

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA**  
**FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA**



**“SUBESTACIÓN NARANJAL 60/10 kV”**

**INFORME DE INGENIERÍA**

**PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:**

**INGENIERO ELECTRICISTA**

**PRESENTADO POR:**

**LUIS ENRIQUE AUQUI FERNÁNDEZ**

**PROMOCIÓN**

**1993-II**

**LIMA-PERÚ**

**2005**

**INFORME DE INGENIERÍA  
SUBESTACIÓN NARANJAL 60/10 kV**

## SUMARIO

En el presente informe se abordará el estudio de ingeniería eléctrica del proyecto de la nueva Subestación Naranjal 60/10 kV – 75 MVA, implementada hasta la etapa de 50 MVA de potencia instalada, ubicada en la Urbanización Industrial Infantas, Av. Los Platinos S/N, manzana “A” lotes 10 y 11 del distrito de Los Olivos, siendo de propiedad de la Empresa Concesionaria de Distribución Eléctrica de la Zona Norte de la ciudad de Lima.

El documento se inicia presentando la descripción de los antecedentes de la problemática del sector de demanda de suministro de energía eléctrica que dio origen a la construcción de la nueva Subestación Naranjal.

La ingeniería del proyecto comienza con la planificación de la potencia instalada proyectada de la subestación en un horizonte a largo plazo, luego se sigue con el diseño de las instalaciones de la subestación bajo criterios y cálculos de diseño y finalmente se culmina con el presupuesto de inversión de construcción de la nueva Subestación Naranjal.

Dentro de los criterios de diseño se siguen aspectos relacionados a normalización, confiabilidad de suministro, seguridad, facilidades de expansión por etapas y facilidades para las tareas de operación y mantenimiento.

Al final del documento se anexa los criterios para la elaboración de las especificaciones técnicas de los equipos, los cuales obedecen a características técnicas basadas en los estándares del sistema eléctrico de la Empresa Concesionaria, en

recomendaciones de la Comisión Electrotécnica Internacional (IEC) y a características de construcción estándar de los fabricantes.

## ÍNDICE

<b>SUMARIO</b>	II
<b>ÍNDICE</b>	IV
<b>INTRODUCCIÓN</b>	1
<b>CAPITULO I</b>	
<b>POTENCIA DE DISEÑO</b>	4
1.1 Generalidades	4
1.2 Proyección de la máxima demanda	4
1.3 Potencia instalada proyectada de la subestación	6
<b>CAPITULO II</b>	
<b>CARACTERÍSTICAS CONSTRUCTIVAS DE LA SUBESTACIÓN</b>	7
2.1 Generalidades	7
2.2 Condiciones del medio de instalación de la subestación	7
2.2.1 Características generales del ambiente natural	7
2.2.2 Características generales del sistema eléctrico	8
2.3 Esquema de conexión de la subestación	9
2.3.1 Conexión de la subestación a la red de Alta Tensión	9
2.3.2 Diagrama unifilar de la subestación	10
2.4 Disposición física de la subestación	12
2.4.1 Criterios para el dimensionamiento de la subestación	13
2.4.2 Dimensionamiento de las instalaciones al exterior	17

2.4.3	Dimensionamiento de las instalaciones al interior	23
2.4.4	Área de la subestación	24
2.5	Modalidad de operación de la subestación	24

### **CAPITULO III**

#### **CÁLCULOS DE DISEÑO** 26

3.1	Generalidades	26
3.2	Cálculos de barras colectoras AT	26
3.2.1	Capacidad nominal	26
3.2.2	Resistencia térmica al cortocircuito	28
3.3	Cálculo de red de puesta a tierra	32

### **CAPITULO IV**

#### **PROTECCIÓN Y CONTROL DE LA SUBESTACIÓN** 41

4.1	Generalidades	41
4.2	Sistema de protección por relés	41
4.2.1	Protección de línea	44
4.2.2	Protección del transformador de potencia	44
4.2.3	Protección de alimentador	49
4.2.4	Protección de sobretensión homopolar	51
4.3	Sistema de control	51
4.3.1	Elementos de control	52

**CAPITULO V**

<b>SERVICIOS AUXILIARES DE LA SUBESTACIÓN</b>	58
5.1 Generalidades	58
5.2 Configuración de los servicios auxiliares	58
5.3 Sistema de baja tensión de corriente alterna	60
5.3.1 Cálculo de la potencia nominal del transformador de servicios auxiliares	60
5.4 Sistema de baja tensión de corriente continua	62
5.4.1 Cálculo de la capacidad del banco de baterías	62
5.4.2 Cálculo de la capacidad del rectificador c.a./c.c.	64

**CAPITULO VI**

<b>PRESUPUESTO</b>	66
6.1 Generalidades	66
6.2 Criterios para la determinación del presupuesto	66
6.3 Presupuesto de la subestación	68

<b>CONCLUSIONES</b>	70
---------------------	----

**ANEXO A**

<b>ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE EQUIPOS</b>	72
---	----

**ANEXO B**

<b>PLANOS DEL PROYECTO DE LA SUBESTACIÓN</b>	85
--	----

<b>BIBLIOGRAFÍA</b>	92
---------------------	----

## INTRODUCCIÓN

El año de 1.997 el sector comprendido entre las subestaciones Infantas y Chavarría de la zona de Concesión de EDELNOR fue tomado en consideración dentro del análisis del plan de inversiones de expansión de la red, debido al registro de un importante crecimiento de la máxima demanda de dicho sector que venia comprometiendo la potencia instalada de la Subestación Infantas, registrándose en el año en referencia el crecimiento de la máxima demanda comparado con su similar del año anterior, en 10.3 % para la subestación Infantas y en 4.2 % para la Subestación Chavarría.

En la Subestación Infantas la máxima demanda registrada el año 1.997 fue de 55,5 MVA, representando una sobre carga del 11% de su potencia instalada de 50 MVA, y en la Subestación Chavarría la máxima demanda registrada fue de 61.1 MVA, representando el 81.5 % de su potencia instalada de 75 MVA.

Debido a que el mayor crecimiento de la máxima demanda se dio en el área de influencia de la Subestación Infantas, se analizaron alternativas para su atención.

Las alternativas evaluadas fueron la instalación de un tercer transformador de poder 60/10 kV, 25 MVA en la Subestación Infantas o la construcción de una nueva subestación con una potencia instalada de 25 MVA en su primera etapa.

La primera alternativa evaluada no resulto técnicamente factible realizarlo debido a los pocos espacios disponibles dentro de la subestación, los cuales no fueron los

suficientemente adecuados para desarrollar una ampliación de la instalación en forma normalizada, que pueda cumplir con los criterios de confiabilidad de suministro y seguridad para el personal.

La segunda alternativa, la construcción de la nueva Subestación Naranjal 60/10 kV en su primera etapa, fue aprobada por Edelnor a principios del año de 1.998.

La nueva Subestación Naranjal entró en servicio en enero del año 2.000 alimentando una carga de 15.1 MVA, la cual fue tomada del área de atención de las subestaciones Infantas y Chavarría.

A fines del año 2.000 como consecuencia de la próxima entrada en vigencia de la tercera etapa de la Norma Técnica de Calidad del Servicio Eléctrico que establece compensaciones económicas de consideración a los clientes por interrupciones del servicio, se revisaron e identificaron a aquellas subestaciones que presentaban mayor rechazo de carga frente a contingencias en sus transformadores de poder, entre los cuales la Subestación Naranjal frente a una contingencia debía racionar una potencia de 9,7 MVA considerando un apoyo desde la red de Media Tensión de 7,8 MVA.

Como consecuencia de lo anterior, a principios del año 2.001 se aprobó la instalación del segundo transformador de poder en la Subestación Naranjal, a fin de implementar el criterio de contingencia N – 1 y evitar pagos por compensaciones y no dejar de vender energía eléctrica, manteniendo por ende un servicio de calidad concordante con las exigencias de las normas vigentes.

El segundo transformador de poder de la Subestación Naranjal entró en servicio en enero del año 2.002.

Considerando los antecedentes anteriores, el presente estudio tiene el propósito de abordar la ingeniería eléctrica del proyecto de la nueva Subestación Naranjal 60/10 kV, montada hasta la etapa de una potencia instalada de 50 MVA, siguiendo aspectos de planificación y criterios de diseño relacionados a normalización, confiabilidad de suministro, seguridad y facilidades de expansión por etapas, y así como también procedimientos de cálculos de diseño basados en normas técnicas.

# **CAPITULO I**

## **POTENCIA DE DISEÑO**

### **1.1 Generalidades**

En el presente capítulo se determinará la potencia instalada de diseño de la Subestación Naranjal, basado en el análisis de la proyección de demanda del sector en estudio en un horizonte de largo plazo y de la capacidad de atención de demanda de la potencia instalada de las otras subestaciones que junto con la Subestación Naranjal atenderán la demanda proyectada en referencia.

La potencia instalada nominal de diseño de la subestación estará enmarcado dentro del uso de la potencia normalizada de los transformadores de potencia 60/10 kV, que Edelnor emplea en su parque de transformadores para la atención de sus subestaciones 60/10 kV.

### **1.2 Proyección de la máxima demanda**

Las subestaciones Infantas y Chavarría ubicadas en el distrito de Los Olivos atienden el servicio de suministro de energía eléctrica de sectores comprendidos en los distritos indicados en la tabla 1.1, y que en el año 1.997 registraron máximas demandas de 55.5 MVA y 61.1 MVA.

<b>SUBESTACIÓN</b>	<b>DISTRITOS COMPROMETIDOS</b>
Chavarría	Los Olivos – Independencia – Comas – S. M. Porres
Infantas	Los Olivos – Independencia – Comas – S. M. Porres – Puente Piedra

*Tabla 1.1 – Atención de suministro de energía eléctrica*

A partir del registro de las máximas demandas de las subestaciones Infantas y Chavarría del año 1.997 se proyecta la máxima demanda para el sector en estudio, considerando un horizonte de 20 años y una tasa histórica del sector de 3.5% anual.

<b>Período</b>	<b>Año</b>	<b>Proyección de Máxima Demanda MVA</b>	
		<b>Subestación Infantas</b>	<b>Subestación Chavarría</b>
1	1997	55.5	61.1
2	1998	57.4	63.2
3	1999	59.4	65.4
4	2000	61.5	67.7
5	2001	63.7	70.1
6	2002	65.9	72.6
7	2003	68.2	75.1
8	2004	70.6	77.7
9	2005	73.1	80.4
10	2006	75.7	83.2
11	2007	78.3	86.1
12	2008	81.0	89.1
13	2009	83.8	92.2
14	2010	86.7	95.4
15	2011	89.7	98.7
16	2012	92.8	102.2
17	2013	96.0	105.8
18	2014	99.4	109.5
19	2015	102.9	113.3
20	2016	106.5	117.3

*Tabla 1.2 – Proyección de la máxima demanda para el sector en estudio*

### **1.3 Potencia instalada proyectada de la subestación**

La potencia instalada proyectada o de diseño de la nueva Subestación Naranjal 60/10 kV es determinada de la proyección de la máxima demanda del sector en estudio, considerando que las instalaciones de la Subestación Infantas solo tienen capacidad para una potencia instalada de 50 MVA y la Subestación Chavarría para una potencia instalada de 100 MVA.

En el período 20 de la proyección de demanda, la Subestación Infantas no podría atender una demanda de 56.5 MVA y la Subestación Chavarría una demanda de 17.3 MVA, por lo que el sector en estudio tendría proyectado una demanda por atender de 73.8 MVA que sería asignado a la nueva Subestación Naranjal.

Por otro lado, en lo que respecta a los transformadores de potencia, EDELNOR tiene normalizado el empleo de unidades trifásicas de 25 MVA para la atención de sus subestaciones 60/10 kV, y contando hasta el año 1.997 con un total de 37 transformadores instalados en 18 subestaciones.

Finalmente tomando en consideración los aspectos anteriores, la nueva Subestación Naranjal es proyectada para una potencia instalada nominal de diseño de 75 MVA, conformada por tres transformadores de potencia 60/10 kV – 25 MVA.

## **CAPITULO II**

### **CARACTERÍSTICAS CONSTRUCTIVAS DE LA SUBESTACIÓN**

#### **2.1 Generalidades**

El presente capítulo tratará específicamente del diseño del tipo de subestación basado en aspectos estandarizados de la empresa propietaria, criterios técnicos y en consideración de la exigencia de normativas técnicas, los cuales irán definiendo las características constructivas de la subestación; se inicia describiendo las características ambientales de la zona de instalación de la subestación y del sistema eléctrico del cual formará parte y que influenciarán en el diseño de la instalación y el equipamiento, luego se sigue con el desarrollo del esquema de conexión al sistema eléctrico y esquema unifilar de la subestación, que junto con el ordenamiento físico de los equipos darán como resultado el diseño de la disposición física de la subestación.

#### **2.2 Condiciones del medio de instalación de la subestación**

##### **2.2.1 Características generales del ambiente natural**

Las características ambientales en la zona de ubicación de la subestación, se encuentra indicada en la siguiente tabla 2.1.

<b>Características</b>	<b>Magnitud</b>
- Altitud sobre el nivel del mar	70 m
- Temperatura Mínima	+ 10° C
- Temperatura Máxima	+ 30° C
- Humedad relativa	100 %
- Velocidad del viento	50 km/h
- Nivel de contaminación (IEC – 60815)	Muy alto (IV)
- Zona de corrosión	Moderada
- Radiación solar máxima (watts / m <sup>2</sup> )	870 watts/m <sup>2</sup>
- Condiciones sísmicas	Sí

**Tabla 2.1 – Características ambientales**

Para el nivel de contaminación se considera el nivel estandarizado como Muy Alto indicado en la norma IEC 60815 que caracteriza un ambiente de área desértica sin lluvias por largos períodos de tiempo.

Para efectos de la corrosión se considera una zona de corrosión moderada.

La zona costera del país se encuentra ubicada en una zona de alta intensidad sísmica caracterizado por alcanzar una aceleración en la superficie del terreno de 0.50 g.

La velocidad del viento en la costa de la ciudad de Lima viene definida en el Código Nacional de Electricidad.

### **2.2.2 Características generales del sistema eléctrico**

Las características del sistema eléctrico de Edelnor relativas a la nueva subestación, se encuentra indicada en la siguiente tabla 2.2.

<b>Características</b>	<b>Magnitud</b>
- Sistema de voltaje	Trifásico
- Frecuencia	60 Hz
- Voltaje nominal del sistema	
• Alta Tensión:	60 kV
• Media Tensión:	10 kV
- Voltaje máximo de operación	
• Alta Tensión:	72.5 kV
• Media Tensión:	12.0 kV
- Nivel de aislamiento básico	
• Alta Tensión:	325 kVp
• Media Tensión:	75 kVp
- Grupo de conexión del Transformador AT / MT:	YNd5
- Conexión del neutro del Transformador	
• Alta Tensión:	Directamente aterrado
• Media Tensión:	Aislado

*Tabla 2.2 – Características del sistema eléctrico*

## **2.3 Esquema de conexión de la subestación**

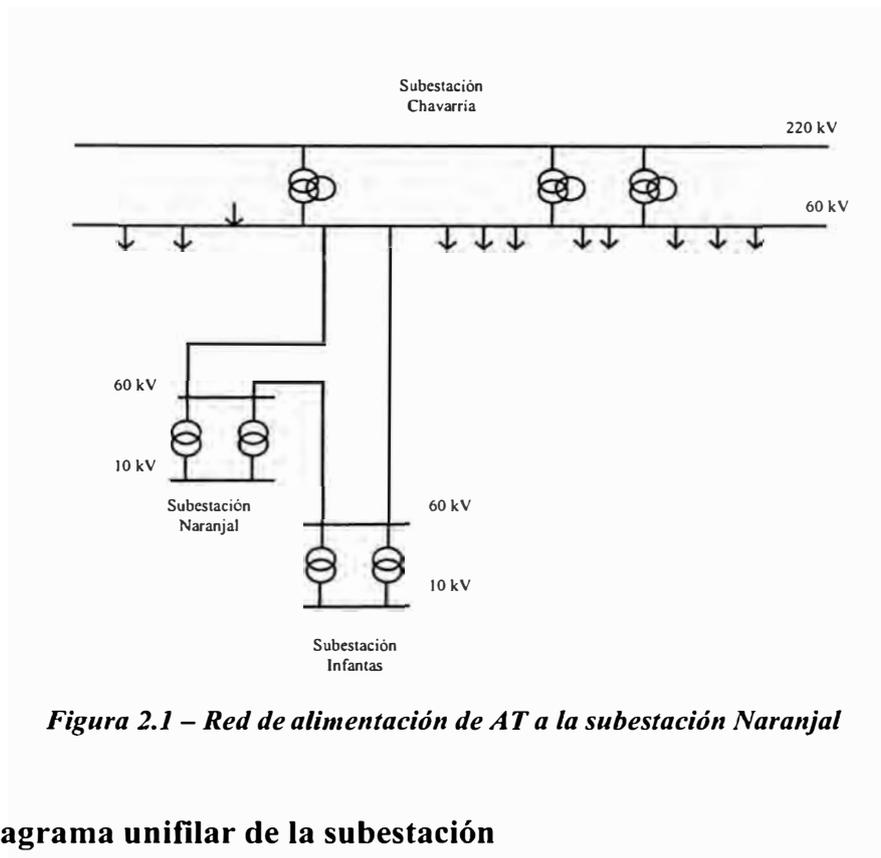
### **2.3.1 Conexión de la subestación a la red de Alta Tensión**

La actual Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos establece los niveles de calidad de suministro expresada en función de la continuidad del servicio eléctrico a los clientes, lo cual desde el punto de vista del diseño de la subestación implica que la alimentación en alta tensión (AT) a la subestación debe ser en forma confiable.

Debido a que la pérdida de alimentación en alta tensión conlleva a dejar de distribuir grandes potencias de energía eléctrica, el criterio a aplicarse es el de dotar a la subestación con doble alimentación en alta tensión.

La doble alimentación a la Subestación Naranjal viene dada mediante dos circuitos de líneas aéreas que forman un lazo con las subestaciones Chavarría e Infantas; donde la Subestación Chavarría opera como la fuente de energía.

Los circuitos de líneas aéreas de subtransmisión corren en forma paralela a través de una misma estructura. En las subestaciones las celdas de los circuitos de líneas son equipados con interruptores de potencia y relés de protección de distancia con lo cual el lazo de subtransmisión entre las subestaciones se hace selectivo frente a las perturbaciones de la red, aislando solo la parte fallada y no interrumpiendo el servicio normal de las subestaciones.



### 2.3.2 Diagrama unifilar de la subestación

El esquema unifilar de la Subestación Naranjal está determinado por la función que esta desempeña en el sistema eléctrico, lo cual corresponde a una subestación que toma

energía eléctrica de las redes de subtransmisión, para alimentar al sistema de distribución y así como también en cierta medida por los requerimientos generales de flexibilidad operacional, simplicidad del arreglo de la protección, capacidad para limitar niveles de cortocircuito, facilidades de ampliación y mantenimiento.

El arreglo del esquema unifilar de la Subestación Naranjal es mostrado en la figura 2.2, el cual es dispuesto bajo el enfoque de un sistema modular integrado.

La configuración del sistema de barras de alta tensión (AT) y media tensión (MT) son del tipo simple barras seccionadas longitudinalmente.

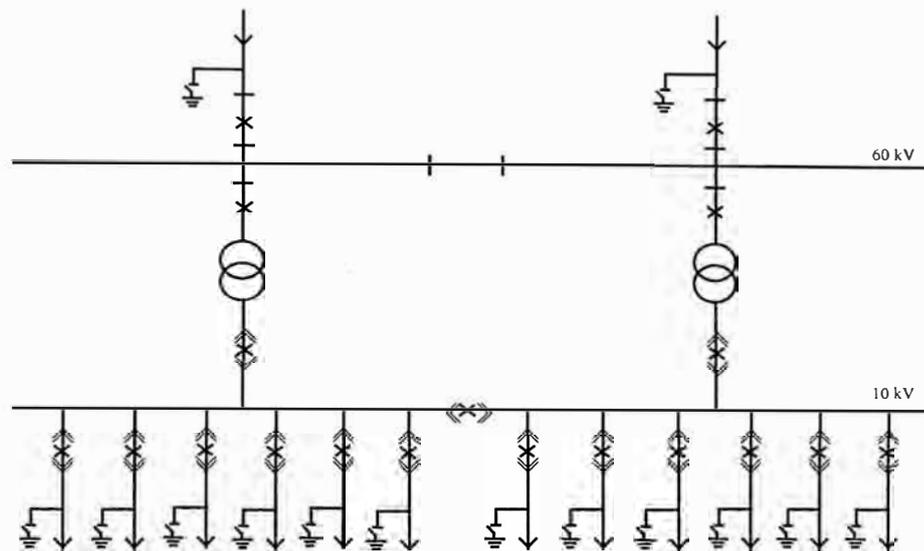
El sistema de barras AT es seccionado por dos seccionadores con el propósito de realizar el mantenimiento de los sistemas de barras y de seccionadores independientemente uno del otro.

El sistema de barras MT es seccionado a través de un interruptor de potencia extraíble para los fines indicados en el párrafo anterior y para poder disponer la operación independiente o en paralelo de los transformadores de poder, teniendo en consideración de no pasar el nivel normalizado de cortocircuito en barras.

Los circuitos de celdas son conectados a los sistemas de barras a través de interruptores de potencia para propósitos de tener flexibilidad de operación bajo condiciones normales y de emergencia, y así como también hacer simple el arreglo de las protecciones al tener que actuar directamente sobre un interruptor de potencia bajo condiciones de fallas.

Las celdas son instaladas siguiendo el principio de poder ser seccionadas e independizadas de las partes con tensión para fines de mantenimiento, sin comprometer el

servicio de otros circuitos. En AT los circuitos de celdas son instalados con seccionadores y en MT son instalados con interruptores de poder tipo extraíble.



*Figura 2.2 – Esquema unifilar de la subestación Naranjal*

#### 2.4 Disposición física de la subestación

La disposición física de la subestación comprende en el ordenamiento físico de sus equipos y conexiones, desarrollado sobre el área de terreno de la subestación, conforme al arreglo de su diagrama eléctrico.

La característica de la disposición física de la subestación es efectuada considerando su desarrollo sobre un terreno ubicado en zona industrial y de acuerdo con los estándares de Edelnor para este tipo de subestaciones con instalaciones en AT al exterior con conexiones flexibles e instalaciones en MT al interior y siguiendo aspectos relacionados a facilidades de mantenimiento y futuras ampliaciones. El plano de disposición general de la subestación DSE – 01 es adjuntado al final del presente documento.

### 2.4.1 Criterios para el dimensionamiento de la subestación

Para determinar las dimensiones a desarrollar en la disposición de las instalaciones de la subestación del presente estudio, se seguirán los siguientes criterios:

- Distancias eléctricas
- Distancias básicas
- Distancia de seguridad
- Dimensiones de equipos
- Reglamento de construcciones

#### Distancias eléctricas

La Comisión Electrotecnia Internacional (IEC: 71 – 2) ha determinado distancias eléctricas mínimas en el aire entre fase a tierra y entre fases de conductores vivos con potencial, como función de una configuración de electrodos vara – estructura y de la tensión nominal de impulso atmosférico que corresponde a tensiones máximas normalizadas ( $U_m$ ). En la tabla N° 2.3, se muestra los valores de las distancias mínimas en el aire recomendadas por la IEC.

Tensión máxima $U_m$ (kV rms)	Tensión de impulso atmosférico nominal (kV pico)	Distancia mínima en el aire fase- tierra y fase-fase (mm)
12	75	120
72.5	325	630

*Tabla 2.3 – Distancia mínima en el aire para configuración de electrodos vara - estructura*

## Distancias básicas

Las distancias básicas corresponden a las distancias eléctricas mínimas incrementadas con un factor de seguridad de 10 %, para efectos de tomar en cuenta las tolerancias de dimensiones de los equipos en su fabricación y variaciones y ajustes durante el montaje electromecánico.

En la tabla N° 2.4 se indica los valores de las distancias básicas a ser consideradas en el desarrollo del presente estudio.

<b>Tensión máxima Um (kV rms)</b>	<b>Tensión de impulso atmosférico nominal (kV pico)</b>	<b>Distancia mínima en el aire fase – tierra y fase – fase (mm)</b>
12	75	140
72.5	325	700

*Tabla N° 2.4 – Distancias básicas para el diseño.*

## Distancias de seguridad

Las distancias de seguridad vienen designadas por las distancias mínimas que deben mantenerse en el aire de las partes vivas con potencial, fuera del alcance del personal, cuando en las instalaciones de la subestación se desarrollen trabajos de operación y mantenimiento y se desplacen vehículos.

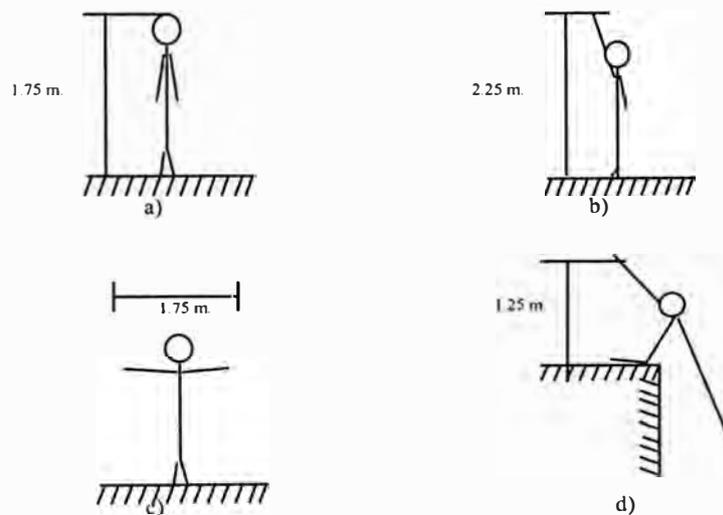
La distancia de seguridad es calculada por la suma de:

La distancia básica relacionada con el nivel de aislamiento de la distancia eléctrica mínima en el aire.

La distancia que es función del desplazamiento del personal, máquinas y vehículos durante los trabajos de mantenimiento y operación dentro de la subestación.

Para el dimensionamiento de las distancias de seguridad se tomará en consideración las recomendaciones del comité de estudio N° 23 del CIGRE, respecto al movimiento del personal y el desplazamiento de vehículos.

Las distancias promedio del desplazamiento del personal en función de su estatura y de los diferentes movimientos que pueda efectuar son indicado en la siguiente figura 2.3.



*Figura 2.3 – Dimensiones promedias en función de la estatura de un operador*

### **Dimensiones de equipos**

Las dimensiones de los equipos eléctricos principales corresponden a dimensiones adoptados por los fabricantes en función de los niveles de tensión, y por las características definidas en las Especificaciones Técnicas de los equipos.

Los seccionadores de Alta Tensión empleados en las instalaciones de la subestación del presente estudio, corresponden a seccionadores normalizados, del tipo de apertura central, con dos columnas aislantes por polo.

### **Reglamento de construcciones**

El proyecto de edificación civil de la subestación deberá estar en concordancia con las exigencias del Reglamento Nacional de Construcciones (R.N.C.) y del Reglamento General de Construcciones para la Provincia de Lima.

El terreno donde se levante la construcción civil de la subestación deberá estar clasificado como Zona para Servicios Públicos Complementarios (SP), definido dentro de Otros Usos de la clasificación de la Zona de Gran Industria (I3) y Zona Industrial Liviana (I2).

Las características de edificación de las zonas I2 e I3, entre otras son las siguientes:

El retiro frontal de la vía pública, entre la línea de propiedad y la vereda, es obligatoria para permitir el ingreso y salida de vehículos desde la instalación y para maniobrar vehículos de gran tonelaje.

Los retiros laterales y posterior serán exigidos, si fuera necesario, en función del tipo de proceso industrial y disposición del equipamiento industrial en la instalación, con el fin de evitar molestias o posibles peligros de incendio.

Dentro del lote de la instalación deberá proveerse de un área de estacionamiento que satisfaga las necesidades de su propio personal y de las actividades de la misma industria; además deberá contar con un patio de maniobras con las dimensiones y radios de volteo apropiados para los tipos de vehículos que se utilicen.

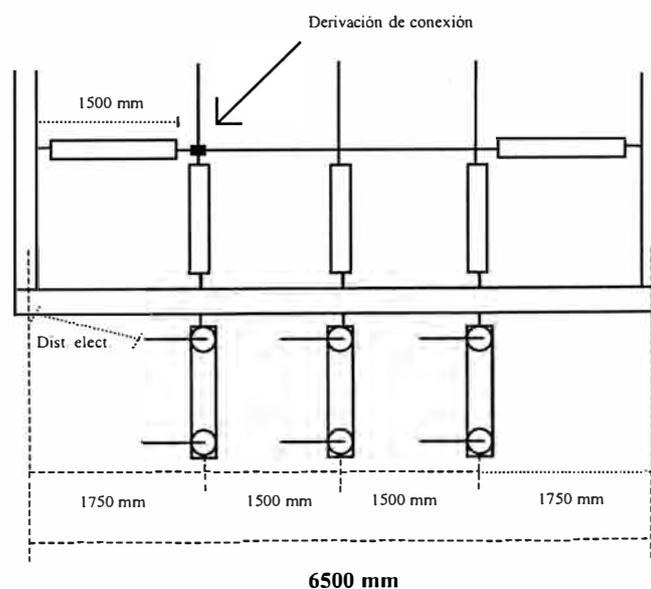
## 2.4.2 Dimensionamiento de las instalaciones al exterior

Las distancias para el dimensionamiento de las instalaciones en AT es una aplicación directa de los criterios anteriores, a partir de los cuales se determinan las siguientes dimensiones:

### Ancho de celda

Como ancho de celda se designa la distancia entre los ejes de las columnas que forman el pórtico de entrada de la línea de subtransmisión, el cual es determinado por la disposición y dimensiones de los equipos y barrajes.

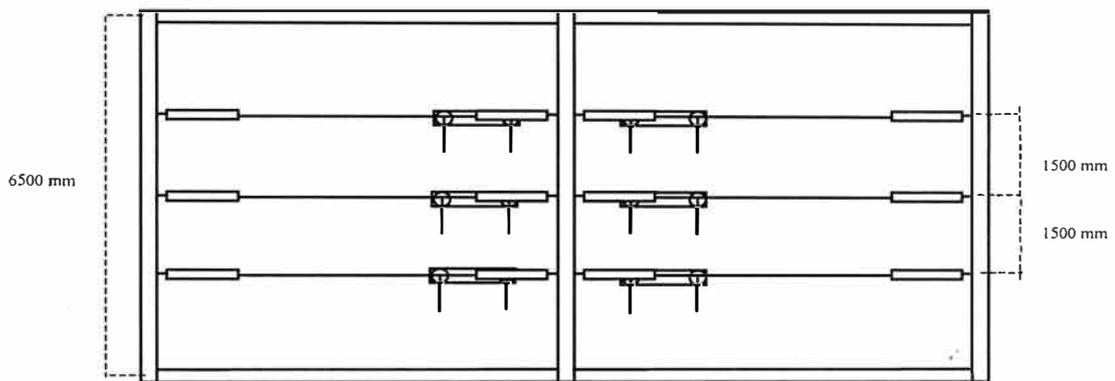
El empleo de seccionadores de apertura central es uno de los aspectos determinantes en el ancho de celda ya que en posición abierta un juego de sus cuchillas permanecen energizadas; el segundo aspecto a considerar viene dado por el desarrollo de la longitud de la cadena de aisladores en el sistema de barras con conductores flexibles; el ancho de campo determinado se ilustra en la figura 2.4.



**Figura 2.4 – Ancho de campo de celda AT**

## Ancho de barras

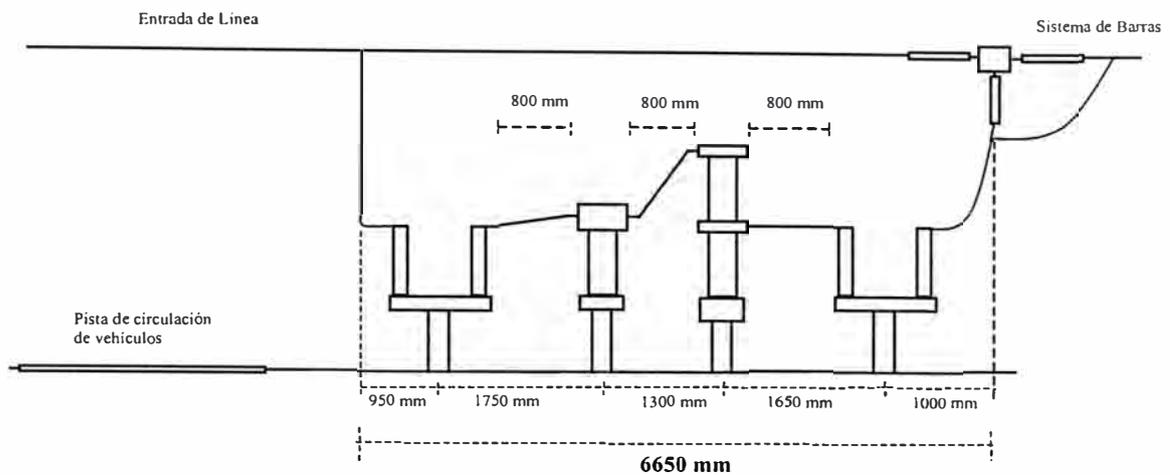
El sistema de barras es del tipo flexible con vanos muy cortos, por lo que el ancho de barras viene determinado por la distancia entre fases de los polos de los seccionadores que son empleados en el sistema de seccionamiento longitudinal de barras, ver figura 2.5.



*Figura 2.5 – Ancho de barras AT*

## Longitud de celda

La longitud de la celda es determinada por las dimensiones de los equipos y la distancia de separación entre ellos, necesaria para ejecutar adecuadamente trabajos de montaje electromecánico, operación y mantenimiento; la distancia de separación entre equipos es de 800 mm, el cual corresponde a una distancia no definida en normas, pero de uso práctico en las instalaciones de la empresa propietaria, ver figura 2.6.



**Figura 2.6 – Longitud de celda de línea AT**

### **Altura de conexiones**

La altura de los pórticos en el patio de llaves es determinada por los niveles de conexión de los conductores requeridos en la configuración de la subestación.

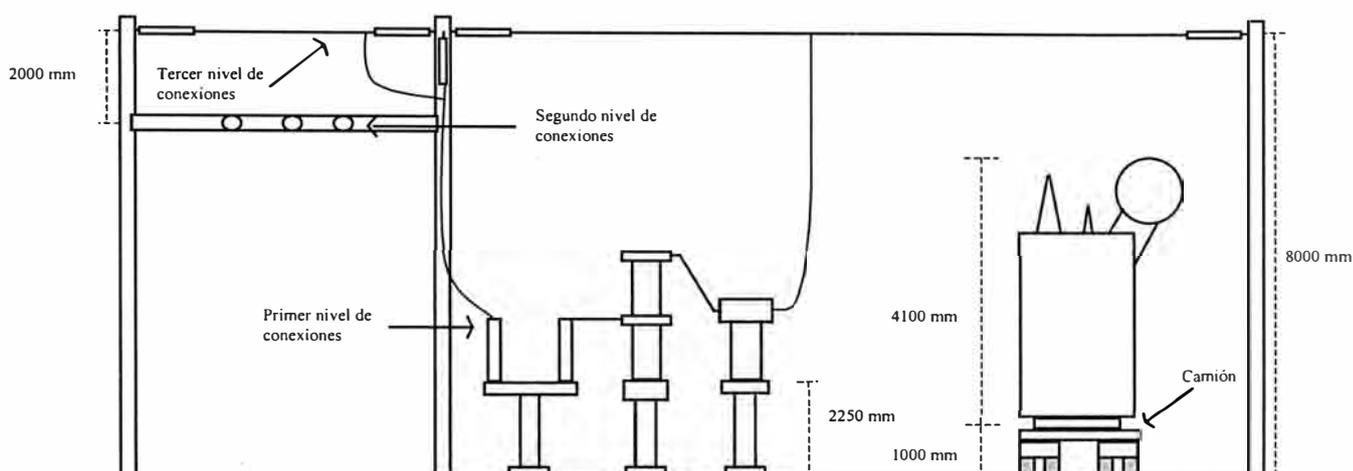
El primer nivel de conexiones está conformado por la conexión entre equipos, cuya altura es determinada por las distancias de seguridad.

El segundo nivel de conexiones está conformado por la conexión de los conductores del sistema de barras.

El tercer nivel de conexiones está conformado por las templas superiores.

La distancia de seguridad de altura entre tierra y cualquier parte energizada más baja del primer nivel de conexiones en la subestación debe ser la adecuada para la libre circulación del personal, correspondiendo a esta distancia el valor básico incrementado en 2.25 m; por lo que la distancia entre la base de cualquier aislador de equipo y tierra no debe ser menor a 2.25 m.

La distancia de seguridad anterior, está dada para una circulación normal del personal en el patio de llaves de la subestación, sin que use escaleras u objetos que lo puedan acercar a las partes energizadas, ver figura 2.7.



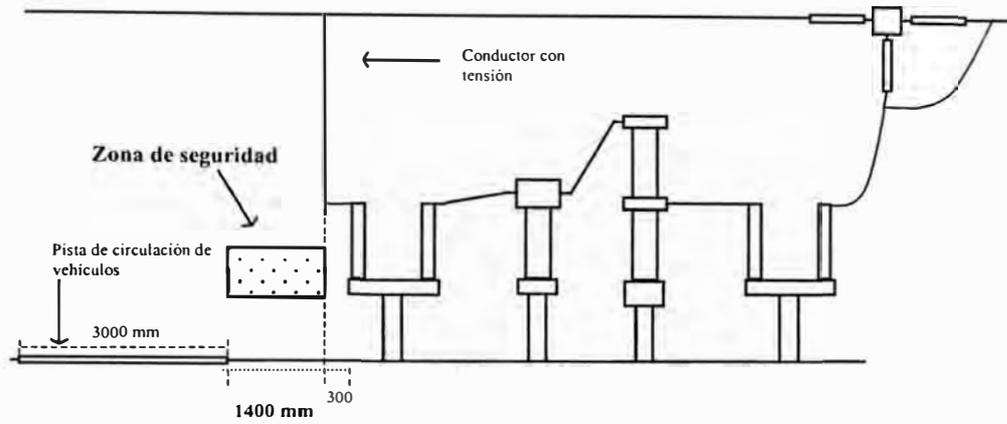
**Figura 2.7 – Altura de conexiones de conductores AT**

### Vía de acceso perimetral

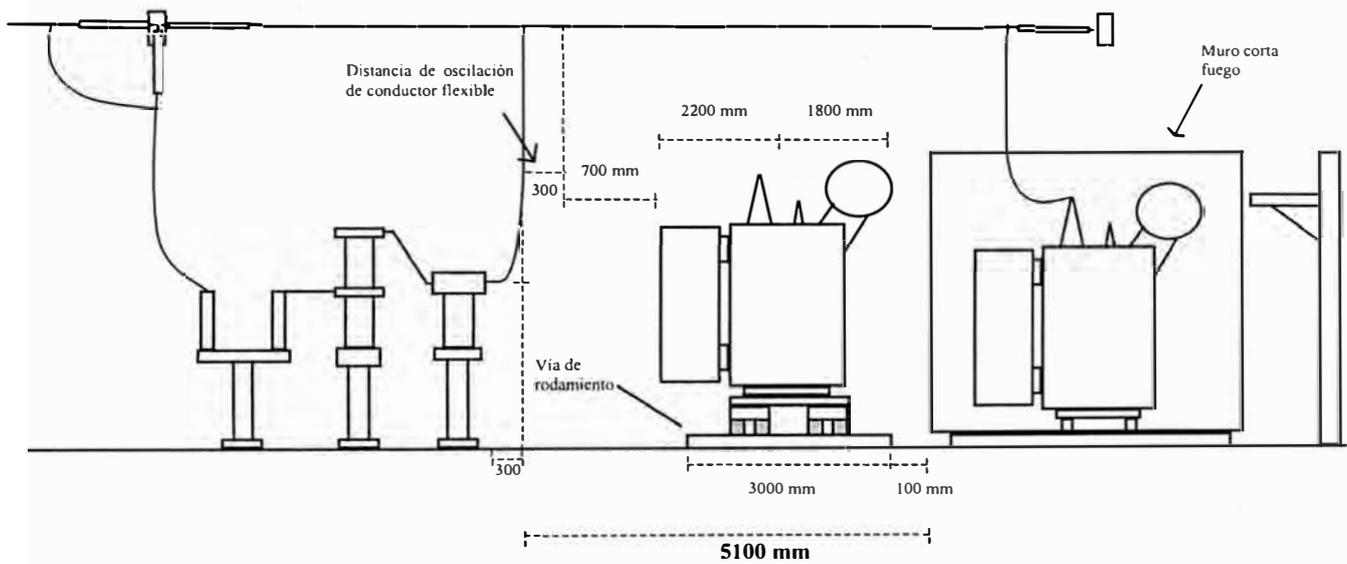
En el arreglo de la disposición del patio de llaves de la subestación considera vías de acceso para propósitos de trabajos de montaje y mantenimiento de los equipos de AT,

Para el caso de desplazamiento de vehículos dentro de la subestación, la zona de seguridad recomendado por el CIGRE es delimitada por la distancia desde el perfil del vehículo hasta la parte con tensión, medido como el valor básico más 700 mm, para efectos de considerar inevitables imprevisiones en la conducción.

En la figura 2.8 se muestra el corte de la vía de acceso para camiones grúas y camionetas y en la figura 2.9 se muestra el corte de la vía de desplazamiento o rodamiento de los transformadores de potencia.



**Figura 2.8 – Distancia de vía de acceso de vehículos a partes con tensión**



**Figura 2.9 – Distancia de vía de desplazamiento de transformador**

## **Celda de transformador de poder**

El dimensionamiento de la celda del transformador de poder considera aspectos de las dimensiones del propio transformador y de protección contra incendio, para el cual se construyen paredes cortafuegos entre celdas de transformadores de potencia con la finalidad de impedir que el alcance del fuego de un transformador incendiado pueda provocar daños a las unidades adyacentes. Las paredes cortafuego no son proyectadas para resistir la explosión del equipamiento, su finalidad es limitar como barrera al efecto generado durante el incendio de una unidad.

Para las dimensiones de las paredes cortafuego se toma en consideración lo recomendado en la norma brasileña NBR 13231, la cual indica lo siguiente:

La altura de la pared cortafuego debe ser 0.4 mt. encima del tope superior del tanque conservador de aceite, su longitud debe sobrepasar la longitud del transformador en ambos lados como mínimo 0.6 mt. y la distancia libre mínima de separación entre la pared cortafuego y el transformador debe ser 0.5 mt.

La protección contra incendio es complementada con la construcción de un sistema colector de aceite que tiene por finalidad colectar y drenar rápidamente el aceite aislante de un transformador de potencia que durante su funcionamiento es vaciado y expedido en llamas del tanque por la ocurrencia de un defecto de origen eléctrico.

El sistema colector de aceite está constituido por vasijas de drenaje construido sobre la base de los transformadores y comunicados a un pozo colector de aceite con capacidad para la totalidad del aceite de un transformador de potencia, para efectos de no contaminar el suelo.

Las vasijas de drenaje son cubiertas por una capa de piedras que actúa como un laberinto apaga llamas al paso del aceite ardiendo, enfriándolo y limitando su contacto con el oxígeno del aire como una consecuencia de la extinción de llamas.

### **2.4.3 Dimensionamiento de las instalaciones al interior**

Las instalaciones al interior de edificio de la subestación están conformadas por la sala de celdas de media tensión, sala de control, sala de baterías y sala de comunicaciones, en el cual el dimensionamiento de sus ambientes vienen determinados básicamente por las dimensiones de los equipos y por facilidades para las tareas de operación y mantenimiento.

Las celdas de media tensión, son celdas metálicas del tipo metalclad compartimentada, aisladas en aire y blindadas a prueba de arco eléctrico interno.

Los pasillos de acceso en la sala de celdas es dimensionado considerando que el libre tránsito en los mismos no pueda quedar interrumpido cuando se realicen tareas de mantenimiento en las celdas, tal como cuando se tiene el interruptor de potencia en posición extraído y la puerta de la celda en posición abierta y así como también tener los espacios necesarios para poder remplazar algunas de las celdas si estas fueran siniestradas.

La altura de la sala de celdas es dimensionado considerando los aspectos de protección al personal frente a la emanación de gases calientes desde el ducto superior de las celdas como producto de arcos eléctricos internos.

La altura de la sala de celdas es de 3.5 m., distancia considerada por el fabricante en el diseño de celdas, el cual toma en cuenta la separación entre el techo y la parte superior de las celdas, para evitar que gases calientes liberados por la superior de las celdas sean reflejados peligrosamente en el techo de la sala de celdas poniendo en peligro al personal

de servicio. Para los propósitos anteriores las celdas son diseñadas con planchas de desvío instaladas en sus bordes superiores.

#### **2.4.4 Área de terreno de la subestación**

El área de terreno de la subestación para desarrollar su instalación proyectada como consecuencia de los criterios de dimensionamiento es en promedio 2500 m<sup>2</sup>, con dimensiones de 50 mt. de ancho por 50 mt de largo.

Debido a que es imposible encontrar un terreno de las medidas requeridas, para el caso de la nueva subestación Naranjal la oportunidad de adquisición de terreno fue de un área de 3337 m<sup>2</sup> con dimensiones de 47 mt por 71 mt en ancho por largo.

#### **2.5 Modalidad de operación de la subestación**

La subestación es diseñada para ser monitoreada y controlada a través de un sistema SCADA desde el Centro de Control de la empresa propietaria, para el cual se emplea una topología de red de comunicación punto – a – multipunto que permite conectar al Centro de Control con múltiples subestaciones; personal de operación y mantenimiento solo es requerido en la subestación para las tareas programadas de mantenimiento y para eventuales contingencias que puedan producirse, sin embargo el personal de seguridad si es requerido permanentemente en la subestación para cuidar de las instalaciones frente a terceros.

En la subestación es instalada una unidad terminal remota (UTR) integrada al sistema SCADA, para desarrollar localmente las funciones de supervisión y control.

La comunicación entre el Centro de Control y la unidad terminal remota es establecida a través de un medio de enlace de microondas, bajo una transmisión serial asíncrona de modo half – duplex, empleando el protocolo de comunicación Harris 5000.

## **CAPITULO III**

### **CÁLCULOS DE DISEÑO**

#### **3.1 Generalidades**

En el presente capítulo se realizarán cálculos de diseño tomando en consideración procedimientos establecidos en normas técnicas.

El sistema de barras de Alta Tensión de la subestación será ejecutado con conductores flexibles de aleación de aluminio, seleccionado de los empleados en las líneas aéreas de subtransmisión de Edelnor y para el cual se realizarán cálculos de verificación por capacidad de corriente nominal considerando el desarrollo final proyectado de las instalaciones de la subestación y de la configuración del sistema eléctrico, y así como también se verificará la resistencia térmica al cortocircuito del conductor.

Luego se seguirá con los cálculos de diseño para el dimensionamiento de la red de puesta a tierra de la subestación, necesaria para evacuar corrientes de falla y proteger al personal frente a potenciales anormales.

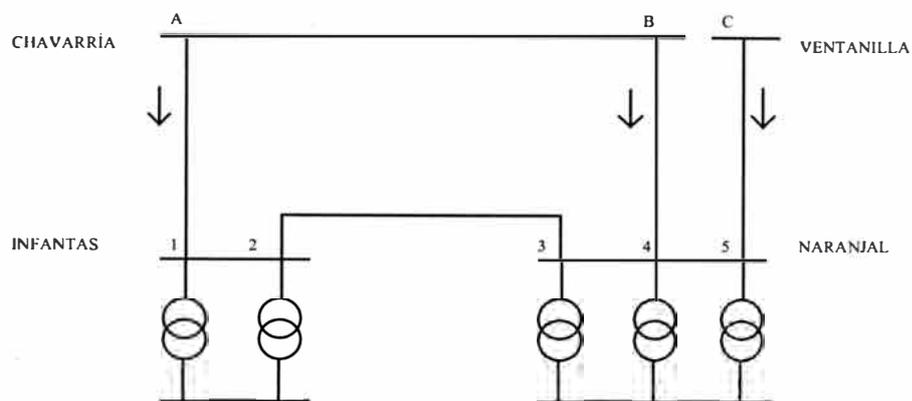
#### **3.2 Cálculos de barras colectoras AT**

##### **3.2.1 Capacidad Nominal**

El sistema de barras de 60 kV de la subestación es dimensionado con capacidad para transportar la corriente requerida por la carga que atenderá su instalación proyectada y

por la corriente que circulará por ella, al ser parte de un anillo de subtransmisión que forma con otras subestaciones.

En la figura 3.1 se muestra el esquema de red proyectado, considerando el cual se dimensiona el sistema de barras por capacidad de corriente.



**Figura 3.1 – Sistema de subtransmisión proyectado de la Subestación Naranjal**

Bajo condiciones nominales de carga de los transformadores de potencia de 25 MVA y ante una contingencia en la línea de subtransmisión A – 1, se tendría el escenario más desfavorable para el sistema de barras de la Subestación Naranjal, ya que por su sector de barras 3 – 4 tendría que circular una corriente de 722 A. para alimentar a uno de sus transformadores y transportar la energía para seguir alimentando a los dos transformadores de la Subestación Infantas.

El tipo de conductor a seleccionar para el sistema de barras será uno de los estandarizados por Edelnor en sus líneas de subtransmisión, y que corresponde al conductor de aleación de aluminio Aldrey, de sección  $491 \text{ mm}^2$  que en régimen normal a  $60 \text{ }^\circ\text{C}$  (elevación de  $30 \text{ }^\circ\text{C}$  sobre  $30 \text{ }^\circ\text{C}$  de temperatura ambiente) conduce una corriente de 860 A.

### 3.2.2 Resistencia térmica al cortocircuito

Los conductores de sistemas de barras están expuestos a esfuerzos térmicos debido a corrientes de cortocircuito en el sistema eléctrico, razón por el cual es necesario comprobar la resistencia térmica del conductor seleccionado ante corrientes de cortocircuito.

Para el cálculo de la resistencia térmica del conductor se seguirá el procedimiento de la norma VDE 0103, que establece que el esfuerzo térmico depende de la magnitud, curva y duración de la intensidad de cortocircuito, denominando como valor medio térmico efectivo a la intensidad de breve duración  $I_{th}$ , cuyo valor efectivo genera igual cantidad de calor que la intensidad de cortocircuito, cuyas componentes simétricas y asimétricas varían durante el tiempo  $t$  del cortocircuito, calculándose como sigue:

$$I_{th} = I''_k \sqrt{(m+n)} \quad (3.1)$$

Donde:

$I''_k$  : corriente inicial de cortocircuito, 10.7 kA.

$m$  : factor para el efecto calorífico de la componente aperiódica, 0.

$n$  : factor para el efecto calorífico de la componente periódica, 0.7.

Los valores de los factores  $m$  y  $n$  se obtienen de las curvas de la figura 3.2, considerando una duración de corriente de cortocircuito de 1seg., coeficiente inicial “ $k$ ” igual a 1.8 y relación de corriente inicial y permanente de cortocircuito  $I''_k / I_k$  igual a 2.

Remplazando:

$$I_{th} = 10.7 \sqrt{(0 + 0.7)}$$

$$I_{th} = 8.9 \text{ kA}$$

Con la intensidad de breve duración  $I_{th}$  calculada, se determina la densidad de corriente de breve duración térmicamente eficaz  $S_{th}$ , que debe ser menor que la densidad de corriente de breve duración nominal  $S_{thN}$  del conductor.

$$S_{th} = \frac{I_{th}}{A} \text{ A/mm}^2 \quad (3.2)$$

Donde:

A : Sección del conductor, 491 mm<sup>2</sup>

Remplazando:

$$S_{th} = \frac{8900}{491} \text{ A/mm}^2$$

$$S_{th} = 18 \text{ A/mm}^2$$

La densidad de corriente de breve duración nominal del conductor, se calcula empleando la curva de la figura 3.3, tomando como temperatura inicial  $\vartheta_a$  la temperatura de operación del sistema de barras igual a 60 °C y temperatura final  $\vartheta_e$  la temperatura admisible del conductor Aldrey en caso cortocircuito e igual a 180 °C.

$$S_{thN} = 85 \text{ A/mm}^2$$

Finalmente,  $S_{th} < S_{thN}$  concluyéndose que el conductor tiene suficiente resistencia térmica.

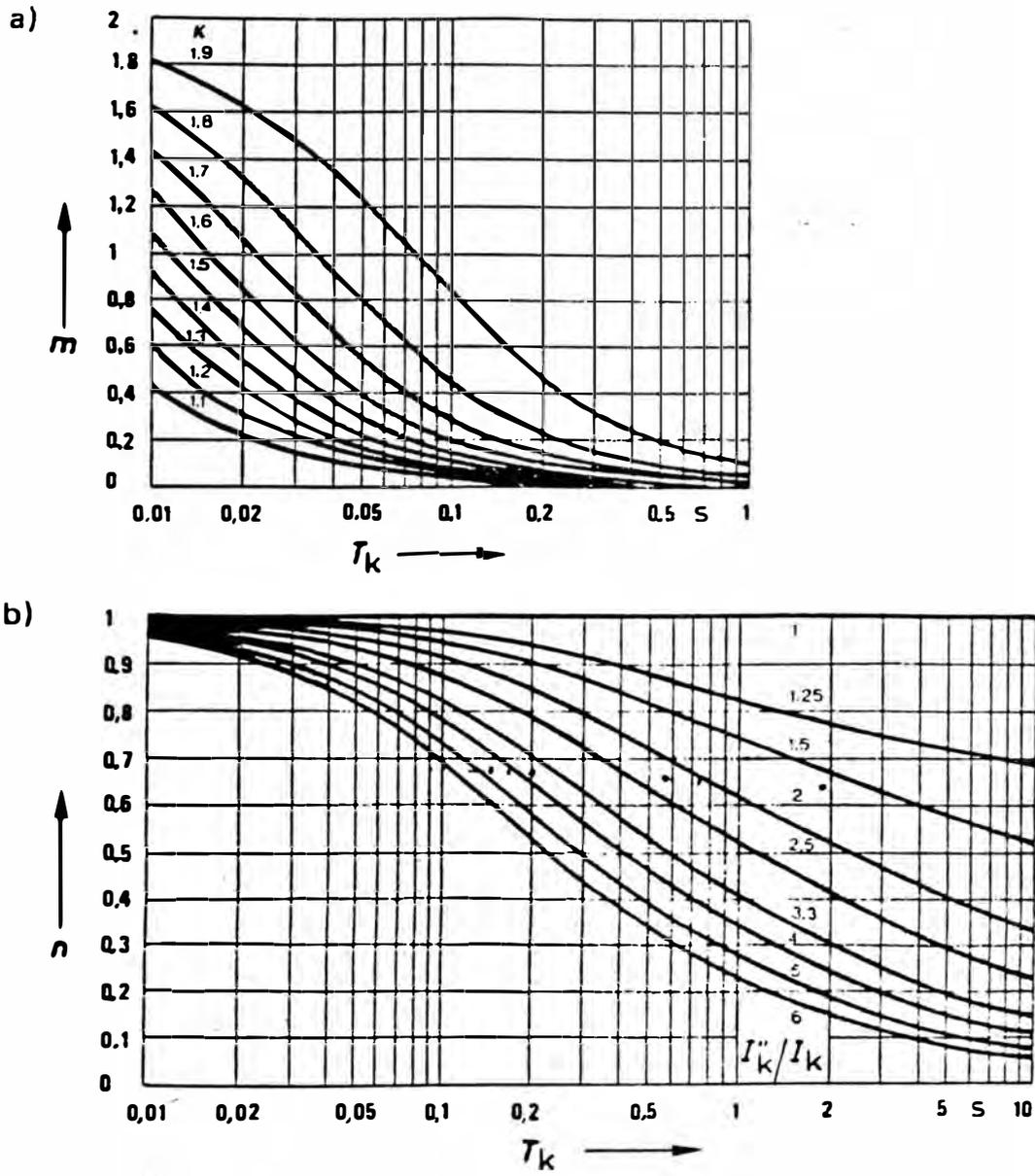
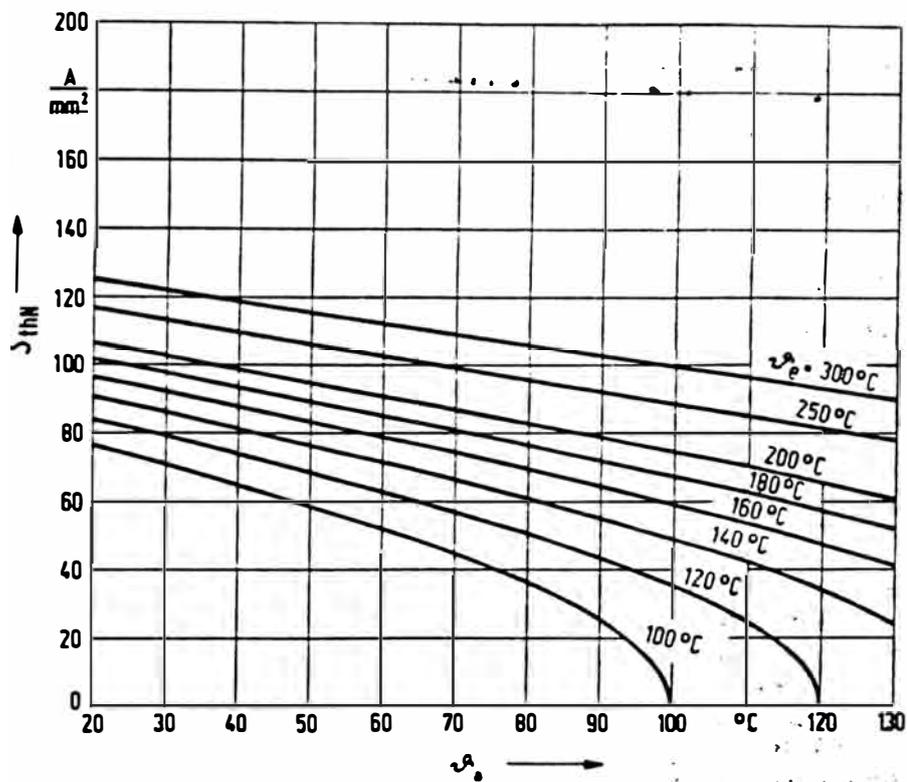


Fig.- 3.2 Factores  $m$  y  $n$  para el efecto calorífico de la intensidad de breve duración, a) componente aperiódica, b) componente periódica



**Fig.- 3.3 Densidad de corriente de breve duración nominal para conductor de Aluminio, Aldrey y Al/St**

### 3.3 Cálculo de red de puesta a tierra

El propósito de la red de puesta a tierra está orientado al control de los potenciales anormales y sobre todo a la evacuación y dispersión de diversos tipos de corrientes que pueden presentarse en la infraestructura de la subestación.

El cálculo de red de puesta a tierra está basado en los métodos descritos en la norma IEEE Std 80 – 2000. “Guide for Safety in Substation Grounding”.

#### Datos para el cálculo

-	Tiempo de duración de la falla	:	0.5	seg.
-	Corriente de falla a tierra	:	10.8	kA
-	Resistividad del terreno	:	135	$\Omega$ - m
-	Resistividad de la grava superficial	:	3000	$\Omega$ - m
-	Resistividad superficial fuera de la subestación	:	800	$\Omega$ - m
-	Espesor de la grava superficial	:	0.1	m
-	Profundidad de la malla	:	1.4	m
-	Área de terreno de puesta a tierra	:	2992	m <sup>2</sup>

#### Dimensionamiento del conductor

Para prevenir los sobrecalentamientos del conductor durante la falla se dimensionará la mínima sección del conductor, que se elige el tipo cobre recocido duro.

$$I_f = A \sqrt{\left| \frac{TCAP \cdot 10^{-4}}{t_c \alpha_r \rho_r} \right| \ln \left| \frac{ko + Tm}{ko + Ta} \right|} \quad (3.3)$$

Donde:

$I_f$	Corriente rms de falla
$A$	Sección transversal del conductor, mm <sup>2</sup>
$Ta$	Temperatura ambiente, 20 °C
$t_c$	Tiempo de duración de la falla

Constantes del conductor:

$T_m$	Máxima temperatura permisible, 1084 °C
$\alpha_r$	Coefficiente térmico de resistividad, 0.00381 1/°C
$\rho_r$	Resistividad, 1.78 $\mu\Omega\text{-cm}$
$k_0$	242 °C
$TCAP$	Capacidad térmica por unidad de volumen, 3.42 J/(cm <sup>3</sup> . °C)

Remplazando:

$$10.8 = A \sqrt{\left| \frac{3.42 \times 10^{-4}}{0.5 \times 0.00381 \times 1.78} \right| \ln \left| \frac{242 + 1084}{242 + 20} \right|}$$

$$A = 26.7 \text{ mm}^2$$

### Voltaje de paso y de toque permisibles

La seguridad de una persona depende en prevenir el valor crítico de energía de shock que pueda absorber antes de que la falla sea despejada y el sistema desenergizado. El voltaje de conducción máxima de cualquier circuito accidental no debería exceder los siguientes voltajes.

$$E_{\text{paso}} = (1000 + 6 C_s \times \rho_s) \frac{0.116}{\sqrt{t_s}} \quad (3.4)$$

Límite de voltaje de paso para una persona de 50 kg de peso

$$E_{\text{toque}} = (1000 + 1.5 C_s \times \rho_s) \frac{0.157}{\sqrt{t_s}} \quad (3.5)$$

Límite de voltaje de toque para una persona de 70 kg de peso

Siendo:

$$C_s = 1 - \frac{0.09 \left| 1 - \frac{\rho}{\rho_s} \right|}{2 h_s + 0.09} \quad (3.6)$$

Donde:

$C_s$	Factor de reducción de capa superficial
$\rho_s$	Resistividad del material superficial
$\rho$	Resistividad del terreno
$h_s$	Espesor de la capa superficial
$t_s$	Duración de corriente de shock en segundos

Remplazando valores para el cálculo del factor de reducción por la capa superficial de grava dentro de la subestación:

$$C_s = 1 - \frac{0.09 \left| 1 - \frac{135}{3000} \right|}{2 \times 0.1 + 0.09}$$

$$C_s = 0.7$$

Remplazando en las ecuaciones

$$E_{\text{paso}} = (1000 + 6 \times 1 \times 800) \frac{0.116}{\sqrt{0.5}}$$

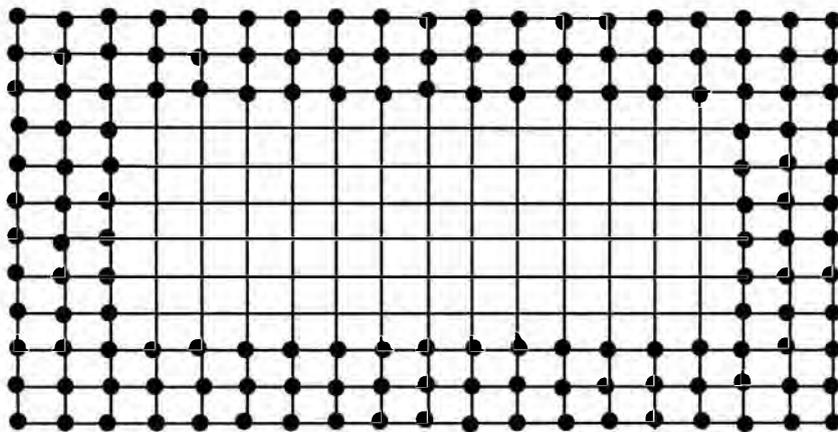
$$E_{\text{paso}} = 951.5 \text{ V}$$

$$E_{\text{toque}} = (1000 + 1.5 \times 0.7 \times 3000) \frac{0.157}{\sqrt{0.5}}$$

$$E_{\text{toque}} = 921.4 \text{ V}$$

### Diseño de red de puesta de tierra

La red de puesta a tierra es un sistema de malla y electrodos desarrollado sobre el área de terreno de la subestación a partir de 1.5 m. de los límites perimétricos de propiedad, en un área efectiva de terreno rectangular de 44 m x 68 m, con espaciamiento de 4 m. entre conductores de malla y electrodos de 2.4 m. de longitud, ver figura 3.4.



*Figura 3.4 – Red de puesta a tierra malla con electrodos*

Número de conductores en paralelo ( $n_1$  y  $n_2$ ) de malla

$$n_1 = \frac{44}{4} + 1 = 12$$

$$n_2 = \frac{68}{4} + 1 = 18$$

Longitud total de red de puesta a tierra

$$L_T = 12 \times 68 \text{ m} + 18 \times 44 \text{ m} + 150 \times 2.4 \text{ m}$$

$$L_T = 1968 \text{ m}$$

### Resistencia de red de puesta a tierra

La resistencia de malla es calculada para una longitud total de 1968 m de conductor enterrado y un área de malla de 2992 m<sup>2</sup>.

$$R_g = \rho \left\{ \frac{1}{L_T} + \frac{1}{\sqrt{20 \cdot a}} \left| 1 + \frac{1}{1 + h \sqrt{20/a}} \right| \right\} \quad (3.7)$$

Donde:

R <sub>g</sub>	Resistencia de puesta a tierra en Ω
a	Área de terreno de puesta a tierra en m <sup>2</sup>
ρ	Resistividad del suelo en Ω - m
L <sub>T</sub>	Longitud total de conductor enterrado en m
h	Profundidad de la malla en m

$$R_g = 135 \left\{ \frac{1}{1968} + \frac{1}{\sqrt{20 \times 2992}} \left| 1 + \frac{1}{1 + 1.5 \sqrt{20/2992}} \right| \right\}$$

$$R_g = 1.1 \Omega$$

### Máxima corriente de malla

La corriente de falla a tierra simétrica que fluye entre la malla de aterramiento y el terreno circunvecino es expresado como:

$$I_g = S_f \times I_f \quad (3.8)$$

Donde:

I <sub>g</sub>	Corriente de malla simétrica eficaz
S <sub>f</sub>	Factor de división de corriente de falla
I <sub>f</sub>	Valor eficaz de corriente de falla a tierra simétrica

La máxima la corriente de malla es definido como sigue:

$$I_G = D_f \times I_g \quad (3.9)$$

Donde:

$I_G$             Máxima corriente de malla  
 $D_f$             Factor de decremento para la duración total de la falla

El valor del factor de decremento es igual a 1 para una duración de 0.5 seg. de corriente de falla.

$$I_G = I_g$$

$$I_G = S_f \times I_f \quad (3.10)$$

Debido, que para el calculo del factor de división de corriente de falla se requiere de complejos métodos computacionales, es una práctica ampliamente aceptada asumir la corriente de falla como la corriente máxima de malla, y con el cual también se estaría tomando en consideración las futuras expansiones del sistema eléctrico.

Por lo tanto:

$$I_G = I_f$$

$$I_G = 10.8 \text{ kA}$$

### Voltaje de malla

$$E_m = \frac{\rho \times K_m \times K_i \times I_G}{L_c + \{ 1.55 + 1.22 \left( \frac{L_r}{\sqrt{L_x^2 + L_y^2}} \right) \} L_R} \quad (3.11)$$

Donde:

$\rho$             Resistividad del suelo en  $\Omega$  - m

$I_G$	Máxima corriente de malla en A
$K_i$	Factor de irregularidad
$K_m$	Factor de espaciamento
$L_c$	Longitud del conductor de malla en m, 1608 m.
$L_r$	Longitud de la varilla de electrodo en m
$L_x$	Máxima longitud de la malla en la dirección x en m
$L_y$	Máxima longitud de la malla en la dirección y en m
$L_R$	Longitud total de varillas de electrodos en m

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \left[ \ln \left\{ \frac{D^2}{16 \cdot h \cdot d} + \frac{(D+2h)^2}{8 \cdot D \cdot d} - \frac{h}{4 \cdot d} \right\} \right] + \frac{K_{ii}}{K_h} \ln \left\{ \frac{8}{\pi(2 \cdot n - 1)} \right\} \quad (3.12)$$

Donde:

$$K_{ii} = 1$$

$$K_h = \sqrt{(1+h)} \quad (3.13)$$

$$n = n_a \cdot n_b \cdot n_c \cdot n_d \quad (3.14)$$

$$n_a = \frac{2 \cdot L_c}{L_p} \quad (3.15)$$

$$n_b = \sqrt{\left| \frac{L_p}{4 \sqrt{a}} \right|} \quad (3.16)$$

$$n_c = n_d = 1$$

$L_p$  longitud perimétrica de la malla en m.  
 $D$  Separación entre conductores paralelos en m.  
 $d$  Diámetro del conductor en m.

$K_i$  Factor de irregularidad

$$K_i = 0.644 + 0.18 \cdot n \quad (3.17)$$

Remplazando:

Se resuelve considerando un conductor de  $185 \text{ mm}^2$ .

$$n = n_a \cdot n_b \cdot n_c \cdot n_d$$

$$n_a = \frac{2 \times 1608}{224}$$

$$n_a = 14.357$$

$$n_b = \sqrt{\left| \frac{224}{4 \sqrt{2992}} \right|}$$

$$n_b = 1.011$$

$$n_c = n_d = 1$$

$$n = 14.357 \times 1.011 \times 1 \times 1$$

$$n = 14.5$$

$$K_h = \sqrt{(1 + h)}$$

$$K_h = \sqrt{(1 + 1.4)}$$

$$K_h = 1.549$$

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \left[ \ln \left\{ \frac{4^2}{16 \times 1.4 \times 0.01764} + \frac{(4 + 2 \times 1.4)^2}{8 \times 4 \times 0.01764} - \frac{1.4}{4 \times 0.01764} \right\} \right] + \frac{1}{1.549} \ln \left\{ \frac{8}{\pi(2 \times 14.5 - 1)} \right\}$$

$$K_m = 0.491$$

$$K_i = 0.644 + 0.148 \times 14.5$$

$$K_i = 2.79$$

Remplazando para calcular el voltaje de malla

$$E_m = \frac{135 \times 0.491 \times 2.79 \times 10800}{2179}$$

$$E_m = 916.6 \text{ V.}$$

Por lo tanto se cumple que  $E_m < E_{\text{toque}}$

### Voltaje de paso ( $E_s$ )

$$E_s = \frac{\rho K_s \cdot K_i \cdot I_G}{0.75 L_c + 0.85 L_R} \quad (3.18)$$

$K_s$  Factor de espaciamento para voltaje de paso

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left\{ \frac{1}{2 \cdot h} + \frac{1}{D+h} + \frac{1}{D} (1 - 0.5^{n-2}) \right\} \quad (3.19)$$

Remplazando:

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left\{ \frac{1}{2 \times 1.4} + \frac{1}{4 + 1.4} + \frac{1}{4} (1 - 0.5^{14.5-2}) \right\}$$

$$K_s = 0.252$$

Remplazando para calcular el voltaje de paso

$$E_s = \frac{135 \times 0.252 \times 3.79 \times 10800}{0.75 \times 1608 + 0.85 \times 360}$$

$$E_s = 920.9 \text{ V.}$$

Por lo tanto se cumple que  $E_s < E_{\text{paso permisible}}$

## **CAPITULO IV**

### **PROTECCIÓN Y CONTROL DE LA SUBESTACIÓN**

#### **4.1 Generalidades**

En este capítulo se presentará la descripción del sistema de protección por relés y sus aplicaciones en los diferentes circuitos donde son instalados para proteger a las instalaciones. Luego se seguirá con la descripción del sistema de control de la subestación que es estructurado para darle a la subestación la característica de subestación no atendida, empleando dispositivos de control local y una unidad terminal remota para establecer el telecontrol remoto de la subestación desde el centro de control de la compañía propietaria.

#### **4.2 Sistema de protección por relés**

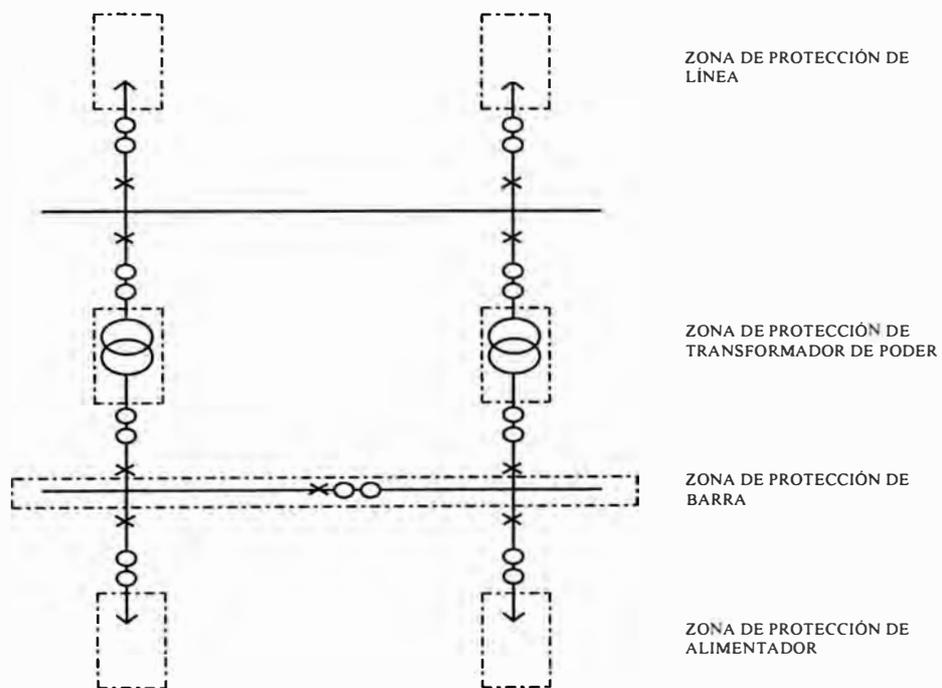
El sistema de protección por relés de la subestación, tiene el objetivo de detectar corrientes y voltajes anormales de secciones en defecto de las instalaciones, para causar su desconexión del sistema de potencia tan rápidamente como sea posible, limitando el daño de otras partes de las instalaciones y el disturbio del servicio de distribución de energía eléctrica.

Para los propósitos anteriores, el sistema de protección por relés es puesto en protección primaria y protección de respaldo.

La protección primaria es organizada en conjuntos de zonas de protección, donde los relés tienen la función principal de ordenar la desconexión en forma instantánea de sus respectivas zonas de protección cuando se detecte una falla dentro de ellas.

Las zonas de protección se forman, localizando interruptores de poder en las conexiones de cada elemento del sistema de potencia, de manera de desconectar sólo el elemento en falla sin comprometer el servicio del resto del sistema de potencia.

Las zonas de protección primaria del sistema eléctrico de la subestación, esta mostrada en la siguiente figura 4.1.



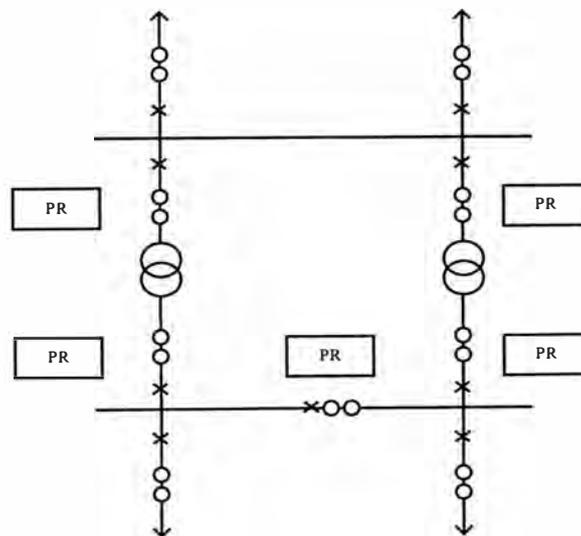
**Figura 4.1 – Zonas de protección primaria**

La protección de respaldo es empleada para los casos cuando por alguna razón la protección primaria no logra despejar las fallas de cortocircuitos dentro de su zona de protección.

A la ocurrencia de un cortocircuito, ambas protecciones, primaria y de respaldo, inician el arranque de su funcionamiento, donde se espera que la protección primaria de la orden de desconexión a los interruptores necesarios para retirar del sistema el elemento en cortocircuito. En el caso del éxito de la protección primaria, la protección de respaldo se repondrá sin haber tenido el tiempo suficiente de completar su función; en el caso del fracaso de la protección primaria, la protección de respaldo actuará.

Cuando funciona la protección de respaldo, se desconecta una parte mayor del sistema de potencia que cuando funciona correctamente la protección primaria, razón por el cual la protección de respaldo funciona con suficiente acción retardada, dándole a la protección primaria el tiempo necesario para funcionar primero.

En la siguiente figura 4.2 se muestra la disposición de la protección de respaldo (PR).



*Figura 4.2 – Zonas de protección de respaldo*

#### **4.2.1 Protección de línea**

Las líneas de subtransmisión que alimentan a la subestación son protegidas contra fallas entre fases y fallas fase a tierra, a través de relés de distancia de característica  $mho$  variable polarizado con voltaje de secuencia positiva.

La zona de Barras AT de la subestación es protegida por el segundo escalón de la protección de distancia de las otras subestaciones remotas que se enlazan con la subestación en estudio a través de las líneas de subtransmisión

#### **4.2.2 Protección del transformador de potencia**

El transformador de potencia es el equipo de relevante importancia en el sistema de distribución de energía eléctrica, debido a que compromete grandes cantidades de energía eléctrica y es el de mayor inversión en la instalación de la subestación.

Para evitar daños de consideración en los transformadores de potencia, debido a fallas de cortocircuitos o defectos de sus partes, los transformadores de potencia son protegidos por relés instalados al exterior y por relés y dispositivos instalados en el propio transformador de potencia.

Las protecciones instaladas en el propio transformador tienen la función de detectar fallas y condiciones de servicio anormales que puedan desarrollarse en una falla en el transformador de potencia.

Los relés instalados al exterior del transformador de potencia para su protección, son los siguientes:

- Relé de protección diferencial.

- Relé de protección de sobrecorriente.

Los relés y dispositivos de protección instalados en el propio transformador de potencia, son los siguientes:

- Relé detector de gas (Buchholz)
- Relé detector de flujo.
- Monitor de temperatura.
- Válvula de alivio de presión.
- Indicador de nivel de aceite.

### **Relé de protección diferencial**

Los cortocircuitos internos en el transformador de potencia son protegidos mediante la técnica de la protección diferencial, el cual tiene como principio de operación, comparar las corrientes de fase a ambos lados de la zona protegida, y ordenar la desconexión del servicio del transformador de potencia cuando la diferencia de corrientes excede un valor preestablecido.

En la práctica la corriente diferencial se desvía de cero bajo condiciones de servicio normal, causadas por imperfecta compensación de corrientes a ambos lados del transformador de potencia, errores de los transformadores de corriente, cambios en la posición del cambiador de tomas y por presencia de transitorios de corrientes de fallas externas.

Para considerar las desviaciones anteriores, el relé emplea una característica de operación de pendiente en porcentaje, para impedir un funcionamiento inadecuado del relé.

Al conectar el transformador de potencia, también se producen corrientes diferenciales causadas por la corriente de magnetización inicial (inrush); en este caso para evitar el funcionamiento indeseado de la protección, el relé emplea un filtro de segunda armónica, debido a que la onda de corriente de magnetización se caracteriza por estar compuesta significativamente de la segunda armónica.

### **Relé de protección de sobrecorriente**

Corrientes de cortocircuito debido a fallas externas que pasan a través del transformador de potencia resultan en sobrecargas que pueden causarle daños internos por efectos térmicos y mecánicos, si la corriente de falla no es despejada oportunamente.

Relés de sobrecorriente temporizado son instalados en los circuitos de alta y baja tensión del transformador de potencia y son empleado como protección de respaldo contra fallas externas, ordenando el disparo de los interruptores de poder cuando la falla no logra ser despejada por su respectiva protección primaria.

En el caso del relé de sobrecorriente del lado de baja tensión del transformador de potencia, ante fallas severas en el sector de barras de media tensión, actuará con sus elementos instantáneos y actuará retardadamente para fallas en el lado de la carga del transformador de potencia, en el caso que la duración de la falla exceda el valor preestablecido.

### **Relé detector de gases (Buchholz)**

El relé Buchholz es el dispositivo de protección, de aplicación contra fallas internas en el transformador de potencia del tipo con tanque conservador, que va instalado en el tubo de conexión entre el tanque principal y el tanque conservador.

El relé Buchholz está compuesto básicamente por una cámara de recolección de gases y un deflector sensible a ondas de presión de flujos de aceite; bajo condiciones normales el relé Buchholz se encuentra lleno de aceite y no actúa con el movimiento de aceite causada por dilatación o contracción.

Durante el funcionamiento del transformador de potencia puede suceder calentamiento localizado o pequeñas descargas eléctricas internas que provocan la gradual descomposición del material aislante, generando la formación de gases de modo lento, que se irán acumulando en la parte superior de la cámara de recolección, desplazando el nivel de aceite, hasta alcanzar un determinado valor, que accionará el cierre del contacto de alarma.

Si un problema serio ocurre dentro del tanque principal del transformador de potencia, la descomposición de gases son producidas rápidamente, resultando en ondas de presión que causarán un fuerte flujo de aceite hacia el conservador, actuando sobre el deflector que accionará el cierre de los contactos de disparo.

### **Relé detector de flujo**

Relé de protección empleado para limitar los daños del cambiador de tomas del transformador de potencia ante fallas que pudieran surgir sobre el mismo.

El relé detector de flujo es instalado en el tubo de conexión que une el compartimiento de alojamiento del cambiador de tomas y su tanque conservador de aceite. El funcionamiento del relé de protección es provocado por la circulación de un flujo de aceite hacia el conservador.

## **Monitor de temperatura**

El tiempo de vida del transformador de potencia depende de la temperatura de su arrollamiento, el cual determina el deterioro del material aislante; por lo que elevadas temperaturas por sobrecargas o pérdidas de la capacidad de su sistema de refrigeración serán controladas en forma oportuna a través de un monitor de temperatura.

El monitor de temperatura es instalado con el propósito de indicar y monitorear la temperatura del arrollamiento y el aceite del transformador de potencia.

La temperatura del aceite es medida directamente a través de un sensor de temperatura, instalado en la tapa superior del tanque principal del transformador de potencia, que corresponde a la región donde el aceite está más caliente.

La temperatura del arrollamiento es medida indirectamente por imagen térmica, considerando la corriente de carga del transformador de potencia (corriente que pasa a través del arrollamiento) y la temperatura del aceite.

## **Válvula de alivio de presión**

Es el dispositivo empleado para liberar presiones elevadas que se puedan producir al interior del tanque principal del transformador de potencia, como consecuencia de la generación de grandes volúmenes de gases, producto de problemas en la parte activa del transformador de potencia.

La válvula está diseñada para una apertura extremadamente rápida, para evitar la explosión del tanque principal del transformador de potencia; luego del alivio de presión la válvula vuelve a su estado inicial, sellando el tanque principal del transformador de potencia.

## **Indicador de nivel de aceite**

El indicador de nivel de aceite es instalado en el borde exterior del conservador con el propósito de indicar el nivel de aceite del tanque principal del transformador de potencia como función de la variación de la temperatura ambiente y de la carga que atiende, y así como también para poder detectar pérdidas de aceite causadas por fugas.

### **4.2.3 Protección de alimentador**

La protección contra fallas en las redes de media tensión, en el nivel de celdas de alimentadores de la subestación, es estructurada de acuerdo con la topología de la red de distribución que se caracteriza por ser un sistema con neutro aislado, del tipo radial y predominantemente aéreo.

Las funciones de protección de aplicación en la celda de alimentador, vienen implementadas en un sistema de relé de protección y son las siguientes:

- Función de protección de sobrecorriente.
- Función de protección de fallas a tierra.
- Función de protección de secuencia negativa.
- Función de recierre automático.

### **Protección de sobrecorriente**

En la aplicación de la protección de fallas entre fases en los circuitos de alimentadores, se emplea la función de protección de sobrecorriente no direccional de tiempo definido.

## **Función de protección de fallas a tierra**

Las fallas de fase a tierra en los circuitos de alimentadores son despejadas empleando la función de protección direccional de sobrecorriente homopolar.

Durante las fallas de fase a tierra se presentan corrientes de secuencia negativa y homopolar, debido a la capacitancia de las líneas de los alimentadores, sin embargo por la característica de la red en estudio y por la forma simple de obtener la corriente homopolar, esta es empleada para los propósitos de protección.

La función de protección de falla a tierra es puesta en marcha con el valor de una sobretensión homopolar desfasada en  $90^\circ$  de la corriente homopolar, donde la tensión homopolar es obtenida del secundario de un banco de transformadores de potencial en conexión estrella – delta rota y la corriente homopolar del secundario de un transformador de corriente toroidal.

## **Protección de secuencia negativa**

Condiciones de fase abierta en una línea aérea de distribución pueden existir por la rotura del conductor, como en los casos de un cuello muerto abierto o un conductor roto tocando el suelo del lado de la carga del alimentador.

El hecho anterior producirá desbalances de corrientes en el sistema eléctrico, con significativa corriente de secuencia negativa, que requerirán ser detectados, empleando la función de protección de secuencia negativa.

## **Función de recierre automático**

Debido a que muchas de las interrupciones de fallas a tierra son de carácter temporal, debido a fugas en los aisladores y por contactos de árboles con el conductor de la línea, y para los efectos de mejorar la calidad del servicio eléctrico, se dispone efectuar un recierre automático en el caso de fallas a tierra.

#### **4.2.4 Protección de sobretensión homopolar**

En el secundario del banco de transformadores de potencial en conexión estrella – delta rota se instala un relé de protección de sobretensión homopolar con el propósito de señalar fallas a tierra de alta resistencia en las líneas de los alimentadores de media tensión, debido a que muchas veces los relés de protección direccional de sobrecorriente homopolar no logran detectarlos.

### **4.3 Sistema de control**

El sistema de control es desarrollado con el objetivo de supervisar y controlar el proceso de distribución de energía eléctrica en la subestación, y así como también de dotarle de la característica de subestación no atendida y telecontrolada, con la implicancia de que el personal de operaciones solo actúe sobre la subestación cuando se presenten fallas del sistema de control o durante operaciones de mantenimiento.

El sistema de control de la subestación es estructurado para ser operado por tres niveles jerárquicos, denominados como: nivel de centro de control, nivel de sala de control y nivel de campo.

El control de la subestación es efectuado normalmente en forma remota por el nivel de centro de control, y contando como respaldo con el nivel de sala de control y el nivel de campo.

### **4.3.1 Elementos de control**

Para los propósitos de desarrollar el control de la subestación se tienen los siguientes elementos:

#### **Tablero mímico**

El tablero mímico es el elemento que está ubicado en la sala de control de la subestación, y el cual es implementado con los componentes necesarios para contar con la visualización de la subestación, para los efectos de poder tomar decisiones de mando.

El tablero mímico está constituido de instrumentos indicadores de parámetros eléctricos de los circuitos de líneas, transformadores y barrajes, de un esquema sinóptico de la configuración de la subestación, de llaves de mando de representación de los equipos de maniobra en el esquema sinóptico, de indicadores de señalización y de llaves selectores del modo de control (mando desde el tablero mímico – mando desde el centro de control).

#### **Mando del equipo**

Es el elemento del modo de control de los equipos de maniobra, constituido con un orden jerárquico y mutuamente excluyente entre sí. Una orden de mando se podrá originar en tres puntos:

- Desde el gabinete de control del equipo de maniobra (mando local).
- Desde el tablero mímico (mando a distancia).
- Desde el centro de control remoto (mando remoto).

Desde el gabinete de control de cada uno de los equipos de maniobra, se puede seleccionar, mediante un conmutador, el lugar de mando de dicho equipo, esto es localmente desde el mismo gabinete o a distancia desde el tablero mímico.

Por otro lado, mediante una llave selectora ubicado en el tablero mímico, se podrá elegir el origen que habrá de tener la orden, a distancia desde el tablero mímico o remotamente desde el centro de control.

El mando remoto desde el centro de control solo es de aplicación sobre los interruptores de poder.

### **Enclavamientos**

Es el elemento que reúne las condiciones que se deben cumplir para la operación de apertura o cierre de los equipos de maniobra.

Estas condiciones pueden ser propias en el equipo, o pueden ser externas y los cuales se refieren principalmente a la posición de otros equipos de la misma subestación.

Los enclavamientos que se presentan son los siguientes:

- Un interruptor no puede ser maniobrado, si su dispositivo de control de presión de SF<sub>6</sub>, ha indicado pérdida de presión por debajo del valor mínimo permitido.
- Un seccionador nunca debe ser maniobrado con carga.
- Para maniobrar un seccionador de barra, el interruptor asociado a su circuito debe estar abierto.
- Para maniobrar un seccionador de línea además de la condición anterior, la cuchilla de puesta a tierra asociada también debe estar abierta.

- La cuchilla de puesta a tierra solo se maniobra cuando su seccionador de línea asociado este abierto.
- Para maniobrar un seccionador con función de seccionamiento longitudinal de barra, todos los interruptores de los circuitos, de uno de los lados adyacentes a la celda de seccionamiento longitudinal, deben estar abiertos.

### **Sistema Anunciador**

El sistema anunciador tiene como función principal, proveer al operador con información acerca de los cambios de estados de los contactos de señal de los equipos de la subestación.

El sistema anunciador es un equipo constituido por un conjunto de canales de unidad anunciador, formado por un led luminoso y un contacto auxiliar.

Los contactos de señal de campo de los equipos son conectados al sistema anunciador, y a la ocurrencia de una alarma en la subestación, se iluminan los leds y los contactos auxiliares cambian de estado.

Los contactos auxiliares de los canales de las unidades anunciadoras, actúan como señales seguidoras del contacto de campo, y son conectados a las entradas de la unidad terminal remota, para la información del centro de control de la alarma producida en la subestación.

El sistema anunciador es equipado con tres pulsadores, uno para el reconocimiento de alarmas, otro para la reposición del canal anunciador y el tercero para prueba.

## **Transductores**

Son dispositivos empleados para llevar valores de medidas eléctricas desde la subestación al centro de control, a través de la unidad terminal remota.

Los transductores de medida transforman linealmente valores de entrada (corriente, voltaje) en una salida de corriente continua de 4 – 20 mA.

La salida de señal de corriente de 4 – 20 mA empleada, ofrece la ventaja de poder detectar fácilmente una falla en el transductor, ya que con cero en la entrada, la salida es de 4 mA, y una salida nula, implica problemas en el transductor.

## **Regulador de voltaje**

Es el equipo empleado para el control automático del cambiador de tomas de accionamiento motorizado del transformador de poder.

El control del regulador de voltaje, sigue el principio paso a paso, con un simple pulso de control opera el cambiador de tomas de una posición de servicio a la siguiente.

La señal de control subir o bajar es generado por el regulador de voltaje y es emitido a la caja de accionamiento del cambiador de tomas, siempre que el voltaje medido se desvía de la condición preestablecida.

El regulador de voltaje es equipado con selectores para el modo de control manual o automático de la orden subir o bajar, con un selector para el control local o remoto de las funciones manual o automático y subir o bajar, y con un indicador de la posición remota de operación del cambiador de tomas.

## **Unidad de control de paralelo**

La unidad de control de paralelo conjuntamente con los reguladores de voltaje, permite el control paralelo automático de los transformadores de poder.

Los contactos auxiliares de señalización de los interruptores de las celdas MT de los transformadores y acoplamiento de barras son conectados a la unidad de control de paralelo, para dar una imagen esquemática de la actual configuración del sistema de barras.

La unidad de control de paralelo está conectada a cada regulador de voltaje vía interface serial, de allí la unidad de control de paralelo recibe el dato actual de amplitud y ángulo de fase de la corriente de cada transformador de poder.

Con los valores anteriores la unidad de control de paralelo calcula la corriente reactiva circulante de cada transformador de poder.

La unidad de control de paralelo deriva de la corriente reactiva circulante un control variable, el cual es auto alimentado al respectivo regulador de voltaje.

Sí todos los reguladores de voltaje son puestos al mismo nivel de voltaje, controlarán sus respectivos cambiadores de tomas hasta que una mínima corriente reactiva circulante sea alcanzada en cada transformador de poder.

Si uno de los transformadores de poder es removido del control de paralelo por la apertura de su correspondiente interruptor, la unidad de control de paralelo automáticamente incluye la nueva configuración del sistema de barras en sus cálculos y mantiene la operación de paralelo del resto de transformadores de poder.

## Unidad terminal remota

Es el elemento principal para el control remoto de la subestación y actúa como los sensores y actuadores remotos de los operadores del centro de control.

La unidad terminal remota envía información de la subestación al centro de control a través de un canal de comunicaciones de microondas y a su vez recibe la información de éste, básicamente ordenes de comandos hacia la subestación.

En general, la unidad terminal remota esta destinada a recibir señales de entradas digitales y analógicas desde la subestación y a entregar a ésta señales de salidas digitales.

Las señales de entrada y salida a la unidad terminal remota son las siguientes:

- Estados: Posición abierto – cerrado de interruptores, seccionadores y cuchilla de puesta a tierra. Posición local – remoto de llave selectora del modo de control.
- Alarmas: Posición de los contactos auxiliares seguidores de las señales de campo.
- Medidas: Potencia activa y reactiva de líneas y transformadores.  
Voltajes de barras.  
Corrientes de alimentadores.
- Mandos: Ordenes para abrir – cerrar interruptores.
- Interface Serial: Para comunicación con reguladores de voltaje.

La unidad terminal remota a su vez dispone de las características de registro de eventos con resolución de 1 ms.

## **CAPITULO V**

### **SERVICIOS AUXILIARES DE LA SUBESTACIÓN**

#### **5.1 Generalidades**

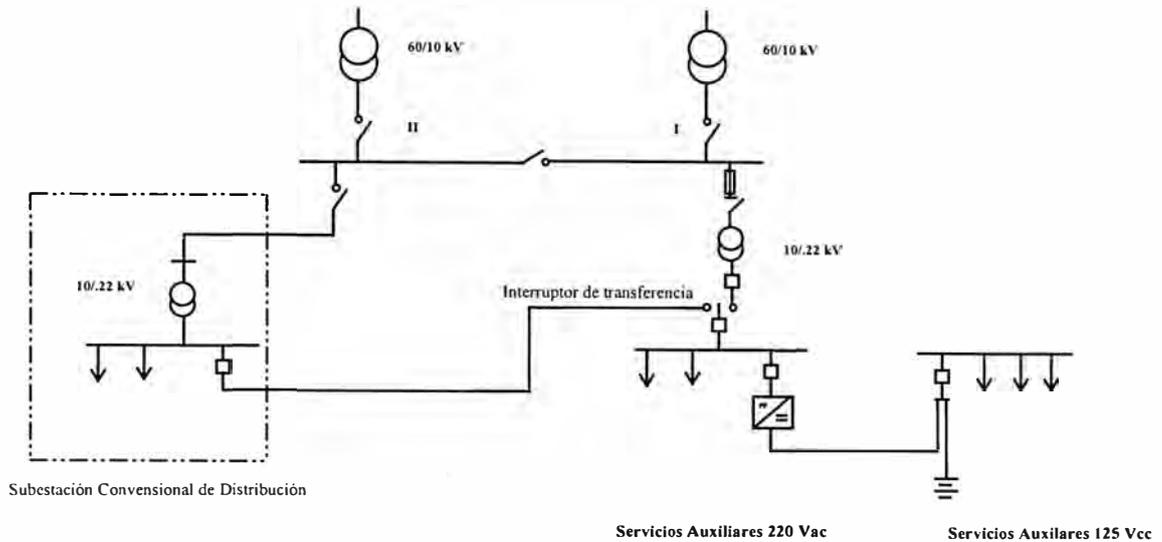
El capítulo iniciará con el diseño de la configuración de los servicios auxiliares destinados a atender las cargas de la propia subestación, considerando cierto grado de confiabilidad de las fuentes de alimentación de corriente alterna y corriente continua; luego se pasará a dimensionar la potencia nominal del transformador de servicios auxiliares MT/BT, la capacidad del banco de baterías y la capacidad del rectificador de c.a./c.c.

#### **5.2 Configuración de los servicios auxiliares**

Al interior de la subestación se tienen cargas de baja tensión que son esenciales para el funcionamiento de los diversos equipamientos que forman parte del sistema eléctrico de la subestación destinada a distribuir energía eléctrica.

Los servicios auxiliares tienen por finalidad atender las cargas de baja tensión de la subestación, presentando el grado de respaldo necesario para evitar el colapso de la subestación debido a un defecto que pudiera ocurrir.

La siguiente figura 5.1 presenta la configuración básica de los servicios auxiliares.



**Figura 5.1 – Configuración de los servicios auxiliares**

Los servicios auxiliares son alimentados principalmente del secundario de un transformador de 10 / 0.22 kV, el cual es conectado del primer sistema de barras de la subestación Naranjal a través de un seccionador bajo carga con fusible.

La alimentación de respaldo en baja tensión para los servicios auxiliares es prevista desde la primera subestación convencional de distribución, la cual es energizada a través de una celda de alimentador conectada del segundo sistema de barras de la Subestación Naranjal. Por otro lado a través de la red de media tensión la subestación convencional de distribución en referencia cuenta con un enlace auxiliar normalmente abierto que viene desde la Subestación Chavarría.

Finalmente, la salida de alimentación en baja tensión del transformador 10 / 0.22 kV y la alimentación de respaldo de la subestación convencional de distribución son llevada a los terminales de un interruptor de transferencia, instalado en el tablero de distribución general de la Subestación Naranjal.

### **5.3 Sistema de baja tensión de corriente alterna**

El sistema de baja tensión alterna de 220 Vca está compuesto por la siguiente clasificación de cargas:

#### **Cargas esenciales**

Las cargas cuyo no - funcionamiento afecta la capacidad de distribución de energía de la subestación. Entre estas cargas se encuentran el sistema de ventilación y regulación de los transformadores de potencia.

#### **Cargas necesarias**

Las cargas cuyo funcionamiento se torna necesario para la operatividad de la subestación. Entre estas cargas se encuentran el rectificador c.a./c.c.

#### **Cargas normales**

Estas cargas están básicamente constituidas por los circuitos de iluminación, tomacorrientes, calefacción, equipo de tratamiento de aceite y bomba de abastecimiento de agua.

#### **5.3.1 Cálculo de la potencia nominal del transformador de servicios auxiliares**

Para el cálculo de la potencia nominal del transformador de servicios auxiliares se construye la siguiente tabla 5.1 de cargas de c.a. de la subestación.

Pos.	Descripción de Cargas	Carga Instalada (W)	Factor de Simultaneidad	Carga de Utilización Simultanea
1	Alumbrado interior de edificios	4750	1.0	4750
2	Alumbrado exterior de patio de llaves	1600	1.0	1600
3	Alumbrado exterior de reflectores	3600	0.3	1200
4	Tomacorrientes	4000	0.5	2000
5	Rectificador c.a./c.c.	6389	1.0	6389
6	Comunicaciones	2300	1.0	2300
7	Ventilación forzada de transformadores	4412	1.0	4412
8	Conmutador bajo carga de transformadores	1800	1.0	1800
9	Calefacción de equipos AT	1330	1.0	1330
10	Calefacción de celdas MT	4200	1.0	4200
11	Equipo de tratamiento de aceite	42000	1.0	42000
12	Bomba de abastecimiento de agua	373	1.0	373
<b>Suma de cargas de utilización simultanea (W)</b>				<b>72354</b>

*Tabla 5.1 – Cargas de corriente alterna*

Observando las cargas de la tabla anterior se puede establecer que el período crítico de carga para el transformador de servicios auxiliares se producirá en la etapa de funcionamiento del equipo de tratamiento de aceite, el cual toma alrededor de 72 horas de trabajo continuo.

Por lo anterior la potencia aparente del transformador de servicios auxiliares es calculada considerando el período de carga crítica y tomando como referencia un factor de potencia de 0.9.

$$\text{Potencia Aparente} = \frac{72354 \text{ W}}{0.9}$$

$$\text{Potencia Aparente} = 80393 \text{ VA}$$

Finalmente se elige un transformador trifásico de potencia nominal normalizada de 100 kVA

## **5.4 Sistema de baja tensión de corriente continua**

El sistema de corriente continua de 125 Vcc alimenta las cargas consideradas permanentes, que son aquellas que deberán ser mantenidas en funcionamiento aún cuando ocurran defectos en los circuitos de alta tensión o por interrupción de los mismos.

Son considerados cargas permanentes los circuitos de control, protección, señalización y alumbrado de emergencia.

El suministro al sistema de barras de corriente continua esta dado principalmente por un rectificador c.a./c.c., y el suministro de reserva viene desde un banco de baterías conectado permanentemente en funcionamiento en paralelo, y el cual suministrará al fallar el rectificador c.a./c.c. o ante la pérdida del suministro de corriente alterna.

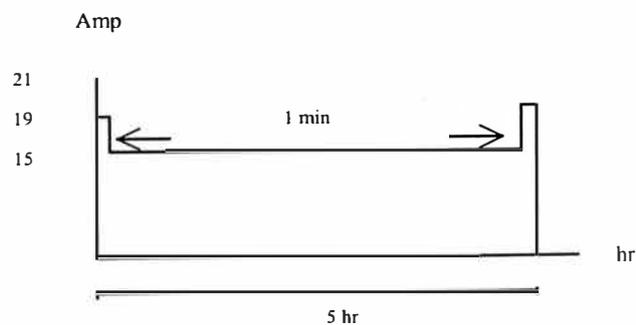
### **5.4.1 Cálculo de la capacidad del banco de baterías**

Para realizar el cálculo de la capacidad del banco de baterías, se construye la siguiente tabla 5.2 de cargas de c.c. de la subestación.

EQUIPOS	Un.	CARGAS (W)			
		Instalada	Permanente	Transit. Apertura	Transit. Cierre
Interrupor 60 kV					
- Bobina	6	500		500	
- Motor	6	735			
Seccionador 60 Kv					
- Bobina	9	170			170
- Motor	9	660			660
Interrupor 10 kV					
- Bobina	23	60		60	
- Motor	23	500			
Relé de alimentador	18	18	324		
Relé de sobretensión	3	15	45		
Relé de máxima corriente	5	15	75		
Relé diferencial	3	18	54		
Relé de distancia	3	12	36		
Medidor multifunción	3	10	30		
Regulador de voltaje	3	20	60		
Unidad control de paralelo	1	20	20		
Monitor de temperatura	3	20	60		
Sistema anunciador	1	65	65	15	
Alumbrado de emergencia	26	40	1040		
<b>SUB TOTAL (W)</b>			<b>1809</b>	<b>575</b>	<b>830</b>

**Tabla 5.2 – Cargas de corriente continua**

Observando las cargas de la tabla anterior se traza el ciclo de descarga a ser demandado del banco de baterías, y el cual es expresado en términos de la combinación de amperios por duración de tiempo; por un período total de 5 horas, ver figura 5.2.



**Figura 5.2 – Ciclo de descarga de baterías**

Seguidamente se establece el voltaje máximo y mínimo aceptable por el sistema de baja tensión, el cual esta en función del rango de voltaje de operación de los equipos, que va entre el 85% y 110% del voltaje nominal de 125 Vcc.

Voltaje mínimo ( $V_{\text{mín}}$ ) : 106 Vcc.

Voltaje máximo ( $V_{\text{máx}}$ ) : 138 Vcc

Con base a los datos anteriores y tomando como referencia una temperatura ambiente de 20 °C, se procede con el dimensionamiento del banco de baterías del tipo de Niquel Cadmio.

Voltaje de carga de celda de batería ( $V_{\text{ccb}}$ ) : 1.40 V

Número de celdas de baterías ( $N_{\text{cb}}$ ) :  $\frac{V_{\text{máx}}}{V_{\text{ccb}}} = \frac{138}{1.40} = 99$  (5.1)

Voltaje final de descarga de celda de batería ( $V_{\text{fn}}$ ) :  $\frac{V_{\text{mín}}}{N_{\text{cb}}} = \frac{106}{99} = 1.07$  V (5.2)

Del ciclo de descarga, calculamos la capacidad del banco de baterías, considerando en promedio la corriente de 20 A.

Capacidad de banco de baterías ( $C_5$ ) : 20 A x 5 H = 100 AH (5.3)

#### 5.4.2 Cálculo de la capacidad del rectificador c.a./c.c.

El rectificador es el elemento de los servicios auxiliares que alimenta continuamente la carga del sistema de corriente continua y a su vez mantiene cargado al banco de baterías; su dimensionamiento es calculado de tal forma que sea capaz de alimentar en forma

simultánea la carga del sistema de corriente continua y recargar al banco de baterías, luego de superado un incidente de pérdida del suministro principal de c.a..

La corriente de recarga a suministrar por el rectificador, depende de la capacidad de descarga, tiempo de recarga y factor de carga del banco de baterías, según las siguientes características:

Capacidad de descarga de batería ( $C_5$ ) : 100 AH

Tiempo de recarga de batería ( $t_c$ ) : 10 H

Factor de carga de batería NiCd ( $f_c$ ) : 1.2

Entonces la corriente de recarga es calculada como :  $\frac{C_5 \times f_c}{t_c}$  (5.4)

$$\frac{100 \text{ AH} \times 1.2}{10 \text{ H}} = 12 \text{ A}$$

Finalmente, la corriente nominal de suministro del rectificador viene dada por la suma de la corriente de carga del sistema de corriente continua y la corriente de recarga del banco de baterías.

Corriente de suministro del rectificador : 20 A + 12 A = 32 A

## **CAPITULO VI**

### **PRESUPUESTO**

#### **6.1 Generalidades**

En el siguiente capítulo se presenta el presupuesto de inversión para la construcción de la nueva Subestación Naranjal 60/10 kV con una potencia instalada de 50 MVA, presupuesto que es organizado en partidas de inversión para terreno, equipos y materiales, obras civiles y montaje electromecánico, y que estos a su vez obedecen a conjuntos de subpartidas elaborados por instalaciones para los propósitos de tener claro el desarrollo de desembolsos de inversiones en el período de construcción de la subestación.

#### **6.2 Criterios para la determinación del presupuesto**

Para determinar el presupuesto de la subestación se ha tomado como criterio emplear costos reales, costos estimados y costos unitarios.

El costo del terreno, de equipos y materiales electromecánicos corresponden a valores reales de adquisición, en tanto que el costo de obras civiles obedece a un análisis de costos unitarios y el costo de las obras de montaje electromecánico corresponde a un porcentaje estimado en 15% del costo de los equipos y materiales electromecánicos.

Para los efectos de la planificación del desembolso de las inversiones en la construcción de la subestación y de identificación de los costos asociados de las diferentes instalaciones, el presupuesto ha sido estructurado en grupos y partidas que obedecen a

metrados; los grupos del presupuesto en el orden de desembolsos de inversiones es el siguiente: terreno, equipos y materiales electromecánicos, obras civiles y obras electromecánicas.

El metrado de los equipos y materiales es realizado por instalaciones, detallando en forma exacta la cantidad necesaria de los equipos principales definidos en los esquemas de conexión de la subestación; para el caso de los materiales y equipos de B.T. la contabilidad es realizada considerando la ingeniería de detalle a desarrollar y tomando como referencia otras instalaciones similares ya ejecutadas.

En la siguiente tabla 6.1 se muestra el metrado de equipos y materiales y el presupuesto correspondiente a la instalación de una celda de Línea AT.

Item	Descripción	Un.	Metrado	P. Unitario	Costo Parcial	Acumulado US\$
<b>1.00</b>	<b>CELDA DE LÍNEA AT (1 Un.)</b>					
1.01	Seccionador de línea	U	1	5,126.49	5,126.49	
1.02	Seccionador de barra	U	1	3,982.98	3,982.98	
1.03	Interruptor de poder	U	1	15,754.24	15,754.24	
1.04	Transformador de medida combinado	U	3	5,505.40	16,516.20	
1.05	Conector T / equipo AT	U	12	21.20	254.40	
1.06	Conector recto / equipo AT	U	12	24.35	292.20	
1.07	Conductor AAAC 491 mm <sup>2</sup>	Mt	51	3.88	197.88	
1.08	Derivación T para conductor AAAC 491 mm <sup>2</sup>	U	3	20.94	62.82	
1.09	Estribo U	U	3	3.34	10.02	
1.10	Horquilla - bola	U	3	5.08	15.24	
1.11	Aislador polimerico	U	3	65.84	197.52	
1.12	Rotula horquilla	U	3	6.48	19.44	
1.13	Extensión plana	U	3	15.74	47.22	
1.14	Grapa anclaje con pernos	U	3	42.71	128.13	
1.15	Cobre en pletina 3 x 40 mm	Mt	30	3.21	96.30	
1.16	Soldadura exotermica 200 gr.	U	2	4.20	8.40	
1.17	Estructura para seccionador AT	U	2	770.45	1,540.90	
1.18	Estructura para transformador combinado AT	U	1	745.44	745.44	
						<b>44,995.82</b>

**Tabla 6.1 – Metrado y presupuesto de celda de línea AT**

### 6.3 Presupuesto de la subestación

El presupuesto de la subestación corresponde a las instalaciones de una subestación con dos ingresos de líneas AT, potencia instalada de 50 MVA y doce salidas de alimentadores MT.

La suma del presupuesto asciende a US\$ 2.290.591,74 Dólares Americanos, distribuidos de la siguiente manera (ver tabla 6.2 y tabla 6.3):

<b>DESCRIPCIÓN</b>	<b>SUB TOTAL US\$</b>	<b>PORCENTAJE</b>
Terreno	467.180,00	20.4 %
Equipos y materiales	1.366.076,01	59.6 %
Obras civiles	252.424,33	11.1 %
Obras electromecánicas	204.911,41	8.9 %
<b>TOTAL US\$</b>	<b>2.290.591,74</b>	<b>100 %</b>

*Tabla 6.2 – Resumen de presupuesto*

**I.- TERRENO**

Item	Descripción	Metrado (M2)	Precio Unitario	Costo Parcial
1.00	Terreno	3337	140.00	467,180.00
<b>TOTAL GENERAL US\$</b>				<b>467,180.00</b>

**II.- OBRAS CIVILES**

Item	Descripción	Metrado	Precio Unitario	Costo Parcial
1.00	Obras provisionales	1	4,005.07	4,005.07
2.00	Caseta de vigilancia, depósito y servicios higiénicos	1	5,105.50	5,105.50
3.00	Cerco perimetrico, portón, puerta y esclusa de ingreso	1	47,709.83	47,709.83
4.00	Línea de puesta a tierra profunda	1	17,161.05	17,161.05
5.00	Base para super estructura de sistemas de barras AT	2	1,850.83	3,701.67
6.00	Base para equipos AT de celda de línea	2	2,919.20	5,838.39
7.00	Base para equipos AT de celda de seccionamiento longitudinal	1	1,508.53	1,508.53
8.00	Base para pórtico de llegada a transformador AT/MT	2	1,420.23	2,840.47
9.00	Base para equipos AT de celda de transformador AT/MT	2	2,062.23	4,124.47
10.00	Base para transformador AT/MT	2	1,907.48	3,814.96
11.00	Sistema colector de aceite y cisterna	1	3,761.65	3,761.65
12.00	Muro cortafuego entre celdas de transformadores AT/MT	1	2,076.61	2,076.61
13.00	Vía de rodamiento	1	8,713.29	8,713.29
14.00	Conjunto de bases para tiro	1	660.46	660.46
15.00	Canaletas exteriores	1	3,236.09	3,236.09
16.00	Edificio sala de control y celdas MT	1	73,785.97	73,785.97
17.00	Pistas y veredas	1	17,564.71	17,564.71
18.00	Enripiado	1	8,791.70	8,791.70
	SUB TOTAL COSTO DIRECTO			214,400.42
	DIRECCIÓN TÉCNICA Y UTILIDAD	%	7.50	16,080.03
	GASTOS GENERALES	%	10.00	21,440.04
	SUB TOTAL GENERAL			251,920.49
	SENCICO	%	0.2	503.84
<b>TOTAL GENERAL US\$</b>				<b>252,424.33</b>

**III OBRA ELECTROMECÁNICA**

Item	Descripción	Metrado (Un.)	Precio Unitario	Costo Parcial
<b>A.- Equipos y materiales eléctricos</b>				
1.00	Celda de línea AT	2	44,995.82	89,991.64
2.00	Celda de seccionamiento longitudinal de barras AT	1	10,036.57	10,036.57
3.00	Celda de transformador AT	2	33,513.60	67,027.20
4.00	Celda de transformador AT/MT	2	232,224.96	464,449.92
5.00	Sistema de barras AT (juego de dos módulos)	1	22,646.16	22,646.16
6.00	Pórtico de llegada a transformador AT/MT (juego de dos módulos)	1	11,128.02	11,128.02
7.00	Celdas MT (juego de celdas para dos transformadores)	1	420,804.25	420,804.25
8.00	Panel de protección de línea AT	2	11,287.70	22,575.40
9.00	Panel de seccionamiento de barras AT	1	595.35	595.35
10.00	Panel de protección de transformador AT/MT	2	9,102.55	18,205.10
11.00	Panel de regulación automática (jg. de equipos para dos transformadores)	1	24,909.58	24,909.58
12.00	Panel de mando y señal	1	40,635.23	40,635.23
13.00	Panel de telecontrol	1	5,301.02	5,301.02
14.00	Panel de servicios auxiliares C.C.	1	2,325.30	2,325.30
15.00	Panel de servicios auxiliares C.A.	1	4,939.78	4,939.78
16.00	Sistema de corriente continua	1	29,042.41	29,042.41
17.00	Sistema de transferencia de alimentación en C.A. y tablero de distribución	1	2,173.06	2,173.06
18.00	Equipos para establecer control a distancia (scada)	1	116,193.18	116,193.18
19.00	Sistema de puesta a tierra profunda	1	11,080.82	11,080.82
20.00	Iluminación exterior	1	2,016.02	2,016.02
	<b>SUB TOTAL EQUIPOS Y MATERIALES US\$</b>			<b>1,366,076.01</b>
<b>B.- Montaje electromecánico</b>				
1.00	Montaje electromecánico (15% del valor total de equipos y materiales)	0.15	1,366,076.01	204,911.40
	<b>SUB TOTAL MONTAJE ELECTROMECÁNICO US\$</b>			<b>204,911.40</b>
<b>TOTAL GENERAL US\$</b>				<b>1,570,987.41</b>

Costo Subestación 60/10 kV - 50 MVA

US\$

2,290,591.74

*Tabla 6.3 - Presupuesto Subestación Naranjal 60/10 kV, 50 MVA*

## CONCLUSIONES

1. La capacidad proyectada de las instalaciones de la nueva subestación Naranjal es el resultado de la planificación de la red a largo plazo para atender la demanda del servicio de energía eléctrica.
2. El diagrama unifilar de la subestación define el grado de confiabilidad y calidad de suministro, y su elección está relacionado con aspectos de normalización y nivel de inversión. El diagrama unifilar de la subestación viene respaldado por la experiencia alcanzada en otras subestaciones similares de la compañía propietaria.
3. Las características constructivas de las instalaciones de la subestación, en alta tensión a patio abierto e instalaciones de media tensión y control al interior de edificio solo son de aplicación para ser desarrollada en zonas de terrenos con calificación de zonificación industrial. El emplazamiento de la disposición física de las instalaciones de la subestación considera aspectos relacionados con la seguridad y facilidades para las tareas de operación y mantenimiento para el personal, y ampliaciones futuras con el mínimo de interrupciones de servicio.
4. El dimensionamiento del sistema de puesta a tierra resultó bastante desarrollado debido a la alta corriente de falla a tierra del sistema, donde para llegar a valores permisibles de tensiones de toque y de paso a pesar de contar con una amplia disponibilidad de terreno se tuvo que diseñar una red de puesta a tierra del tipo malla – electrodos. La red de puesta a tierra es diseñada para ser instalada debajo del nivel de los cimientos de las construcciones civiles de la subestación.

5. La subestación ha sido dotada con la característica del tipo desatendida, vale decir que para su operación y funcionamiento no requiere contar con personal en la subestación, y para estos propósitos en la subestación se ha instalado equipos de protección, control y una unidad terminal remota que permite telecontrolar remotamente la subestación desde el centro de control de la compañía propietaria.

6. Los equipos instalados en la subestación han sido seleccionados bajo criterios de normalización, para el cual se han empleado normas técnicas que definen características estándar que corresponden a líneas normales de fabricación, y se han definido características técnicas aplicable al parque de subestaciones con el propósito de permitir la intercambiabilidad de los equipos, que faciliten manejar un reducido stock de equipos de repuesto para el parque de subestaciones.

**ANEXO A**  
**ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE EQUIPOS**

## **ANEXO A**

### **ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE EQUIPOS**

Las especificaciones técnicas son documentos empleados para la adquisición de los equipos y tienen como objetivo establecer las características técnicas principales de los mismos, especificando claramente el requerimiento para las instalaciones de la subestación, de manera de recibir varias ofertas y tomar una decisión de compra sobre aquella que cumpla la solicitud técnica y a su vez represente la oferta económica más conveniente.

Las especificaciones técnicas son elaboradas siguiendo los siguientes criterios:

Las características técnicas asignadas a los equipos son caracterizadas por los requerimientos del sistema eléctrico del cual formaran parte, por la influencia del medio ambiente donde estarán instalados, por el grado de seguridad a brindar al personal y por la preservación del medio ambiente.

Las características técnicas asignadas a los equipos deberán estar basadas en normas nacionales e internacionales; para el caso del presente estudio son tomadas como base las normas técnicas de la Comisión Electrotecnia Internacional (IEC).

La definición de las características constructivas de los equipos tendrán como referencia la información encontrada en los catálogos de los fabricantes, a fin de especificar equipos de características estándares que correspondan a líneas normales de fabricación.

## **A.1 Normas técnicas aplicables**

Las normas técnicas a aplicar en la selección de las características técnicas de los principales equipos AT y MT corresponden a las siguientes publicaciones:

- IEC 60071-1: Coordinación de aislamiento parte 1. Definiciones, principios y reglas.
- IEC 60815: Guía para la selección de aisladores con respecto a condiciones contaminantes.
- IEC 60529: Grados de protección proporcionados por los envolventes.
- IEC 60056: Interruptores de alta tensión para corriente alterna.
- IEC 60129: Seccionadores y mecanismos de puesta a tierra para corriente alterna.
- IEC 60694: Especificaciones comunes para las normas de aparamenta de alta tensión.
- IEC 60044-1: Transformadores para instrumentos parte 1. Transformadores de corriente.
- IEC 60044-2: Transformadores para instrumentos parte 2. Transformadores de voltaje inductivo.
- IEC 60076: Transformadores de potencia.
- IEC 60298: Aparamenta bajo envoltente metálica para corriente alterna para tensiones nominales superiores a 1 kV hasta 72.5 kV.

## **A.2 Equipos principales AT y MT a especificar**

Entre los principales equipos AT y MT a especificar, empleados en el desarrollo del presente proyecto se tienen los siguientes:

Transformador de potencia AT / MT.  
Seccionador AT.  
Transformador de medida combinado AT.  
Transformador de corriente AT.  
Interruptor de potencia AT y MT.  
Transformador de corriente MT.  
Transformador de tensión MT.  
Celda metalclad MT.

Dentro de las especificaciones técnicas de los equipos se tienen características técnicas de tipo general de aplicación común a todos los equipos y características técnicas complementarias de aplicación particular por el tipo de equipo; entre las características técnicas de tipo general se encuentran el voltaje nominal, la frecuencia nominal, el nivel de aislamiento, la corriente de corta duración, el voltaje nominal de los circuitos de control y auxiliares, la distancia de fuga y el grado de protección.

Debido a la magnitud de documentación que representa especificar técnicamente cada uno de los equipos AT y MT y para efectos de presentar la forma de especificarlos, seguidamente solo se describirá las características técnicas del transformador de potencia AT / MT, indicando sus características constructivas y hojas de características técnicas garantizadas.

### **A.2.1 Transformador de poder AT/MT**

#### **Características constructivas:**

- El transformador de poder será del tipo sumergido en aceite mineral, con devanados de cobre, refrigerado por circulación natural de aceite y en forma forzada por aire.

- El transformador de poder estará dotado de un cambiador de derivaciones apto para operación bajo carga y ubicado en el devanado de alta tensión.
- El transformador de poder estará diseñado de modo que sea apto para operar en paralelo con otros transformadores de características similares.
- Todos los componentes y accesorios (aisladores pasantes, cambiador de derivaciones, etc.) deberán ser diseñados para soportar cargas de hasta 1.5 veces la potencia nominal del transformador.
- El estanque principal tendrá una tapa superior plana empernada.
- El sistema de preservación del aceite aislante será mediante estanque conservador, el cual incluirá un sistema de membrana para evitar el contacto del aceite con el oxígeno del medio ambiente y un respirador con silicagel.
- El sistema de refrigeración del transformador de poder estará constituido por un conjunto de radiadores y ventiladores controlados por un monitor de temperatura.
- El transformador de poder contará con las siguientes válvulas:

#### Válvulas para el tanque principal:

- Válvula de drenaje, para el drenaje completo.
- Válvula de filtrado, cerca del fondo.
- Válvula de muestreo para el aceite del fondo.
- Válvula de filtrado cerca del extremo superior del estanque, en el mismo lado del conservador, y en lado opuesto al que se encuentra la válvula de filtrado inferior.
- Válvula de muestreo cerca del extremo superior del estanque principal.

#### Válvulas para los conservadores:

- Válvulas de drenaje, para el drenaje completo.

- Válvula de muestreo en el fondo.
- Válvulas de paso a ambos lados del relé Buchholz.
- Válvula de by – pass del relé Buchholz.
- Válvula para hacer vacío, ubicada en la parte superior del conservador del transformador.
- Válvulas de ecualización de presiones entre el conservador del transformador y el conmutador bajo carga.

#### Válvulas para los radiadores:

- Válvulas de paso a la entrada y salida de cada radiador.
- El transformador de poder llevará dos transformadores de corriente para ser utilizados con el sistema de medición de temperatura y el regulador de voltaje para el control del cambiador de derivaciones bajo carga.
  - El montaje del cambiador de derivaciones bajo carga estará diseñado con su propio estanque conservador de aceite.
  - El transformador de poder incluirá las siguientes protecciones:
    - Un relé Buchholz asísmico, del tipo de doble flotador.
    - Una válvula de sobrepresión interna para el estanque del transformador.
    - Un relé detector de flujo para el cambiador de derivaciones bajo carga.
    - Una válvula de alivio de presión para el estanque del cambiador de derivaciones bajo carga.
  - Los estanques conservadores llevarán indicadores de nivel de aceite del transformador y del cambiador de derivaciones bajo carga, e indicarán los niveles mínimo, máximo y normal.

- Las temperaturas instantáneas y máximas del aceite y del punto más caliente del devanado del transformador será monitoreado y registrado por un monitor de temperatura de tecnología basada en microprocesadores, y así como también realizará el control de los ventiladores.

**Hojas de características técnicas garantizadas:**

**HOJA DE CARACTERÍSTICAS  
TRANSFORMADOR DE POTENCIA**

<b>REF.</b>	<b>CARACTERÍSTICAS</b>	<b>UNIDAD</b>	<b>VALOR SOLICITADO</b>	<b>VALOR OFRECIDO</b>
1	Norma de fabricación del transformador		IEC 60076 y sus relacionadas	
2	Condiciones de servicio:			
	Conocimiento de condiciones ambientales		Si	
	Conocimiento características Sistema Eléctrico		Si	
3	Nivel de polución (IEC 815 ) para el transformador		Muy Alto (IV)	
4	Frecuencia nominal	Hz	60	
5	Clase de Tensión nominal:			
	Primario	kV	72.5	
	Secundario	kV	12	
	Neutro	kV	72.5	
6	Nivel de aislamiento:			
	Primario	kV	325	
	Secundario	kV	75	
	Neutro	kV	325	
7	Voltaje auxiliar c.a.	V	220 (60 Hz)	
	Voltaje auxiliar c.c.	V	125	
8	Grado de protección	--	IP54	
9	Potencia nominal ONAF	MVA	25	
10	Relación nominal primario / secundario	kV	58 / 10.05	
11	Regulación primario	V	58000 +/- 13 x 565	
12	Número de fases		3	
13	Conexión y desfasaje angular		YNd5	
14	Conexión del neutro a tierra		Sólidamente	

**HOJA DE CARACTERÍSTICAS  
TRANSFORMADOR DE POTENCIA**

REF.	CARACTERÍSTICAS	UNIDAD	VALOR SOLICITADO	VALOR OFRECIDO
15	Corriente de corto circuito		IEC 76 - 5	
16	Niveles de sobrecarga		IEC 354	
17	Elevación de temperatura sobre ambiente:			
	- Aceite (top oil)	°C	60	
	- Bobina (temperatura media)	°C	65	
	- Punto más caliente bobina	°C	80	
18	Impedancias porcentuales a la temperatura de referencia de:	°C	75	
	Potencia base:	MVA	25	
	Impedancia de secuencia positiva entre primario - secundario:			
	- En la derivación superior	%	10.41	
	- En la derivación inferior	%	9.21	
	- En la derivación nominal	%	9.91	
	Impedancia de secuencia cero entre primario - secundario:			
	- En la derivación superior	%	Inf. Fabricante	
	- En la derivación inferior	%	Inf. Fabricante	
	- En la derivación nominal	%	Inf. Fabricante	
19	Nivel de ruido en etapa de refrigeración ONAF	dB	73	
20	Peso del transformador			
	Total sin aceite	kg	Inf. Fabricante	
	Cantidad aceite del transformador	lt	Inf. Fabricante	
	Cantidad aceite del conmutador	lt	Inf. Fabricante	
	Peso total del transformador con aceite	kg	Inf. Fabricante	
21	Dimensiones máximas del transformador armado:			
	- Largo	mm	4900	
	- Ancho	mm	4000	
	- Alto	mm	4500	

**HOJA DE CARACTERÍSTICAS  
TRANSFORMADOR DE POTENCIA**

<b>REF.</b>	<b>CARACTERÍSTICAS</b>	<b>UNIDAD</b>	<b>VALOR SOLICITADO</b>	<b>VALOR OFRECIDO</b>
22	Tipo de base del transformador		Con ruedas	
23	Tipo de tapa del estanque del transformador		Apernada	
24	Sistema de preservación del aceite - Conservador principal del transformador - Conservador del conmutador - El sistema incluye: By pass relé buchholz, indicador de nivel de aceite y escotillas de inspección		Con bolsa Sin bolsa Sí	
25	Aceite - Designación comercial - Norma de fabricación IEEE C57-106 o IEC 60296 (clase I)		Inf. Fabricante Sí	
26	Aisladores pasantes <u>Primario y Neutro</u> Marca Tipo Voltaje nominal / BIL Corriente nominal Terminales Color <u>Secundario</u> Marca Tipo Voltaje nominal / BIL Corriente nominal Terminales Color	kV A      kV A	Inf. Fabricante Inf. Fabricante 72.5 / 325 300 Cu – Plateado, Ø 30 mm, long. 120 mm Marrón Inf. Fabricante Inf. Fabricante 12 / 75 1500 Cu – Plateado, Placa Marrón	
27	Equipo de refrigeración Número de ventiladores		Inf. Fabricante	

**HOJA DE CARACTERÍSTICAS  
TRANSFORMADOR DE POTENCIA**

<b>REF.</b>	<b>CARACTERÍSTICAS</b>	<b>UNIDAD</b>	<b>VALOR SOLICITADO</b>	<b>VALOR OFRECIDO</b>
28	<i>Válvulas del transformador:</i>			
	- Válvulas estanque principal		Si	
	- Válvulas para los conservadores		Si	
	- Válvulas para los radiadores		Si	
29	<i>Transformador de corriente tipo bushings</i>			
	- Fabricante		Inf. Fabricante	
	- Norma aplicable		IEC 60044	
	- Ubicación	Fase	"w"	
	Cantidad		1	
	Relación	A	1500 : 5	
	Burden	VA	15	
	Clase exactitud		0.5 – FS3	
	Uso		Regulación de tensión	
	- Ubicación	Fase	"v"	
	Cantidad		1	
	Relación	A	1500 : 5	
	Burden	VA	15	
	Clase exactitud		0.5 – FS3	
	Uso		Monitor de temperatura	
30	<i>Conmutador de derivación bajo carga</i>			
	- Marca		MR / Alemania	
	- Tipo		VIII	
	- Norma aplicable		IEC 60214	
	- Número de pasos		27	
	- Voltaje de cada paso	kV	0.565	
	- Corriente nominal	A	350	

**HOJA DE CARACTERÍSTICAS  
TRANSFORMADOR DE POTENCIA**

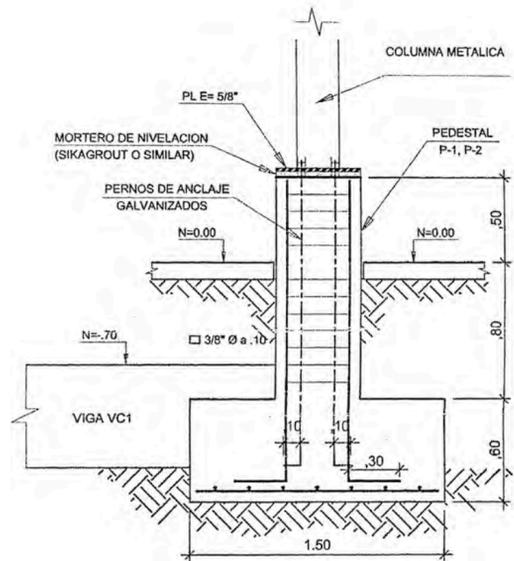
REF.	CARACTERÍSTICAS	UNIDAD	VALOR SOLICITADO	VALOR OFRECIDO
31	<b>Relé Buchholz</b> Marca Modelo Antisísmico N° de contactos NA / NC		Inf. Fabricante Inf. Fabricante Sí 2	
32	<b>Válvula de alivio de presión</b> Marca Modelo Rango de operación Ajuste de fabrica N° de contactos NA / NC		Inf. Fabricante Inf. Fabricante Inf. Fabricante Inf. Fabricante 2	
33	<b>Indicador de nivel de aceite</b> - Marca - Modelo - Rango de resistencia de salida	ohm	Inf. Fabricante Inf. Fabricante 0 - 1500	
34	<b>Sistema monitor de temperatura</b> - Marca - Modelo - N° de contactos: Aceite / Devanado - Rango de salida: Aceite / Devanado	°C	Inf. Fabricante Inf. Fabricante 2 / 2 0 - 200	
35	<b>Deshumecedor de aire</b> - Marca - Modelo - Cantidad de silicagel: Transf. / Conmut.	kg	Inf. Fabricante Inf. Fabricante Inf. Fabricante	
36	<b>Pérdidas garantizadas</b> - Pérdidas máx. en vacío - Pérdidas máx. reactivas - Pérdidas máx. en carga	kW kVAR kW	Inf. Fabricante Inf. Fabricante Inf. Fabricante	



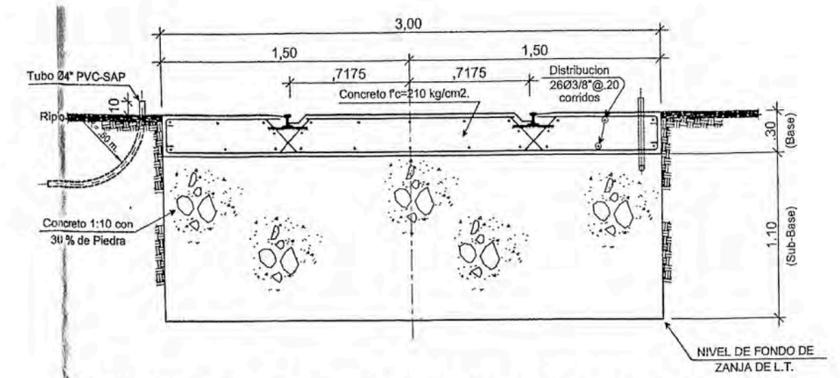
**ANEXO B**  
**PLANOS DEL PROYECTO DE LA SUBESTACIÓN**



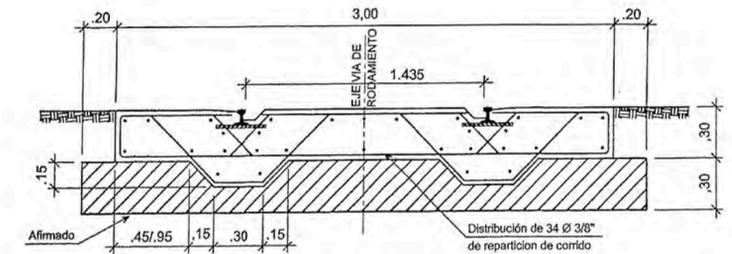
CIMIENTO DE BASE DE EQUIPOS 60 KV.  
Escala: 1/30



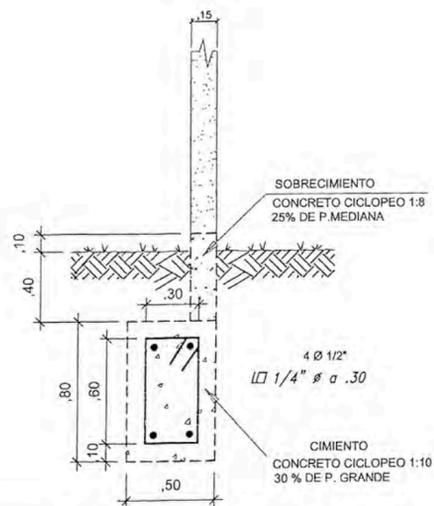
CIMIENTO DE ZAPATAS DE SUPERESTRUCTURA 60 KV.  
ESCALA 1/30



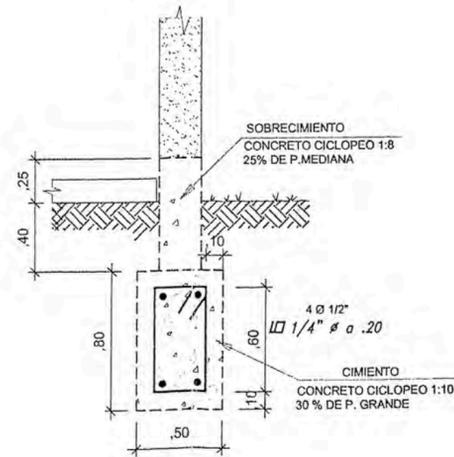
CIMIENTO DE BASE DE TRANSFORMADOR 60/10 KV.  
ESCALA=1/30



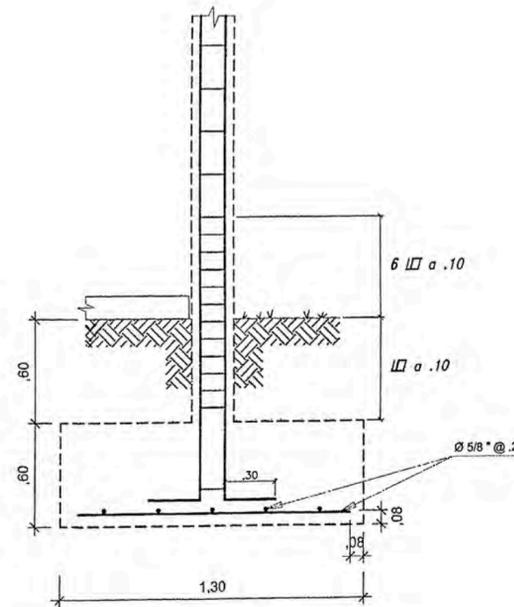
CIMIENTO DE VIA DE RODAMIENTO  
ESCALA=1/30



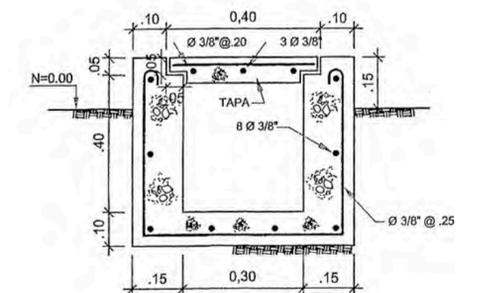
CIMIENTO CORRIDO ARMADO DE CERCO PERIMÉTRICO  
ESCALA 1/30



CIMIENTO CORRIDO ARMADO DE SALA DE CELDAS 10 KV.  
ESCALA 1/30



CIMIENTO DE ZAPATAS Y COLUMNA DE SALA DE CELDAS 10 KV.  
ESCALA 1/30



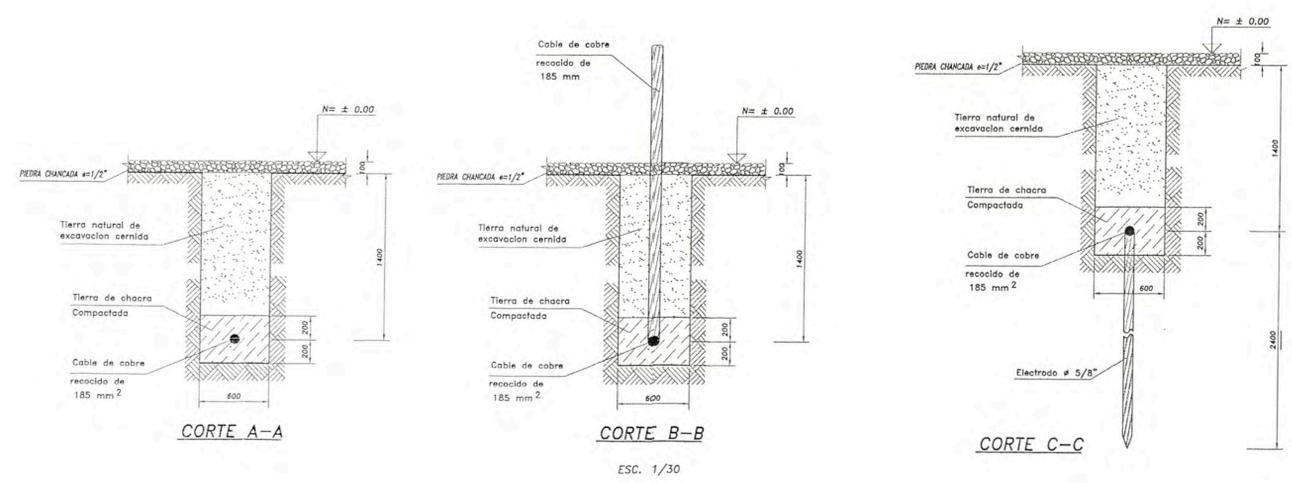
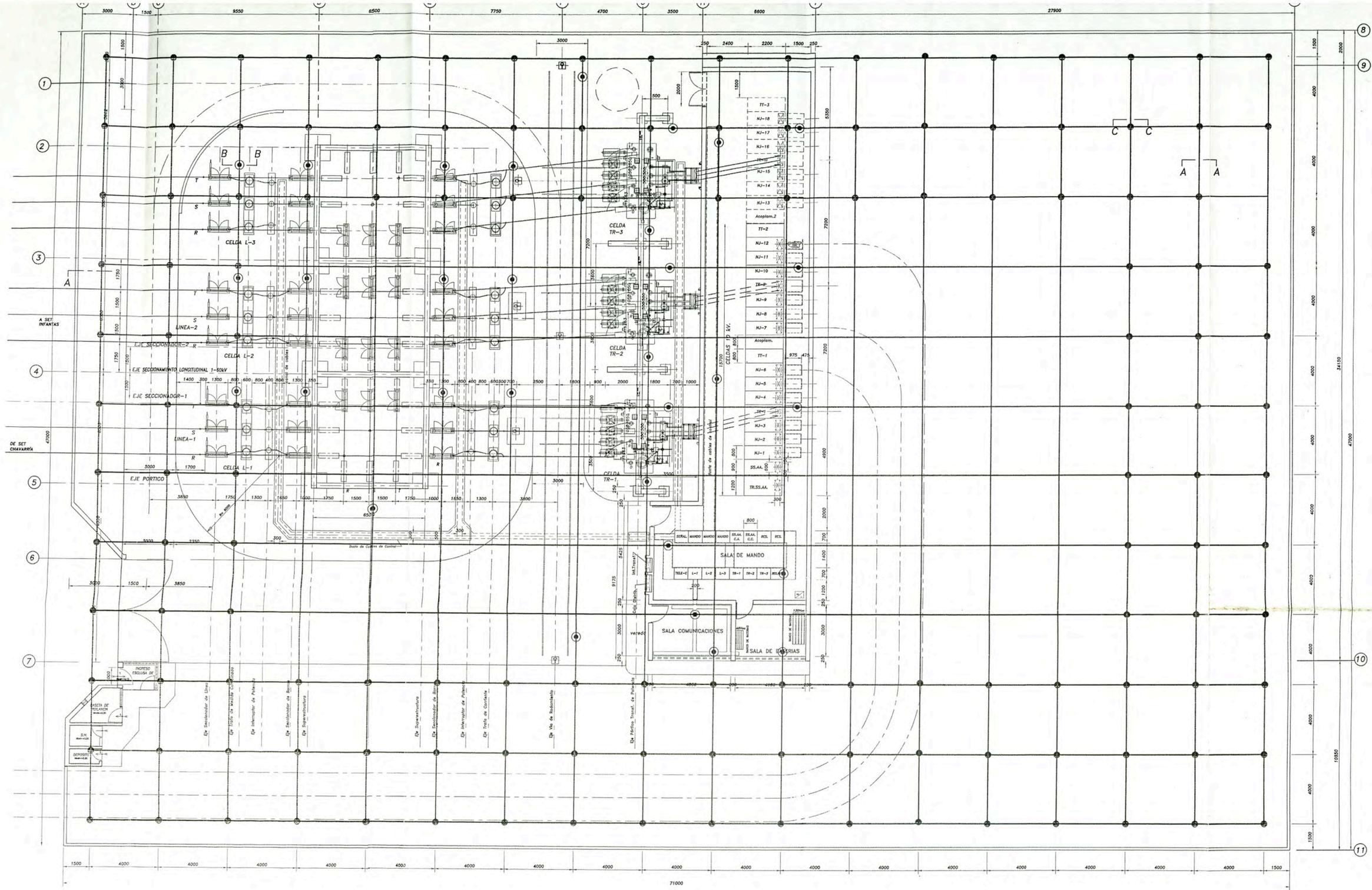
CANAleta EN PATIO  
ESCALA 1/25



UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA

FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA

Diseño :	Proyecto :		
Rev. :	SUBESTACION NARANJAL 60/10KV		
Aprob. :	PLANO : ESTRUCTURAS-DETALLES CONSTRUCTIVOS DE CIMENTOS		
Dib. : L.A.M.T.	Esc. : 1/30	Fecha : Mayo 2004	Plano N° : DSE-05

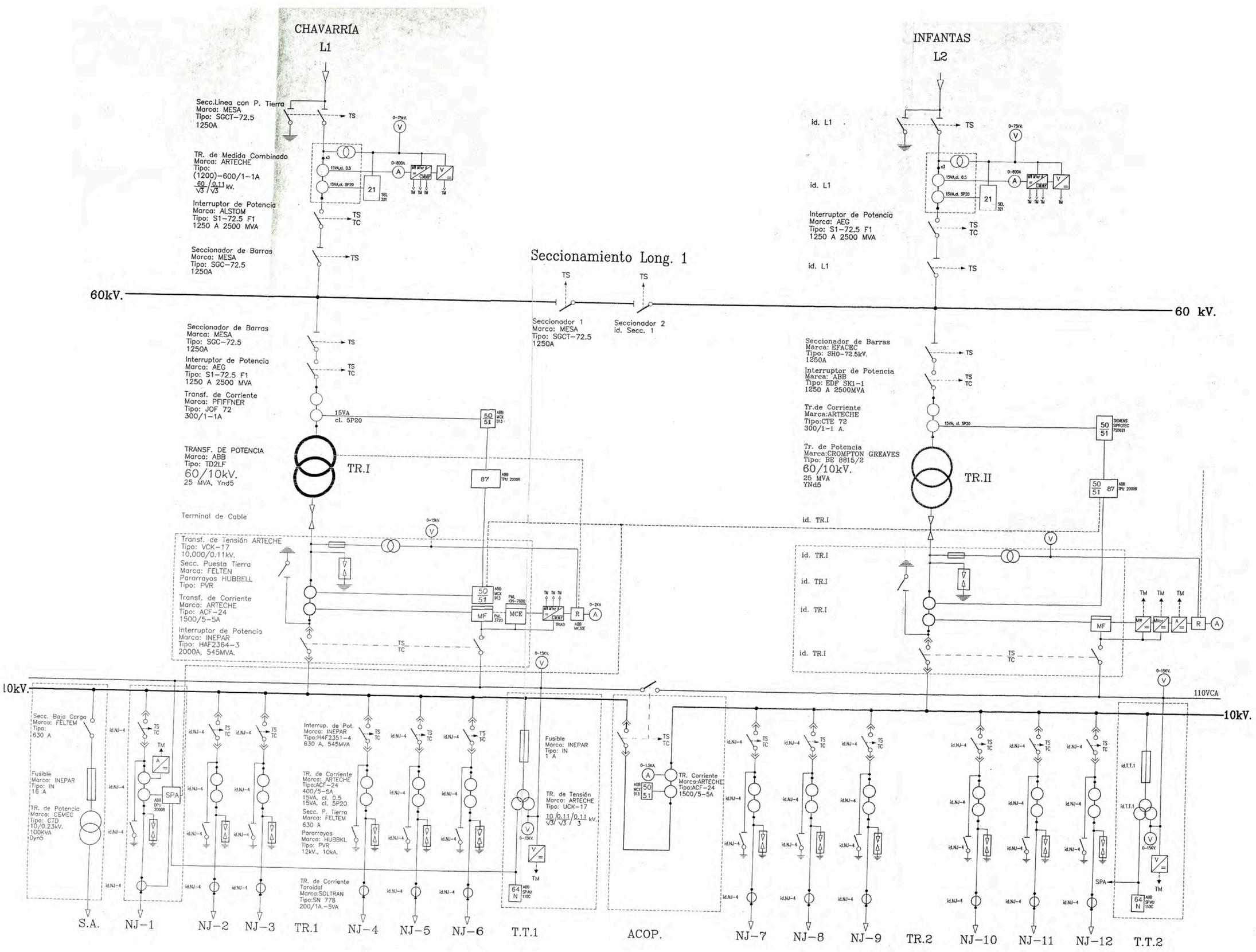


**LEYENDA**

- Salida de Línea de Tierra (trazo) (a ser empalmada con platina de L/T superficial)
- Empalme conductor-electrodo
- Empalme conductor-conductor

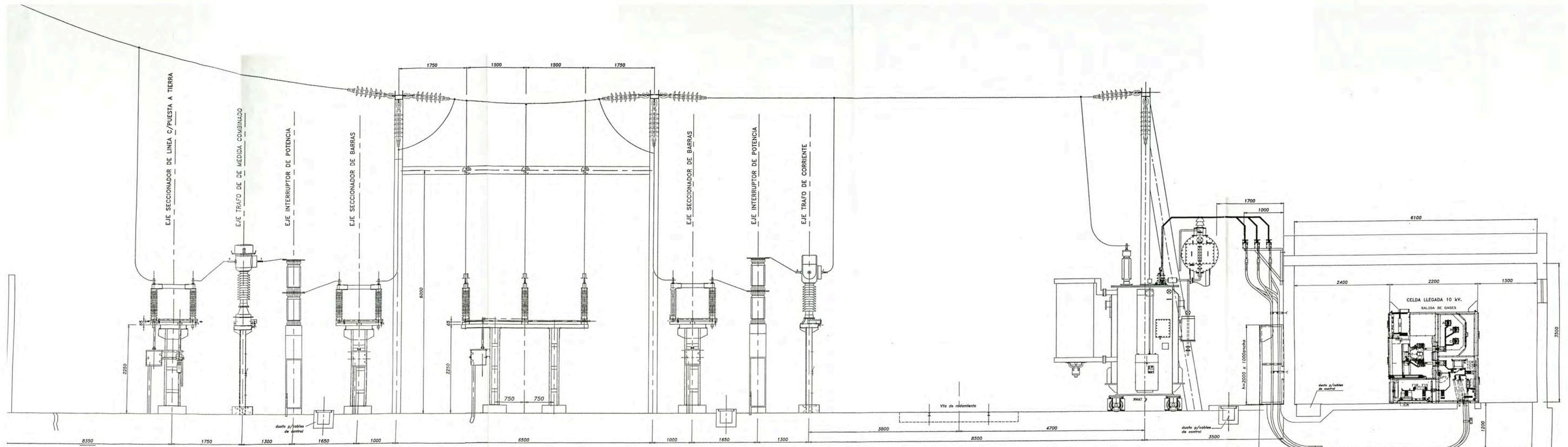
 <b>UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA</b> FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA			
Diseño : L.E.A.F.	Proyecto : SUBESTACION NARANJAL 60/10KV		
Rev. : A.E.L.	PLANO : LÍNEA DE TIERRA PROFUNDA-DISPOSICION		
Aprob. : A.E.L.	Esc. : 1/125-1/30	Fecha : Mayo 2004	Plano N° : DSE-04

- Relé de Distancia
- Relé Diferencial
- Relé de Sobrecorriente
- Sistema de Protec.de Alimentador:Sobrecorriente(50/51),Sec.Neg.(46),Direc.Homop.(67N) y Resc.
- Relé de Sobretension
- Convertidor de Medida para corriente
- Convertidor de Medida para tensión
- Convertidor de Medida para potencia activa
- Convertidor de Medida para potencia reactiva
- Convertidor de medida multifuncion
- Medidor Multifuncion
- Regulador de tension
- Amperimetro
- Voltmetro
- M,TS,TC Telemedida , Telesenal , Telecomando

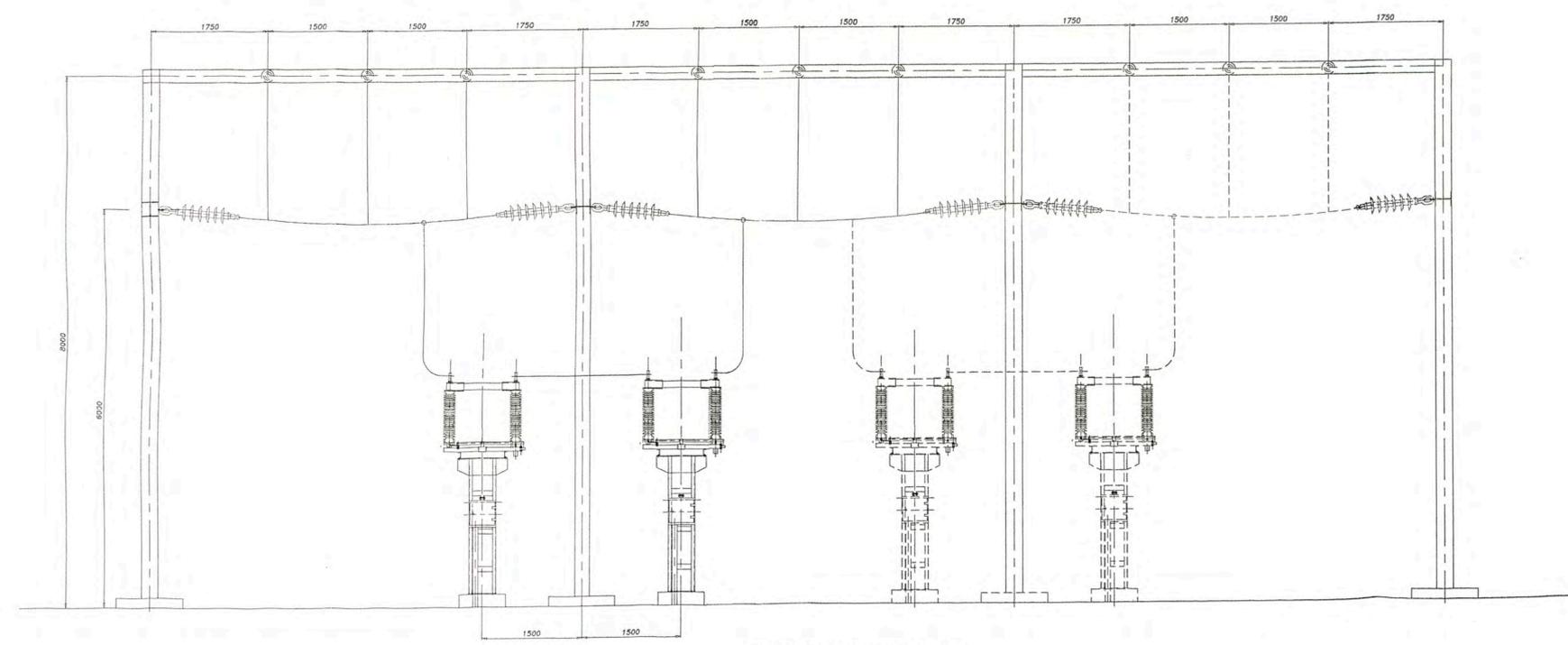


Conjunto de Celdas Metalcald

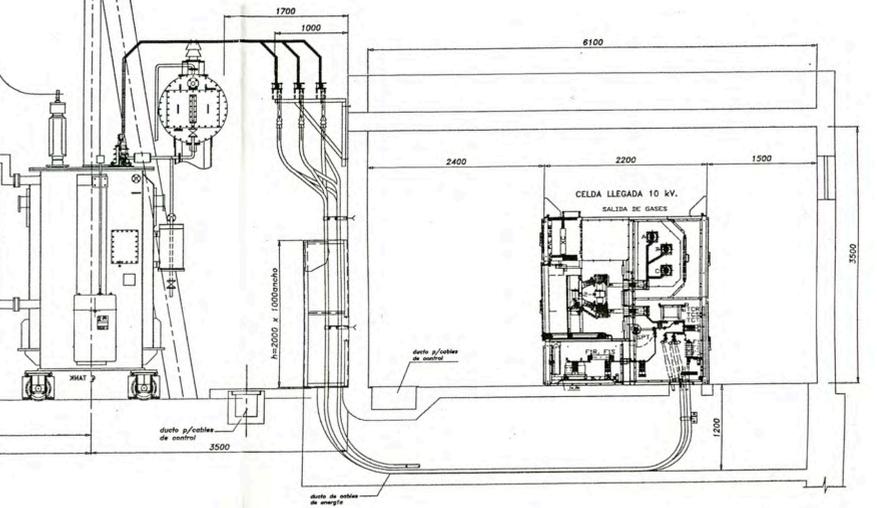
<b>UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA</b>	
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA	
Diseño : L.E.A.F.	Proyecto : SUBESTACION NARANJAL 60/10kV
Rev. : A.E.L.	
Aprob. : A.E.L.	PLANO : ESQUEMA UNIFILAR DE PRINCIPIO
Dib. : A.R.A.P.	Esc. : S/E
	Fecha : Mayo 2004
	Plano N° : DSE-03



CORTE A-A



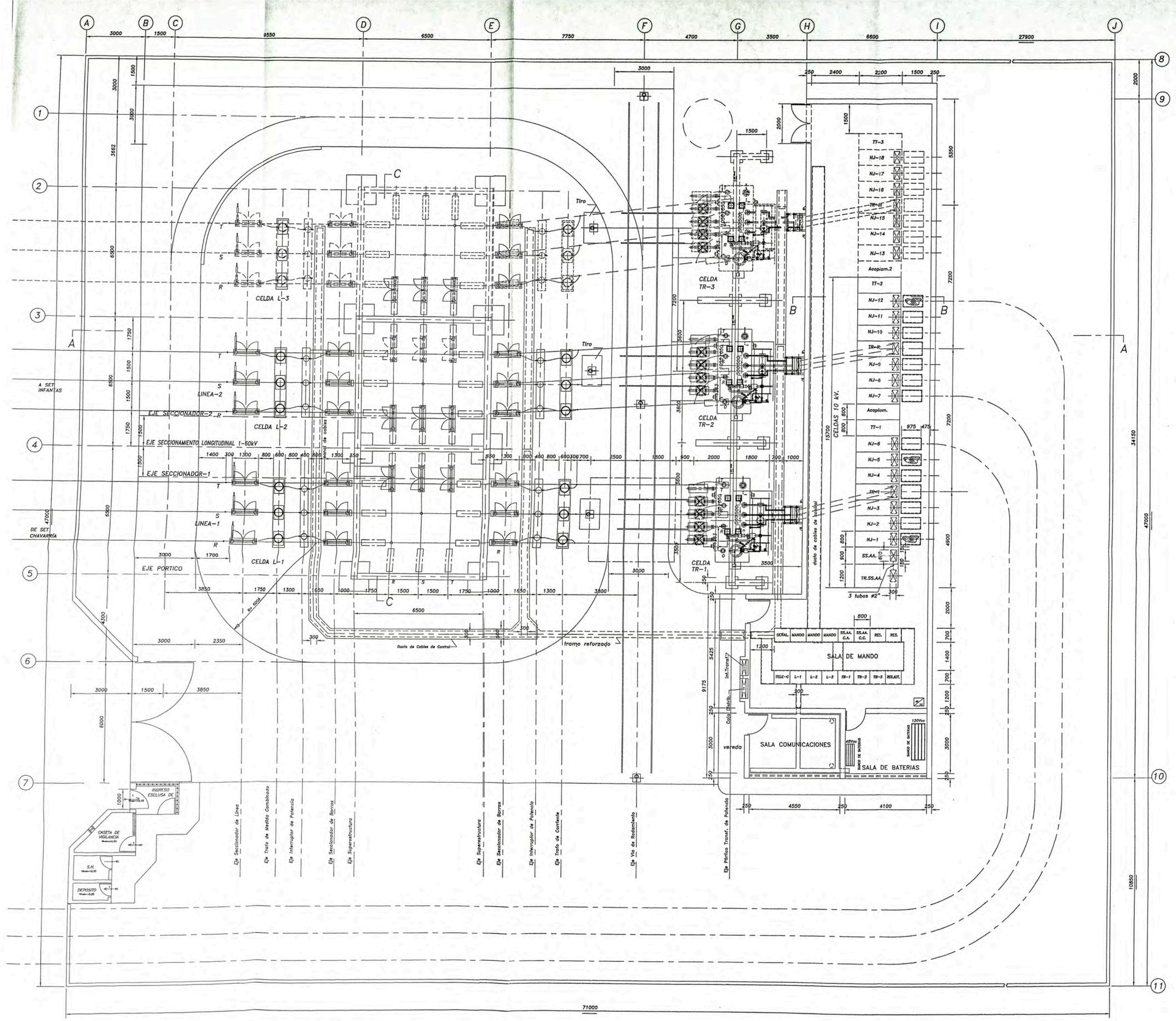
CORTE TRANSVERSAL C-C



CORTE B-B

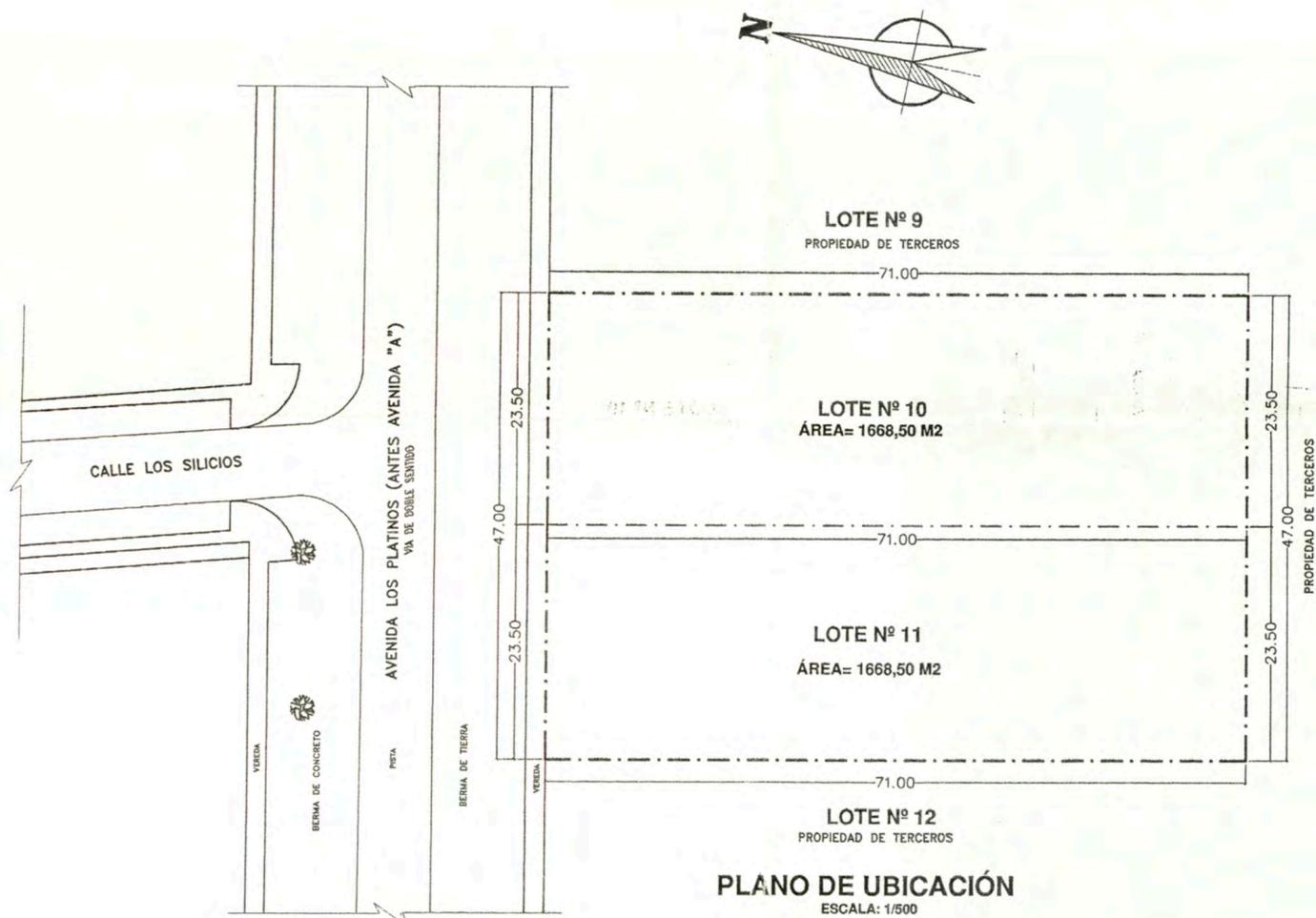
PLANO CONEXO:  
DSE-01 Disposicion General-Planta

 UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA			
Diseño : L.E.A.F. Rev. : A.E.L.	Proyecto : SUBESTACION NARANJAL 60/10kV		
Aprob. : A.E.L.	PLANO : DISPOSICION GENERAL - CORTES		
Dib. : L.A.M.T.	Esc. : 1/100	Fecha : Mayo 2004	Plano N° : DSE-02

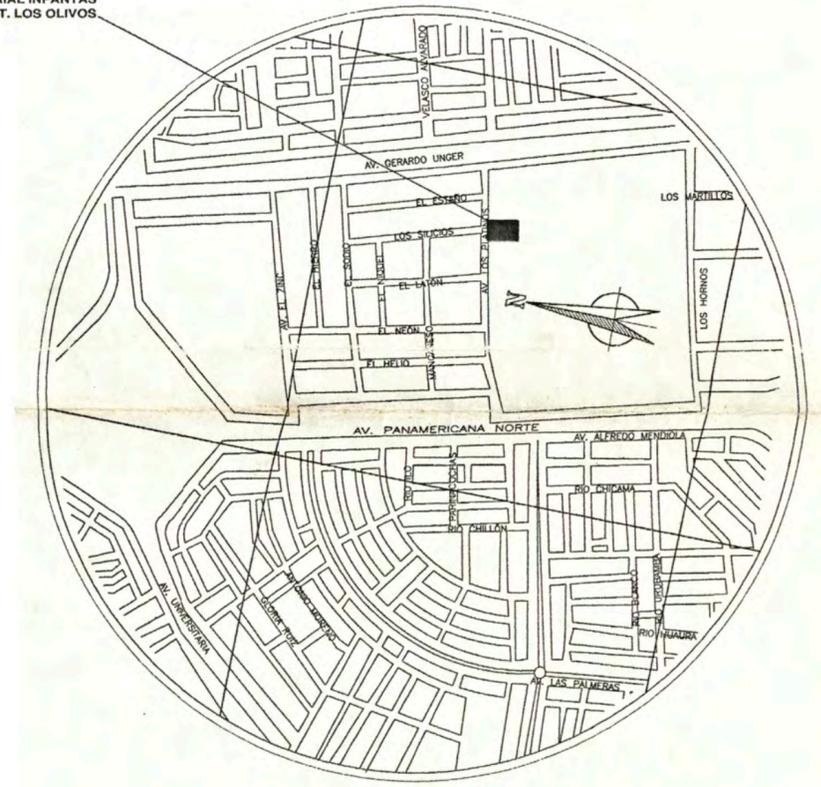


UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA  
 FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA

Diseño : L.E.A.F.	Proyecto : SUBESTACION NARANJAL 60/10KV
Rev. : A.E.L.	
Aprob. : A.E.L.	PLANO : DISPOSICION GENERAL - PLANTA
Dib. : L.A.M.T.	Esc. : 1/100
	Fecha : Mayo 2004
	Plano N° : DSE-01



AV. LOS PLATINOS S/N, Mz. A Ltes. 10,11  
LOTIZACION INDUSTRIAL INFANTAS  
PRIMERA ETAPA, DIST. LOS OLIVOS.



**PLANO DE LOCALIZACIÓN**  
ESCALA: 1/10000

<b>CUADRO DE AREAS</b>			
Nº LOTES	ÁREA TERRENO (M2)	PERÍMETRO (ML)	
LOTE-10	1,668.50	---	
LOTE-11	1,668.50	---	
<b>TOTALES</b>	<b>3 337,00</b>	<b>236</b>	

	UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA		
	FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA		
Diseño : L.E.A.F.	Proyecto : SUBESTACION NARANJAL 60/10kV		
Rev. : A.E.L.	PLANO : UBICACIÓN Y LOCALIZACIÓN		
Aprob. : A.E.L.	Esc. : Indicada	Fecha : Mayo 2004	Plano N° : U-01
Dib. : L.A.M.T.			

## BIBLIOGRAFÍA

- [1] Brown Boveri & Cie (1983), “Manual de las instalaciones de distribución de energía eléctrica”. Primera edición en español 1983, Urmo S.A. de Ediciones, España.
- [2] Carlos Felipe Ramírez G. (1991), “Subestaciones de alta y extra alta tensión”. Primera edición corregida 1991, Mejía Villegas S.A., Colombia.
- [3] CIGRE Electra N° 19 (1971), “The effect of safety regulations on the design of substations”, by working group 06 of study committee N° 23 (substations) ..
- [4] Electro Integral Sudamericana S.A. (1996), “Tratado especial sobre tableros de Media Tensión a prueba de arco interno”; Buenos Aires, Argentina.
- [5] Gilberto Enriquez Harper (1999), “Elementos de diseño de subestaciones eléctricas”. Décima impresión 1999, Editorial Limusa S.A., México.
- [6] IEEE Std. 80 – 2000 (2000), “IEEE guide for safety in A.C. substation grounding”, New York, USA.
- [7] IEC Std 71.2 (1996), “Insulation co – ordination, part 2: Application guide”. Third edition.
- [8] IEC Std 298 (1981), “A.C. metal – enclosed swichgear and controlgear for rated voltages above 1 kV and up to and including 72.5 kV”. Second edition.
- [9] Ministerio de Energía y Minas (2001), “Código nacional de electricidad – suministro”. Normas Legales 2001 – Diario El Peruano.
- [10] Ministerio de Energía y Minas (2002), “Norma DGE símbolos gráficos en electricidad”. Normas Legales 2002 – Diario El Peruano.
- [11] Russell Mason (1971), “El arte y la ciencia de la protección por relevadores”. Primera edición en español 1971, Compañía editorial Continental S.A., México.