

Universidad Nacional de Ingeniería

Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica



Diseño de Subestaciones Rurales, Aplicación a la
Subestación San Marcos de 1000 KVA - 33/13.2 VK.,
Provincia de Huari, Departamento de Ancash

T E S I S

Para Optar el Título Profesional de

INGENIERO ELECTRICISTA

Fernando Luis Beyer Lecaros

Promoción 1983 - I

Lima - Perú

1985

I N D I C E

	Página
INTRODUCCION	
PLANTEAMIENTOS DE INGENIERIA	
CRITERIOS DE SELECCION DEL ESQUEMA ELECTRICO	
1. AISLAMIENTO Y PROTECCION	1
1.1. COORDINACION DEL AISLAMIENTO	1
1.1.1. Generalidades	1
1.1.2. Selección del Nivel de Aislamiento	1
1.1.3. Factor de Corrección por Altitud	4
1.1.4. Pararrayos	5
1.1.5. Coordinación del Aislamiento	11
1.2. COORDINACION DE LA PROTECCION	16
1.2.1. Sistemas de Protección	16
1.2.2. Coordinación de la Protección ...	19
1.2.2.1. Coordinación Fusible con Fusible	20
1.2.2.2. Coordinación de Reconectador con Fusible	25
1.2.2.3. Fusible protector del transfor- mador	33
1.3. ATERRAMIENTO ELECTRICO	36
1.3.1. Generalidades	36
1.3.2. Resistividad del Terreno	39
1.3.3. Malla de Tierra	41
1.3.4. Pozo de Tierra	47
1.3.5. Cable de Guarda	50
1.3.6. Puesta a Tierra de Equipos y Es - tructuras	55
2. EQUIPOS Y SERVICIOS	58
2.1. EQUIPOS DE INTERRUPCION Y SECCIONAMIENTO	58

	Página
2.1.1. Generalidades	58
2.1.2. Interruptor de pequeño volumen de aceite	58
2.1.3. Reconectador (Recloser)	59
2.1.4. Seccionador Fusible de Potencia - (Power Fuse) y Seccionador Fusible Cortacircuitos (Cut Out)	64
2.1.5. Seccionador Bajo Carga	69
2.1.6. Seccionador	69
2.2. EQUIPOS DE MEDICION	70
2.2.1. Generalidades	70
2.2.2. Transformadores de Medida	71
2.2.2.1. Transformador de Corriente	72
2.2.2.2. Transformador de Tensión	74
2.2.3. Sistemas de Medición	75
2.3. SELECCION DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA	78
2.3.1. Generalidades	78
2.3.2. Selección del Número de Fases ...	78
2.3.3. Selección del Grupo de Conexión .	79
2.3.4. Selección de la Potencia del Trans- formador	83
2.4. SERVICIOS AUXILIARES	88
2.4.1. Generalidades	88
2.4.2. Servicios Auxiliares en Corriente Alterna	88
2.4.3. Servicios Auxiliares en Corriente Continúa	90
3. APLICACION A LA SUBESTACION DE SAN MARCOS DE 1000 KVA, 33/13.2 KV	93
3.1. CARACTERISTICAS GENERALES Y PLANTEAMIEN- TOS DE INGENIERIA	93
3.2. SELECCION DEL NIVEL DE AISLAMIENTO	96
3.3. SELECCION DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA	100

	Página
3.4. SELECCION DE LOS EQUIPOS DE PROTECCION	103
3.4.1. Pararrayos	103
3.4.2. Protección en Celdas de Salida - 13.2 KV	106
3.4.2.1. Características de los Equipos	106
3.4.2.2. Coordinación de la Protección.	108
3.4.3. Protección en Celdas de llegada 33 KV	110
3.4.3.1. Características de los Equipos	110
3.4.3.2. Coordinación de la Protección	112
3.5. SELECCION DE OTROS EQUIPOS	113
3.6. CALCULO DE LA RED DE TIERRA	115
3.7. PARAMETROS DE LOS SERVICIOS AUXILIARES.	117
3.8. CARACTERISTICAS DE LA MEDICION	118
3.8.1. Generalidades	119
3.8.2. Transformadores de Medida	119
3.8.3. Equipos de Medición	120
3.9. DISPOSICION DE LOS EQUIPOS	121
3.9.1. Generalidades	121
3.9.2. Distancias para Celdas de 13.2 KV	122
3.9.2.1. Distancias a Tierra	122
3.9.2.2. Distancia entre fases	123
3.9.2.3. Distancia de Mantenimiento ...	124
3.9.2.4. Otras Distancias	124
3.9.3. Distancias para Celdas de 33 KV	125
3.9.3.1. Distancias a Tierra	125
3.9.3.2. Distancia entre Fases	125
3.9.3.3. Distancia de Mantenimiento ...	126
3.9.3.4. Otras Distancias	126
3.9.4. Diseño de los Pórticos de la Sub estación	127

CONCLUSIONES

PLANOS

ANEXOS

DISEÑO DE SUBESTACIONES RURALES. APLICACION A LA S.E.

SAN MARCOS DE 33/13.2 KV - 1000 KVA

INTRODUCCION

PLANTEAMIENTOS DE INGENIERIA

Una subestación puede ser definida como un conjunto de - equipos de maniobra y transformación ubicados en puntos predeterminados de un sistema de potencia eléctrico en los que es necesario efectuar la interconexión, maniobra y distribución de un número determinado de circuitos.

Es necesario tener en cuenta el estado de desarrollo y aplicación, así como las condiciones de la electrificación rural en el Perú, como punto de partida para enfocar el diseño de una subestación de este tipo. En ese sentido se pueden anotar las principales características que conciernen a un proyecto de subestación:

- Costo de inversión muy bajo
- Bajas cargas de consumo (considerándose pueblos con una proyección de máxima demanda de hasta 50 Kw y case ríos de 5 Kw al año 20 de la proyección).
- Altitud de instalación sobre los 1,000 metros (la mayoría de las localidades rurales están ubicadas entre los 1,000 y 4,000 metros).
- Localidades en muchos casos muy alejadas y de difícil acceso.

Eventuales cargas mineras u otras especiales de gran - magnitud.

En general podemos asumir como límites superiores 66 KV y 10 MW de tensión primaria y flujo de potencia respectivamente, para considerar una subestación rural. Sin embargo no hay normas ni estudios especiales que nos den estos valores.

Por otro lado, se debe considerar una subestación como parte de un sistema o pequeño sistema eléctrico, para conocer los valores de potencia activa y reactiva que va a fluir hacia y desde la subestación; también el nivel de cortocircuito, tanto en el lado primario como en el secundario.

Por intermedio del estudio de la demanda de las localidades, cargas mineras, industriales y/o especiales, podemos conocer el flujo de potencia del sistema y de las subestaciones involucradas en la red. Con este dato podemos conocer las características normales de operación a la que van a estar sometidos los equipos de la S.E.

Por intermedio del cálculo del nivel de cortocircuito del sistema, podemos definir el poder de ruptura de los interruptores de potencia (si se requieren), la corriente de cortocircuito simétrica y asimétrica admisible por los demás equipos de maniobra y protección y como dato para el cálculo de la red de tierra de la S.E.

Otro dato importante para el diseño es el nivel isoceraúnico del área donde va a ser instalada la subestación - que va a permitir diseñar el sistema de protección para

sobretensiones atmosféricas que lleguen a la subestación, ya sea a través de las líneas de transmisión o para el caso de descargas directas sobre la subestación. En la práctica el nivel de descargas atmosféricas es variable, dependiendo de la zona de ubicación de la S.E., habiendo lugares donde no existen y otros en que es algo muy común. Para los niveles de tensión de sistemas eléctricos rurales podemos desprestigiar las sobretensiones de maniobra.

CRITERIOS DE SELECCION DEL ESQUEMA ELECTRICO

No es posible fijar normas definidas para la determinación del número de juego de barras y del equipamiento de una instalación, por cuanto cada caso en particular requiere un estudio para proveer una flexibilidad y continuidad razonable, con un costo mínimo de acuerdo a la potencia que debe suministrarse.

El esquema eléctrico de Principio y la solución constructiva de una subestación quedan definidos por todos o la combinación de algunos de los siguientes factores:

- a) Importancia de la instalación
- b) Costos de inversión
- c) Características y ubicación del terreno
- d) Importancia y continuidad del servicio
- e) Facilidades para el mantenimiento de los equipos
- f) Grado de seguridad para el personal
- g) Posibilidad de ampliación de las instalaciones
- h) Tipo de operación: Permanentemente atendida o a con

trol remoto.

Al respecto se puede definir lo siguiente:

- a) Una subestación rural, generalmente es parte de un sistema eléctrico aislado y no cuenta con cargas de mucha importancia.
- b) El costo de inversión debe ser el más bajo posible , - pues si bien hay un capital nacional destinado al desarrollo de proyectos rurales, gran parte del costo lo aportan las comunidades rurales.
- c) Las características del terreno son condiciones particulares que dependen de cada caso.
- d) Es deseable contar con la mayor continuidad de servicio posible, pero no es factor preponderante, ya que en la práctica no hay cargas especiales que requieran necesariamente servicio ininterrumpido.
- e) Por ubicarse en zonas alejadas, el mantenimiento por operarios calificados es muy difícil e improbable, por lo que debe preverse esta situación considerando equipos que requieran un mínimo de mantenimiento.
- f) La seguridad del personal no entra en la negociación. Al respecto, una subestación rural debe considerarse - como cualquier otra subestación muy importante.
- g) Considerar las ampliaciones depende de cada caso en particular, sin embargo siempre deben dejarse una o dos - celdas de reserva o por lo menos espacio disponible.
- h) El tipo de operación no siempre podrá ser a control remoto, por razones de seguridad y por su elevado costo,

deberá casi siempre, ser permanentemente atendida.

Los criterios inherentes a las condiciones particulares de cualquier proyecto, deben coordinarse con la Empresa concesionaria de electricidad q' pueden ser Electroperú, Electrolima o Empresas Regionales de Electricidad con la finalidad de lograr una concordancia con los anteriores proyectos ejecutados, entre otros aspectos.

Como complemento de los criterios de selección del esquema eléctrico, están los criterios de disposición de los equipos que se deben establecer para obtener un arreglo que satisfaga las siguientes condiciones:

- a) Que la disposición de los equipos sea lo más clara y despejada posible a fin de visualizar rápidamente los circuitos que están bajo tensión.
- b) Que la solución adoptada ocupe un área reducida de terreno y que permita dado el caso, su fácil ampliación con la mínima interrupción del servicio.
- c) Que todos los equipos estén dispuestos de manera de permitir su fácil acceso para la revisión y el mantenimiento de los mismos y que todas las partes bajo tensión queden suficientemente alejadas del alcance de las personas cuando se realicen los trabajos de mantenimiento.

CAPITULO I

AISLAMIENTO Y PROTECCION

1.1. COORDINACION DEL AISLAMIENTO

1.1.1. Generalidades

El aislamiento de los equipos de la subestación queda sometido permanentemente a los esfuerzos producidos por la tensión de operación en las condiciones normales de servicio y esporádicamente a solicitaciones anormales elevadas originadas por las sobretensiones.

El material expuesto debe estar en condiciones de resistir cualquiera de esas solicitaciones en el transcurso de su vida útil, sin que su aislamiento se debilite o sufra de deterioro o daño, para ello deberá tener un adecuado nivel de aislamiento que se puede definir como el conjunto de las propiedades que caracterizan al aislamiento con relación a su rigidez dieléctrica.

Cuanto mayor sea la sobretensión que puede aparecer en cualquier punto de la red, tanto más elevado debería ser el aislamiento de la instalación y a su vez representaría mayores costos; por cuyo motivo es de fundamental importancia, limitar estas sobretensiones y coordinar el nivel de aislamiento de manera que se satisfagan los requisitos técnicos con la mayor economía posible.

1.1.2. Selección del Nivel de Aislamiento

El nivel de aislamiento de los materiales,

para una tensión nominal dada, queda fijado por los valores de la tensión de ensayo a la onda de impulso (conocida también como BIL, Basic Insulation Level, o NBA, Nivel Básico de Aislamiento) y por la tensión de prueba, durante un minuto, a la frecuencia industrial. El material debe ser capaz de soportar esas tensiones de ensayo sin que se produzca perforación, contorneo o deterioro, estas pruebas se realizan en seco para el material tipo interior y bajo lluvia para el material tipo exterior.

La Comisión Electrotécnica Internacional (CEI) ha recomendado una serie de valores de nivel de aislamiento para que sean adoptados en los proyectos de instalaciones de media o alta tensión, en base a la experiencia y a la práctica corriente de algunos países Europeos, los EE.UU y el Canadá.

Para los niveles de tensión de interés para el presente estudio, tenemos:

E U R O P A

Tensión Máxima de Servicio, KV	Prueba a 50 Hz 1 minuto, KV	Prueba a impulso 1.2/50 μ seg. KV
7.2	20	60
12	28	75
17.5	38	95
24	50	125
36	70	170
52	95	250
72.5	140	325

(A)

EE.UU. y CANADA

Tensión Máxima de Servicio, KV	Prueba a 60 Hz 1 minuto, KV	Prueba a impulso 1.2/50 μ seg KV
8.25	35	95
15.5	50	110
25.8	70	150
38	95	200
48.3	120	250
72.5	175	350

(B)

TABLA 1 - Tensiones de prueba estandarizadas

Por ejemplo si tenemos una tensión nominal de 33 KV, debemos escoger equipos que cumplan con la norma inmediata superior, ya sea los 36 KV Europea o los 38 KV Americana según el sistema que se adopte.

A esta tensión se le conoce con el nombre de CLASE DE AISLAMIENTO. Es práctica general usar todavía normas americanas, pues es la fuente de suministro más común para los equipos de protección de nuestro país. La condición de aislamiento pleno (100%), relaciona a la clase de aislamiento con la tensión nominal, mientras que el término de aislamiento reducido describe la clase de aislamiento inferior a la tensión nominal correspondiente.

Para tensiones de servicio hasta de 100 KV, la práctica corriente es usar pleno aislamiento para todos los equipos de la subestación, mientras que para tensiones de ser

vicio más elevadas se usa aislamiento reducido en los transformadores de potencia y con la tendencia a reducir también el aislamiento de los interruptores en las tensiones más elevadas.

1.1.3. Factor de Corrección por Altitud

Cuando se incrementa la altitud geográfica, la densidad del aire disminuye y consecuentemente la rigidez dieléctrica del aire; lo cual debe ser considerado cuando se dimensiona el aislamiento de una unidad, ya que todos los equipos garantizan el aislamiento para cotas de hasta 1,000 metros. Para instalaciones de equipos en altitudes mayores a los 1.000 m.s.n.m. se debe afectar de un factor de corrección a la tensión máxima de servicio - en 1.25% por cada 100 metros de altitud adicionales como lo especifica la publicación que al respecto ha editado la CEI. El factor debe aplicarse también a las tensiones de prueba normalizadas (NBA), correspondientes a la tensión de servicio, para obtener por un lado la tensión de servicio corregida y por otro lado las tensiones de prueba corregidas, las cuales deben coincidir; de no ser así debemos escoger el valor más conservador para definir la clase de aislamiento a considerar. Un ejemplo de esto lo podemos ver en el capítulo III.

Los efectos de la altitud deben considerarse solamente en el aislamiento externo del equipo; ya que su rigidez dieléctrica depende de las propiedades de la atmósfera que rodea a este aislamiento (densidad del aire, humedad,

temperatura, etc). No así el aislamiento interno del equipo que es independiente de las condiciones exteriores.

El factor de corrección puede obtenerse de la siguiente - expresión: $K = 1 + 0.000125 (H - 1000)$

donde H es la altitud de la instalación en metros.

Y se aplica de la siguiente manera:

$$V = K V_0$$

donde V es igual a la tensión corregida y V_0 es la tensión sin considerar el efecto de la altitud.

1.1.4. Pararrayos

El pararrayos es el principal dispositivo - de protección y generalmente el único que interviene en la coordinación del aislamiento de los equipos de una sub estación rural.

Los pararrayos se emplean para proteger las instalaciones de una subestación (especialmente transformadores) contra las sobretensiones procedentes de fenómenos atmosféricos o de maniobras.

Estos dispositivos se eligen según la tensión eficaz de extinción del arco conocida también como tensión nominal del pararrayos y también en función de las reglas de coordinación del aislamiento y de la intensidad de descarga.

La tensión nominal del pararrayos o tensión eficaz de extinción del arco, es la tensión con la que se interrumpe la intensidad posterior a una descarga. Esta tensión se elige igual o mayor que la máxima tensión de servicio admisible de la red a la frecuencia normal. Para pararra -

Los dispuestos entre fase y tierra, la tensión nominal del pararrayos se calcula como producto de la mayor tensión a frecuencia de la red, por el coeficiente de puesta a tierra de la red. En la práctica no es muy usado este método, ya que existen tablas que dan todos los fabricantes para elegir la tensión nominal del pararrayos en base a la máxima tensión de servicio y el tipo de configuración del sistema que puede ser delta y estrella con neutro aislado o estrella con neutro a tierra o estrella con neutro multiterrado.

En realidad viene a ser lo mismo, ya que con el coeficiente de puesta a tierra, los fabricantes han confeccionado sus tablas de selección de pararrayos, este es el caso que se presenta en la tabla elaborada por industrias HITACHI S.A. del Brasil para su pararrayos de distribución tipo HV (ver tabla 2).

Para determinar la corriente de descarga del pararrayos - existen varios métodos; sin embargo sólo vale la pena mencionar dos de los más importantes para comparar resultados: uno es método práctico y el otro es teórico.

a) Método Práctico

Este método consiste en asociar a la máxima tensión de servicio, la corriente de descarga en tablas elaboradas en base a la experiencia y pruebas de algunos fabricantes para instalaciones efectivamente protegidas (4) (ver tabla 3).

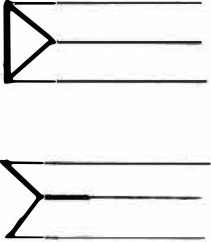
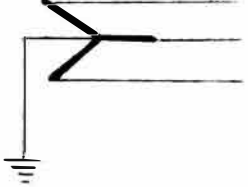
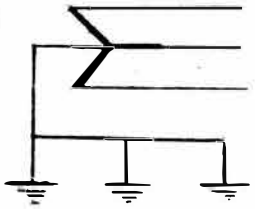
TENSION NOMINAL DEL PARARRAYOS KV	TENSION MAXIMA DEL SISTEMA (KV)		
	DELTA Y ESTRELLA CON NEUTRO AIS - LADO	ESTRELLA CON NEUTRO EFECTIVAMENTE ATERRADO	ESTRELLA DE 4 HILOS CON NEUTRO MULTITATERRADO
			
3	3	3.75	4.5
6	6	7.5	9
9	9	11.25	12.8
10	10	12.5	13.8
12	12	15	15
15	15	18	18
18	18	22	25
21	21	25	27
24	24	28	30

TABLA 2 - Selección de Tensión Nominal del Pararrayos

TENSION MAXIMA DE SERVICIO KV	CORRIENTE DE DESCARGA DEL PARARRAYOS KA
15	5 ó menos
34.5	5 ó menos
69	5
115	5
138	5
230	10
345	10

TABLA 3 - Selección de la Corriente de Descarga de Pararrayos

En el caso de una subestación no protegida efectivamente, debe considerarse como mínimo una corriente de descarga de 10 KA e inclusive hasta 20 KA, según el caso.

Se entiende como subestación efectivamente protegida a aquella que está ubicada en zonas con descargas atmosféricas tenues y no persistentes, donde las líneas de llegada o salida se encuentran protegidas mediante cable de guarda, por lo menos a lo largo de 1 kilómetro desde la subestación. Sin embargo, distancias de 2 a 3 kilómetros ofrecen una mejor garantía de protección.

b) Método Teórico

Este método es más preciso, pero más complicado y consiste en el cálculo de la siguiente fórmula:

$$I_p = \frac{2.4 V_c - E_o}{Z + R_p} \approx \frac{V_c}{Z}$$

donde: I_p : Corriente de descarga del pararrayos

V : Tensión de descarga crítica negativa del aislamiento de la línea

E : Tensión residual entre electrodos del pararrayos

Z : Impedancia de la línea

R_p : Resistencia del pararrayos

Ejemplo de Cálculo:

Dado un $V_c = 900$ KV para una línea de 66 KV, $Z = 450$ ohmios y un pararrayos de 60 KV. De tablas del catálogo del pararrayos se obtienen como datos para el cálculo

10.

CORRIENTE DE DESCARGA DEL PARARRAYOS KA	MAXIMA TENSION DE DESCARGA IMPULSO DE $8 \times 20 \mu$ seg KV
1.5	109
5	130

$$I_1 = 1.5 \text{ KA} \quad I_2 = 5 \text{ KA}$$

$$E_1 = 109 \text{ KV} \quad E_2 = 130 \text{ KV}$$

Luego: $R_p = \frac{\Delta E}{\Delta I} = \frac{(130 - 109)}{(5 - 1.5)} = \frac{21}{3.5} = 6 \text{ ohmios}$

$$E_o = E_1 - R_p I_1 = 109 - 6(1.5) = 100 \text{ KV}$$

Entonces: $I_p = \frac{2.4 V_C - E_o}{Z + R_a} = \frac{2.4(900) - 100}{450 + 6} = 4.52 \text{ KA}$

El margen de protección del pararrayos se desarrollará en el siguiente subcapítulo, ya que es parte de la coordinación del aislamiento, no obstante es importante mencionar una magnitud característica del pararrayos para este tipo de cálculos y que se da como dato en todos los catálogos de pararrayos, sin excepción; nos estamos refiriendo a la Tensión de Descarga del pararrayos que es determinada aplicando impulsos de $8 \times 20 \mu$ seg con crestas de 1.5, 3, 5, 10, 20 y hasta 40 KA, según el rango del pararrayos. Los pararrayos existen en tres clases: distribución, intermedia y estación. De acuerdo a la importancia y a las características del sistema a proteger, se deberá seleccionar la clase del pararrayos.

A continuación se describen las características principales de las tres clases de pararrayos:

a) Distribución

Son quizás los más utilizados en sistemas eléctricos de media tensión, particularmente para la protección de equipos aislados en aceite a tensiones de distribución. Para la protección de equipos del tipo seco o máquinas rotativas de bajo BIL, se emplean pararrayos especiales de baja tensión de descarga; también existen en un rango de tensiones nominales de 1 a 30 KV, sin embargo es posible conseguir hasta de 72 KV.

En general los pararrayos, tipo distribución se utilizan para proteger las subestaciones de distribución, líneas y redes primarias o el lado de carga de una subestación de subtransmisión de menos de 1 MVA; sus características protectoras, no son tan buenas como los tipos intermedia o estación, pero su costo es considerablemente menor.

b) Intermedia

Los pararrayos de la clase intermedia pueden ser utilizados en subestaciones de hasta 10 MVA. Sus características protectoras son tan buenas como los de tipo estación, pero están diseñados para subestaciones más pequeñas. Existen en un rango de tensiones nominales de 3 a 120 KV.

c) Estación

Los pararrayos de la clase estación poseen las mejores características protectoras y térmicas a un costo de

aproximadamente el doble de una clase intermedia similar, son recomendables para todas las subestaciones de gran capacidad (desde 10 MVA) o para subestaciones pequeñas de gran importancia. Existen en un rango de tensiones de 3 a 684 KV.

Una vez seleccionado el pararrayos, se debe indicar la altitud de instalación, usualmente se obtienen para una altitud de instalación de hasta 1,830 m (6,000 pies), 3,660 m (12,000 pies) y 5,490 m (18,000 pies).

Los pararrayos se disponen en paralelo con el objeto protegido, generalmente entre fase y tierra y debido al limitado espacio de la protección se conectan, si es posible, en la inmediata proximidad del objeto que debe protegerse.

1.1.5. Coordinación del Aislamiento

Uno de los puntos más importantes en la selección del pararrayos, es la comparación de algunas características protectivas particulares del pararrayos versus las características disruptivas o de aislamiento de los equipos de una subestación, para determinar el margen de protección de los pararrayos; a dicho proceso de comparación se le denomina COORDINACION DE AISLAMIENTO.

Existen criterios diferentes en cuanto a la exigencia de la coordinación del aislamiento en subestaciones de distribución, subtransmisión y/o transmisión que están ligados también a la clase de pararrayos, ya sea clase distribución, intermedia o estación. En general una subestación de distribución usa solo pararrayos clase distribución, de

subtransmisión utiliza pararrayos clase distribución e intermedia y una de transmisión clase intermedia y subestación; las subestaciones del tipo rural encajan en los dos primeros tipos, inclusive las subestaciones de subtransmisión son tratadas muchas veces como de distribución, debido a las condiciones económicas de este tipo de sistemas eléctricos.

El resultado de la coordinación de aislamiento es la obtención de un aceptable margen o márgenes de protección, según sea el caso, entendiéndose por margen de protección a la diferencia entre las características del pararrayos y el nivel de aislamiento del equipo en cualquier instante de tiempo dado; éste es un factor de seguridad para la protección del equipo. El margen de protección es válido para condiciones a veces desconocidas en una subestación, tales como inusuales descargas atmosféricas muy fuertes, distancias de transformadores y equipos, y reducción del aislamiento por el envejecimiento del equipo.

El margen de protección puede ser expresado por la siguiente fórmula general:

$$\text{Mínimo margen de protección} = \left(\frac{\text{Característica de aislamiento del equipo}}{\text{Característica protectora del pararrayos}} \right) - 1$$

Existen tres comparaciones del margen de protección (4):

$$MP_1 = \frac{NBA}{TD} - 1 > 0.2 ; \quad MP_2 = \frac{CC}{FOA} - 1 > 0.2$$

$$MP_3 = \frac{SMT}{SMP} - 1 > 0.15$$

- Donde:
- NBA es el nivel básico de aislamiento (BIL).
 - TD es la tensión de descarga del pararrayos (DISCHARGE VOLTAGE).
 - OC es la onda cortada no disruptiva que caracteriza al transformador (CHOPPED WAVE WITHSTAND).
 - FOA es el frente de onda disruptivo del pararrayos (FRONT OF WAVE SPARKOVER).
 - SMP es la sobretensión disruptiva de maniobra del pararrayos que origina descarga entre sus electrodos (SWITCHING SURGE SPARKOVER).
 - SMT es la sobretensión de maniobra no disruptiva del transformador (SWITCHING SURGE WITHSTAND)

1. MP_1 : Este margen de protección es aplicado para todos los tipos de subestaciones y pararrayos; para el resguardo de transformadores de distribución o de potencia, autotransformadores, bancos de capacitores, reguladores de tensión, reactores, etc; si se requiere mayor exactitud en el cálculo de dicho margen, debe considerarse el incremento de la tensión de descarga del pararrayos, debido a la longitud del conductor de conexión hasta el equipo a razón de 5.2 - 6.5 KV/m (VL), con esta variante la fórmula quedaría así:

$$MP_1 = \frac{NBA}{TD + VL} - 1$$

Se recomienda que el margen de protección sea igual o superior a 0.2 (20%), en caso contrario debe buscarse un pararrayos de mayor tensión nominal.

2. MP_2 Este margen de protección debe aplicarse para transformadores y autotransformadores de distribución o de potencia, ya que el sostenimiento de la onda cortada OC (CHOPPED WAVE WITHSTAND), es dato sólo para este tipo de equipos. El frente de onda disruptivo FOA (FRONT WAVE SPARKOVER) si es dato para cualquier tipo de pararrayos.

Sin embargo puede darse el caso que no se conozca el OC, pero sí el NBA, entonces debe hacerse la siguiente aproximación: $OC = 1.15 \text{ NBA}$

Este margen asegura la protección para tiempos de falla muy pequeños, se recomienda que el margen de protección sea igual o superior a 0.2 (20%).

3. MP_3 Este margen de protección se aplica para transformadores de gran capacidad en subestaciones de alta tensión.

El dato de sobretensión disruptiva de maniobra SMP, - se dá sólo para pararrayos tipo estación y a partir de 72 KV para arriba.

Este margen asegura la protección adecuada contra sobretensiones de maniobra, que como se vió anteriormente se considera solamente para subestaciones de alta tensión; en caso que el transformador no contase con ese dato, puede aproximarse de la siguiente forma:

$$SMT = 0.83 \text{ NBA}$$

Se recomienda que el margen de protección sea igual o superior a 0.15 (15%).

Para subestaciones del tipo rural se deben aplicar los dos primeros márgenes de protección, inclusive sólo el primero permite obtener resultados satisfactorios si es que implica un margen alto, como generalmente sucede.

A continuación se presenta un gráfico que ilustra la coordinación del aislamiento.

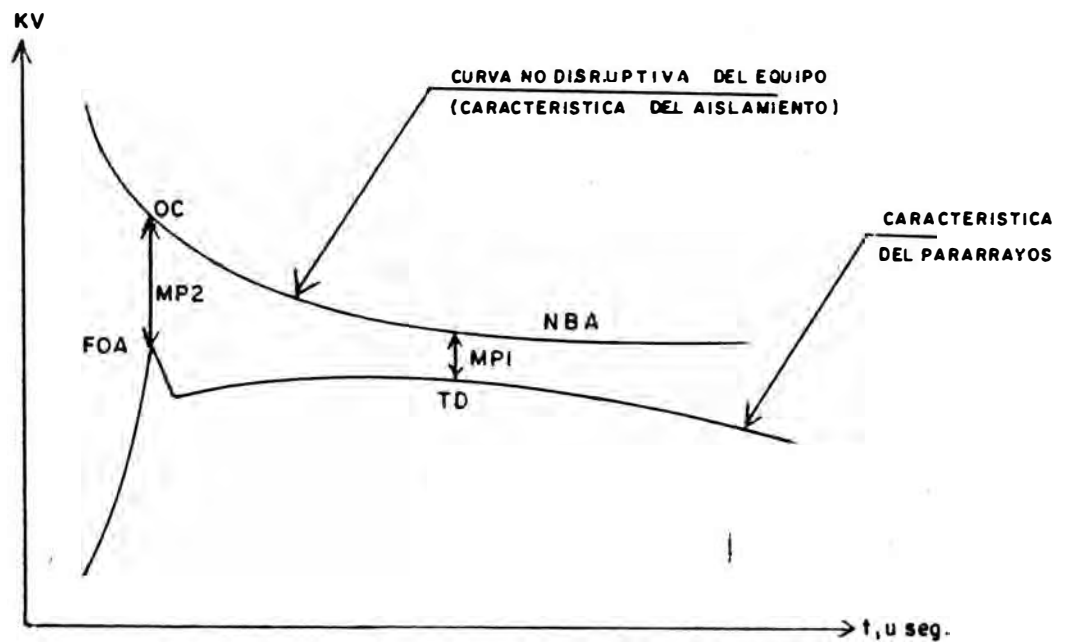


FIG 1

FIGURA 1 - Márgenes de Protección de los Pararrayos

En las investigaciones realizadas en los EE.UU. por las -
Empresas fabricantes de dispositivos eléctricos de protec-
ción, se ha determinado la necesidad de la coordinación -
del aislamiento, en tiempos muy cortos, inclusive más cor-
to que el de FOA (FRONT OF WAVE SPARKOVER), ya que las es-
tadísticas de falla indican que un pequeño número de ...

transformadores se queman debido a descargas atmosféricas, aún con pararrayos debidamente coordinados. Sin embargo, esto es más común en altas tensiones, donde el margen de protección es menor que en media tensión. Además depende que los fabricantes de pararrayos y transformadores den los datos para efectuar la coordinación a esos niveles. Mientras tanto, siempre es recomendable estar con el margen de protección un poco holgado para evitar estos inconvenientes.

1.2. COORDINACION DE LA PROTECCION

1.2.1. Sistemas de Protección

La protección de las instalaciones de los sistemas de potencia, en general y en su aplicación a las subestaciones en particular, debe ser considerada como una prima de seguro que se invierte con el objeto de salvaguardar las instalaciones de daños, cuyas consecuencias socio-económicas serían muy graves en caso de no limitarlos al mínimo. En este sentido el dinero que se gasta en protección puede significar un porcentaje razonable del costo de las instalaciones que se quiere proteger y los sistemas utilizados para ese fin, deberán ser escogidos maximizando la protección con el dinero disponible, que como sabemos, en este caso es lo mínimo posible; al respecto se han analizado las siguientes alternativas:

Empleo de interruptores en pequeño volumen de aceite.

Técnicamente es la mejor solución, pero económicamente es muy costoso para este tipo de electrificación; ade

más la potencia de ruptura mínima del interruptor más "pequeño" , generalmente es mucho mayor que la potencia de cortocircuito de un sistema eléctrico rural, pese a ello, por motivos de mayor seguridad, en algunos casos sería recomendable su empleo, como por ejemplo en el caso de interconexión de centrales eléctricas.

Empleo de interruptores de Recierre Múltiple (RECLOSER) técnicamente es una solución confiable, que permite seccionamiento de línea, tanto como protección como por necesidad de mantenimiento de las líneas y otorga flexibilidad en la operación. Son de fácil montaje y maniobra, económicamente es una solución atractiva.

Empleo de fusibles para ramales principales, no permiten una adecuada selectivización de la zona, lo que podría introducir operaciones erróneas en la protección; además cada vez que se funde un fusible es necesario recambiarlo.

Económicamente, es la solución menos costosa, no obstante su bajo costo, su empleo no sería recomendable a la salida de líneas primarias.

Este análisis nos permite inferir que la solución técnico económica más adecuada para la protección, operación y mantenimiento para sistemas rurales, sería el empleo de los interruptores de recierre múltiple (RECLOSER) para las salidas de líneas primarias, siendo recomendable la utilización de un fusible o seccionador fusible POWER-FUSE como respaldo con los tiempos de acción (curvas corriente..

vs. tiempo) debidamente coordinados para dar mayor seguridad al despeje de una falla. Además hay que considerar, - desgraciadamente, que en un sistema rural donde no se cuenta con técnicos calificados, ni un stock permanente de repuestos, existe la posibilidad que un deterioro en estos equipos (RECLOSERS), sea motivo de un largo período de inutilización. En estas condiciones el seccionador fusible (POWER FUSE), cubre las necesidades de protección. Para el caso de interconexión de circuitos o de cargas muy importantes, se debe considerar el uso de interruptores en pequeño volumen de aceite (los interruptores de exafloruro de azufre, SF6 son todavía de complicado mantenimiento para sistemas rurales). En las salidas para redes de distribución primaria sería conveniente el empleo de fusibles tipo "CUT-OUT" para proteger los transformadores de distribución.

Los "RECLOSERS", fusibles de potencia | tipo "POWER FUSE" y los fusibles tipo "CUT OUT" son de instalación aérea y pueden ser colocados en el mismo poste de las líneas; además permitirán una adecuada selectivización en la protección, así como un seccionamiento selectivo de la línea para su mantenimiento.

Al respecto se presenta un cuadro comparativo que se indica a continuación.

La protección del transformador se puede aplicar de las siguientes formas:

Protección de sobrecorriente de tiempo inverso o de tiempo independiente a la corriente.

CARACTERISTICAS		
TIPO DE PROTECCION	COSTO	CONFIABILIDAD
INTERRUPTORES EN PEQUEÑO VOLUMEN DE ACEITE	MUY ALTO	MUY BUENA
INTERRUPTORES DE RECIERRE MULTIPLE (RE-CLOSER)	REGULAR	MUY BUENA
FUSIBLES (CUT OUTS ó POWER FUSES)	BAJO	REGULAR A MALA

Protección diferencial.

Protección térmica secundaria.

Protección de imagen térmica.

Protección Buchholz.

Máxima temperatura y mínimo nivel de aceite.

Las cuales se pueden aplicar solas o combinadas, sin embargo la más práctica para este caso, es la protección de sobrecorriente por medio de fusibles (POWER FUSE O CUT OUTS) siempre y cuando se coordine correctamente con el RECLOSER y fusibles de las salidas; ya que las otras formas de protección requieren de interruptor para operar y son muy costosas.

1.2.2. Coordinación de la Protección

La coordinación de la protección consiste en la manera de ajustar los tiempos de operación de los dispositivos, para evitar que una falla en la línea, cause -

la interrupción en zonas no involucradas. Los casos de coordinación más comunes en este tipo de sistemas son: el de fusible con fusible y el de recloser con fusible.

1.2.2.1. Coordinación fusible con fusible

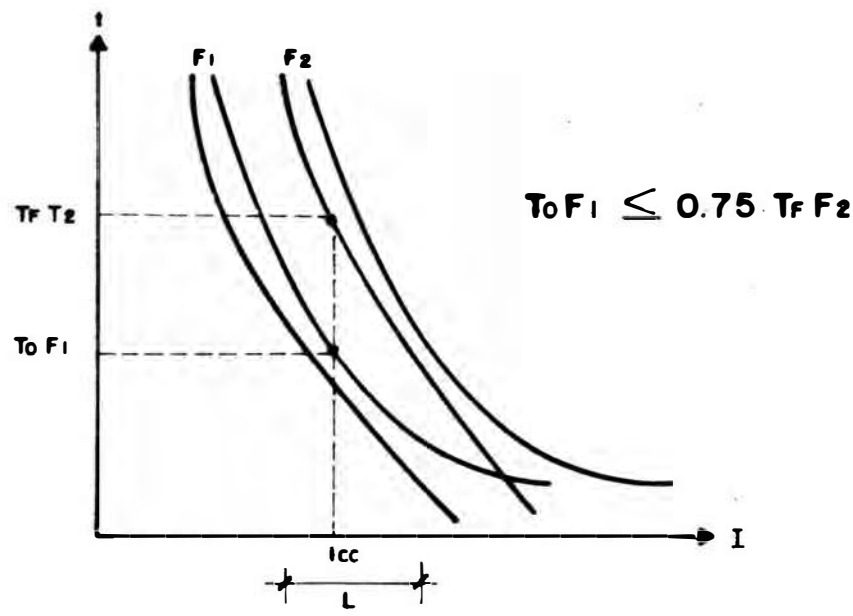
Para llevar a cabo la coordinación entre fusibles, se debe considerar que el tiempo máximo para librar la falla del fusible protector (aguas abajo) no debe exceder al 75% del tiempo mínimo de fusión del fusible protegido (aguas arriba) para una corriente de cortocircuito dentro de la zona de protección. De no ser así, se corre el peligro de que el fusible protegido comience a fundirse antes que se despeje la falla y aunque no opere queda deteriorado y ya no efectuará una buena operación, pudiendo actuar en el momento menos pensado.

Hay que considerar que se le llama fusible protegido al que se encuentra al lado de la alimentación y protector al que está en la salida (CARGA).

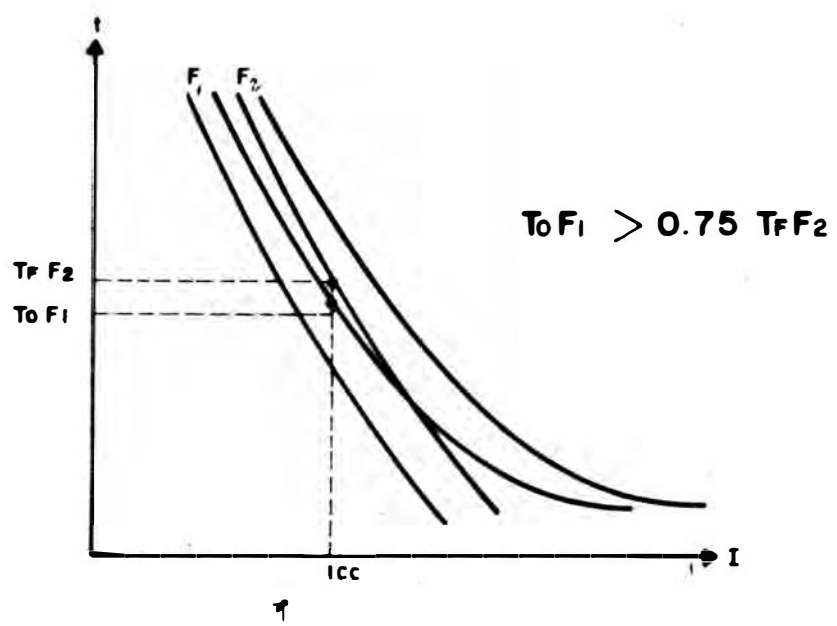
La zona de protección se debe considerar entre los límites mínimo y máximo de la corriente de cortocircuito; la mínima corriente de cortocircuito es la producida en el lugar más alejado de la línea; ya que hasta allí hay más impedancia y la máxima es la que ocurre prácticamente en barras, sin impedancia de línea.

En la figura 2 se ilustra esta coordinación.

Cuando se selecciona un fusible, no es fácil averiguar si se trata de un fusible de expulsión o de un fusible limitador de corriente (current limiting fuse), ya que en la



COORDINACION CORRECTA



COORDINACION INCORRECTA

- F₁ : FUSIBLE PROTECTOR
- F₂ : FUSIBLE PROTEGIDO
- T_O : TIEMPO DE OPERACION (Corte)
- T_F : TIEMPO MINIMO DE FUSION
- I_{cc} = CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO
- L = ZONA DE COORDINACION

FIG. 2 COORDINACION DE FUSIBLES

información que proporcionan los fabricantes generalmente no mencionan el tipo de fusible. En nuestro medio la gran mayoría de fusibles que se utilizan, son del tipo expulsión, el que es de menor costo que el ya mencionado fusible limitador de corriente.

Si comparamos las características de operación de ambos tipos de fusibles, del fusible tipo expulsión se puede decir, que si bien existen en una amplia gama de clases y sus características de interrupción son excelentes, tienen un importante defecto, su capacidad máxima de interrupción es limitada, es decir, que ante fallas de cortocircuito muy grandes (catastróficas), no aclaran inmediatamente la falla, sino se destruyen al cabo de un tiempo muy corto, pero suficiente para deteriorar el transformador u otros dispositivos importantes. En cambio el fusible del tipo limitador de corriente posee una gran capacidad de interrupción que permite aclarar las fallas más grandes en forma instantánea.

En electrificación rural, donde generalmente el nivel de cortocircuito es relativamente bajo, no existirían problemas en la aplicación de fusibles del tipo expulsión.

Sin embargo es importante conocer las características de coordinación de estos tipos de fusible, por lo que a continuación se presenta un cuadro resumen referente a las diferentes combinaciones de coordinación (10) y su respectiva ilustración (figura 3):

CUADRO DE ALTERNATIVAS DE PROTECCION Y COORDINACION DEL
USO DE FUSIBLES

TIPO DE FUSIBLE PROTEGIDO	TIPO DE FUSIBLE PROTECTOR	CARACTERISTICA DE COORDINACION	RECOMENDACIONES
EXPULSION	EXPULSION	Este tipo de coordinación es aceptable para corrientes de falla no muy grandes. Después de un cierto límite de corriente, los dos fusibles actuarán a la vez.	Efectuar la coordinación antes que se confundan las curvas de ambos fusibles.
LIMITADOR DE CORRIENTE	EXPULSION	La coordinación no puede ser mantenida para todos los niveles de corriente de falla. A partir de cierto valor actuará primero el fusible protegido.	Es aplicable para coordinación alternada, es decir con intercambio de funciones.
LIMITADOR DE CORRIENTE	LIMITADOR DE CORRIENTE	La coordinación es mantenida para tiempos de falla mayores que 0.01 seg. Para tiempos de falla menores y dentro del rango de protección del fusible protegido pueden actuar a la vez.	Efectuar la coordinación en un intervalo anterior al cruce por 0.01 seg. del fusible protegido.
EXPULSION	LIMITADOR DE CORRIENTE	La coordinación es mantenida prácticamente en todos los casos de corriente de falla, siempre y cuando se respete el factor de tiempo de 75% del tiempo mínimo de fusión del fusible protegido.	Verificar que en el rango de coordinación no haya cruce entre la curva de tiempo máximo para librar la falla del fusible protector y la curva de tiempo mínimo de fusión del fusible protegido.

1.2.2.2. Coordinación de Reconectador (RECLOSER) - con Fusible

En este caso hay dos tipos de coordinación uno involucra fusibles en el lado de la carga del reconectador, el otro incluye fusibles en el lado de la alimentación, usualmente conectados en la entrada de alta tensión del transformador de la subestación. La coordinación entre un reconectador y los elementos fusibles en su lado de carga, puede cumplirse estudiando las curvas características de tiempo-corriente de ambos dispositivos. La coordinación de elementos fusibles del lado de alimentación con un reconectador se obtiene mediante un método basado en curvas tiempo-corriente ajustado por un factor multiplicador, que es la relación de transformación del transformador.

El siguiente dibujo ejemplo ilustra esta situación:

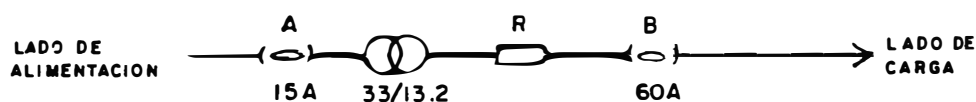


FIGURA 4 - Esquema de Protección

A FUSIBLE del lado de alimentación

B FUSIBLE del lado de carga.

Antes de tratar sobre los dos casos, es necesario saber - qué es un reconectador y cómo funciona.

El reconectador automático de circuito es un dispositivo interruptor de falla con inteligencia, monofásico o trifásico; los interruptores están contenidos en un tanque lleno de aceite o aire en el caso de algunos reconectadores al vacío. En apariencia, se asemeja a un pequeño "interruptor en aceite" y puede ser montado directamente sobre postes, crucetas, plataforma o instalado en una estructura en la subestación transformadora.

El reconectador detecta una condición de sobrecarga, interrumpe el flujo de corriente y luego, después de una demora de tiempo predeterminada, recierra automáticamente para reenergizar la línea. Si la falla sigue presente, el reconectador repite esta secuencia de apertura-recierre hasta 3 veces. Después de la cuarta operación de apertura quedará en la posición abierto.

Esta secuencia repetitiva de apertura-recierre con bloqueo final, realiza dos importantes funciones:

1. El reconectador "prueba" repetidamente la línea para determinar cuando la condición de falla ha desaparecido.
2. El reconectador puede discriminar entre fallas temporales y permanentes; si después de "tres" pruebas la falla persiste, puede asumirse que es permanente y por lo tanto el reconectador queda abierto.

A continuación se describen los dos casos de coordinación:

a) Coordinación del reconectador con fusible del lado de carga

Para obtener coordinación entre un reconectador y los fusibles instalados en el lado de carga del reconectador, éste debe percibir todas las corrientes de falla en la zona protegida por el reconectador y los fusibles. En general, se obtiene máxima coordinación ajustando el reconectador para dos operaciones rápidas seguidas por dos operaciones retardadas; la primera operación rápida permite que se despejen de 80 a 85% de fallas temporarias; la segunda operación rápida permite despejar un 5 a 10% adicional. Antes de la tercera operación del reconectador, el elemento fusible se funde, interrumpiendo las fallas persistentes y/o permanentes.

Idealmente, las curvas características del elemento fusible deberían caer entre las curvas características rápidas y lentas de reconectador.

En la práctica hay puntos de intersección que suministran un rango de coordinación. Para todos los valores de corriente entre estos dos puntos, el reconectador y el fusible estarán adecuadamente coordinados y para todas las corrientes de falla fuera de este rango, no podrá asegurarse una coordinación apropiada.

Reglas de Coordinación (7):

Hay dos reglas generales que gobiernan la selección de los elementos fusibles de protección en ...

el lado de carga de un reconectador:

1. Para todos los valores de corriente de falla en la sección de línea protegida por el elemento fusible, el tiempo mínimo de fusión del elemento, debe ser mayor que el tiempo de despeje de la operación rápida del reconectador, ajustado por un factor multiplicador. La magnitud de este factor multiplicador o factor "K" varía con el número de operaciones rápidas y los intervalos de tiempo de recierre entre operaciones rápidas.

Los factores de multiplicación se indican en la Tabla 4 para intervalos de recierre de 0.5, 1.0, 1.5 y 2.0 segundos y secuencias de operación con una o dos operaciones rápidas. Puede verse que cuanto más corto el intervalo de tiempo de recierre, mayor es el factor de multiplicación, ya que hay menos tiempo para que el elemento fusible se enfríe hasta la temperatura de operación.

2. Para todos los valores posibles de corriente de falla en la sección de línea protegida por el elemento fusible, el tiempo máximo de despeje del fusible, no debe ser mayor que el mínimo tiempo de despeje demorado del reconectador.

El rango de coordinación entre un reconectador y un fusible está determinado por dos reglas de selección. La Regla 1 establece el punto máxi-

TIEMPO DE RECIERRE: SEGUNDOS	FACTORES DE MULTIPLICACION	
	Una operación rápida	Dos operaciones rápidas
0,5	1,2	1,8
1,0	1,2	1,35
1,5	1,2	1,35
2,0	1,2	1,35

TABLA 4 - Factores de Multiplicación "K" para elementos fusibles del lado de carga.

mo de coordinación. La Regla 2 establece el punto mínimo de coordinación.

El punto máximo representa al valor de la corriente en la intersección de la curva de fusión mínima del elemento fusible, con la curva de referencia obtenida, levantando la curva de tiempo rápido de despeje del reconectador por medio del factor de multiplicación o "K" apropiado.

El punto mínimo de coordinación, es aquel valor de corriente en la intersección de la curva de despeje máxima del elemento fusible, con el tiempo de despeje mínimo del reconectador en su curva de demora. Si la curva máxima de despeje del elemento fusible no se cruza y queda por debajo de la curva demorada del reconectador, el punto mínimo de coordinación es la corriente mínima de corte del reconectador. Ver figu5.

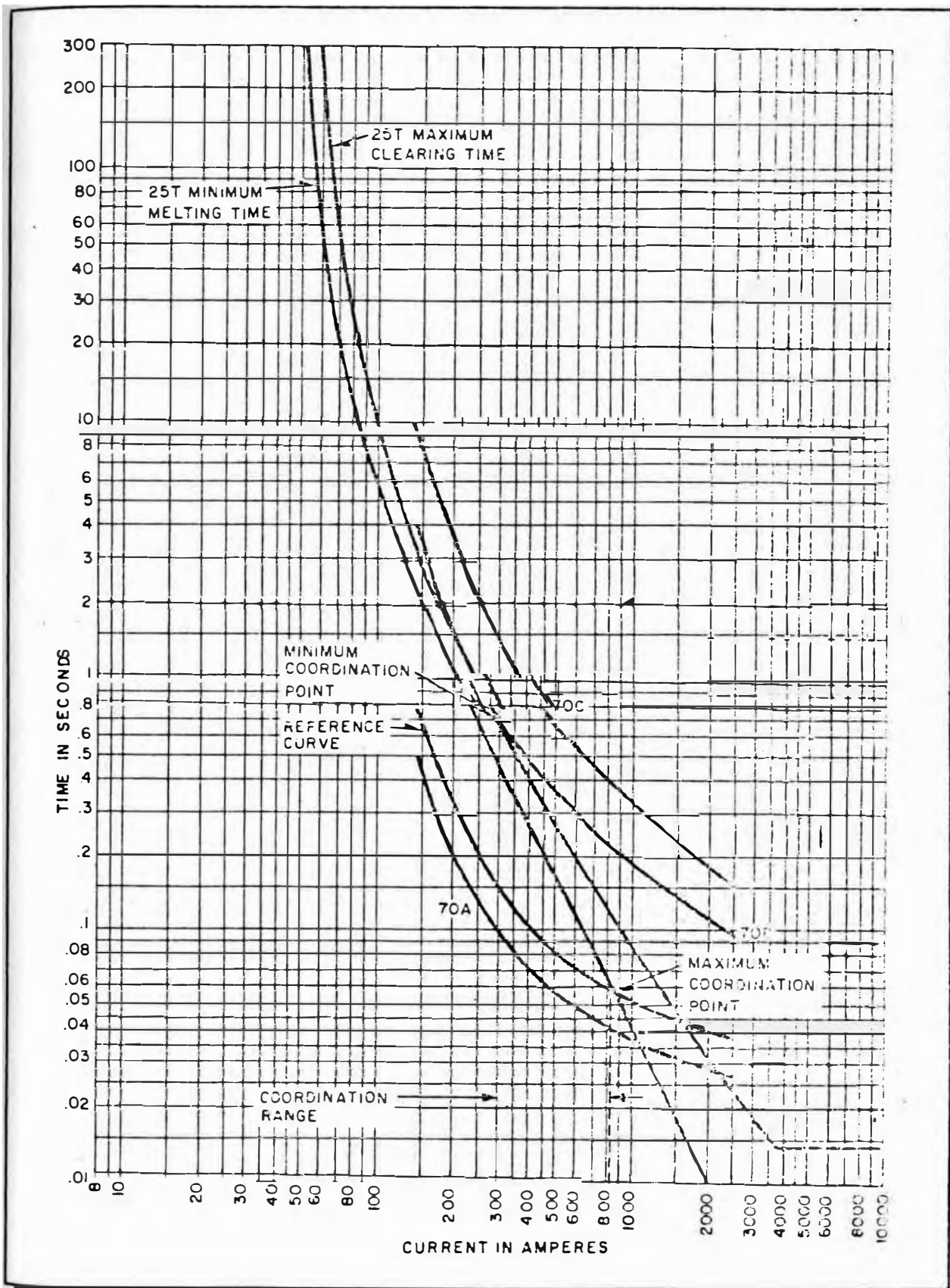


FIGURE Coordination range of 25T fuse link and 70-ampere recloser.

FIGURA 5 - Coordinación de Reconectador con fusible del lado de carga.

En esta forma se establece un rango de coordinación para una particular selección de curvas características y secuencias de operación del reconectador y características de fusible. Este rango puede cambiarse seleccionando otras características, ya sea para el reconectador, para el fusible o para ambos.

b) Coordinación Reconectador con fusible del lado de alimentación

La coordinación de un reconectador y de los elementos fusibles del lado de alimentación, es similar, pero todas las operaciones del reconectador deben ser más rápidas que la curva mínima de fusión del fusible. Además la secuencia de operación del reconectador y el intervalo de recierre, deben ser considerados. Normalmente, esta aplicación del fusible protege al sistema de una falla interna del transformador o de una falla en el lado de alimentación secundaria de la barra colectora asociada al reconectador que no puede ser detectada por el reconectador.

Reglas de Coordinación (7):

Con las curvas de los elementos fusibles y del reconectador sobre la misma base, tiene aplicación la regla siguiente:

Para la máxima corriente de falla disponible en una ubicación de reconectador, el tiempo mínimo de fusión del elemento fusible en el lado de alimentación del transformador, debe ser mayor que el tiempo promedio de despeje de la curva demorada del reconectador, mul

tiplicada por un factor específico.

Este criterio introduce otro grupo de factores "K" que varía con las secuencias de recierre y operación. Estos factores se muestran en la Tabla 5.

Tiempo de recierre: segundos	Factores de multiplicación		
	Dos operaciones rápidas y dos demoradas.	Una operación rápida y 3 demoradas.	Cuatro operaciones demoradas.
0,4	2,7	3,7	3,7
0,5	2,6	3,1	3,5
1,0	2,1	2,5	2,7
1,5	1,85	2,1	2,2
2,0	1,7	1,8	1,9
4,0	1,4	1,4	1,45
10,0	1,35	1,35	1,35

TABLA 5 - Factores de Multiplicación "K" para elementos fusibles del lado de alimentación.

Estos factores K tienen en cuenta el tiempo compuesto de calentamiento y de enfriamiento del elemento fusible.

El método empleado para seleccionar un fusible del lado de alimentación apropiado, es planear las curvas de tiempo-corriente del reconectador y las curvas de tiempo-corriente del fusible en la misma planilla.

Al seleccionar un elemento fusible para protección contra sobrecarga del transformador, es práctica usual seleccionar un elemento que pueda llevar la corriente de

carga total del transformador y que se fundirá en 300 segundos al porcentaje adicional deseado de corriente de plena carga, usualmente 200 a 300%. Ver figura 6.

c) Reemplazo de Fusibles

La coordinación de los reconectores con los fusibles - del lado de carga, así como con los del lado de alimentación, utiliza métodos que emplean las curvas características de tiempo-corriente del elemento fusible para cualquier tipo particular de fusible. En consecuencia, los elementos fusibles usados en un plan de protección coordinada, deben contar con curvas características garantizadas publicadas. Cada estudio de coordinación - identifica un tipo de elemento específico y el régimen de corriente que debe usarse para asegurar una coordinación correcta.

Cuando un elemento fusible opera debido a una falla persistente o permanente, el liniero debe reemplazar - el elemento consumido por el mismo tipo y régimen de - Amperes, preferible del mismo fabricante. Sin esta política de reemplazo, puede perderse la coordinación , con lo que aumentarían innecesariamente las quejas del cliente. Por lo tanto, una regla necesaria para un plan de protección coordinado es: REEMPLAZAR SIEMPRE LOS ELEMENTOS CONSUMIDOS POR ELEMENTOS DEL MISMO TIPO Y REGIMEN DE CORRIENTE.

1.2.2.3. Fusible Protector del Transformador (9)

En una subestación del tipo rural, gene-

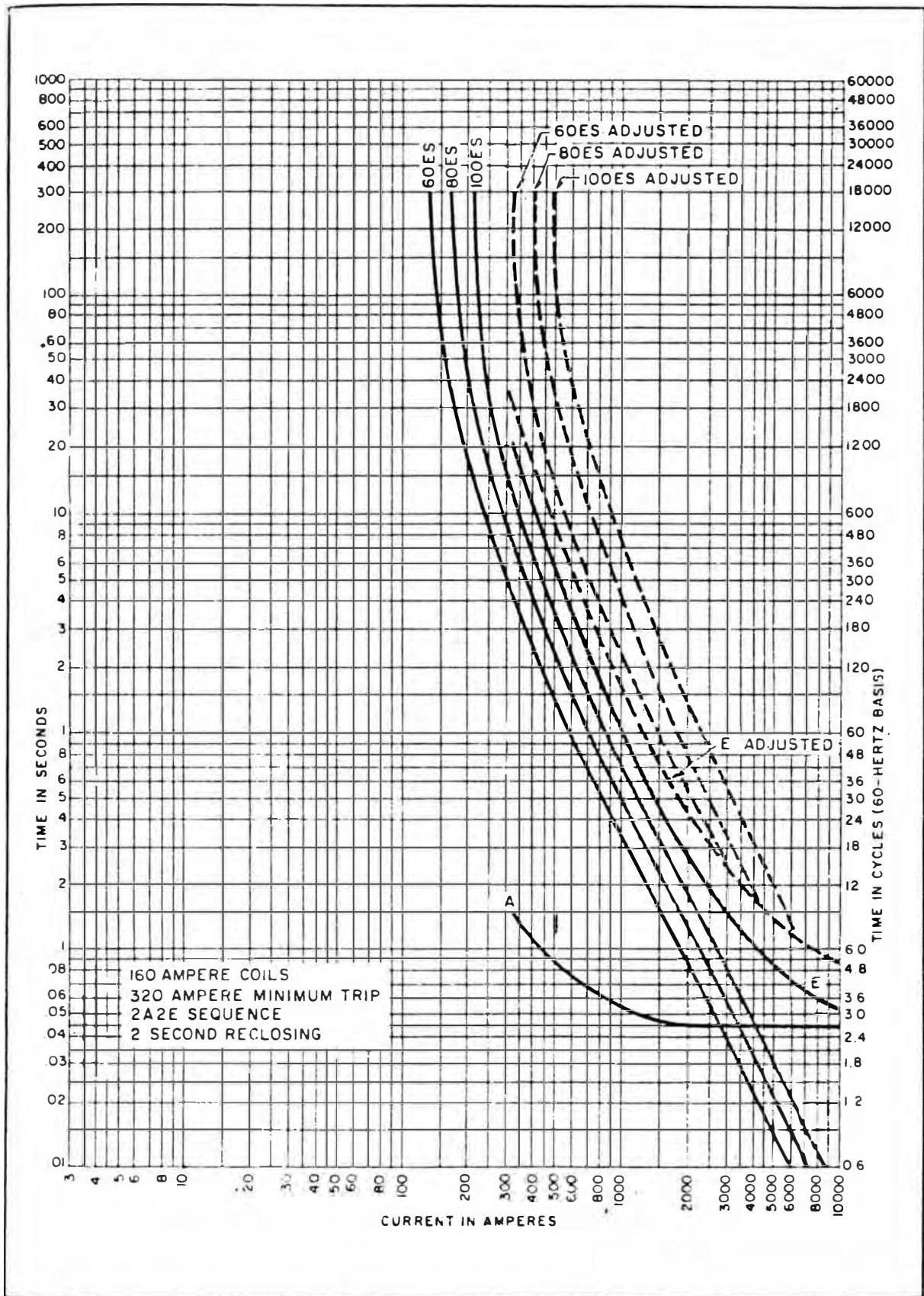


FIGURE To establish coordination with an automatic circuit recloser, source-side fuse selection begins by comparing time-current curves.

FIGURA 6 - Coordinación de Reconector con fusible del lado de alimentación.

ralmente el equipo más costoso es el transformador, por lo que se debe tener mucho cuidado al momento de seleccionar la protección.

Como se vió anteriormente, en este tipo de electrificación es común proteger el transformador con fusibles debidamente coordinados, en vista de que otros dispositivos de interrupción son muy costosos.

Para la correcta protección del transformador, la curva característica de corriente vs tiempo del fusible involucrado, debe coordinar con las características del transformador, esto quiere decir que debe estar ubicada entre dos curvas límites, una inferior y otra superior.

La curva inferior es la llamada curva no disruptiva del fusible (FUSE WITHSTAND CURVE), que está dada para los períodos cortos de tiempo por la característica de las corrientes magnetizantes y para los tiempos largos por la característica de la sobrecarga repentina (COLD LOAD PICKUP). Para evitar una operación innecesaria, la característica del tiempo mínimo de fusión del fusible, debe estar a la derecha de la curva no disruptiva del fusible.

Para transformadores con potencias de hasta 1,600 KVA, esta curva se puede obtener uniendo los siguientes puntos:

25 veces la corriente nominal en 0.01 segundos

12 veces la corriente nominal en 0.10 segundos

6 veces la corriente nominal en 1.00 segundos

3 veces la corriente nominal en 10.0 segundos.

Los valores de la corriente magnetizante para 0.01 y 0.1

segundos, generalmente son asumidos para el peor caso. En la práctica es improbable que se consigan esos valores. La parte de sobrecarga repentina de la curva no disruptiva del fusible es una función de las características de la carga, pero sin necesariamente conocerla. 6 y 3 veces la corriente nominal para 01 y 10 segundos respectivamente, son valores representativos.

La curva superior es la llamada, curva no disruptiva del transformador (TRANSFORMER WITHSTAND CURVE). La característica del tiempo máximo para librar la falla del fusible, debe estar a la izquierda de la curva no disruptiva del transformador. La característica de esta curva está dada por las recomendaciones de la norma ANSI C57.12.90, en donde una expresión conservadora es la siguiente:

$$I^2 t = 1250$$

En donde t, son los segundos e I el valor por unidad de una falla simétrica en el transformador. Es decir el número de veces de la corriente nominal.

En el capítulo III veremos una aplicación de estos conceptos.

1.3. ATERRAMIENTO ELECTRICO

1.3.1. Generalidades

En subestaciones de media y alta tensión la presencia de corrientes de falla de varios kiloamperios no son raros, por lo que el sistema de puesta a tierra de una subestación, debe ser diseñada de manera que se logren las máximas condiciones de dispersión con bajos potencia-

les transferidos, lo cual significa seguridad para el personal y para los equipos de la subestación. Por consiguiente deberá satisfacer plenamente los siguientes objetivos:

- a) Aterramiento de baja impedancia para protección contra frentes de onda, debido a operación del sistema de potencia y a las descargas atmosféricas.
- b) Asegurar que las partes metálicas que no llevan corriente, tales como armazones de equipos, estructuras metálicas, etc. estén siempre al potencial de tierra, aún en el caso de falla de aislamiento.
- c) El gradiente de potencial dentro y cerca de la subestación, debe ser tal, que ante la ocurrencia de una falla a tierra, tanto la "tensión de paso" como la "tensión de toque" se limiten a valores seguros. (El concepto de tensión de paso y toque se describe a continuación de estas consideraciones).
- d) El sistema de tierra de la subestación debe ser aislado de las tuberías de agua y servicios en general, que pudieran entrar a la subestación, de manera que cualquier elevación de potencial de la tierra de la subestación no sea transferida al exterior.
- e) El sistema de tierra debe ser capaz de transportar la corriente máxima de falla a tierra, sin que se produzca sobrecalentamiento, daño mecánico o un excesivo secado del suelo alrededor de conductores o electrodos enterrados.
- f) Asegurar que el patio de la subestación

tencial lo más uniforme posible en caso de una falla. Respecto a la condición c), podemos decir que la "tensión de paso", está relacionada con la tensión que puede soportar una persona cuando camina en una zona sometida a un gradiente de tensión, esta diferencia de potencial que puede soportar el cuerpo de una persona, es considerada como el máximo valor permisible entre dos puntos accesibles del terreno de la subestación, separados por un metro (aproximadamente un "paso"). La "tensión de toque" está relacionada con la tensión que puede soportar una persona al tocar un objeto que se encuentra puesto a tierra, pero a su vez está transportando una corriente de falla, esta diferencia de potencial que puede soportar el cuerpo, es considerada como el máximo valor permisible entre el objeto tocado y un punto a un metro de distancia (aproximadamente la longitud de un brazo).

Por tales razones, un sistema de puesta a tierra no debe concretarse únicamente a una baja resistencia de tierra, sino a conseguir una adecuada característica de potencial para cumplir los objetivos ya mencionados, puesto que en una baja resistencia no es, de por sí, una garantía de seguridad cuando se tienen elevados gradientes de potencial.

El sistema de tierra de una subestación estará constituida, según el caso, por una combinación de todos o algunos de los siguientes electrodos de tierra:

MALLA DE TIERRA

POZO DE TIERRA

CABLE DE GUARDA O CABLE DE TIERRA.

1.3.2. Resistividad del Terreno

Antes de efectuar cualquier cálculo sobre la puesta a tierra, es esencial conocer la resistividad del terreno donde se ha ubicado la subestación, inclusive es un factor importante para escoger la ubicación mientras sea posible. Escoger un terreno de baja resistividad resulta muy ventajoso para el diseño del sistema de tierra y consecuentemente para la seguridad.

En la figura 7 se reúnen varios datos prácticos sobre la resistividad del terreno, consecuencia de una serie de ensayos (1). El gráfico I se refiere a la humedad contenida en aquél y muestra la conveniencia de tomar terrenos húmedos para los sistemas de tierra. El gráfico II muestra la resistividad del terreno con adición de sal común; se comprende que es conveniente tratar los terrenos para tomas de tierra, disolviendo en ella sal común (u otro aditivo similar) que tiene, además, la propiedad de ser higroscópica y por tanto mantiene la humedad del terreno. El gráfico III pone de relieve la importancia de la temperatura sobre la resistividad del terreno; se aprecia que la congelación del agua contribuye a reducir la conductibilidad del terreno y por consiguiente, la necesidad de profundizar los electrodos por debajo de la zona susceptible de congelamiento.

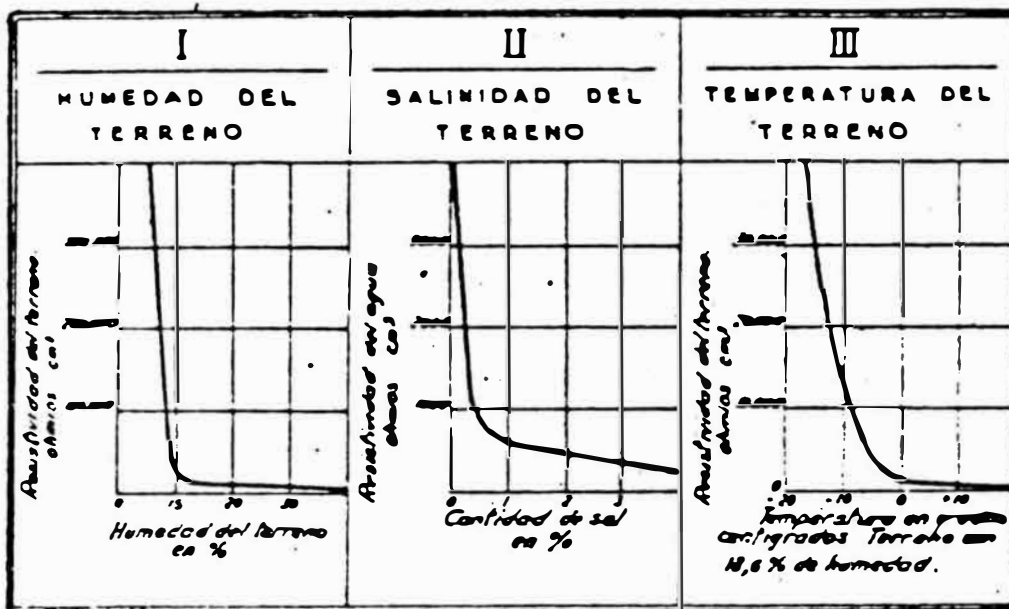


FIGURA 7 - Ensayo de Resistividad Típica del terreno.

A continuación se muestra un cuadro que da una clasificación directa de terrenos de acuerdo a su resistividad (8).

VALORES TÍPICOS DE RESISTIVIDAD , TIPO DE TERRENO	(OHM-METRO)
Terrenos vegetales húmedos	10-50
Arcillas, limos	20-60
Arenas arcillosas	80-200
Fangos	150-300
Arenas	250-500
Suelos pedregosos (poca vegetación)	300-400
Rocas	1000-10,000

TABLA 6 - Clasificación de los Terrenos por su Resistividad.

1.3.3. Malla de Tierra

La red de tierra de una subestación consiste en el conjunto de conductores y barras enterradas a pequeña profundidad, por debajo de la superficie del terreno y cuya configuración es la de una malla cuadriculada. Las características principales de una malla de tierra son las siguientes:

Longitud y calibre del conductor de tierra

Longitud, calibre y cantidad de las barras de tierra -

Profundidad de enterramiento del conductor y barra de tierra

Espaciamiento de las filas de conductores de tierra

Area ocupada por la malla de tierra.

Respecto a la combinación malla-barras, se puede decir que en un terreno homogéneo, o en términos generales, en el caso en que las barras estén ubicadas en una zona del terreno de resistividad igual o superior a la del terreno que rodea el reticulado, no se justifica el empleo de barras, sólo se les utiliza cuando éstas están destinadas a penetrar en una zona de menor resistividad que la que contiene el reticulado. Sin embargo esto debe manejarse con un buen criterio, ya que una medición de resistividad realizada en época húmeda, podría indicar una resistividad homogénea hasta una cierta profundidad e inducir a no aplicar barras. No obstante, la medición de resistividad realizada en época seca, puede indicar la presencia de zonas superiores de mayor resistividad (debido a una mayor evaporación de humedad superficial), justificándose en este caso el empleo de barras.

Como conclusión de esto, puede decirse que aunque las barras no se justifican en absoluto en algunos casos, en otros, su exclusión no es conveniente, ya que pueden contribuir a mantener la resistencia de puesta a tierra en las diferentes épocas del año, dentro de un margen más estrecho de variación.

En la práctica, en los casos en que la malla o la combinación malla-barras, no logre una resistencia lo suficientemente baja se emplean uno o más pozos de tierra alejados (5 m. ó más) conectados a la malla para asegurar una resistencia de puesta a tierra conveniente.

Respecto a la resistencia de puesta a tierra no hay normas específicas, aunque en el Código Nacional de Electricidad tomo IV existe una tabla para subestaciones de distribución, es recomendable una resistencia no mayor de 10 ohmios para subestaciones pequeñas, 5 ohmios para subestaciones más importantes y 1 ohmio para subestaciones importantísimas.

En subestaciones rurales, estamos en los dos primeros casos.

Para el cálculo de la malla de tierra, se debe determinar previamente la siguiente información:

Máxima corriente de falla a tierra, en KA (I_{CC}).

Se debe considerar la máxima corriente r.m.s. de falla simétrica, la cual puede determinarse del cálculo del nivel de cortocircuito del sistema. Para efectos del cálculo de malla de tierra, podemos disminuir el valor de esta corriente por un factor dependiente del tiempo de despeje de la falla según lo siguiente (3):

DURACION DE LA FALLA		FACTOR DIVISOR
SEGUNDOS	CICLOS (60 Hz)	
0.008	0.5	1.65
0.1	6	1.25
0.25	15	1.10
0.50 más	30 ó más	1.00

TABLA 7 - Corrección de la Corriente de Falla

Tiempo total de despeje de la falla, en segundos (t)

Resistividad promedio del terreno, en Ohm-metro (ρ_o)

Resistividad superficial del terreno en Ohm-metro dentro de la subestación (ρ_{si})

Resistividad superficial del terreno al exterior de la subestación en Ohm-metro (ρ_{se})

Resistividad promedio del hombre entre brazo y pie en Ohm-metro (ρ_H).

Longitud de la subestación, en metros (L)

Ancho de la subestación, en metros (A)

Profundidad de la malla de tierra, en metros (h)

A continuación se presentan los pasos que hay que seguir para el cálculo de la malla de tierra (6):

a) Máxima tensión de toque permisible

$$E_t = \frac{\rho \sqrt{0.027}}{t} ; \text{ donde } \rho = \rho_H + 1.5 \rho_{si}$$

b) Máxima tensión de paso permisible

$$E_p = \frac{165 + \rho_{se}}{\sqrt{t}}$$

c) Cálculo de la resistencia de puesta a tierra teórica

Que siempre es un valor menor, pero muy cercano a la resistencia de puesta a tierra real. Si en este cálculo, sale una resistencia muy alta, será necesario ampliar el área de la subestación (puede ser solamente el área cubierta por la malla).

$$R_T = 0.443 \frac{\rho_o}{\sqrt{L.A.}} \quad (\text{Fórmula que es simplificación de la fórmula de SCHWARZ}).$$

d) Cálculo del conductor

$$S = \frac{I_{cc}}{1973 \sqrt{\frac{\log\left(\frac{T_m - T_a}{234 + T_a} + 1\right)}{33 t}}}$$

donde: $S =$ sección en mm^2

$T_m =$ máxima temperatura permisible

$T_a =$ temperatura ambiente en $^{\circ}\text{C}$

La temperatura de fundición del cobre es de $1,083^{\circ}\text{C}$. Para el cálculo se recomienda un factor de seguridad de 3.

Luego podemos considerar: $T_m = \frac{1083}{3} = 361^{\circ}\text{C}$

Por condiciones mecánicas y de temperatura es recomendable no tomar una sección menor que 35 mm^2 (# 2 AWG)

e) Cálculo de las tensiones de toque y paso del sistema

Es aquí donde debe hacerse una configuración preliminar de la malla de tierra, siendo recomendable, pero no indispensable, por motivos de facilidad y mayor exactitud del cálculo, considerar un reticulado uniforme, es decir en cuadrados. El cálculo es como sigue: (figura en la siguiente página).

- Tensión de toque:

$$E_{to} = K_m K_i \frac{\rho_o}{L_o} \times I_{cc}$$

$$\text{donde: } K_m = \frac{1}{2} \ln \frac{D^2}{16 h d} + \frac{1}{\pi} \ln \left(\frac{3}{4} \right) \left(\frac{5}{6} \right) \dots \left(\frac{2n-3}{2n-2} \right)$$

$$K_i = 0.65 + 0.172 n.$$

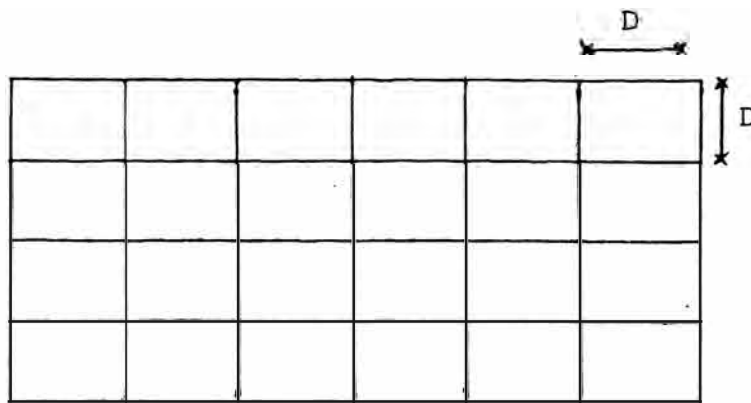


FIGURA 8 - Configuración Típica de una Malla de Tierra

D = Espaciamiento entre conductores (m)

h = Profundidad de enterramiento (m)

d = Diámetro del conductor (m)

n = # de conductores en paralelo *

L_o = Longitud total del conductor (m)

- Tensión de Paso:

$$E_{P_o} = K_s K_i \frac{\rho_o}{L_o} I_{cc}$$

donde:

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left[\frac{1}{2h} + \frac{1}{D+h} + \frac{1}{2D} + \frac{1}{3D} + \dots + \frac{1}{(n-1)D} \right]$$

Tiene que cumplirse que:

$$E_{T_o} < E_T \quad \text{y} \quad E_{P_o} < E_P$$

De lo contrario hay que variar la configuración de la malla, aumentando la longitud del conductor o el área de la malla.

Hay que tener en cuenta que los lados del reticulado de la malla, no deben ser menores de 5 m., ya ...

* Considerar el número mayor

que puede originarse apantallamiento entre conductores.

f) Cálculo de la resistencia de puesta a tierra real

$$R_r = \frac{\rho_o}{L_o} + 0.443 \frac{\rho_o}{\sqrt{L \cdot A}} \quad (\text{Fórmula simplificada de SCHWARZ introduciendo la longitud real})$$

- A manera de comprobación, podemos utilizar otra fórmula para hallar el mismo valor, el cual debe ser muy similar al anterior:

$$R_r = \rho_o \left(\frac{1}{4R} + \frac{1}{L_o} \right) \quad (\text{Método de Laurent})$$

donde:

$$R = \sqrt{\frac{L \cdot A}{\pi}}$$

Si el valor de la resistencia real es apreciablemente mayor que el teórico, se puede aumentar la longitud del conductor para mejorar la resistencia. Pero si ambos valores son considerablemente grandes hay que aumentar el área cubierta por la malla; si se diese el caso que de ninguna manera, la resistencia logra ser adecuada, se diseña la malla solamente para las tensiones de toque y de paso y se obtiene la resistencia deseada por medio de pozos de tierra adicionales.

1.3.4. Pozo de Tierra

En un terreno de alta resistividad, podemos obtener una puesta a tierra de muy baja resistencia con un pozo de tierra debidamente constituido, es decir cambiando la tierra en un diámetro de 1 m. a 1.2 m. y colocando tierra vegetal con un adecuado porcentaje de aditivo salino.

Respecto a las consideraciones técnicas, podemos presentar los gráficos (figura 9) que han sido resultados de diversos ensayos; la característica IV, evidencia que la longitud óptima del electrodo es aproximadamente 2.5 m. para un diámetro nominal de 3/4"; la característica V se refiere al diámetro conveniente de los electrodos para profundidades de 3 m, encontrando que aquel es de 3/4", porque para valores mayores la resistencia varía muy poco; y finalmente la curva VI muestra los valores de la resistencia entre dos electrodos, para distintas separaciones entre ellos, con varillas de 3/4" y enterrados 3 m. Se observa que a partir de una distancia de 2 m. entre electrodos, el aumento de resistencia es de escaso valor; sin embargo si se dispone de suficiente espacio en la subestación, podría tomarse una separación de 4 ó 5 metros entre electrodos para mayor seguridad.

Para hallar el porcentaje de aditivo a utilizar, se debe conocer la resistividad que debe tener la tierra del pozo para la resistencia de puesta a tierra deseada. Para esto podemos utilizar la fórmula siguiente (8):

$$R = \frac{\rho}{2 \pi L} \ln \frac{2L}{1.36 r}$$

donde:

ρ = resistividad del pozo en ohmio-m

L = longitud de la varilla

r = radio de la varilla

R = resistencia en Ω deseada

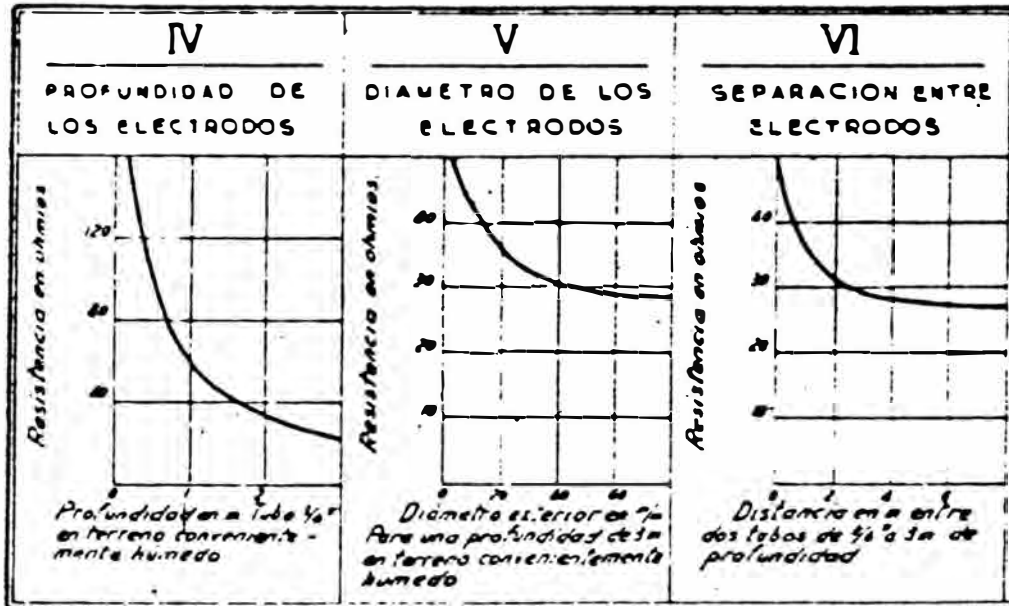


FIGURA 9 - Ensayo de Electrodos de tierra

despejando la resistividad tenemos:

$$\rho = \frac{2 \pi LR}{\text{Ln} \frac{2L}{1.36r}}$$

Con la resistividad original del terreno y con la que se desea obtener en el pozo, se debe ir a las tablas de los fabricantes de electrodos o implementos de puesta a tierra y obtener el porcentaje aditivo necesario.

Como aditivo para el pozo de tierra, puede utilizarse la sal común, sulfato de magnesio, entre otros, pero se corre el peligro de que el electrodo se quiebre por la corrosión, sobre todo causada por el primero.

Actualmente se conocen aditivos menos corrosivos, tales como el LABOR-GEL o SANICK-GEL, pero son más costosos. Para evitar el secado total de la tierra del pozo con el tiempo, existe un método utilizado recientemente en los EE.UU. con buenos resultados y consiste en hacer un canal de 1.2 m. de diámetro aproximadamente y llenarlo con un aditivo salino (que sí puede ser sal común, pues no tendrá contacto directo con la varilla) y cambiar o agregar el aditivo, luego de una revisión periódica.

En la figura 10 se muestra cómo sería el pozo con todas las recomendaciones expuestas.

1.3.5. Cable de Guarda

En donde las condiciones ambientales lo requieran, la protección de las subestaciones contra impactos directos de descargas atmosféricas, debe estar compuesta por una malla de cables de guarda, de manera tal

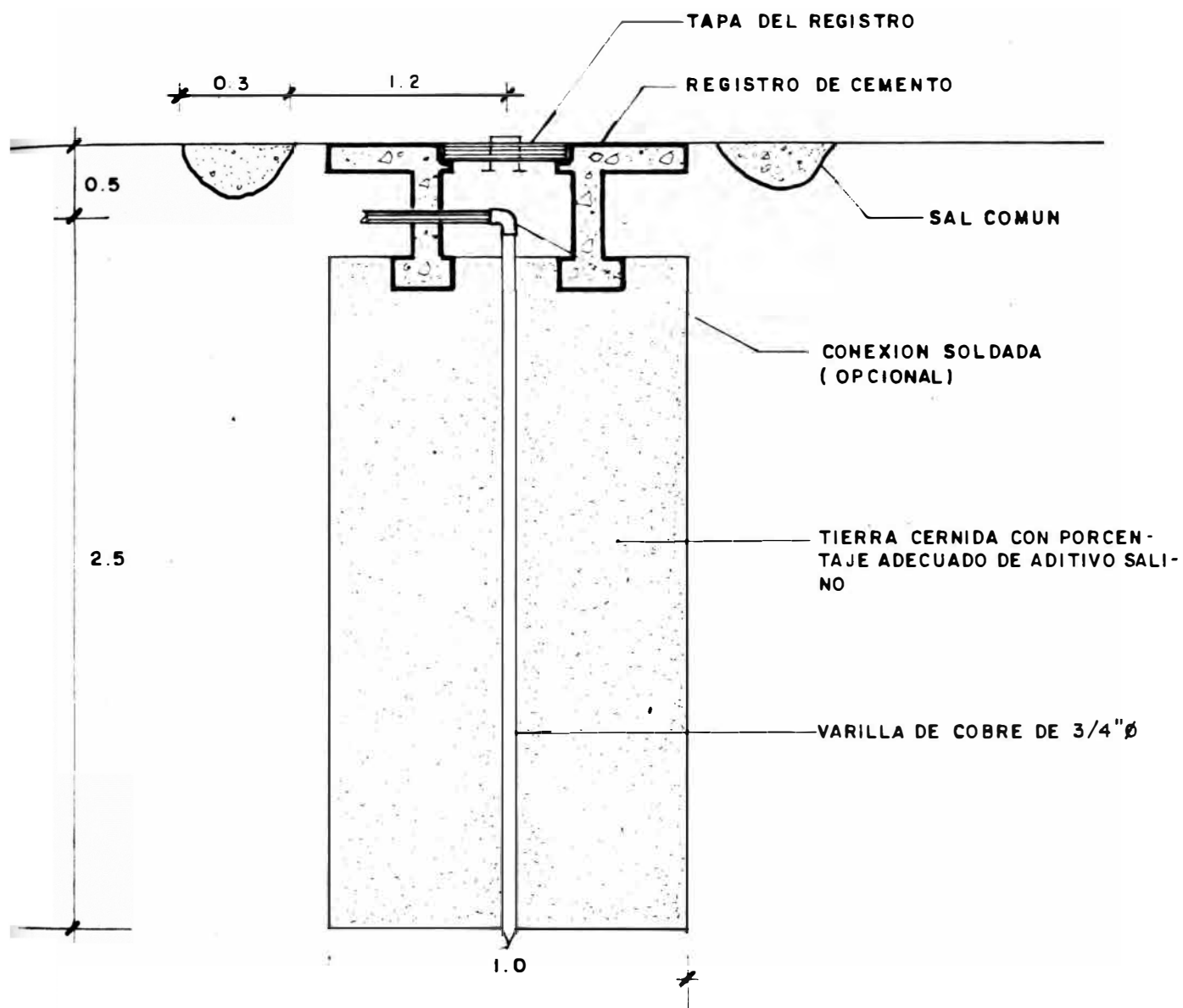


FIG. 10 DETALLE POZO DE TIERRA

que todas las instalaciones queden cubiertas por la malla. Para determinar el área de protección, se procederá como se indica en la figura 11, en la que se muestra una subestación protegida con cables de guarda.

En este dibujo, la distancia H representa la altura del cable de guarda y los puntos 1 y 2 son los cables. Para determinar la zona de protección se trazan los arcos de radio 2H.

La zona protegida por este método tiene forma de casa de campaña, con los cables de guarda al tope.

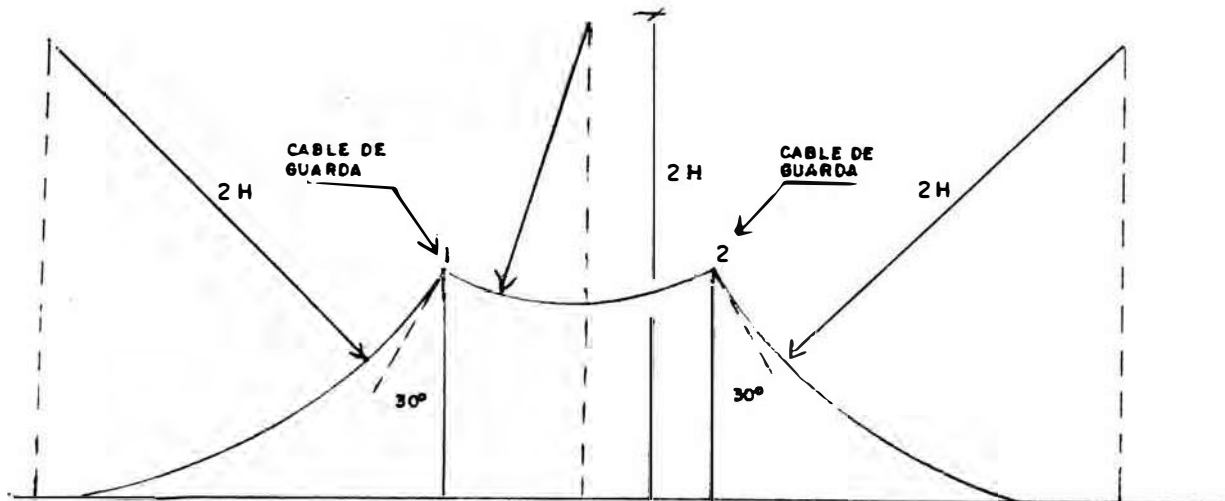
Las dimensiones recomendadas para el cable de guarda son:

- Material : Acero
- Formación: 7 Hilos
- Sección 50 mm²
- Galvanizado en caliente, construido de acuerdo a la norma ASTM - A363.

Existe otro método para determinar la ubicación del cable de guarda, denominado modelo electromagnético, el cual es más preciso que el ya desarrollado. El modelo es aplicado a los conductores más elevados de la configuración triángulo equilátero, doble bandera, así como los conductores de la formación plano horizontal.

El modelo electromagnético, consiste en lo siguiente(11): Un sistema de ejes X-Y, se asume el eje X como la superficie del suelo y el eje Y como directriz de la altura del conductor instalado en el punto A.

Toda punta o piloto de descarga del rayo, podrá alcanzar



EN CASO DE UN SOLO CABLE DE GUARDA, LOS PUNTOS 1 y 2 SE CONFUNDEN

FIGURA 11 - Zona de Protección de los Cables de Guarda

el punto A o el suelo, según se halle a uno u otro lado - de la parábola P, que es el lugar geométrico de los puntos equidistantes y que a la vez define 2 zonas, Zona I y Zona II.

Conociendo la distancia crítica de aterramiento de una descarga ascendente (r_c), se puede definir una Zona III, trazando un arco de círculo concéntrico en A, el cual intercepta a la parábola en el punto M (ver figura 12).

Haciendo un análisis de las posibilidades de contacto del rayo, tenemos:

- a) En la zona I, todas las descargas caen al terreno.
- b) En la zona II, si el piloto de un rayo penetrase, el punto de impacto, en ausencia del cable de guarda, se

ría el conductor A, pero no habría contorneo, ya que $r < r_c$, por lo tanto la corriente de rayo es menor que la corriente crítica (I_c).

- c) En la zona III, la distancia crítica es necesariamente mayor que r_c , por lo tanto la corriente del rayo es también mayor que I_c . Esta es la zona donde el cable de guarda deberá desempeñar su rol protector.

Para proteger el punto A se traza con centro en M y radio r_c un arco de círculo "g", que nos permitirá el siguiente análisis:

1. Todo punto F del arco "g", forma en A y M un Δ isósceles, cuya base es AF, luego todo punto Q situado por encima de la mediatriz MN, cumplirá con la condición de protección $QF < QA$.
2. El arco de círculo "g", es el lugar geométrico de óptima eficacia del cable de guarda que protege al conductor más expuesto de la línea. El ángulo de protección estará dado, según la expresión:

$$\theta_o = \alpha - \beta$$

$$\text{donde: } \alpha = \text{sen}^{-1} \left(1 - \frac{Y}{r_c} \right) \quad \begin{array}{l} Y = \text{altura media ponderada} \\ \text{del conductor} \\ \text{al suelo} = Y \end{array}$$

$$\beta = \text{sen}^{-1} \left(\frac{c}{2 r_c} \right) \quad \begin{array}{l} c = \text{es la distancia media} \\ \text{del conductor.} \end{array}$$

Dicha relación permite determinar en función de los parámetros:

$$\frac{Y_m}{r_c} \text{ y } \frac{c}{r_c} ; \theta_o = f \left(\frac{Y_m}{r_c}, \frac{c}{r_c} \right)$$

Para determinar I_C y r_C se pueden utilizar las siguientes expresiones:

$$I_C = \frac{2 \text{ NBA}}{Z_O} \quad \text{donde: } Z_O = \text{Impedancia característica}$$

$$r_C = 6.7 I_C^{0.8} \quad \text{NBA} = \text{Nivel básico de aislamiento (BIL).}$$

$$Z_O = 60 \text{ Ln} \frac{2 Y_m}{r_{eq}} \quad r_{eq} = 6 \text{ cm.}$$

$$Y_m = 1.1 \left(Y_O - \frac{2}{3} f \right) \quad Y_m = \text{Altura media correspondiente al conductor de fase más alto}$$

$$Y_O = \text{Altura de amarre a la estructura} \quad f = \text{Flecha del conductor}$$

Se puede asumir: $Y_m = Y_O$ para terrenos llanos

$$Y_m = 2Y_O \text{ para terrenos montañosos.}$$

1.3.6. Puesta a Tierra de Equipos y Estructuras

La puesta a tierra se refiere a las conexiones necesarias entre la malla de tierra y los equipos que deben ser aterrados.

Los equipos y estructuras que deben ponerse a tierra y los requerimientos particulares para cada uno de ellos son los siguientes:

- ESTRUCTURAS METALICAS: Toda columna de pórticos, torres de acero, partes metálicas de postes de madera.
- SECCIONADORES, CUT OUTS y SECCIONADORES FUSIBLES: Las bases metálicas de los polos deben tener una conexión común directa a la malla de tierra.

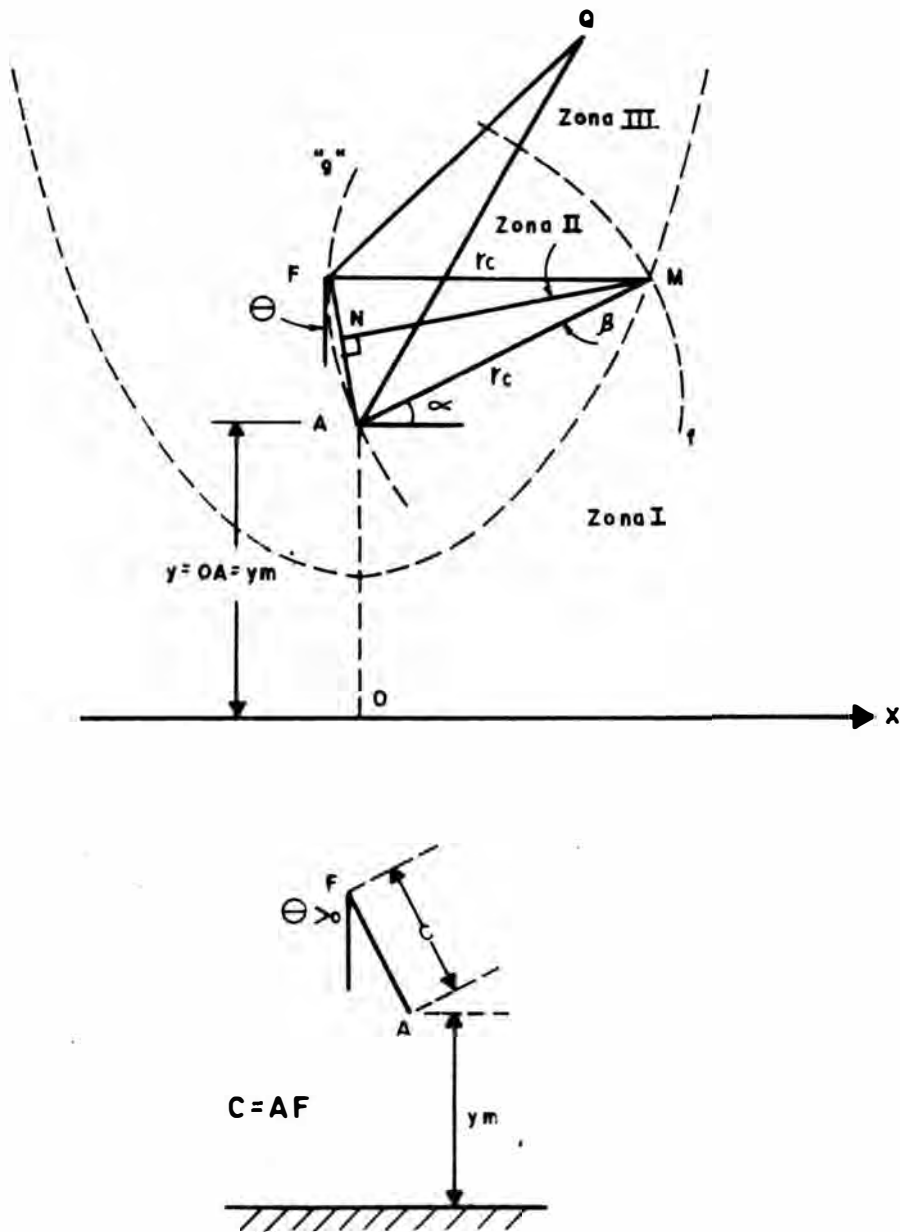


FIG. 12 DESARROLLO DEL MODELO ELECTROMAGNETICO

- TRANSFORMADORES DE MEDIDA: Deben tener una o dos tierras, según se requiera, independiente de la estructura soporte; una en la base metálica (carcaza) y otra al neutro, si es que la hubiere.
- TRANSFORMADORES DE POTENCIA: Deben tener puesta a tierra separadas por la carcaza (masa) del transformador y en cada terminal neutro.
- RECONECTADORES (RECLOSERS), INTERRUPTORES EN PEQUEÑO VOLUMEN DE ACEITE: Deben tener la carcaza (masa) directamente puesta a tierra, independiente de la estructura soporte.
- PARARRAYOS: Pueden tener una sola puesta a tierra común, por juego de tres pararrayos, independiente de la estructura soporte.
- CABLE DE GUARDA: Debe ser conectado directamente a la malla de tierra, independiente de la estructura soporte.
- AISLADORES TIPO PIN: La base metálica de los aisladores tipo pin debe estar puesta a tierra, pudiendo conectarse directamente a la estructura soporte.
- TABLEROS Y GABINETES: La carcaza de los tableros y gabinetes debe estar directamente puesta a tierra.

CAPITULO II

EQUIPOS Y SERVICIOS

2.1. EQUIPOS DE INTERRUPCION Y SECCIONAMIENTO

2.1.1. Generalidades

En una subestación de tipo rural se puede hablar de equipos de interrupción, maniobra y seccionamiento. Se considera un equipo de interrupción a aquel que interrumpe o abre el paso de corrientes de falla.

De maniobra a aquel que abre o cierra corrientes de carga (nominales). De seccionamiento a aquel que abre en vacío (sin corriente).

A continuación se hace una comparación de las características de los equipos que conforman una subestación.

<u>EQUIPO</u> \ <u>CARACTERISTICA</u>	<u>INTERRUPCION</u>	<u>MANIOBRA</u>	<u>SECCIONAMIENTO</u>
Interruptor	X	X	
Reconectador (Recloser)	X	X	
Seccionadores Fusibles (Power Fuse, Cut Out)	X		X
Seccionadores Bajo Carga		X	X
Seccionadores			X

2.1.2. Interruptores de pequeño volumen de aceite

En el campo de la media tensión, de preferencia se utiliza este tipo de interruptores (de 10 a 36

KV aproximadamente). El objeto es cortar las corrientes de carga y cortocircuito en el menor tiempo posible. Normalmente no funciona como seccionador en el sentido de aislar visualmente el circuito.

La extinción de arco se realiza por la acción del hidrógeno producido por la descomposición del aceite debido al arco, transfiriendo el calor del arco al aceite, con lo que se extingue por enfriamiento en forma efectiva.

El mecanismo de mando y operación pueden ser mediante aire comprimido o sistema hidráulico, según el fabricante, el fluido extintor del arco, es aceite, como su nombre lo dice. Para seleccionar estos equipos es necesario, por lo menos, 4 magnitudes:

- Tensión nominal (o la máxima tensión de servicio)
- Nivel básico de aislamiento (BIL)
- Corriente nominal
- Corriente de cortocircuito simétrica (o potencia de ruptura).

En la figura 13 se ilustran las diferentes partes que conforman a un interruptor en pequeño volumen de aceite.

2.1.3. Reconectores (RECLOSERS)

Las características de funcionamiento de estos equipos han sido descritos en el ítem 1.2.2.2.

Las características físicas y operativas de los reconectores para sistemas rurales, deben ser tales que se asegure un fácil mantenimiento, ya sea por disponibilidad de repuestos o por el tipo de operación conocido en nues

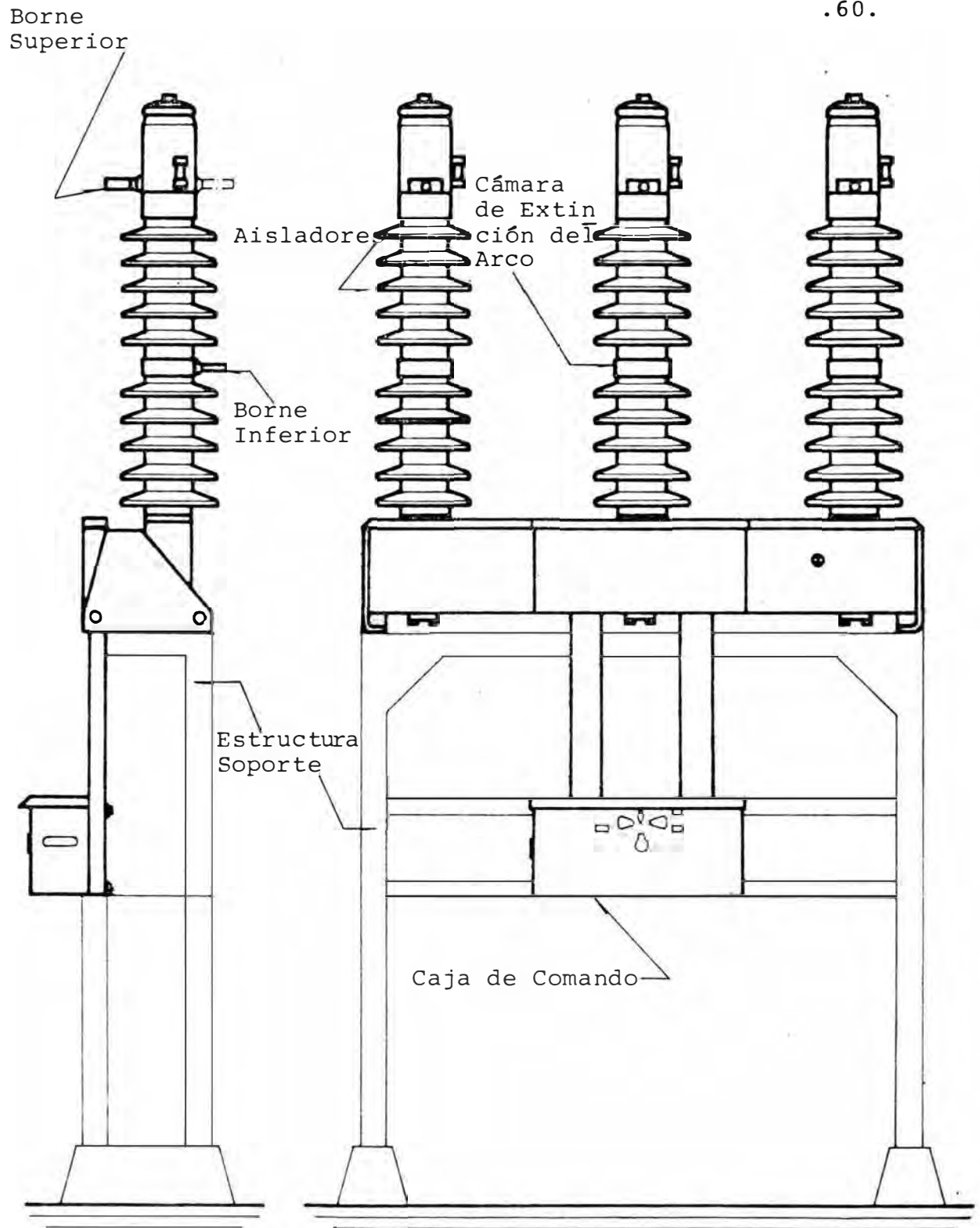


FIGURA 13 - Interruptor de reducido volumen de aceite

tro medio, además de un bajo costo inicial. Al momento de seleccionar un reconectador se deben comparar las siguientes características alternativas:

1. Monofásico o trifásico
2. Control (mecanismo de operación): hidráulico o electrónico.
3. Tipo de interrupción (fluido extintor del arco): Por aceite o por vacío.

1. Reconectores Monofásicos y Trifásicos

a) Reconectores monofásicos.

Son usados para la protección de líneas monofásicas, también se utilizan en los alimentadores de circuitos trifásicos, donde las cargas son predominantemente monofásicas; así cuando ocurre una falla permanente a tierra, una fase puede ser sacada mientras el servicio se mantiene en las otras dos fases del sistema.

b) Reconectores trifásicos.

Son usados cuando se requiere la apertura de las tres fases cuando la falla es permanente, también se utilizan para prevenir funcionamientos monofásicos de cargas trifásicas importantes, tales como grandes motores trifásicos; en cuanto al costo, un reconectador trifásico es más caro que tres monofásicos.

2. Control hidráulico y electrónico

La inteligencia que permite al reconectador detectar

sobrecorrientes, seleccionar el tipo de operación y los tiempos de apertura y reconexión, es suministrada por el sistema de control. Hay dos tipos básicos de control utilizados Control "hidráulico" integral y control "electrónico", ubicado en una cabina separada. Cualquier reconnector emplea uno de estos sistemas de control.

a) Control hidráulico.

El control hidráulico es usado en todos los reconectores monofásicos y en los reconectores trifásicos - de baja capacidad, este sistema es construido como una parte integral del reconnector, de modo que la sobrecorriente es detectada por una bobina de disparo conectada en serie con la línea.

Cuando la sobrecorriente pasa a través de la bobina un émbolo es jalado hacia adentro, abriendo los contactos del reconnector. La regulación de tiempo y la secuencia de operación, son realizados por bombeo de aceite a través de ductos o cámaras hidráulicas separadas.

b) Control electrónico.

Los reconectores con control electrónico son usados - en EE.UU., CANADA y Europa desde la década del 60 en - circuitos de mediana y gran capacidad, ya que al compararlo con el control hidráulico es más flexible, fácilmente ajustable y más preciso. El sistema de control electrónico se encuentra alojado en la cabina separada del reconnector; la corriente de línea es detectada - por un transformador de corriente, el cual manda las - señales de corriente al "cerebro del control electróni

co", para que éste a su vez ordene la acción de disparo o reconexión. Los reconectores con este tipo de control, son mucho más costosos que los convencionales hidráulicos.

3. Interrupción en aceite y al vacío

Los reconectores utilizan tanto aceite, como vacío para la interrupción del arco, los que utilizan aceite lo hacen para la interrupción y como medio de aislamiento. Muchos reconectores con control hidráulico, también usan el mismo aceite para las funciones de disparo.

El uso de vacío como medio de interrupción es relativamente nuevo. Este tipo de interrupción tiene como ventajas un mantenimiento menos frecuente y una mínima influencia externa (temperatura ambiente, humedad, altitud) durante la interrupción. Muchos tipos de reconectores se pueden conseguir con interrupción en aceite o al vacío como alternativas; los reconectores con interrupción al vacío pueden también utilizar aceite o aire como medio básico de aislamiento, dependiendo del tipo.

Como conclusión de lo anteriormente expuesto, se puede decir que para sistemas rurales, salvo casos particulares, los Reclosers deben ser Monofásicos (aún para sistemas trifásicos), con control hidráulico y de interrupción en aceite.

Para seleccionar estos equipos es necesario definir -

las siguientes magnitudes:

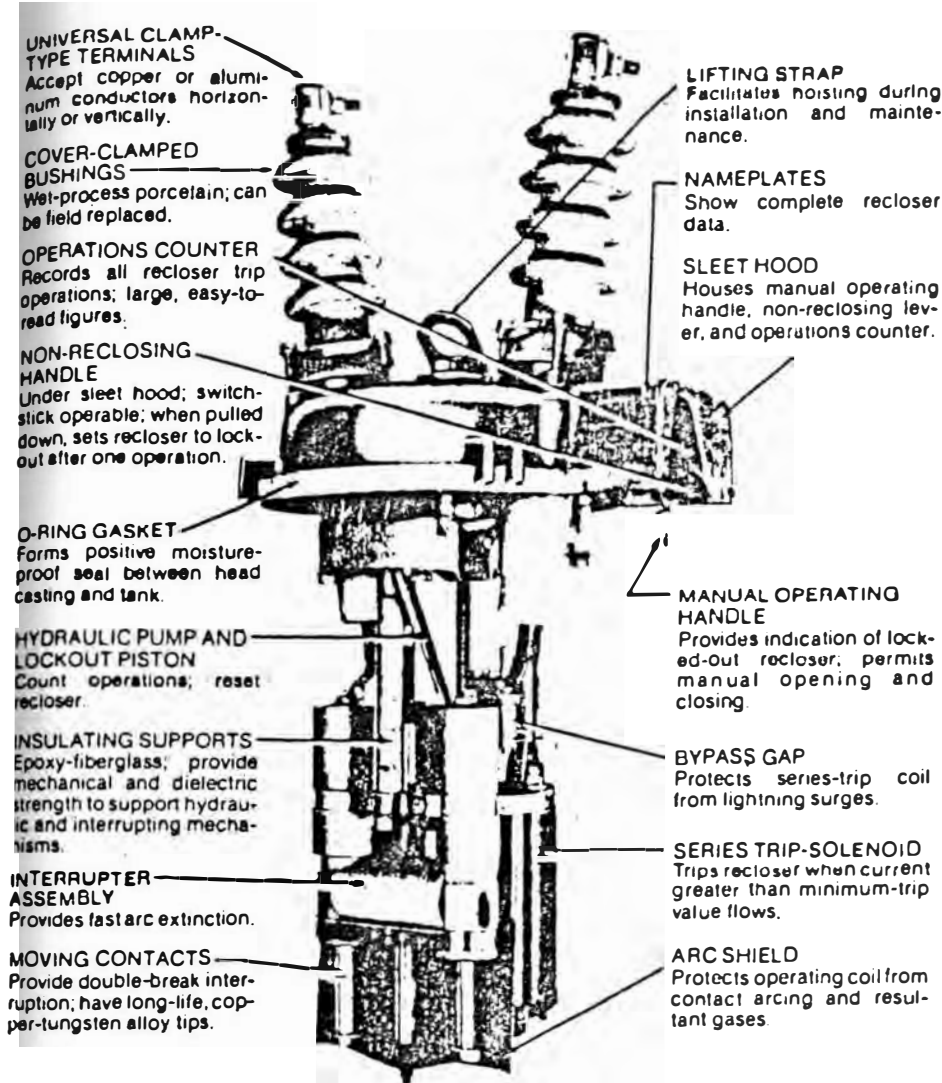
- Tensión nominal (o máxima tensión de servicio)
- Nivel básico de aislamiento (BIL).
- Corriente nominal
- Corriente de cortocircuito simétrica.
- Corriente de la bobina de disparo (depende de la zona de protección del reconectador).
- Número de operaciones rápidas y retardadas (depende del tipo de coordinación, ver ítem 1.2.2.2).

En la figura 14 se ilustran las diferentes partes que conforman un Reconectador Monofásico, con control hidráulico e interrupción en aceite.

2.1.4. Fusible de Potencia (POWERFUSE) y Fusible - Cortacircuitos (CUT OUT)

Al fusible de potencia suele llamársele, también seccionador fusible de potencia, ya que es justamente un seccionador (abre visualmente el circuito) con fusible incorporado, lo mismo puede decirse del fusible cortacircuitos, con la diferencia que está diseñado para condiciones menos exigentes de funcionamiento, que el fusible de potencia (capacidad de corriente nominal y de ruptura). Esta sería la principal diferencia operativa entre ambos dispositivos.

Físicamente pueden diferenciarse a primera vista, porque el fusible de potencia se encuentra apoyado en 2 aisladores perpendiculares al portafusible y el fusible cortacircuitos se apoya en un solo aislador paralelo al portafusible.



Untanked view of typical single-phase recloser (Type L shown).

FIGURA 14 - RECONNECTADOR 1φ
(Recloser)



Type L is a typical single-phase hydraulically controlled oil circuit recloser.

ble. No obstante, la similitud estriba en que estos dispositivos normalmente no pueden abrir bajo carga, a menos que se cuente con una pértiga dotada de un rompe arco o seccionador de carga (LOAD BUSTER DE S & C) que tiene la finalidad de romper el arco.

Los fusibles en todos los casos, brindan protección completa de falla, es decir, por ejemplo si se instala en el lado primario del transformador, el fusible detecta e interrumpe toda clase de fallas extensas, medianas y pequeñas, independientemente de que la falla esté en el lado primario o secundario.

Los fusibles existen en dos clases: velocidades normal y lenta, pudiendo existir una tercera velocidad, muy lenta o coordinadora, dependiendo del fabricante; esto permite escoger el tipo adecuado para la coordinación con otros dispositivos protectores, según sea el caso.

Un buen fusible debe tener limitada la variación entre el tiempo mínimo de fusión y el tiempo máximo de operación - al 10% en términos de corriente; para seleccionar estos dispositivos de protección, es necesario definir las siguientes magnitudes:

- Tensión nominal
- Nivel básico de aislamiento (BIL)
- Corriente nominal del sistema
- Corriente de cortocircuito simétrica o asimétrica
- Corriente nominal del fusible (para esto es necesario - solicitar al fabricante las curvas de operación para se

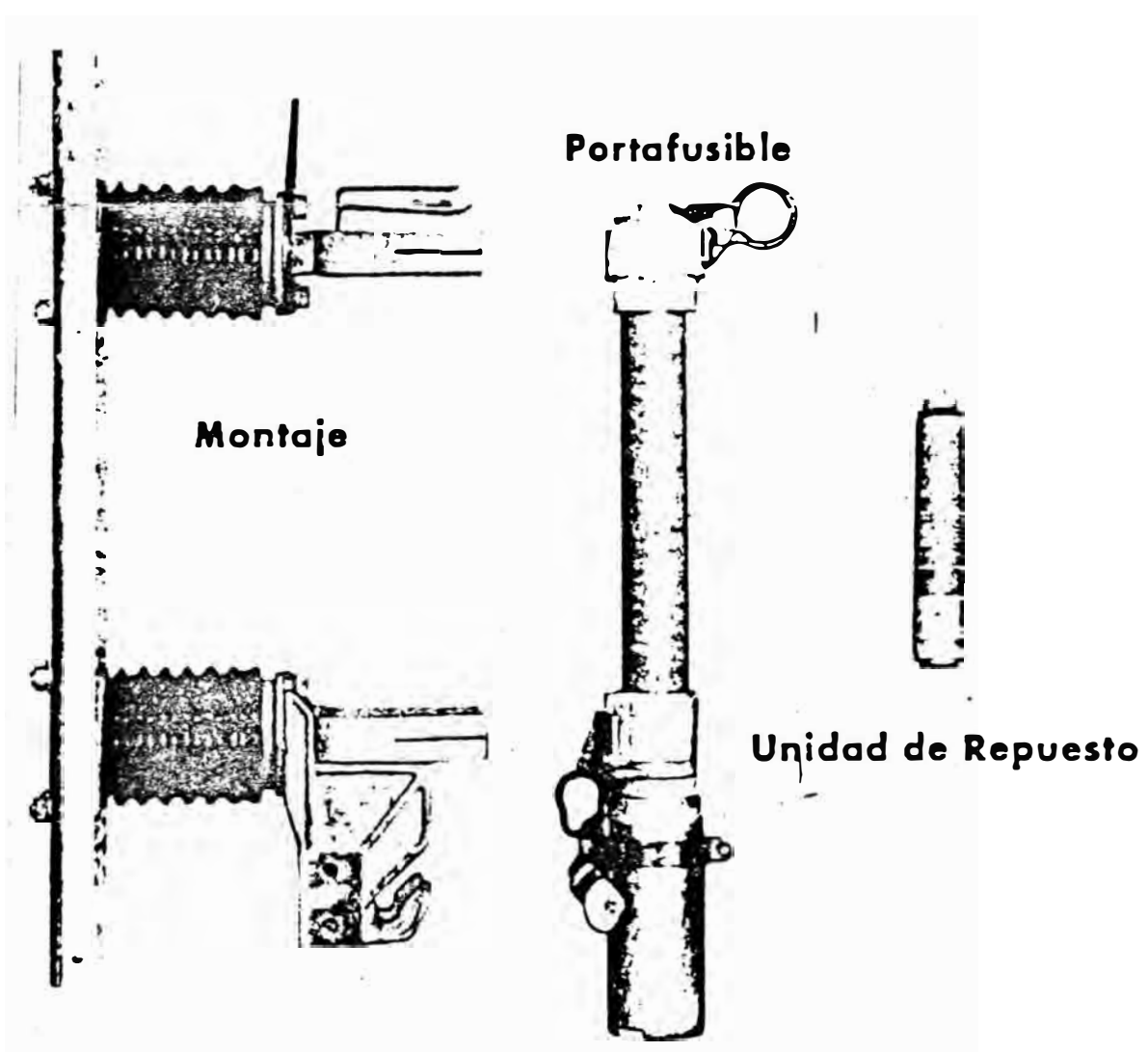
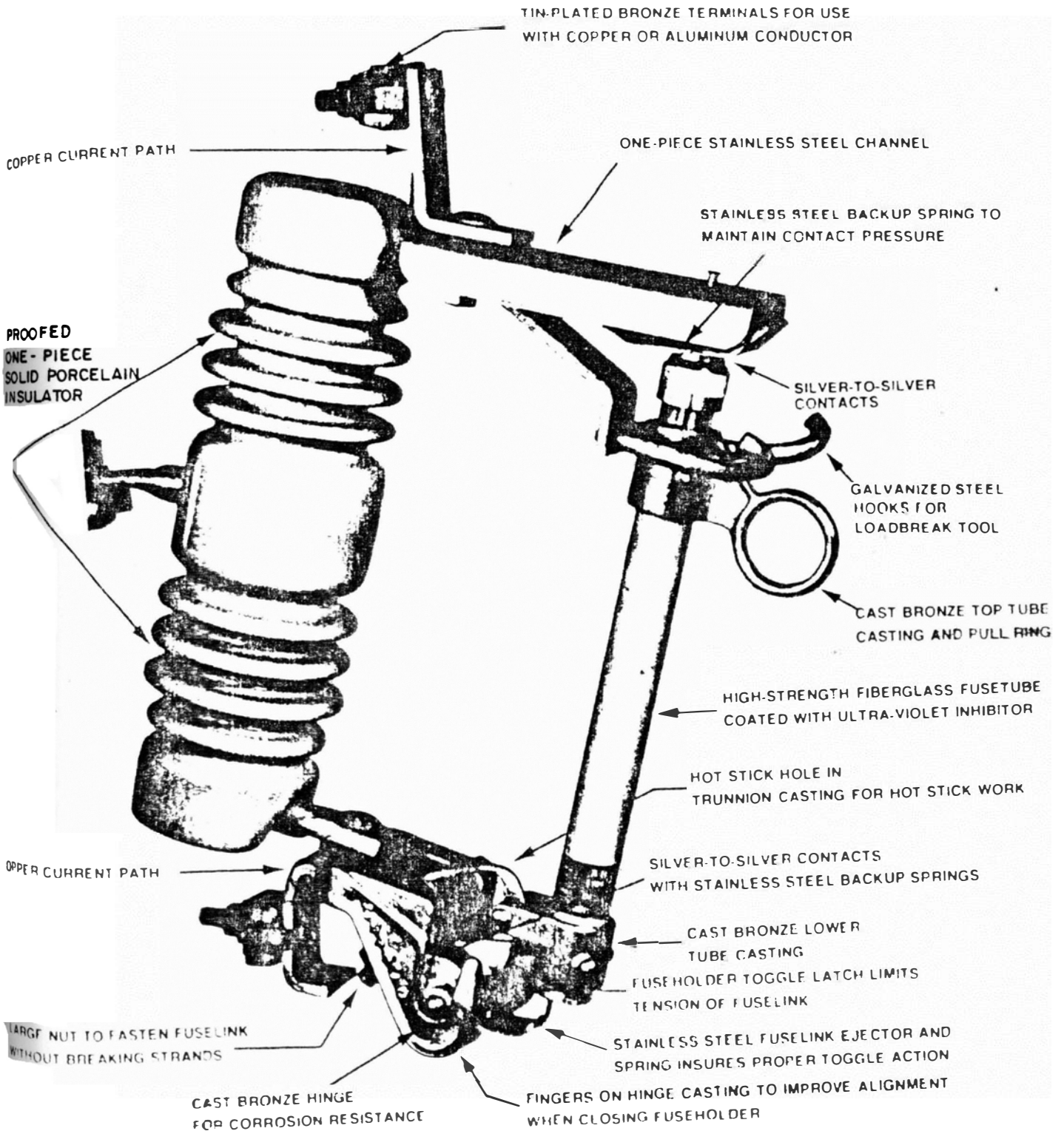


FIGURA 15 - Seccionador Fusible de Potencia
(Power Fuse)

FIGURA 16 - Seccionador fusible Cortacircuitos (Cut Out)

CUTOUT



leccionar el fusible adecuado, según la zona que se desea proteger).

En las figuras 15 y 16 se ilustran las diferentes partes - que conforman el fusible de potencia (POWER FUSE) y el fusible cortacircuitos (CUT OUT).

2.1.5. Seccionador Bajo Carga

El seccionador bajo carga es un equipo de maniobra, diseñado para abrir y cerrar corrientes de carga. Normalmente se diseñan para cerrar corrientes de cortocircuitos, pero no para abrirlas.

Los seccionadores bajo carga, generalmente consisten de una unidad de corte de arco más una unidad de seccionamiento, al igual que los seccionadores convencionales, también aíslan visualmente secciones o equipos dentro de la subestación.

En operación se le usa normalmente en serie con un interruptor de potencia, para que éste opere solo en condiciones de falla, en sistemas rurales no son utilizados, puesto que no tiene una finalidad protectora y su función de maniobra generalmente puede ser efectuada por otro equipo existente, su costo es elevado.

2.1.6. Seccionadores

El seccionador propiamente dicho, es un elemento que trabaja en vacío (con circuitos desenergizados previamente) y sirve para aislar visualmente secciones o equipos dentro de la subestación para propósitos de mantenimiento. Básicamente consiste en un brazo metálico que

une o aisla físicamente dos puntos del circuito con la -
responsabilidad de ser capaz de transportar la corriente
plena de falla.

En sistemas rurales es poco utilizado, ya que la existen-
cia de fusibles de potencia o fusibles cortacircuitos los
reemplaza totalmente, porque éstos también aíslan visual-
mente el circuito; en cambio siempre van asociados a in-
terruptores de potencia y a veces a reconectores.

Para seleccionar estos dispositivos es necesario definir
las siguientes magnitudes:

- Tensión nominal (o la máxima tensión de servicio)
- Nivel básico de aislamiento (BIL)
- Corriente nominal
- Corriente de cortocircuito momentánea.

2.2. EQUIPOS DE MEDICION

2.2.1. Generalidades

Para poder valorar el estado de servicio de
una instalación de maniobra, es necesario medir, registrar
y evaluar una serie de datos, tales como:

- a) Intensidad de las corrientes
- b) Tensiones correspondientes
- c) Frecuencia del sistema
- d) Factor de potencia de los diversos circuitos
- e) Potencias recibidas y transferidas
- f) Consumo o energía eléctrica recibida y distribuída.

Para poder medir estas magnitudes, es necesario transformar la tensión y corriente a niveles no peligrosos, para eso existen los transformadores de medida.

La indicación se efectúa por medio de los aparatos de medida en los armarios de mando o en el tablero principal de la subestación.

2.2.2. Transformadores de Medida

Los transformadores de medida sirven para transformar tensiones altas o intensidades fuertes en valores normalizados o medibles sin ningún peligro, con poco consumo propio. En los transformadores de corriente, el arrollamiento primario conduce la corriente de servicio y en los transformadores de tensión está conectado a la tensión de servicio. La corriente o tensión del secundario es idéntica al valor del primario, en cuanto a fase y relación, excepto en los errores del transformador. Los transformadores de corriente operan casi en condiciones de cortocircuito y los transformadores de tensión, casi en vacío; los primarios están casi siempre separados galvánicamente de los secundarios y aislados entre sí, de acuerdo a la tensión de servicio.

Los transformadores de medida se clasifican según su precisión de medición y se utilizan según la siguiente tabla (2):

CLASE	CAMPO DE APLICACION
0.1	Para mediciones de precisión y calibración
0.2	Para mediciones exactas de potencia y contabilización
0.5	Para contabilización e instrumentos exactos de medida
1	Para aparatos de medida en servicio (tensión, corriente, contadores).
3	Para medidores de tensión y corriente, relés de tensión y sobrecorriente
5P, 10P	Para núcleos de transformadores de corriente
3P, 6P	Para arrollamientos de protección de transformadores de tensión

TABLA 8 - Aplicación de Transformadores de Medida

2.2.2.1. Transformadores de Corriente

Según el tipo de arrollamiento primario, existen transformadores de barra y de arrollamiento. Dentro de los primeros figuran, los transformadores de intemperie de tipo invertido, pasantes y de barra, mientras que en los segundos se hallan los transformadores de paso, de poste interiores y de poste exteriores con aislamiento de aceite. Se pueden fabricar también transformadores conmutables, para dos o más intensidades primarias diferentes.

En electrificación rural, se utilizan tanto los primeros como los segundos, ya sea dentro de los "BUSHING" de los interruptores, reclosers o transformadores, o de instalación independiente tipo poste.

Los factores que determinan la selección de los transformadores de corriente, son los valores de la corriente nominal primaria y secundaria, los valores de las potencias nominales en los núcleos, para una clase de precisión dada y el factor nominal de sobrecorriente. La intensidad nominal del transformador habrá que ajustarlo, en caso de necesidad, a la intensidad de servicio del consumidor.

La potencia secundaria se determina por el número de amperios-vueltas, el material y la configuración del núcleo; varía aproximadamente con el cuadrado (linealmente en caso de núcleos de protección), del número de amperios-vueltas; sin embargo, también disminuye con el cuadrado (linealmente en caso de núcleos de protección), de la diferencia entre la corriente de servicio y la corriente nominal del transformador, de modo que, por ejemplo en el caso de un transformador de 30 VA de potencia nominal, cargado con media intensidad nominal, la potencia se reduce a la cuarta parte, es decir aproximadamente 7.5 VA.

La potencia nominal de un transformador de intensidad, es igual al producto de la carga nominal por el cuadrado de la intensidad nominal secundaria I_{2N} .

$$= Z \cdot I_{2N}^2$$

En la siguiente tabla se presentan las potencias nominales y cargas nominales de transformadores de corriente (2):

Potencia nominal en VA	5	10	15	30	60
Carga nominal en Ω con 5 A.	0.2	0.4	0.6	1.2	2.4
Carga nominal en Ω con 1 A.	5	10	15	30	60

TABLA 9 - Potencias Nominales y Cargas Nominales Resistivas de Transformadores de Intensidad

2.2.2.2. Transformadores de Tensión

Existen dos tipos principales a saber:

Transformadores electromagnéticos o de inducción y transformadores electrostáticos o capacitivos.

a) Transformadores de tensión inductivos

Estos se fabrican de las siguientes clases:

1. Transformadores de tensión con aislamiento bipolar:
Para conexión entre dos fases; relación de transformación, por ejemplo: 13200/100 V. Para medición de potencia en redes trifásicas suelen emplearse dos transformadores de tensión en conexión V.
2. Transformadores de tensión de aislamiento unipolar.
Para conexión entre fase y tierra; relación de transformación, por ejemplo:

$$110,000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3} \text{ V}$$

Para mediciones de potencia en redes trifásicas se necesitan tres de ellos conectados en estrella, y si

tienen un arrollamiento auxiliar para detección de derivación a tierra, éste deberá estar dimensionado para una relación de 100/3 V.

3. Transformadores de tensión trifásica: Con los arrollamientos de medición conectados en estrella y un arrollamiento auxiliar para detección de derivación a tierra.

b) Transformadores de tensión capacitivos

Con tensiones nominales de 123 KV a 420 KV pueden utilizarse transformadores de tensión capacitivos para conectar a todos los instrumentos de medición y relés de protección de red usuales.

Este tipo de transformador ha encontrado gran utilización en subestaciones de alta y extra alta tensión, teniendo la ventaja adicional de servir para la inyección de señales al sistema de onda portadora; para elegir un transformador de tensión capacitivo son determinantes la tensión nominal primaria y secundaria, la frecuencia nominal, la potencia nominal y la clase.

En instalaciones de sistemas eléctricos rurales son muy usados los transformadores de medida inductivos, en sus tres clases, según sea la importancia de la medición en la subestación.

2.2.3. Sistemas de Medición

Antes de proceder al diseño de la subestación del tipo rural, es necesario coordinar con el concesiona

rio de electricidad para decidir que parámetros van a ser medidos.

En general una salida de red primaria para un pueblo, debe contar por lo menos con:

- 1 voltímetro, clase 1
- 1 amperímetro, clase 1
- 1 vatímetro, clase 1
- 1 contador de energía activa KWH, clase 1
- 1 conmutador voltimétrico
- 1 conmutador amperimétrico

En este caso es opcional la utilización de:

- 1 indicador de máxima demanda, clase 1

Para la alimentación de cargas especiales (mineras o industriales) en media tensión, es necesario contar además con los siguientes instrumentos:

- 1 contador de energía reactiva KVARH, clase 1
- 1 cosfímetro, clase 1
- 1 frecuencímetro, clase 0.5

En casos particulares pueden utilizarse otros aparatos de medición, según la importancia de la carga.

A continuación se presenta una tabla de valores orientativos del consumo de potencia de instrumentos de medición -

(2):

APARATO	POTENCIA CONSUMIDA POR LA BOBINA	
	CORRIENTE VA	TENSION VA
AMPERIMETRO	0.3...3	----
REGISTRADOR DE CORRIENTE	5 ...10	----
VOLTIMETRO	----	1.5...7
REGISTRADOR DE TENSION	----	10 ...20
VATIMETRO	1 ...3	0.5...2
REGISTRADOR DE POTENCIA	1.5...10	1.3...12
COSFIMETRO	1.5...6	0.5...3.5
COSFIMETRO CON DIRECCION VARIABLE DEL FLUJO ENERGETICO	5 ...15	3.3...8
REGISTRADOR DEL FACTOR DE POTENCIA	6 ...14	10 ...12
FRECUENCIMETRO	----	1 ...3
REGISTRADOR DE FRECUENCIA	----	10 ...13
INDICADOR DE TENSION CERO	----	15
SINCRONOSCOPIO	----	15 ...22

TABLA 10 - Valores Orientativos del Consumo de Potencia de Instrumentos de Medición

2.3. SELECCION DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA

2.3.1. Generalidades

Dado que una de las funciones de la subestación, es la de distribuir energía a diferentes niveles de tensión, es necesario determinar las características del transformador de potencia. En ese sentido se deben definir los siguientes puntos:

- a) Número de fases
- b) Grupo de conexión
- c) Potencia nominal

2.3.2. Selección del Número de Fases del Transformador

Entre los aspectos que intervienen en la selección del número de fases del transformador, se encuentran: Etapas de equipamiento de la subestación, factibilidad de transporte, costo inicial y de mantenimiento.

- a) Etapas de equipamiento de la subestación: Si en algún caso, en un sistema eléctrico rural, se ha previsto una electrificación por etapas, comenzando con un suministro monofásico parcial, para luego de unos años completar el sistema con alimentación trifásica, existe - solo la alternativa de utilizar transformadores monofásicos.
- b) Facilidad de transporte: En los casos en que la subestación esté ubicada en un lugar de difícil acceso, es más factible el transporte e izado de tres transformadores monofásicos, que uno trifásico. Sin embargo si se trata de potencias nominales pequeñas, no existirá es

te problema.

En casos extremos se opta por transportar el transformador trifásico en partes para ser ensamblado en el sitio. Este último método de transporte no es recomendable para el caso de sistemas rurales.

c) Costo inicial y de mantenimiento: El costo inicial de un transformador trifásico es siempre considerablemente más bajo que el de tres transformadores monofásicos sin embargo el costo de mantenimiento para el caso de una falla no controlada en una fase, es mucho más bajo en el banco monofásico, puesto que solo hay que reemplazar un transformador monofásico, en el otro caso hay que reemplazar el transformador trifásico.

En sistemas rurales pueden existir cualquiera de los dos tipos de transformadores, justificadamente. Sin embargo, en lo posible, es preferible proyectar en etapa final y por menor costo inicial, un transformador trifásico.

2.3.3. Selección del Grupo de Conexión

La selección del grupo de conexión de un transformador, en una subestación obedece a criterios de selección del esquema eléctrico del sistema al cual pertenece.

Al respecto es conveniente resaltar que la conveniencia o no de poner el neutro a tierra, es asunto debatido por los expertos de varios países. Se pretende por lo tanto contrastar, las ventajas e inconvenientes para que pueda juzgarse sobre la conveniencia o no de poner el neutro a

tierra.

- Cuando el neutro de la instalación se pone a tierra, los transformadores, interruptores, reclosers, etc. precisan aislamientos más reducidos, y esto en las altas tensiones, representa un ahorro considerable. Las separaciones entre las partes bajo tensión situadas en el aceite o en el aire, pueden ser reducidas en 10% de las que son necesarias en las redes aisladas. Con el neutro puesto a tierra, las líneas trabajan con la tensión simple E en relación con la tierra y ello hace que necesiten menor aislamiento. Por el contrario, con el neutro aislado, la tensión de las fases sanas se eleva a $1.73E$, lo que exige un mayor nivel de aislamiento, no solo en la línea sino en los transformadores y aparatos (1).
- En el ítem 1.1.4 se ha expuesto que cuando el neutro está aislado, la tensión nominal de servicio de los pararrayos, ha de ser mayor que cuando aquél está en conexión con tierra.
- El neutro aislado presenta grandes inconvenientes, como las sobretensiones producidas por el encendido y la extinción del arco a tierra, y sobre todo por los perjuicios que puede ocasionar la formación de tierras intermitentes (1).
- Por otro lado, desde otro punto de vista, se dice que la diferencia más saltante para decidir por una de las dos posiciones es:
 - a) Al dejar el neutro aislado, protegemos mejor las má-

quinas y equipos, sobre todo en fallas de fase a tierra.

- b) Al dejar el neutro aislado, protegemos mejor al personal que opera en los sistemas y también gran parte del equipo.

Como conclusión de lo expuesto, se puede decir que para altas tensiones, es necesario colocar el neutro a tierra (por reducción del aislamiento y control de fallas entre otros), en media tensión es recomendable colocar el neutro a tierra, pero también se puede usar neutro aislado; en baja tensión es indiferente y depende de las condiciones del sistema.

En electrificación rural existe una ventaja adicional del sistema con neutro efectivamente puesto a tierra, que es la de permitir la utilización del sistema monofásico con retorno total por tierra (sistema MRT), con costos de inversión más bajos que los del sistema convencional. Este sistema puede ser utilizado para alimentar cargas rurales bajas y no muy alejadas de la línea troncal. Las tensiones fase y tierra, actualmente utilizadas en nuestro medio con este sistema, son 13.2 y 7.6 KV.

En la hoja adjunta se presenta una tabla resumen sobre la comparación de los sistemas aislados y puestos a tierra - en media tensión (5):

ELEMENTOS DE COMPARACION	SISTEMA EFECTIVAMENTE PUESTO A TIERRA	SISTEMA CON NEUTRO AISLADO
NUMERO DE CONDUCTORES	4, 3, 2, 1	3, 2
Puesta a tierra	En la subestación. Si es multiterrado, múltiple en la línea	En la subestación
Aislamiento interno y externo de los equipos y materiales	Reducido	Pleno
Protección de las personas, cuando cae un conductor a tierra	Seguro; el dispositivo de protección desconecta la fase caída	Peligroso; la fase caída sigue en servicio
Cuando los neutros de las redes primarias y secundarias monofásicas están conectadas	-Se obtiene una resistencia a tierra del neutro menor de 3 Ohm en las conexiones domiciliarias . -El neutro puede ser común cuando van en los mismos postes.	----- -----
Corriente de falla a tierra	Valor máximo, rara vez mayor a la corriente de cortacircuito trifásico.	Usualmente baja
Seguridad contra las gradientes de potencial	Usualmente no es problema, cuando el neutro corrido está efectivamente puesto a tierra.	Usualmente buena
Continuidad de servicio	Menor; puede ser satisfactorio con el uso de disyuntores y relés de alta velocidad.	Usualmente buena
Accionamiento de dispositivos de protección y disparo de los relés	Satisfactorio	Difícil
Protección contra rayos	Uso de pararrayos de tensión reducida y accionamiento eficiente	Pararrayos para tensión plena
Aplicación del sistema MRT	SI	NO

sigue...

COSTO TOTAL	Reducido	Normal
-------------	----------	--------

TABLA 11 - Comparación de los Sistemas con neutro efectivamente a tierra y neutro aislado.

Según lo expuesto, se observa que para sistemas rurales - en media tensión, la puesta a tierra del neutro lleva ligera ventaja sobre el neutro aislado. Sin embargo esto - no define el grupo de conexión del transformador. Al respecto, los fabricantes prefieren para transformadores de distribución superiores a 315 KVA, el uso del grupo de conexión Dyn 5, (2), el que es más económico en su clase. Los transformadores con este grupo de conexión, son los - que más se producen en nuestro medio para su aplicación - en media tensión y la utilización de cualquier otro, aumenta el costo de fabricación. Es recomendable que cualquier duda, sobre el grupo de conexión, sea consultada con los fabricantes de transformadores, quienes poseen la experiencia y todas las alternativas de solución.

2.3.4. Selección de la Potencia del Transformador

Después del estudio de la demanda de localidades rurales, podemos calcular el flujo de potencia de la subestación y aparentemente la potencia del transformador, pero no es así, la potencia nominal del transformador es casi siempre, menor que la potencia máxima que debe transformar. Esto se debe a que todos los transformadores tienen capacidad de sobrecarga, en función a la tem

TABLA 12

TIEMPO DE SOBRECARGA EN HORAS	SOBRECARGA SIN EXCEDER LA TEMPERATURA NOMINAL DE LOS BOBINADOS					
	CARGA PREVIA AL PICO					
	50%					
	Temperatura Ambiente Máxima °C					
	0	10	20	30	40	50
1/2	200	199	187	164	146	125
1	189	175	161	146	130	112
2	164	152	141	138	115	100
4	146	137	127	116	104	090
8	140	130	121	111	101	086
24	138	128	120	110	100	084
70%						
1/2	200	188	171	152	132	110
1	182	168	154	138	120	102
2	160	149	137	124	110	095
4	145	136	125	114	102	088
8	140	130	121	111	101	086
24	138	128	120	110	100	084
90%						
1/2	192	175	156	134	112	*
1	174	158	143	126	108	*
2	156	144	131	118	104	*
4	144	134	125	112	101	*
8	140	130	121	111	101	*
24	138	128	120	110	100	*

* Resultan inferiores a la carga previa

TABLA 12 - Sobrecarga de Transformadores

TIEMPO DE SOBRECARGA EN HORAS	SOBRECARGA CON 10°C DE TEMPERATURA ADICIONAL EN LOS BOBINADOS					
	CARGA PREVIA AL PICO					
	50%					
	Temperatura Ambiente Máxima °C					
	0	10	20	30	40	50
1/2	200	200	196	179	162	143
1	198	186	172	158	144	128
2	172	161	150	138	126	113
4	152	144	134	124	114	103
8	146	138	129	119	109	099
24	144	136	126	118	108	098
70%						
1/2	200	200	185	168	149	129
1	192	179	165	150	136	118
2	169	158	146	134	122	108
4	152	141	133	122	112	101
8	146	137	129	119	109	099
24	144	136	126	118	108	098
90%						
1/2	200	188	171	152	132	109
1	184	170	156	140	123	105
2	165	153	141	128	116	102
4	150	142	132	122	111	100
8	146	137	129	119	109	099
24	144	136	126	111	108	098

TABLA 12 - Sobrecarga de Transformadores

peratura ambiente y al diagrama de carga del sistema.

Si observamos la tabla 12, encontramos dos tablas diferentes, con los siguientes subtítulos:

Sobrecarga sin exceder la temperatura nominal de los bobinados.

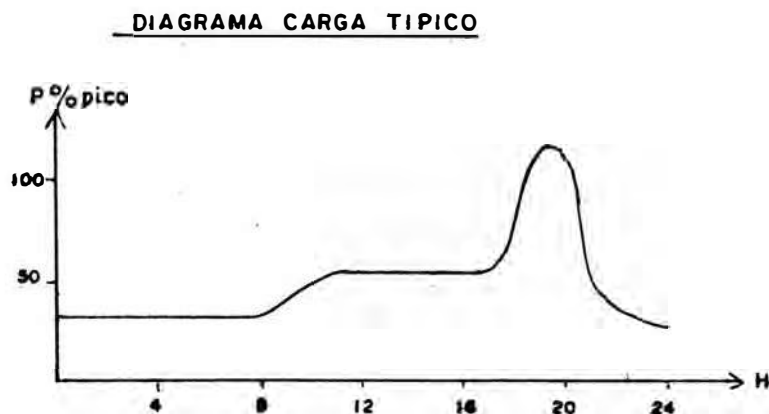
Sobrecarga con 10°C de temperatura adicional en los bobinados.

Ambas tablas se pueden utilizar para encontrar el factor de reducción, pero como es de notar, la primera es más conservadora y no arriesga el tiempo de vida del transformador.

En relación al diagrama de carga del sistema, se deben encontrar los siguientes datos:

Tiempo de sobrecarga o período del pico de carga

- Porcentaje de carga previa al pico.



Una vez definido el período del pico, éste se divide en períodos de 10-15 min. y las cargas puntuales se obtienen de las divisiones. Si los períodos se definen con t y la carga con P , la carga pico equivalente será (5):

$$P_{eq} = \sqrt{\frac{P_1^2 t_1 + P_2^2 t_2 + \dots + P_n^2 t_n}{t_1 + t_2 + \dots + t_n}}$$

De donde debe cumplirse:

$$P_{eq} \geq 90\% \text{ de la carga a la hora de punta}$$

Para calcular la carga previa al pico, se toma un período de 12 horas previas al pico, con intervalos de una hora.

El valor de carga previa al pico P_p , será:

$$P_p = \sqrt{\frac{P_1^2 + P_2^2 + \dots + P_n^2}{12}}$$

Luego el porcentaje de carga previa al pico, será:

$$x\% = \frac{P_p}{P_{eq}} \times 100$$

En caso de valores no exactos de temperatura ambiente, - tiempo de sobrecarga y carga previa al pico, se deben interpolar los coeficientes de sobrecarga.

Finalmente la potencia nominal aproximada del transformador estará dada por la expresión:

$$P_r = \frac{D_M}{K} \quad \text{donde: } P_r = \text{potencia resultante del transformador en KVA}$$

D_M = demanda máxima de la carga KVA

K = coeficiente de sobrecarga.

Finalmente se debe escoger la potencia normalizada o de fabricación standard inmediata superior.

En nuestro medio las potencias nominales de transformadores son:

POTENCIAS EN KVA	640	800	1000	1250	1600	2000
------------------	-----	-----	------	------	------	------

TABLA 13 - Potencia Normalizada de Transformadores

2.4. SERVICIOS AUXILIARES

2.4.1. Generalidades

Se entiende por servicios auxiliares a las instalaciones para el suministro de potencia en baja tensión que permiten la operación de la subestación, tanto en condiciones normales como en condiciones de falla.

En este sentido existen dos tipos de servicios auxiliares

- En corriente alterna
- En corriente continúa

En diseño de subestaciones rurales, deben considerarse siempre los servicios auxiliares en corriente alterna. Cuando la subestación cuenta con interruptores, o es de mayor importancia, deben considerarse los servicios auxiliares en corriente continúa.

2.4.2. Servicios Auxiliares en Corriente Alterna

Típicamente está formado por un transformador de tensión, el cual es alimentado desde el nivel de menor tensión existente en la subestación.

El transformador puede ser monofásico o trifásico, dependiendo de las necesidades de la carga a alimentar.

En subestaciones rurales convencionales se emplea el transformador monofásico con borne a tierra. La particularidad de este transformador, consiste en que uno de los bornes - del primario, se encuentra solidamente puesto a tierra, mientras que el otro se conecta a las barras de media tensión. Como consecuencia de esto, la tensión en bornes del primario, será menor que la tensión entre fases de las barras, según la siguiente proporción:

$$V_p = \frac{V}{\sqrt{3}}$$

donde: V_p = Tensión primaria en el transformador de servicios auxiliares.

V = Tensión de la línea, o en barras de la subestación.

Con lo cual se baja el nivel de aislamiento necesario para el transformador y se necesitará un solo seccionador fusible de media tensión.

En el caso que se requiera el uso de rectificadores, éstos son generalmente del tipo trifásico, por lo que se deberá implementar un transformador de servicios auxiliares trifásico.

Para dimensionar el transformador de servicios auxiliares, es necesario efectuar un estudio de la demanda de las cargas involucradas; para luego aplicar a la demanda resultante, el factor de sobrecarga, de manera similar que a los transformadores de potencia (ver ítem 2.3.4).

La energía para los servicios auxiliares se distribuye desde un tablero de distribución y las cargas que se alimen -

tan son, entre otras, las siguientes:

- Alumbrado y servicios generales (tomacorrientes)
- Rectificadores
- Tomas de fuerza
- Mando motorizado de interruptores y seccionadores de potencia.

2.4.3. Servicios Auxiliares en Corriente Contínua

La fuente de corriente continúa está formada por un rectificador-cargador, el cual trabaja en paralelo con un banco de baterías. En funcionamiento normal, el rectificador alimenta directamente la carga en corriente continúa y las baterías sólo operan en caso que el suministro en corriente alterna sea suspendido.

Se debe contar con un tablero en corriente continúa, desde donde se distribuye la energía y las cargas que se alimentan entre otras, son las siguientes:

- Tensiones de mando
- Tensiones de señalización y alarmas acústicas y/o visuales
- Iluminación de emergencia
- Operación de interruptores
- Sistema de comunicaciones

La tensión nominal y la capacidad de una batería de acumuladores se determinan por la tensión nominal requerida, considerando la tolerancia admisible de tensión de los diversos consumidores, el consumo de éstos, su tiempo de servicio y su forma de consumo.

La capacidad se califica por el número de amperios-hora - que puede suministrar en condiciones normales de trabajo al descargarse sobre un circuito. La cantidad de electricidad que cede en la descarga, es menor que la que recibe para su carga, es decir, la batería en su funcionamiento tiene un rendimiento determinado que disminuye con las descargas rápidas. Las baterías requieren de una fuente continua regulada para su recarga, la cual deberá alimentar directamente al dispositivo consumidor. El más costoso y complicado cargador, no es necesariamente la mejor elección. Por muchos años se ha efectuado la carga de baterías por medio de un dínamo acoplado a un motor trifásico, pero se requería de frecuentes ajustes y la capacidad de recarga era baja. Actualmente se utilizan los puentes rectificadores compuestos de dispositivos electrónicos de estado sólido con muy buenos resultados.

La capacidad en amperios del cargador puede ser determinada a partir de la siguiente expresión (3):

$$A = L + \frac{1.1 C}{H}$$

donde: A = capacidad de carga en amperios

L = carga continua en amperios

C = descarga en amperios-hora

H = tiempo de recarga

A continuación se presenta un ejemplo de aplicación: Suponemos que en una subestación se tienen los siguientes datos:

<u>SERVICIO</u>	<u>CARACTERISTICA DE CONSUMO</u>	<u>CONSUMO EN AMP-HORA</u>
- Luces de emergencia	3.5 Amperios-3 horas	10.5 AH
- Comunicaciones	5.0 Amperios-3 horas	15.0 AH
- Operaciones del interruptor	100.0 Amperios-1 minuto	1.7 AH
- Carga del tablero	5.0 Amperios-8 horas	40.0 AH
		<hr/> 67.2 AH

Luego se tiene $L = 5$ Amperios

$C = 67.2$ Amperios-Hora

$H = 8$ Horas

$$A = L + \frac{1.1C}{H} = 5 + \frac{1.1(67.2)}{8} = 14.24 \text{ Amperios}$$

Debiéndose escoger el cargador de capacidad normalizada inmediata superior.

CAPITULO III

APLICACION A LA SUBESTACION DE SAN MARCOS DE 1,000 KVA, 33/13.2 KV

3.1. CARACTERISTICAS GENERALES Y PLANTEAMIENTOS DE INGENIERIA

- Ubicación Geográfica:

San Marcos es una pequeña localidad ubicada en el distrito del mismo nombre, en la provincia de Huari, Departamento de Ancash, a unos 8 kilómetros al norte de la localidad de Chavín de Huantar, donde se encuentran las famosas ruinas de la cultura pre-incaica del mismo nombre.

- Ubicación Respecto al Sistema Eléctrico de la Región:

En la localidad de San Marcos, se encuentra el centro de carga de la zona sur del Pequeño Sistema Eléctrico de la provincia de Huari. Esta zona sur abarca 19 localidades, entre pueblos y caseríos, con una carga total de 864 Kw. al año final de proyección de la demanda - (ver figura 17).

- Características del Sistema:

El Pequeño Sistema Eléctrico de Huari, tiene un potencial hidroeléctrico muy grande, estando programado para antes de 20 años, alrededor de 13 MW de potencia generada, los que servirían para abastecer de energía, no sólo a los pueblos de la provincia de Huari, sino también

a los de la vecina provincia de Antonio Raymondi, el que tiene un potencial hidroeléctrico casi nulo. Sin embargo, la mayor parte de la energía se supone será consumida por las Empresas Mineras de la zona.

El nivel de tensión es para la transmisión de 33 KV, debido a que se contará con una línea interprovincial de más de 60 Kilómetros y para las redes primarias será de 13.2 KV, debido principalmente a que en el vecino Callejón de Huaylas (Huaraz y alrededores) se trabaja con ese nivel de tensión, lo que significa mayor facilidad para el mantenimiento a ese nivel de tensión.

Las descargas atmosféricas en la zona del sistema son muy escasas y esporádicas, y éstas principalmente ocurren en las zonas más altas, por lo que no se ha previsto la utilización de cable de guarda, ni atractores de rayos a lo largo de las líneas.

El costo de inversión para las instalaciones del sistema es el más bajo posible, asegurando siempre la protección del personal y una regular continuidad del servicio.

- Características Locales:

La subestación de San Marcos se encontraría a 3,000 m.s.n.m. Al igual que las otras zonas del sistema, casi no se producen tormentas eléctricas.

El nivel calculado de cortocircuito en barras de la Subestación es de 69.2 MVA para 33 KV y 15.13 MVA para 13.2 KV por lo que la máxima corriente de cortocircuito es entonces de 1.21 KA.

Esta subestación recibiría la energía eléctrica desde un patio de llaves, donde se interconectarían las Centrales Hidroeléctricas del sistema, no obstante se debe alimentar una serie de pueblos ubicados al norte y al sur de la subestación, así como al mismo pueblo de San Marcos; es necesario también considerar una celda para la futura implementación de una salida para alimentar una Mina cercana que tiene un fuerte consumo eléctrico. Esta alimentación debe hacerse en 33 KV, puesto que la magnitud de la carga y la distancia a la Subestación, así lo justifica.

Se habla de una posterior alimentación a las cargas mineras, puesto que en todo Proyecto de electrificación rural, el objetivo principal es atender a las cargas domésticas, como base para el desarrollo de los pueblos y el excedente es para cualquier tipo de cargas especiales, siempre y cuando nos situemos del lado de las Empresas Paraestatales de Electricidad. Este criterio es diferente, en el caso de Empresas privadas, las que ejecutan proyectos por su cuenta.

- Planteamientos de Ingeniería

Al conocer las características inherentes a la distribución de los circuitos de la Subestación, se puede definir la conformación de los circuitos, tal como sigue:

- a) Una llegada de energía del sistema en 33 KV
- b) Una salida en 13.2 KV para los pueblos ubicados al norte de la Subestación
- c) Una salida en 13.2 KV para los pueblos ubicados al sur de la Subestación

- d) Una salida en 13.2 KV que conformará la red primaria de distribución del pueblo de San Marcos
- e) Una celda de salida en 33 KV para las cargas especiales futuras de gran consumo (Mina).

En la siguiente página se presenta un esquema de distribución de los circuitos de la Subestación.

3.2. SELECCION DEL NIVEL DE AISLAMIENTO

La altitud de las instalaciones es de 3,000 m.s.n.m. (item anterior).

De acuerdo a lo visto en el item 1.1.3, se debe obtener un factor de corrección por altitud, según lo siguiente:

$$K = 1 + 0.000125 (H-1000), H = 3000$$

$$K = 1 + 0.000125 (3000-1000) = 1 + 0.25 = 1.25$$

Sin embargo, este valor debe ser confrontado con los factores obtenidos en las demás subestaciones del sistema, por motivos de uniformización de equipos.

En una subestación del mismo sistema se obtuvo también un factor de corrección de 1.3, el que fué considerado para corregir las tensiones características de aislamiento, según los siguientes criterios:

La máxima tensión de servicio puede ser considerada 1.1 veces la tensión nominal, de acuerdo a la recomendación dada por la norma IEC 38. Luego:

- a) Para 13.2 KV nominales

$$\text{Tensión Máxima de Servicio: } 13.2 \text{ KV} \times 1.1 = 14.52 \text{ KV}$$

(No normalizada)

CARGA DOMESTICA TOTAL : 864 KW

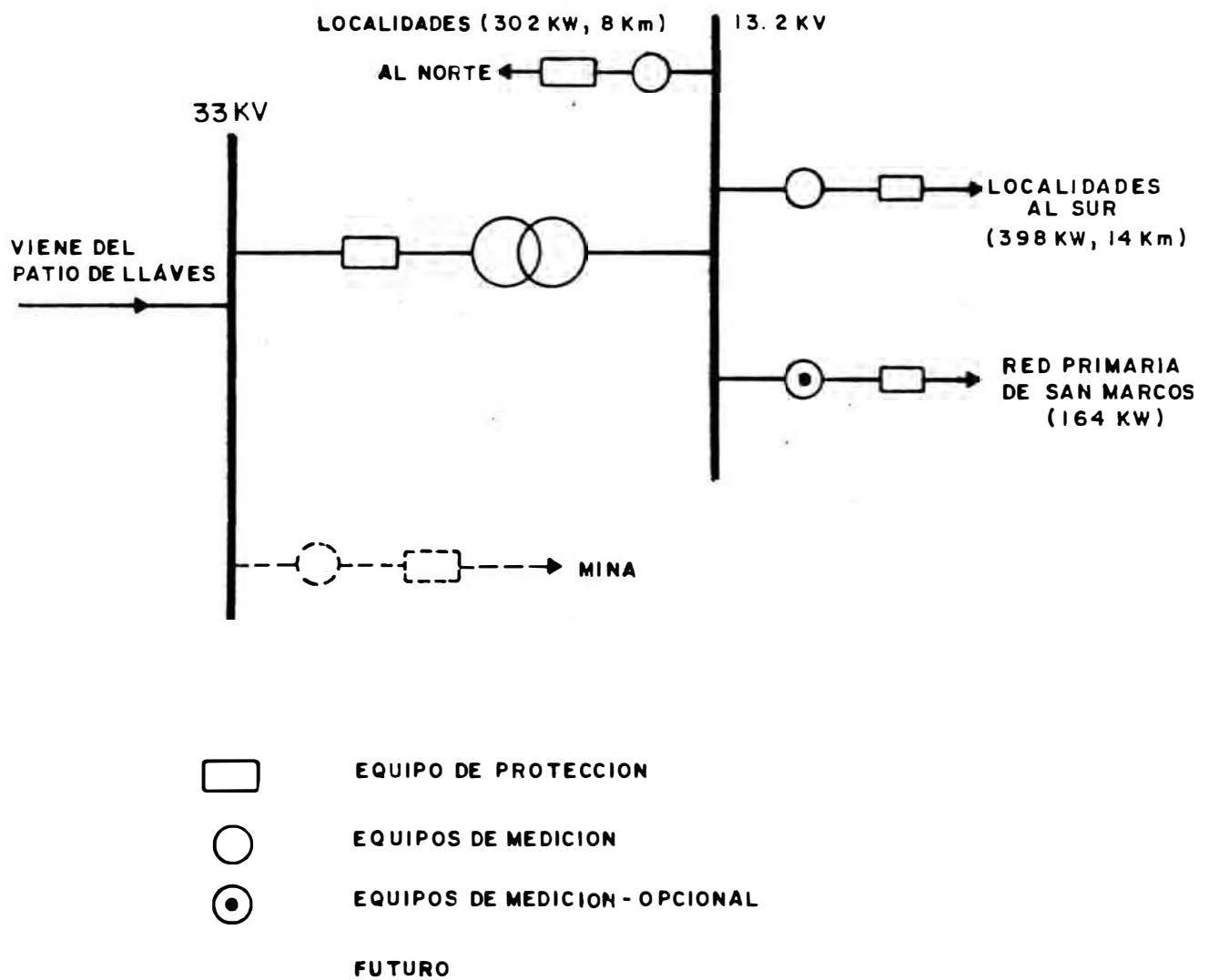


FIG. 17 ESQUEMA DE DISTRIBUCION - SUBESTACION SAN MARCOS

Para un factor de corrección $K = 1.3$

Tensión Máxima de Servicio corregida: $14.52 \times 1.3 = 18.9$
KV

En la tabla 1.B, ubicamos el nivel inmediato superior, normalizado en EE.UU:

TENSION MAXIMA DE SERVICIO	25.8	KV
TENSION DE PRUEBA A FRECUEN CIA INDUSTRIAL (60 Hz)	70	KV
NIVEL BASICO DE AISLAMIENTO (PRUEBA DE IMPULSO-BIL)	150	KV

En la tabla 1.A, ubicamos el nivel inmediato superior, normalizado en Europa:

TENSION MÁXIMA DE SERVICIO	24	KV
TENSION DE PRUEBA A FRECUEN CIA INDUSTRIAL (50 Hz)	50	KV
NIVEL BASICO DE AISLAMIENTO (PRUEBA DE IMPULSO-BIL)	125	KV

Como podrá observarse los valores obtenidos de acuerdo a lo normalizado en los EE.UU, son más conservadores - que los Europeos, sin embargo, ambos niveles son más q' aceptables, ya que están muy por encima de la máxima - tensión de servicio. Los fabricantes dimensionan sus equipos de acuerdo a estas normas, por eso será muy di - fícil, encontrar equipos con tensiones máximas de ser - vicio más cercanas a 18.9 KV. Sin embargo, para este caso de electrificación se pueden considerar los equi - pos Europeos, diseñados para tensión máxima de servi -

cio de 17.5 KV, ya que es un valor inferior, pero muy cercano al obtenido y no se correría mayor riesgo, puesto que existe un margen de seguridad en estas normas.

b) Para 33 KV nominales

Tensión Máxima de servicio: $33 \text{ KV} \times 1.1 = 36.3 \text{ KV}$

Para un factor de corrección $K = 1.3$

Tensión Máxima de Servicio
corregida : $= 36.3 \text{ KV} \times 1.3 = 47.2 \text{ KV}$

En la tabla 1.B, ubicamos en nivel inmediato superior, normalizado en EE.UU:

TENSION MAXIMA DE SERVICIO : 48.3 KV

TENSION DE PRUEBA A FRECUEN
CIA INDUSTRIAL (60 Hz) : 120 KV

NIVEL BASICO DE AISLAMIENTO
(PRUEBA DE IMPULSO-BIL) : 250 KV

En la tabla 1.A, ubicamos en nivel inmediato superior, normalizado en Europa:

TENSION MAXIMA DE SERVICIO : 52 KV

TENSION DE PRUEBA A FRECUEN
CIA INDUSTRIAL (50 Hz) : 95 KV

NIVEL BASICO DE AISLAMIENTO
(PRUEBA DE IMPULSO-BIL) : 250 KV

Ambos niveles podrán ser considerados para la selección de los equipos.

En el caso de los equipos que se fabrican por pedido, - tales como el transformador de potencia, se debe hacer el pedido con los datos más conservadores de aislamien

to, en este caso con las normas Norteamericanas.

3.3. SELECCION DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA

En cuanto al número de fases del transformador, tomando como base, lo visto en el ítem 2.3.2, del capítulo 2, se ha preferido el trifásico por los siguientes motivos:

- La subestación se encontraría en un lugar de fácil acceso.
- Los dos pueblos principales, Chavín de Huantar y San Marcos, cuentan con servicio eléctrico actual, aunque restringido.
- Electroperú, desea la habilitación de esta subestación en etapa final (cuenta con los recursos disponibles).

En cuanto al grupo de conexión, de acuerdo a lo expuesto en el Capítulo 2 (ítem 2.3.3), se escoge el grupo Dyn 5.

Para la selección de la potencia del transformador, es necesario conocer el diagrama de carga, típico de las cargas que se conectarán al secundario del transformador, el diagrama de carga típico aproximado de los pueblos de la zona, al año 20 de la proyección, es el que se indica en la hoja siguiente.

Período del pico: 90 minutos

Para períodos de 15 minutos, tenemos:

Minuto	15	30	45	60	75	90
% del Pico	90	95	100	98	93	85

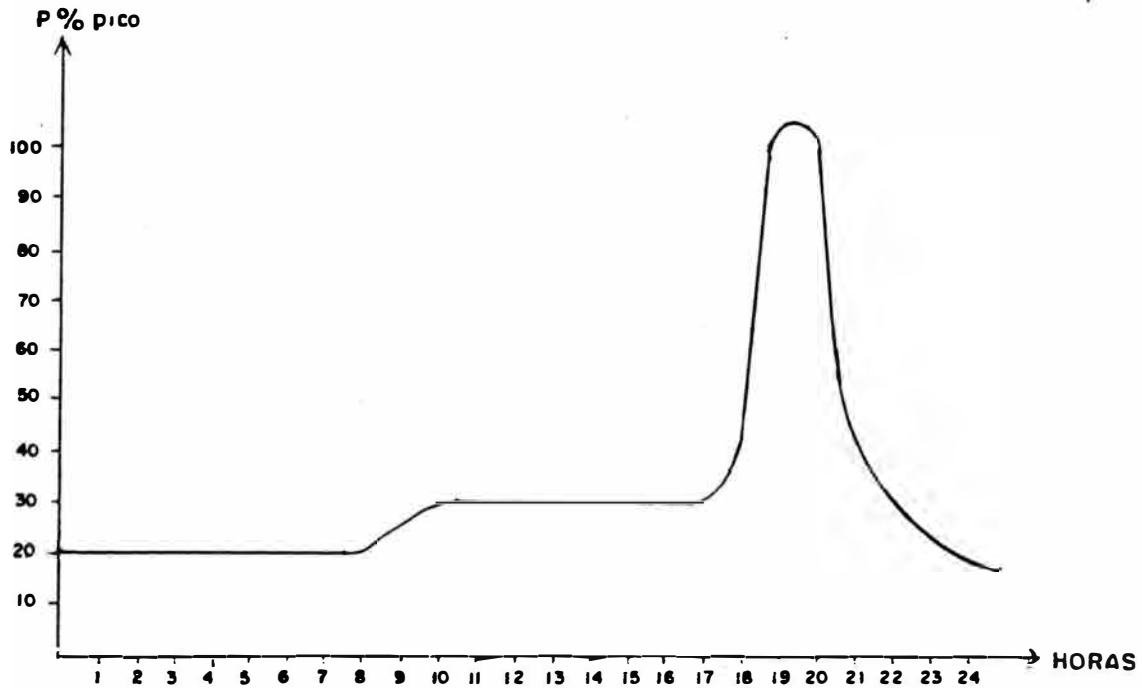


FIGURA 18 - Diagrama de Carga de los Pueblos que se conectarán a la S.E. de San Marcos

$$\text{Luego: } P_{eq} = \sqrt{\frac{(15)(90^2 + 95^2 + 100^2 + 98^2 + 93^2 + 85^2)}{6(15)}}$$

$$P_{eq} = \frac{52.603}{3} = 93.6\%$$

Tomando un período de 12 horas previas al pico, con intervalos de 1 hora, tenemos:

Hora #	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
% del Pico	20	22	25	28	30	30	30	30	30	30	33	70

$$P_p = \sqrt{\frac{20^2 + 22^2 + 25^2 + 28^2 + 30^2 + 30^2 + 30^2 + 30^2 + 30^2 + 30^2 + 33^2 + 70^2}{12}}$$

$$P_p = \sqrt{\frac{13682}{12}} = 34\%$$

Luego: $X\% = \frac{34}{93} \times 100 = 37\%$ de carga previa al pico.

Vamos a la tabla 12 y observamos que existen 3 valores para carga previa al pico: 50%, 70% y 90%.

Para valores de carga previa al pico, superiores a 50%, es posible interpolar, en este caso debemos considerar que estamos en 50% de carga previa al pico como mínimo.

La temperatura ambiente máxima en esta zona es de 25°C.

Con estos datos vamos a la tabla para transformadores de hasta 1,600 KVA, sin exceder la temperatura nominal de los bobinados y obtenemos interpolando:

$$K = \frac{\frac{1.61 + 1.41}{2} + \frac{1.46 + 1.28}{2}}{2}$$

DATOS: Sobrecarga : 1.5 horas
 Temperatura Máxima: 25 °C
 Carga previa : 50%

$$K = \frac{1.51 + 1.37}{2}$$

$$K = 1.44$$

Potencia del transformador en KVA : $\frac{864}{0.9} = 960$ KVA

Potencia corregida en KVA : $\frac{960}{1.44} = 667$ KVA

Corresponde a un transformador de 800 KVA de potencia standard.

Sin embargo, en otras subestaciones de este sistema eléctrico, se han considerado 2 transformadores de la misma relación de transformación con 1000 KVA de potencia. En ~~VISUAL~~ ~~OK~~

ta que en este sistema eléctrico, serán implementadas si multáneamente las subestaciones modulares, el ahorro al considerar la sobrecarga del transformador, no es significativo, puesto que al fabricar los transformadores en serie, éstos bajan su costo. Por estos motivos el transformador, para esta subestación deberá ser también de 1000 - KVA.

Como dato para el fabricante debe darse la altitud de la instalación.

3.4. SELECCION DE LOS EQUIPOS DE PROTECCION

3.4.1. Pararrayos

a) Clase :

Para 13.2 KV - Distribución

Para 33 KV - Intermedia

b) Tensión Nominal:

De acuerdo a los datos de los fabricantes

(Anexo A):

Para 13.2 KV en sistema estrella, efectivamente aterrado, le corresponde un pararrayos de 12 KV.

Para 33 KV en sistema delta, le corresponde un pararrayos de 36 KV.

c) Intensidad de descarga:

Al ser esta subestación no protegida efectivamente la intensidad de corriente de descarga debe ser de 10 KA.

d) Coordinación del Aislamiento:

Se efectúa con la finalidad de comprobar, si los pararrayos seleccionados son los correctos.

- 13.2 KV

Tomando como referencia para los datos del pararrayos de 12 KV, las tablas de los fabricantes (Anexo A), tenemos:

Para coordinar el aislamiento del transformador con un pararrayos, clase distribución, calculamos MP_1 y MP_2 :

$$MP_1 = \frac{NBA}{TD} - 1$$

NBA : Nivel básico de aislamiento interno del transformador.

$$MP_2 = \frac{OC}{FOA} - 1$$

TD : Tensión de descarga del pararrayos (Discharge Voltage)

OC : Onda cortada no disruptiva del transformador

FOA : Frente de onda disruptiva del pararrayos (Front of Wave Sparkquer)

Para este caso deben considerarse las tensiones de prueba del transformador para el aislamiento interno como caso más crítico, ya que el aislamiento externo al estar expuesto a un medio de rigidez eléctrica, menor que lo normal, ha sido afectado por un factor de conversión que aumenta su nivel.

Luego como en nuestro medio, los transformadores se fabrican principalmente con normas Europeas (BBC) para una tensión nominal de servicio de 13.2 KV (14.5 KV máxima), según la tabla 1.A, se obtiene lo siguiente:

Prueba a Impulso o Nivel Básico de Aislamiento (interno):

95 KV

Luego en este caso : NBA = 95 KV

También se sabe que : OC = 1.15 NBA

Luego : OC = 110 KV

Los datos del pararrayos son:

TD = 44 KV

FOA = 54 KV

Finalmente los resultados del margen de protección son:

TIPO DE MARGEN	CARACTERISTICA DE AISLAMIENTO KV	CARACTERISTICA DEL PARARRAYOS KV	MARGEN DE PROTECCIÓN
MP ₁	95	44	1.16
MP ₂	110	54	1.04

Los cuales son bastante mayores que el 0.2 mínimo, lo que indica que los márgenes de protección, cumplen con creces lo recomendado.

33 KV

Tomando como referencia para los datos del pararrayos - de 36 KV, las tablas de los fabricantes (Anexo A), tenemos:

Para coordinar el aislamiento del transformador con un pararrayo, clase intermedia de 36 KV, calculamos MP₁ y MP₂:

$$MP_1 = \frac{NBA}{TD} - 1$$

$$MP_2 = \frac{OC}{FOA} - 1$$

Obteniendo los datos de manera similar al caso anterior -

(13.2 KV), tenemos que: NBA = 170 KV

OC = 195.5 KV

TD = 101 KV

FOA = 108 KV

De donde resulta:

TIPO DE MARGEN	CARACTERISTICA DE AISLAMIENTO KV	CARACTERISTICA DE PARARRAYOS KV	MARGEN DE PROTECCIÓN
MP ₁	170	101	0.68
MP ₂	195.5	108	0.81

Los márgenes de protección, son también bastante mayores a 0.2, por consiguiente, el pararrayos cumple con las exigencias del aislamiento.

Como dato importante para los suministradores de pararrayos, se indicará que éstos operarán a una altura de 3000 m. ó 9,842 pies.

3.4.2. Protección en Celdas de Salida - 13.2 KV

En las salidas para líneas de varios kilómetros de longitud, se utilizarán Reconectores acompañados de seccionadores fusibles de potencia (Power Fuse), - que actuarán como respaldo de la protección y seccionadores de línea.

3.4.2.1. Características de los Equipos

Es práctica común en nuestro medio recurrir a los equipos sobredimensionados, fabricados bajo nor

mas americanas, que en este caso corresponderían a componentes de 24.9 KV nominales, NBA 110 KV y tensión de prueba a frecuencia industrial 70 KV, los cuales resultan ser para casi el doble de la tensión nominal de 13.2 KV, que en este tipo de subestaciones imponen costos mucho más elevados. Habíamos visto sin embargo que era aceptable considerar los equipos de 17.5 KV de Normas Europeas, no obstante, si comparamos este nivel con la Norma Americana inmediata inferior, se puede apreciar lo siguiente:

NORMA	TENSION MAXIMA DE SERVICIO KV.	NBA (BIL) KV	TENSION DE PRUEBA A FRECUENCIA IND. KV
EUROPEA	17.5	38	95
AMERICANA	15.5	50	110

La Norma Americana a pesar de ser para tensión nominal menor, es más exigente para el aislamiento, esto nos permitiría considerar los equipos correspondientes al nivel de tensión nominal 14.4 KV (Máx. 15.5 KV) con una aceptable confiabilidad del aislamiento externo de los equipos.

Reconectador (Recloser)

- Tipo: Monofásico, Control hidráulico, Interrupción en aceite.
- Tensión Nominal: 14.4 KV
- Nivel Básico de Aislamiento (BIL): 110 KV
- Corriente Nominal: 100 Amperios
- Corriente de Cortocircuito Simétrico: 1,400 Amperios.

Corriente de la Bobina de Disparo: 35 Amperios

Secuencia de Apertura: 2 instantáneas, 2 retardadas.

Seccionador Fusible de Potencia (Power Fuse)

Tensión Nominal: 14.4 KV

Nivel Básico de Aislamiento (BIL): 110 KV

Corriente Nominal Mínima: 100 Amperios

Corriente de Cortocircuito Asimétrico: 20 KA

Tipo de Fusible: 40 E.

Los valores de corriente de la bobina de disparo del re-
nectador y el tipo de fusible del seccionador fusible de
potencia, fueron determinados según lo desarrollado en el
acápite que sigue.

3.4.2.2. Coordinación de la Protección

Como primer paso a la coordinación de la -
protección, determinamos los parámetros del circuito y el
rango de coordinación.

Determinación del Rango de Coordinación:

$$MVA_{cc} \text{ en Barra (13.2 KV): } 15.13$$

$$I_{cc} = 0.66 \text{ KA}$$

Circuito N° 1: $I_n = 25.7$ Amperios

Mínima corriente de cortocircuito:

Longitud de línea de 13.2 KV: 14 Km.

Reactancia de la línea (25 mm²): 0.524 Ω /Km

$$X = 14 (0.524) = 7.34$$

$$\text{En p.u. (Base MVA), } X_{p.u.} = \frac{7.34(1)}{13.2^2} = 0.04213$$

Reactancia resultante en el punto más alejado:

$$X_t \text{ p.u} = 0.04213 + 0.06609 = 0.1082$$

$$\begin{aligned} \text{MVA}_{\text{CC}} &= \frac{1}{0.1082} = 9.24 ; \quad I_{\text{CC min}} = \frac{9.24044}{3 \times 13.2} \\ &= 0.404 \text{ KA} \end{aligned}$$

$$I_{\text{CC mínimo}} = 400 \text{ Amperios}$$

Circuito N° 2: $I_n = 16.3$ Amperios

Mínima Corriente de Cortocircuito:

Longitud de línea de 13.2 KV: 8 Km.

Reactancia de la Línea (35 mm^2): $0.515 \Omega/\text{Km}$.

$$X = 8 (0.515) = 4.12 ; \quad X \text{ p.u} = 0.0237$$

Reactancia en el punto más alejado: $X_t = 0.0237 + 0.06609 = 0.08979$

$$\text{MVA}_{\text{CC}} = \frac{1}{0.08979} = 11.137 ; \quad I_{\text{CC min}} = \frac{11.137}{3 \times 13.2} = 0.487$$

$$I_{\text{CC MÍN}} = 487 \text{ Amperios}$$

Después de conocer los parámetros de operación normal y cortocircuito es apropiado considerar un rango de coordinación, tal como aparece en el gráfico adjunto (figura 19). Dentro de este rango corresponde a una bobina de disparo - de 35 Amperios y una corriente mínima de disparo de 50 Amperios para un Recloser tipo 4 H (ver anexo b), que como - se puede apreciar cubre todos los puntos de falla del sistema.

Consideramos en este caso que el fusible está al lado de - la carga.

Para corrientes de falla entre 200 y 600 Amperios, la cur

va retardada del recloser (curva B) actuará primero que la curva de tiempo mínimo de fusión del fusible (F) 40 E (ver anexo B). Para corrientes de falla de hasta 1000 Amperios la curva instantánea del recloser (curva A) actuará primero que la curva de tiempo mínimo de fusión del fusible.

3.4.3. Protección en Celdas de Llegada - 33 KV

En la llegada de la línea en 33 KV, será suficiente una protección con fusibles debidamente coordinados con las características del transformador y con los elementos de protección de las salidas en 13.2 KV.

3.4.3.1. Características de los Equipos

Refiriéndonos a las Normas Americanas y Europeas, vistas en el ítem 3.2, corresponde escoger equipos de las siguientes características:

TENSION MAXIMA DE SERVICIO KV	NBA (BIL) KV	TENSION DE PRUEBA A FRECUENCIA IND. KV
48.3	250	95

Seccionador Fusible de Potencia (Power Fuse)

- Tensión Nominal: 46 KV
- Nivel Básico de Aislamiento (BIL): 250 KV
- Corriente Nominal: 100 Amperios
- Corriente de Cortocircuito Asimétrica: 10.6 KA
- Tipo de Fusible: 25 E

El tipo de fusible ha sido seleccionado, luego de la coordinación efectuada a continuación.

3.4.3.2. Coordinación de la Protección

Para coordinar el fusible del lado de alta con la protección de las salidas en 13.2 KV, reflejamos las curvas del fusible al secundario del transformador (ver figura 20); las cuales deben cumplir los siguientes requisitos:

1. Coordinar con la característica del transformador. Es decir ubicarse entre las curvas no disruptiva del fusible y no disruptiva del transformador.

De acuerdo a lo visto en el item 1.2.2.3, para este caso tenemos las siguientes curvas:

- Característica no disruptiva del fusible:

$I_{Amp.}$	1094	525	262	131
$t_{seg.}$	0.01	0.1	1.0	10.0

- Característica no disruptiva del transformador:

$I_{Amp.}$	8128	7732	6916	4890	3458	2823	2445
$t_{seg.}$	0.03	0.04	0.05	0.1	0.2	0.3	0.4

$I_{Amp.}$	2187	1546	1094	893	773	692	489
$t_{seg.}$	0.5	1.0	2.0	3.0	4.0	5.0	10.0

2. Coordinar con los fusibles de las salidas en 13.2 KV (implícitamente con el RECLOSER), en donde la curva máxima para librar la falla de estos fusibles, no debe

ser más del 75% (en tiempo) de la curva mínima de fusión del fusible referido.

Al efectuar estas coordinaciones se obtiene un fusible 25E (S & C, Power Fuse). Ver resultado en gráfico (figura 21).

F₁: Fusible del lado de baja

F₂: Fusible del lado de alta

R: Recloser

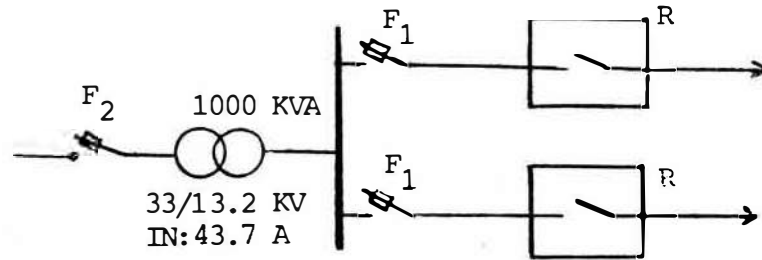


FIGURA 20 - Esquema de Distribución

3.5. SELECCION DE OTROS EQUIPOS

Este subcapítulo corresponde a los equipos de maniobra y/o seccionamiento, y a los relacionados con amplias opciones futuras.

En este caso no será necesario implementar seccionadores (aisladores visuales de circuitos), ya que los seccionadores fusibles de potencia (Power Fuse) cumplen esta función; tampoco serán necesarios seccionadores de potencia (dispositivos de maniobra bajo carga), pudiéndose emplear para esta maniobra algunos de los otros equipos proyectados. En el Proyecto se habla también de un posible suministro futuro de energía, para una mina cercana. Se deben considerar entonces dos celdas de reserva, una en 33 KV y otra en 13.2 KV, lo que permitirá escoger el nivel de tensión. En cuanto a los equipos de protección a emplear, existe la posibilidad de colocar en la subestación, un interruptor en pequeño volu

men de aceite, según la importancia de la carga a conectar. Este interruptor puede ubicarse también en la llegada a la mina. De todos modos es importante dejar suficiente espacio en la celda de reserva de la subestación. En última instancia los elementos de protección para esta salida, podrían ser solo fusibles.

3.6. CALCULO DE LA RED DE TIERRA

Si con la malla de tierra se consiguen 5 ohmios o menos de resistencia, no será necesario colocar pozos de tierra adicionales.

El terreno que ocupará la subestación, actualmente es un pequeño huerto, lo que implica una favorable resistividad del suelo. Sin embargo, las mediciones de resistividad efectuadas, arrojaron un valor de 250 ohm-metro, lo que es un poco elevado para este tipo de terreno, pero nos permite realizar el cálculo en forma conservadora.

Cálculo de la Malla de Tierra

Datos: $\rho_o = 250 \Omega\text{-m}$
 $\rho_{SE} = 1,000 \Omega\text{-m}$ (admitido por I.E.E.E. 80)
 $\rho_{Si} = 3,000 \Omega\text{-m}$ (admitido por I.E.E.E. 80)
 $I_{CC} = 1,590$ Amperios
 $T = 0.17$ segundos
 $L = 35$
 $A = 20$
 $h = 0.7$
 $\rho_H = 1,000 \Omega$

$$T_a = 20 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$T_m = 361 \text{ }^\circ\text{C}$$

Siguiendo el mismo método presentado en el acápite 1.3.3, tenemos:

a) Máxima Tensión de Toque Permisible

$$E_T = 2,185.49 \text{ V}$$

b) Máxima Tensión de Paso Permisible

$$E_p = 2,817.27 \text{ V}$$

c) Cálculo de la Resistencia de Puesta a Tierra

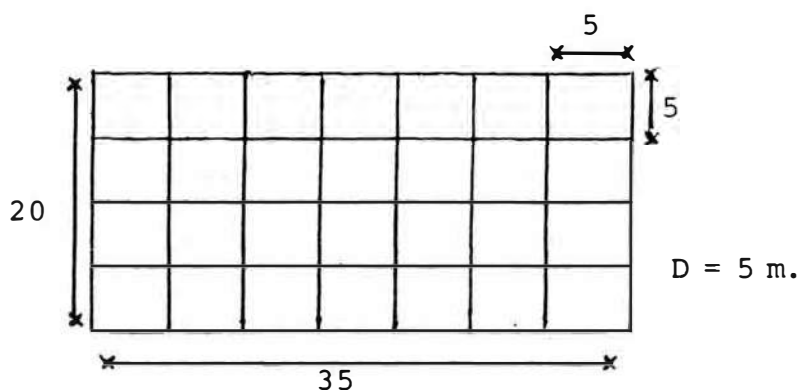
$$R_T = 4.186 \text{ } \Omega$$

d) Cálculo del Conductor

$$S = 3.15 \text{ mm}^2 \text{ (calculado)}$$

$$S = 35 \text{ mm}^2 \text{ (# 2 AWG)}$$

e) Configuración:



Tensiones de Toque y Paso para la configuración:

$$E_T = 1,551.05 \text{ V.}$$

$$E_p = 912.74 \text{ V.}$$

f) Resistencia de Puesta a Tierra Real de la Malla

$$R_R = 4.93 \text{ } \Omega \text{ (Método de Schwarz)}$$

$$R_R = 4.93 \text{ } \Omega \text{ (Método de Laurent)}$$

Resultado aceptable que nos permite considerar la configuración de malla asumida, sin necesidad de pozos de tierra adicionales.

3.7. PARAMETROS DE LOS SERVICIOS AUXILIARES

Los servicios auxiliares serán alimentados con corriente alterna, por medio de un transformador de tensión monofásico con borne a tierra.

Para la protección y desconexión de este transformador, será necesario tan solo un seccionador fusible tipo Cut-Out.

A continuación se presenta el cálculo de las características más importantes inherentes a este transformador:

Relación de Transformación:

TENSION PRIMARIA $13.2/\sqrt{3}$ KV = 7.62 KV

TENSION SECUNDARIA: 0.22 KV

RELACION DE TRANSFORMACION: $7.62 \pm 2.5\%/0.22$ KV

Demanda de los Servicios Auxiliares

Se tendrá en consideración las necesidades de la caseta de control, la iluminación perimetral exterior y las posibles futuras demandas:

ARTEFACTOS DE ILUMINACION EXTERIOR: $4 \times 160 = 640$ W/0.8 =
= 800 VA

TOMACORRIENTES (2) 2×1000 = 2000 VA

ARTEFACTOS INTERIORES $4 \times 47.5 = 190$ W/0.5 = 380 VA

RECTIFICADOR (FUTURO) $14A \times 220$ = 3080 VA

DEMANDA TOTAL: 6260 VA

Se considera la carga del rectificador ante la posibilidad de contar con un interruptor en reducido volumen de aceite para la salida a la mina. Al no tener datos precisos para el dimensionamiento del rectificador, tomamos como referencia el resultado del ejemplo visto en el acápite 2.4.3.

Potencia del Transformador

Según la tabla de sobrecarga para transformadores monofásicos de distribución (Anexo C), necesitamos los siguientes datos:

- Temperatura ambiente
- Carga previa al pico
- Horas de sobrecarga.

La temperatura ambiente será la misma que se consideró en la selección del transformador de potencia (25 °C); la carga previa al pico es aproximadamente el 50% de la carga pico, suponiendo que ésta ocurra al encenderse la iluminación de la subestación. La duración del pico puede considerarse como 4 horas, ya que sucede en las primeras horas de la noche.

De la tabla obtenemos un factor 1.28, luego:

$$\text{Potencia del transformador} = \frac{6,260}{1.28} = 4890 = 5 \text{ KVA}$$

En el peor de los casos se puede prescindir de este transformador, por cuanto la subestación se encuentra ubicada en zona urbana, esto implica que se puede alimentar de la red de servicio público.

3.8. CARACTERISTICAS DE LA MEDICION

3.8.1. Generalidades

Si recordamos el esquema de distribución de la subestación (ver figura 17), se tienen 2 salidas primarias o de subtransmisión en 13.2 KV, una salida a la red primaria de la localidad de San Marcos en 13.2 KV y una salida futura a una Mina en 33 ó 13.2 KV. Como parte del diseño de esta subestación, nos interesará definir solamente la medición del suministro en las dos primeras. En la salida, para la localidad de San Marcos se deberá coordinar con los representantes del concesionario de la zona, considerando en la subestación su respectiva celda de reserva; mientras que en la salida futura a la Mina también debe dejarse un espacio de reserva.

3.8.2. Transformadores de Medida

Los transformadores de corriente a instalarse deben ser para montaje exterior, con bornes de tierra y arrollamiento con doble relación de transformación que quedaría determinada por el rango de corriente nominal de ambas salidas:

SALIDA	CARGA AL 20, KW	TENSION NO MINAL-KV	FACTOR DE POTENCIA	CORRIENTE NOMINAL-A
NORTE	302	13.2	0.9	14.7
SUR	398	13.2	0.9	19.3

Las corrientes nominales son de 14.7 y 19.3, luego será conveniente escoger transformadores de corriente de las siguientes características:

- Relación de Transformación: 15-30/5 A.
- Consumo : 30 VA.
- Clase de precisión : 1

En cuanto a los transformadores de tensión, éstos pueden ser de medición trifásica, o bien si disponemos dos monofásicos del tipo electromagnético que pueden instalarse en conexión "delta abierto".

Características eléctricas principales:

- Relación de transformación: 13.2/0.1 KV
- Nivel de aislamiento
 - . Tensión no disruptiva al impulso : 110 KV
 - Tensión no disruptiva a la frecuencia industrial : 50 KV
- Consumo : 50 VA
- Clase de precisión : 0.5

3.8.3. Equipos de Medición

En las localidades rurales, no es necesario contar con medición de potencia reactiva, ya que el factor de potencia, generalmente es alto. En casos de consumo industrial (futura Mina), sí se necesita controlar este parámetro.

El panel de medición en las salidas de 13.2 KV, debe contener lo siguiente:

- Un (1) voltímetro 0-15 KV, clase 1
- Dos (2) amperímetros 0-50 A, clase 1
- Dos (2) vatímetros 0-800 KW, clase 1
- Dos (2) contadores de energía activa KWH, con indicador - de máxima demanda, clase 0.5, 220 V, 5 A.

Si la medición para la salida a la Mina es en la subestación y en 33 KV, se requerirá lo siguiente:

- Un (1) voltímetro 0-35 KV, clase 1
- Un (1) amperímetro 0-100 A, clase 1
- Un (1) cosfímetro 0-1, clase 1
- Un (1) frecuencímetro 40-80 Hz, clase 0.5
- Un (1) vatímetro 0-5 MW, clase 1
- Un (1) contador de energía activa KWh, con indicador de máxima demanda, clase 0.5, 220 V, 5 A.
- Un (1) contador de energía reactiva KVARH, clase 0.5, 220 V.

3.9. DISPOSICION DE LOS EQUIPOS

3.9.1. Generalidades

Este capítulo trata sobre el emplazamiento de los equipos en el terreno de la subestación, pudiéndose acotar como premisa, que en los medios rurales, para evitar la construcción de una caseta transformadora, con objeto de reducir los gastos de instalación, se emplean subestaciones que trabajan a la intemperie.

Uno de los aspectos más importantes en la disposición de los equipos en dichas subestaciones, es la conservación de

las siguientes distancias:

- a) Distancia a tierra: Entre partes bajo tensión y estructuras puestas a tierra, paredes, mallas y suelos.
- b) Distancia entre fases: Entre partes bajo tensión de fases diferentes.
- c) Distancia de mantenimiento: Entre las partes bajo tensión y los límites de la zona de mantenimiento, llamado también sector de trabajo. Si se desea que el personal de operación y mantenimiento pueda caminar libremente bajo los equipos en tensión, es necesario considerar y proveer la distancia suficiente, entre la parte baja de cada aislador (en el punto en que se une a la base metálica puesta a tierra). Esta distancia vendría a ser propiamente la distancia de seguridad para el personal y está basada en el alcance de una persona con los brazos estirados.

En casi todas las normas de electricidad, se pueden encontrar recomendaciones para las distancias mínimas a ser usadas en el diseño de subestaciones.

En este estudio contamos con:

- Norma NEMA - ANEXO D
- Norma VDE/DIN - ANEXO E.

(Se deben considerar las tensiones nominales corregidas por efectos de altitud).

3.9.2. Distancias para las Celdas de 13.2 KV

3.9.2.1. Distancias a tierra

De los anexos ya mencionados, podemos recoger la siguien

te información:

NORMA DISTANCIA	NORMAS DIN/ VDE (ANEXO E) TENSION NOMI NAL: 20 KV	NORMA NEMA (ANEXO D)			
		TENSION NOMINAL: 14.4 KV		TENSION NOMINAL: 23 KV	
		RECOMENDADO	MINIMO	RECOMENDADO	MINIMO
Distancia entre par tes acti vas y tie rra, en metros	0.215	0.25	0.18	0.30	0.25

En donde por razones de seguridad se debe considerar la distancia más crítica, siendo ésta de 0.3 m.

3.9.2.2. Distancia entre Fases

De los anexos D y E, obtenemos:

NORMA Distancia	NORMAS DIN/ VDE (ANEXO E) TENSION NOMI NAL: 20 KV	NORMA NEMA (ANEXO D)	
		TENSION NOMI NAL: 14.4 KV	TENSION NOMI NAL: 23 KV
Distancia entre fa ses, en metros	0.215	0.30	0.38

En donde la distancia más crítica es de 0.38 m. Sin embargo, para efecto de este proyecto, considerando que el mantenimiento y las condiciones de operación no son las óptimas y que además las barras serán flexibles y estarán conformadas por cables, por razones de redondeo de cifras y por contar con espacio suficiente, se puede considerar una distancia mínima entre fases de 1.0 m.

3.9.2.3. Distancia de Mantenimiento

De los anexos D y E, se obtiene:

NORMA DISTANCIA	NORMAS DIN/ VDE (ANEXO E) TENSION NOMI- NAL: 20 KV	NORMA NEMA (ANEXO D)			
		TENSION NOMINAL: 14.4 KV		TENSION NOMINAL: 23 KV	
		Recomendado	Mínimo	Recomendado	Mínimo
Altura de partes activas al terreno, en metros	2.6	3.05	2.74	3.05	3.05

En donde por razones de seguridad, se debe considerar la distancia más crítica, siendo ésta de 3.05 m.

3.9.2.4. Otras Distancias

Es recomendable tener en cuenta también, - algunas distancias adicionales, las cuales se presentan a continuación:

NORMA DISTANCIA	NORMAS DIN/ VDE (ANEXO E) TENSION NOMI- NAL: 20 KV	NORMA NEMA (ANEXO D)			
		TENSION NOMINAL: 14.4 KV		TENSION NOMINAL: 23 KV	
		Recomendado	Mínimo	Recomendado	Mínimo
Distancia de partes activas a reja de protección	3.22	--	--	--	--
Distancia de partes activas a carreteras o caminos, en metros	--	6.4	6.1	6.4	6.1

3.9.3. Distancias para Celdas de 33 KV

3.9.3.1. Distancia a Tierra

De los anexos D y E obtenemos:

NORMA DISTANCIA	NORMAS DIN/ VDE (ANEXO E) TENSION NOMI- NAL: 45 KV	NORMA NEMA (ANEXO D) Tensión Nominal: 46 KV	
		Recomendado	Mínimo
Distancias entre par- tes acti- vas y tie- rra, en me- tros	0.52	0.46	0.43

En donde por razones de seguridad, se debe considerar la distancia más crítica, siendo ésta de 0.52 m.

3.9.3.2. Distancia entre Fases

De los anexos D y E obtenemos:

NORMA DISTANCIA	NORMAS DIN/VDE (ANEXO E) Tensión Nominal 45 KV	NORMA NEMA (ANEXO D) Tensión Nominal 46 KV
Distancia entre fa- ses, en - metros	0.52	0.53

En donde la distancia más crítica es de 0.53 m. Sin embargo para efectos de este Proyecto, por los motivos ya expuestos para las celdas de 13.2 KV, se puede tomar una distancia mínima entre fases de 1.5 m.

3.9.3.3. Distancia de Mantenimiento

De los anexos D y E se obtiene:

NORMA DISTANCIA	NORMAS DIN/ VDE (ANEXO E) TENSION NOMI NAL: 45 KV	NORMA NEMA (ANEXO D) Tensión Nominal: 46 KV	
		Recomendado	Mínimo
Altura de partes activas al terreno, en metros	2.82	3.35	3.05

En donde por razones de seguridad, se debe considerar la distancia más crítica, siendo ésta de 3.35 m.

3.9.3.4. Otras Distancias

Otras distancias de cierta importancia

son:

NORMA DISTANCIA	NORMAS DIN/ VDE (ANEXO E) TENSION NOMI NAL: 45 KV	NORMA NEMA (ANEXO D) Tensión Nominal: 46 KV	
		Recomendado	Mínimo
Distancia entre partes activas a reja de protección, en metros	3.52	--	--
Distancia de partes activas a carreteras o caminos, en metros	--	6.71	6.71

3.9.4. Diseño de los Pórticos de la Subestación

Los pórticos de la subestación estarán con formados por postes y travesaños de madera, ya que la madera es el material más fácil de conseguir y más barato de la zona.

Para el diseño deben tenerse en cuenta la orientación y ubicación de los últimos postes de la línea y las condiciones externas al terreno de la subestación. También se deben considerar las celdas de reserva programadas en los capítulos anteriores.

En los planos SE-2, SE-3 y SE-4 se puede apreciar la ubicación definitiva de los equipos y la configuración de los pórticos de la subestación de San Marcos.

C O N C L U S I O N E S

Es objeto de estas conclusiones resumir los principales criterios para el desarrollo de Proyectos de subestaciones rurales en media tensión, aplicados en este trabajo, y que se diferencian de los normalmente adoptados para las subestaciones convencionales de alta tensión.

- Es necesaria la estrecha coordinación con las Empresas Concesionarias de Electricidad de la Zona, no solo para captar las necesidades y la experiencia de éstas, sino también para concordar según las últimas Normas - emitidas por el Ministerio de Energía y Minas, en lo que respecta a la aprobación de Proyectos.
- Los pararrayos a ser utilizados, no deben ser los de clase subestación, en cambio, pueden ser de clase intermedia, de acuerdo a la importancia de la zona de protección; sin embargo, es preferible el uso de pararrayos de clase distribución, por motivos económicos.

Es recomendable el uso de Reclosers (Reconectores) respaldados por fusibles, coordinados de tal manera que el fusible, se funda solo en condiciones de fallas catastróficas. Teóricamente el Recloser debe operar en todos los casos de falla previstos.

- En general, no es necesario y es antieconómico el uso de interruptores de alto poder de ruptura, lo mismo

que los relés de protección.

- El uso de cable de guarda en la subestación, debe estar restringido, sólo para zonas de considerable actividad atmosférica.
- Los sistemas de medición del suministro pueden limitarse a lo estrictamente necesario, en el peor de los casos.

Los transformadores de potencia deben ser preferiblemente trifásicos, salvo condiciones especiales del diseño; con el neutro puesto a tierra en las salidas de líneas, y con el grupo de conexión más utilizado en nuestro medio. También se debe redimensionar la potencia del transformador, considerando su capacidad de sobrecarga.

- En general no serán necesarios los servicios auxiliares en corriente continua.

Los servicios auxiliares en corriente alterna, por consideraciones económicas, podrán ser alimentados de la red pública, si la subestación se encuentra en o cerca de la zona urbana. Sin embargo en la medida de lo posible es preferible que sea independiente.

- En general, los transformadores de servicios auxiliares pueden ser monofásicos con alimentación de solo una fase (el otro borne del transformador se conecta sólidamente a tierra), en donde el grupo de conexión del transformador de potencia lo permita.

- Debe preverse la mayor cantidad posible de celdas de reserva, de acuerdo a las necesidades futuras de la subestación.
- Generalmente en las áreas rurales no hay restricciones en el espacio físico que puede ocupar la subestación. Esto permite sobredimensionar algunas distancias de seguridad, como la distancia entre fases y la distancia de las partes activas a la zona exterior de la subestación.
- Es recomendable el uso de seccionadores fusibles (Power fuse o Cut out), para evitar el uso de seccionadores y fusibles por separado.
- Es factible considerar un valor de clase de aislamiento inmediato inferior a la tensión nominal, siempre que su valor sea muy cercano a la tensión nominal (o máximo de servicio) obtenida por corrección de altitud.

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

- (1) ZOPPETTI, G. 1981 Estaciones Transformadoras y de Distribución, 5a. Ed. Barcelona - España.
- (2) GUTHMANN O, POHLMANN R., SCHMIT W.J., TETTENBORN W. WITTWER H. 1983 Manual de Distribución de las Instalaciones de Energía Eléctrica - 1a. Ed. Española. 1979, 7a. Ed. Alemana. Brown, Boveri & Cía - Alemania Federal.
- (3) POWER SUPPLY AND ENGINEERING STANDARDS DIVISION, RURAL ELECTRIFICATION ADMINISTRATION U.S. DEPARTMENT OF AGRICULTURE. 1978- Design guide for rural substations. Rea Bulletin 65-1.
- (4) Mc. GRAW EDISON. 1978 Distribution system Overvoltage protection workshop. Notes Course. U.S.A.
- (5) PRIETO L. 1984 Criterios para la selección y el diseño de los Sistemas de Distribución Rural en el Perú. Notas seminario Huaz.
- (6) LINARES, J. 1984 Diseño de Subestaciones Eléctricas de Alta Tensión. Curso corto AEP - Lima.

- (7) Mc GRAW EDISON. 1978. Selection, application and maintenance of automatic - Recloser. U.S.A.
- (8) DR. MUKHEDAR, D.1981. La Ciencia de Puesta a Tierra de Sistemas de Energía Curso corto AEP - Lima.
- (9) TAKACH, D.S. 1982. Distribution primary fuse coordination. IEEE. Transactions on Power Apparatus and Systems. Vol. PAS 101,N° 7: 2278-2285.
- (10) FORTIN MARCEL. 1982 - Characteristics of High-Voltage Current limiting fuses for distribution systems. IEEE. Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-101, N° 7: 2056-2060
- (11) YANQUE, J. 1982. Copias del curso de Alta - Tensión. Universidad Nacional de Ingeniería - Lima.