

D I S E Ñ O

D E LA

S U B E S T A C I O N

E P I C L A C H E M A

TESIS PREVIA A LA OBTENCION DEL TITULO DE ~~INGENIERO~~ INGENIERO EN LA
ESPECIALIZACION DE ELECTROTECNIA DE LA ESCUELA POLITECNICA
NACIONAL

DISEÑO DE LA SUBESTACION

EPICLACHIMA

Rodrigo Terneus Suarez

Agosto - 1974

CERTIFICO:

Que la presente Tesis fue elaborada por el Sr. RODRIGO TERNEUS SUAREZ, bajo mi dirección.



Ing. Julio Jurado Martínez
DIRECTOR DE TESIS

I N D I C E G E N E R A L

	<u>Pág. #</u>
INDICE DE MATERIAS	1
INDICE DE CUADROS O TABLAS	12
INDICE DE ESQUEMAS O FIGURAS	14
INDICE DE PLANOS	15
<u>CAPITULO I</u>	
INTRODUCCION	I-1
<u>CAPITULO II</u>	
ELECCION DEL ESQUEMA DE LA SUBESTACION	II-1
<u>CAPITULO III</u>	
PROTECCION DE LA SUBESTACION	III-1
<u>CAPITULO IV</u>	
DIAGRAMAS UNIFILARES DE LA SUBESTACION	IV-1
<u>CAPITULO V</u>	
DISPOSICION DEL EQUIPO EN LA SUBESTACION Y BARRAS	V-1
<u>CAPITULO VI</u>	
CARACTERISTICAS DEL EQUIPO DE LA SUBESTACION Y ESPECIFICACIONES	VI-1

INDICE DE MATERIAS

	<u>Pág. #</u>
CAPITULO I.	I.1
INTRODUCCION	
I.1 <u>La importancia de las Subestaciones dentro de un Sistema.</u>	I-2
I.2 <u>La Subestación dentro del Sistema de Quito.</u>	I-3
I.3 <u>Funciones que debe cumplir la Subestación Epiclachimá.</u>	I-5
1. Seccionamiento del anillo	I-6
2. Interconexión con el Sistema Nacional	I-6
3. Interconexión con la generación propia	I-6
4. Interconexión a 23 KV al sistema de distribución del sector.	I-7
I.4 <u>Capacidad Máxima de Diseño de la S/E Epiclachimá.</u>	I-8
CAPITULO II	
ELECCION DEL ESQUEMA DE LA SUBESTACION	II-1
II.1 <u>Criterios para la determinación del costo del Esquema.</u>	II-3
II.2 <u>Criterios para la determinación del grado de continuidad de servicio que brindan los diferentes esquemas de la subestación.</u>	II-4

II.3	<u>Criterios para la determinación del grado de funcionabilidad de los diferentes esquemas.</u>	II- 7
II.4	<u>Esquemas considerados.</u>	II- 8
II.5	<u>Esquema A: Disposición radial con barra de transferencia.</u>	II- 9
II.5.a	Costo del equipo requerido.	II- 9
II.5.b	Continuidad de servicio brindado por el - esquema	II-10
	1. Efecto de la avería G1	II-10
	2. Efecto de la avería G2	II-11
	3. Efecto de la avería G3	II-12
II.6	<u>Esquema B: Disposición en anillo</u>	II-14
II.6.a	Costo del equipo requerido	II-14
II.6.b	Continuidad de servicio brindado por el - esquema.	II-14
	1. Efecto de la avería G1	II-14
	2. Efecto de la avería G2	II-15
	3. Efecto de la avería G3	II-16
II.7	<u>Esquema C: Disposición en tandem de interruptor y medio.</u>	II-19
II.7.a	Costo del equipo requerido	II-19

	<u>Pág. #</u>
II.7.b Continuidad de servicio brindado por el esquema.	II-19
1. Efecto de la avería G1	II-19
2. Efecto de la avería G2	II-20
3. Efecto de la avería G3	II-22
II.8 <u>Comparación entre los diferentes esquemas.</u>	II-23
II.9 <u>Optimización del Esquema de la S/E Epicla chima.</u>	II-28

CAPITULO III

PROTECCION DE LA SUBESTACION

III.1 <u>Criterios básicos de protección.</u>	III- 1
III.1.1 El relé de protección	III- 2
III.1.2 Características que debe reunir un siste- ma de protección..	III- 2
III.1.3 Transformadores de medida	III- 3
III.1.4 Tipos básicos de protección	III- 4
III.1.5 Protección unitaria	III- 4
III.1.6 Protección No-unitaria	III- 5
III.1.7 Relé de disparo o auxiliar	III- 6
III.1.8 Circuitos auxiliares y señalización de - las protecciones.	III- 7
III.1.9 Protección principal y de retaguardia	III- 7

	<u>Pág. #</u>
III.1.10 Elección de la protección	III- 9
III.1.11 Protección de línea de derivación	III-10
III.1.12 Tipos de fallas	III-11
III.2 <u>Elección de las Protecciones de la Subestación.</u>	III-12
III.2.1 Protección de las barras de la Subestación.	III-12
III.2.2 Protección de las líneas Este y Oeste.	III-13
III.2.3 Protección de la alimentación del Sistema Nacional.	III-16
III.2.4 Protección de la alimentación de la Central Diesel	III-17
III.2.5 Protección al Banco de Transformadores de 46/23 KV.	III-19
III.2.6 Protección de los alimentadores primarios a 23 KV.	III-20
III.2.7 Protección de los Bancos de Condensadores.	III-21
 CAPITULO IV	
DIAGRAMAS UNIFILARES DE LA SUBESTACION	IV- 1
 CAPITULO V	
DISPOSICION DEL EQUIPO EN LA SUBESTACION Y BARRAS	
V.1 <u>Terreno disponible.</u>	V- 1
V.2 <u>Disposición del Equipo.</u>	V- 1
V.3 <u>Dimensionamiento del Equipo y Estructuras</u>	V- 3

	<u>Pág. #</u>
V.4 <u>Distancia entre seccionadores</u>	V- 3
V.5 <u>Barras de la Subestación</u>	V- 3
V.5.1 Capacidad de Conducción de la Tubería a utilizarse.	V- 5
V.5.2 Distancia máxima entre soportes	V- 5
V.5.3 Esfuerzos debidos a corrientes de cor tocircuito.	V- 8
V.5.4 Esfuerzos producidos por la presión - del viento.	V- 9
V.5.5 Elección de las características de -- las barras de la Subestación.	V-10
a) Barras de 46 KV.	V-10
b) Barras de 23 KV y derivaciones a - 46 KV.	V-11
V.6 <u>Estructuras de la Subestación</u>	V-12
a) Esfuerzos y características de re- sistencia de las estructuras.	V-12
b) Estimación del costo de las estruc turas.	V-13

CAPITULO VI.

CARACTERISTICAS DEL EQUIPO DE LA SUBESTACION Y ESPECIFICACIONES

VI.1 <u>Coordinación del aislamiento y Elec--</u> <u>ción del Nivel Básico de Aislamiento</u> <u>del Equipo.</u>	VI-1
VI.1.1 Clase de Puesta a Tierra del Neutro -	

	<u>Pág. #</u>
del Sistema y Voltaje Nominal del Pa rarrayos.	VI- 2
VI.1.2 Corriente de Descarga más común a tra vés del Pararrayos.	VI- 8
VI.1.3 Margen de Protección Brindada	VI- 9
VI.1.4 Establecimiento de la Separación Límite	VI-15
VI.2 <u>Bancos de Condensadores</u>	VI-17
VI.2.1 Dispositivo para Seccionamiento de los Condensadores	VI-17
VI.2.2 Elección de la Conexión a utilizar en los Bancos de Condensadores	VI-18
a) Conexión en Y con Neutro Flotante	VI-19
b) Conexión en Y con Neutro a Tierra	VI-20
c) Elección de la Conexión del Banco de Condensadores.	VI-21
VI.3 <u>Malla de Tierra de la Subestación</u>	VI-22
VI.3.1 Características de la Malla diseñada	VI-24
a) Calibre del Conductor	VI-24
b) Longitud Requerida de Conductor.	VI-24
c) Resistencia de Puesta a Tierra.	VI-25
VI.4 <u>Lista de Equipo objeto de estas Especi- ficaciones.</u>	VI-27
VI.5 <u>Lista de Equipo a ser suministrado por la Empresa o INECEL</u>	
VI.6 <u>Construcción y materiales</u>	VI-37

	<u>Pág. #</u>
VI.6.1 General	VI-37
VI.6.2 Normas y Especificaciones	VI-37
VI.6.3 Lista de Normas de Referencia	VI-37
VI.6.4 Calibre de Conductores	VI-39
VI.6.5 Cables para Control	VI-39
VI.6.6 Materiales para estructuras	VI-39
VI.6.7 Pruebas	VI-40
VI.6.8 Condiciones de servicio	VI-40
<u>REGLON 1.</u>	
<u>Estructuras de Acero Galvanizado</u>	VI-42
- Diseño de las estructuras	VI-42
- Dimensiones mínimas de piezas y pernos	VI-43
<u>REGLONES 2 y 3</u>	
<u>Seccionadores y Seccionadores de Puesta a Tierra.</u>	VI-45
- Seccionadores tripolares operados en grupo	VI-45
- Seccionadores de puesta a tierra	VI-46
<u>REGLONES 4 y 5</u>	
<u>Pararrayos y Luminarias</u>	VI-48
- Pararrayos clase Estación de 40 KV.	VI-48
- Luminarias	VI-49
<u>REGLON 6</u>	
<u>Barras y Tubería de Cobre</u>	VI-50
<u>REGLON 7</u>	
<u>Cable Aislado de Fuerza</u>	VI-51

REGLON 8

<u>Transformadores de medida</u>	VI-52
- Transformadores auxiliares de corriente y tensión	VI-54

REGLON 9

<u>Tablero de Control, Equipo de Medición y Protección</u>	VI-55
A.- <u>Tablero de Control</u>	VI-55
- Construcción	VI-55
- Disposición del Equipo en el Tablero de Control	VI-57
a) Brazo de sincronismo	VI-57
b) Panel 1F	VI-58
c) Panel 1R	VI-59
d) Panel 2F	VI-59
e) Panel 2R	VI-60
f) Panel 3F	VI-60
g) Panel 3R	VI-62
h) Panel 4F	VI-62
i) Panel 4R	VI-63
j) Panel 5F	VI-64
k) Panel 5R	VI-64
l) Panel 6F	VI-65
m) Panel 6R	VI-65
n) Equipo adicional	VI-66

	<u>Pág. #</u>
- Requerimientos del equipo	VI-66
a) Relés auxiliares y de protección.	VI-66
b) Alarmas y señalización	VI-67
<u>B. - Equipo de Protección y medición.</u>	VI-68
- Relé de Potencia Inversa	VI-70
- Relés de Sobrecorriente	VI-71
- Relés Diferenciales	VI-71
- Relé de Distancia	VI-72
- Relés de Sobrecorriente a Tierra	VI-73
- Relé Direccional de Sobrecorriente a Tierra	VI-73
- Relé Direccional de Sobrecorriente	VI-74
- Relé de Sobretensión	VI-74
<u>C. Equipo para Protección por Hilo Piloto.</u>	VI-75
a) Relé de Hilo Piloto	VI-76
b) Relé de Distancia	VI-77
c) Relé de Retardo de Tiempo	VI-79
d) Relés auxiliares	VI-79
<u>RENGLON 10</u>	
<u>Cajas Terminales</u>	VI-80
<u>RENGLON 11</u>	
<u>Interruptores de Fuerza</u>	VI-82

	<u>Pág. #</u>
a) Características de los Interrup tores de Fuerza de 46 KV.	VI-83
b) Características de los Interrup tores de Fuerza de 23 KV.	VI-84
- Transformadores de Corriente ti po bushing de relación múltiple	VI-84
- Pruebas	VI-85
<u>RENGLON 12</u>	
<u>Equipo de Tensión Continua</u>	VI-86
- Accesorios de las baterías	VI-86
- Cargadores para el banco de bate rías	VI-87
a) Cargador regulable de baterías	VI-88
b) Cargador no-regulable de bate rías.	VI-89
<u>RENGLON 13</u>	
<u>Transformador de Servicios Auxiliares</u>	VI-90
<u>RENGLON 14</u>	
<u>Panel de Control para Servicios Auxi liares.</u>	VI-91
<u>RENGLON 15</u>	
<u>Cable de Control</u>	VI-92
a) Conductor	VI-92
b) Aislamiento	VI-92
c) Identificación del circuito	VI-92

	<u>Pág. #</u>
d) Número de capas de cableado	VI-93
e) Revestimiento	VI-93
- Marcas	VI-94
a) Marcas en los cables	VI-94
b) Marcas en los Tambores	VI-94
 <u>RENGLON 16</u>	
Equipo para la Malla de Tierra	VI-96
 <u>RENGLON 17</u>	
<u>Banco de Condensadores e Interruptores de</u>	
<u>Fuerza.</u>	VI-98
- Banco de Condensadores	VI-98
- Interruptores de seccionamiento de los bancos de condensadores	VI-100
 <u>CAPITULO VII</u>	
<u>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES</u>	
VII.1 <u>Alcance del Estudio</u>	VII-1
VII.2 <u>Normas Utilizadas</u>	VII-1
VII.3 <u>Consideraciones Generales del Esquema en Anillo</u>	VII-2
VII.4 <u>Definición del Nivel Básico de Aislamiento del Equipo</u>	VII-3

INDICE DE CUADROS O TABLAS

	<u>Pág. #</u>
CAPITULO I	
I-01 Capacidad de los disyuntores	I- 9
I-02 Capacidad de los disyuntores de B.T. de las Subestaciones de Distribución	I-10
I-03 Proyección de la demanda a nivel de Subestaciones. Potencia Activa (MW)	I-11
I-04 Proyección de la demanda a nivel de Subestaciones. Potencia Reactiva (MVAR)	I-12
CAPITULO II	
Probabilidad anual de avería, tiempo de reparación, rutina de mantenimien to y duración	II-6
Cuadro de comparación entre los dife rentes esquemas	II-27
CAPITULO V	
Tubería de cobre duro- Características eléctricas	V-5
Tubería de cobre duro- Características mecánicas	V-7
Corrientes de Cortocircuito - Cuadro de esfuerzos por unidad de longitud - (Kg./cm.)	V-8
Esfuerzos producidos por el viento- De flexión	V-9

CAPITULO VI

Clasificación de los Sistemas por el Método de Puesta a Tierra del Neutro, usado para asociar a las sobretensiones.

VI- 4

VI.1 Tabla de Características de Diferentes Pararrayos Clase Estación

VI-14

VI.2 Distancia de separación admisible para ubicación de Pararrayos y Transformadores de Poder.

VI-16

INDICE DE ESQUEMAS O FIGURAS

CAPITULO I

- I-01 Esquema del Sistema. Plan Maestro para 1.982.
- I-02 Esquema del Sistema. Flujo del Sistema. Situación más desfavorable para la Subestación Epiclachima.
- I-03 Esquema del Sistema-Corrientes de Falla.

CAPITULO II

- II-1 Esquema A: Disposición Radial con Barra de Transferencia.
- II.2 Esquema B: Disposición en Anillo
- II.3 Esquema C: Disposición en Tandem o de Interruptor y Medio.

CAPITULO IV

- | | <u>Pág. #</u> |
|--|---------------|
| IV.1 Conexión diferencial básica | IV-1 |
| IV.2 Translape de las protecciones | IV-2 |
| IV.3 Conexión diferencial, Diagrama Trifilar | IV-3 |
| IV.4 Protección diferencial del Banco de Auto-transformadores, Diagrama Trifilar | IV-4 |

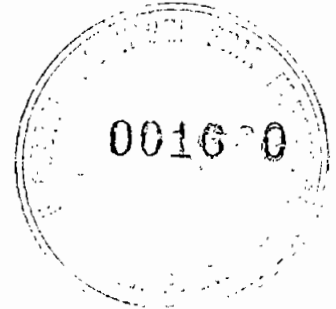
CAPITULO V

- | | |
|--|-------|
| Fig. A Estructura supuesta | IV-14 |
| Fig. B Esquema de esfuerzos sobre la estructura supuesta | IV-14 |

INDICE DE PLANOS

PLANO No.

- 01 Diagrama Unifilar de la Subestación
- 02 Disposición de Equipo, Vista de planta
- 03 Disposición de Equipo, Sección A-A, B-B,
C-C y D-D.
- 04 Disposición de Equipo, Sección E-E
- 05 Malla de Tierra
- 06 Disposición de Equipo, Tablero de Control.



CAPITULO I

INTRODUCCION.-

En el plan maestro de la Empresa Eléctrica "Quito" S.A. se pueden encontrar tres subestaciones importantes con funciones semejantes: la Subestación Vicentina, la Subestación Selva Alegre y la Subestación Epiclachima.

Este estudio pretende enfocar la solución del diseño de estas tres subestaciones tomando como subestación tipo la Subestación Epiclachima, ya que el diseño de dicha subestación, con muy pocas variantes, puede ser aplicado a las otras dos, -- siendo además la primera subestación a instalarse.

Para el estudio del diseño de la Subestación Epiclachima se enfocarán diferentes aspectos dispuestos en Capítulos.

En el Primer Capítulo se dará una idea general del Sistema de Quito, su desarrollo futuro y las funciones que debe realizar la Subestación Epiclachima.

En el Segundo Capítulo se tratará de la elección del esquema de la Subestación, siguiendo un análisis de costo, -

continuidad de servicio y funcionabilidad brindada por el esquema radial con barra de transferencia; el esquema en anillo y la disposición en tandem o de interruptor y medio.

El Tercer Capítulo tratará de la elección de las diferentes protecciones que requieren instalarse en la Subestación.

El Cuarto Capítulo consistirá de los diferentes diagramas eléctricos de las Subestaciones y de las conexiones principales.

El Quinto Capítulo analizará la disposición del equipo y brevemente los esfuerzos mecánicos que deben soportar las estructuras y barras.

El Sexto Capítulo tratará de la elección del equipo requerido y de las especificaciones técnicas.

En el Séptimo y último Capítulo se presentarán las diferentes conclusiones y recomendaciones que se creyere conveniente anotar.

I.1 La importancia de las Subestaciones dentro de un Sistema.-

Todo sistema de potencia para su correcto funcio

namiento debe reunir condiciones mínimas de protección, funcionalidad y seccionamiento, estas tres condiciones deberán cumplir las subestaciones del sistema.

La red de transmisión o subtransmisión se conforma de líneas que deben ser interconectadas entre sí para lograr una eficiente distribución del flujo de potencia o para la derivación necesaria para servir a sectores de carga, todas estas interconexiones o derivaciones deben poseer una conveniente protección y seccionamiento para lograr una máxima continuidad de servicio del sistema. Esta protección y seccionamiento es importante según lo sea para el sistema. la carga que sirve la línea que protege.

Para conseguir los niveles de tensión utilizados tanto para transmisión, subtransmisión o distribución, se requiere de transformadores de capacidad adecuada que deben ser convenientemente instalados y protegidos, siendo el grado de protección proporcional a la función que realizan.

I.2 La subestación dentro del sistema de Quito.-

El continuo desarrollo de Quito implica un constante aumento de la demanda de energía eléctrica. Por lo tanto -

la Empresa Eléctrica "Quito" para brindar un buen servicio, deberá incrementar sus posibilidades de generación procurando estar en todo momento en capacidad de cubrir la demanda de energía. El desarrollo en la demanda de potencia del sistema hace que la Empresa deba reformar su red de transmisión y distribución, ampliándola e incrementando su capacidad. De la misma forma deberá procurar brindar al usuario una mejor calidad de servicio a los menores costos.

Para lograr los fines antes considerados, la Empresa ha desarrollado un esquema de transmisión y subtransmisión que se presenta en el esquema I-01 y que se realizará en dos etapas:

- 1.- Proyecto Nayón y construcción del anillo a 46 KV. que rodeará a la ciudad.
- 2.- Interconexión con el Sistema Nacional

Para conocer la forma de operación del Sistema, la Empresa ha realizado un estudio de flujo de potencia (las condiciones más críticas para la Subestación: Epiclachima se presentan en el esquema I-2), que nos indica con cierta aproximación - las potencias a transmitirse para el año de 1.982 y su distribu-

ción. Igualmente en los cuadros I-01 y I-02, se presentan los resultados del estudio de fallas realizado y la capacidad que deben poseer los diferentes equipos para interrumpir las corrientes de cortocircuito.

La operación actual del sistema está fundamentada en base de varias centrales hidroeléctricas y diesel que alimentan a dos subestaciones principales, interconectadas entre sí por una línea a 46 KV. de la que se derivan líneas a las subestaciones de distribución que sirven a la ciudad.

El desarrollo que debe tener el sistema actual para alcanzar el señalado como necesario para 1.982, implica la construcción de varias subestaciones siendo una de las más importantes la Subestación Epiclachima.

I.3 Funciones que debe cumplir la Subestación Epiclachima.-

Como se observa en el esquema I-01, las funciones que debe cumplir la Subestación Epiclachima son entre otras las siguientes:

- Seccionamiento del anillo a 46 KV.
- Interconexión con el Sistema Nacional.

Interconexión con la generación propia, y Alimentación a 23 KV a la red de distribución del sector.

1.- Seccionamiento del anillo.-

El anillo será construido para una capacidad máxima de transferencia de 50 MVA. De la Subestación Epiclachima partirán dos líneas que interconectarán con la Subestación Sur ubicada en Lulincoto y con la Subestación No. 3 localizada en el Pintado. Estas líneas son por su función las más importantes ya que integran la Subestación al Sistema de Quito.

2.- Interconexión con el Sistema Nacional.-

Debido a las características de generación que tendrá la Central Hidroeléctrica de Pisayambo, esta interconexión, se la prevé para suplir los déficit de potencia en las horas de pico del sistema y en un futuro más lejano, servirá para cubrir el incremento en la demanda de energía.

Como la energía suministrada por el Sistema Nacional será a factor de potencia 0.9 se deberá proveer en esta subestación la instalación de bancos de condensadores.

3.- Interconexión con la generación propia.-

La Empresa Eléctrica ha programado ~~instalar~~, antes que se realice la interconexión con el ~~Sistema~~ Nacional, una Planta Diesel de 30 Mw. que se ubicará ~~al~~ sur de la ciudad, cerca del Beaterio, y que se conectará ~~al~~ Sistema, en la subestación.

Esta Central Eléctrica deberá en un principio proveer energía para suplir el déficit que soporta actualmente la ciudad, manteniéndose luego como reserva una vez que entre a funcionar el sistema de Quito acoplado al Sistema Nacional.

4.- Interconexión a 23 KV al sistema de distribución del sector.

La subestación estará localizada en un sector esencialmente industrial y con una tasa de crecimiento anual de la demanda muy alta (14%), siendo la carga ~~presente~~ actual de 8.51 Mw. y de 8 MVAR inductivos, esperándose para 1.982 una carga de 27.7 Mw. y de 18.9 MVAR inductivos. ~~En~~ los aumentos de la demanda deberán servirse por medio de ~~estas~~ subestaciones de distribución a instalarse en el sector.

La alimentación al sistema de distribución se realizará por medio de cuatro alimentadores primarios a 23 KV., previendo se la instalación de 2 bancos de condensadores de 4.5 MVAR-

①

en el lado de 23 KV los que servirán para aumentar el factor de potencia del sector y del sistema en general.

I.4 Capacidad máxima de diseño de la S/E Epiclachima.-

Realizando un estudio de las condiciones de operación futura del Sistema, se ha fijado la capacidad tope de diseño de la S/E en 96 MVA a esta conclusión se llegó analizando que:

- Esta capacidad permite el incrementar a dos los transformadores de 33/44 MVA para la alimentación desde el Sistema Nacional, solucionándose así problemas futuros por aumentos en la demanda de energía.
- Brindaría un largo período de utilización, si se considera que será más conveniente y económico ante el desarrollo del sistema, limitar las actuales instalaciones a 46 KV. a funciones de subtransmisión, seccionamiento e interconexión, reemplazándose el anillo de transmisión por uno a 138 KV.
- La capacidad mínima estándar de construcción de los disyuntores de 46 KV es 1200 amperios, lo que determina que por un pequeño aumento en el costo inicial de las instalaciones se logre un conveniente sobredimensionamiento.

CAPACIDAD DE LOS DISYUNTORES

(46 KV)

BARRA	UBICACION	Pcc SIMETRICA	Pcc MOMENTANEA	Pcc INTERRUP CION
1	NAYON	425.5	680.8	425.5
2	CUMBAYA	823.3	1.317.3	823.3
3	GUANGOPOLO	506.3	810.13	506.3
4	PASOCHOA	133.33	213.33	133.3
5	S/E QUITO	--	--	--
6	S/E NORTE	934.6	1.495.4	934.6
7	S/E VICENTINA	1.000	1.600	1.000
8	S/E SUR	934.4	1.509.4	943.4
9	S/E EPICLACHIMA	947.9	1.516.6	947.9
10	S/E 3	793.7	1.269.9	793.7
11	S/E SELVA ALEGRE	769.2	1.230.7	769.2
12	S/E 13	740.7	1.185.1	740.7
13	S/E 19	229.9	367.8	229.9

$$Pcc \text{ (Momentánea)} = Pcc \text{ (Simétrica)} \times 1.6$$

$$Pcc \text{ (Interrupción)} = Pcc \text{ (Simétrica)} \times K$$

K = 1 para disyuntores de 8 ciclos o más

= 1.1 para disyuntores de 5 ciclos

= 1.2 para disyuntores de 3 ciclos

= 1.4 para disyuntores de 2 ciclos

CUADRO No. I-01

CAPACIDAD DE LOS DISYUNTORES DE B.T. DE LAS
SUBESTACIONES DE DISTRIBUCION

SUBESTACION	Acometida Z % (100 MVA)	Nº	TRANSFORMADOR				Zcc S/E Derivación (100 MVA)	Zcc % TOTAL	Ico Amp.	Pcc Simétrica (MVA)	Pcc Asimétrica (MVA)
			Capacidad c/u	Relación	Z % c/u (OA)	Z % (100) (MVA)					
S/E 2	3.38	1	5/6.25	46/6.3	7.2	144.0	10.6	157.98	5.801.08	63.3	101.3
S/E 3	----	2	5/6.25	46/6.3	7.0	70	12.6	82.6	11.095.10	121.06	193.7
S/E 6	3.31	1	5/6.25	46/6.3	7.0	140.0	10.6	153.9	5.954.87	101.54	162.5
S/E 7	3.79	2	5/6.25	46/6.3	7.2	72.0	12.6	88.39	10.368.32	113.13	181.0
S/E 8	3.31	1	5/6.25	46/6.3	7.0	140.0	10.6	153.9	5.954.9	65.0	104.0
S/E 9	6.36	2	8/10	46/6.3	7.0	43.75	13.0	63.11	14.521.6	158.4	253.4
S/E 10	1.17	2	5/6.25	46/6.3	7.0	70.0	10.0	81.17	11.290.6	123.2	197.12
S/E 11	----	2	8/10	46/6.3	7.0	43.75	13.0	56.75	16.149.0	176.2	281.9
S/E 12	3.51	2	8/10	46/6.3	7.0	43.75	10.0	57.26	16.005.2	174.6	279.4
S/E 13	====	2	5/6.25	46/6.3	7.0	70	13.5	83.5	10.975.52	119.8	191.7
S/E 14	7.0	2	8/10	46/6.3	7.0	43.75	10.7	61.45	14.919.85	162.7	260.5
S/E 16	6.75	2	8/10	46/6.3	7.0	43.75	10.7	61.2	14.974.77	163.4	261.4
S/E 17	23.77	2	5/6.25	46/6.3	7.2	72.0	10.7	106.47	8.607.6	93.9	150.2
S/E 19	----	1	8/10	46/13.2	7.3	91.25	43.5	134.75	3.246.0	74.21	118.7
S/E CUMBAYA	----	1	5/6.25	46/23	7.0	140	12.0	152.0	1.726.58	65.79	105.26
S/E EICLACHIMA	----	2	15	46/23	10.0	33.3	10.55	43.9	5.978.12	227.8	364.5
S/E S. RAFAEL	----	1	3	46/13.2	7.0	233.3	19.75	253.05	1.728.5	39.5	63.2

I-10



PROYECCION DE LA DEMANDA A NIVEL DE SUBESTACIONES

POTENCIA ACTIVA (MW)

	1.972	1.973	1.974	1.975	1.976	1.977	1.978	1.979	1.980	1.981	1.982	% Crecim. Promed.
Sub. # 2	3.00	3.24	3.50	3.78	4.08	4.41	4.76	5.14	5.55	5.99	6.48	8
3	4.18	4.51	4.87	5.27	5.68	6.14	6.63	7.16	7.74	8.36	9.03	8
5	2.36	2.55	2.75	2.97	3.21	3.47	3.75	4.05	4.37	4.72	5.10	8
6	2.46	2.66	2.87	3.10	3.35	3.61	3.90	4.22	4.55	4.92	5.31	8
7	2.51	2.71	2.93	3.16	3.42	3.69	3.98	4.30	4.65	5.02	5.42	8
8	2.67	2.88	3.11	3.36	3.63	3.92	4.24	4.58	4.94	5.34	5.77	8
9	6.01	6.73	7.54	8.44	9.46	10.59	11.86	13.28	14.88	16.67	18.66	12
10	4.56	5.01	5.52	6.07	6.68	7.34	8.08	8.89	9.78	10.75	11.83	10
11	5.18	5.80	6.50	7.28	8.15	9.13	10.22	11.45	12.82	14.37	16.10	12
12	5.46	6.06	6.73	7.47	8.29	9.20	10.40	11.80	13.45	15.47	18.54	13
13	4.02	4.42	4.86	5.35	5.89	6.47	7.12	7.83	8.6	9.48	10.42	10
14	4.38	4.86	5.39	5.99	6.64	7.38	8.34	9.47	10.79	12.36	14.87	13
16	5.35	5.94	6.59	7.31	8.11	9.00	10.18	11.55	13.17	15.10	18.16	13
17	2.54	2.79	3.07	3.38	3.72	4.09	4.50	4.95	5.44	5.99	6.59	10
19	1.86	2.08	2.33	2.61	2.93	3.28	3.67	4.11	4.61	5.16	5.78	12
CUMBAYA PIFO	1.84	2.06	2.31	2.53	2.90	3.24	3.63	4.07	4.56	5.10	5.71	12
EPICLA- CHIMA →	7.47	8.51	9.70	11.06	12.62	14.38	16.40	18.69	21.30	24.29	27.69	14
LOS CHI LLOS	1.23	1.41	1.65	1.91	2.22	2.55	2.92	3.34	3.81	4.33	4.93	12
TOTAL	67.080	74.220	82.220	91.090	100.980	111.890	124.580	138.880	155.050	173.420	196.390	

I-11

PROYECCION DE LA DEMANDA A NIVEL DE SUBESTACIONES

POTENCIA REACTIVA (MVAR)

	1.972	1.973	1.974	1.975	1.976	1.977	1.978	1.979	1.980	1.981	1.982
Sub. # 2	1.53	1.65	1.78	1.93	2.08	2.25	2.43	2.62	2.83	3.05	3.30
3	1.30	1.40	1.52	1.64	1.77	1.91	2.06	2.23	2.41	2.60	2.90
5	0.93	1.00	1.08	1.17	1.26	1.36	1.47	1.59	1.72	1.85	2.00
6	0.96	1.04	1.13	1.22	1.31	1.42	1.53	1.66	1.78	1.93	2.08
7	1.51	1.63	1.76	1.90	2.05	2.21	2.39	2.58	2.79	3.01	3.25
8	1.60	1.73	1.87	2.02	2.18	2.35	2.54	2.75	2.96	3.20	3.46
9	1.87	2.10	2.35	2.63	2.95	3.29	3.70	4.14	4.64	5.20	5.82
10	1.43	1.57	1.73	1.90	2.09	2.30	2.53	2.78	3.06	3.36	3.70
11	2.25	2.53	2.83	3.17	3.55	3.98	4.45	4.99	5.58	6.26	7.01
12	2.38	2.64	2.93	3.25	3.61	4.00	4.53	5.14	5.86	6.74	8.07
13	1.75	1.92	2.12	2.33	2.56	2.82	3.10	3.41	3.74	4.13	4.54
14	1.37	1.53	1.69	1.88	2.08	2.31	2.61	2.97	3.38	3.87	4.66
16	2.22	2.47	2.74	3.03	3.37	3.74	4.23	4.79	5.47	6.27	7.54
17	1.73	1.90	2.09	2.31	2.54	2.79	3.07	3.38	3.72	4.09	4.49
19	1.12	1.25	1.40	1.57	1.76	1.97	2.21	2.47	2.77	3.10	3.48
CUMBAYA											
PIFO	0.68	0.75	0.85	0.95	1.07	1.19	1.33	1.50	1.68	1.87	2.10
EPICLA-											
CHINA	5.09	5.60	6.62	7.54	8.61	9.81	11.18	12.75	14.53	16.56	18.88
LOS CHI											
LLOS	0.63	0.72	0.84	0.98	1.14	1.30	1.50	1.71	1.95	2.22	2.53
T O T A L	30.350	33.620	37.280	41.42	45.980	50.000	56.86	63.46	70.86	79.31	89.81

I-12

CAPITULO II

ELECCION DEL ESQUEMA DE LA SUBESTACION

La inversión que realizará la Empresa, debe utilizarse de la forma más conveniente y efectiva conforme a un plan de obras sujeto a un estudio detenido.

Un desarrollo del sistema de potencia incluirá un análisis conveniente de los cambios que se realizarán en el diseño de las subestaciones principales, estas deben dar una confiabilidad acorde con la importancia del sistema que integran y del servicio que se quiere brindar.

Actualmente las subestaciones instaladas en el sistema eléctrico de Quito trabajan bajo un esquema radial simple que no brinda mayores garantías de operación, ni facilidades para el mantenimiento requerido por el equipo.

De la experiencia en el funcionamiento de las subestaciones que se encuentran instaladas en el sistema se observa que es de importancia el encontrar un diseño apropiado para las futuras subestaciones, las que deben tener buenas características de funcionamiento.

La elección de un esquema para una subestación debe reali

zarse en base del estudio de varios esquemas factibles, bajo tres puntos de vista principales, que son:

- a) Económico
- b) Continuidad de servicio
- c) Funcionabilidad

Sólo al final de un procedimiento semejante podemos afirmar que un esquema determinado es el más conveniente para su aplicación.

En la subestación que se considera en este estudio, se observó que la interconexión de las líneas a 46 KV puede realizarse con la aplicación de varios esquemas. En este estudio se analizará la aplicación de tres esquemas básicos, bajo los diferentes puntos de vista citados anteriormente, y éstos son:

- 1.- Esquema radial con barra de transferencia.
- 2.- Esquema en anillo.
- 3.- Esquema en tandem o de interruptor y medio.

Cada uno de estos esquemas posee diferentes características que serán estudiadas en los correspondientes análisis.

Además se determinará el número mínimo de transformadores de medida que requiere cada esquema y su ubicación bajo la condi

ción principal de que tanto las líneas que llegan a la subestación, como las barras, en cualquier combinación-resultante puedan ser protegidas en forma conveniente.

II.1 CRITERIOS PARA LA DETERMINACION DEL COSTO DEL ESQUEMA.

La diferencia de costo entre un esquema y otro es está determinado por el diferente número de elementos activos que requieren, entendiéndose por elementos activos los disyuntores, seccionadores, transformadores de tensión y de corriente.

La incidencia de costo de las estructuras de conexión como barras, estructuras soporte, sistemas de protección y servicios auxiliares pueden considerarse proporcionales al costo de los elementos activos presentes y como constante, omitiéndose en el análisis comparativo de los diferentes esquemas, las instalaciones auxiliares, tales como edificios civiles, terrenos, etc.

Por razones de simplicidad se ha establecido el costo del disyuntor como costo unitario, relacionando a dicha unidad el costo de los demás elementos activos.

Considerando el precio de los elementos requeridos para los diferentes esquemas, se les ha adjudicado a los de-

más elementos los siguientes valores, ~~en~~ en base de precios de catálogo.

Costo de un disyuntor	1.
Costo de un disyuntor <u>con 0.2</u> tipo bushing.	1.15.
Seccionador tripolar	0.14
Transformador de tensión	0.17
Transformador de corriente	0.14

Por las estructuras de ~~torres~~ auxiliares se ha considerado para el análisis, que ~~éstas~~ tienen un valor que corresponde al 50% de los elementos activos.

II.2 Criterios para la determinación del grado de continuidad de servicio que brindan los diferentes esquemas de subestación.-

En la determinación del ~~grado~~ grado de continuidad de servicio de la subestación se han tenido ~~en~~ presentes dos aspectos principales:

- a) La capacidad de la estación de mantener el servicio mientras uno de los componentes esté en reparación, y
- b) La flexibilidad de ~~operación~~ operación de la subestación

en relación a las posibilidades de efectuar el
mantenimiento que necesita el equipo sin perju-
dicar la continuidad de servicio.

El grado de continuidad de servicio lo definiremos como el inverso de la suma del número de horas de interrupción - de las líneas que llegan a la subestación, producidos por la avería en un sólo componente teniendo en cuenta la posibilidad de - que algunos de los demás componentes de la subestación se encuentren en mantenimiento.

Los componentes que serán considerados en el análisis son los siguientes:

- Las barras de 46 KV de la subestación
- Los montantes, cada uno ~~se~~ entiende compuesto - por disyuntor, seccionadores, transformadores de corriente y tensión si se utilizan, y
- Las líneas de 46 KV, las que para este estudio se las supone de igual longitud y características.

Para cada componente se ha asumido una probabilidad anual de avería y un cierto tiempo de reparación, una frecuen-

cia anual de mantenimiento y el período correspondiente al tiempo de restauración de servicio.

El cuadro siguiente da los valores asumidos deducidos de las estadísticas e informaciones disponibles.

Cuadro

El grado de continuidad de servicio o de interrupción debida a daños en los componentes de la subestación se determinó en base a la suma total de horas fuera de servicio de las líneas que llegan al esquema.

En la estimación del grado de continuidad de servicio juegan un papel importante las hipótesis sobre la probabilidad de avería de cada componente del sistema, como también de su tiempo fuera de servicio por las rutinas de mantenimiento previstas.

Inicialmente se pensó realizar este análisis en base de la estadística de fallas del sistema de Quito, pero se abandonó esa idea ya que las condiciones en las que trabaja este sistema no pueden considerarse normales y deberán mejorar con el desarrollo del plan actual de obras.

(1)

Probabilidad anual de avería, tiempo de reparación, rutina de mantenimiento y duración.-

Componente	Probabilidad anual de avería (Averías/año)	Tiempo de reparación (h)	Frecuencia anual de mantenim. mantenim.	Períod. de fuera de servic. forzado por mantenimiento (h)
Línea	0.2	1	0.5	48
Montante	0.02	360	1	48
Barras	0.02	24	0.5	24

Para la determinación del grado de continuidad de servicio de los diferentes esquemas se estimaron los efectos resultantes bajo los siguientes tipos de avería:

- G1.- Avería de una de las barras de la subestación o uno de los montantes.
- G2.- Avería de un montante cuando no se encuentre en posibilidad de utilización el elemento alterno, esta indisponibilidad puede deberse a mantenimiento del montante o del componente a éste conectado.
- G3.- Avería de las barras durante el mantenimiento de un montante cuando se encuentre sin posibilidad de utilización el circuito alterno.

II.3 Criterios para la determinación del grado de funcionalidad de los diferentes esquemas.-

La determinación del grado de funcionabilidad es -
 la parte más subjetiva de la evaluación de un esquema dado, no -
 puede ser determinado en función de costo inicial de la subesta-
 ción, más bien debe ser una última evaluación en caso de simili-
 tud en costos y continuidad de servicio que brinden varios esque-
 mas propuestos.

II.4 Esquemas considerados.-

Los esquemas que se analizarán son los siguientes:

Esquema A.- Disposición radial con barra de transferencia, Fig. -

II-1

Esquema B.- Disposición en anillo, Fig. II-2

Esquema C.- Disposición en tandem o de interruptor y medio, Fig.-

II-3.

Como se observa en los esquemas referidos, la úni-
 ca parte de la subestación factible de ser evaluada bajo diferen-
 tes esquemas es la sección de barras e interconexión de circuitos
 a 46 KV.

La sección a 46 KV, de la subestación comprende: -
 dos líneas que forman el anillo que rodeará a la ciudad, una línea
 de 138 KV. que por medio de un transformador se interconecta con

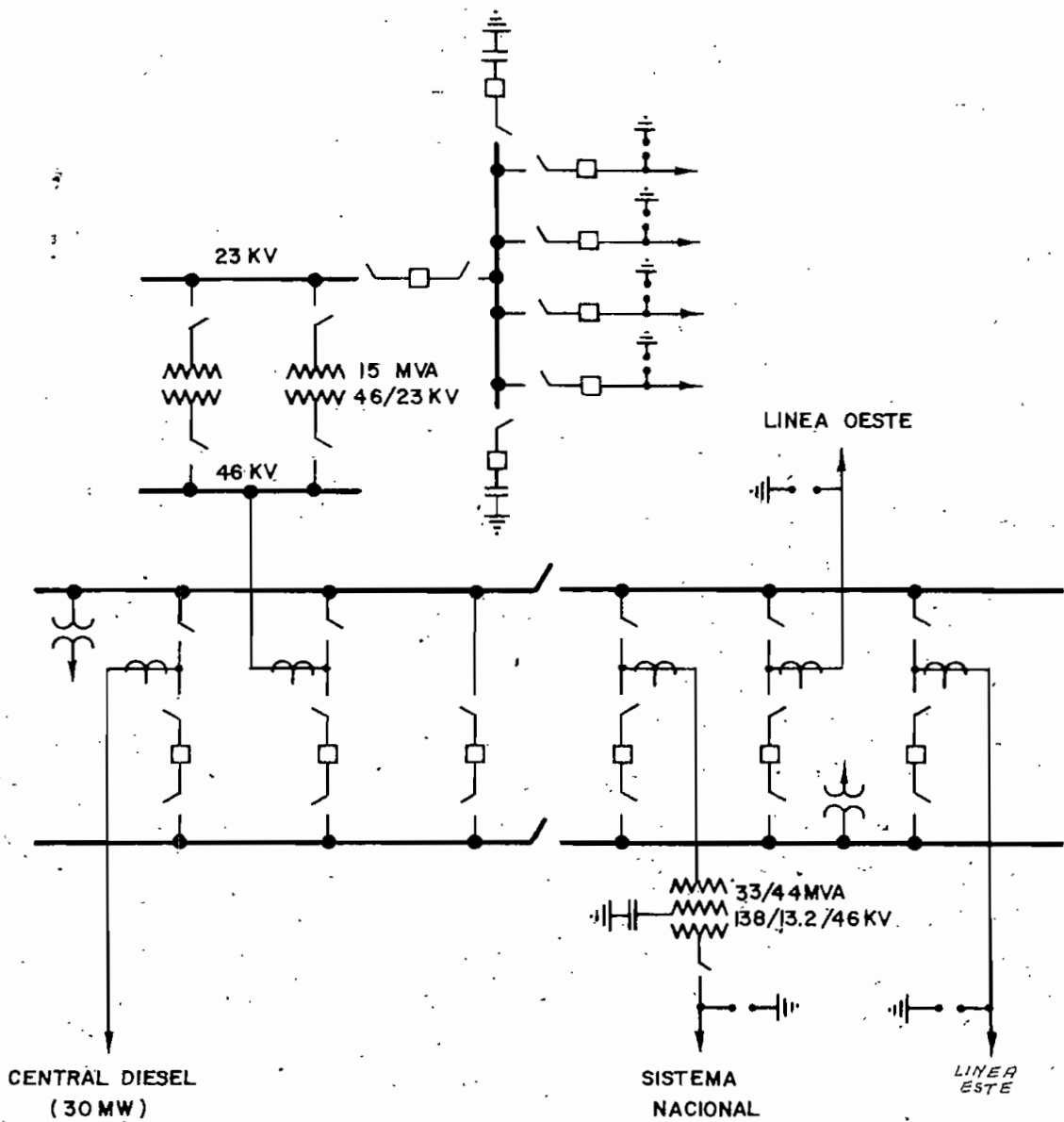


Fig II-1. — DISPOSICION RADIAL CON BARRA DE TRANSFERENCIA.

las demás líneas del sistema, una línea de la Central Diesel y una línea que alimenta a un banco de transformadores para obtener el voltaje de distribución de 23 KV. y servir al sector vecino a la subestación.

Para cada uno de estos esquemas se estudiarán las diferentes alternativas considerando que los transformadores de corriente y tensión que serán utilizados para los sistemas de protección y medición, deben encontrarse ubicados en los lugares indicados en las figuras respectivas.

II.5 Esquema A: Disposición radial con barra de transferencia.

II.5. a) Costo del equipo requerido.-

En este análisis, como ya se ha indicado anteriormente, sólo se considera el costo del equipo necesario para las barras de 46 KV., que es como sigue:

Cant.	Descripción	Costo Unitario	Costo Total
6	Disyuntores	1.	6
19	Seccionadores	0.14	2.66
15	Transf. de corriente	0.14	2.1
6	Transf. de tensión	0.17	1.02
Costo total de los elementos activos =			11.78
			x 1.5
			<u>17.61</u>

1

Considerando las estructuras y elementos auxiliares, el costo de este esquema sería:

$$Ca = 1.5 \times 11.78 = 17.61 \text{ p.u.}$$

II.5.b) Continuidad de servicio brindado por el esquema.-

1. Efecto de la avería G1. Avería en una de las barras de la subestación o uno de los montantes:

La interrupción cubre todo el tiempo necesario hasta restaurar el servicio luego de haber aislado la barra o el montante averiado.

El tiempo de interrupción se estima en $T_{1a} = 1$ hora.

Las probabilidades de avería de las barras son $P_{b1} = 0.02$, se considera únicamente a las barras principales que son en número de $N_{b1} = 2$, el número de líneas que se interrumpen en caso de falla de barra son $N_{lb1} = 5$.

Las probabilidades de avería de uno de los montantes es $P_{m1} = 0.02$, se considera únicamente la salida de la línea o componente al que está unido, luego $N_{lm1} = 1$, el número de montantes es $N_{m1} = 5$.

El tiempo total anual de la suma de las interrupciones de las líneas que llegan a la subestación, resulta ser:

? (i)

$$hA_1 = T1a (Pb_1 \times Nb_1 \times N1b_1 + Pm_1 \times Nm_1 \times N1m_1) =$$

$$= 1h \times (0.02 \times 2 \times 5 + 0.02 \times 5 \times 1) = \underline{0.3 \text{ h/año.}}$$

Mientras el número anual de averías es:

$$NA1 = Pb_1 \times Nb_1 \times N1b_1 + Pm_1 \times Nm_1 \times N1m_1) =$$

$$(0.02 \times 2 \times 5 + 0.02 \times 5 \times 1)$$

$$= \underline{0.3 \text{ avería/año.}}$$

- 2.- Efecto de la avería G2. Avería de un montante cuando no se encuentra disponible el elemento alterno de utilización, esta indisponibilidad puede deberse a mantenimiento del montante o de la barra de transferencia:

Admitiendo que se realiza el mantenimiento del montante y barra de transferencia al mismo tiempo, el tiempo anual de indisponibilidad de servicio estaría determinado por el tiempo de mantenimiento del interruptor de transferencia y sería de 48 horas (1 x 48 horas).

El tiempo de interrupción de utilización del montante averiado sería de 360 horas si se pensase reparar el montante antes de restaurar el servicio; sin embargo, como se termina el mantenimiento del montante de transferencia dentro de las siguientes 48 horas se considera este tiempo como

período de interrupción.

Se tiene por lo tanto:

Frecuencia de indisponibilidad del
montante y barra de transferencia $= \frac{1 \times 48}{8760} = fiA_2$

Tiempo de interrupción por avería, $= 48H = T_{2A}$

Número de montantes que se pueden averiar $= 5 = Nm_2$.

Probabilidad anual de avería de un montante $= 0.02 = Pm_2$

Número de líneas fuera de servicio por montante $= 1 = NlA_2$

El tiempo total de interrupción al año de líneas que llegan
a la subestación resulta ser:

$$hA_2 = T_{2A} \times fiA_2 \times Nm_2 \times Pm_2 \times NlA_2 = 48 \times \frac{48}{8760} \times 5 \times 0.02$$

$$\times 1 = 0.0263. \text{ h/año}$$

①

mientras el número de averías al año sería:

$$NA_2 = fiA_2 \times Nm_2 \times Pm_2 \times NlA_2 = 1 \times \frac{48}{8760} \times 5 \times 0.02 =$$

$$0.00055 \text{ avería/año.}$$

3.- Efecto de la avería G3.- Avería de las barras durante el -
mantenimiento de un montante.

El tiempo requerido para la reparación de las barras es de
24 horas.

$$\text{Frecuencia de indisponibilidad} = \frac{1 \times 48}{8760} = fiA_3$$

Número de montantes en los que se puede verificar el mantenimiento = 5 = Nm3.

Número de barras en las que una avería ocasiona fuera de servicios = 2 = Nbt3.

El tiempo de interrupción por avería = 24 horas = T3A

frecuencia anual de la avería = 0.02 = Pb3

Número de líneas fuera de servicio por falla de este tipo = 1 = NlA3.

Horas fuera de servicio de una línea:

$$hA3 = T3A \times fiA3 \times Nm3 \times Nbt3 \times NlA3 \times Pb3$$

$$= 24 \times \frac{1 \times 48}{8760} \times 5 \times 2 \times 1 \times 0.02 = \underline{0.0263 \text{ h/año}}$$

Número de fallas al año:

$$NA3 = \frac{1 \times 48}{8760} \times 5 \times 2 \times 1 \times 0.02 = \underline{0.0011 \text{ averías/año.}}$$

El tiempo total de interrupción es por lo tanto:

$$Ha = hA1 + hA2 + hA3 = 0.3 + 0.0263 + 0.0263 = \underline{0.3526 \text{ horas/año.}}$$

El grado de continuidad de servicio es:

$$Ra = \frac{1}{\frac{H}{A}} = \frac{1}{0.3526} = 2.84 \text{ años/hora de interrupción}$$

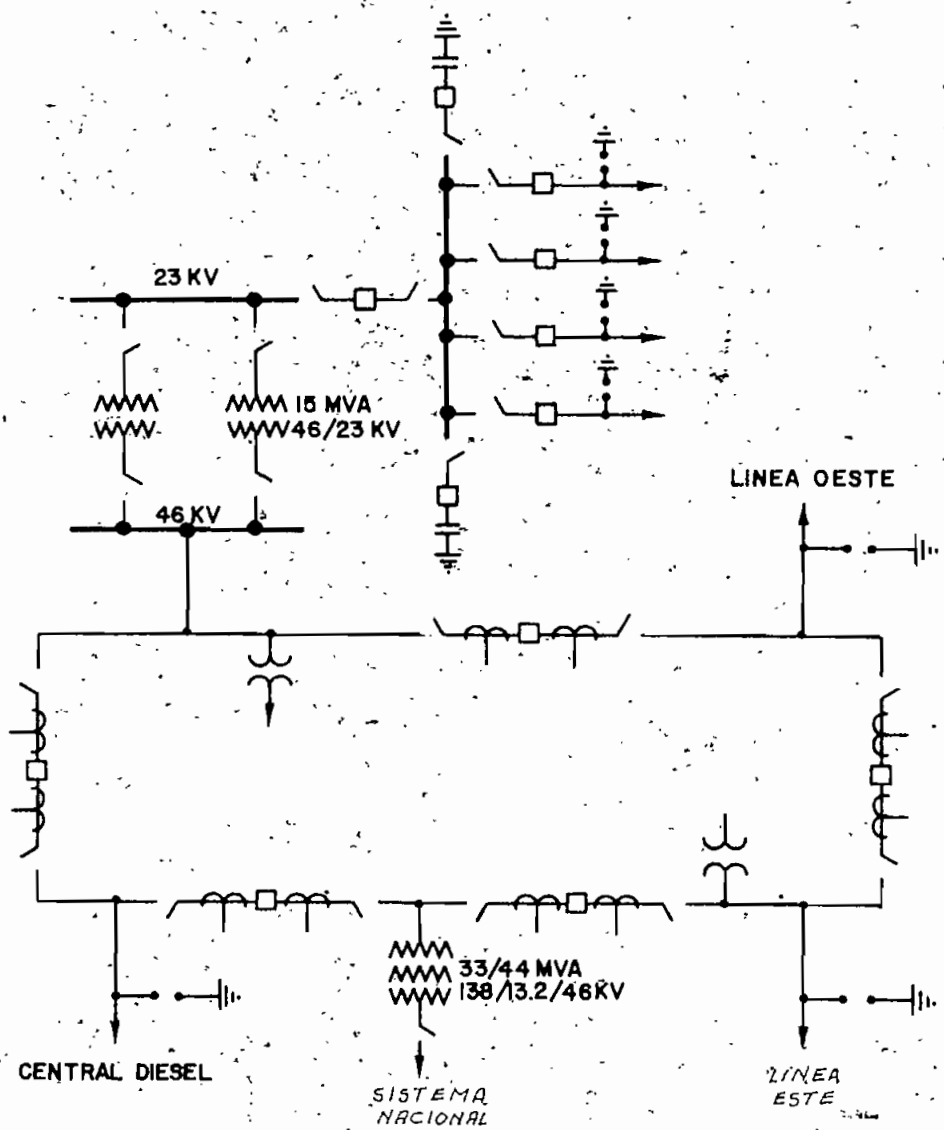


Fig II-2. ESQUEMA B: DISPOSICION EN ANILLO.

II.6 Esquema B.- Disposición en anillo.II.6.a) Costo del equipo requerido.-

En este esquema es económico y conveniente utilizar disyunto--
res con transformadores de corriente tipo bushing siendo el -
costo del equipo requerido para las barras de 46 KV el siguiente
te:

Cantidad	Descripción	Costo Unitario	Costo Total
5	Disyuntor con 12 T.C. tipo bushing	1.15	5.75
10	Seccionador tripo lar.	0.14	1.4
6	Transformador de tensión.	0.17	1.02
Costo total de los elementos activos =			8.17

Considerando las estructuras y elementos auxiliares, el costo
de este esquema sería:

$$C_B = 1.5 \times 8.17 = 12.26 \text{ p.u.} \quad |||$$

II.6.b) Continuidad de servicio brindado por el esquema.-

1.- Efecto de la Avería G1. Avería en una de las barras de la
subestación o uno de los montantes.

La avería de un montante es rápidamente aislada por la ruptura de los disyuntores adyacentes, el tiempo requerido para aislar el montante y restaurar el servicio de la línea, se estima en 1 hora.

Tiempo de interrupción de servicio = 1 hora = $T1B$

Frecuencia de avería de un montante = 0.02 = $Pm1$

Número de montantes que se pueden averiar = 5 = $Nm1$

Número de líneas fuera de servicio por falla
de montante = 1 = $Nlm1$

El tiempo total anual de las interrupciones de línea sería:

$hB1 = T1B \times Pm1 \times Nm1 \times Nlm1 = 1 \times 0.02 \times 5 \times 1 = 0.1$ hora/año.

Mientras el número anual de averías es:

$NB1 = Pm1 \times Nm1 \times Nlm1 = 0.02 \times 5 \times 1 = 0.1$ averías/año.

- 2.- Efecto de la avería G2.- Avería de un montante cuando no se encuentra disponible el elemento alternativo de utilización, esta indisponibilidad puede deberse a mantenimiento del montante de una línea, impidiéndose así la normal interconexión. Admitiéndose que se realiza el mantenimiento del montante y de la línea correspondiente al mismo tiempo, el tiempo de in-

①

interrupción sería de 48 horas por año (1×48)

Se tiene por lo tanto:

Frecuencia de indisponibilidad de la

$$\text{interconexión alterna} = \frac{1 \times 48}{8760} = fiB2$$

$$\text{Tiempo de interrupción por avería} = 48 \text{ horas} = T2B$$

$$\text{Número de montantes que se pueden averiar} = 4 = Nm2$$

Número de montantes en los que se

$$\text{puede verificar el mantenimiento} = 5 = Nmi2$$

$$\text{Probabilidad anual de avería} = 0.02 = Pm2$$

Número de líneas (máximo) fuera de

$$\text{servicio} = 2 = N1B2$$

El tiempo de interrupción resulta ser:

$$hB2 = T2B \times fiB2 \times Nmi2 \times Nm2 \times N1B2 \times Pm2 =$$

$$48 \times \frac{1 \times 48}{8760} \times 5 \times 4 \times 2 \times 0.02 = 0.21 \text{ horas/año.}$$

que incluyen NB2 = 0.0044 averías/año.

3.- Efecto de la avería G3. - Avería en las barras durante el -
mantenimiento de un montante.

No existen elementos que se puedan equiparar a barras por lo
tanto este efecto no se considera, sin embargo, debido a la po

sibilidad de falla de una línea durante el mantenimiento de un montante, falla que podría producir salida de otra línea por efecto de interrupción de un circuito, se analizará aquí este efecto:

$$\text{Frecuencia de indisponibilidad de un montante} = \frac{1 \times 48}{8760} =$$

fiB3.

Número de montantes en los que se puede verifi

$$\text{car el mantenimiento} = 5 = Nm3$$

$$\text{Frecuencia anual de falla de línea} = 0.2 = -$$

f1B3.

$$\text{Tiempo fuera de servicio} = 1 \text{ hora} =$$

T3.

$$\text{Número (máximo) de líneas afectadas} = 2 = N1B3.$$

Número de líneas en las que se puede producir

$$\text{una falla} = 4 = Nf1B3.$$

Tiempo fuera de servicio:

$$hB3 = T3_B \times fiB3 \times Nm3 \times f1B3 \times N1B3 \times NfB3 = \frac{1 \times 48}{8760}$$

$$\times 5 \times 0.2 \times 2 \times 4 = 0.044 \text{ horas/año.}$$

El tiempo total de interrupción es por lo tanto:

$$H_B = h_{B1} + h_{B2} + h_{B3} = 0.1 + 0.21 + 0.044 = 0.354 \text{ horas/}$$

año.

El grado de continuidad de servicio es:

$$R_B = \frac{1}{0.354} = 2.83 \text{ años/hora de interrupción.}$$

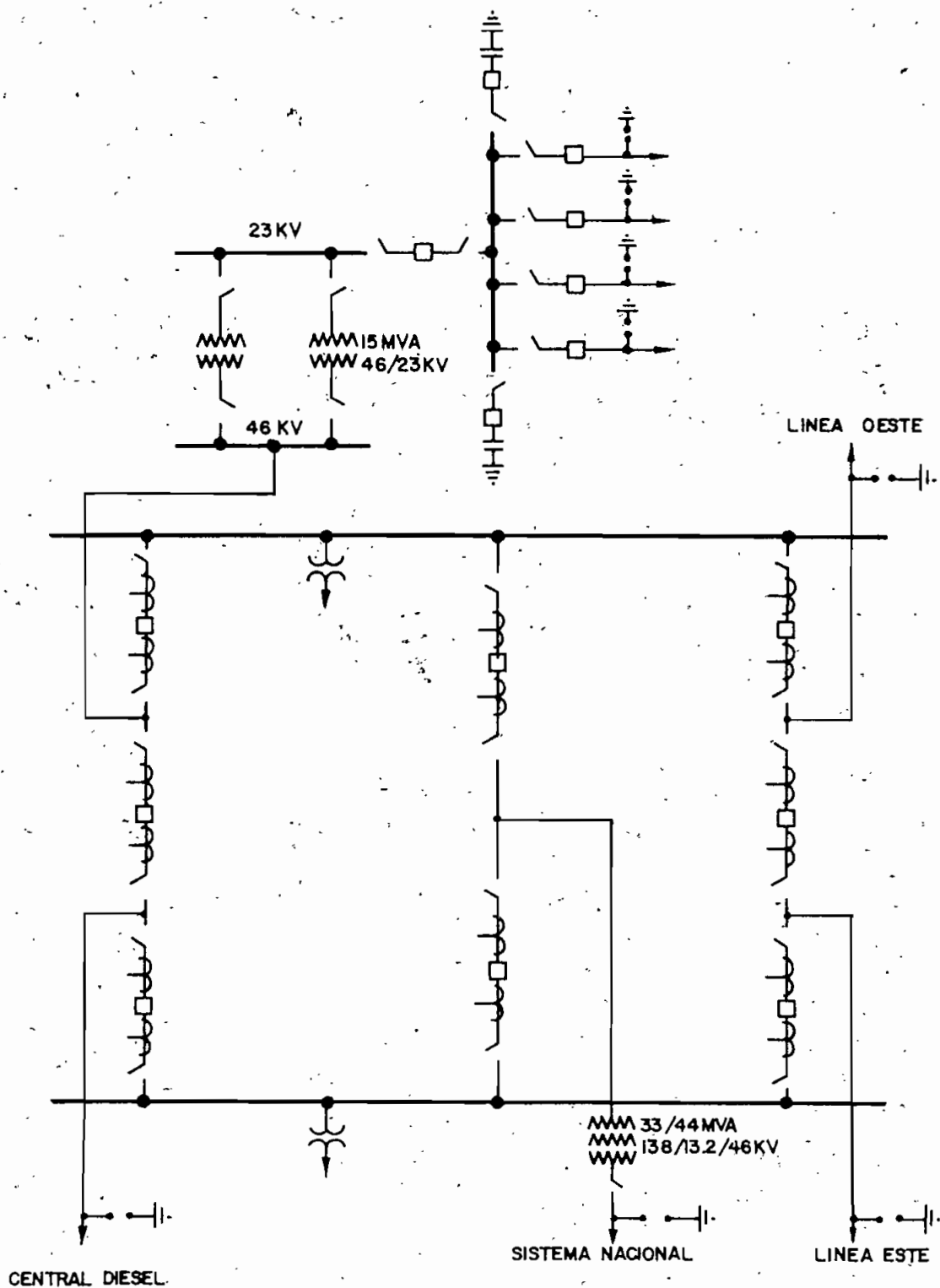


Fig II-3.- ESQUEMA C: DISPOSICION EN TANDEM O DE INTERRUPTOR Y MEDIO.

II.7 Esquema C.- Disposición en tandem o de interruptor y medio.

II.7.a) Costo del equipo requerido.

En forma similar al esquema en anillo, en este esquema se puede utilizar disyuntores con transformadores de corriente tipo bushing.

El equipo requerido para las instalaciones a 46 KV sería el siguiente:

Cantidad	Descripción	Costo Unitario	Costo Total
8	Disyuntor con 12 T.C. tipo bushing.	1.15	9.2
16	Seccionador tripolar.	0.14	2.24
6	Transformador de tensión.	0.17	1.02

Costo total de los elementos activos = 12.46

Considerando las estructuras y elementos auxiliares, el costo de este esquema sería:

$$Cc = 1.5 \times 12.46 = 18.69 \text{ p.u.}$$

II.7.b) Continuidad de servicio brindado por el esquema.

1.- Efecto de la avería G1.- Avería en una de las barras de la

subestación o uno de los montantes.

La avería de un montante es rápidamente aislada por la apertura de los disyuntores adyacentes, el tiempo requerido para aislar el montante y restaurar el servicio, se estima en 1 hora.

La avería en una de las barras no afecta el servicio a ninguna línea.

Tiempo de interrupción de servicio = 1 hora = $T1c$.

Frecuencia de la avería de un montante = $0.02 = Pm1$.

Número de montantes que se pueden averiarse = $8 = Nm1$.

Número de líneas afectadas por falla de cada montante = $1 = Nlm1$.

El tiempo total anual de las interrupciones de línea sería:

$hc1 = T1c \times Pm1 \times Nm1 \times Nlm1 = 1 \times 0.02 \times 8 \times 1 = 0.16$ horas/año.

Mientras el número de averías por año sería de:

$Nc1 = Pm1 \times Nm1 \times Nlm1 = 0.02 \times 8 \times 1 = 0.16$ averías/año.

- 2.- Efecto de la avería G2.- Avería de un montante cuando no se encuentra disponible el elemento alternativo de utilización, esta indisponibilidad puede deberse a mantenimiento del mon

tante, de una barra o de una línea.

Admitiendo que se realiza el mantenimiento del montante y la línea correspondiente a las barras, al mismo tiempo, - el tiempo de interrupción sería de 48 horas al año (1 x - 48).

Este esquema debe ser analizado considerando cada juego - de dos terminales que consta de tres montantes, así:

$$\text{Frecuencia de indisponibilidad} = \frac{1 \times 48}{8760} = \text{fic}_2.$$

$$\text{Tiempo de interrupción del servicio} = 48 \text{ h} = \text{T2c}.$$

$$\begin{aligned} \text{Número de montantes en lo que se puede verificar el mantenimiento} &= 3 = \text{Nm}_2. \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Número de montantes que se pueden averiar} &= 2 = \text{Nm}_2. \end{aligned}$$

$$\text{Probabilidad anual de avería} = 0.02 = \text{Pm}_2.$$

$$\text{Número de líneas afectadas (máximo)} = 2 = \text{Nlc}_2.$$

$$\text{Número de pares de líneas} = 2.5 = \text{Nlpc}_2$$

El tiempo de interrupción, resulta ser:

$$\text{hc}_2 = \text{T2c} \times \text{fic}_2 \times \text{Nmi}_2 \times \text{Nm}_2 \times \text{Pm}_2 \times \text{Nlc}_2 \times \text{Nlpc}_2 =$$

$$48 \times 1 \times \frac{48}{8760} \times 3 \times 2 \times 0.002 \times 2 \times 2.5 = 0.158 \text{ h/año}$$

Que representan:

$$Nc2 = fic2 \times Nmi2 \times Nm2 \times Pm2 \times Nlc2 \times Nlpc2 = 0.0033 \text{ averías/año.}$$

3.- Efecto de avería G3.- Avería en Las barras durante el mantenimiento de un montante.

El tiempo requerido para reparación de las barras es de 24 horas.

$$\text{Frecuencia de indisponibilidad de un montante} = \frac{1 \times 48}{8760} = \text{fic3.}$$

Se analizará el esquema por pares de líneas.

Número de montantes en los que se puede verificar el mantenimiento = 3 = Nmi3.

Número de barras que se pueden averiar = 2 = Nb3.

Probabilidad anual de avería de las barras = 0.02 = Pm3.

Tiempo fuera de servicio = 24 horas = T3c.

Número (máximo) de líneas afectadas = 2 = Nlc3.

Número de pares de líneas = 2.5 = Nplc3.

Tiempo fuera de servicio:

$$hc3 = T3c \times fic3 \times Nmi3 \times Nb3 \times Pm3 \times Nlc3 \times Nplc3 =$$

$$24 \times \frac{1 \times 48}{8760} \times 3 \times 2 \times 0.02 \times 2 \times 2.5 = 0.079 \text{ horas/año.}$$

Número de averías:

$$Nc3 = 0.0033 \text{ averías/año.}$$

El tiempo total anual de interrupción sería:

$$Hc = hc1 + hc2 + hc3 = 0.16 + 0.158 + 0.079 = 0.397 \text{ horas/año.}$$

El grado de continuidad de servicio:

$$Rc = 1/0.397 = 2.52 \text{ años/hora de interrupción.}$$

II.8 Comparación entre los diferentes Esquemas.-

En el cuadro siguiente se resume lo calculado en los párrafos precedentes, para cada esquema se indica:

Vp.u. = Valor en p.u. del equipo requerido por cada esquema.

Vs/ = Valor en sucres del equipo considerando en S/ 325.000,00 el costo de un interruptor de 46 KV.

H = Horas/año de interrupción de cada esquema.

Siguiendo el criterio indicado, es necesario asociar a las horas fuera de servicio un costo.

Existen diferentes criterios para analizar la pérdida que -

representa el daño de un equipo, estos son: .

- a) De pérdida de utilidades
- b) Del costo que representa no vender, y
- c) De pérdida de utilidades y costo que representa no vender.

Cada uno de estos criterios tienen sus razonamientos que los defienden y apoyan, en el presente análisis se considera la pérdidas por fuera de servicio según el tercer criterio, o sea el de -- pérdida de todo el dinero que representaría el vender esa energía.

Aquí en este análisis se deben considerar las pérdidas sociales por el fuera de servicio eléctrico, lamentablemente no se tienen estadísticas ni estimaciones de dichas pérdidas. Para considerar estos costos se estimará un aumento de 40% en el valor de la -- tarifa por Kwh. ?

La energía que se deja de vender por fuera de servicio de la S/E Epiclachima es aquella que se entregaría a través de un banco de transformadores de 46/23 KV, este banco representaría 30 MW de suministro máximo de potencia. Por vía de estimación del costo que representaría el fuera de servicio de las otras líneas, se considera que cada una de las líneas entrega 10 MW de potencia a un factor de carga de 0.5, este pequeño aumento compensaría las pérdidas ---

debidas a sobrecarga de equipo y a la mala regulación resultante.

El valor anual de pérdidas por fuera de servicio será calculado por la fórmula:

$$Vfa = P \times H \times Ta \times Fc$$

En donde: P = Potencia, H = horas/año de interrupción, Ta = Tarifa por KWh, fc = factor de carga del sistema.

Para estimar la incidencia del costo del fuera de servicio a la inversión inicial, es necesario referirse a un tiempo suficientemente amplio, se considerará 30 años.

La actualización del costo de fuera de servicio a 30 años - estará dada por:

$$\begin{aligned} Vf_{30} &= Vfa (1 + i) \times \frac{1 - (1 + i)^{30}}{1 - (1 + i)} \Big/ (1 + i)^{30} = \\ &= Vfa \times (1 + i) \times \frac{(1 + i)^{30} - 1}{i} \Big/ (1 + i)^{30} \end{aligned}$$

Donde Vfa = valor anual de pérdidas por fuera de servicio.

La comparación entre los diferentes esquemas se efectúa analizando el valor total, o sea:

$$Vt = C + Vf_{30}$$

Los valores asumidos son:

$$Ta = \$/ 1.0/KWh.$$

$i = 8\%$ tasa media anual de interés.

En base de lo indicado anteriormente se puede conformar el siguiente cuadro.

CUADRO DE COMPARACION ENTRE LOS DIFERENTES ESQUEMAS

Esquema	Cp. u. (p.u.)	Costo en sucres	H (horas/año de interrup.	Vfa Valor pérdidas al año	Vf30 Valor actuali zado de pérd. en 30 años.	Valor Total Comparativo
A	17.67	5'740.000	0.3526	1.762	21.400	5'761.400
B	12.26	3'980.000	0.354	1.770	21.500	4'001.500
C	18.69	6'070.000	0.397	1.985	24.100	6'094.100



II.9 Optimización del Esquema de la S/E Epicyclochica.-

Evaluando todo el análisis ~~realizado~~ para la elección del esquema de la S/E podemos concluir ~~que el~~ esquema óptimo para los requerimientos del Sistema que se ~~proy~~ecta, es el de disposición en anillo, ya que presenta las siguientes ventajas:

- Menor costo inicial
- Mínimo gasto por mantenimiento del equipo a utilizar
- Menor número de elementos, y.
- Menor riesgo a operaciones erróneas del personal.

Aparentemente en cualquier caso que se analice la disposición en anillo será la más conveniente por su costo inicial bajo. Los horas de interrupción anual tienen una incidencia relativamente baja.

En que casos (?) las otras disposiciones serán más convenientes? Por qué no se dejen de lado las otras disposiciones?

CAPITULO III.-

PROTECCION DE LA SUBESTACION

III.1.- CRITERIOS BASICOS DE PROTECCION.-

En un sistema de potencia es importante que al existir una falla en cualquier punto de generación, transmisión o distribución, la sección en que se ha producido, sea aislada tan rápidamente como sea posible con el fin de que el daño ocasionado y -- por consiguiente los costos de reparación sean los mínimos. La disminución del tiempo de falla determina que las posibilidades de fuertes oscilaciones o salidas de estabilidad de las fuentes de generación, sean limitadas lo mismo que los riesgos del personal.

Es igualmente necesario que las partes del sistema que se encuentran en buenas condiciones permanezcan conectadas permitiendo brindar una máxima continuidad de servicio.

El equipo automático de protección tiene como función detectar las diferentes condiciones de falla y a través de la operación de los disyuntores correspondientes, realizar la desconexión de la parte afectada, por lo tanto éstos deberán estar ubicados de tal forma que permitan aislar los diferentes elementos del sistema.

Se define una falla como cualquier operación anormal -

producida por daño de uno de los elementos del sistema y que lleve a la necesidad de aislar la sección averiada.

III.1.1. El relé de protección.-

Como relé de protección se define aquel elemento que tiene la función de detectar defectos en líneas o equipos u otros daños o condiciones no deseadas, e iniciar o permitir adecuadas operaciones que llevan a la apertura de disyuntores con el fin de aislar la sección en la que se originan.

III.1.2. Características que debe reunir un Sistema de Protección.-

La aplicación de los diferentes tipos de relés, determinan un sinnúmero de combinaciones posibles, cada una de ellas orientadas a resolver problemas propios de las diferentes partes de que se compone un sistema de potencia, sin embargo todo esquema de protección utilizado debe poseer las siguientes características:

- Selectividad.- La protección debe aislar la parte del sistema que ha fallado, asegurando el servicio del resto del equipo. Además debe seleccionar entre aquellas condiciones que requieran un funcionamiento rápido o uno lento y permanecer inactiva cuando la corriente de falla fluya

a través de la zona protegida, a una falla externa.

- Sensibilidad.- La protección debe operar en los niveles de falla más débiles, con la condición de que no tienda a funcionar por sí misma.
- Velocidad.- La velocidad en el funcionamiento de un sistema de protección es necesaria para evitar una coordinación de las protecciones con largos tiempos de despeje de fallas y el consiguiente peligro de inestabilidad del sistema de potencia.
- Confiabilidad.- No deben existir fallas de operación de las protecciones cuando se requiera su funcionamiento. Esto debe depender sobre todo del diseño y en una menor proporción de la eficiencia del mantenimiento y de la instalación. La simplicidad, como característica del diseño, disminuirá las probabilidades de falla del equipo, aumentando la confiabilidad en la operación de las protecciones.

III.1.3 Transformadores de medida.

Para que las protecciones funcionen correctamente debe ser posible conocer las condiciones que prevalecen en el primario de las líneas en una forma lo más exacta posible. Para

evitar ubicar los relés en el sistema primario, se utilizan transformadores de medida por medio de los cuales los altos valores de voltaje y corriente existentes, se los reduce a magnitudes pequeñas que permiten limitar el nivel de aislamiento, tamaño y costo de fabricación de los relés lo mismo que los riesgos de personal.

III.1.4 Tipos básicos de protección.-

Generalmente los tipos o formas de protección operan en uno de los siguientes principios básicos:

- a) Medición de magnitud.
- b) Cantidad, dirección o comparación de fase.
- c) Medición de la relación de cantidad.

Estos principios básicos, algo modificados, han proporcionado la técnica de todos los relés de protección.

Los varios tipos de protección caen dentro de dos categorías básicas: protección unitaria y protección no unitaria; la última categoría puede subdividirse en direccional y no-direccional.

III.1.5 Protección Unitaria.-

La protección en esta categoría es diseñada para que responda a las fallas particulares de un solo elemento del sistema

de potencia, y deberá depender para su correcta operación - de la comparación de las magnitudes eléctricas en cada terminal de la zona a protegerse.

Una forma típica de protección unitaria es la de protección diferencial, en la cual la corriente entrante es comparada en fase y magnitud con la corriente saliente. Cualquier diferencia entre estas corrientes es alimentada a un relé el cual debe operar a un valor predeterminado.

Bajo condiciones normales de operación, las corrientes que entran y las que salen deberán ser iguales; estas corrientes, en caso de transformadores, son factibles de cambio de relación y de fase. Si una falla interna ocurre, las corrientes producirían un desbalance y la diferencia provocaría la operación del relé de protección. Con varias excepciones, la protección unitaria puede ser diseñada para operación a gran velocidad.

III.1.6 Protección No-unitaria.-

La mayoría de los sistemas de protección caen en esta categoría. La operación de los relés depende del valor de la corriente o de la distancia del relé al punto de falla. La

protección puede ser direccional y no-direccional.

Direccional en el caso de responder a una falla en una dirección determinada; como por ejemplo el relé de sobrecorriente direccional.

No-direccional en el caso de responder a una falla en cualquier lugar que se presente, dentro de sus rangos de operación, por ejemplo el relé de sobrecorriente.

III.1.7. Relé de disparo o auxiliares.-

Para despejar una falla de un sistema de potencia, los relés de protección deben provocar la apertura de los disyuntores por los que se alimenta a la falla. Esto es logrado por la energización de la bobina de disparo del disyuntor a través de un relé auxiliar de alta velocidad. La función del relé de disparo o relé auxiliar, es la de proveer un intacto que pueda conducir la corriente requerida por la bobina de apertura del disyuntor, y también suficientes para el control de las funciones auxiliares tales como recierre automático, operación del equipo automático de registro de fallas y de las alarmas de indicación de falla.

III.1.8. Circuitos auxiliares y señalización de las protecciones.

La necesidad para señalización de las protecciones nace en el hecho de que dicha señalización puede ser esencial para una fácil y satisfactoria supervisión de la operación del equipo de protección. Además una señalización adecuada, combinada con un sistema de alarmas, ayudaría a reducir los tiempos de reposición del servicio, ya que brindaría información acerca del elemento averiado y del tipo de falla.

III.1.9. Protección principal y de retaguardia.-

En todo sistema de potencia la práctica es proveer protección principal y de retaguardia. Generalmente la protección principal es de un tipo de discriminación completa de falla; la protección de retaguardia más utilizada es la de sobrecorriente con característica de operación de tiempo inverso con mínimo definido, la función de este relé será la protección del sistema primario y de los alimentadores en la posibilidad de eventual falla de la protección principal.

En el caso de utilización de relés de sobrecorriente como retaguardia, este relé podría brindar una protección simple y económica contra sobrecarga de los circuitos.

Debido a la lenta operación de este tipo de relés de sobrecorriente, se ha llegado a sistemas de protección más sofisticados que brindan una mayor velocidad de despeje de fallas para líneas muy importantes. La práctica consiste en protección por medio de relés independientes y de gran velocidad para discriminación total de fallas, donde los juegos de protección son de diferente tipo básico de operación; así cuando un juego de protección es del tipo unitario el otro es de distancia.

La protección de retaguardia del Sistema es brindada automáticamente para las líneas que poseen derivaciones cuando se utiliza protección a distancia, esto es posible debido a la aplicación de la segunda y tercera zona de operación de estos relés.

El extenso uso en la protección de tipo unitario, cuando su utilización se realiza en varias secciones consecutivas de línea, puede llevar a situaciones de falta de pro-

tección de retaguardia, esto se debe a la limitación implícita de este tipo de protección como es el de no prevenir la posibilidad de una falla no despejada por cualquier falla eventual de los relés de protección. Para lograr una protección de retaguardia efectiva se deben considerar los requerimientos particulares de cada línea o elemento, el uso de protección a distancia de corto alcance puede facilitar la solución a este problema.

III.1.10 Elección de la protección.-

En la elección de un sistema de protección, para una aplicación particular, hay que basarse en un número de factores que determinan el alcance y el diseño del mismo, estos son:

- a) Tipo o naturaleza del elemento a protegerse, ej.: generador, transformador, línea, etc.
- b) la probabilidad de falla y la calidad de protección del sistema principal.
- c) Las magnitudes relativas de corriente de falla máxima y *mín.* en puntos apropiados del sistema. Estos factores de--

terminan la sensibilidad y selectividad requerida por la protección.

- d) La corriente de carga de las líneas, la cual puede limitar la máxima sensibilidad.
- e) El tiempo máximo posible de duración de la corriente de falla, tiempo que debe ser determinado para evitar daños o posibilidad de salidas de estabilidad del sistema de potencia.
- f) La necesidad de un esquema de protección que utilice sensibilidades compatibles con cualquier esquema de protección existente en los circuitos asociados. El más satisfactorio es el de protección unitaria cuando no se utiliza hilo piloto; en la ausencia de hilo piloto este tipo de protección resulta económico.

III.1.11 Protección de línea de derivación.-

Cuando la magnitud de la corriente de falla excede a la corriente de carga por un margen adecuado y el despeje de fallas a alta velocidad no es muy importante, por ejemplo en los circuitos de distribución, la protección de -

las líneas puede ser obtenida en forma satisfactoria por el uso de relés de inducción de sobrecorriente y aún por fusibles de tiempo limitado.

III.1.12 Tipos de falla.-

Las fallas que comunmente afectan a las líneas caen en tres grupos:

- a) Los conductores al ser sobrecargados con corrientes - mayores a su capacidad nominal, sufren de sobrecalentamiento lo cual puede producir problemas de apertura de circuito o uniones sólidas. El conductor se expande y sus características mecánicas son afectadas.
- b) Circuito abierto. Esta falla es en su mayor parte causada por sobrecalentamiento de los conductores o por uniones mal realizadas. Pueden producirse también por falla de una fase en el equipo de seccionamiento.
- c) Cortocircuitos fase a fase, fase a tierra, o tres fases a tierra son los tipos de falla que pueden ocurrir causadas por falla de equipo, descargas atmosféricas o interferencia accidental de elementos extraños.

III.2.- ELECCION DE LAS PROTECCIONES DE LA SUBESTACION.

La protección que debe brindar la subestación a las diferentes líneas que parten de ella, se ha escogido de tal forma que:

- no impida el diseño y coordinación de las protecciones más convenientes para el Sistema.
- el continuo desarrollo del sistema no determine el cambio del esquema de protecciones aún en circunstancias de grandes aumentos de potencia, aumentos de capacidad de las líneas, instalación de circuitos paralelos, etc.

Actualmente aún no se conoce el resultado del estudio de protecciones y estabilidad del Sistema, por lo que si bien se escogió el tipo de protecciones a utilizarse, no se pudo realizar un estudio de coordinación de las mismas.

Los análisis realizados y sus resultados se presentan en forma sucinta a continuación:

III.2.1 Protección de las barras de la subestación.-

En el esquema en anillo escogido, se observa que los varios tramos de barra a 46 KV, están rígidamente unidos a las líneas que parten de la subestación, de ello concluimos que

las barras no necesitan una protección adicional a la requerida por las líneas.

III.2.2 Protección de las líneas Este y Oeste.-

Características de las líneas:

	Línea Este	Línea Oeste
Long. (m)	4.200	1.800
Nº de circuitos	1	1
Conductor	ACSR 477 MCM 26/7 hilos	
Hilo de guarda	3/8" de acero High Strength	
Impedancia Z1	0,564 + j1,826	0,242 + j2,96

Estas líneas de transmisión son de gran importancia ya que forman una sección del circuito en anillo que se construirá rodeando la ciudad. Su función es permitir una alimentación alterna a las diferentes subestaciones.

La protección que se debe utilizar para estas líneas debe ser:

- Totalmente selectiva, ya que de ellas dependería la continuidad del servicio brindado por el Sistema.
- Suficientemente rápida para prevenir posibles salidas de estabilidad y largos tiempos de coordinación de las protecciones.

- Debe brindar la máxima confiabilidad en razón de las graves consecuencias que tendría la posibilidad de una falla no despejada.
- El sentido del flujo y la magnitud de la corriente no debe afectar su normal funcionamiento ni su sensibilidad.

Por las razones antes expuestas se pensó en un sistema en que tanto la protección principal como la de retaguardia sean de total selectividad y de la mejor calidad.

Se escogió el siguiente tipo de protección:

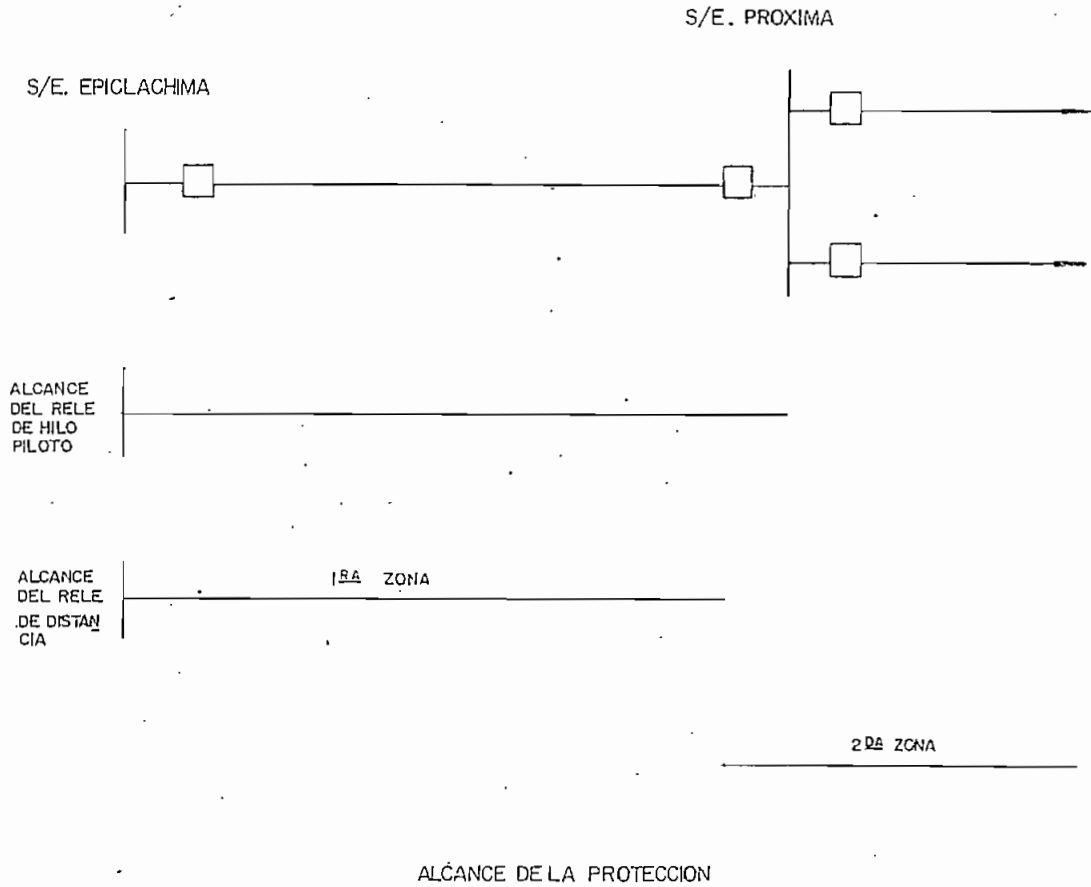
- a) Protección principal.- Estará formada por relés de hilo piloto, los que permitirían una apertura casi instantánea. Económicamente no es factible la utilización de un sistema carrier de ondas portadoras.
- b) Protección de retaguardia.- Consiste de relés de distancia con dos zonas de operación.

La primera zona servirá de retaguardia a la protección del hilo piloto, sin retardo de tiempo adicional. La segunda zona se utilizará como protección de retaguardia contra fallas no despejadas en las líneas que

7 (1)

parten de las otras subestaciones, con retardo de tiempo intencional.

- c) Equipo Auxiliar. - Para permitir un rango de alternativas de coordinación de las protecciones se creyó necesario la utilización de un relé de retardo de tiempo.



III.2.3. Protección de la alimentación del Sistema Nacional.

Al Sistema Nacional pertenece el equipo a 138 KV. incluyendo el transformador de 138/13.8/46 KV, lo mismo que el banco de condensadores a 13.8 KV que se instalará en forma futura.

El Sistema de Quito se protegerá contra dos condiciones anormales de trabajo:

- Fallas en el equipo perteneciente al Sistema Nacional, y
- Alimentación de potencia al Sistema Nacional.

Para protección contra estas dos condiciones se utilizarán relés de potencia inversa y de sobrecorriente direccional con dispositivo de disparo instantáneo.

El transformador deberá protegerse contra todo tipo de falla interna utilizando:

- a) Señalización y alarma de todas aquellas posibles causas de daño futuro.
- b) Apertura de los disyuntores de 46 KV cuando exista una falla declarada en los bobinados del transformador, o trabaje en condiciones de operación que puedan producir un desperfecto grave

dentro de un tiempo limitado.

Por el lado de 138 KV el transformador deberá ser protegido por utilización de la misma protección de la línea de alimentación desde la S/E Quito.

III.2.4. Protección de la alimentación de la Central Diesel.-

La línea que conecta la S/E Epitachima a la Central Diesel, posee las siguientes características:

Longitud	7.500 metros
Conductor	ACSR 336.4 MCM 26/7 hilos
Impedancia Zl	1.43 + j3.28

Considerando la importancia que tiene esta línea se ha visto la necesidad de utilizar el siguiente esquema de protecciones.

- a) Protección primaria: consistente en relés direccionales de distancia para protección contra fallas entre fases, dos fases a tierra, o tres fases. Para protección contra fallas fase a tierra, se utilizará relés direccionales de sobrecorriente con dispositivo de disparo instantáneo.
- b) La protección de retaguardia está integrada por

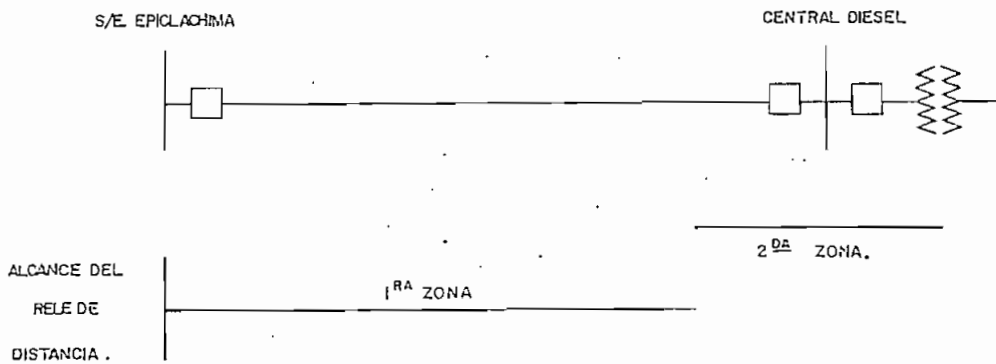
relés direccionales de sobrecorriente con curva -
de operación lenta.

La protección de distancia tendrá dos zonas de operación; la primera zona que operará en base a fallas en la propia línea de transmisión y la segunda zona que servirá de protección de retaguardia contra fallas no despejadas en las instalaciones de la Central.

Para impedir operaciones innecesarias producidas por pequeñas oscilaciones del Sistema, el relé de distancia deberá limitar su operación a impedancias cuyo ángulo de fase coincida con el de la línea de transmisión.

Debido a que tanto la resistencia como la reactancia de la línea son importantes, se ha escogido para la protección a distancia un relé del tipo de impedancia.

ALCANCE DE LAS PROTECCIONES



III.2.5. Protección al Banco de Transformadores de 46/23 KV.-

Este banco de transformadores estará formado en un primer momento de dos autotransformadores de 7.5 MVA cada uno; en un futuro se los reemplazará con dos transformadores de una capacidad total de 30 MVA.

Considerando el alto costo que representa este banco de transformadores se ha decidido utilizar una protección del tipo diferencial.

Además como protección de retaguardia contra posibles fallas no despejadas en las líneas de distribución, se utilizará un disyuntor denominado de alimentación, el que deberá abrir operado por relés de sobrecorriente. Los relés de sobrecorriente deberán estar convenientemente coordinados con las protecciones de las líneas de distribución y las características del aislamiento de los transformadores.

Además como prevención a fallas internas de los transformadores, éstos deberán estar equipados con instrumentos para:

- a) Señalización y alarma de toda posible causa de daño futuro, y
- b) Apertura de los disyuntores en caso de condicio-

nes de operación que puedan determinar daños graves en cualquiera de los transformadores.

III.2.6. Protección de los alimentadores primarios a 23 KV.-

En general la coordinación de las protecciones no se puede realizar por no existir un diseño preliminar de la red de distribución del sector. La protección de estas líneas se la hace utilizando relés de sobrecorriente contra fallas entre fases y fase a tierra.

Por considerarse que se utilizará fusibles para protección de las diferentes derivaciones del sistema primario de distribución, se ha determinado que la curva de operación del relé de sobrecorriente con curva muy inversa de tiempo, presenta facilidades aceptables para realizar una coordinación adecuada de las protecciones.

Debido a que un gran porcentaje de las fallas pueden ser eliminadas, o limitadas a un pequeño sector, por medio de una correcta aplicación de operaciones consecutivas de apertura y recierre de los disyuntores primarios de alimentación, éstos deberán operar comandados por relés de recierre automático.

III.2.7. Protección de los Bancos de Condensadores.-

Los bancos de condensadores estarán formados por dos grupos, uno de ellos de 4.1 MVAR. Estos Bancos de condensadores serán protegidos por relés de sobrecorriente a tierra que accionarán la apertura de un disyuntor.

Por medio del disyuntor se realizarán dos tipos de operaciones:

- a) Apertura requerida en caso de falla interna.
- b) Funciones de conexión o desconexión del banco según las necesidades determinadas por la carga.

Además de las protecciones antes indicadas, se impedirá la salida de todo el banco por falla en un sólo elemento, con la utilización de fusibles de bajo amperaje en serie con cada unidad.

Ya que se decidió la conexión en Y con neutro flotante, la protección general del banco se la realizará por medio de relés de sobrecorriente de tiempo definido.

El estudio de la protección solo puede ser completo si es congruente con el resto del sistema. Aquí se habla de un posible diseño de la protección que opere a la 5/E pero no se concibe nada. Considero que este capítulo es superficial !!

CAPITULO IV.-

DIAGRAMAS UNIFILARES DE LA SUBESTACION.-

Los disyuntores a 46 KV de la subestación estarán equipados con transformadores de corriente tipo bushing. Para lograr la señal de corriente que circula por la línea tanto para medición como para protección, se utilizará una conexión diferencial, la conexión básica se indica en la Fig.IV-1. Esta conexión aplicada indistintamente para todas las líneas que lleguen al esquema en anillo de

la subestación, permite conseguir una traslape en el alcance de la protección, lo que posibilita cubrir todo el equipo de la S/E sin necesidad de otros equipos de

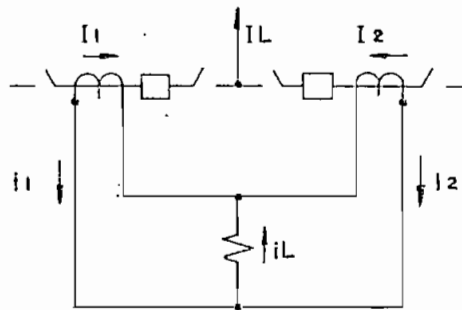


Fig IV - 1

protección. El alcance de las protecciones dentro de la subestación se presenta en el esquema siguiente (Fig. IV-2).

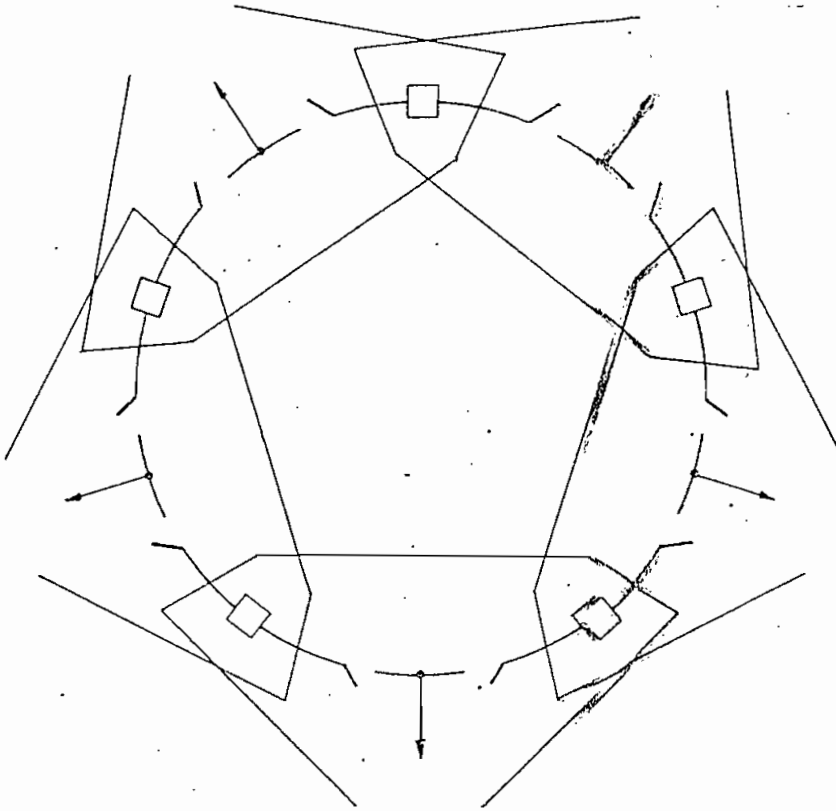


Fig. IV-2

El diagrama trifilar de la Fig. IV-3, nos indica -
la posibilidad de obtener las diferentes conexiones necesarias
para utilización de la protección tanto para fallas entre fa--

ses como para fallas entre fase y tierra.

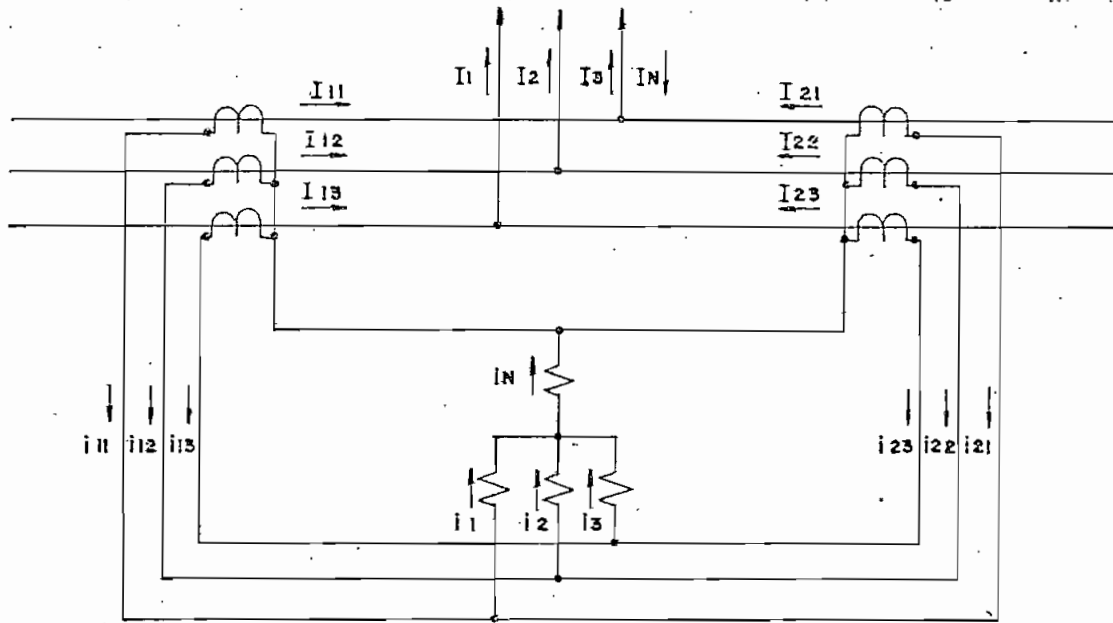


Fig. IV-3

Para aplicación en la protección diferencial del Banco de Autotransformadores se ha desarrollado el siguiente diagrama trifilar. (Fig. IV-4).

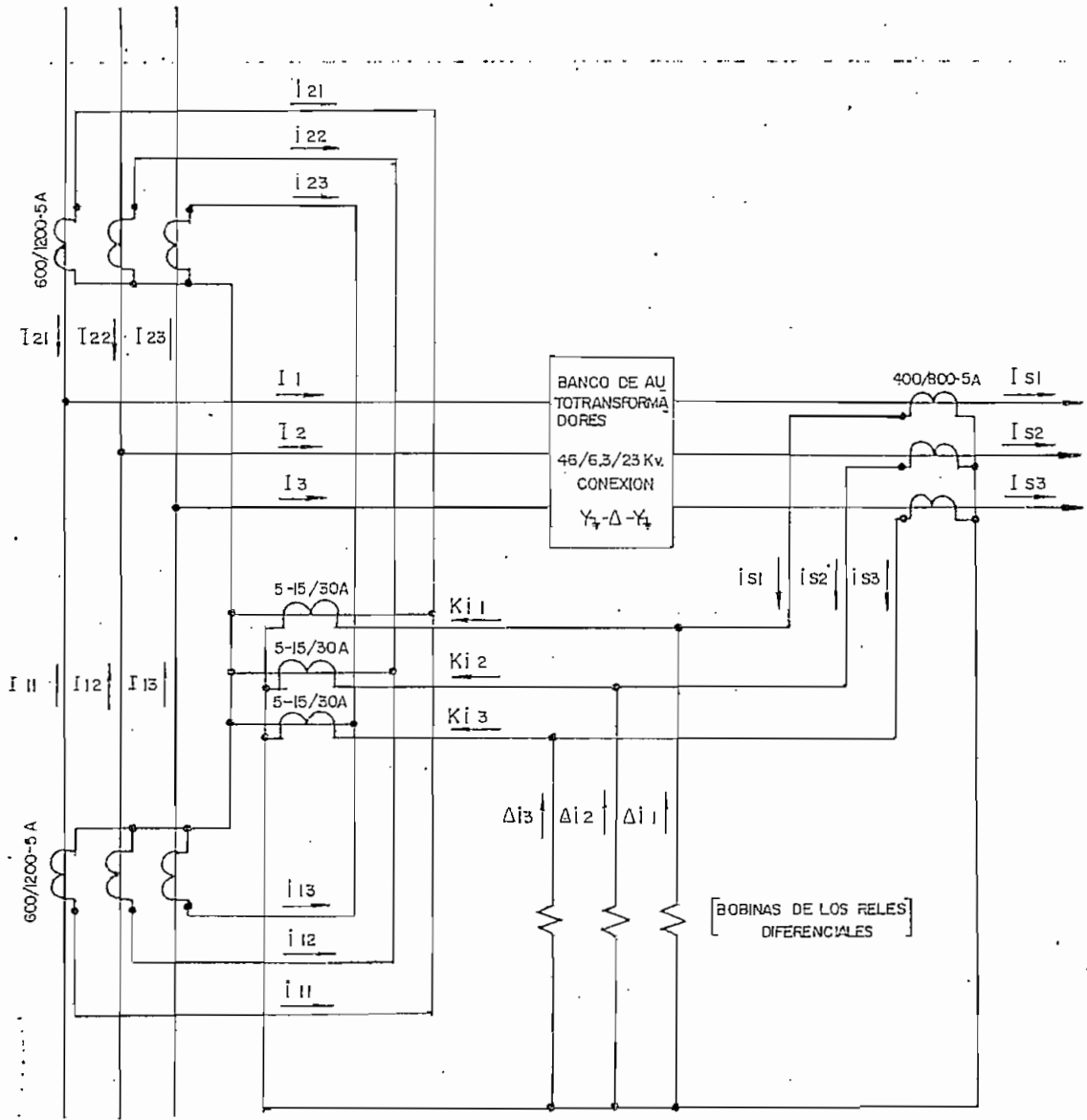


Fig. IV-4

Determinadas las conexiones básicas en los diagramas eléctricos anteriores, se ha desarrollado el diagrama unificado de la subestación que se lo presenta en el plano número 01.

Para la protección del equipo y diferentes características se han seguido los siguientes razonamientos:

- Debido al alto costo del equipo a instalarse en la subestación, los pararrayos para protección contra sobretensiones, tanto en el lado de 138 KV como del lado de 46 KV, deben brindar la máxima confiabilidad y la mayor calidad de protección, se ha escogido pararrayos clase estación.
- Para el lado de distribución de la subestación se utilizarán pararrayos clase intermedia los que protegerán contra sobretensiones al cable aislado utilizado para la alimentación desde la subestación a los alimentadores primarios de distribución.
- En general los seccionadores serán operados en grupo del tipo de doble apertura y de apertura lateral, por considerarse que su menor costo y sencillez justifica su utilización. El pequeño aumento en el volumen y costo de las estructuras per

- mite una mejor y más cómoda ubicación del equipo.
- En la salida de las líneas Este, Oeste y a la Central Diesel, se ubicarán seccionadores de puesta a tierra para brindar un mínimo de seguridad al personal de mantenimiento por poseer estas líneas alimentación a ambos lados. Los seccionadores de puesta a tierra serán operados en grupo y convenientemente acoplados a los seccionadores.
 - Las barras de la subestación serán de tubo de cobre duro.
 - Se decidió el uso del disyuntor de alimentación para lograr una total facilidad de operación en 23 KV, sin originar posibles cortes del anillo en las barras de 46 KV debidas a fallas o maniobras en el lado de distribución, este disyuntor servirá para protección de retaguardia de los circuitos primarios.
 - Se utilizará un seccionador como by-pass, para permitir el normal servicio al sector cuando se está realizando el mantenimiento respectivo del disyuntor de alimentación.
 - Por la importancia que poseerá la red de distribución y por tener la Empresa disyuntores disponibles y de características apropiadas, se decidió su utilización en la protección de los alimentadores primarios.

- Los bancos de condensadores serán igualmente protegidos por disyuntores los que además permitirán la facilidad requerida tanto para conexión y desconexión de los bancos.
- La salida de los alimentadores primarios de distribución se la realizará por medio de cable aislado en consideración de las facilidades que permite y del pequeño aumento en el costo de las instalaciones.
- Se utilizan dos juegos de transformadores de tensión, ubicados uno en la línea Este y el otro en la alimentación al lado de distribución, por haberse determinado que no se requiere de un número mayor y que en estos sitios darían una constante señal de tensión, por medio de una transferencia automática de un juego de transformadores al otro, en caso de falta de voltaje primario.
- Para lograr una constante supervisión de las protecciones se utilizan transformadores tipo poste en la alimentación a las barras de 23 KV.
- El equipo de sincronización se prevé para situaciones en que sea necesario realizar la sincronización del sistema desde la subestación. Por medio de un transformador unipolar de ten--

sión se obtendrá la señal de voltaje requerida.

- Se instalará un transformador de tensión bifásico acoplado a los relés de sobretensión que accionarían los disyuntores de los bancos de condensadores.

Las diferentes mediciones de las magnitudes de tensión, corriente, potencia activa, potencia reactiva y de la energía que fluye a travez de las diferentes líneas, permite conocer y verificar el funcionamiento del equipo en las diferentes condiciones de operación, así: sobrecargas de líneas, regulación de tensión, pérdidas de energía en transmisión, energía entregada y diferentes posibilidades de deficiencias del equipo.

Para las líneas de transmisión y subtransmisión se ha creído necesaria la medición de corriente, potencia reactiva y activa.

En el caso de los circuitos primarios de distribución se utilizará medición de corriente, por la ayuda que brindaría para lograr un equilibrio en la carga aplicada y preveer posibilidades de sobrecarga de los circuitos.

La medición de energía se realizará en la alimentación del Sistema Nacional, Central Diesel y Distribución.

En la alimentación desde el Sistema Nacional se realizará además la medición de energía reactiva debido a la posibilidad de que se imponga una tarifa a su suministro.

Este capítulo es una mezcla desordenada de criterios (por cierto interesantes). Considero que cada criterio expuesto podría bien estar dentro de algún otro capítulo de esta extensa tesis y no amontonados sin orden ni concierto en este capítulo IV. Esto da una imagen de superficialidad a la tesis (El capítulo anterior, protecciones, adolece de un defecto similar: superficialidad).

CAPITULO V.-

DISPOSICION DEL EQUIPO EN LA SUBESTACION Y BARRAS.-

V.1 Terreno disponible.- El lote de terreno asignado para la instalación de la Subestación tiene la forma rectangular - con dimensiones de 90 por 70 metros, su orientación es de Este a Oeste y debido a las limitaciones resultantes de los terrenos vecinos, se ha determinado que las líneas de 46 y 138 KV lleguen a la Subestación orientadas de Este a Oeste, las líneas de distribución por salir de la Subestación a través de cables aislados, son independientes de la ubicación del equipo dentro de la subestación aunque para evitar longitudes excesivas de cables se debe llegar, con las barras de 23 KV, lo más cercano al borde Oeste del terreno.

V.2 Disposición del Equipo.- El equipo dentro de la Subestación se ha dispuesto de tal forma que brinde soluciones apropiadas para las siguientes necesidades:

- Terreno disponible para la construcción de bodegas y edificios civiles anexos.
-

- Facilidades para el transporte y montaje de los diferentes elementos de la Subestación.
- Cambios o aumentos futuros de equipo.
- Incremento a un número máximo de dos transformadores para la alimentación desde el Sistema Nacional.
- Posibles aumentos de alimentadores tanto de 46 KV como de 23 KV.
- Instalación de transformadores de 46/23 KV con una capacidad máxima de 15 MVÁ.

Para ajustarse en lo posible, a las condiciones anotadas, se ha distribuido el equipo en la forma indicada en los planos correspondientes, tratando de aplicarse los siguientes -- conceptos:

- Economía en el costo inicial de las instalaciones.
- Mínimo tiempo de corte de servicio para la instalación del equipo requerido en caso de aumentos futuros.
- Distancias no excesivas entre los tableros de control y los transformadores de medida.
- Comodidad para efectuar las diferentes maniobras.

- Visibilidad del equipo desde los diferentes ángulos de la Subestación.
- Aprovechamiento máximo de las estructuras.
- Ubicación elevada del equipo que integra la Subestación.
- Mínimo número de apoyos de las estructuras para permitir libertad en el movimiento del equipo.

V.3 Dimensionamiento del Equipo y Estructuras.- En consideración a la altura sobre el nivel del mar en que se encuentra situada la Subestación, se han dimensionado las estructuras para recibir equipo correspondiente al voltaje inmediato superior del utilizado.

V.4 Distancia entre Seccionadores.- La distancia entre seccionadores se ha escogido de acuerdo con las recomendaciones de las Normas NEMA para los diferentes voltajes y tipos de seccionadores operados en grupo utilizados.

V.5 Barras de la Subestación.- De acuerdo a la capacidad con que se quiere dimensionar a la Subestación y del esquema utilizado, las barras deben ser construídas con tubería de cobre duro por las siguientes razones:

- Permite una gran flexibilidad para ubicar el equipo en forma conveniente.
- La economía realizada en el uso de estructuras más livianas compensa en un gran porcentaje el alto costo de tubos de cobre y accesorios respecto a las barras construidas de conductor tensado.
- Se logra una gran facilidad para la realización de ampliaciones futuras.
- No existe una diferencia de costo mayor entre barras construidas con tubería de cobre o de aluminio y esto facilita la posibilidad de utilizar accesorios existentes en las otras subestaciones del Sistema.

La elección de la distancia entre conductores y el tipo de tubo a utilizarse se realizó en base de los siguientes factores.

- Esfuerzos debidos a corrientes de cortocircuito.
- Distancia máxima entre soportes.
- Capacidad de conducción requerida por las barras.
- Máxima uniformidad de la tubería utilizada en los diferentes -

tramos de barra o derivaciones.

V.5.1 Capacidad de Conducción de la Tubería a utilizarse.-

Las barras principales a 46 KV se dimensionaron para una capacidad de conducción de 1.200 amperios y las barras a 23 KV para una capacidad de 800 amperios, luego por capacidad de conducción este análisis debe limitarse a los siguientes tamaños de tubo:

TUBERIA DE COBRE DURO - CARACTERISTICAS ELECTRICAS

TUBO	3/4" IPS	1" IPS	1 1/4" IPS	1 1/2" IPS	2" IPS	2 1/2" IPS
Conducción Standard	680	860	1.130	1.285	1.585	2.010
Conducción máxima (Amp.)	930	1.185	1.550	1.760	2.200	2.800
Diámetro Interior	0,822"	1,062"	1,368"	1,600"	2,062"	2,500"
Diámetro Exterior	1,05"	1,315"	1,660"	1,900"	2,375"	2,875"

V.5.2 Distancia Máxima entre Soportes.- Por requerirse distancias mínimas entre soportes de tubo, con el fin de conseguir una buena disposición del equipo con número limitado

de soportes, se llegó a determinar que una longitud de 8 metros como máximo da resultados aceptables.

A continuación se presenta una tabla con las características mecánicas de los diferentes tubos de cobre duro considerados, se tomó un factor de seguridad 3 y un aumento de un 50% en el peso propio de los tubos, así:

$$L_{\max.} = \sqrt{\frac{8fs}{w}}$$

$$D = \frac{5wl^4}{384EI}$$

CARACTERISITCAS MECANICAS DE TUBOS DE COBRE

Tubería (IPS)	Módulo de la Secc. S(cm ³)	Momento de Iner cia I(cm ⁴)	Módulo de elastic. E(Kg/cm ²)	Esfuerzo Máximo - admisible f(Kg/cm ²)	Peso por Unidad - de Long. 1.5xW(kg x cm)	Distancia máxima en tre sopor tes. l _{mx} (cm.)	Deflexión producida a l(mx) D (cm)	Deflexión producida a l=800 cm. D (cm.)
3/4"	1,163	1,55	1,2x10 ⁶	1.300	0,029	646	35,35	-
1"	2,1	3,51	1,2x10 ⁶	1.300	0,041	729,8	35,95	-
1 1/4"	3,96	8.357	1,2x10 ⁶	1.300	0,06	828,5	36,7	31,55
1 1/2"	5,48	13,24	1,2x10 ⁶	1.300	0,071	895,9	37,48	23,55
2"	9,3	28,07	1,2x10 ⁶	1.300	0,094.	1014,4	38,41	14,66
2 1/2"	16,37	59,77	1,2x10 ⁶	1.300	0,137	1114,7	38,4	9,78

V.5.3 Esfuerzos debidos a corrientes de cortocircuito.-

Un cálculo de esfuerzos producidos por diferentes corrientes de cortocircuito, a varias distancias entre conductores, se presentan en el cuadro siguiente:

CUADRO DE ESFUERZOS POR UNIDAD DE LONGITUD (Kg./cm.)

Distancia (cm) entre conductores	Corriente				
	5.000 (Kg/cm.)	10.000 (Kg/cm)	15.000 (Kg/cm)	20.000 (Kg/cm)	25.000 (Kg/cm)
210	0,0625	0,0266	0,0598	0,0106	0,166
180 9	0,0077	0,031	0,0697	0,124	0,1937
150	0,0093	0,0372	0,0837	0,1488	0,2235
120	0,0116	0,0465	0,1046	0,186	0,2906

En que $w = 0,559 \times \frac{I^2}{d} \times 10^{-7}$ (Kg./cm.).

Del estudio de fallas del Sistema realizado por la Empresa, se tiene que en las barras de 46 KV de la Subestación, la corriente máxima producida por fallas trifásicas es de 19.035 amperios, lo que indica que los cálculos realizados para 20.000 amperios son aplicables.

Respecto a la falla en las barras de 23 KV se tiene que la corriente máxima es de 9150 amp. se considera--

ron los cálculos correspondientes a 10.000 amperios.

Los cálculos de los esfuerzos producidos por fallas de fase a tierra, pueden ser calculados en forma similar a lo anterior utilizando la fórmula:

$$W = 0,644 \times \frac{I^2}{d} \times 10^{-7} \text{ Kg/cm.}$$

Referencia 11

V.5.4 Esfuerzos producidos por la presión del viento.-

Se consideró un viento máximo de 80 Km/h y un factor de forma de 0.6.

Por medio de la fórmula; $P = 0.007 \times V_s^2 \times F \times 10^{-4} \text{ Kg/cm.}$, en que:

V_s = velocidad máxima del viento = 80 Km/h.

S = Area de incidencia por cm. de longitud = (Diámetro exterior) \times 1 cm.

F = Factor de forma = 0.6

y siendo la deflexión $D = \frac{5Pl^4}{384 EI}$, tendríamos los siguientes

resultados de la presión del viento sobre los diferentes tubos considerados:

Tubería (IPS)	Diámetro exterior (cm)	P Kg/cm.	Deflexión producida por el viento (cm.)
3/4"	2,667	0,0067	-

1"	3,34	0,0086	-
1 1/4"	4,216	0,0107	5.33
1 1/2"	4,826	0,0125	4
2"	6,032	0,0156	2.22
2 1/2"	7,3025	0,0189	1.33

V.5.5 Elección de las características de las barras de la Subestación.-

a) Barras de 46 KV.- Analizando los cálculos realizados para las diferentes condiciones impuestas, se concluye lo siguiente:

- Por condiciones de capacidad de corriente se elimina la posibilidad de utilizar tubos de 3/4" IPS y de 1" IPS.
- Debido a los esfuerzos mecánicos y deflexión producidos tanto por la condición de distancia mínima entre soportes y las corrientes de cortocircuito, se debe eliminar la posibilidad de utilizar tubería de 1 1/4" y de 1 1/2" IPS.

La eliminación anterior, lleva a la solución más económica de utilizar tubería de 2" IPS, esto im-

plica además, elegir la distancia de 1.8 metros entre los conductores de las diferentes fases para evitar excesivos esfuerzos mecánicos producidos por las corrientes de cortocircuito. ①

- b) Barras de 23 KV y derivaciones a 46 KV.- Por consideraciones similares a las anteriores, se ha decidido la utilización de tubos de $1\frac{1}{2}$ " IPS para conformar las barras de 23 KV y las derivaciones de las barras de 46 KV de la Subestación.

V.6 ESTRUCTURAS DE LA SUBESTACION.-

Se debe aclarar que el diseño de las estructuras sale fuera de las posibilidades de este estudio. Por lo general el análisis preliminar se ha basado en lo siguiente:

7
Gramílica

- a) Esfuerzos y características de resistencia de las estructuras.- El calibre de los conductores que llegarán a las estructuras terminales de la subestación, serán de 477 MCM -- ACSR 26/7. Siendo el esfuerzo de rotura del conductor de -- 8.800 Kg. y considerando la tensión máxima de tendido del último vano en un 20%, la tensión, por conductor, estaría en -- el orden de 1.760 Kg.; dicha tensión máxima por conductor -- se ha creído conveniente incrementarla a 2.000 Kg., para dar una posibilidad de cambiar en el futuro el calibre de los -- conductores de las líneas.

Las estructuras deben ser diseñadas para ser autosoportantes en cualquier condición de operación o sea sin estimar -- las compensaciones de tensión, por llegada de líneas en dos sentidos, además deben permitir la llegada de líneas con un ángulo máximo de 20° con la normal.

En general las estructuras deben diseñarse para resistir

el peso propio del equipo que soporta más un 50% que puede ser necesario para maniobras o apoyo del personal de montaje o mantenimiento del equipo. Toda sección debe ser capaz de soportar pesos adicionales aplicados en cualquier sentido, como esfuerzo libre.

- b) Estimación del costo de las estructuras.— Para una evaluación del costo de las estructuras se requiere conocer en forma aproximada: el peso de los hierros que necesitan, para ello se puede utilizar el siguiente método:

Considerando la estructura indicada en el gráfico A, por medio de un corte en la base, se determina el diagrama de fuerzas representado en la Fig. B. Aplicando las ecuaciones de equilibrio se logra obtener el valor de los diferentes esfuerzos que soportan las secciones que se considera, así:

$$\sum F_y = 0 = F_3 \text{ sen } \Theta + F_1 - (w + F_2)$$

$$\sum F_x = 0 = F_1 \text{ sen } \alpha + F_3 \text{ cos } \Theta + F_2 \text{ sen } \alpha - T$$

$$\sum M_A = 0 = T_2 H_2 + H_1 T_1 - (F_2 \text{ cos } \alpha \times D + F_2 h \text{ sen } \alpha + wD_1/2)$$

La resolución del sistema brindará los esfuerzos buscados. La sucesiva utilización de este cálculo en las diversas vigas o columnas, indicará los esfuerzos para la sección dada.

Del cálculo anterior se puede determinar, a unos 500 Kg/cm² de fatiga, la sección del hierro, su peso y correspondientemente el costo de las estructuras.

La sección de la estructura a introducirse bajo tierra debe ser evaluada tanto en hierro como en hormigón. La elección de estructuras se debe realizar por comparación de costos del conjunto.

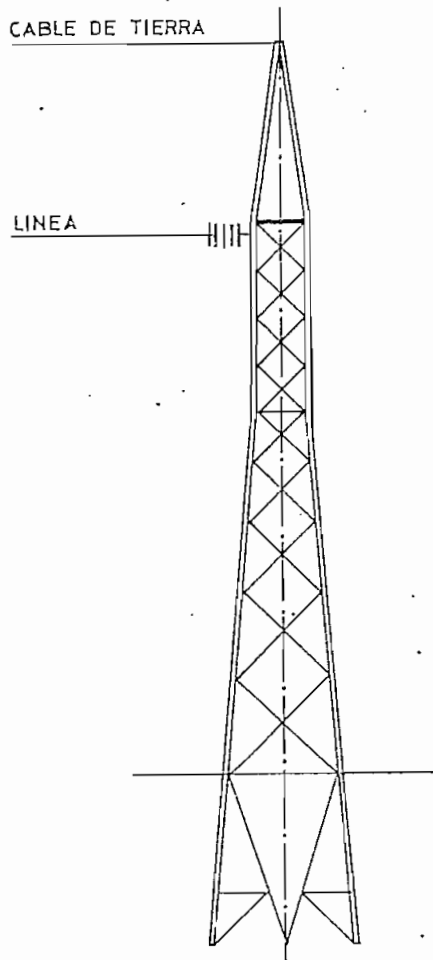


Fig. A.

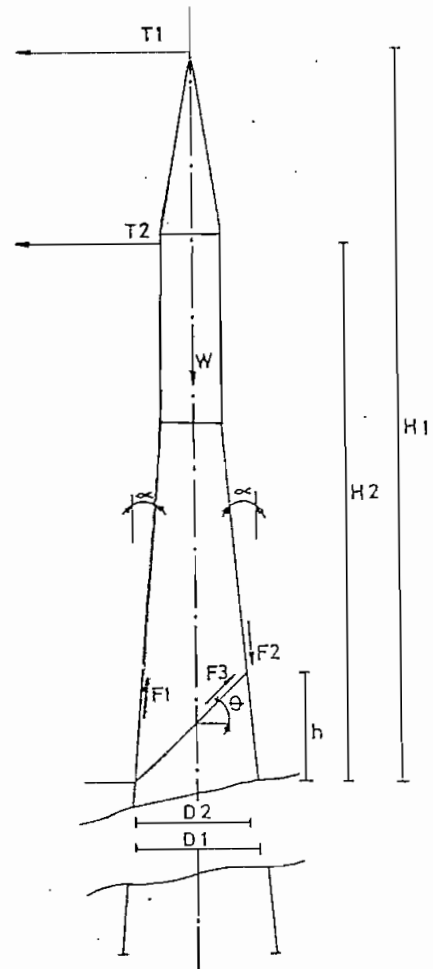


Fig. B.

①

CAPITULO VI.-

CARACTERISTICAS DEL EQUIPO DE LA SUBESTACION Y ESPECIFICACIONES.

VI.1 Coordinación del Aislamiento y Elección del Nivel Básico de Aislamiento del Equipo.-

Las pruebas del aislamiento de los equipos se basan en pruebas de la tensión que soportan. Las pruebas del aislamiento a ondas de impulso de voltaje, han sido normalizadas a una forma de onda la cual posee un frente que crece en forma abrupta en 1,5 microsegundos hasta el valor máximo de la onda de impulso, para luego ir decayendo, en una forma relativamente lenta, hasta la mitad del valor de cresta en 40 microsegundos. La designación de tal onda se realiza en función de la tensión de cresta y con una forma de onda de 1,5 x 40 microsegundos. Una serie de dichas pruebas han sido establecidas como Norma y se denominan como Nivel Básico de Aislamiento.

La idea fundamental en que se basa una coordinación de aislamiento es que las ondas de impulso a ser sufridas por el equipo, deben limitarse a valores inferior-

res a aquellos que puedan deteriorar el aislamiento.

Como método simplificado en el proceso de realizar la selección del tipo de pararrayos y del BIL del equipo, se consideró los siguientes puntos:

10. Valor del voltaje de fase a tierra máximo esperado en el lugar elegido para ubicar el pararrayos, durante fallas de fase a tierra, u otras condiciones anormales.
20. Selección del valor nominal de pararrayos.
30. Estimación de la corriente de impulso más común a ser descargada a través del pararrayos.
40. Voltaje máximo de descarga a la corriente de impulso escogida con el pararrayos seleccionado.
50. Establecer el BIL del equipo de la Subestación.
60. Dar un margen adecuado de seguridad entre el voltaje máximo de descarga del pararrayos y el BIL del equipo a ser protegido.
70. Establecer el límite de distancia entre el pararrayos y el equipo a ser protegido.

VI.1.1 Clase de Puesta a Tierra del Neutro del Sistema y Volta

je Nominal del Pararrayos.-

Las sobretensiones entre fase y tierra a la frecuencia del sistema de potencia son de gran importancia por las siguientes razones:

- Puede existir la descarga cuando estas sobretensiones superan al voltaje de placa del pararrayos, ya sea cuando se presenta en forma aislada o asociada a la sobretensión producida por una descarga eléctrica, con riesgo de que el pararrayos no sea capaz de cortar la corriente que pasa a través de él. Si la corriente a la frecuencia del sistema no se interrumpe por sólo unos cuantos ciclos cualquier pararrayos puede dañarse.
- Si dichas sobretensiones producen la descarga del pararrayos y permanecen sobre su voltaje nominal durante uno o dos ciclos, el resultado puede ser la disminución del tiempo de vida útil del pararrayos.

Debido a estos imprevistos, es importante conocer las causas de sobretensiones a la frecuencia del sistema entre fase y tierra, el efecto de las varias clases

de puesta a tierra del neutro en dichas sobretensiones y -
el voltaje nominal de los pararrayos usados en sistemas de
diferente clase de puesta a tierra.

El método más exacto para determinar el voltaje
límite en las fases restantes, cuando existe una falla fa-
se-tierra, es estableciendo las relaciones máximas de vol-
taje entre fase y tierra, estas dependen de las relaciones
de las componentes simétricas (X_0/X_1 y R_0/X_1), las cuales
son usadas en la literatura técnica.

Clasificación de los Sistemas por el Método de Puesta a -
Tierra del Neutro, usado para asociar a las sobretensiones
a producirse durante fallas de Fase-Tierra.- (Basado en -
las Normas ASA C84.1 - 1.954.

SISTEMA DEL NEUTRO		RELACIONES LIMITES		RELACION DEL VOLTAJE MAXIMO FASE-TIERRA	
DESCRIPCION	CLASE	X_0/X_1	R_0/X_1	V/En	V/E
A tierra	A	*	*	1.31	0.75
A tierra	B	De 0 a 3	De 0 a 1	1.40	0.8
A tierra	C	De 3 a ∞	De 1 a ∞	1.73	1.0

Sin tierra	D	-40 a -∞	1.90	1.1
Sin tierra	E	0 a -40		

* = Relaciones no establecidas.

SISTEMA CLASE A. Es un sistema con una puesta a tierra muy efectiva, tal como un sistema de transmisión de alta tensión, en el cual todos los transformadores se encuentran con su neutro sólidamente conectado a tierra.

SISTEMA CLASE B. Es un sistema con una puesta a tierra efectiva del neutro, en el cual la corriente de falla de fase a tierra excede por lo menos al 60% de la corriente de falla trifásica; los KVA de los transformadores cuyo neutro se encuentra sólidamente conectado a tierra, y que proporcionan corriente de cortocircuito de falla a tierra, debe ser por lo menos un tercio de la capacidad total de los transformadores del sistema que alimentan a la falla, y el

voltaje a tierra de las fases no falladas, no debe exceder al 80% del voltaje entre fase-tierra normal del sistema.

SISTEMA CLASE C. Es un sistema con neutro puesto a tierra en el cual la relación de la resistencia excede a 1, tal como ocurre en sistemas en que el neutro de los generadores y transformadores están conectados a tierra a través de resistencias; la relación de reactivancias excede también en 3.

SISTEMA CLASE D. Es un sistema con el neutro aislado de tierra, en el cual X_0 es capacitiva y X_0/X_1 es negativa, y posee un rango como se ha señalado.

SISTEMA CLASE E. Es un sistema en que su neutro se encuentra aislado a tierra, y la relación X_0/X_1 varía entre 0 y -40, puede originarse resonancia. Debido a esto cada caso debe ser investigado y no se puede aplicar una

regla general del pararrayos a utilizarse.

X_0 = Reactancia de secuencia cero.

X_1 = Reactancia de secuencia positiva.

R_0 = Resistencia de secuencia cero.

E = Voltaje máximo normal entre fase y fase del sistema.

E_n = Voltaje máximo normal entre fase y tierra de las líneas sin falla, cuando se produce una falla entre fase y tierra en la otra línea.

Particularizando el análisis al Sistema de Quito, se tiene que es práctica de la Empresa conectar todo neutro de generadores y transformadores directamente a tierra, además todas las líneas de transmisión y subtransmisión llevan hilo de guardia conectado a tierra en forma múltiple, por lo que se puede definir la clase de puesta a tierra del sistema como clase A; por seguridad se consideró la puesta a tierra del sistema como clase B y por consiguiente la tensión máxima esperada entre fase y tierra, bajo cualquier condición, no sobrepasara de un valor 1.4 veces

la tensión máxima normal de operación. De esto se desprende que los pararrayos de 40 KV. escogidos son aplicables al Sistema de Quito.

Además en razón de que se carece de datos estadísticos de incidencia de rayos en la líneas, y considerando que señalan las menores tensiones para descarga de corrientes de impulso, entre los diferentes tipos de pararrayos, y por consiguiente las mejores características de protección, se eligió pararrayos clase estación.

VI.1.2 Corriente de Descarga más común a través del Pararrayos.

No se conoce estadísticas de la magnitud de la corriente de descarga a través de los pararrayos del sistema, pero tomando como referencia estudios de coordinación se ha concluido que considerar una corriente de descarga promedio de 5.000 amp. es razonable cuando la línea posee protección de hilo de guardia; como este es el caso de las líneas de transmisión y subtransmisión construidas por la Empresa, se decidió tomar este valor. Como seguridad se considera también la posibili-

obvio

dad de corrientes de descarga de 20.00 amp.

VI.1.3 Margen de Protección Brindada.-

La tabla No. VI-1 muestra las características de protección de los diferentes tipos de pararrayos clase estación tipo válvula, en corrientes desde 1.500 a 100.000 amp. en onda de 10 x 20 microsegundos. Esta tabla da también el BIL del equipo que usualmente está asociado con dichos pararrayos. Una comparación de los voltajes de descarga a los terminales del pararrayos y el BIL muestra el margen de protección en un caso particular.

Cualquier método para expresar el margen puede ser usado para mostrar la relación entre el mismo pararrayos y el BIL, dependiendo de lo permitido por un pararrayos cuyas características máximas son incluidas en el margen con otras variables. Las variables por las cuales dicho margen es necesario son las corrientes de descarga las cuales pueden provocar voltajes de descarga más altos.

El margen de protección utilizado para -

los pararrayos tipo válvula a corriente de descarga de 5.000 Amp. es el siguiente:

$$\text{BIL (del equipo protegido)} = (\text{Voltaje de descarga máximo}) \times 1.56 + 50 \text{ KV.}$$

Para corrientes de descarga de 20.000 Amp. se utiliza el siguiente margen de protección:

$$\text{BIL (del equipo protegido)} = (\text{Voltaje de descarga máximo}) \times 1.33 + 50 \text{ KV.}$$

Por lo general se considera que para un margen de protección adecuado del aislamiento, puede tomarse el valor de la clase de aislamiento del equipo, el margen seleccionado depende de la importancia del servicio brindado, el costo y la frecuencia probable de ondas de sobre tensión peligrosas.

En lo que respecta al voltaje de 46 KV del sistema, se tiene los siguientes resultados:

Para 5.000 Amp. de descarga:

$$\text{BIL} = 104 \text{ KV} \times 1.56 + 50 \text{ KV} = 212.24 \text{ KV.}$$

30%

Considerando una descarga de 20.000 Amp.

$$\text{BIL} = 123 \text{ KV} \times 1.33 + 50 \text{ KV} = 213.59 \text{ KV.}$$

Tomando en cuenta la altura sobre el nivel del mar, y aplicando un factor de 0.8 por enrarecimiento del aire a todo el equipo a instalarse en la subestación E-piclachima, se obtuvo que el BIL del equipo debe ser dimensionado al nivel del mar en ~~267~~ KV; al no poder obtenerse este nivel de aislamiento ~~normalizado~~, se tiene que decidir, la elección del BIL, entre los valores de 250 KV. y 350 KV.

①

Una decisión semejante debe ser realizada analizando costos y riesgos; considerando que la Empresa no posee estudios previos, y que este estudio es muy estrecho para cubrir todo el proceso requerido, se tomó como norma especificar BIL de 250 KV. a la altura de montaje de la subestación, o sea 2.850 metros sobre el nivel del mar.

Hay que indicar que se cree que podría resultar conveniente la utilización de equipo de BIL 250 KV.

al nivel del mar, por las siguientes razones:

- El margen de protección obtenido sería similar al brindado por pararrayos clase estación de 50 KV, al equipo de BIL 250 KV. instalado al nivel del mar.
- Una deducción de 17 KV en el margen de protección, dejaría un menor pero posiblemente adecuado margen en la protección del equipo contra sobretensiones.

Además, como protección adicional contra riesgos imprevistos, se podría considerar las siguientes soluciones:

- Una mejor puesta a tierra de las subestaciones, brindaría una disminución de sobretensiones a la frecuencia del sistema y una más confiable utilización del equipo.
- La instalación de pararrayos clase distribución en las líneas, a cierta distancia de la Subestación, limitaría las sobretensiones aplicadas al equipo.
- Los transformadores podrían protegerse en forma extra ubicando pararrayos directamente junto a ellos, esto con el fin de limitar al menor tiempo posible los es-

fuerzos en el aislamiento producidos por ondas cortadas, resultado de esto también sería la posibilidad de instalar los transformadores en cualquier sitio de las subestaciones, descuidando la distancia límite de protección de los pararrayos principales.

TABLA DE CARACTERISTICAS DE DIFERENTES PARARRAYOS CLASE ESTACION

Valor Nominal del Pararrayos. (Máximo voltaje - admisible entre - fase y tierra. KV (RMS)	Voltaje Mínimo de descarga a 60 Hz.	Máximo voltaje de maniobra para descarga	Máxima onda de 1 ^μ x 40 mseg. - que puede pasar son producir - - descarga	Voltaje de descarga en valor de cresta para ondas de 10 x 20 mseg. de los siguientes valores de cresta.										
				BIL	1.500 Amp.	5.000 Amp.	10.000 Amp.	20.000 Amp.	100.000 Amp.					
Pararrayos SV	KV (r.m.s.)	KV (cresta)	KV (cresta)	KV (cresta)	prom.	máx.	prom.	máx.	prom.	máx.	prom.	máx.	prom.	máx.
20	36	56	55	150	44	47	52	55	57	60	61	65	75	80
25	45	70	65	150	53	56	61	65	67	71	72	76	89	95
30	54	85	80	200	65	69	75	80	82	87	99	94	113	120
40	72	113	104	250	85	90	98	104	107	114	116	123	146	155
50	90	141	130	250	105	112	123	130	134	142	144	153	178	190
60	108	169	160	350	129	137	151	160	164	174	178	189	221	235
109	195	310	280	550	229	244	266	282	298	316	315	333	395	420
121	220	340	320	550	258	275	302	320	330	350	356	378	442	470
133	240	375	350	650	282	300	329	350	357	380	385	410	494	525
145	270	410	375	650	304	324	355	375	385	408	415	440	526	560

TABLA No. VI.1

VI-1.4. Establecimiento de la Separación Límite.-

Cuando los pararrayos deben encontrarse separados del equipo, se pueden introducir sobretensiones adicionales al voltaje de descarga del pararrayos. Es por esto que una aplicación de los pararrayos no solamente debe registrarse a la coordinación a la onda de impulso completa sino también a la onda cortada.

La inductancia del circuito que los separa y la capacitancia a tierra constituyen un circuito oscilante. Este circuito es excitado por el voltaje de descarga del pararrayos y se produce un voltaje oscilante el cual incrementa el voltaje total aplicado al equipo. El voltaje oscilatorio es de corta duración y se atenúa rápidamente. El nivel del aislamiento de onda cortada del equipo debe ser apropiadamente utilizado para asegurar la coordinación de corto tiempo del aislamiento del equipo.

La tabla No. VI-2 da una idea de la separación como una función del BIL del equipo y del tipo de pararrayos utilizado.

TABLA No. VI-2

DISTANCIA DE SEPARACION ADMISIBLE PARA
UBICACION DE PARARRAYOS Y TRANSFORMADORES
DE PODER

Voltaje del Sistema KV	BIL del Transformad.	Pararrayos		Distancia de separación en metros
		Clase Estación	Clase Intermedia	
23	150	20		25
23	150		20	15
23	150	25		16
23	150		25	8
46	250	40		38
46	250		40	22
46	250	50		22
46	250		50	8
138	550	109		48
138	550	121		30

VI.2. BANCOS DE CONDENSADORES.-

VI.2.1. Dispositivos para Seccionamiento de los Condensadores.-

El dispositivo a ser usado para seccionamiento de bancos de condensadores requiere una especial consideración. El seccionamiento de condensadores impone un tipo particular de carga en un disyuntor, por lo que un dispositivo el cual trabaja bien bajo una carga normal, puede ser totalmente inadecuado para seccionamiento de bancos de condensadores. Los dispositivos de seccionamiento convencionales podrían operar sobre bancos pequeños de condensadores; pero el constructor es el que debe indicar si se los puede utilizar para bancos grandes o circuitos complejos.

Hay dos fenómenos que hay que tener en cuenta:

- El primero es el desplazamiento de 90° entre el voltaje del sistema y la corriente capacitiva. El interruptor desconecta dicha corriente a un valor de cero; esto deja un voltaje en el capacitor igual a la tensión de cresta, medio ciclo después, cuando la tensión del sistema alcanza el valor de cresta del valor opuesto, el voltaje a través del interruptor es dos veces dicho valor de cresta. Si el caso es que el arco aún se mantiene,

este puede continuar o reiniciarse cada vez que el voltaje del sistema está opuesto al voltaje inducido en los condensadores.

- La segunda característica para seccionamiento de condensadores es la alta frecuencia de la corriente transitoria que fluye hacia el banco de condensadores cuando éste es energizado.

El estudio del seccionamiento de bancos de condensadores envuelve varios problemas adicionales los cuales por su magnitud no pueden ser analizados convenientemente.

Por el tamaño de los bancos de condensadores que se quiere instalar, se ha decidido la utilización de disyuntores de las características anotadas en las especificaciones.

VI.2.2. Elección de la Conexión a utilizar en los Bancos de Condensadores.

Existen tres conexiones posibles de utilizarse para el montaje de grandes bancos de condensadores, éstas son: en delta, en Y con neutro flotante, y en Y con neutro a tierra.

La conexión en delta es eliminada por simple consideración del aislamiento requerido.

Las otras dos conexiones presentan ventajas como desventajas para su aplicación.

a) Conexión en Y con Neutro Flotante. - Una de las características principales que proporciona esta conexión, es la de limitar la corriente de cortocircuito al existir una falla en una de las unidades, ya que dicha corriente puede llegar a un valor máximo de tres veces la corriente normal del banco de condensadores. Esta característica debe ser estimada para la conveniente coordinación de las protecciones del banco de condensadores, cuando la corriente de falla pueda exceder de valores tales como 4.000 Amp. para unidades de 25 KVAR, considerando que a tales corrientes el tiempo para destrucción de los recipientes puede ser inferior a 0.8 ciclos, mientras que el mínimo tiempo requerido para despeje de fallas por medio de los fusibles individuales es de 0.8 ciclos, ya que son dimensionados para soportar la corriente de inrush sin deteriorarse.

- Otra ventaja de esta conexión es la de no permitir la circulación de corrientes de alta frecuencia que puedan originar interferencias en las comunicaciones.

Como desventajas tenemos:

- Existe la posibilidad de originarse condiciones de resonancia con equipos de baja tensión y que las sobretensiones — producidas dañen el aislamiento de dichos aparatos. Estos riesgos deben estudiarse analizando las varias condiciones de funcionamiento del sistema.

- Hay un consiguiente aumento de la tensión aplicada a cada una de las unidades cuando se produce la falla en una de ellas.

- Necesita un aislamiento adicional del neutro con respecto a tierra.

- Puede originar accidentes del personal el hecho de que la estructura soporte se encuentre bajo tensión.

b) Conexión en Y con Neutro a Tierra.— Esta conexión brinda las siguientes características:

- Provee una protección suplementaria contra sobretensiones producidas en el sistema.

- No se originan sobretensiones en las unidades de condensadores por falla en una de ellas.

- Necesita menor aislamiento que la conexión en Y sin neutro a tierra.

- Es más económico y fácil de instalar y operar.
- Ofrece más seguridades al personal por encontrarse las estructuras soporte conectadas a tierra.
- No se originan sobretensiones por resonancia con otros elementos del sistema.
- Pueden existir interferencias con el sistema de comunicaciones, dichas interferencias son producidas por las armónicas múltiples de tres.
- Cuando la corriente de falla a tierra excede de ciertos valores, la coordinación de protecciones no funciona.

c) Elección de la Conexión del Banco de Condensadores.- Realizado el análisis preliminar, se decidió por la conexión en Y con neutro flotante, por las siguientes razones:

- Los bancos de condensadores actualmente instalados y en operación en la S/E Sur, trabajan con conexión en Y con neutro flotante y no se conoce la existencia de sobretensiones, producidas por resonancia, aplicables a ellos.
- Se posee una coordinación adecuada de las protecciones del equipo, punto muy importante por la dificultad de conseguir reemplazo a corto plazo de las unidades que puedan averiarse.

- Generalmente las líneas de teléfonos se encuentran instaladas paralelamente a las líneas de transmisión, con esta conexión se limita las posibilidades de interferencias.

- Esta conexión puede ser muy fácilmente cambiada a conexión en Δ con neutro a tierra, resolviéndose así problemas que puedan presentarse en las diferentes condiciones de operación del sistema. Una operación inversa no brinda las mismas facilidades.

VI.3. MALLA DE TIERRA DE LA SUBESTACION.-

Para la subestación se ha diseñado la malla de tierra que se indica en el gráfico respectivo; esta malla de tierra estará formada por conductor de cobre 500 MCM en su parte central y en las derivaciones al neutro de los transformadores de poder, las puestas a tierra del equipo eléctrico principal será realizado con cable de cobre de 250 MCM; la puesta a tierra del resto del equipo, como conexiones a cabinas, estructuras y al cerramiento, será realizado con conductor de cobre 2/0 AWG, las varillas de puesta a tierra serán de acero recubierto de cobre de $3/4"$ de diámetro y 10 pies de longitud.

Todo conductor a usarse será de cobre suave, dividido en hilos trensados concéntricamente.

Las condiciones con las cuales se ha diseñado esta malla son las siguientes:

- $I = 14.400 \text{ Amp.}$ (corriente máxima de cortocircuito a tierra)
- $\rho_0 = .40 \Omega - \text{m}$ (resistividad del terreno)
- $\rho_s = 2.000 \Omega - \text{m}$ (resistividad de la capa superior del terreno)
- $S = 4 \text{ seg.}$ (tiempo máximo de duración de una falla a tierra)
- $t = 1 \text{ seg.}$ (tiempo de duración de una falla a tierra, normal)
- $D = 6 \text{ m.}$ (distancia entre conductores paralelos de la malla)
- $h = 0.8 \text{ m.}$ (profundidad a la que se entierran los conductores de la malla)
- $d = 0.02 \text{ m.}$ (diámetro del conductor de cobre 500 MCM)
- $n = 12$ (conductores cortados por una sección longitudinal)
- $T_a = 20^\circ\text{C}$ (Temperatura promedio del suelo)
- $T_m = 250^\circ\text{C}$ (Temperatura máxima de aumento de las uniones apernadas)

VI.3.1. CARACTERISTICAS DE LA MALLA DISEÑADA.-

- a) Calibre del Conductor.- El calibre se lo ha calculado con la fórmula:

$$A = \frac{I}{\sqrt{\frac{\log\left(\frac{T_m - T_a}{234 + T_a} + 1\right)}{33 S}}}$$

como resultado, y basándose en las condiciones anotadas, se tiene un calibre de 314.4 MCM.

Se ha escogido cable de cobre 500 MCM para poder satisfacer futuros requerimientos debidos a aumentos de potencia de cortocircuito por medio de un aumento en la longitud del conductor de la malla de tierra.

- b) Longitud Requerida de Conductor.- La longitud requerida se calculó en base a la fórmula:

$$L = \frac{K_m K_i \rho_o I \sqrt{t}}{165 + 0.25 \rho_s}$$

en que: K_m . es el coeficiente que toma en cuenta los conductores de la malla, en cuanto a número, calibre y disposición, - siendo calculado por la fórmula:

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \ln\left(\frac{D^2}{16 H}\right) + \frac{1}{\pi} \ln\left(\frac{3}{4} \times \frac{5}{6} \times \frac{7}{8} \times \frac{9}{10} \times \dots\right)$$

número de factores = n -2

y K_i es el factor de corrección por irregularidad en la distribución del flujo de corriente a tierra, se estimó su valor por medio de la fórmula empírica:

$$K_i = 0.65 + 0.172n = 2.714$$

La longitud del conductor, calculada según el proceso anterior, es de 1032 metros; se ha utilizado la longitud indicada en los planos y que es desglosada como sigue:

Longitud del conductor central = 984 metros

Longitud en varillas de puesta a tierra = 276 metros

Longitud en derivaciones (estimada) = 100 metros

Longitud total de los conductores de la malla de tierra = 1.360 metros.

- c) Resistencia de Puesta a Tierra. - La malla de la forma que está diseñada da un valor de resistencia a tierra de 0.38Ω , esta resistencia ha sido calculada a base de la fórmula:

$$R = \frac{\rho_o}{4r} + \frac{\rho_o}{L}$$

en que:

r = radio de la superficie circular conductora equivalente (metros) = $\sqrt{\frac{A}{\pi}}$

A = Area total encerrada por la rejilla (metros²)

Las características generales de la malla de tierra son como siguen:

E (potencial de la rejilla en caso de falla máxima a tierra) =
=RXI = 5417 v.

Ed (Tensión máxima que una persona puede soportar) = $\frac{165 + 0.25}{t}$ =
=665 v. (1)
??

Es (Tensión de paso) = $K_s K_i \int_0^L \frac{I}{L} = 448.2$ v.

en que $K_s = \frac{1}{\pi} \left(\frac{1}{2h} + \frac{1}{D+h} + \frac{1}{D} + \frac{1}{2D} + \frac{1}{3D} + \dots \right) = 0.3899$

el número de factores son $n-2^*$

$K_i = 2,714$

De lo que se desprende que como un diseño previo el de la malla es conveniente.

Para obtener la baja resistividad del terreno en la superficie, el terreno de la subestación debe ser cubierto con una capa de ripio o arena.

VI.4. LISTA DEL EQUIPO OBJETO DE ESTAS ESPECIFICACIONES

Renglón No.	D e s c r i p c i ó n	Cantidad y Unidad
1	<u>Estructuras de Acero Galvanizado.</u>	
	A.- Estructuras de acero galvanizado.	1 Lote
2	<u>Seccionadores.</u>	
	A.- Seccionador tripolar, operado en grupo, montaje vertical, de apertura lateral, capacidad de corriente 1.200 Amp., 46 KV., BIL 250 KV.	10 juegos
	B.- Seccionador tripolar, operado en grupo, montaje vertical, de apertura lateral, capacidad de corriente 600 - Amp., 46 KV, BIL 250 KV.	2 juegos
	C.- Seccionador tripolar, operado en grupo, montaje horizontal, de apertura lateral, capacidad de corriente 800 Amp., 23 KV, BIL 150 KV.	1 juego
	D.- Seccionador tripolar, operado en grupo,	

Renglón No.	Descripción	Cantidad y Unidad
	po, para montaje vertical, apertura lateral, capacidad corriente 800 Amp., 23 KV, 1000 KV .	4 juegos
3	<u>Seccionadores para Puesta a tierra.</u> A.- Seccionador tripolar a tierra, operado en gas, acoplado a los seccionadores del renglón 2-A.	3 juegos
4	<u>Pararrayos.</u> A.- Pararrayos clase estándar 40 KV.	9 c/u.
5	<u>Luminarias.</u> A.- Luminarias equipadas con lámpara de 300 W. y con los accesorios requeridos.	10 %.
6	<u>Barras y Tubería de Cobre.</u> A.- Tubería de cobre duro, aisladores soporte tipo necesarios de soporte, conexiones termi-	

Renglón No.	D e s c r i p c i ó n	Cantidad y Unidad
	nales.	1 lote
	B.- Tubería de cobre duro de 1½" IPS, aisladores soporte TR-16 y TR-10, accesorios de soporte, conectores y terminales.	1 lote
7	<u>Cable de Fuerza Aislado.</u>	
	A.- 750 metros de cable aislado para 25 KV., calibre 4/0 AWG, unipolar protegido para instalación direc- tamente en tierra, aislado com po lietileno y con 24 terminales pa- ra intemperie y accesorios reque- ridos.	1 lote
8	<u>Transformadores de Medida.-</u>	
	A.- Transformador de tensión para in- temperie, de una fase, para ten-- sión alterna a 60 Hz., para siste ma en Y con neutro a tierra de -	

Renglón No.	Descripción	Cantidad y Unidad
	46/26.6 KV, BIL 250 KV, relación de transformación de $46.000/\sqrt{3} - 115/\sqrt{3}$ voltios. Precisión y carga mínimas correspondientes a 0.3B-Z de las Normas ANSI.	6 c/u
	B.- Similar al anterior pero con características mínimas de 0.3B-X.	2 c/u
	C.- Transformador de corriente para intertemperie, unipolar, tipo poste, para corriente alterna a 60 Hz., para sistema en Y puesto a tierra de 23/13.2 KV., con relación de transformación de $800/400-5/5A.$, con un núcleo y dos devanados secundarios. Características mínimas correspondientes a 2.5H-100 de las Normas ANSI.	3 c/u
9	<u>Tablero de Control, Equipo de Medición y Protección.</u>	

Renglón No.	D e s c r i p c i ó n	Cantidad y Unidad
	A.- Tablero de control de tipo interior y accesorios.	1 lote
	B.- Equipo de medición y accesorios	1 lote
	C.- Equipo de protección y accesorios	1 lote
	D.- Equipo para protección de hilo pilo to.	1 lote
10	<u>Cajas Terminales.-</u>	
	A.- Cajas terminales	1 lote
11	<u>Interruptores de Fuerza.</u>	
	A.- Interruptor tripolar de fuerza de - 46 KV, tipo intemperie 1.200 Amp. - de capacidad continua de corriente, 1.000 MVA de capacidad de interrup- ción, 250 KV. de BIL, equipado con 12 transformadores de corriente ti- po terminal (bushing).	5 c/u
12	<u>Fuente de Corriente Continua.</u>	
	A.- Fuente de corriente continua de 125	

Renglón No.	D e s c r i p c i ó n	Cantidad y Unidad
	voltios, equipada con equipo carga- dor y accesorios	1 lote
13	<u>Transformador de Servicios Auxiliares.</u> A.- Transformador CSP, trifásico, 45 - KVA, del tipo distribución, relación de transformación 23.000-208/120 -- voltios, BIL 150 KV.	1 c/u
14	<u>Panel de Control Auxiliar.</u> A.- Panel de control para servicio auxi- liares, trifásico de 200 Amp. de ca pacidad, completo con interruptores.	1 c/u
15	<u>Cable Aislado de Control.</u> A.- Cable de cobre, aislado con PVC pa- ra 600 V., multiconductor.	1 lote
16	<u>Equipo para Malla de Tierra.</u> A.- Equipo para la malla de tierra com- pleto con conductor de cobre, vari- llas de puesta a tierra y accesorios.	1 lote

Renglón No.	D e s c r i p c i ó n	Cantidad y Unidad
17	<u>Bancos de Condensadores e Interruptores</u> <u>de Fuerza.-</u>	
	A.- Banco de condensadores de 23 KV, ti po intemperie, trifásico, 5.102 - KVAR, completo con estructuras de - montaje y accesorios.	1 c/u
	B.- Interruptores tripolares de fuerza de 23 KV, tipo intemperie, 1.200 - Amp. de capacidad de corriente, 500 MVA de capacidad de interrupción, - BIL 150 KV.	2 c/u

VI.5 LISTA DE EQUIPO A SER SUMINISTRADO POR LA EMPRESA O INECEL

La Empresa Eléctrica "Quito" S.A. e INECEL suministrarán e instalarán los siguientes materiales y equipos los cuales forman parte integral de la Subestación "Epiclachima".

- a) Fundiciones de concreto y bases del equipo.
- b) Dos seccionadores tripolares, operados en grupo, de 23 KV., - de doble apertura, montaje horizontal; de 600 A. de capacidad, 150 KV de BIL.
- c) Doce transformadores de corriente de 23 KV, unipolares, de - dos núcleos, y doble devanado secundario, para cargas de 45 va., clase de precisión 1 y 0.5 respectivamente. Estos transformadores serán instalados con los interruptores de fuerza - suministrados por la Empresa.
- d) Doce pararrayos clase intermedia de 20 KV.
- e) Cuatro interruptores de fuerza para 23 KV., tripolares, de - bajo contenido de aceite, capacidad de corriente 600 A., capacidad de interrupción de corriente 6.000 A., 150 KV. de BIL.
- f) Cuatro relés de recierre para acoplarse a los interruptores de fuerza indicados en e).

- g) Dos autotransformadores de 7.5 MVA, de relaciones 46/6.3/23 - KV, conexión Y- Δ -Y, BIL 250 KV.
- h) Un transformador de fuerza de 33/43 MVA, relación de transformación 138/13.8/46 KV, conexión Y- Δ -Y, BIL 550 KV.
- i) Un banco de condensadores de 4,08 MVAR para 23 KV.
- j) Un banco de condensadores de 4,5 MVAR para 13.8 KV.
- k) El edificio para el equipo de control, bodegas y batería de c.c.
- l) Las barras de 138 KV. completas con conductor, grampas de suspensión, aisladores y accesorios.
- m) Un juego de seccionadores tripolares de 138 KV, operados en grupo, completo con mecanismo de operación y estructura soporte.
- n) Un juego de pararrayos clase estación de 121 KV.
- o) Seis relés de sobrecorriente con características de operación de tiempo definido, para protección de los bancos de condensadores a 23 KV.
- p) Un transformador de tensión, del tipo para intemperie, bipolar para 23 KV, relación de transformación 22.000 - 120 voltios, capacidad 30 va., a utilizarse en la protección contra sobretensiones debidas a los bancos de condensadores.

- q) Las protecciones completas tanto del transformador de 138/
13.8/46 KV, como del banco de condensadores de 13.8 KV.

VI.6

CONSTRUCCION Y MATERIALES

VI.6.1. GENERAL.- Todos los materiales deben ser nuevos y de la mejor ca lidad considerando esfuerzos, ductibilidad, durabilidad y conve-- niencia para el servicio que prestan bajo las mejores prácticas - de ingeniería. La construcción debe ser realizada con la mano de obra más calificada y con las prácticas normalizadas más modernas.

VI.6.2. NORMAS Y ESPECIFICACIONES.- Todo el equipo, materiales, fabrica-- ción y pruebas concernientes, deben estar de acuerdo con las últi-- mas Normas y Especificaciones contenidas en la lista siguiente, o Normas aplicables equivalentes y especificaciones establecidas y aprobadas en el país en donde se construye el equipo:

ANSI - American National Standards Institute.

IEEE - Institute of Electrical and Electronics Engineers.

EI - Edison Electric Institute.

IEC - International Electrotechnical Commission.

NEMA - National Electrical Manufacturers Association.

AWS - American Welding Society.

VI.5.3 LISTA DE NORMAS DE REFERENCIA.- Todo el equipo eléctrico debe es tar de acuerdo con las últimas Normas aplicables en la lista si-- guiente:

VI.6.4 Calibre de Conductores.- Los calibres de los conductores deben estar de acuerdo con las Normas Americanas, pueden ser reemplazados por conductores de calibre equivalente referidos a Normas aplicables.

VI.6.5 Cables para Control.- Todo cable de control debe ser construído del tipo para tablero de control, debe ser sólido o de no más de siete hilos, de un solo conductor, con cables de cobre estaña do de un calibre no menor a 14 AWG, con aislamiento de plástico a prueba de fuego, resistente a la corrosión y aislados para 600 v. de servicio continuo. No deben utilizarse uniones, todas las conexiones se efectuarán en cajas terminales o regletas adecuadas.

VI.6.6 Materiales para estructuras.- Los materiales utilizados en estructuras deben encontrarse de acuerdo con los requerimientos y especificaciones de las siguientes Normas:

- Acero Estructural:

Designación ASTM: A7-56T- Acero para puentes y edificios.

- Tubos:

Designación ASTM: A53-57T- Tubos de acero soldado y sin costuras o soldados con suelda eléctrica, grado B.

- Pernos y Tuercas:

Designación ASTM: A394-55T- Pernos para torres de acero galvanizado para líneas de transmisión.

- Galvanizado:

Designación ASTM: A123-53- Recubrimiento de zinc (galvanizado en caliente), en productos fabricados a partir de acero laminado, forjado y estrujado, dándole la forma de pletinas, barras y cintas.

Designación ASTM: A153-53- Recubrimiento de zinc (realizado en caliente) de accesorios de hierro y acero.

VI.6.7 Pruebas.- Todo el equipo eléctrico y accesorios debe ser probado de acuerdo con la rutina de producción especificada por la última revisión de las Normas aplicables indicadas en la lista adjunta. Además, todo cable de control, luego de ser instalado, debe ser sometido a pruebas de dieléctrico de 1.500 v. entre las partes con tensión y a tierra.

VI.6.3 Condiciones de servicio.- Todo el equipo debe ser diseñado para operar en forma satisfactoria a una elevación de 2.850 metros sobre el nivel del mar, dentro de un medio ambiente con temperaturas fluctuantes entre 0°C y 30°C, y en un lugar donde las su-

perficies metálicas, que se encuentran expuestas a los rayos del sol, pueden alcanzar temperaturas de hasta 50°C. Todos los materiales deben ser seleccionados y, si se requiere, tratados en forma especial para utilizarlos sin deterioro serio bajo las condiciones de servicio indicadas.

El equipo eléctrico debe ser dimensionado con niveles de aislamiento que permitan su operación normal con tensiones superiores en un 5% al especificado. La tensión nominal de diseño del equipo, debe ser corregida para la altura de instalación de acuerdo a los factores de corrección de las Normas ANSI o NEMA.

Las características del equipo indicadas en estas especificaciones son las mínimas aceptables después de las correspondientes correcciones a ser realizadas por el fabricante.

REGLON 1

ESTRUCTURAS DE ACERO GALVANIZADO.- Los materiales utilizados en las estructuras deben encontrarse de acuerdo con los requerimientos y especificaciones de las Normas indicadas anteriormente.

Cada una de las estructuras debe ser entregada completa y debe incluir todos los elementos que se requiera como: varillas, soportes de equipo, pernos para fundación de las estructuras y montaje del equipo, tuercas, arandelas y todos los demás elementos necesarios. Se debe también suministrar una plancha de aluminio de superficie áspera de 1.0 metros cuadrados a ser localizada bajo el mecanismo de operación de los seccionadores operados en grupo.

Las dimensiones indicadas en los gráficos, deben ser usadas únicamente como referencia y en ningún caso deben ser factores de limitación en la conveniencia del diseño.

Diseño de las Estructuras.- Las estructuras de acero deben ser diseñadas para las siguientes condiciones de carga:

- Peso propio del equipo montado sobre las estructuras.
- Carga libre de 250 Kg. sobre cualquier punto de las vigas o co

lumnas.

- Tensión de cada conductor de 2.000 Kg.
- Tensión del cable de guardia de 1.200 Kg.
- Presión debida al viento de 45 Kg/m^2 correspondiente a vientos con velocidad de 80 Km/h.
- Angulo máximo que forman las líneas con la normal sobre la estructura 20° .

Las estructuras deben ser diseñadas para el conveniente acoplamiento con aisladores, grampas de cables, conectores a tierra, equipo y líneas de transmisión, como se muestra en los dibujos respectivos; se debe usar pernos para colocar el reticulado y las uniones, y pueden ser usados para las conexiones realizadas en fábrica. Se permiten los trabajos en suelda únicamente cuando se realizan en el taller de construcción. No deben ser usados remaches. Las piezas de las estructuras pueden ser ángulos, hierros en I, en U, o cualquier otro tipo.

Dimensiones mínimas de piezas y pernos.- Todos los elementos, repuestos o partes, reticulados y pernos de conexión deben cumplir con los siguientes requerimientos mínimos:

A) Espesor mínimo del material:

Perfiles principales en ángulo y miembros sujetos a compresión en vigas o en el vértice superior para el hilo de guardia.

1/4 de pulg.

Celocías de perfiles laminados y vigas.

3/16 de pulg.

Otros elementos de perfiles ángulo en la superestructura.

3/16 de pulg.

Elementos secundarios de perfil ángulo

1/8 de pulg.

Empalmes de unión.

1/4 de pulg.

B) Ancho máximo del perfil ángulo

20 veces el espesor.

C) Diámetro mínimo de los pernos

1/2 pulgada.

D) Barras planas o redondas no se debe utilizar como elementos de las estructuras.

En lo posible todos los elementos principales deben estar formados de una sola pieza o sea sin uniones. Todos los elementos del reticulado deben ser de una sola pieza, sin uniones y deben sujetarse con pernos en los puntos de intersección. Los empalmes de unión para las piezas en tensión no deben ser de espesor inferior en más de 1/16 de pulgada que los elementos que conectan.

REGLONES 2 Y 3SECCIONADORES Y SECCIONADORES DE PUESTA A TIERRA.SECCIONADORES TRIPOLARES OPERADOS EN GRUPO.--

Los seccionadores deben ser tripolares operados en grupo, para instalación a la intemperie, de apertura en aire, completos con mecanismo de operación y accesorios requeridos para las diferentes conexiones necesarias. La separación entre fases, posición y altura de montaje y tipo de apertura debe ser similar a como se indica en los gráficos pertinentes, con características mínimas a las indicadas en la lista de equipo respectiva.

Todos los seccionadores tripolares deberán poseer cuatro contactos auxiliares, factibles de utilizarse en los circuitos de señalización, los contactos deben ser fácilmente intercambiables de posición normal cerrada a normal abierta. Estos contactos deben ser aplicables para utilizarse con tensión continua a 125 voltios y con una capacidad mínima de 5 Amp.

Los contactos de las cuchillas de accionamiento del seccionador deben ser ajustables, autoalineables y del tipo de alta presión. La corriente debe circular por dispositivos independientes a cualquier resorte o conexión móvil.

El mecanismo de operación ~~debe~~ permitir una operación rápida y efectiva, y un control ~~total~~ de la operación durante todo el ciclo, tanto de apertura ~~como~~ de cierre del seccionador. La palanca de operación ~~manera~~ del seccionador debe estar convenientemente aislada de ~~to~~cción bajo tensión, y la altura sobre tierra debe ser aproximadamente la que se muestra en los gráficos.

El mecanismo de operación ~~manera~~ debe poseer un dispositivo de bloqueo, tanto para ~~posición~~ abierta o cerrada del seccionador.

Además se debe prever un ~~un~~ector para puesta a tierra del soporte del mecanismo de ~~posición~~ manual.

La configuración de ~~todos~~ terminales de los seccionadores debe ser idéntica en ~~vista~~ utilización alterna de los conectores terminales.

Seccionadores de Puesta a Tierra. - ~~Los~~ seccionadores deben ser tripolares operados en grupo, para ~~imp~~cción a la intemperie, completos con mecanismo de operación ~~y~~ accesorios requeridos. - Los seccionadores de puesta a tierra ~~deben~~ poseer característi-

cas apropiadas para ser ensamblados en combinación con los seccionadores tripolares especificados.

Además, los seccionadores de puesta a tierra poseerán cuatro contactos auxiliares, adecuados para ser utilizados en los circuitos de señalización; estos contactos serán fácilmente intercambiables de posición normal abiertos a normal cerrados.

Los seccionadores deben ser provistos con un mecanismo de operación manual y con todos los accesorios necesarios para el montaje del seccionador. El mecanismo de operación manual debe poseer un dispositivo de bloqueo, tanto para posición abierta como cerrada del seccionador. Cada terminal debe estar equipado con conectores adecuados para el cable de tierra.

REGLONES 4 y 5

PARARRAYOS Y LUMINARIAS.-

Pararrayos clase Estación de 40 KV.- Los pararrayos serán tipo -
válvula de 40 KV, deben ser construídos para operación a 2,850 me-
tros sobre el nivel del mar y poseer las siguientes característi-
cas:

- 72 KV rms. de mínima tensión de descarga a 60 Hz.
- 113 KV de cresta como máxima tensión de impulso para producir -
la descarga.
- 104 KV de cresta como máxima tensión de impulso $1\frac{1}{2}$ x 40 useg. -
para la operación de descarga del pararrayos.
- 250 KV de BIL, según las Normas ASA.

Voltajes de descarga en KV de cresta de ondas de corrien-
te de 10 x 20 useg:

- 1,500 amp.	- 85 KV promedio	90 KV, máximo.
5,000 amp.	- 98 KV promedio	104 KV máximo .
20,000 amp.	- 116 KV promedio	125 KV máximo.
100,000 amp.	- 146 KV promedio	155 KV máximo.

Estos valores deberán mantenerse a la altura de operación
antes indicada.

Los pararrayos deben ser completos con terminales para línea a conductor ACSR 2/0 AWG, y a tierra con cable de cobre 2/0 AWG, además de los respectivos pernos para sujeción del pararrayos a las estructuras.

Luminarias.- Las luminarias deben ser apropiadas para instalación a la intemperie, del tipo para subestación, completas con brazo para montaje y una lámpara incandescente de 300 wattios a 120 voltios de tensión continua o alterna.

REGLON 6BARRAS Y TUBERIA DE COBRE.-

Las barras deben estar completas con todos los aisladores, soporte, conectores, accesorios soporte, derivaciones, terminales y demás equipo requerido para el montaje de las barras en la forma en que se muestran en los gráficos adjuntos.

La tubería deberá ser de cobre duro, conductividad 98% IACS.

Los conectores, uniones, derivaciones, accesorios soporte y demás accesorios deben ser adecuados para trabajar a corriente máxima en forma continua sin mayor incremento en la temperatura, deben brindar una presión uniformemente repartida sobre toda la superficie del tubo y una conveniente superficie de contacto.

Los aisladores soporte deberán ser del tipo "pin - cap", similares a TR-16 y TR-10 de las Normas EEI-NEMA, o sus equivalentes.

RENGLON 7CABLE AISLADO DE FUERZA.-

El cable de fuerza deberá ser aislado con polietileno no vulcanizado, los espesores del aislamiento deben estar de acuerdo con la Norma IPCEA No. S-66-564 de febrero de 1.968, con pantalla electrostática de cinta metálica y chaqueta de neopreno, deberán ser apropiados para instalación directamente en tierra.

Los terminales de los cables aislados serán apropiados para uso en la intemperie, completos con todos los accesorios requeridos para el acoplamiento con el cable de fuerza especificado.

TRANSFORMADORES DE MEDIDA.-

Serán del tipo "post" para intemperie, deben cumplir con los rangos de corriente, relaciones y precisión indicadas.

Deberán poseer todos los accesorios como terminales de alta y baja tensión, conector de puesta a tierra a conductor de cobre 2/0 AWG, y datos completos de placa de sus características eléctricas y de las conexiones necesarias para las diferentes relaciones.

Los terminales de baja tensión deben encontrarse dentro de una caja de conexión a prueba de humedad y con la posibilidad para la conexión de conductores con rangos de 6 a 14 AWG, y salida por tubo conduit de 1" de diámetro.

Los núcleos y los respectivos devanados serán aislados con papel impregnado en aceite.

Cada transformador de medida debe ser probado de acuerdo a la rutina indicada en las Normas ANSI C-57, tanto para pruebas de tensiones de impulso como para baja frecuencia.

Todo cable relacionado con los transformadores de medida deben ser probados con tensiones de 2.500 voltios entre los

conductores y tierra.

Los transformadores de medida deben ser convenientes para utilización en un sistema en Y puesto a tierra, de tensión alterna a 60 Hz., y en general poseer las características básicas siguientes:

- Clase de precisión 0.3B según las normas ASA para transformadores de corriente utilizados en circuitos de medición.
- Clase de precisión 2.5H según las normas ASA para transformadores de corriente utilizados en circuitos de protección.
- Clase de precisión 0.3B según las normas ASA para los transformadores de tensión.

La capacidad térmica de los transformadores de corriente deberá permitirles soportar como mínimo, una corriente eficaz de 40 KA durante 1 seg.

La capacidad o carga de los transformadores de medida será calculada nuevamente cuando la característica de carga de los equipos de medida y protección esté determinada.

Los transformadores de tensión deben ser protegidos por medio de un fusible en el secundario, este fusible debe estar convenientemente dimensionado según la característica tér-

mica de los devanados.

Transformadores Auxiliares de Corriente y Tensión. Deben ser del tipo para utilizarse en el secundario de los transformadores de corriente y tensión principales. Estarán completos con todos los accesorios standard y con terminales dimensionados para recibir conductores de cobre de No. 6 a No. 14 AWG.

Cualesquiera de los devanados se podrá utilizar como primario.

La corriente de magnetización y pérdidas del transformador auxiliar de corriente no deben significar más de 5 v.a. de carga, a la corriente o tensión nominal, al transformador principal.

REGLON. 9TABLERO DE CONTROL, EQUIPO DE MEDICION Y PROTECCION.-

A. Tablero de Control.- El tablero de control debe ser completo - de acuerdo con estas especificaciones y con los planos correspondientes. La disposición del equipo será aproximadamente como se muestra en los planos respectivos. Todo cable de control - o fuerza se conectará al tablero por medio de tubos conduit o - por canales en el piso. Para facilidad de transporte e instalación el tablero debe ser totalmente ensamblado en fábrica.

Construcción.- El tablero de control debe ser de tipo rígido, autosoportante, formado con hojas de acero, y debe consistir de paneles dobles fácilmente desmontables, con tapas superiores y en los extremos laterales.

Los paneles individuales deben tener un ancho mínimo de 0.8 metros. Las tapas de los extremos deben ser desmontables y permitir extensiones futuras del panel de control. Cada una de las tapas de los extremos laterales, debe incluir una -- puerta de acceso equipada con cerradura o candado. Las puertas deberán ser construídas con planchas de un espesor mínimo de - 2.3 mm., y en general no deben utilizarse planchas metálicas -

con espesor menor a 2 mm. Las bases del panel de control estarán montadas en perfiles U de aproximadamente 3.8 cm. de alto, arregladas de tal forma que se eviten obstrucciones a los cables llevados por canales o tubería conduit. Un ducto de cables con tapas removibles debe ser colocado para la interconexión entre los diferentes paneles que componen el conjunto.

Las diferentes láminas metálicas del tablero de control deben ser sometidas a un proceso de desengrase y fosfatización, antes de ser pintadas con pintura antioxidante; el acabado debe ser realizado con pintura color gris claro, ASA-61, horneable.

Debe dejarse un espacio adecuado entre los paneles delanteros y posteriores, para las labores de instalación, inspección y mantenimiento del cableado y del equipo.

Los instrumentos de medición y señalización se instalarán a una altura conveniente para permitir que un operador pueda leerlos con facilidad al encontrarse sentado a una distancia de tres metros del tablero de control.

Todos los relés y contactos auxiliares deben ser ubicados de tal manera que las posibles vibraciones no produzcan su

operación errónea. Lámparas de alumbrado serán instaladas en to dos y cada uno de los paneles, éstas brindarán la iluminación necesaria para las rutinas de mantenimiento; estarán equipadas con el switch requerido montado en la puerta de acceso.

Las barras mímicas serán de un centímetro de ancho y estarán pintadas de acuerdo al color correspondiente a la ten sión, se construirán sobre el tablero de control delantero simu lando el diagrama unifilar de la subestación. El equipo mímico y los símbolos de línea deben ser del mismo material que las - placas de denominación. Los símbolos mímicos de seccionadores - deben ser operables.

Disposición del Equipo en el Panel de Control.- El tablero de control consistirá del siguiente equipo montado en los diferentes paneles, como se indica a continuación. El equipo deberá - cumplir las funciones de medición, protección y sincronización .

a) Brazo de sincronismo (montado a la izquierda del tablero de control), compuesto por:

1 Sincronoscopio, con dos luces pilotos de sincronismo incor poradas.

1 Frecuencímetro de doble escala.

1 Voltímetro de doble escala con rangos de 0 a 50 KV.

b) Panel 1F.

1 Diagrama mímico, completo con representación de los elementos de operación y las respectivas placas de denominación.

1 Juego de placas de denominación.

1 Selector de sincronización manual.

1 Selector de bloqueo.

2 Conmutadores de mando para el interruptor, con posibilidad de retorno al centro y luces pilotos incluidas.

2 Juegos de señalización y alarma con 5 puntos cada uno.

2 Amperímetros de corriente alterna (medición de la corriente de las líneas Este y Oeste), escala de 0-600 amperios, equipados con selector de amperímetro.

2 Watímetros de corriente alterna (medición de la potencia transferida por la líneas Este y Oeste), escala de 0-50 megawattios.

1 Voltímetro para corriente alterna (voltaje de las barras de 46 KV), escala de 0-50 KV, equipado con selector de voltímetro.

1 Juego de terminales con 10 posiciones como reserva (dentro del panel).

2 Varímetros de corriente alterna (medición de la potencia reactiva transferida por las líneas Este y Oeste), equipado con cambiador de fases y con escala de 50-0-50 megavares.

c) Panel 1 R

1 Juego de placas de denominación.

2 Interruptores automáticos termomagnéticos para corriente - continua de 50 A., operables manualmente desde la parte exterior del panel.

2 Interruptores automáticos termomagnéticos para corriente continua de 20 A. a 125 V., operables manualmente desde la parte exterior del panel.

2 Relés de hilo piloto, completos con los relés auxiliares.

1 Juego de terminales con 10 posiciones como reserva (dentro del panel).

d) Panel 2F

1 Diagrama mímico, completo con representación de los elementos de operación y las respectivas placas de denominación.

- 1 Juego de placas de denominación.
- 1 Conmutador de mando para el interruptor, con posibilidad de retorno al centro y luz piloto incluida.
- 1 Juego de terminales con 20 posiciones como reserva (dentro del panel).

e) Panel 2R

- 1 Interruptor automático termomagnético para corriente continua de 50 A. a 125 V., operable manualmente desde la parte exterior del panel.
- 1 Interruptor automático termomagnético para corriente continua de 20 A. a 125 V., operable manualmente desde la parte exterior del panel.
- 1 Juego de placas de denominación.
- 1 Juego de terminales con 25 posiciones como reserva (dentro del panel).

f) Panel 3F

- 1 Diagrama mímico, completo con representación de los elementos de operación y las respectivas placas de denominación.
- 2 Juegos de señalización y alarma con 6 puntos cada uno.
- 1 Juego de placas de denominación.

- 1 Selector de sincronización manual.
- 1 Selector de bloqueo.
- 1 Conmutador de mando para el interruptor, con posibilidad de retorno al centro y luz piloto incluida.
- 2 Amperímetros de corriente alterna (medición de la corriente desde el Sistema Nacional y de la Planta Diesel), escala 0-600 amperios, equipados con selector de amperímetro.
- 2 Watímetros de corriente alterna (medición de la potencia entregada desde el Sistema Nacional y desde la Central Diesel), escala de 0-50 megawatios.
- 2 Varímetros de corriente alterna (medición de la potencia reactiva entregada desde el Sistema Nacional y desde la Central Diesel), equipados con cambiador de fases, escala de 50-0-50 megavares.
- 2 Kilo-varhorímetros.
- 1 Kilo-varhorímetro.
- 1 Juego de terminales con 20 posiciones como reserva (dentro del panel).

g) Panel 3R

- 1 Juego de placas de denominación.
- 1 Juego de terminales con 25 posiciones de reserva.
- 1 Interruptor automático termomagnético para corriente continua de 50 A. a 125 V., operable manualmente desde la parte exterior del panel.
- 1 Interruptor automático termomagnético para corriente continua de 20 A. a 125 V., operable manualmente desde la parte exterior del panel.
- 1 Relé de potencia inversa.
- 6 Relés direccionales de sobrecorriente, de una fase.
- 1 Relé direccional de sobrecorriente a tierra.
- 1 Relé de distancia direccional.

h) Panel 4F

- 1 Diagrama mímico, completo con representación de los elementos de operación y las respectivas placas de denominación.
- 1 Juego de placas de denominación.
- 1 Juego de terminales con 10 posiciones de reserva (dentro del panel).
- 1 Juego de señalización y alarma con 5 puntos

1 Conmutador de mando para el interruptor, con posibilidad de retorno al centro y luz piloto incluida.

1 Amperímetro de corriente alterna (medición de la corriente hacia el banco de transformadores), escala de 0-600 - amperios, equipado con selector de amperímetro.

1 Watímetro de corriente alterna (medición de la potencia transferida al banco de transformadores), escala de 0-50 megavatios.

1 Varímetro de corriente alterna (medición de la potencia reactiva transferida al banco de transformadores), equipado con cambiador de fases y con escala de 50-0-50 megavares.

1 Kilowathorímetro.

1 Selector de sincronización manual.

1 Selector de bloqueo.

i) Panel 4R

1 Juego de placas de denominación.

1 Juego de terminales con 10 posiciones de reserva (dentro del panel).

2 Interruptores automáticos termomagnéticos para corriente

continua de 20 A. a 125 V., operables manualmente desde la parte exterior del panel.

3 Relés de sobrecorriente de una fase.

3 Relés diferenciales de una fase.

j) Panel 5F

1 Diagrama mímico, completo con representación de los elementos de operación y las respectivas placas de denominación.

1 Juego de placas de denominación.

7 Conmutadores de mando para los interruptores, con posibilidad de retorno al centro, y luces pilotos incluidas.

2 Juegos de terminales con 10 posiciones de reserva (dentro del panel).

4 Amperímetros de corriente alterna (medición de la corriente por los cuatro alimentadores a 23 KV), escala de 0-300 amperios, equipados con selector de amperímetro.

4 Juegos de señalización y alarma con 2 puntos cada uno.

k) Panel 5R

1 Juego de placas de denominación.

2 Juegos de terminales con 10 posiciones de reserva (dentro del panel).

4 Interruptores automáticos termomagnéticos para corriente continua de 50 A. a 125 V., operables manualmente desde la parte exterior del panel.

4 Interruptores automáticos termomagnéticos para corriente continua de 20 A. a 125 V., operables manualmente desde la parte exterior del panel.

12 Relés de sobrecorriente de una fase.

4 Relés de sobrecorriente a tierra.

l) Panel 6F

1 Juego de placas de denominación.

1 Juego de terminales con 20 posiciones de reserva (dentro del panel).

2 Amperímetros de corriente alterna (medición de la corriente a los dos bancos de condensadores)), escala de 0-300 amperios, equipados con selector de amperímetro.

2 Juegos de señalización y alarma con 12 puntos cada uno.

1 Relé de sobretensión.

1 Relé auxiliar.

m) Panel 6R

1 Juego de placas de denominación.

2 Interruptores automáticos termomagnéticos para corriente continua de 50 A. a 125 V., operables manualmente desde la parte exterior del panel.

2 Interruptores automáticos termomagnéticos para corriente - continua de 20 A. a 125 V., operables manualmente desde la parte exterior del panel.

1 Juego de terminales con 20 posiciones de reserva (dentro - del panel).

n) Equipo Adicional

12 Interruptores automáticos termomagnéticos para corriente - alterna de 20 A. a 500 V., operables manualmente desde la parte exterior del panel.

Los transformadores auxiliares de corriente y tensión que se necesiten.

Todo el equipo debe cumplir con los requerimientos siguientes.

a) Relés auxiliares y de protección. Los relés auxiliares y de protección, en lo posible, deben ser del tipo para montaje semiempotrado en tablero de control, conectables desde la parte posterior y a prueba de elementos externos; deberán tener una cubierta transparente o removible para perm

tir su chequeo visual. Los relés permitirán su extracción sin necesitar la desconexión de cables y sin abrir el circuito secundario de los transformadores de corriente. Deberán incorporarse, con cada relé, dispositivos de prueba. Los elementos de operación por fase tendrán un dispositivo de señalización que consistirá en una bandera con un mecanismo de restauración exterior.

Los relés de protección deben ser apropiados para operar con la relación de transformación y características de los transformadores de medida utilizados bajo las diferentes conexiones.

Los relés auxiliares, si no son construidos para montaje semiempotrado, serán instalados en el interior del panel; los contactos que posean deben estar dimensionados para operar a tensión continua de 125 voltios.

Los elementos para retardo de tiempo con elementos muy sensibles a los cambios de temperatura o a la humedad deben considerarse inapropiados.

- b) Los indicadores de falla y los relés de alarma serán para montaje semiempotrado, del tipo de luz piloto con un receptáculo

que los proteja de elementos extraños, deberán ser conectables desde la parte posterior.

Cada indicador de falla consistirá de un grupo de lámparas indicadoras montadas cada una de ellas en un compartimiento separado, con una cubierta transparente blanca y de forma tal que desde una celda no se ilumine las adyacentes. Las cubiertas, formadas de material plástico, deben ser grabadas con letra negras. Los indicadores de falla y los sistemas de alarma operarán a tensión continua de 125 voltios.

Los indicadores de falla deben encontrarse equipados de timbre, zumbador y relés auxiliares, lo mismo que con un dispositivo de detención de la alarma y de contactos de prueba.

Cada indicador de falla tendrá los suficientes puntos de señalización para mostrar la operación individual de los relés de protección de línea localizados en cada panel, incluyendo dos o más espacios de reserva para uso futuro.

- B. Equipo de protección y medición. - Todo el equipo será del tipo para montaje semiempotrado en el tablero de control, conectable desde la parte posterior y a prueba de elementos externos. Los dispositivos de indicación deben tener cubiertas de material --

transparente o tapas removibles que permitan visualizar los diferentes datos o su funcionamiento. Los equipos de medición deberán ser cuadrados de 96 milímetros por lado.

Todo el equipo debe ser apropiado para utilizarse con los transformadores de medida, bajo las condiciones de operación normal o de cortocircuito.

La precisión de los instrumentos debe estar de acuerdo con las normas aplicables para equipos eléctricos de medida. La escala deberá ser grafizada con números o graduaciones pintadas de negro, sobre fondo blanco.

Los wathorímetros serán de tres elementos, del tipo - ciclométrico, para medición trifásica a cuatro hilos, de 5 amperios nominales, a 120 V., 60 Hz; serán para lectura directa de la energía primaria y no poseerán menos de cuatro dígitos de -- lectura.

Todos los dispositivos de prueba serán del tipo para tableros de control, conectables por la parte posterior y para montaje en el frente de los paneles; poseerán varios terminales

de prueba que permitirán aislar los circuitos de los transformadores de medida, de una fuente externa de energía. Los terminales de prueba serán de un número suficiente y permitirán un completo chequeo de los diferentes instrumentos de medida y protección, los circuitos secundarios de los transformadores de corriente no deben ser abiertos en ninguna posición mientras las diferentes puntas de prueba son introducidas o retiradas.

Las regletas terminales para los cables de control deben ser apropiadas para 600 voltios, y tendrán divisiones aislantes entre las diferentes posiciones. Cada regleta terminal debe poseer conectores removibles apropiados para los cables de control utilizados.

Relé de potencia Inversa. - Será trifásico y servirá para impedir el flujo inverso de potencia al Sistema Nacional, sus características general deben ser las siguientes:

Rango del relé	20 a 120 watos
Tensión del sistema	120 voltios
Frecuencia	60 Hz.
Circuito de corriente	5 amperios
Voltaje de corriente continua	125 voltios

Relés de Sobrecorriente.- Serán de una fase y tendrán características de operación de tiempo muy inverso, servirán para protección de los alimentadores primarios a 23 KV. Sus características generales son:

Circuito de corriente	5 amperios
Voltaje de corriente continua	125 voltios
Rango de calibración	4 a 12 amperios
Disparo instantáneo con rango de	20 a 40 amperios

Relés diferenciales.- Serán de una fase, con característica de operación de tiempo inverso, a porcentaje variable, apropiado para utilización en la protección de transformadores, equipados con supresión de segunda armónica para impedir su operación por la corriente de inrush.

Las características generales son:

Calibración	30, 40, 50 y 60 por ciento
Circuito de corriente	5 amperios
Disparo instantáneo con rango de	10 a 40 amperios
Frecuencia del sistema	60 Hz.

Además, este equipo debe incluir todos los transformadores

de corriente necesarios para su correcta instalación.

Relé de Distancia. - Deberá ser direccional de impedancia, con dos zonas de operación para todas las condiciones de falla. La utilización de este relé será en la protección de la línea a la Central Diesel.

Los rangos de ajuste de la impedancia estarán entre 0.75 y 20 ohmios/fase, valores intermedios se obtendrán en pasos de tres por ciento. La operación del relé de distancia deberá depender del ángulo de impedancia de la línea.

Las características generales serán:

Voltaje del sistema	120 voltios
Frecuencia	60 Hz.
Circuito de corriente	5 amperios

Los rangos de ajuste de los elementos de medición serán:

Zona 1	0.75 a 20 ohmios/fase
Zona 2	de 1 a 10 veces el valor de ajuste de la zona 1
Angulo de impedancia de la línea	ajustable entre 40°, 50° 60° y 70°

Sensibilidad de la direccionabilidad 0.1 por ciento.

Ajuste de tiempo de la zona 2 de 0.2 a 2 seg.

Relés de Sobrecorriente a Tierra.- Estos relés serán de características de operación de tiempo inverso. Serán utilizados en la protección contra fallas a tierra de los alimentadores primarios a 23 KV.

Sus características generales serán como siguen:

Circuito de corriente	5 amperios
Tensión de corriente continua	125 voltios
Rango de calibración	0.5 a 2.5 Amp.
Circuito de disparo instantáneo, rango	10 a 40 amperios.

Relé Direccional de Sobrecorriente a Tierra.- Deberán operar con características de tiempo inverso. Estos relés servirán para la protección contra fallas a tierra de la línea de transmisión que llega desde la Central Diesel.

Sus características generales serán las siguientes:

Circuito de corriente	5 amperios
Voltaje de corriente continua	125 voltios
Rango de calibración	0.5 a 2.5 amperios.

Relé Direccional de Sobrecorriente.- Serán de una fase, con características de operación de tiempo retardado, serán usados en la protección de retaguardia a las líneas que llegan desde la Central Diesel y desde el Sistema Nacional.

Las características de los relés serán las siguientes:

Rango de calibración	2 a 6 Amp.
Circuito de corriente	5 amperios
Tensión del Sistema	120 voltios
Circuito instantáneo, rango de calibración	20 a 40 Amp.

Relé de Sobretensión.- El relé de sobretensión debe poseer dispositivos de retardo de tiempo y relés auxiliares, los cuales accionarán la apertura de los interruptores para seccionamiento de los bancos de condensadores en los casos de innecesaria utilización por apertura de los alimentadores a 23 KV.

Las características del relé de sobretensión serán las siguientes:

Rango de tensión	110 a 120 por ciento de la base de 120 V.
Rango de tensión para disparo instantáneo	120 a 150 por ciento de la base de 120 V.

El dispositivo de retardo de tiempo debe ser ajustable para un rango entre 0 y 5 minutos para utilizarlo con la variación de la tensión de 110 a 120 por ciento de la base de 120 voltios.

Los contactos de los relés auxiliares deberán ser dimensionados para la corriente de disparo de los disyuntores usados para seccionamiento de los bancos de condensadores.

El relé de sobretensión y los equipos auxiliares deberán -- ser equipados para permitir de una forma selectiva y automática las siguientes operaciones:

- Apertura del disyuntor para desconectar el banco de condensadores No. 1, y
- Si la sobretensión persiste después del tiempo requerido, debe ordenar la apertura del segundo disyuntor para la desconexión del banco de condensadores No. 2.

C. EQUIPO PARA PROTECCION POR HILO PILOTO. -

En general el equipo que integrará la protección del hilo piloto será el siguiente:

- 2 Relés de hilo piloto para corriente alterna (relés 185)
- 2 Relés de distancia (relés 185X)
- 2 Relés de retardo de tiempo (relés 185Y)

2 Conjuntos de relés auxiliares (relés 185Z)

Este equipo deberá cumplir con las siguientes condiciones:

- a) Cada relé de hilo piloto debe ser apropiado para operar con tensión alterna, a 60 Hz. El relé debe proveer una protección confiable y de alta velocidad de toda la longitud de las líneas.

El relé de hilo piloto será completo con los relés auxiliares para supervisión de la línea de hilo piloto, los cuales serán equipados con los necesarios accesorios para excitación a distancia de las bobinas de disparo de los disyuntores del otro terminal de la línea, e incluirán el relé de recepción de la señal correspondiente del terminal opuesto. Dicho relé de supervisión debe operar una alarma y la indicación necesaria en cada uno de los terminales, en caso de falla, por cortocircuito o falta de continuidad de las líneas del hilo piloto.

Cada conjunto de relés de hilo piloto, debe poseer el equipo de recepción y envío de la señal, además de los relés auxiliares requeridos y del resto del equipo necesario para una instalación completa. Los terminales tanto de emisión y

recepción de la señal deben ser probados para una tensión de 10 V.

Cada relé debe ser provisto con regulación para los siguientes ajustes:

Ajuste de acuerdo a la impedancia del hilo piloto utilizado.

Ajuste de la sensibilidad del relé para permitir la utilización de transformadores de corriente con cierta diferencia de relación o precisión.

Ajuste de la sensibilidad en lo que se relaciona a la corriente producida por fallas a tierra.

Cada relé tendrá un transformador de aislamiento, un miliamperímetro para medición de la corriente circulante por el hilo piloto y un selector de prueba.

Los relés deberán ser apropiados para utilizarse en líneas con tres terminales, y en correspondencia tendrán resistencias variables para permitir el balance de las resistencias existentes en las diferentes derivaciones del hilo piloto, dichas resistencias serán ajustables entre valores de 0 a 400 ohmios.

b) Cada relé de distancia deberá ser direccional, de impedancia,

con dos zonas de operación para las siguientes condiciones - de fallas: fallas entre fases, dos fases a tierra y tres fases.

Los rangos de ajuste de la impedancia estarán entre 0.75 y - 20 ohmios/fase, valores intermedios se obtendrán en pasos de tres por ciento. La operación del relé de distancia deberá - depender del ángulo de impedancia de la falla.

Las características generales serán:

Voltaje del sistema	120 voltios
Frecuencia	60 Hz.
Circuito de corriente	5 Amp.

Los rangos de ajuste de los elementos de medición serán:

Zona 1	0.75 a 20 ohmios/fase.
Zona 2	de 1 a 2 veces el valor de ajuste de la zona 1.

Angulo de la impedancia de la línea	ajustable entre 40°, 50°, 60° y 70°
-------------------------------------	-------------------------------------

Sensibilidad de la direccionabilidad	0.1 por ciento
--------------------------------------	----------------

Ajuste de tiempo de la zona 2	de 0.2 a 2 segundos.
-------------------------------	----------------------

c) Cada relé de tiempo será apropiado para operar acoplado al relé de distancia indicado en b), permitirá un tiempo de retardo máximo de 2 segundos, sus características generales serán:

Voltaje de tensión continua	125 voltios
Frecuencia del sistema	60 Hz.
Circuito de corriente	8 Amp.

d) Los relés auxiliares deben ser apropiados para operar con los relés indicados, permitiendo diferentes combinaciones de operación y disparo de los disyuntores.

En general todos los relés serán del tipo para montaje semiempotrado en paneles de control, y con caja rectangular para ser instalada en chapas metálicas, conectables desde la parte posterior y con una cubierta transparente removible para facilitar su observación. Todos los relés principales deberán conectarse a circuitos de alarma y señalización individuales. Los contactos para disparo de los disyuntores deberán estar dimensionados para 15 amperios de tensión continua a 125 voltios. Todos los relés deben ser apropiados para operar a la frecuencia nominal del sistema de 60 Hz.

REGLON 10

CAJAS TERMINALES.- Las cajas terminales serán del tipo hermético y apropiadas para las uniones requeridas por los secundarios de los transformadores de medida a utilizarse en la Subestación. El número de cajas terminales será como sigue:

Número Requerido	U S O.
2	Una para cada juego de transformadores de tensión, tres por juego.
5	Una para cada juego de transformadores de corriente tipo bushing, doce por juego. Estas cajas serán utilizadas con los transformadores de corriente tipo bushing de los disyuntor de 46 KV.
4	Una para cada juego de transformadores de corriente usados en los alimentadores primarios. Estas cajas terminales serán utilizadas con los transformadores de corriente suministrados por la Empresa.
2	Una para cada juego de transformadores de corriente tipo bushing, seis por juego. Estas cajas terminales serán para utilizarse con los transformadores -

Número
Requerido

U S O

de corriente tipo bushing montados sobre los -
disyuntores de seccionamiento de los bancos de
condensadores.

1

Utilizada para el juego de transformadores de
corriente ubicado en la alimentación a las ba-
rras de 23 KV.

Las cajas terminales estarán montadas sobre --
las estructuras, a una altura aproximada de 1.5 metros sobre el
nivel del terreno.

Las cajas terminales para transformadores de -
tensión, estarán equipadas con interruptores automáticos, dimen-
sionados adecuadamente para protección, y regletas terminales -
para conexión de los circuitos secundarios.

Las cajas terminales de los transformadores de
corriente estarán equipadas con regletas terminales adecuadas y
con cuchillas, las que permitirán cerrar los circuitos secunda-
rios de los transformadores de corriente.

INTERRUPTORES DE FUERZA.-

Los disyuntores serán para instalación a la intemperie, trifásicos, con un solo tanque. El mecanismo de operación de los disyuntores podrá ser operado a distancia, tanto para la apertura como para el cierre, con operación libre en cualquier condición. Serán completos con todos los accesorios normalizados incluyendo el aceite requerido y la estructura de montaje.

Los disyuntores estarán equipados con dispositivos de operación manual, tanto de apertura como de cierre, para utilizarse en mantenimiento.

Cada interruptor estará provisto de un número suficiente de contactos auxiliares que serán utilizados en las funciones de control específicas y en la operación de un juego de alarma y señalización, adicionalmente como reserva, tendrán dos contactos auxiliares eléctricamente independientes. Los contactos serán fácilmente intercambiables de normal abiertos a normal cerrados.

Todos los relés, controles, y equipo auxiliar que no esté montado en los disyuntores o en su estructura soporte, serán adecuadamente instalados en una caja a prueba de humedad

equipada con chapa de seguridad. Los controles estarán diseñados para operar con una fuente de corriente continua de 125 voltios. Los motores serán para operación con una fuente de corriente alterna a 60 Hz, trifásica, de 208/120 voltios.

a) Las características de los interruptores de fuerza de 46 KV.

serán las siguientes:

Tensión de servicio	46 KV.
Tensión máxima de diseño	48.3 KV.
Frecuencia del sistema	60 Hz.
Tensión mínima para los MVA de interrupción	40 KV.
Corriente nominal	1.200 Amp.
Corriente instantánea (r.m.s)	23,000 Amp.
Corriente durante 3 seg.	14.000 Amp.
Capacidad trifásica de interrupción	1.000 MVA.
Tiempo de apertura completa	5 Hz.
Nivel de aislamiento para baja frecuencia (prueba sin descarga)	105 KV.
Nivel básico de aislamiento (BIL)	250 KV.

Los disyuntores deberán ser apropiados para recierre - según el ciclo III, como se especifica en la Normas ANST, publi-

cación C-37-7 para operación de recierre automático.

b) Las características de los interruptores de fuerza de 23 KV. serán las siguientes:

Tensión de servicio	23 KV.
Tensión máxima de diseño	25.8 KV.
Tensión mínima para los MVA de interrupción	12 KV.
Frecuencia del sistema	60 Hz.
Corriente nominal	800 Amp.
Corriente instantánea (r.m.s.)	24.000 Amp.
Corriente durante 3 seg.	12.600 Amp.
Capacidad trifásica de interrupción	500 MVA.
Tiempo de apertura completa	5 Hz.
Nivel de aislamiento para baja frecuencia (prueba sin descarga)	60 KV.
Nivel básico de aislamiento (BIL)	150 KV.

El disyuntor será apropiado para recierre según el ciclo - III, como se especifica en las Normas ANSI, publicación C-37-7 para operación de recierre automático.

Transformadores de corriente tipo bushing de relación múltiple.

Todos los transformadores de corriente tipo bushing serán

ensamblados en fábrica. Sus características serán las siguientes:

Corriente del circuito secundario	5 A.
Corriente primaria (para máxima relación)	1,200 A.
Clase de precisión de los transformadores utilizados en medición	0.3 B-
Clase de precisión de los transformadores utilizados en protección	2.5 L-
Corriente térmica (durante 1 seg.)	40 KA.

La capacidad de carga de los transformadores de corriente tipo bushing será calculada cuando sea conocida la característica de carga del equipo de protección y medición.

Pruebas.- Los disyuntores y sus componentes deben ser probados bajo todas las pruebas de rutina indicadas en las Normas aplicables de la lista adjunta a estas especificaciones.

Los transformadores de corriente tipo bushing deben ser probados bajo las pruebas de rutina indicadas en las Normas ANSI C37.9

EQUIPO DE TENSION CONTINUA.-

El banco de baterías será utilizado en iluminación de emergencia y en labores de control, será del tipo para trabajo pesado de plomo - ácido, los vasos serán sellados y pueden ser de plástico transparente o vidrio para permitir un control visual, o en su defecto poseerán un indicador de nivel. El banco de baterías consistirá de 60 celdas con los amperios hora requeridos para que, - luego de 8 horas de iluminación de emergencia y de dos ciclos de - disparo y cierre de disyuntores, la tensión de cada unidad no sea menor a 1.75 voltios a 25°C.

La gravedad específica del electrolito, cuando estén totalmente cargadas las baterías, será de 1.21 gr./cm.³ a 25°C. Las celdas y el electrolito serán embarcadas en forma separada para evitar pérdida del líquido; se enviará una cantidad de electrolito igual al ciento cincuenta por ciento del requerido.

La batería será instalada en un compartimiento separado, - con buena ventilación para impedir que el ácido deteriore el resto del equipo.

Accesorios de las baterías.- Las baterías serán completas con un

bastidor metálico de dos niveles, de la dimensión necesaria para montaje de las 60 celdas, los conectores para interconexión de las celdas y los terminales para cables de salida 4/0 AWG de cobre.

Cargadores para el Banco de Baterías.- El banco de baterías estará equipado con dos tipos de cargadores, uno regulable, y el otro no regulable. Los cargadores de las baterías serán diseñados para operar con carga flotante y equilibrio de tensión; a una tensión de entrada trifásica de 208/120 voltios, alterna a 60 Hz.

Los cargadores del banco de baterías estarán totalmente encerrados dentro de una cabina rígida, autosoportante, con ventilación, diseñada para instalarse en una de las paredes de la casa de control. El uso de ventiladores se considera inadecuado. Las cabinas serán de una dimensión adecuada para permitir un fácil acceso a todas las partes componentes del cargador.

Los cargadores del banco de baterías serán diseñados con elementos de operación estática y rectificadores metálicos para onda completa. Los devanados primarios y secundarios del transformador de entrada, de cada cargador, tendrán dos derivaciones sobre y

bajo la derivación de tensión normal de operación, y serán equipados con un dispositivo operable desde el exterior para selección de la tensión de carga.

- a) Cargador Regulable de Baterías.— El cargador regulable del banco de baterías tendrá una salida nominal de 8 amperios de corriente continua a 140 voltios, cuando alimenta a una carga combinada de resistencias, inductancias y capacitancias. Estará provisto de un control de ajuste de los circuitos para eliminar las oscilaciones de la tensión de entrada.

La tensión de salida será automáticamente regulada y mantenida en un voltaje previamente seleccionado con una precisión de 1% para cargas desde 0.1 amperios hasta la nominal, dentro de un margen de tensión de carga de 120 a 140 voltios de tensión continua, cuando se utilice cualquier derivación del transformador de entrada teniendo variaciones en la tensión alterna del 10%, y dentro de un rango de fluctuación de la temperatura ambiental de 4 a 35 grados centígrados.

La velocidad de respuesta del cargador no deberá ser mayor a 6 ciclos desde el momento en que se produzca la condición

transitoria en la línea, hasta que se vuelva a mantener el voltaje de continua estable.

El cargador regulable debe estar equipado con los si--
guientes accesorios:

1 Voltímetro para tensión continua (tensión de carga -
de la batería), escala de 0-150 voltios.

1 Amperímetro para corriente continua (amperios de car
ga de la batería), escala de 0-10 amperios.

2 Interruptores automáticos, bipolares, termomagnéti--
cos para 250 voltios de tensión continua y 100 A. -
(se utilizarán en la protección del cargados de bate
rías y en la de los circuitos de corriente continua.)

b) Cargador no-regulable de Baterías.- El cargador no-regulable de
baterías tendrá una capacidad nominal de 40 amperios de corrien
te continua a 140 voltios, y las mismas características genera-
les que el cargador regulable con excepción de que la tensión
de salida no será automáticamente regulada por medio de un regu-
lador de tensión, sino que lo será en forma manual.

RENGLON 13TRANSFORMADOR DE SERVICIO AUXILIARES.-

El transformador de servicios auxiliares será trifásico (o en su defecto pueden ser tres monofásicos), del tipo - autoprotegido. Será adecuado para montarse en las estructuras - de la forma como se muestra en los planos respectivos.

Las características mínimas serán como siguen:

Tensión del sistema	23 KV.
Tensión primaria	23 KV.
Tensión secundaria	208/120 voltios.
Frecuencia del sistema	60 Hz.
Nivel básico de aislamiento (BIL)	125 KV.
Derivaciones para cambio sin carga, en alta tensión, para plena capacidad de potencia.	2.5 y 5 por ciento - sobre y bajo la derivación para tensión nominal.
Conexión	Y con neutro puesto a tierra.

El transformador estará equipado con todos los accesorios normalizados, como son aceite aislante, caja de terminales secundarios y las protecciones requeridas.

PANEL DE CONTROL PARA SERVICIO AUXILIARES.-

El panel de control para servicios auxiliares será aislado para 500 voltios de corriente alterna y con capacidad para 200 amperios. Estará equipado con interruptores automáticos termomagnéticos de las siguientes características:

Dos interruptores de una fase para 15 amperios

Dos interruptores de una fase para 20 amperios

Dos interruptores de una fase para 30 amperios

Dos interruptores trifásicos para 20 amperios

Dos interruptores trifásicos para 30 amperios

Dos interruptores trifásicos para 50 amperios

El panel de control tendrá todos los accesorios de norma y será diseñado para recepción de los cables por tubería conduit.

CABLE DE CONTROL.-

Los cables serán utilizados para control, alumbrado y de más servicios de la subestación.

Todos los cables de control serán construidos de acuerdo a los requerimientos de las Normas IPCEA S-19-81.

a) Conductor.

El conductor será de cobre suave, cableado de acuerdo con la última revisión de las Normas ASTM B-33 para conductores estandarizados. El cableado será tipo B de las Normas IPCEA-NEMA para conductores y cables con aislamiento termo plástico.

b) Aislamiento.

Los conductores serán cubiertos con aislamiento coloreado de acuerdo al número de conductores. El espesor promedio del aislamiento no será inferior al especificado en las Normas.

Las características del aislamiento estarán de acuerdo a las Normas IPCEA-NEMA para cables aislados con PVC.

c) Identificación del circuito.-

La combinación de los conductores dentro de los cables estará de acuerdo con las combinaciones de los colores siguientes:

<u>Conductor</u>	<u>Color</u>
No.	
1	Negro
2	Blanco
3	Rojo
4	Verde
5	Anaranjado
6	Azul
7	Amarillo
8	Blanco-negro

d) Número de Capas de Cableado.

Los conductores serán cableados con yute en capas concéntricas de forma circular y enrollados entre sí con una cinta de algodón encauchada.

Los cables que requieran un apantallamiento a la tensión estática, estarán enrollados, adicionalmente a la cinta de algodón, con una cinta de cobre electrolítico de 0.06 mm. de espesor.

e) Revestimiento.

El revestimiento será realizado con PWC negro, cubrirá total--

mente los varios cables.

El espesor promedio del recubrimiento no será menor que el valor especificado en las Normas IPCEA-NEMA. El espesor mínimo no será inferior al 80% del valor especificado en las Normas indicadas.

Para cables de un solo conductor y sin pantalla, el espesor del aislamiento de PVC, deberá ser incrementado en lugar de utilizarse un revestimiento separado.

M a r c a s .

a) Marcas de los cables.

En la superficie exterior de los cables estará impreso, en forma clara e indeleble, la abreviación o la marca registrada del fabricante, y el año de fabricación.

b) Marca de los tambores.

En un lugar apropiado de los tambores de los cables, se pintarán las siguientes marcas:

- Calibre y número de conductores
- La longitud del cable
- El peso neto del tambor
- El nombre o abreviación del fabricante

EQUIPO PARA LA MALLA DE TIERRA.-

El equipo cumplirá con las siguientes necesidades:

- a) Los conductores de tierra serán de cobre suave, enrollados en forma concéntrica, y estarán de acuerdo con la designación ASTM B-8-56, Clase "B", conductor B3.
- b) Las varillas de tierra serán de acero recubierto con cobre, de 3/4" de diámetro y 10 pies de longitud.
- c) Todos los conectores de los cables de la malla de tierra y de los utilizados para conexión del equipo a la malla de tierra, serán del tipo apernado y tendrán una capacidad de corriente igual a la del cable de cobre con el cual se los use. Los conectores de cables y terminales, conjuntamente con los pernos, tuercas y arandelas, serán de aleación de cobre, conteniendo un máximo de 4% de zinc.

El equipo eléctrico debe estar equipado con conexiones para los cables de puesta a tierra, lo mismo que las estructuras de acero, refuerzos de acero y todas las partes de metal expuestas de la subestación. Las conexiones a tierra de todo el equipo importante de la subestación, con excepción de los transformado-

res de fuerza, se realizarán con conductor de cobre 250 MCM. En las conexiones a tierra del cerramiento, cabinas y piezas metálicas expuestas, se utilizará conductor de cobre 2/0 AWG. La puesta a tierra de los transformadores de fuerza será con conductor de cobre calibre 500 MCM.

El conductor de la malla de tierra será de cobre calibre 500 MCM.

BANCO DE CONDENSADORES E INTERRUPTORES DE FUERZA.-

El banco de condensadores será trifásico, para tensión alterna e instalación a la intemperie.

Características del banco de condensadores:

Capacidad	5.102 KVAR.
Tensión nominal	24.9 KV.
Tensión de servicio	23 KV.
Frecuencia del sistema	60 Hz.
Conexión	en Y con neutro flo-- tante.
Número de unidades de condensa dores	60
Número de grupos por fase	2
Número de unidades por grupo	10
Capacidad nominal de cada uni- dad del banco	100 KVAR.
Tensión nominal de cada unidad del banco	7.200 voltios
Aumento máximo de la temperatura	40°C

Cada banco de condensadores incluirá las unidades de -

condensadores requeridos, la estructura soporte, la conexión a tierra, las barras, aisladores, dispositivos de descarga y otros componentes que completarían la instalación del banco.

Los condensadores y componentes auxiliares, serán montados en una estructura autosoportante la cual debe permitir un mínimo de tres metros de aislamiento entre las partes con tensión y tierra.

Como aislamiento de los condensadores se utilizará un líquido no inflamable. Cada unidad de condensadores debe estar equipada con un fusible de indicación para protección de la unidad contra fallas internas y de un dispositivo descargador para reducir la tensión en la unidad a aproximadamente 50 voltios luego de 5 minutos de que la tensión aplicada haya sido eliminada.

Los condensadores deben ser ensamblados en bastidores metálicos o estructuras de montaje de tal forma que cada banco de condensadores sea embarcado en grupos los cuales no requieran mayor trabajo de instalación a excepción de los interconexiones entre los diferentes bastidores y el montaje de las estructuras metálicas.

Las pruebas a realizarse sobre cada unidad de condensado res deberá incluir una prueba de dieléctrico, una prueba de ca pacitancia, una prueba de pérdidas y mostrar que las diferentes unidades son a prueba de fugas del líquido aislante.

Interruptores de seccionamiento de los bancos de Condensadores.

Los disyuntores serán para instalación a la intemperie, trifásicos con un solo tanque, estarán construidos de acuerdo con las últimas revisiones de las Normas ANSI y otras Normas - aplicables para seccionamiento de bancos de condensadores.

El mecanismo de operación de los disyuntores podrá ser - operado a distancia, tanto para la apertura como para el cie-- rre, con operación libre en cualquier condición. Los interrup- tores de fuerza serán completos con resistencias de arco, el - aceite requerido, la estructura de montaje y todos los acceso- rios normalizados. Estarán equipados con dispositivos de opera- ción manual, tanto de apertura como de cierre.

Cada interruptor estará provisto de un número suficiente de contactos auxiliares que serán utilizados en las funciones de control específicas y en la operación de un juego de alarma y señalización, adicionalmente como reserva, tendrán dos con--

- 1.7 Ing. Fernando Muñoz.- "Diseño y Coordinación de la Protección del Anillo de Subtransmisión de la Empresa Eléctrica "Quito" S.A. Estudio de Fallas". Tesis de Grado.- 1967.
- 1.8 Skilling Hugh.- "Electric Engineering Circuits".- John Wiley & Sons.- U.S.A. 2da. Edición.- 1966.
- 1.9 Westinghouse Electric Corporation.- "Electric Utility Engineering Reference Book". Volumen III. Distribution Systems.- East Pittsburgh, Pennsylvania U.S.A. 1959.
- 1.10 Westinghouse Electric Corporation.- "Electrical Transmission and Distribution Reference Book". East Pittsburg, Pennsylvania U.S.A.- 1950.
- 1.11 Westinghouse Electric Corporation.- "Applied Protective Relaying".- Newark New Jersey U.S.A- V Edición, 1964.
- 1.12 Zopetti Gaudencio Júdez.- "Estaciones Transformadores".- 2da. Edición.- Editorial Gustavo Gili S.A. Barcelona, 1964.
- 1.13 William D. Stevenson Jr.
"Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia. "Mc.Graw Hill Book Company Inc.- 1962.
- 1.14 The English Electric Company Limited. "Protective Relays - Application Guide Meter, Relay and Instrument Division".

1.15 Edward Wilson Kimbark, Sc.D. "Power System Stability".

1.16 J.H. Naylor.- H.D. Hummery.

"Protection of Feeders, Bus bars, Transformers, Reactors,
and other Plant Central Electricity Generating Board."

2. PUBLICACIONES E INFORMACIONES TECNICAS.-

2.1 Empresa Eléctrica "Quito" S.A. "Estudio de Flujo de Carga
del Sistema Plan Maestro"- Etapa 1982.- Abril 1973.

2.2 American Institute of Electrical Engineers.

"Survey on Connection of Shunt Capacitor Banks". pág. 1453.

Número 40. Febrero de 1959.

2.3 American Institute of Electrical Engineers.

"Lightning Current in Towers and Ground Wires". pág. 1414.

Número 40. Febrero de 1959.

2.4 American Institute of Electrical Engineers. "Unbalanced -

Loading of 3 - Phase Transformer Banks". pág. 1536. Número

40. Febrero de 1959.

2.5 American Institute of Electrical Engineers. "arresters for

Lightning Protection of Substations". pág. 1608. Número 40.

Febrero de 1959.

2.6 American Institute of Electrical Engineers. "Grounding Tech

- niques for Personnel and Equipment". Pág. 1225. Número 34. Febrero de 1958.
- 2.7 American Institute of Electrical Engineers.- "Lightning Arrester Applications for Stations".- Committee Report. pág. 614. Número 31. Agosto de 1957.
- 2.8 American Institute of Electrical Engineers "Insulation Co-ordination and New Arrester Characteristics" pág. 481. Número 31. Agosto de 1957.
- 2.9 Westinghouse Electric Corp. "Protective Relaying in Electrical Power Systems". Pág. 1-27. Enero 1958.
- 2.10 Burndy. "Electrical Connectors and Conductors, Technical Data".- Catalog 50.- Pág. 3-94. Octubre 1963.
- 2.11 Empresa Eléctrica "Quito" S.A. "Contract Documents for North Substation Additional Equipment, Nayón Project" TD-03.- Junio, 1968.
- 2.12 Empresa Eléctrica "Quito" S.A. "Specifications for Steel Structures-Electrical Equipment and Transformers for Distribution Substations 9, 11 y 16. Cumbaya Project - Second Stage, Distribution System" Abril, 1965.
- 2.13 Italconsult. "Estudio del Sistema Eléctrico de Pisayam

- bo".
- 2.14 Empresa Eléctrica "Quito" S.A. ~~El~~ ~~Pollo~~ Power Plant.
Contract Documents for Power Transformers and Switchyard
Electrical Equipment. Nayón Project Febrero, 1968.
- 2.15 Westinghouse Electric Corp. "Insulant Transformers, -
Technical Data". Sección 44-060 ~~Fig.~~ 3-33. Enero, 1955.
- 2.16 American National Standard Institute Inc. 1430 Broadway,
New York, New York 10018.
- 2.17 American Standards Association, ~~170~~ East Forty-Fifth
Street. New York 17, N.Y.
- 2.18 Ing. Julio Jurado Martínez. "Conceptos Generales y Filo-
sofía de la Protección por Relés" Publicado por la Escue
la Politécnica Nacional. 1974.
- 2.19 Empresa Eléctrica Regional del SIB.A. "Concurso de O-
fertas No. 02/74. Equipo y Materiales para Subestaciones.
Pliego de Concurso". Enero, 1974.