BY)	157	132	289
	Total	1.983			1.398
	3a) Er	n 1.988 sin es	calamiento		
	Costo	2P(L/t)	426	374	800
	Costo	1P(XT)	163	146	309
	Total	en 1.988 sin	escalamient	to	1.109
	3b) Er	n 1.988 con esc	calamiento	FOB (10%) O.C (5%)
	Costo	2P(L/t)	686	477	1163
	Costo	1P(XT)	263	186	449
	Total	en 1.988 con e	escalamient	to	1.612
	42) 30	e 3a) a valor j	orosente or	1 983	
	4a, ae	s sa, a vaioi j	i = 10%	1 1,505.	689
		1109	i = 10% $i = 15%$		629
		7.109	i = 20%		446
			20%		440

4b) de 3b) a valor presente 1.983.

	Total X 10 ³ U\$
i = 10%	1001
i = 15%	915
i = 20%	648
	i = 15%

Inversión en 1.983. 5.

Sin	escalamiento	:			
		1398	+	68.9	2087
		1398	+	629	2027
		1398	+	446	1844
Con	escalamiento	:			
		1398	+	1001	2399
		1398	+	915	2313
		1398	+ .	648	2046

C.A.R.C. 6.

Sin escalamiento:

i =	10%			221
i =	15%	,		309
i =	20%			370
to:				

Con escalamient

$$i = 10\%$$
 254
 $i = 15\%$ 352
 $i = 20\%$ 411

C.A.I. 7.

Cpi = 200 U\$/MW y Cei = 100 U\$/MW.120 MVA con Cos $\emptyset = 0.85$ 100 MW.

	i = 10%		33	83.3 x 100	338
	i = 15%		23.	56.5 x 100	236
	i = 20%		17	86.9 x 100	179
8.	C.A.I. +	C.A	.R.	C. =	Total X 10 ³ U\$
	Sin escal	amien	to:		
	•	221	+	338	559
		309	+	236	545
		370	+	179 .	549
	Con escal	amien	to:	•	
		254	+	338	592
		352	+	236	588
		410	+	179	590

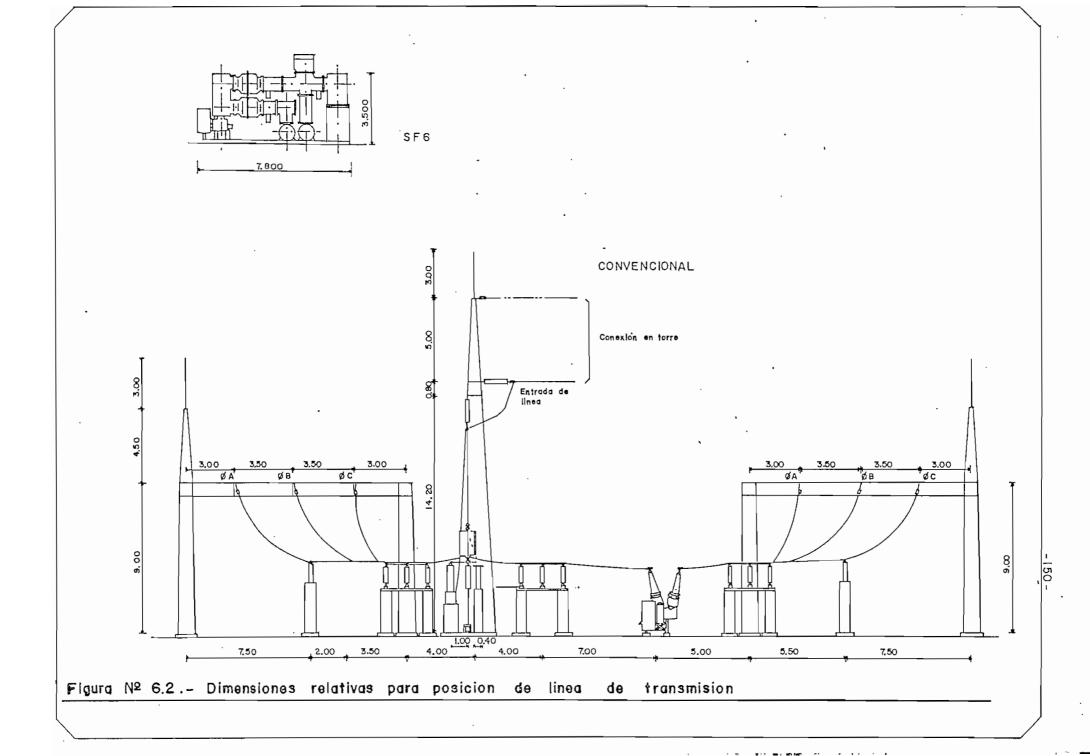
CUADRO Nº 6.7 C.A.I. + C.A.R.C. $(x 10^3 \text{ U})$ Sin escalamiento Con escalamiento 10% 15% 20용 10% 15% 20% CONVENCION. 1939 1474 1226 1965 1508 1258 559 SF6 545 549 592 588 590

De lo realizado anteriormente, se concluye que la Sumatoria del Costo Anual de Interrupciones y el Costo Anual de Recuperación del Capital para la Subestación Blindada y Aislada con SF6 es menor que para la Subestación Convencional, cuando el costo de la potencia interrumpida Cpi es de 200 U\$/MW y el de energía interrumpida Cei es de 100 U\$/MWh.

6.8 ANALISIS

- 1. Del estudio económico realizado en las secciones 6.3 y 6.5 se puede indicar, que el costo de los Disyuntores de las subestaciones Blindadas y Aisladas con SF6, es menor que el costo del Disyuntor utilizado en subestaciones Convencionales y que también utilizan el gas SF6 para la extinción del arco.
- 2. La Fig. Nº 6.2, presenta una comparación de dimensiones, entre una posición de línea de transmisión de la subestación Blindada y Aislada con SF6 y una posición de línea de la subestación Convencional. La posición de línea de la primera subestación, se conecta al sistema aéreo a través de cables.
- 3. La Fig. Nº 6.3 presenta el costo relativo por posición para equipamiento Convencional y en SF6, como porcentaje del costo de una posición de línea de transmición Convencional.
- 4. Si se considera que el equipamiento asumido en la sección 6.7, punto 3 del procedimiento expuesto, es la
 forma (a) de equipamiento; la forma (b) se considera a la forma en que todo el equipamiento se lo hace
 inicialmente.
 - Si el equipamiento se lo hace en forma inicial las subestaciones tendrían los costos indicados en el Cuadro N° 6.8.
- 5. Sin considerar los costos de terreno y obras civiles y los de interrupciones de servicio se tiene que:

. . ./



equipamiento Convencional. (R.VI.13).

CUADRO Nº 6.8

TODO EL EQUIPAMIENTO EN FORMA INICIAL

DESCRIPCION	CONVENCIONAL	SF6 (BP-BT)
	U\$. U\$
4 Posiciones de línea	682000	852000
2 Posiciones de trans-		
formador	254000	326000
1 Posición de		
transferencia o		
seccionamiento	134000	157000
Compresor	· · · · · ·	20000
subtotal F.O.B.	1070000	1335000
OTROS COSTOS:		
4 Posiciones de l í nea	576000	748000
2 Posiciones de trans-		
formador	224000	292000
1 Posición de trans-		
ferencia o secciona-		
miento	115000	132000
Subtotal otros costos	915000	1172000
Subtotal F.O.B.	1070000	1335000
+		
Subtotal otros costos	915000	1172000
тотаь	1985000	2507000

. . . /

(ver Fig. N^{Ω} 6.4).

б.

Para el esquema de barra Principal y Transferencia en 138 KV, si se consideran solamente los costos del equipo instalado, el equipamiento en el SF6 es del orden del 125% del costo del equipo Convencional.

se tiene que: (Ver Fig. Nº 6.5).

Para el esquema de barra Principal y Transferencia en 138 KV, el costo del equipamiento en el SF6 es menor que el equipamiento Convencional cuando los costos de terreno y obras civiles son del orden de 5000 sucres/m² o mayor, cuando la forma de equipamiento es la (b); y de 3000 sucres/m² cuando el equipa-

Sin tomar en cuenta la Confiabilidad del servicio

7. La Fig. Nº 6.6 indica los valores presentes de los Costos Anuales por Interrupción de servicio para diferentes tasas de interés y diferentes costos de potencia y energía. Los costos por energía no servida, dentro de los rangos evaluados, presenta notable influencia en los costos por Interrupción de servicio. (R.VI.13).

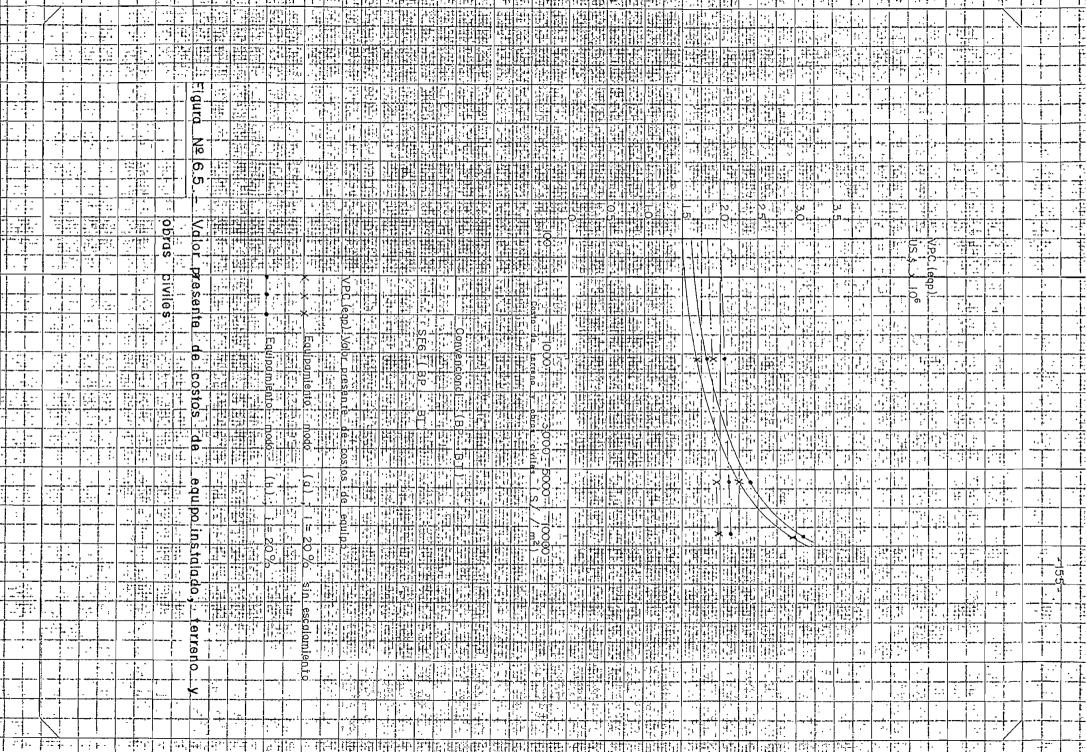
miento corresponde a la forma (a).

8. La Fig. Nº 6.7 muestra los costos totales de la subestación; considerando costos de equipo, terreno,
obras civiles e interrupciones de servicio.

Para los costos de potencia de 14 - 200 U\$/MW y energía de 200 U\$/MWH, que se han utilizado en nuestro
medio en los diferentes estudios de Confiabilidad,
el equipamiento en SF6 es más económico que el

Si el costo del terreno y obras civiles es menor que 100 S/./m^2 , el equipamiento en SF6 es más económico que el equipamiento Convencional, para el esquema de barra Principal y Transferencia, cuando los costos de potencia varían entre 14 - 150 U\$/MW, y el costo de energía es mayor que 500 U\$/MWH. (R.VI.13)

		17:	11.1	1717 1717 1	15	41 <u>}</u>	Ш	#	<u> </u>	14.	7.1	1111	1111	11.	#	1116	<u>-11</u>		##	#		: 14 ⁻	444			<u>- F</u>	F-1-1	-211 -211	(<u>: ft.)</u>	1115	lift	iat	127			7.11	#		¥
		:- -		•	***	1 16	.:11 .:11	11:	<u>;;</u>	;;; ;; ;	•	1 1 2 2	,: ;::;		المنابد. القرار	: 1	+1.	111	구		i	ī.:	7			<u> </u>	•			54		-				ļ	<u> -</u>	111	-
1-	Ť	-	•			11.1		1	4 71 4	-	- 	417			71.77			•	****	7 -	<u>;</u>									•	•	ļ				-		***	-
			إبني	.:-	4 1			121.	<u> :</u>	111	,-		إبند	<u>:</u>	+		4	44	<u>.:</u>	1,1						! {		<u></u> .		, <u></u>	- ;			ļ		<u> </u>			-
1-	1	_	.:	٠, .		·‡	` '	1.	45)	7::				,,† t	4.11	,		-::	r;r.	Ċ:		···	·					*			•	: <u> </u>					"	7711	1.
-				-	Co.s	t.o.	(%)	- :::				+-	2 ·	1		: ,		. 1	412	<u> </u>						÷Ĩ,	÷++	: 							اسبدا			111
-	-		.40			11.) ;; 	-	•	- 13	tari		,0139 7074		H.	7.7	7; 14		,	1		- 1) · · · · ·							<u> </u>		 		19 1	1-
-			20			·, ·					_			-	-E1			4		#1		٠		- -					/	;.÷		-		-		 		; ;;;;-	-
-	-+				10				<i>:</i>	::			·-+ 5:		it'i	: 11	, .	7	†		•	· · · · ·	 	: ::			:-		L m	+6:5	·	<u> </u>	:,•		-	-		1	1
. .			00	· .	7	F				<u>-</u>			1111				1	H			: -	3			÷			Equ	ро	cor	ven	cion	al_	CN.	V (I	BP-	+ - B7)	-
	1	::-		J		:: _{:2}				. i :		-				1.5	127	Hil				·-		7.21.		- :				1.					ren	;			
	1	-	80			<u> </u>	· 			::					<u></u>		11.5					<u></u>						ī•	::.	44.1	-					!		-	-
	1		***			 	 -				-	-					÷. ;-								=-			Equ	ipo	SE	6.	SF	6 <u>-</u> .	L.B	P <i>=</i> -	ВТ	<u>) </u>		
-	-: T		_60				 -			-]	- 1					.,-,-		7 1.5.5				-	<u> </u>					Bar	ra	Prin	cipo	<u>Ly</u>	tro	nsfe	ren	icia_	·		Ë
		 	: - : : :	<u> </u>	7,7				-	÷ ;;		==			-:			- =	=					===	15.1		. =,=	1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1		117		- - - -	<u> —</u>	 - -			115		<u>:</u>
		2. 1.	<u>4</u> 0			1			Ŧ. <u>.</u>			- 	-3		:	 	+ -: -::::				-		[-:-		-27-	_==	;;;;	ا جـــا	- 14 - 17 - 17			. :		.17:		#	# <u>.</u> T	
			20	[1		E :		·-	-1.			弄			Ī			- -				-1			E						7.51		-			理		1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1
	-		;;;;;;;;;;;;;;;;;;;;;;;;;;;;;;;;;;;;;;	- 	141	ii.E	;; ;;			7.28			7:		+	:: c,	Œ	-	15					-11-	:	==	-; <u>:</u>	#	镼	糧	į. į.	Ξ.	~- <u>-</u> -		5.7.			1	-
		ابدر		ļ Į.	11.	7.E	==			:::			::::									:]	=	. .									:		.;			Щ	: = =
				14				, , ,			==	==	5.5°	 P7	7 T	7 - 21 7 - 41	[i-}, 5] ∔, :	1			B V	7								#		-	- · · · ·	-		777. 777. 107. 5		里	
							14 14		_/ -/ -/	1		F 5. F. I	<u>F.T.</u>	_ \	<u>^- 4</u>	#	14:1 14:2		끏		12 14	<u>''':</u>		- <u>=</u> :-	1	H.# 	74.	## ##		蛊			. '- :	<u>.</u>	3.5			#	11
			¥.	#	H	10						====		, -\ , -\				15		-	• • •				1111					÷F.Ŧ	-=:			<u> </u>		1 25.			2
5 C	ert Et	· 	واع	urc	<u> </u>	12	0.3	3 : <u>1</u> —	. <u>C</u>	0\$1	0 .	rg	101	. i.	_p(1	<u>ا ۲ر</u>	09	SIC	on	p	arc	: <u>e</u>	<u>qu</u> 	pa:	<u>sni (</u>	មា ព	O :	3 F	0	y - (cor	iVGI)CK	<u>ยกต</u>	11.	1-1-4	17 pt 1		J.
	-						, , , , , , , , , , , , , , , , , , ,		-(Po	sic	ion	ď	Θ. Ι	ine	a-	dө	tr	an	s m	sió	n	COI	ī√ē	nc	ion	۵l	=	1(00	%		; -	<u> </u>	-				1
	ij		扭	1.5		11	亞				77	1:-:) - 1 - 1 - 1	7,:	:::	ţī.	;;:; ;:;;;	Ħ	177	1,5			<u>,</u> -1	<u> </u>	==				- -	: :::::	ž ti		15		7		101	111	۲
H 3		<u></u>			1	湿.	7:±:					 1					Œ	His	7.1.	記	77							11:			4	- T	::" =				- 147 - 147		-
	5	:E	111							7				3":	<u> </u>			掤		III.	<i>i</i> ; ; ;	25:E		=======================================	-	4			- 3. - 3.		: : :	- -	====	_	-:: - <u>::</u> -		4		
61 6 H		1-1-0-1	100		VΡ	C-(-	qр	Ä			2h	35		- - -	: <u>::::</u> :::::::::::::::::::::::::::::::	<u> </u>	77	持持		#=		EF)	2.5				. A.			Œ				<u> </u>			7.5 T		7 -
#-		***	顯映		P_L		批纸	7			Annie in la	#		퐾	耕地		莊			===				35 7	WE			北京					7				開構	-	==
		71.			-	7-: 34	i. Liti	H.		+ 5 ÷				<u>:</u>];	#### #####			品品			· - ·		15		-	7		1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1	 1-::		11.	F		<u>}</u> -	-2	1.2		*	11
F	=	. T.	ا ا			#					7.f.			-0	<u>.</u>				L.E.							=	=	Ę.			12.	15	-			F/1	1,227		
F					12		3				-,_				: 		::::::	鉣	Æ	1 =			- =			F-::	- :		Ē.	7.7	1.	i				1	1	声.	
	-		j))	1.1.									7.			777	開開開開	- 12-5 - 12-5				÷.5	F=		:	χ_	Equ	iipa	mie	nto		odo		1	1		<u></u>	
+-			:.0£	7-1-	111	//			::::								, *==					=		===		X X		Ξ		<u>:</u>						1 1	15 6 17	Ė	1
		(\$.!) =:	0.8		1		:					11:		,	<u> </u>			群型		==	-3.3		F .=		- <u> </u>		u _	Equ	pan	nien	to_	mc	do	<u>i (</u>	})	1 -			-
				ŧ.						1-1		12 to	- 1		100	>			14.4 14.4		: 15 : 15 : 15 : 15 : 15 : 15 : 15 : 15	<u> </u>	E	. <u></u>		÷		11.10	= 4	,	-			<u> </u>			7,17	-	12
1		-	_0.5	5 	417	1		13. 1-11.	14		, .	- `	£ ;			11 to 1				714	L	r T		=	· -4.E-	VPC	<u>(eq</u>	₽ <i>I</i> \	(alol	DI.		re I	de (cost !	<u> </u>	de ed	1 .		
#1 T			O.5	i I	1	у 141-	j.t.: j.t.:	1.5							井	:#:= ::::::::::::::::::::::::::::::::::			£1.	W.				-				. UI	1 - 11	ĹВ	· '	B		i		1		ì.	
	-		_0.3	ţ ,	11:) 14.5 74.1,	; 	7	经担	,			27.	•	ا ہے۔	:-1		:-	-	-		, ,	111				<u> </u>				1	
			0.2	1 7	, 1	严					=::		1	12.	#		5.			理		<u>:</u> :	7:			ļ		S	F6	LB	P -	вт)	!	ļ.,	F -	1:17	T.	11.1
	_		0.	ىنا	==	j±; 77			IN.	311		· ·	- 12) 	HE.	1, <u>3.</u>		145		<u> </u>		<u>, : </u>			· · · ·	Í: :,	:::	i în	;;;;;;;;;;;;;;;;;;;;;;;;;;;;;;;;;;;;;;		-:	ļ		ļ		-	14.1	16-	, S
	- 2-4		**, !			1	1				-:-		!	l				華	(%	3)			7.2	-, :: 	. 	- 17	: -2	 	-	-		 	<u> </u>	:		1-11	43		1
71	-	i.		. <u></u> 			• ~-		7.1		-		i,	-									. 1		:	ł:		L: ~~		1	1	r	1	1		-{ -	1 1 1		
-				7+1	-	' '	~.*	·		-,	0		: : : []	5		- 2	o –	· - :	tini.	ł			-1					<u>;</u>		-				 !	\ \	-	排		+-
					7.			1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1		Τ,	0		; [; [5	F	2	0-			ł	71.		- :										 	1			1.1	ŀ,.	
					7.			1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1)FA			Ti			, ; ;	71.1]-I	11.		- D	res	l_ sen		d				<u> </u>	-
					7.			1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1		alc	r_(ore	ser	nte	_d	6	cos	tos	_d	9		i p.c	<u>:-</u> Эе	n]-I	11.		r_p	res	sen		d	a	1			-
				urc	7.			1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1		alc	r_(ore d	ser	nte	_d	6	cos	tos	_d	9		i p.c	<u>:-</u> Эе	n]-I	11.		p	res	3en		d	a				-
					7.	Ω				alc	r_(:	ser ə (ete	_d	6	en	ios	S .	e_ nve		i p.c	<u>:-</u> Эе	n]-I	11.		r_p	res	sen	te_	d		1			
				urc	1	Ω	6.4		\ \ \ \ \ \ \ \ \ \ \ \ \ \ \ \ \ \ \	alc	r_(:	ser ə (nte	_d	e_imi	en	tos	_d	9_ nvc		i p.c	o_e	n]-I	11.			res	3en	te_	d		1			



*- -		، ء'جد		i -	1	- -	** * * 	74	1 ,:	- -		ماليدند د		†1 1-1 ;.	4		, , , i	- 4 - ₁ -+	 +	 	1:::1		a salata Tar			**	 +	LUL	1111	<u> </u> -	a e fi	1444				-{-		1	
					14	_::	.	141.	114		i , , ;	1.	انبا.	-					::[1 1]]						ر - بر ا	56		ļ		Ţ.				<u> </u>	
-[-	٠.		j.	: :		, ,	1. '		: ':				'' 					.: .	!, •• .	-			<u> </u>				<u>; </u>	_	<u> </u>	-	-		_	-
-	-			<u>;;;</u> ;	US	_ s , ;	k.10	ZΜ	We			58	<u>-</u>		1:7	11	11	L		7	<u> </u>	,;1 ;							;) 1.43) (3	ļ-;		 		J	:	1->	١
			_80			11.		1,			1 1 111		7.				::1,:	/	نىنا			1	17.7	143	2:		<u>.</u>			. 4	141		ļ			<u> </u>	 	<u> </u>	-
	.:; •••	, ;	<u> </u>	11						13.2	171	÷ :	*** <u>*</u>	<u> 41.</u>	1 1	14	· · · ·		:밝				.;+		· ·	14.	-		*****	.:=-;		ļ.,	;		[-	L	:
4		-1-	-1:	-		 	. + . 	1 2 2 1 1 2 1 1 3 1		। इ.स.	111		444	抽		->	۲,	+			11 T	<u>.</u>		1,				11				ļ-		-	-	-		 	-
			6.0			1					i de la composition della comp	1			7	,	-150		131	1 1	11.1			 EL.		2		L_C	ΝУ		<u>ap.</u> :	-В. 	T.)_	<u> </u> -	٠	-			
-		-		- [_	1				,		ü			Z		1		: L				+		4	-E-		. ,	S	F6:	E	3P -	! В		1-		<u> </u>		<u> </u>	=
-		و ت	1.4.	-	1	1:1	1). 1	, 				إحبا		٠ نوا ند		ŕr.	1		10142 1015					L-T:		., 	<u> </u>	3		نِنِ		i.		-	ļ	-	ļ	-	: . ; ;
-	-1. 10.7	F	40		227 3352	LUI.	7	7 - 2	rijt da _t	1		/				114 14	: .: ;			- 4	田田	- 15 - 15]. '.'.	2 	0_9				111	<u> </u> -	: 		 :	=
-			;;;=:			듩			7		/	-		拼	17.				H			1				<u> </u>		情)) ()	/6-		32	1:-		 	†: -	[.	
-		五	¥.4	<u></u>	:::	-12	45		/		1 17		<u> </u>		7	#					1.11		.;;;;		: -:	X	70.			# 1				1.5		1-			=
1.1		哲.	20) 	ita.				171				1	*		15	-3 ¹ %	tF_				4	(単) 	## 		开		15.D.						 	-	[/		T22	
	븳					ili.	/	-			2 3 4 5 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1	710 7 t.	11 E	1	: # : #				177						10	##				THE STATE OF THE S	111			丰	-				
			10	7.7.	1						<u> </u>											: 3.	Ť									4.	77					[_	==
	75		27	±.	1			8		ئىت:		1	x 4.5	77 ·	7	-,- ::-		-	153	Ce	(บร	\$/	MW	h)		¥.	7		#	1	7E.					1	1.	1.3	Ξ
		甜	7	#		. F	7	 OC		 . 20). ; ;0		;;;;; ,,30	0 =	117 T	-40	o .	7	50	70 t					- 							F.5.	圃	1		-	<u> </u>	[]	=
	對					15.E					94 194	ret.	1.	=151	195학 건설:		<u>ا بران</u> دراج		Ш			计计	11,1	##	- 1		-10°	1107		71. 11.		1300°	# <u>#</u>			1:-	-		
i.	- 		Eig	ur		∕15 	6.	6	1	Va	lor	ומ	0.5	្រ. ខស	• - • -	de	c	osi	os	de	3 = 3 =	nte	rri	.DC	lón	ď	÷si Or	M۱	±# V c	la-	CO	rae		i i	[7	ř		Ë	=======================================
i	井	專	3 422	 27.2 1417		भराज संस्थित				ii.	ha	sta	cio			#	rus H	75.7 75.7					###	<u> </u>		- 1	1 1				<u>.</u>								-
) H		### 	£6. ∓ρ,,	計	14 I	414	34	1	310	- C	111		111			11 11	##		#F-		打出		### ###				11		1;(E1) 1.15				į.			
±		11 17 12 1			VPC			. 1					-111		皷	+14+	Ŧ.,	P. 1.1			横			掤		151±	#			#		经				1.5			=
					US	\$_ x	10	5 " :					<u> </u>			11.1				£17	拼	171		#:		Щ.		i i i i List	5		7	40	-1		-	<u> </u>		-	
					1				亚			式,			画	##	±1:4		莲		菿	15.	14.	亞		-1- -1-	- T	C	И. 1:11	£ Ć.E	P	В.		11	7,7			F.:	==
<u> </u>	뫮			17:	77 1. -3 1. -2 1.				tatil		#		班里		盟						盟			蓝					F6		P.		1			<u> </u>		-	Ė
				7.7.5		<u>(- </u>											• # :H:				-276 256		20				7	:-S	F6 #(*)		P.:	В					7-		===
	1			-5						11	藍		骐	菲	理	捌	辯	墓		連	7.11			推				新聞		3.5	*****	÷ .	博	1					<u>:</u> :
					15. 15.	呼肺					盟			基準				= 1		型型				重	到	15				軸				F):-		;	-		100
21:	:f:f:		11		194				11.			-	FT.#2 1216	;;;;		-4-1-1		 .			F-151	#.: 1.:		蓝.		9. -			里里		新世	- (T-)	-43	医生		12 -	-	<u></u>	==
	 			10.	基进			4.	2								3 3	₹}}		/	3		Surv		Equ		<u>.</u>	sque		Mo			- F.			e e	L	=	=======================================
						1.		- H	:::	£	7.1			<u>:</u>												∓ ∤	B	arras			eroci	on.		6-			/WW	h	
	-114 1751	;;;;;;;;;;;;;;;;;;;;;;;;;;;;;;;;;;;;;;		3	• 1			- 					1			-	-		4 Ta 2" 20 T T		1.1		. T.)	-	SI	6	. <u></u>	P-P	T :	::* <u>*</u>	رف	: 	2	ļ. 		نمم	<u> </u>		
			1 2	 			- <u>-</u>				_					- A						7-11	-2		SI	-6		,		- []- ! - :	(b)		2	-		1.00	ļ. <u>.</u>		<u>.</u>
														1		Firs.		اند. - ا					- 3. - 4		.=_C - -	1V.			Tii		(d).		-2	o - .o	<u> </u>	1.00.	-		<u> </u>
		==1			122			11.			-1-1		1	直通		盟								里		<u></u>		11		1.17	百里是					1.00.		<u> </u>	, [
				/ I	15	err.								期				H. 1		三十二十二十二十二十二十二十二十二十二十二十二十二十二十二十二十二十二十二十二								. *! !!!! !!!!!				<u>:::</u>			<u>. </u>	-		 	· 4/9/11/15/4/15
			· · · (: ;	:		1		3.4	;- ·	۱ .			<u> -2</u>	:]	121		7.1	- 11-1	'- I	1 - i ‡	15.3 17.		EU EU		HT!	 144	713# 34 (1)			325 35	1	# # ·	1	<u> </u>				:: <u>:</u>
	1			.j q		~	os to		terr		·	bros	. cl.vi) 	:1.4	500) 20) 20	5- S./		oot) - 1						. T. 1	. !]	444-H	٠.٠١	-		سنيد ټ٦ټ	- <u>-</u> -	-			·	
	:- -			- -		·		-	<u>::</u>	-						• ; ; -			[) 	:						; <u>; ;</u> ;								<u> </u>	·	,	
+	-	ļ			1		C 79	_												<u>-</u> -+					!				14-1			, .	ļ	<u> </u>				<u> </u>	
- -		<u>†</u> 	-1Q	urs	ā ., l'	y = (0. 1	- 1	:	ŀ	- !	- 1	1		!	- 1	:05	TO	5d !	0.	0 .	₫U	po 	9	tori	ren 	0 <u>.</u> [y -	100 !.	os	. C	IVÍ	165	'5 	G _	ļ			
	• • ;			:	,					ាខែ	rru ·	υc	ion 	e s	ď	<u> </u>	•	νiċ	1												, ,								
+	7;				1	_		_	1				- ,	1.	1	•	··		1, 1			7.1	·(``	17.			1.				•]			<u> </u>				/	
+	-		<u>i</u>	- 	7:-					1. 1		7 77	· ! 	.tl	, ; -	: 		, <u>:</u>					- 1	انا	<u>.</u>	-		· · ·			-, •;-	, <u></u>							-
+				,						.,			÷i						111		i.		<u>. i</u>	11	+		<u>}</u>		ا ئــــــــــــــــــــــــــــــــــــ		+-	•		 	 -				

7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Conclusiones

La realización de este trabajo ha permitido sacar las siguientes conclusiones:

- 1. El área ocupada por la subestación Convencional es del orden de los 6000 m²; para el esquema de barra Principal y Transferencia. Para este mismo esquema de barra pero en subestación Blindada y Aislada con SF6 incluyendo el pórtico de llegada de línea, es del orden de 800 m². Aproximadamente el área de la subestación Aislada con SF6 constituye el 8% del área de la subestación Convencional. Como se puede observar, este último porcentaje se mantiene dentro del rango indicado en la sección 5.1.12.
- 2. El equipamiento en SF6 es más económico que el equipamiento Convencional, para cuando el costo del terreno y otras civiles sean del orden de S/.3000/m² o mayor; aún sin considerar la incidencia económica del mejor grado de confiabilidad del equipo en SF6.
- 3. La confiabilidad que prestan las subestaciones Blindadas y Aisladas con SF6 con respecto a las Subestaciones Convencionales, ambas del sistema de barra Principal y Transferencia en 138 KV, es del orden de 5 veces mayor.
- 4. Tomando en consideración el Costo Anual de Interrupción y el Costo Anual por Recuperación del Capital,
 el equipamiento de las subestaciones Blindadas y
 Aisladas con SF6 es más económico que el Convencio-

nal, para barra Principal y Transferencia para 138 KV; llegando a ser, el convencional, 300% más caro.

- 5. El costo de las interrupciones de servicio puede constituir un rubro muy importante dentro del costo total de la evaluación de esquemas, dependiendo del costo unitario por energía no satisfecha.
- 6. El equipamiento en SF6 es más económico que el convencional, cuando se toma en cuenta los costos de: equipo, terreno y obras civiles (para costos mayores que S/.100/m²), y de interrupciones de servicio (para costos de potencia comprendidos entre 14 y 150 U\$/MW y de energía mayores a 50 U\$/MWH.

Recomendaciones.

Una alternativa para el sistema de barra Principal y transferencia, constituye el sistema de barra simple seccionada; cuya disposición del equipo se muestra en el plano que está a continuación.

Estudio de confiabilidad.-

Realizando lo mismo que se realizó en la sección 6.6 y tomando en cuenta las mismas consideraciones, obtenemos los resultados finales que son:

 $\text{KT} = 0.031605 \, \frac{\text{Averias}}{\text{Año}} \quad \text{HT} = 2.83745 \, \frac{\text{Horas Int.}}{\text{Año}}$ $\underline{\text{C.A.I. y C.A.R.C..}} - \text{Tomando el valor de Cpi y de Cei igual a los de la sección 6.7 punto 7 y siguiendo el mismo procedimiento tenemos:}$

10%

Cpi Cei C.A.I. 15%

20%

2734.4 200 100 290.0 1904.5 1444.2

Siguiendo los mismos pasos de la sección 6.7, y tomando en cuenta los siguientes costos por posición indicados a continuación, obtenemos los resultados expuestos en el cuadro 7.1, para esquema de barra simple seccionada, subestación Aislada en SF6.

	FOB	o.c.	TOTAL
	х 10 ³ _U \$	х 10 ³ _U \$	x 10 ³ U\$
Costo $P(L/T)$	199	176	375
Costo P(XT)	132	122	254
Costo P(BY)	23	28	51

CUADRO 7.1

C.A.I. + C.A.R.C.

x 10³ U\$

		Sin es	calamie	nto	Con esc	calamiento					
		10%	15%	20%	10%	15%	20%				
CONV.	BPBT	1939	1474	1226	1965	1508	1258				
SF6	BPBT	559	545	549	592	588	590				
SF6	BS-S	453	434	437	483	477	474				

Como se puede observar, los resultados para BS-S en subestación Aislada con SF6 son más favorables que para los otros dos tipos de subestación; esto, para el nivel de voltaje de 138 KV cuando el equipamiento se realiza en la forma (a).

Si el equipamiento se realiza en la forma (b), los costos serían:

	TOTAL
	x 10 ³ U\$
4 p (L/T)	796
2 P (XT)	264
1 P (BY)	23
Compresor	. 20
F O B	1103
O.C.	976
T O T A L	2079

El costo relativo por posición para subestación Convencional, en SF6; ambas de barra Principal y Transferencia y subestación en SF6 barra Simple Seccionada, para nivel de voltaje de 138 KV, se pueden observar en la figura Nº 7.1; en la misma que se toma el costo de posición de línea en Convencional como el 100%.

Si no se consideran los costos de terreno y obras civiles, y los de interrupciones de servicio, el costo del equipo instalado en subestación Aislada con SF6, barra Simple Seccionada en 138 KV, es del orden del 4% mayor, que el costo del equipo Convencional para esquema de barra Principal y Transferencia, al mismo voltaje.

Si el equipamiento se realiza en la forma (a), el costo en SF6 esquema BS-S a 138 KV; es menor que el equipo Convencional instalado, para esquema de BPBT para ta-

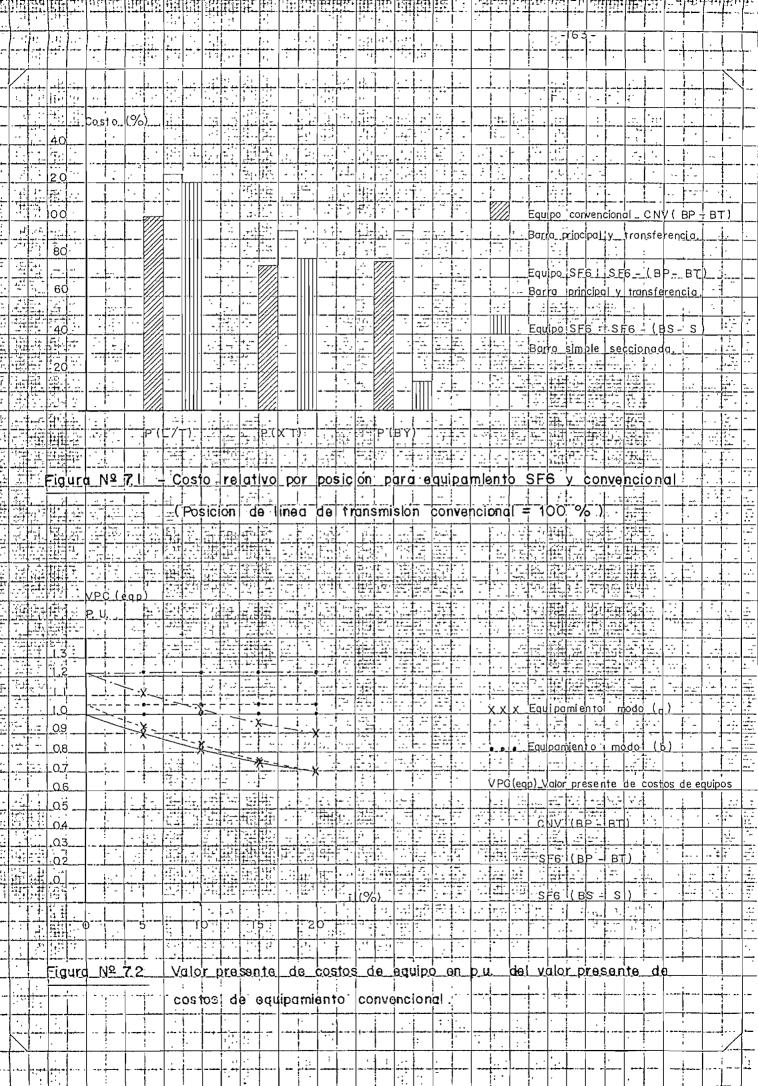
sas de interés iguales o mayores al 15%; Fig. Nº 7.2.

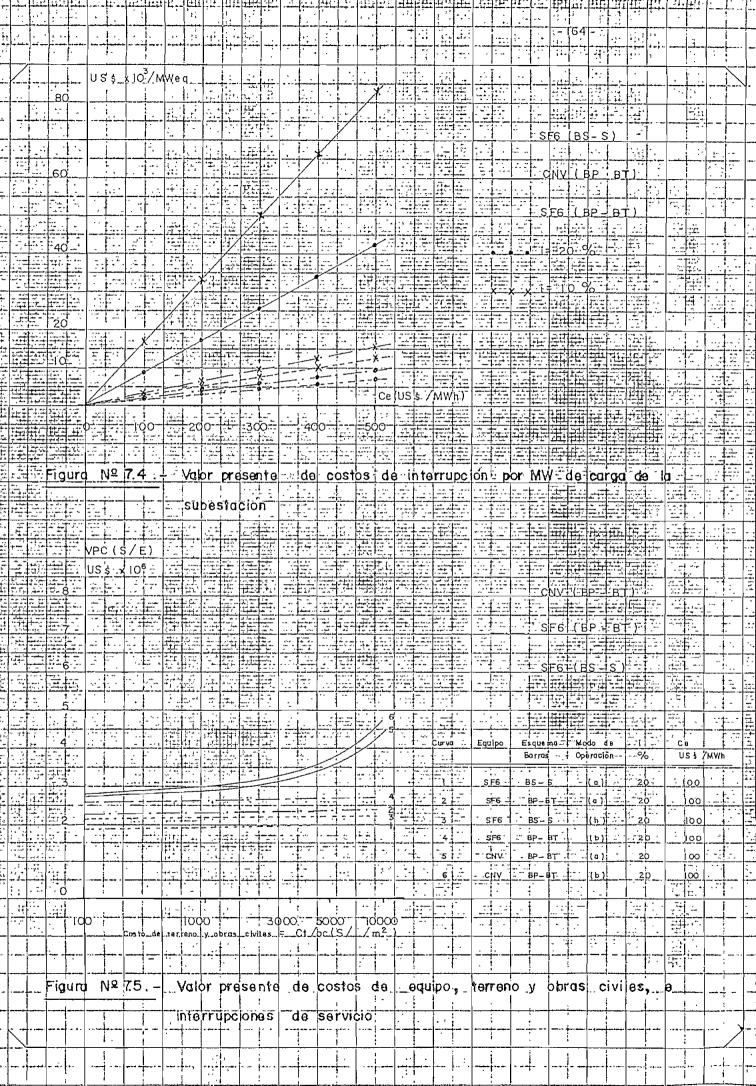
Si el costo del terreno es de 500 S/./m² o mayor el equipamiento en SF6 para barra Simple Seccionada es menor que el equipamiento Convencional para barra principal y Transferencia, cuando el equipamiento se lo hace inicialmente, Fig. 7.3.

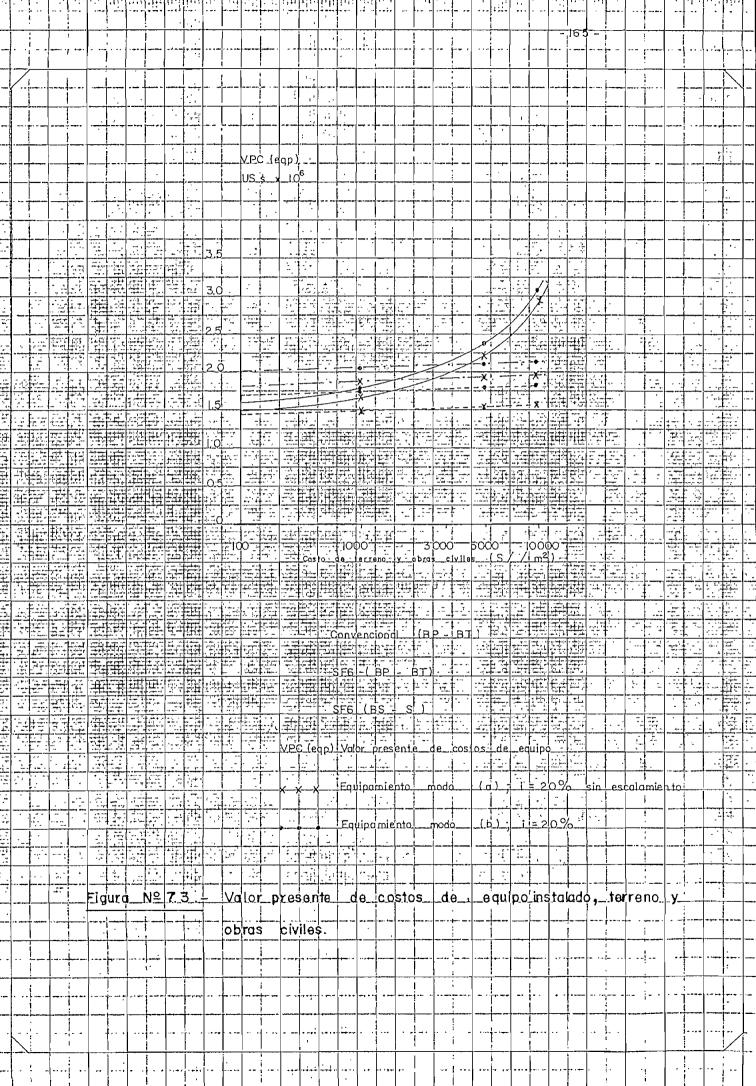
La Fig. N° 7.4 muestra los costos de interrupción por MW en Valor presente para diferentes tesas de interés y diferentes costos de energía (R.VI.13).

La Fig. N° 5 muestra los costos de equipo, terreno, obras civiles e interrupciones de servicio; en valor presente.

El esquema de barra simple Seccionada para subestación Blindada y Aislada en SF6, presenta condiciones de
confiabilidad más favorables que el esquema de barra Principal y Transferencia, tanto en Convencional como en SF6
en 138 KV; por lo cual se recomienda su aplicación en
los sistemas de transmisión y subtransmisión del Ecuador.







BIBLIOGRAFIA O REFERENCIAS

CAPITULO I

R.I.1 Metodología para el diagnóstico de subestaciones.

Tesis de Grado

Santiago Sánchez Miño

Agosto 1.980

R.I.2 Tecnología de Materiales, Estructura de la Materia.

Ing. Raul Ayora -E.P.N.-

Quito 1.977

CAPITULO II

- R.II.I La Interrupción en el SF6

 Ing. Vexiau Merlin Gerin

 1.977
- R.II.2 Instalaciones de Alta Tensión

 Blindadas con SF6 como Medio Aislante

 Ing. Fernando Pinto

 1.973
- R.II.3 Sprecher Schuh

 Characteristicas of New unused

 SF6 Gas
- R.II.4 Técnica de Alta Tensión
 Arnold Roth.
- R.II.5 Estaciones Transformadores y de Distribución.Gudencio Zoppetti2 Edición. 1.963

CAPITULO III

- R.III.I Rea Bulletin 65-I

 Design Guide for Rural Substations

 June 1978.
- R.III.2 Apuntes de clase de materia "Subestaciones"

 · Ing. Fernando Flores

 Marzo Julio 1.982
- R.III.3 Brown Boveri & Cie.

 Instalaciones de Alta Tensión Blindadas

 "Metalclad" con SF6 como medio aislante.

 Febrero 1.973.
- R.III.4 Siemens

 Instalaciones de Maniobra Aisladas

 Por SF6

 1.978
- R.III.5 Diseño de la Subestación del Proyecto Paute en Durán de 345 KV

 Tesis de Grado -E.P.N.
 Wilson Bajaña G.

 Quito, 1975
- R.III.6 Estudios de Confiabilidad para Subestaciones

 del Sistema Nacional de Transmisión

 Ing. Patricio Enríquez

 Quito, 1.975
- R.III.7 Diseño de la Subestación Boliche

 Tesis de Grado -E.P.N.
 Ing. José Altamirano

CAPITULO IV

R.IV.I Diseño de la Subestación Durán del Proyecto Paute de 345 KV.

Tesis de Grado -E.P.N.-

Wilson B. Bajaña

Quito - Ecuador 1.975

R.IV.2 Técnica de la Alta Ténsión
Arnold Roth

R-IV-3 Pruebas de Recepción y Mantenimiento de Disyuntores SF6 y al vacío.

Tesis de Grado -E.P.N.-

Lascano Castro Favio.

Quito - Ecuador 1.980.

R.IV.4 Apuntes de Protecciones
Ing. Julio Jurado M.

R.IV.5 Protección contra Sobrevoltajes en Subestaciones.

Conferencia a Quinto Curso Potencia

Ing. Victor H. Orejuela L.

Mayo 1.982.

CAPITULO V

R.V.1 Mitsubishi

Tree - PHASE - ENCLOUSURE

SF6 - GAS - INSULATED SUBESTATIOS

(GIS) 72.5 TO 170 KV SEPTEMBER 1.980

R.V.2 AEG - TELEFUNKEN

METALD - CLAD SF6 - GAS INSULATED

HAIGHT VOLTAGE SWITCHGEAR (V.I.S.)

UP. TO i45 KV.

R.V.3 MITSUBISHI

TREE - PHASE - ENCLORURE GIS

DECEMBER 1.978

CAPITULO VI

R.VI.1 Proyecto Anillo de Quito

Planificación

Empresa Eléctrica Quito

R.VI.2 Planificación

Empresa Eléctrica Quito

R.VI.3 Estudio de Cortocircuito
Sistema Quito 1.990
Empresa Eléctrica Quito

R.VI.4 Proyecto Hidroeléctrico Agoyán

Licitación AG1 - INECEL

Sistema Nacional de Transmisión

Licitación ST/3/C - INECEL

R.VI.5 Análisis de Ofertas

Licitación ST/3/A

INECEL

R.VI.6 Contratos ST/3/B/1; ST/3/B/2; ST/3/B/3; ST/3/B/6; ST/6/B/1; ST/6/A; ST/6/B; PA/7/A/1; PA/10
INECEL

R.VI.7 Technical Especification on Mitsubishi

145 KV GIS for INECEL - Ecuador

GIS 24340

Diciembre 1.982

R.VI.8 Selección y Protección de Esquemas de barras de Subestaciones de 230/138 KV
Tesis de Grado -E.P.N.1978

R.VI.9 Estudios de Confiabilidad para las
Subestaciones del S.N.T.
C.I.E.R.

Quito, 1.976

R.VI.10 Trabajo para Jornadas de Ingeniería Eléctrica y Electrónica.

Gandhi Mier - Victor Orejuela

Marzo 1.983

R.VI.12 Diseño de la Subestación Boliche

Tesis de Grado -E.P.N.
Altamirano J.

1.975

R.VI.13 Investigación Ing. Victor Orejuela Marzo 1.983

R.VI.14 Confiabilidad de Sistemas Eléctricos

Tesis de Grado -E.P.N.
Neira M.

Marzo 1.977