

# **UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA**

**FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA**



**DISEÑO DE SUBESTACIONES DE EXTRA ALTA TENSIÓN**

**INFORME DE COMPETENCIA PROFESIONAL**

**PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:**

**INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA**

**ELABORADO POR:**

**ALEX FERNANDO ROJAS AYLLÓN**

**PROMOCIÓN 2009-II**

**LIMA - PERÚ**

**2014**

## **DEDICATORIA**

**Para Karla, Camila y Valentina; mi inspiración  
en todo lo que hago. Son la razón por la que  
me siento vivo y completo.**

## PRÓLOGO

En el desarrollo del presente trabajo se exponen y desarrollan las principales consideraciones y cálculos a tomar en cuenta para el diseño de una subestación de extra alta tensión de acuerdo a los requerimientos del Código Nacional de Electricidad – Suministro 2011 [1], el procedimiento PR-20 COES [2] y los principales estándares internacionales aplicables tales como IEC, IEEE y CIGRÉ. Asimismo como complemento a la metodología de diseño expuesta, se desarrolla el diseño básico y presupuesto para implementación del proyecto a nivel de pre-factibilidad que valora el suministro, construcción, pruebas y puesta en servicio de la subestación bajo estudio.

## ÍNDICE

INTRODUCCIÓN.....	1
CAPÍTULO I MARCO TEÓRICO .....	5
1.1 Definiciones.....	5
1.2 Tipos de subestaciones eléctricas:.....	6
1.2.1 Subestaciones según su uso.....	7
1.2.2 Subestaciones según el medio aislante.....	7
1.2.3 Subestaciones de acuerdo con su ubicación dentro del sistema eléctrico.....	8
1.3 Principales equipos que componen una subestación eléctrica.....	9
1.4 Configuración de una subestación.....	9
1.4.1 Tendencia Europea.....	10
1.4.2 Tendencia Americana.....	11
1.4.3 Consideraciones en la selección de la configuración de una subestación.....	12
1.4.4 Configuración de subestaciones de acuerdo con el PR-20 COES.....	13
CAPÍTULO II UBICACIÓN Y PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS DEL PROYECTO .....	15
2.1 Ubicación geográfica del proyecto.....	15
2.2 Parámetros ambientales de la zona de instalación.....	16
2.3 Configuración de la subestación.....	16
2.4 Descripción general de la subestación.....	16
CAPITULO III DESCRIPCIÓN DEL EQUIPAMIENTO DE LA SUBESTACIÓN.....	18
3.1 Especificaciones técnicas de los equipos de alta tensión.....	18
3.1.1 Resultado de estudios eléctricos.....	18
3.1.2 Características comunes en los equipos de alta tensión.....	19
3.1.3 Pruebas eléctricas.....	21



3.2	Descripción de los equipos de alta tensión .....	22
3.3	Interruptores.....	22
3.3.1	Tipos de interruptores.....	23
3.3.2	Clasificación de interruptores de acuerdo con IEC .....	24
3.3.3	Normas técnicas para especificación de interruptores.....	25
3.3.4	Características de los interruptores que se especifican .....	25
3.3.5	Pruebas.....	27
3.3.6	Requisitos mínimos de acuerdo con el PR-20 COES .....	28
3.4	Seccionador .....	29
3.4.1	Tipos de seccionadores.....	29
3.4.2	Normas técnicas para especificación de seccionadores.....	30
3.4.3	Características técnicas de seccionadores que se especifican.....	31
3.4.4	Pruebas.....	32
3.4.5	Requisitos mínimos de acuerdo con el PR-20 COES .....	33
3.5	Transformador de tensión .....	33
3.5.1	Tipos de transformadores de tensión .....	33
3.5.2	Normas técnicas para especificación de transformadores de tensión.....	33
3.5.3	Características técnicas de transformadores de tensión que se especifican .....	34
3.5.4	Pruebas.....	34
3.5.5	Requisitos mínimos de acuerdo con el PR-20 COES .....	35
3.6	Transformadores de corriente .....	35
3.6.1	Tipos según su construcción eléctrica.....	36
3.6.2	Tipos según su utilización .....	36
3.6.3	Normas técnicas para especificación de transformadores de corriente.....	36
3.6.4	Características técnicas de transformadores de corriente que se especifican .....	36
3.6.5	Pruebas.....	37
3.6.6	Requisitos mínimos de acuerdo con el PR-20 COES .....	37
3.7	Pararrayos.....	38
3.7.1	Normas técnicas para especificación de pararrayos.....	38
3.7.2	Características técnicas de pararrayos que se especifican .....	38
3.7.3	Pruebas.....	38
3.7.4	Requisitos mínimos de acuerdo con el PR-20 COES .....	39
	<b>CAPITULO IV DIMENSIONAMIENTO DE LA SUBESTACIÓN.....</b>	<b>40</b>
4.1	Definiciones.....	40

4.2	Distancias mínimas .....	40
4.2.1	Distancia de seguridad.....	41
4.2.2	Cálculo del valor básico.....	41
4.2.3	Determinación de la zona de seguridad .....	42
4.3	Trabajos sobre equipos o sobre conductores.....	43
4.4	Circulación de vehículos.....	45
4.5	Desplazamiento de autotransformadores para mantenimiento.....	47
4.6	Distancia mínima entre fases .....	48
4.6.1	Distancia mínima entre fases en condiciones de viento.....	48
4.6.2	Distancia mínima entre fases en condiciones de cortocircuito.....	49
4.7	Ancho de barras .....	51
4.8	Ancho de bahía .....	52
4.9	Altura de bahía.....	53
4.9.1	Primer nivel de conexión .....	54
4.9.2	Segundo nivel de conexión .....	54
4.9.3	Tercer nivel de conexión .....	54
4.9.4	Atura del castillete .....	55
4.10	Longitud de bahía.....	55
<b>CAPITULO V CÁLCULO DE APANTALLAMIENTO EN LA SUBESTACIÓN Y ESPECIFICACIONES PARA EL SISTEMA DE PUESTA A TIERRA .....</b>		<b>57</b>
5.1	Apantallamiento de la subestación.....	57
5.1.1	Definiciones.....	57
5.1.2	Parámetros requeridos para el diseño.....	58
5.1.3	Apantallamiento en el patio de la subestación.....	58
5.1.4	Cálculo de la probabilidad de descarga.....	63
5.1.5	Cálculo del riesgo de falla del apantallamiento.....	64
5.1.6	Ubicación de los cables de guarda en la subestación .....	66
5.1.7	Apantallamiento de edificaciones .....	67
5.2	Especificaciones para el sistema de puesta a tierra de la subestación.....	68
5.2.1	Excavación y profundidad de la red.....	68
5.2.2	Cables.....	69
5.2.3	Empalmes .....	69
5.2.4	Electrodos de tierra (Varillas) .....	69
5.2.5	Condiciones de instalación.....	69

<b>CAPITULO VI SELECCIÓN DE CONDUCTORES FLEXIBLES Y BARRAJES RÍGIDOS .....</b>	<b>70</b>
6.1 Metodología para la selección de conductores.....	70
6.2 Selección para subestación de 500 kV.....	70
6.3 Selección para subestación de 220 kV.....	71
6.4 Cálculo y verificación de las características de los conductores.....	72
6.4.1 Verificación del comportamiento térmico de los conductores.....	73
6.4.2 Verificación de efecto corona .....	73
6.4.3 Verificación de sección mínima de conductores en cortocircuito .....	75
<b>CAPITULO VII SELECCIÓN DE AISLADORES DE ALTA TENSIÓN .....</b>	<b>76</b>
7.1 Metodología para la selección de aisladores.....	76
7.2 Cálculo de distancia de fuga mínima.....	76
7.3 Cadena de aisladores.....	79
7.3.1 Distancia de arco de las cadenas de aisladores.....	79
7.3.2 Cantidad de aisladores que componen una cadena .....	79
7.3.3 Carga mecánica especificada.....	80
7.3.4 Selección de las cadenas de aisladores.....	80
7.4 Aisladores soporte.....	80
7.4.1 Esfuerzos en los aisladores soporte .....	80
7.4.2 Selección de los aisladores soporte .....	81
<b>CAPITULO VIII DISPOSICIÓN FÍSICA DE LA SUBESTACION .....</b>	<b>83</b>
8.1 Configuración de la subestación.....	83
8.2 Metodología para el diseño físico de la subestación.....	83
8.3 Aspectos relevantes que se deben mostrar en el plano de disposición física. ....	85
8.4 Conexión entre equipos de alta tensión.....	86
8.4.1 Tipos de conectores.....	87
8.4.2 Longitudes de conductor necesarias para la conexión entre equipos a través de conexiones flexibles .....	92
8.5 Plano de disposición física de la subestación.....	96
<b>CAPITULO IX PRESUPUESTO PARA IMPLEMENTACIÓN DEL PROYECTO.....</b>	<b>97</b>
9.1 Criterios para elaboración de presupuestos .....	97
9.2 Resumen del presupuesto para implementación del proyecto.....	98
<b>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....</b>	<b>99</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA.....</b>	<b>102</b>

ANEXO 1.....	105
RESULTADOS DE LOS CÁLCULOS DE LA SELECCIÓN DE CONDUCTORES FLEXIBLES Y BARRAJES RÍGIDOS.....	105
ANEXO 2.....	84
PLANOS DE CADENAS DE AISLADORES.....	84
ANEXO 3.....	90
DIAGRAMA UNIFILAR .....	90
ANEXO 4.....	93
DISPOSICIÓN FÍSICA.....	93
ANEXO 5.....	114
PRESUPUESTO DETALLADO.....	114

**ÍNDICE DE TABLAS**

Tabla 2.1: Parámetros ambientales de la zona del proyecto.....	17
Tabla 2.2: Tipo de configuraciones seleccionadas en las subestaciones.....	17
Tabla 2.3: Parámetros eléctricos del sistema.....	17
Tabla 4.1: Distancias mínimas.....	41
Tabla 4.2: Valor básico y distancia de seguridad.....	43
Tabla 4.3: Resumen de distancias de seguridad y para trabajos sobre equipos.....	44
Tabla 4.4: Resumen de distancias mínima fase-fase.....	51
Tabla 4.5: Niveles de conexión.....	56
Tabla 5.1: Cuadro resumen de cálculo de altura de cable de guarda.....	63
Tabla 5.2: Cuadro resumen de cálculo de probabilidad de descarga.....	64
Tabla 6.1: Sección mínima de los conductores por cortocircuito.....	75
Tabla 7.1: Resumen de características técnicas de cadenas de aisladores.....	80
Tabla 7.2: Resumen de características técnicas de aisladores soporte.....	81
Tabla 8.1: Longitud de conductor necesaria para realizar las conexiones entre equipos del patio de 500 kV.....	92
Tabla 8.2 Longitud de conductor necesaria para realizar las conexiones entre equipos del patio de 220 kV.....	94
Tabla 9.1 Resumen del presupuesto para implementación del proyecto.....	98

**ÍNDICE DE FIGURAS**

Figura 1.1: Principales tipos de subestaciones eléctricas según su uso .....	7
Figura 1.2: Principales tipos de subestaciones eléctricas según su medio aislante .....	8
Figura 1.3: Configuración tipo doble barra con seccionador de transferencia .....	11
Figura 1.4: Configuración de tipo interruptor y medio.....	11
Figura 2.1: Ubicación geográfica del proyecto .....	15
Figura 3.1: Proceso de interrupción de arco del interruptor.....	23
Figura 4.1: Zona de seguridad .....	42
Figura 4.2: Distancias de seguridad – Trabajos en la subestación.....	44
Figura 4.3: Distancias de seguridad - Trabajos sobre Interruptores de potencia.....	45
Figura 4.4: Zonas de seguridad – circulación vehículos – zona interruptores .....	46
Figura 4.5: Zonas de seguridad – circulación vehículos –reactores .....	46
Figura 4.6: Zonas de seguridad – circulación vehículos –autotransformadores .....	47
Figura 4.7: Zonas de seguridad – desplazamiento de autotransformadores .....	48
Figura 4.8: Distancia mínima fase-fase (condiciones de viento) .....	49
Figura 4.9: Distancia mínima fase-fase (condiciones de cortocircuito).....	50
Figura 4.10: Ancho de barras .....	52
Figura 4.11: Ancho de bahía.....	53
Figura 4.12: Niveles de conexión.....	56

Figura 5.1: Visualización del apantallamiento .....	60
Figura 5.2: Haz de conductores.....	61
Figura 5.3: Altura efectiva de apantallamiento .....	63
Figura 5.4: Curva empírica de apantallamiento con dos cables de guarda. ....	66
Figura 5.5: Distribución del cable de guarda en la subestación. Vista de planta .....	66
Figura 5.6: Distribución del cable de guarda en la subestación. Vista isométrica.....	67
Figura 5.7: Apantallamiento de la caseta de control, vista frontal.....	68
Figura 5.8: Apantallamiento de la caseta de control, vista lateral.....	68
Figura 7.1: Valor del RUSCD en función de la clasificación SPS .....	77
Figura 7.2: Aislador – Diámetro promedio.....	78
Figura 8.1: Tipos de conectores de acuerdo al ángulo.....	87
Figura 8.2: Conexiones entre equipos del patio de 500 kV. ....	88
Figura 8.3: Conexiones entre equipos del patio de 500 kV. ....	88
Figura 8.4: Conexiones entre equipos del patio de 500 kV. ....	88
Figura 8.5: Conexión entre equipos del patio de 500 kV .....	89
Figura 8.6: Conexiones en autotransformadores .....	89
Figura 8.7: Conexiones en reactores de línea del patio de 500 kV .....	90
Figura 8.8: Conexiones en reactor de neutro.....	90
Figura 8.9: Conexiones entre equipos del patio de 220 kV. ....	91
Figura 8.10: Conexiones entre equipos del patio de 220 kV. ....	91
Figura 8.11: Conexiones entre equipos del patio de 220 kV. ....	91

## INTRODUCCIÓN

Una red eléctrica está compuesta principalmente por tres partes: las centrales generadoras, las líneas de transmisión y las redes de distribución. Para realizar la transformación a los diferentes niveles de tensión de transmisión o distribución, se utilizan las subestaciones eléctricas que, además, son las encargadas de redistribuir el flujo de energía a través de rutas alternas, en un sistema de potencia, y garantizar la seguridad de este fin por medio de dispositivos automáticos de control y protección. A continuación se muestra un esquema de una red eléctrica desde la generación, pasando por la transmisión y distribución para finalmente llegar hasta las cargas o consumidores finales.





## **Objetivo**

El objetivo del presente informe es exponer y desarrollar las principales consideraciones y criterios que se presentan en el Código Nacional de Electricidad [1], Procedimiento Técnico COES PR-20: Ingreso, Modificación y Retiro de Instalaciones en el SEIN [2] y demás estándares internacionales vigentes requeridos para el diseño de una subestación de extra alta tensión.

## **Objetivos Generales**

- Realizar una propuesta de diseño para subestación de extra alta tensión en 500 kV bajo las principales consideraciones del Código Nacional de Electricidad – Suministro 2011 [1], Procedimiento Técnico COES PR-20 y demás normas internacionales aplicables.
- Valorar la inversión requerida para implementación del proyecto, a nivel de pre-factibilidad.

## **Objetivos Específicos**

- Exponer y desarrollar las principales consideraciones para el diseño de subestaciones de extra alta tensión del actual Código Nacional de Electricidad, Procedimiento Técnico COES PR-20 y demás normas aplicables.
- Describir las principales características de los equipos de alta tensión utilizados en el diseño de la subestación.

## **Planteamiento del Problema**

Debido al incremento de la demanda de energía eléctrica producto del constante crecimiento del país, nos vemos en la necesidad de implementar nuevas líneas de transmisión y subestaciones, seleccionando estratégicamente el nivel de tensión que permita recorrer grandes distancias, disminuyendo el porcentaje de pérdidas por transmisión.

La ubicación de los proyectos de generación eléctrica, generalmente lejos de los centros de demanda, y las grandes cantidades de energía que se transporta en largas distancias, han impulsado a nuestro sistema a adoptar nuevas técnicas de transporte de energía; es por este motivo que se ha optado por elevar cada vez más los niveles de tensión, llegando de esta manera a transmitir a niveles de extra alta tensión (EHV), es decir con tensiones superiores a los 220 kV. Debido a este incremento de tensión, se requiere la implementación de subestaciones eléctricas que puedan incrementar el nivel de tensión a 500 kV. Cabe mencionar que dentro de Latinoamérica la mayoría de países ya tienen incorporados dentro de sus sistemas estos niveles de tensión de extra alta tensión como son los casos de Brasil, Colombia y Ecuador.

Los niveles de extra alta tensión (EHV) como es el de 500 kV, nos permitirán transmitir mayor cantidad de energía sobre largas distancias con ventajas técnicas y económicas.

### **Contenido del Informe**

El contenido de cada capítulo es el siguiente:

- En el Capítulo I se describe brevemente los tipos de subestaciones según sus aplicaciones, los principales equipos que conforman una subestación, las principales configuraciones existentes y las consideraciones para su selección.
- En el Capítulo II se describe la ubicación y las principales características geográficas y ambientales de la zona donde se implantará la subestación bajo estudio.
- En el Capítulo III se presentan las principales características de los equipos de alta tensión, incidiendo en aquellas especificadas en los principales estándares aplicables del CNE, PR-20, IEC e IEEE.

- En el Capítulo IV, se exponen y desarrollan los cálculos básicos para el dimensionamiento de la subestación con base a lo indicado en el CNE, PR-20 y los principales estándares internacionales aplicables.
- En el Capítulo V se expone y desarrolla los cálculos básicos para el apantallamiento de la subestación.
- En el Capítulo VI se expone y desarrolla los cálculos básicos para el dimensionamiento y selección de conductores flexibles y rígidos a utilizar en la subestación.
- En el Capítulo VII se expone y desarrolla los cálculos básicos para el dimensionamiento y selección de aisladores tipo poste y tipo suspensión para las cadenas de anclaje.
- En el Capítulo VIII se expone y desarrolla las consideraciones básicas para la implantación física de la subestación. Se concluye el capítulo con el diseño físico de la subestación bajo estudio.
- En el Capítulo IX se desarrolla el presupuesto para implementación del proyecto que valora el costo de la subestación bajo estudio.
- Finalmente se presentan las conclusiones y recomendaciones como parte del análisis realizado, para el diseño de subestaciones de extra alta tensión.

## CAPÍTULO I

### MARCO TEÓRICO

#### 1.1 Definiciones

- a. **Subestación eléctrica:** Conjunto de equipos utilizados para dirigir o para redistribuir el flujo de energía a través de rutas alternas, en un sistema de potencia, y garantizar la seguridad de éste por medio de dispositivos automáticos de control y protección.
- b. **Voltaje asignada del sistema ( $U_n$ ):** Es un valor adecuado aproximado de voltaje que se utiliza para designar o identificar un sistema.
- c. **Voltaje máximo del sistema ( $U_s$ ):** Es el valor más alto de voltaje de operación que ocurre bajo condiciones normales de operación en cualquier momento y en cualquier punto del sistema.
- d. **Voltaje máximo de los equipos ( $U_m$ ):** Es el voltaje más alto para el que se especifica el equipamiento con respecto a al aislamiento y otras características que pueden estar vinculadas al voltaje más alto en las recomendaciones de los equipos pertinentes.
- e. **Sobretensión:** Cualquier tensión entre un conductor de fase y tierra o entre conductores de fase cuyo valor pico exceda el correspondiente valor pico de

la tensión más alta del equipo.

- f. **Flexibilidad:** Es la propiedad de la instalación para acomodarse a las diferentes condiciones que se puedan presentar por cambios operativos en el sistema y, además, por contingencias y/o mantenimiento del mismo.
- g. **Confiabilidad:** Es la probabilidad de que una subestación pueda suministrar energía durante un período de tiempo dado, bajo la condición de que al menos un componente de la subestación no pueda recuperarse durante la operación.
- h. **Seguridad:** Es la propiedad de una instalación para dar continuidad de servicio sin interrupción alguna durante fallas en los equipos de potencia, especialmente interruptores y barras.
- i. **Patio de conexiones:** Conjunto de equipos y barrajes de una subestación que tienen el mismo nivel de tensión y que están eléctricamente asociados
- j. **Patio de transformadores:** Área de la subestación en donde se ubican los transformadores de potencia. Generalmente entre patios de conexión de diferentes niveles de tensión.
- k. **Celda (Campo, bahía, paño o módulo) de conexión:** Es el conjunto de equipos necesarios para conectar un circuito (generación, transformación, interconexión o distribución, equipo de compensación, etc.) al sistema de barrajes colectores de un patio de conexiones.
- l. **Barrajes colectores:** Elemento físico de un patio de conexiones que representa el nodo del sistema, es decir, el punto de conexión en donde se unen eléctricamente todos los circuitos que hacen parte de un determinado patio de conexiones.

## 1.2 Tipos de subestaciones eléctricas:

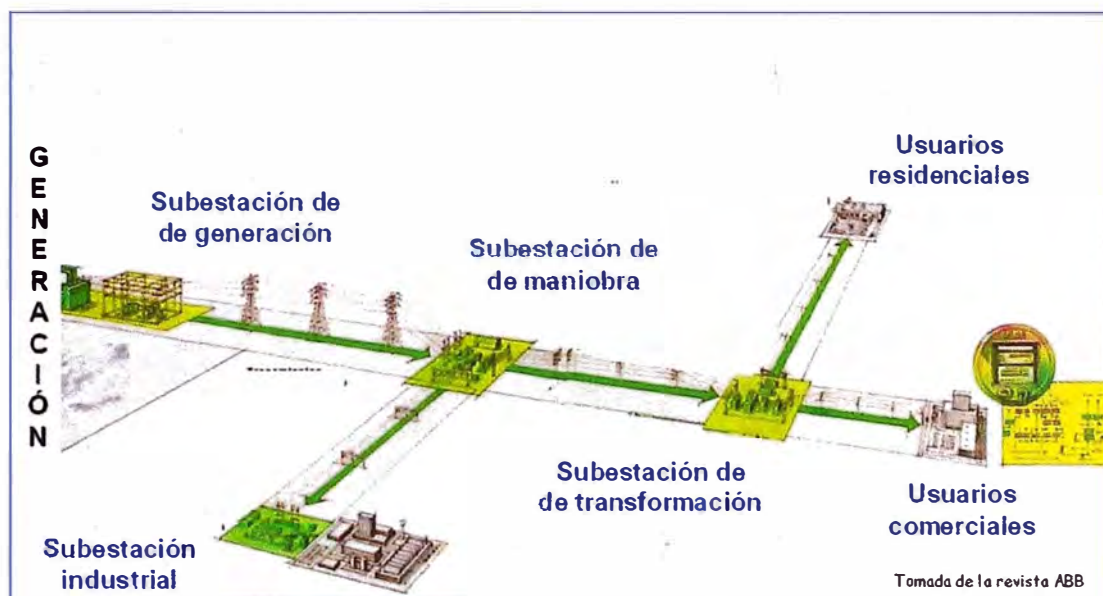
Las subestaciones se pueden clasificar de la siguiente forma:

### 1.2.1 Subestaciones según su uso

- Subestación de generación: Asociadas a centrales generadoras.
- Subestación de transformación: Con transformadores elevadores o reductores.
- Subestación de maniobra: Conectan varios circuitos (o líneas) para orientar o distribuir el flujo de potencia a diferentes áreas del sistema.

A continuación, en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**

se muestran los principales tipos de subestaciones eléctricas según su uso.



### Principales tipos de subestaciones eléctricas según su uso

#### 1.2.2 Subestaciones según el medio aislante

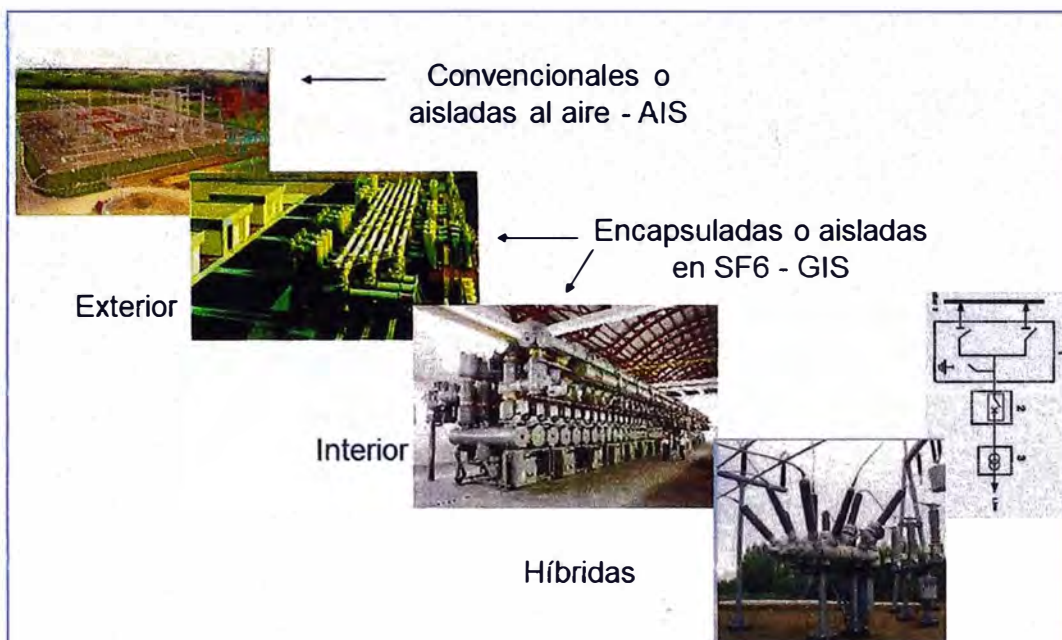
Otra forma de clasificar a las subestaciones eléctricas es según el medio aislante, a continuación se presentan los principales tipos:

- Convencionales o aisladas al aire – AIS.
- Encapsuladas o aisladas en SF6 – GIS. Subestación que contiene los mismos elementos de una subestación convencional (Interruptores, seccionadores, transformadores de tensión, transformadores de

corriente, pararrayos) colocados dentro de un recubrimiento metálico (Aluminio o acero) aterrizado, conteniendo gas SF6 como medio aislante a una presión entre 3 y 5 atmósferas. A su vez éstas pueden ser de instalación interior o exterior.

- Híbridas: Aisladas en aire – SF6.

A continuación en la Figura 1.1 se muestran los principales tipos de subestaciones eléctricas según su medio aislante.



**Figura 1.1: Principales tipos de subestaciones eléctricas según su medio aislante**

### 1.2.3 Subestaciones de acuerdo con su ubicación dentro del sistema eléctrico

El procedimiento PR-20 COES [2] establece la clasificación de las subestaciones con base en los circuitos (o líneas) que llegan y salen de ella:

- Sistema de transmisión troncal nacional (STTN)
- Sistema de transmisión troncal regional (STTR)
- Sistema de transmisión local (STL)

### 1.3 Principales equipos que componen una subestación eléctrica

Son los siguientes:

- a. **Interruptor:** El equipo cumple con las siguientes funciones:
  - Control: Aísla para mantenimiento o trabajos (capaz de operar corrientes nominales)
  - Protección: Aísla elementos con falla (capaz de operar con corrientes de corto circuito)
- b. **Seccionador:** El equipo cumple con las siguientes funciones:
  - Aislar para mantenimiento. Generalmente operan sin carga.
  - Seguridad. Indica visualmente que el elemento está aislado.
- c. **Transformadores de instrumentación:** Sirven de interfaz entre la alta tensión y los equipos de medida, control y protección. Son los siguientes:
  - Transformadores de corriente.
  - Transformadores de tensión.
- d. **Pararrayos:** Realiza la protección contra sobretensiones.
- e. **Sistema de medida, protección y control.**
- f. **Sistemas auxiliares:** Proveen de energía para el funcionamiento de los equipos de patio, sistemas de medida control y protección, iluminación y fuerza de las edificaciones y otros sistemas asociados.
- g. **Equipos mayores:** Son los siguientes:
  - Transformadores de potencia.
  - Reactores.
  - Bancos de condensadores.

### 1.4 Configuración de una subestación

La configuración de un subestación se puede definir como el arreglo de los



equipos electromecánicos de un mismo nivel de tensión de una subestación, efectuado de tal forma que su operación permita dar a la subestación diferentes grados de confiabilidad, seguridad y flexibilidad en el manejo, transformación y distribución de la energía.

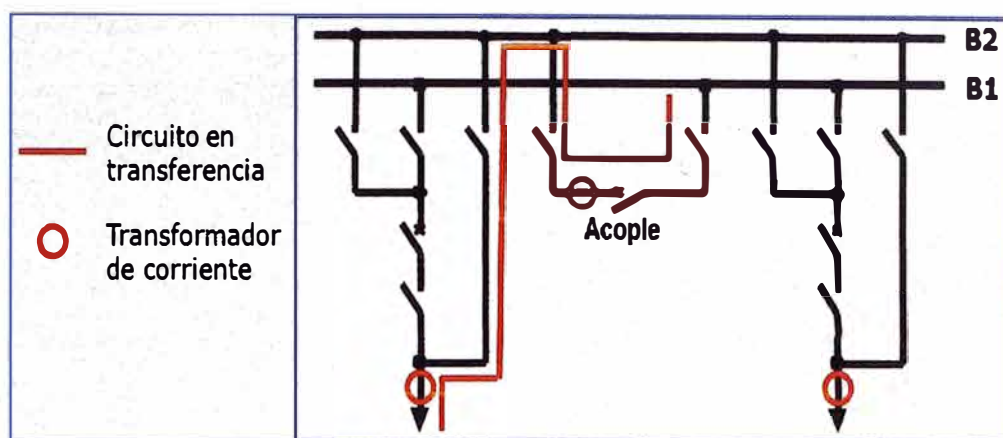
#### **1.4.1 Tendencia Europea**

Se caracterizan principalmente por estar compuestas por conexiones de barras. Son aquellas en las cuales cada circuito tiene un interruptor, con la posibilidad de conectarse a una o más barras por medio de seccionadores:

- a. Barra sencilla.
- b. Barra principal y de transferencia.
- c. Doble barra.
- d. Doble barra más seccionador de transferencia.
- e. Doble barra más seccionador de "by pass" o paso directo.

A manera de ejemplo desarrollaremos la configuración de doble barra con seccionador de transferencia. El diagrama unifilar de la configuración se muestra a en la Figura 1.2. De esta figura se puede indicar:

- Puede operar como (no simultáneamente):
  - ✓ Doble barra: confiabilidad en barras pero no en interruptores, tiene flexibilidad, no tiene seguridad.
  - ✓ Barra principal y de transferencia: cuando se requiere hacer mantenimiento a un interruptor. Confiabilidad en interruptores pero no en barras, sin flexibilidad, sin seguridad. La Barra 1 actúa como barra principal y la Barra 2 como barra de transferencia.
- La Barra 2 debe ser de igual capacidad que la Barra 1.



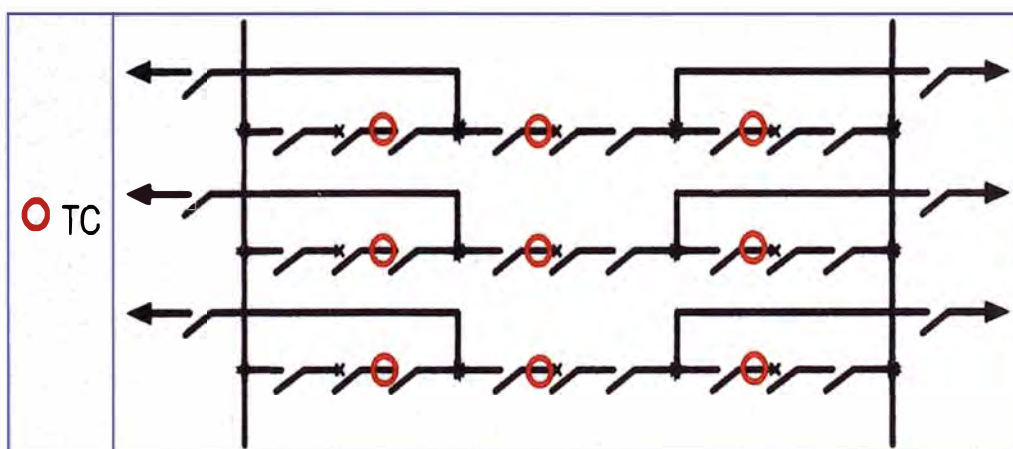
**Figura 1.2: Configuración tipo doble barra con seccionador de transferencia**

#### 1.4.2 Tendencia Americana

Se caracterizan principalmente por estar compuestas por conexiones de interruptores. Son aquellas en las cuales los circuitos se conectan a las barras o entre ellas, por medio de interruptores:

- a. Anillo
- b. Interruptor y medio
- c. Doble interruptor

A manera de ejemplo desarrollaremos la configuración de interruptor y medio. El diagrama unifilar de la configuración se muestra en la Figura 1.3.



**Figura 1.3: Configuración de tipo interruptor y medio**

De la Figura 1.3 se puede mencionar lo siguiente:

- Condiciones normales de operación: todos los interruptores cerrados.
- Tiene seguridad en interruptores y en barras.
- Tiene flexibilidad.

El sistema de control y protección (re-cierre, verificación de sincronismo y disparos) tiene un mayor nivel de complejidad.

#### **1.4.3 Consideraciones en la selección de la configuración de una subestación**

Para la selección del tipo de configuración de la subestación a diseñar, se debe tener en cuenta los siguientes aspectos:

- a. Función que desempeña la subestación en el sistema interconectado para determinar su necesidad de flexibilidad, confiabilidad y seguridad.
- b. Tipo de subestación:
  - Generación: Requiere principalmente confiabilidad. La seguridad puede ser de importancia dependiendo de las condiciones de la central de generación. La flexibilidad puede ser un requerimiento adicional.
  - Maniobra: Requiere principalmente flexibilidad.
  - Transformación: Requiere principalmente confiabilidad. La seguridad puede ser de importancia.
- c. Facilidades de extensión y modulación: En base a la extensión de terreno disponible para la implantación de los equipos se puede seleccionar una configuración dada teniendo en cuenta ampliaciones futuras y/o repotenciaciones.
- d. Simplicidad en el control y protección: Teniendo en consideración los siguientes puntos:
  - Se debe reducir el número de interruptores y seccionadores cuando se

quiere simplicidad.

- Configuraciones del tipo conexión de seccionadores (barras) son complejas en su sistema de enclavamientos.
- Configuraciones del tipo conexión de interruptores son complejas en su sistema de protección (re-cierre, sincronismo, falla interruptor, etc.).

e. Área disponible:

- El área de una configuración determinada depende de la disposición física que se utilice.
- En general las configuraciones de conexión de seccionadores (barras) ocupan una mayor área que las subestaciones con conexión de interruptores.
- Áreas muy limitadas pueden exigir ejecuciones con una disposición física con muchos niveles de conexión o inclusive del tipo encapsulada (GIS).

f. Costos:

- El costo de una subestación aumenta a medida que se hace más compleja la configuración.
- Las configuraciones interruptor y medio y doble interruptor, son más costosas que las de conexión de seccionadores.
- Las configuraciones de conexión de seccionadores deben contar con la inversión inicial de la celda de acople y/o transferencia.

g. Otros aspectos:

- Influencia ambiental.
- Historia y tradición.

#### **1.4.4 Configuración de subestaciones de acuerdo con el PR-20 COES**

El procedimiento PR-20 COES [2] establece las configuraciones aceptables para las subestaciones que componen el SEIN:

Para el STTN:

Patio de llaves en 500 kV	Doble barra con doble interruptor Doble barra con interruptor y medio
Patio de llaves en 220 kV	Doble barra con interruptor y medio

Para el STTR:

Patio de llaves en 220 kV y 138 kV	Doble barra con simple interruptor mas barra de transferencia.  Doble barra con simple interruptor mas seccionador de transferencia.  Doble barra con simple interruptor (Sin transferencia).*
---------------------------------------	---

(\*) No aplica para 220 kV.

Para el STL:

Patio de llaves en 220 kV, 138 kV y 60 kV	La propuesta por la empresa Titular (**)
--	--

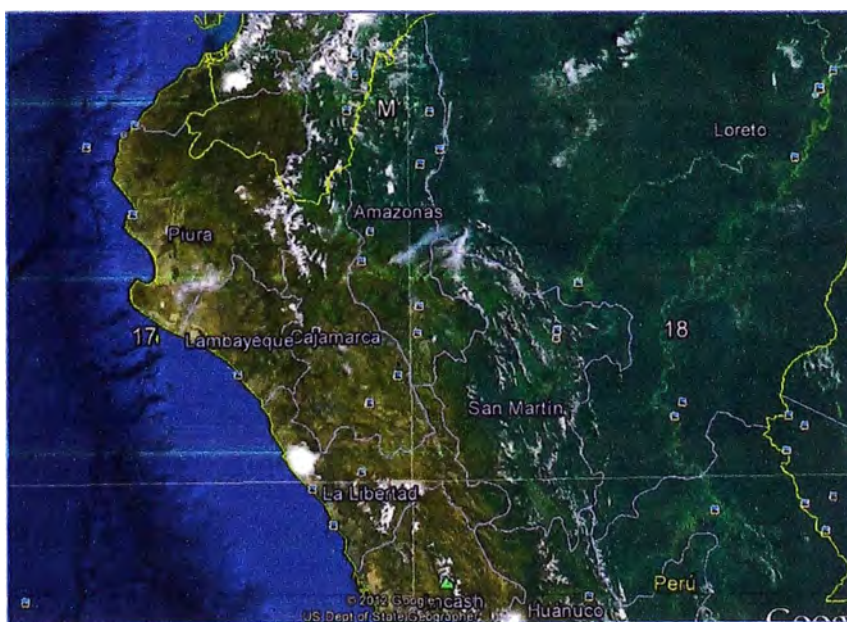
(\*\*) La configuración del sistema de barras en el punto de conexión será por la adoptada por el sistema de transmisión que corresponda.

## CAPÍTULO II

### UBICACIÓN Y PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS DEL PROYECTO

#### 2.1 Ubicación geográfica del proyecto

La ubicación de la subestación objeto de estudio se encuentra ubicada en la costa norte del Perú, en el cuadrante 17 M según se muestra a continuación en la Figura 2.1.



**Figura 2.1: Ubicación geográfica del proyecto**

## **2.2 Parámetros ambientales de la zona de instalación**

La zona de instalación de la subestación bajo estudio presenta los parámetros ambientales y meteorológicos presentados en la Tabla 2.1 con los cuales se realizarán todo los diseños correspondientes.

## **2.3 Configuración de la subestación**

La subestación bajo estudio contará con la siguiente configuración mostrada en la Tabla 2.2.

Las configuraciones fueron seleccionadas teniendo en cuenta que son las que ofrecen mayor confiabilidad, seguridad y flexibilidad y las especificaciones del procedimiento PR-20 COES.

## **2.4 Descripción general de la subestación**

La subestación para los niveles de tensión 220 kV y 500 kV serán del tipo convencional, con niveles de conexión y distancias eléctricas conforme al nivel de aislamiento determinado según el nivel de tensión asignado de 245 kV y 550 kV, teniendo en cuenta la altura de ubicación de las instalaciones.

Se tendrán conformados patios de llaves, patios de transformación, edificios de control y casetas de relés ubicadas en el patio de llaves en las celdas de conexión.

Las conexiones superiores y de entradas de circuitos serán realizadas sobre estructuras metálicas tipo celosía; los soportes de los equipos serán también en estructuras tipo celosía.

Se dispondrá accesos para el mantenimiento de los equipos y para las diferentes áreas en las que se ubiquen equipos de los patios de llaves.

En la Tabla 2.3 se indican los principales parámetros eléctricos a ser considerados para el diseño de la subestación en los niveles de tensión de 500 kV y 220 kV.

**Tabla 2.1: Parámetros ambientales de la zona del proyecto**

Parámetro	Unidad	Valor
Altura sobre el nivel del mar	m	165
Temperatura anual media	°C	20,6
Humedad relativa media anual	%	78,7
Presión atmosférica	bar	0,9
Precipitación media anual	mm	0,0
Radiación solar	W/m <sup>2</sup>	1063
Nivel ceraúnico	días/año	5
Nivel de contaminación ambiental (IEC 60815)	–	Muy pesado
Velocidad básica del viento (ráfaga de 3 s)	km/h	94

**Tabla 2.2: Tipo de configuraciones seleccionadas en las subestaciones**

Patio	Configuración
220 kV	Doble barra con seccionador de transferencia
500 kV	Doble barra con interruptor y medio

**Tabla 2.3: Parámetros eléctricos del sistema**

Descripción	Unidad	Nivel 220 kV	Nivel 500 kV
Tensión nominal: Un	kV	220	500
Tensión asignada: Ur	kV	245	550
Frecuencia asignada: fr	Hz	60	60
Nivel básico de aislamiento asignado al impulso tipo rayo (LWIL): Up	kV	1050	1550
Nivel de tensión asignado soportado al impulso tipo maniobra (SWIL): Us	kV	-	1175
Nivel de tensión asignado soportado a la frecuencia industrial: Ud	kV	460	680
Corriente asignada de cortocircuito: Ik	kA	40	40



## **CAPITULO III**

### **DESCRIPCIÓN DEL EQUIPAMIENTO DE LA SUBESTACIÓN**

#### **3.1 Especificaciones técnicas de los equipos de alta tensión**

En general para definir las características y parámetros comunes de cada uno de los equipos se deben tener en cuenta los siguientes aspectos detallados a continuación.

##### **3.1.1 Resultado de estudios eléctricos**

Para establecer los parámetros comunes entre los equipos de patio se deberá tomar en cuenta el resultado de los siguientes estudios del sistema:

###### **a. Estudio de flujo de cargas:**

En este estudio se analiza la distribución de cargas producto de la inserción de la subestación a diseñar estableciéndose las corrientes máximas en cada circuito bajo condiciones de contingencia n-1 ó n-2 en el horizonte de tiempo que se especifique. Con el resultado del estudio de flujo de cargas se determina la corriente asignada a los equipos.

###### **b. Estudio de cortocircuito:**

En este estudio se analiza el sistema simulando fallas del tipo monofásicas, bifásicas y trifásicas en distintos puntos del sistema con el fin de hallar el

máximo valor de la corriente de cortocircuito en un horizonte de tiempo especificado para el proyecto. Con el resultado del estudio de cortocircuito se determina las corrientes de falla a especificar en los equipos.

**c. Sobretensiones y coordinación de aislamiento:**

En este estudio se evalúan las sobretensiones transitorias presentes en el sistema consecuencia de maniobras, descargas atmosféricas y otros. Con el resultado del estudio de sobre tensiones y coordinación de aislamiento se determina la tensión asignada y niveles de aislamiento de los equipos.

**d. Normas técnicas:**

Dependiendo del país o cliente para el cual se desarrolla el proyecto se puede tener una o más normas aplicables que definan las características del equipamiento e instalaciones a diseñar. Entre las principales normas aplicables al país tenemos:

- ✓ IEC: International Electrotechnical Commission.
- ✓ ANSI: American National Standard Institute.

**e. Experiencias internacionales y nacionales.**

**f. Normalización del país o cliente.**

**3.1.2 Características comunes en los equipos de alta tensión**

Las características comunes de los equipos de alta tensión son definidas de acuerdo a lo referido en la publicación IEC 62271-1 High-voltage switchgear and controlgear - Part 1: Common specifications 2, las cuales se detallan a continuación.

**a. Condiciones de servicio:**

Las principales condiciones de servicio se obtienen de los principales parámetros ambientales como son: Temperatura, humedad, vibraciones, altura sobre el nivel del mar, contaminación, velocidad del viento, etc.

**b. Características eléctricas:**

Entre las principales características eléctricas del equipamiento eléctrico tenemos las siguientes.

- ✓ **Tensión asignada ( $U_r$ ):** Se define como el límite superior de la tensión del sistema. Se presentan las siguientes gamas:
  - Gama I: tensión igual o menor de 245 kV.
  - Gama II: tensión mayor de 245 kV.
- ✓ **Niveles de aislamiento:** De acuerdo a la gama definida para nuestra instalación se tiene:
  - Gama I: El nivel de aislamiento está definido por:
    - PFWL: Tensión soportada de corta duración a la frecuencia industrial ( $U_d$ ).
    - LIWL: Tensión soportada asignada al impulso tipo rayo ( $U_p$ ).
  - Gama II: El nivel de aislamiento está definido por
    - SIWL: Tensión soportada asignada al impulso tipo maniobra ( $U_s$ )
    - LIWL: Tensión soportada asignada al impulso tipo rayo ( $U_p$ )
    - PFWL: Tensión soportada asignada de corta duración a la frecuencia industrial ( $U_d$ )
- ✓ **Frecuencia asignada ( $f_r$ ):** Se tienen las siguientes tendencias:
  - Tendencia europea 50 Hz
  - Tendencia americana 60 Hz (Aplicable al Perú)
- ✓ **Corriente asignada en servicio continuo ( $I_r$ ):** Se define como el valor eficaz de corriente que un equipo debe soportar continuamente. Los valores para especificación de este parámetro son: 1 - 1,25 - 1,6 - 2 - 2,5 - 3,15 - 4 - 5 - 6,3 - 8 y sus múltiplos por 10n
- ✓ **Corriente de corta duración admisible asignada ( $I_k$ ):** Se define como

el valor eficaz de corriente que un equipo debe soportar un tiempo especificado y es igual a la característica de cortocircuito asignada.

- ✓ **Valor pico de la corriente admisible asignada ( $I_p$ ):** Se define como el valor pico de corriente en el primer ciclo de la corriente de corta duración admisible asignada.

Su valor se determina de la siguiente manera:

- 2,5 x  $I_k$  para 50 Hz.
  - 2,6 x  $I_k$  para 60 Hz.
- ✓ **Duración asignada del cortocircuito ( $t_k$ ):** Se define como el intervalo de tiempo que un equipo debe soportar la corriente de corta duración admisible asignada, el valor normal es 1 s, pero para algunos sistemas puede ser de 3 s.
- ✓ **Tensión de los dispositivos auxiliares:** Se cuenta con siguientes valores:
    - Corriente continua:
      - 24 V, 48 V, 60 V, 110 V ó 125 V, 220 V.
    - Corriente alterna:
      - 3 $\phi$  4 h: 120/208 V, 220/380 V, 240/415 V, 277/480 V.
      - 1 $\phi$  3 h: 120/240 V.
      - 1 $\phi$  2 h: 120 V, 220 V, 240 V, 277 V.

Los equipos deben operar con cualquier valor de tensión entre 85% y 110% del valor asignado.

### 3.1.3 Pruebas eléctricas

Entre los tipos de pruebas comúnmente aplicadas a los equipos tenemos:

#### a. Pruebas de rutina

Se realizan en todos los equipos para verificar calidad y uniformidad en la

fabricación:

- Pruebas dieléctricas en el circuito principal.
- Pruebas dieléctricas en los dispositivos.
- Medida de la resistencia del circuito principal.
- Pruebas de estanqueidad.
- Control visual.

#### **b. Pruebas Tipo**

Se realizan en un solo equipo de una serie. Sirven para verificar su conformidad con las características especificadas.

- Pruebas dieléctricas y pruebas de radio interferencia.
- Medida de la resistencia y pruebas de calentamiento.
- Pruebas de corriente.
- Pruebas de grado de protección.

### **3.2 Descripción de los equipos de alta tensión**

A continuación se realiza una descripción de las principales características de los equipos de alta tensión a ser utilizados en la subestación bajo estudio, según lo mencionado en 3.1.

### **3.3 Interruptores**

El interruptor tiene como funciones principales:

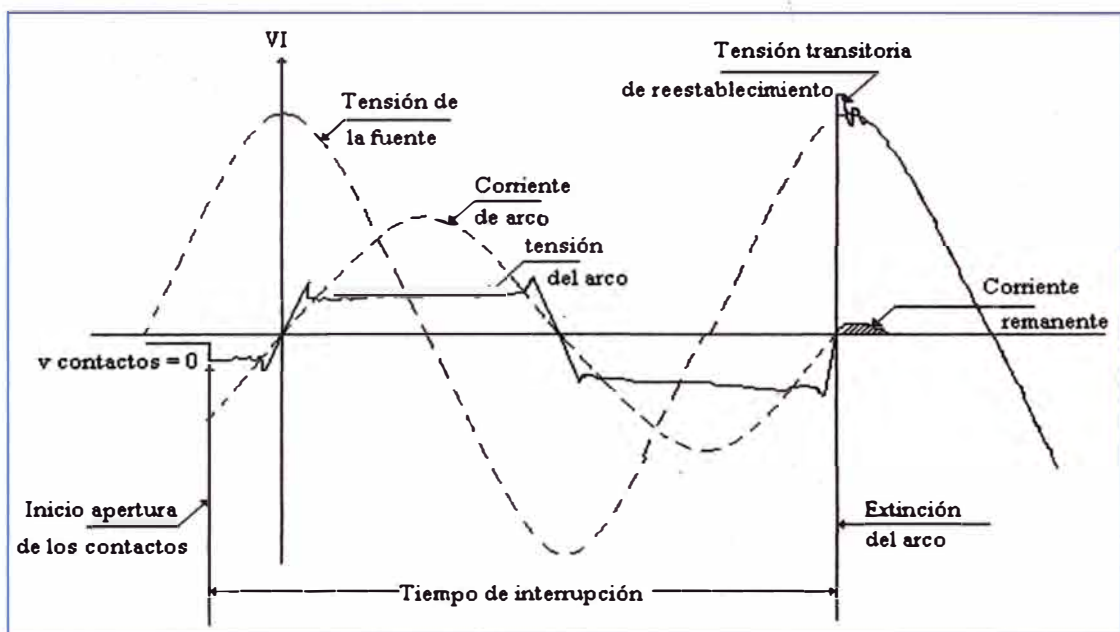
- Establecer o interrumpir la corriente permanente de un circuito.
- Interrumpir las corrientes de falla de un circuito.
- Su función principal es conectar y desconectar los circuitos.

Para entender el funcionamiento básico de un interruptor, primero es importante conocer algunas definiciones, las cuales se presentan a continuación.

- **Arco eléctrico:** Corriente que se desarrolla entre los contactos del interruptor después de estar separados.

- **Tensión de arco:** Tensión entre contactos cuando existe arco eléctrico.
- **Tensión transitoria de recuperación TTR:** Tensión transitoria que aparece entre los contactos después de la interrupción del arco.
- **Tensión de encendido:** Tensión requerida entre los contactos para el encendido del arco.
- **Medio de extinción:** Es el medio que se encuentra dentro de la cámara de interrupción en el cual se efectúa la extinción del arco.

En la Figura 3.1 se muestra el proceso de interrupción de arco donde se indican los detalles que se producen en este proceso.



**Figura 3.1: Proceso de interrupción de arco del interruptor**

### 3.3.1 Tipos de interruptores

Los interruptores se clasifican de según:

- Nivel de tensión.
- Sitio de instalación.
- Diseño externo.

- Medio de extinción.
  - Mecanismo de operación.
  - Clasificación según la norma.
- a. Según el nivel de tensión.**
- Entre 34,5 kV Y 245 kV: Con una cámara.
  - Entre 245 kV Y 550 kV: Con dos cámaras.
  - Mayor de 362 kV: Con más de dos cámaras (cuando se requieren corrientes de interrupción altas).
- b. Según el sitio de instalación**
- Interiores: Comunes en tensiones  $4,6 < U_m < 34,5$  kV.
  - Exteriores: Para tensiones  $U_m > 34,5$  kV.
- c. Según el diseño externo**
- Tanque vivo: El mecanismo de interrupción se encuentra en pequeñas cámaras, las que se ubican en soportes aislantes.
  - Tanque muerto: Consiste en un tanque con el mecanismo de interrupción que se conecta a la alta tensión mediante bujes
- d. Según el mecanismo de operación:**
- Resortes: La energía se almacena en resortes. Requiere motor para cargar el resorte.
  - Neumático: La energía se almacena en aire comprimido. Requiere un moto-compresor para mantener la presión constante.
  - Hidráulico: La energía se almacena en aceite a presión. Se requiere una bomba para mantener la presión de aceite.

### **3.3.2 Clasificación de interruptores de acuerdo con IEC**

Los interruptores de acuerdo con la norma IEC, se clasifican según siguiente manera:

**a. Según su durabilidad eléctrica:**

- Clase E2: Diseñados con durabilidad eléctrica extendida, es decir, las partes de interrupción del contacto principal no requieren mantenimiento.
- Clase E1: No clasificados en Clase E2.

**b. Según su desempeño ante corrientes capacitivas:**

- Clase C1: Con baja probabilidad de recebado (restablecimiento del arco después de separados los contactos)
- Clase C2: Con muy baja probabilidad de recebado

**c. Según su durabilidad mecánica:**

- Clase M1: Con durabilidad mecánica normal (2 000 operaciones sin mantenimiento). No catalogados en clase M2.
- Clase M2: Con durabilidad mecánica extendida (10 000 operaciones sin mantenimiento).

### **3.3.3 Normas técnicas para especificación de interruptores**

Las principales normas para la especificación de interruptores son las siguientes:

- IEC 62271-1: High-voltage switchgear and controlgear - Part 1: Common specifications [3].
- IEC 62271-100: High-voltage switchgear and controlgear - Part 100: Alternating current circuit breakers [4].
- IEC 60376: Specification of technical grade sulfur hexafluoride (SF6) for use in electrical equipment [5].
- IEC 62271-101: High-voltage switchgear and controlgear - Part 101: Synthetic testing [6].

### **3.3.4 Características de los interruptores que se especifican**

**a. Factor de primer polo:**



Cuando ocurre una interrupción de una corriente simétrica trifásica, el factor de primer polo es la relación entre la tensión a frecuencia industrial entre los terminales del polo que abre primero, cuando los otros dos polos no han abierto, y la tensión a frecuencia industrial en los polos, después de que todos han abierto. Puede ser 1,3 ó 1,5.

**b. Tiempo de apertura:**

Puede ser en ciclos o en ms: valores típicos

- Para 245 kV: 3 ciclos o 50 ms.
- Para 500 kV: 2,5 ciclos o 40 ms.
- Secuencia de maniobra asignada:

O - t - CO - t' - CO:

- ✓ t: 3 min cuando no se requiere re-cierre rápido.
- ✓ t: 0,3 s para re-cierres rápidos.
- ✓ t': 3 minutos.

O - t'' - CO

- ✓ t'': 15 s

**c. Poder de corte asignado en cortocircuito:**

Es el valor más alto de la corriente de cortocircuito que el interruptor debe ser capaz de abrir  $I_k$ .

**d. Poder de cierre asignado en cortocircuito:**

Es el valor pico de la corriente de cortocircuito que el interruptor debe poder cerrar,  $2,5 \times I_k$ .

**e. Tensión transitoria de recuperación (TTR):**

Es el valor de la tensión transitoria que aparece entre los contactos del interruptor cuando se extingue el arco.

- **Para fallas terminales:** Corresponde a fallas que se presentan en

los terminales o bornes del interruptor o muy cerca de éstos.

- **Fallas en líneas cortas:** Son fallas que se presentan a una corta distancia de los terminales del interruptor, la cual puede estar entre varios cientos de metros hasta un par de kilómetros.
- **Interrupción de pequeñas corrientes capacitivas:** La desconexión de bancos de capacitores y líneas sin carga requiere la interrupción de pequeñas corrientes puramente capacitivas de valor muy inferior a las corrientes de falla.
- **Interrupción de pequeñas corrientes inductivas:** Las corrientes inductivas se presentan en la desconexión de transformadores y reactores.
- **Re-cierre de líneas:** Que se presenta por el fenómeno de la carga atrapada.

### 3.3.5 Pruebas

Entre las pruebas normalmente especificadas para interruptores tenemos:

#### a. Pruebas de rutina

- Tensión aplicada a frecuencia industrial, en seco, en el circuito principal.
- Tensión aplicada en los circuitos auxiliares y de control.
- Medida de la resistencia del circuito principal.
- Funcionamiento mecánico.
- Verificación visual.

#### b. Pruebas tipo

- Pruebas dieléctricas:
  - ✓ Impulso tipo rayo.
  - ✓ Impulso tipo maniobra.

- ✓ Tensión soportada a frecuencia industrial.
- ✓ Descargas parciales.
- ✓ Pruebas en circuitos auxiliares y de control.
- Tensión de radio interferencia (r.i.v.)
- Incremento de temperatura.
- Medida de la resistencia del circuito principal.
- Pruebas de corrientes pico y de corto tiempo.
- Pruebas mecánicas y ambientales.
- Pruebas de interrupción y cierre de corrientes de corto circuito:
  - ✓ Corrientes críticas
  - ✓ Interrupción de corto circuito monofásico
  - ✓ Interrupción de fallas kilométricas
  - ✓ Apertura y cierre de corrientes fuera de fase
  - ✓ Maniobra de corrientes capacitivas
  - ✓ Maniobra de corrientes de magnetización y de pequeñas corrientes inductivas.

### 3.3.6 Requisitos mínimos de acuerdo con el PR-20 COES

A continuación se indican los requisitos mínimos para interruptores indicados en el procedimiento PR-20 COES:

- a. **Medio de interrupción:** El método de interrupción de corriente y de extinción del arco deberá ser por autogeneración de la presión de soplado utilizando el principio de soplado tipo térmico, en combinación con el tipo soplado (puffer).
- b. **Sistema de accionamiento:** Se utilizará el sistema de accionamiento a resortes mediante la carga por un motor eléctrico, u otro sistema de

accionamiento que ofrezca mayores ventajas operativas. Los interruptores deberán contar con dos bobinas de apertura y una de cierre totalmente independientes

### **3.4 Seccionador**

Los seccionadores sólo se pueden operar cuando hay una diferencia de tensión insignificante entre sus terminales o para interrupción de corrientes insignificantes.

Se utilizan para:

- Seccionamiento de circuitos.
- Aislar componentes para su mantenimiento.

#### **3.4.1 Tipos de seccionadores**

##### **a. Según su función**

- Seccionadores de maniobra:
  - ✓ By pass o paso directo.
  - ✓ Aislamiento de componentes.
  - ✓ Maniobra y transferencia de circuitos.
- Seccionadores de operación en carga.
- Seccionadores de tierra: Conectan a tierra componentes para su mantenimiento
- Seccionadores de puesta a tierra rápida:
  - ✓ Ponen a tierra componentes energizados de un sistema.
  - ✓ Requieren tiempos de operación extremadamente rápidos.

##### **b. Según el tipo constructivo:**

La selección del tipo a utilizar depende de los siguientes factores:

- Nivel de tensión.

- Esquema de maniobra de la subestación.
- Limitaciones de área o de separaciones.
- Función del seccionador.
- Tipos más comunes en las instalaciones de la empresa, o tipo normalizado por la empresa.

Los seccionadores más utilizados son los siguientes:

- Seccionador de apertura central.
- Seccionador de doble apertura o rotación central.
- Seccionador de apertura vertical y de apertura lateral.
- Seccionador pantógrafo y semi-pantógrafo.
- Seccionadores de puesta a tierra.

#### **c. Según la clasificación de acuerdo con IEC**

Seccionadores de maniobra: según su durabilidad mecánica

- Clase M0: durabilidad mecánica normal (1000 ciclos de operación).  
Normalmente utilizados en transmisión y distribución.
- Clase M1: durabilidad mecánica extendida (2000 ciclos de operación).  
Utilizados en conjunto con interruptores de igual tipo.
- Clase M2: durabilidad mecánica extendida (10000 ciclos de operación).  
Utilizados en conjunto con interruptores de igual tipo.

#### **3.4.2 Normas técnicas para especificación de seccionadores**

Las principales normas para la especificación de seccionadores son las siguientes:

- IEC 62271-1: High-voltage switchgear and controlgear - Part 1: Common specifications [3].
- IEC 62271-102: High-voltage switchgear and controlgear - Part 102: Alternating current disconnectors and earthing switches [7].

### **3.4.3 Características técnicas de seccionadores que se especifican**

#### **a. Tensión asignada.**

Corresponde a la tensión máxima del sistema a la cual operará el seccionador.

#### **b. Nivel de aislamiento:**

Corresponde a la resistencia del equipo a los esfuerzos dieléctricos

- Sobretensiones de origen externo (descargas atmosféricas)
- Sobretensiones de origen interno (sobretensiones de maniobra)
- Sobretensiones a frecuencia industrial
- Función de seguridad: Cuando el seccionador puede estar sometido a impulsos de maniobra en un terminal, estando el otro terminal a tierra y personal de campo trabajando en un equipo adyacente a este terminal.
- Función de servicio: Cuando un seccionador puede estar sometido a impulsos de maniobra en un terminal, estando el otro a una tensión a frecuencia asignada.

#### **c. Corriente asignada**

#### **d. Corriente de corta duración admisible asignada**

#### **e. Corriente pico admisible asignada.**

#### **f. Duración del cortocircuito asignado**

#### **g. Tensión asignada en los dispositivos de cierre y apertura**

#### **h. Esfuerzos mecánicos en los terminales o esfuerzos en cantiliver**

#### **i. Capacidad de interrupción y de cierre de corriente de los seccionadores y cuchillas de tierra**

- Corrientes inductivas
  - ✓ En maniobra de reactores o transformadores
  - ✓ Maniobra de barrajes y barrajes con transformadores de tensión

- ✓ Puesta a tierra de líneas de transmisión vecinas a líneas energizadas o en líneas de doble circuito.
- Corrientes capacitivas
  - ✓ Maniobra de cables en vacío y de barrajes con divisores capacitivos
  - ✓ Puesta a tierra de líneas de transmisión vecinas a líneas energizadas
  - ✓ Maniobra de bancos de capacitores serie
  - ✓ Cierre y apertura de corrientes capacitivas cuando la conexión de tierra se encuentra abierta en un extremo y el seccionador de tierra está operando en el otro extremo.

#### **3.4.4 Pruebas**

##### **a. Pruebas de rutina**

- Tensión aplicada a frecuencia industrial, en seco.
- Tensión aplicada en los circuitos auxiliares y de control.
- Medida de la resistencia del circuito principal.
- Funcionamiento mecánico.

##### **b. Pruebas tipo**

- Pruebas dieléctricas:
  - ✓ Impulso tipo rayo.
  - ✓ Impulso tipo maniobra.
  - ✓ Tensión soportada a frecuencia industrial.
  - ✓ Descargas parciales
  - ✓ Pruebas en circuitos auxiliares y de control.
- Tensión de radio interferencia (r.i.v.).
- Incremento de temperatura.
- Medida de la resistencia del circuito principal.
- Pruebas de corrientes pico y de corto tiempo.

- Funcionamiento al cierre en corto circuito para los seccionadores de puesta a tierra.
- Funcionamiento y durabilidad mecánica.

#### **3.4.5 Requisitos mínimos de acuerdo con el PR-20 COES**

Los seccionadores deberán poder abrir y cerrar circuitos con corrientes residuales.

Los seccionadores de 500 kV podrán ser del tipo; pantógrafo vertical, semi-pantógrafo horizontal o vertical, ó cuchilla de corte en el plano vertical y tendrán mando motorizado para operación individual por polo para la cuchilla principal. El accionamiento de la cuchilla de puesta a tierra podrá ser motorizado o manual, de acuerdo a la definición en cada caso pero solo podrá accionarse desde el mismo seccionador. Solamente los seccionadores de 220 y 138 kV podrán tener un accionamiento único para las tres fases acopladas mecánicamente.

### **3.5 Transformador de tensión**

Los transformadores de tensión tienen como función reproducir fielmente los efectos transitorios y de régimen permanente de la alta tensión en la baja tensión.

#### **3.5.1 Tipos de transformadores de tensión**

- a. Inductivos
- b. Capacitivos

#### **3.5.2 Normas técnicas para especificación de transformadores de tensión**

Las principales normas para la especificación de transformadores de tensión son las siguientes:

- IEC 61869-2: Instrument transformers - Part 3: Additional requirements for inductive voltage transformers [8].
- IEC 60358-1: Coupling capacitors and capacitor dividers - Part 1: General



rules [9].

- IEC 61869-5: Instrument transformers - Part 5: Additional requirements for capacitor voltage transformers [10].

### **3.5.3 Características técnicas de transformadores de tensión que se especifican**

- a. Tensión primaria asignada.
- b. Tensión secundaria asignada
- c. Potencia de precisión
- d. Factor de tensión asignado
- e. Requerimientos de aislamiento
- f. Frecuencia asignada
- g. Clase de precisión
- h. Cantidad de devanados secundarios
- i. Relación de transformación asignada
- j. Conexión de los devanados secundarios
- k. Límites de error de tensión y desplazamiento
- l. Capacitancia mínima (solamente para divisores capacitivos)
- m. Rango de frecuencia para PLC (solamente para divisores capacitivos)
- n. Variación de la frecuencia asignada (solamente para divisores capacitivos)
- o. Tipo de instalación (interior o exterior)

### **3.5.4 Pruebas**

#### **a. Pruebas de rutina**

- Verificación de la identificación de terminales.
- Prueba a frecuencia industrial en los devanados primarios y medida de las descargas parciales.
- Prueba a frecuencia industrial en los devanados secundarios.

- Prueba a frecuencia industrial entre secciones
- Prueba de descargas parciales.
- Determinación de los errores de acuerdo con los requerimientos de la clase de precisión.

**b. Pruebas tipo**

- Prueba de incremento de temperatura.
- Prueba de tensión soportada al impulso tipo rayo.
- Prueba de tensión soportada al impulso tipo maniobra.
- Pruebas bajo lluvia para transformadores tipo exterior.
- Prueba de tensión a frecuencia industrial o tipo maniobra y medida de descargas parciales en el primario.
- Determinación de los errores de acuerdo con los requerimientos de la clase de precisión.
- Prueba de soporte al cortocircuito.

**3.5.5 Requisitos mínimos de acuerdo con el PR-20 COES**

Los transformadores de tensión pueden ser inductivos o capacitivos en baño de aceite. En 500 kV se utilizarán transformadores de tensión tipo capacitivo. La utilización de transformadores del tipo inductivo, será verificada en el Estudio de Pre Operatividad del proyecto, en el cual se descartará el fenómeno de ferresonancia.

**3.6 Transformadores de corriente**

Es el transformador en el cual la corriente secundaria es prácticamente proporcional a la corriente primaria y está desfasado de ella un ángulo cercano a cero grados.

### **3.6.1 Tipos según su construcción eléctrica**

- a. Con varios núcleos
- b. Secundario de relación múltiple o multi-relación

### **3.6.2 Tipos según su utilización**

- a. Transformadores de corriente para medida.
- b. Transformadores de corriente para protección.

### **3.6.3 Normas técnicas para especificación de transformadores de corriente**

Las principales normas para la especificación de transformadores de corriente son las siguientes:

- IEC 61869-2: Instrument transformers - Part 2: Additional requirements for current transformers [8].

### **3.6.4 Características técnicas de transformadores de corriente que se especifican**

- a. Corriente primaria asignada.
- b. Corriente secundaria asignada.
- c. Corrientes de cortocircuito asignadas
- d. Corrientes de cortocircuito térmica asignada
- e. Valor normal de la corriente dinámica asignada
- f. Potencia de precisión
- g. Límites de calentamiento
- h. Tensión máxima del equipo y niveles de aislamiento
- i. Frecuencia asignada
- j. Clase de precisión
- k. Número de devanados secundarios
- l. Tipo de instalación (interior o exterior)

### **3.6.5 Pruebas**

#### **a. Pruebas de rutina**

- Verificación de la identificación de terminales.
- Prueba de tensión soportada a frecuencia industrial en los devanados primarios y medida de las descargas parciales.
- Prueba de tensión soportada a frecuencia industrial en los devanados secundarios.
- Prueba de tensión soportada a frecuencia industrial entre secciones.
- Sobretensión entre espiras
- Determinación de los errores de acuerdo con los requerimientos de la clase de precisión.

#### **b. Pruebas tipo**

- Prueba de incremento de temperatura.
- Prueba de corriente de corto tiempo
- Prueba de impulso tipo rayo en devanado primario
- Prueba de impulso tipo maniobra en devanado primario
- Pruebas de aislamiento en húmedo, para equipos tipo exterior.
- Determinación de los errores de acuerdo con los requerimientos de la clase de precisión.

### **3.6.6 Requisitos mínimos de acuerdo con el PR-20 COES**

Las características de linealidad de los núcleos para las funciones de protección deberán tener una buena respuesta en transitorios, que garantice un reflejo sin saturación de las corrientes aperiódicas máximas en los niveles de cortocircuito considerados. El número de núcleos de protección y medición, así como sus clases de precisión, serán los requeridos según el equipamiento de protección y medición propuesto.

### **3.7 Pararrayos**

Los pararrayos son los elementos de protección de los equipos de las subestaciones contra sobretensiones. Inicialmente los pararrayos se fabricaban con descargadores y resistencias no lineales de carburo de silicio (SiC), pero en los últimos años han sido desplazados por pararrayos construidos con resistencias no lineales de óxido de zinc (ZnO) sin descargadores.

#### **3.7.1 Normas técnicas para especificación de pararrayos**

Las principales normas para la especificación de pararrayos son las siguientes:

- IEC 60099-4: Surge arresters - Part 4: Metal-oxide surge arresters without gaps for a.c. systems [12].
- IEC 60099-5: Surge arresters - Part 5: Selection and application recommendations - Section 1: General [13].

#### **3.7.2 Características técnicas de pararrayos que se especifican**

- a. Tensión asignada.
- b. Tensión de operación continua.
- c. Frecuencia asignada.
- d. Impulso.
- e. Impulso de corriente de maniobra.
- f. Corriente continua de un pararrayos.
- g. Tensión de referencia de un pararrayos.
- h. Tensión residual de un pararrayos.
- i. Capacidad de absorción de energía.

#### **3.7.3 Pruebas**

##### **a. Pruebas de rutina**

- Medida de la tensión de referencia.

- Prueba de tensión residual.
- Verificación de la ausencia de descargas parciales y de ruido de contacto.
- Prueba de estanqueidad de la porcelana.
- Prueba de distribución de corrientes en pararrayos multi-columna.

**b. Pruebas tipo**

- Prueba de aislamiento.
- Prueba de tensión residual.
- Pruebas de soporte de impulsos de corriente de larga duración.
- Pruebas de funcionamiento.
- Pruebas del dispositivo de alivio de presión.
- Pruebas de contaminación en las porcelanas de los pararrayos.
- Pruebas de descargas parciales.
- Pruebas de estanqueidad.
- Pruebas de distribución de corrientes en pararrayos multi-columna.

**3.7.4 Requisitos mínimos de acuerdo con el PR-20 COES**

Los descargadores de sobretensión deberán ser del tipo Óxido de Zinc y deberán instalarse lo más cerca posible del equipo a proteger.

## **CAPITULO IV**

### **DIMENSIONAMIENTO DE LA SUBESTACIÓN**

A continuación se presentan las principales consideraciones para realizar el dimensionamiento de la subestación.

#### **4.1 Definiciones**

- **Distancia mínima:** mínima distancia entre partes de una subestación que garantiza no flameo entre ellas.
- **Distancia de seguridad:** mínima distancia entre partes de una subestación que garantiza el seguro desplazamiento de una persona que se encuentra en la instalación.

#### **4.2 Distancias mínimas**

De acuerdo con lo establecido en el Estudio de Coordinación de Aislamiento y las referencias [14] y [15], en la que se muestra el valor de la distancia mínima correspondiente a las características eléctricas presentes en cada una de las subestaciones.

A continuación en la Tabla 4.1 se indican las distancias mínimas a ser consideradas en la subestación de acuerdo con la IEC.

Tabla 4.1: Distancias mínimas

Tensión Nominal (kV)	SIWL (kV)	LIWL (kV)	Distancia mínima (según IEC) (mm)	
			Fase-tierra	Fase-Fase
			500	1175
220	-	1050	2100	2100
115	-	550	1100	1100
33	-	170	320	320

#### 4.2.1 Distancia de seguridad

La determinación de las distancias de seguridad se basa en las recomendaciones de las referencias [14] y [15].

La distancia de seguridad es la suma de los siguientes valores:

- **Valor básico:** relacionado con el nivel de aislamiento, el cual determina una "zona de guarda" alrededor de las partes energizadas. El valor básico garantiza una distancia en el aire adecuada para prevenir el peligro de flameo bajo las peores condiciones de operación de la subestación.
- **Zona de seguridad:** valor en función de movimientos del personal de mantenimiento así como del tipo de trabajo y la maquinaria utilizada. Esto determina una "zona de seguridad" dentro de la cual queda eliminado cualquier peligro de acercamiento con puntos energizados.

#### 4.2.2 Cálculo del valor básico

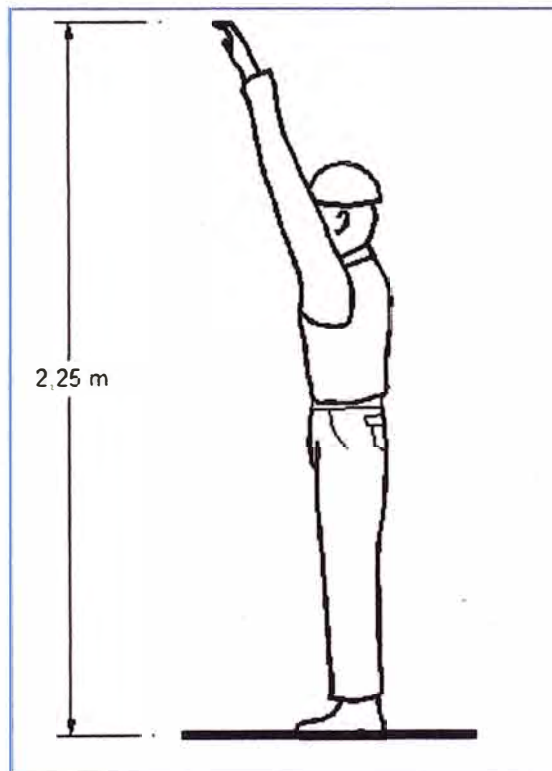
El valor básico está determinado en base a la distancia mínima en aire fase – tierra correspondiente al nivel de aislamiento determinado para la instalación, incrementada un 5% como factor de seguridad. En la Tabla 4.2 se indica el valor básico obtenido.



#### 4.2.3 Determinación de la zona de seguridad

Para garantizar la seguridad de las personas dentro de la subestación, se considera la altura de los operadores tal como se muestra en la Figura 4.1.

La zona de seguridad para circulación de personal es igual a la altura de un hombre de tamaño promedio que está parado en el piso de la subestación con los brazos levantados sin ninguna herramienta de tamaño considerable en la mano. Esta distancia determina la altura mínima de seguridad, la cual se considera de 2250 mm.



**Figura 4.1: Zona de seguridad**

En la Tabla 4.2, se indica la distancia de seguridad obtenida para cada uno de los niveles de tensión en la subestación.

**Tabla 4.2: Valor básico y distancia de seguridad**

Tensión nominal (kV)	Distancia mínima fase-tierra (mm)	Valor básico [a] (mm)	Zona de seguridad [b] (mm)	Distancia de seguridad calculada [a] + [b] (mm)	Altura de conexión de diseño [Primer nivel] (mm)
500	3100	3255	2250	5505	9500
220	2100	2205	2250	4455	5000
115	1100	1155	2250	3405	5550*
33	320	336	2250	2586	5000**

\* Para barraje neutro del banco de reactores.

\*\* Para barraje del terciario del banco de autotransformadores.

#### 4.3 Trabajos sobre equipos o sobre conductores

Cuando se efectúa un trabajo en una subestación, dejando energizados los conductores y equipos de los circuitos adyacentes, es necesario prever una zona de protección; ésta se determina con base en lo indicado en la norma de la referencia [15]. Dicha zona comprende el valor básico (Dw) más el valor de la zona de seguridad que será determinado para cada equipo de acuerdo con el trabajo de mantenimiento, el vehículo y las herramientas que normalmente se utilizan. Para el cálculo del valor básico (Dw), se asume como el valor de la distancia mínima incrementado en un 5%.

En el caso de mantenimiento de rutina que requiera solamente el uso de herramientas livianas, el cálculo de la distancia de seguridad se realiza adicionando un valor correspondiente a la zona de trabajo al valor de la distancia mínima, tal como se indica en la sección 7 de la referencia [15].

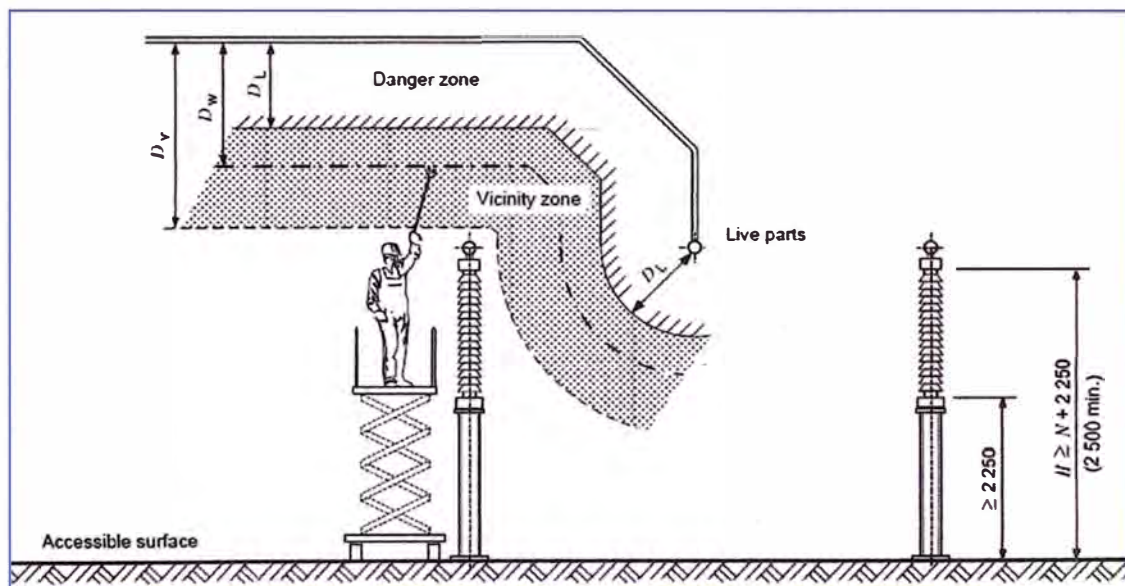
En la Figura 4.2, se muestran las distancias recomendadas en la referencia [15], para garantizar seguridad ante los trabajos mencionados y en la Tabla 4.3 se

resumen estas distancias.

En la Figura 4.3, se visualiza una configuración típica de los interruptores de potencia que son los equipos más altos que pueden recibir mantenimiento bajo zonas energizadas.

**Tabla 4.3: Resumen de distancias de seguridad y para trabajos sobre equipos**

Tensión nominal (kV)	Distancia mínima fase-tierra (mm)	Zona de seguridad (mm)	Valor básico $D_w$ (mm)	Distancia de seguridad (mm)	Distancia de seguridad para trabajos sobre equipos (mm)
500	3100	2250	3255	5505	5100
220	2100	2250	2205	4455	4100



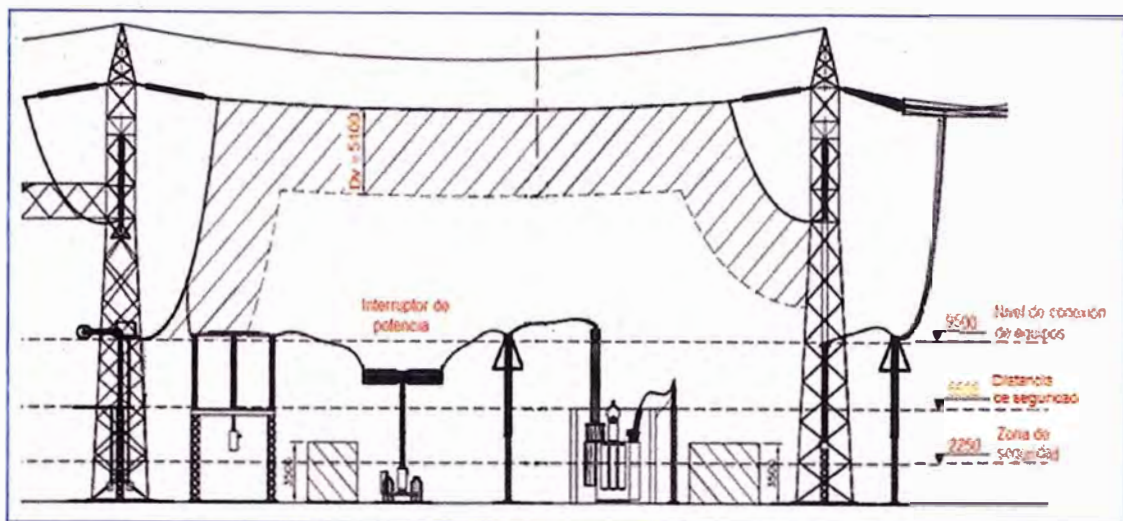
**Figura 4.2: Distancias de seguridad – Trabajos en la subestación**

$D_L$  = Distancia mínima de seguridad

$$D_w = D_L \times 1,05 \text{ (valor básico)} \quad [4.1]$$

Distancia mínimas de seguridad para trabajos en equipos bajo zonas energizadas.

$$D_v = D_L + 2000 \quad [4.2]$$



**Figura 4.3: Distancias de seguridad - Trabajos sobre Interruptores de potencia**

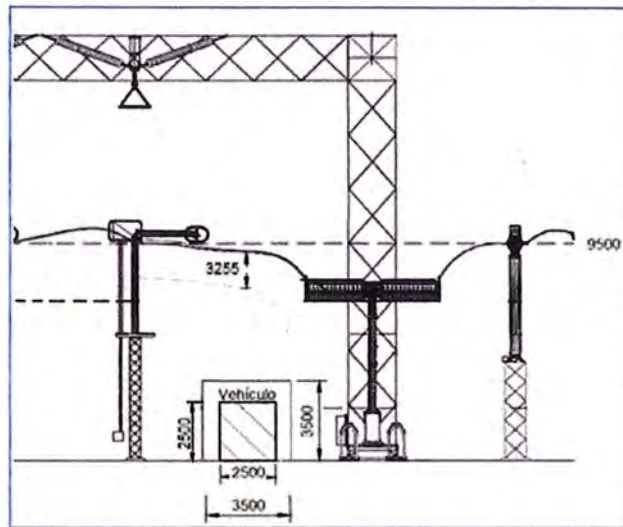
#### 4.4 Circulación de vehículos

Para mantenimiento de algunos equipos, como autotransformadores e interruptores, es necesario utilizar grúas o vehículos que exigen prever una zona de seguridad para su circulación.

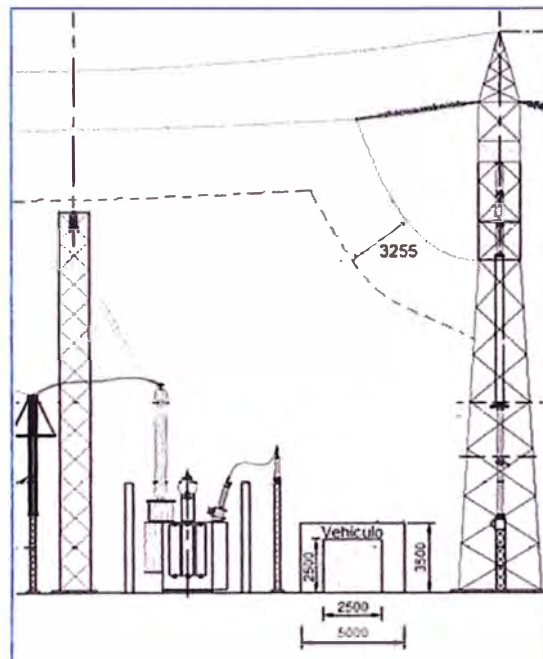
Esta zona de seguridad está delimitada por el perfil del vehículo (altura y ancho máximos de 2500 mm), más un valor de 1000 mm que permitirá asegurar mantener el valor básico en caso de presentarse imprevistos. Bajo esta consideración se garantiza que entre la parte superior del vehículo y las conexiones, se mantenga el valor básico ( $V_b$ ).

Para efectos de construcción se tomará un ancho de vía de servicio de 3500 mm para interruptores y entre 5000mm a 6000 mm para autotransformadores y reactores.

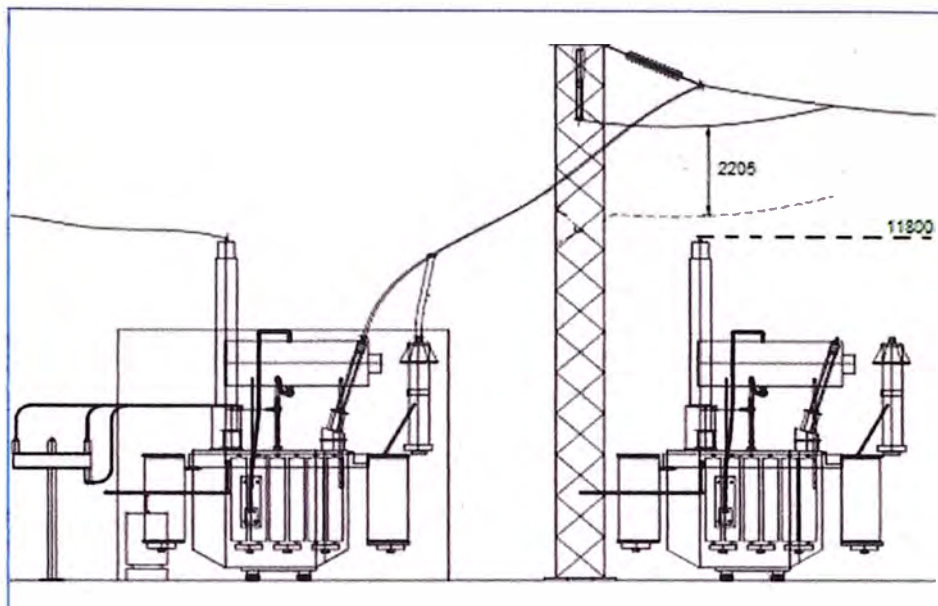
En la Figura 4.4, Figura 4.5 y Figura 4.6 se ilustran, respectivamente, las zonas de seguridad previstas para circulación de vehículos en área de interruptores, reactores y autotransformadores.



**Figura 4.4: Zonas de seguridad – circulación vehículos – zona interruptores**



**Figura 4.5: Zonas de seguridad – circulación vehículos –reactores**



**Figura 4.7: Zonas de seguridad – desplazamiento de autotransformadores**

#### **4.6 Distancia mínima entre fases**

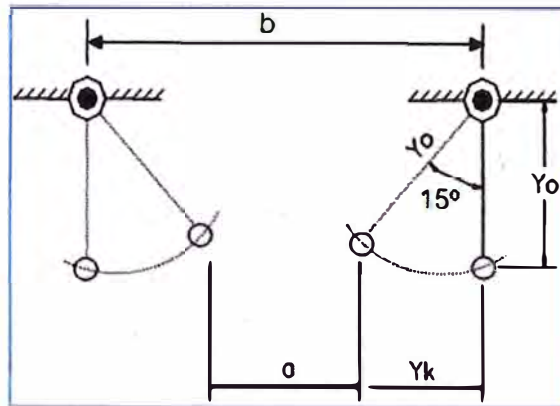
##### **4.6.1 Distancia mínima entre fases en condiciones de viento**

La distancia mínima entre fases en condiciones de viento (b), ilustrada en la Figura 4.8, está determinada por el desplazamiento de los conductores debida a la acción del viento. Se debe cumplir que la distancia mínima entre fases (a), sea mayor al 75% de la distancia mínima fase-fase requerida de acuerdo con lo indicado en la referencia [15].

Para el nivel de tensión 500 kV,  $a_{\min} = 4200 \text{ mm} \times 0,75 = 3150 \text{ mm}$ .

Para el nivel de tensión 220 kV,  $a_{\min} = 2100 \text{ mm} \times 0,75 = 1575 \text{ mm}$ .





**Figura 4.8: Distancia mínima fase-fase (condiciones de viento)**

El valor de  $b$  debe ser mayor que la distancia mínima fase-fase indicada en la Tabla 4.2, y está dado por la siguiente expresión:

$$b = a + 2 Y_k = a + 2 \times Y_o \times \text{Sen } 15^\circ \quad [4.3]$$

Donde:

$a$ : distancia mínima fase-fase.

$Y_o$ : flecha máxima; 4% de la longitud total del vano máximo existente en las subestación. [2920 mm, para vano máximo de 73000 mm para 500 kV y 1520 mm para vano máximo de 38000 mm para 220 kV].

Con los valores indicados, la distancia mínima de separación entre fases en condiciones de viento será:

$$b (500 \text{ kV}) = 4200 \text{ mm} + 2 \times 2920 \text{ mm} \times 0,23 = 5543 \text{ mm}.$$

$$b (220 \text{ kV}) = 2100 \text{ mm} + 2 \times 1520 \text{ mm} \times 0,23 = 2799 \text{ mm}.$$

En el diseño, se ha considerado una distancia de separación entre fases de 8000 mm y 4000 mm para niveles de tensión de 500 kV y 220 kV respectivamente, superiores a las distancias mínimas requeridas por viento.

#### 4.6.2 Distancia mínima entre fases en condiciones de cortocircuito

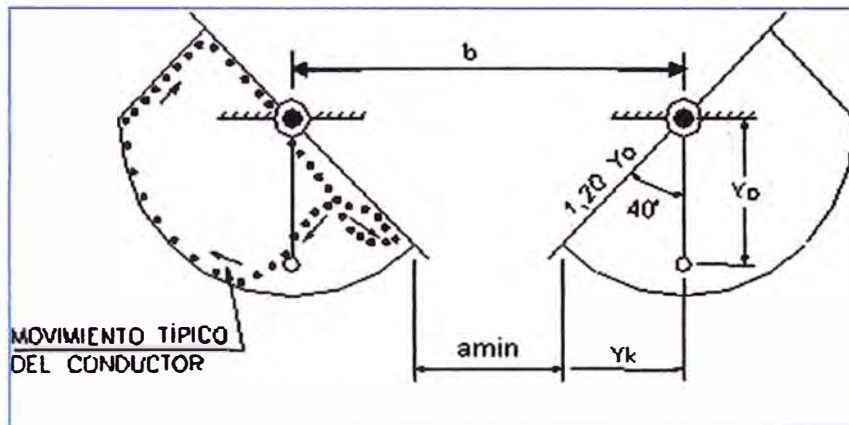
En condiciones de cortocircuito, ilustrada en la Figura 4.9, se ha considerado que el desplazamiento máximo que tendrá el conductor será de  $40^\circ$  respecto a la

vertical y que dicho conductor se incrementará su longitud debido a los efectos de cortocircuito. Ver referencia [16].

Según se indica en la referencia [15] se debe cumplir que la distancia mínima entre fases ( $a_{min}$ ) en corto circuito, sea mayor que el 50% de la distancia mínima fase-fase requerida.

Para el nivel de tensión 500 kV,  $a_{min} = 4200 \text{ mm} \times 0,5 = 2100\text{mm}$ .

Para el nivel de tensión 220 kV,  $a_{min} = 2100 \text{ mm} \times 0,5 = 1050 \text{ mm}$ .



**Figura 4.9: Distancia mínima fase-fase (condiciones de cortocircuito)**

El valor de "b" debe ser mayor que la distancia mínima fase-fase indicada en la Tabla 4.2 y está dado por la siguiente expresión:

$$b = a_{min} + 2 \times 1,2 \times Y_o \times \text{Sen } 40^\circ \quad [4.4]$$

Donde:

$a_{min}$  : máximo desplazamiento horizontal

$Y_o$  : flecha máxima; 4% de la longitud total del vano máximo existente en la subestación.

Con los valores indicados, la distancia mínima de separación entre fases en condiciones de cortocircuito será:

$$b (500 \text{ kV}) = 2100 \text{ mm} + 2 \times 1,2 \times 2920 \text{ mm} \times 0,64 = 6585\text{mm}.$$

$$b (220 \text{ kV}) = 1050 \text{ mm} + 2 \times 1,2 \times 1520 \text{ mm} \times 0,64 = 3385\text{mm}.$$



En el diseño, se ha considerado una distancia de separación entre fases de 8000 mm y 4000 mm para niveles de tensión de 500 kV y 220 kV respectivamente, superiores a las distancias mínimas requeridas por cortocircuito tal como se muestra en la Tabla 4.4.

**Tabla 4.4: Resumen de distancias mínima fase-fase**

Nivel de tensión (kV)	Calculada por viento (mm)	Calculada por cortocircuito (mm)	Utilizada en el diseño (mm)	Se cumple con lo requerido
500	5543	6585	8000	Sí
220	2799	3385	4000	Sí

#### 4.7 Ancho de barras

El ancho de barras, de acuerdo con lo ilustrado en la Figura 4.10, está determinado por:

$$Ab = 2 \times (a + dft) + dff + i1 + i2 + 3 \times d \quad [4.5]$$

Donde:

Ab: ancho de barras.

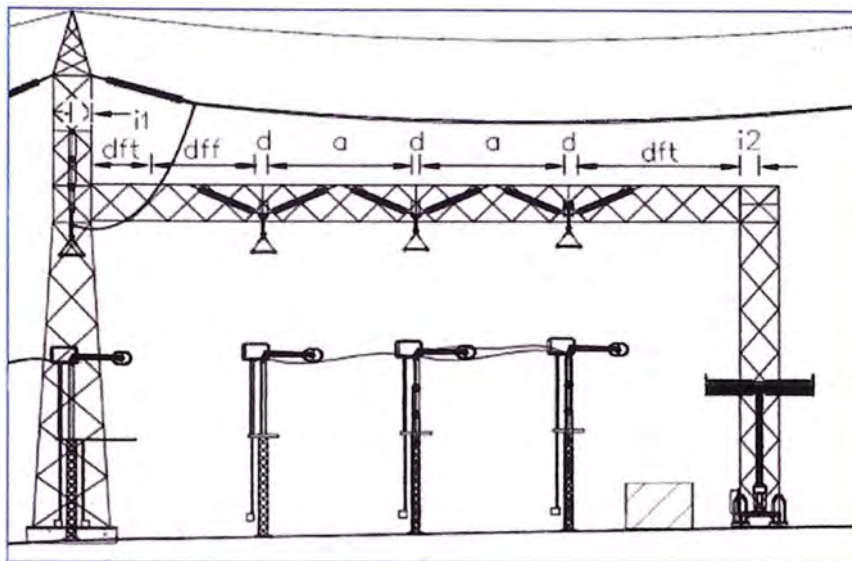
a: separación de fases de diseño.

dft: distancia mínima fase-tierra.

dff: distancia mínima fase-fase.

i1 = i2: mitad del ancho de la columna a nivel de conexión de cadenas de aisladores en cruce de campos

d: separación del haz de conductores



**Figura 4.10: Ancho de barras**

Para efectos de dimensionado del ancho de barras se debe prever la distancia mínima fase-tierra entre el puente de la templa superior y la barra.

Con los valores indicados se obtiene el ancho de barra mínimo:

$$Ab (500 \text{ kV}) = 2 \times (8000 + 3100) + 4200 + 1000 + 1000 + 3 \times 400 = 29600 \text{ mm}$$

$$Ab (220 \text{ kV}) = 2 \times (4000 + 2100) + 2100 + 700 + 700 + 3 \times 200 = 16300 \text{ mm}$$

En el diseño, se ha considerado un ancho de barra de 36000 mm y 18000 mm para niveles de tensión de 500 kV y 220 kV respectivamente, superior al ancho de barra mínimo requerido.

#### 4.8 Ancho de bahía

El ancho de bahía, ilustrado en la Figura 4.11, está determinado por la separación entre fases de las templas superiores y las dimensiones de los contra-contacts de seccionadores. El valor del ancho de bahía ( $A_c$ ) está determinado por:

$$A_c = 2 \times (a + dft) + i1 + i2 + d \quad [4.6]$$

Donde:

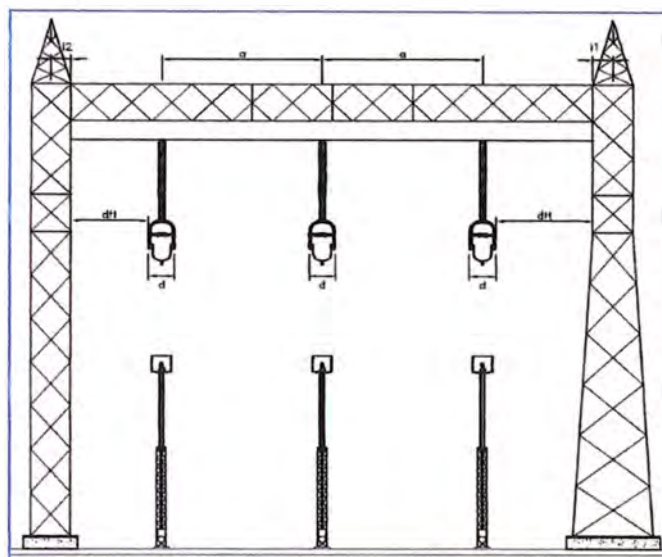
$A_c$ : ancho de bahía

a: separación de fases de diseño

dft: distancia mínima fase-tierra

$i1 = i2$ : mitad del ancho de la columna a nivel de conexión de cadenas de aisladores  
en cruce de campos

d: dimensión contra contactos



**Figura 4.11: Ancho de bahía**

Con los valores indicados se obtiene el ancho de bahía:

$$Ac (500 \text{ kV}) = 2 \times (8000 + 3100) + 1000 + 1000 + 600 = 24800 \text{ mm}$$

$$Ac (220 \text{ kV}) = 2 \times (4000 + 2100) + 700 + 700 + 500 = 14100 \text{ mm}$$

En el diseño, se ha considerado un ancho de bahía de 28000 mm y 18000 mm para niveles de tensión de 500 kV y 220 kV respectivamente, superiores a los anchos de bahía mínimos requeridos.

#### 4.9 Altura de bahía

La altura de los pórticos de bahía está determinada principalmente por el tipo de conductor que se utiliza, así como por el número de niveles de conexión que requiere la configuración de cada una de las subestaciones.

#### 4.9.1 Primer nivel de conexión

El primer nivel de conexión es el correspondiente al nivel de conexión entre equipos, este queda determinado por la distancia de seguridad y se encuentra indicada en el numeral 4.2.3.

En la Figura 4.12 se ilustra el primer nivel de conexión y en la Tabla 4.5 se indican los resultados obtenidos.

#### 4.9.2 Segundo nivel de conexión

El segundo nivel de conexión (SNC), es el correspondiente al nivel de los barrajes y está dado por:

$$\text{SNC} = a + \text{dff} + c + d \quad [4.7]$$

Dónde:

a: flecha máxima del vano de barras es; 4 % de la longitud total del vano.

dff: distancia mínima fase-fase.

c: 1250 mm (distancia vertical para mantenimiento)

d: primer nivel de conexión

En la Figura 4.12 se ilustra el segundo nivel de conexión y en la Tabla 4.5, se indican los resultados obtenidos.

#### 4.9.3 Tercer nivel de conexión

El tercer nivel de conexión (TNC), es el correspondiente al nivel de las templas superiores y está dado por:

$$\text{TNC} = \text{SNC} + \text{dff} + e_1 - e_2 \quad [4.8]$$

Donde:

SNC: segundo nivel de conexión (ver Tabla 4.5, valor de diseño)

dff: distancia mínima fase-fase.

e<sub>1</sub>: flecha máxima del vano de las templas superiores; 4 % de la longitud total del

vano.

$e_2$ : flecha máxima del vano de las barras; 4 % de la longitud total del vano.

En la Figura 4.12 se ilustra el tercer nivel de conexión y en la Tabla 4.5 se indican los resultados obtenidos.

#### **4.9.4 Atura del castillete**

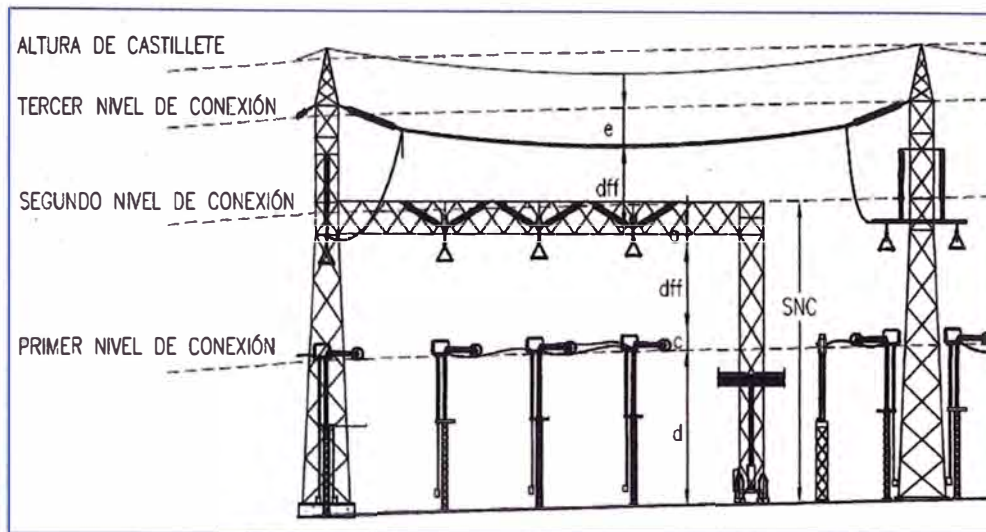
Las fundaciones serán de concreto armado para los suelos sueltos y terrenos duros, debiendo utilizarse fundaciones tipo pilote para las zonas rocosas. Las fundaciones de parrilla de acero galvanizado se reservarán donde no exista acción alcalina o ácida del suelo.

La altura del castillete se determina de acuerdo a los requerimientos de apantallamiento de cada una de las subestaciones. En la Figura 4.12, se ilustra la altura del castillete.

#### **4.10 Longitud de bahía**

La longitud de bahía está determinada por las distancias entre fases, dimensiones de los equipos, las distancias requeridas entre equipos para labores de instalación, operación y mantenimiento, vías para circulación de vehículos y distancia fase-tierra entre terminales de equipos y chasis del equipo adyacente, en algunos casos.

La longitud de bahía será determinada en los diseños detallados de disposición física.



**Figura 4.12: Niveles de conexión**

**Tabla 4.5: Niveles de conexión**

Tensión nominal (kV)	Conexión					
	Primer nivel		Segundo nivel		Tercer nivel	
	(mm)		(mm)		(mm)	
	Calculado	Diseño	Calculado	Diseño	Calculado	Diseño
500	5505	9500	17870	18500	23180	24500
220	4455	5000	9870	10500	12680	17500

**CAPITULO V**  
**CÁLCULO DE APANTALLAMIENTO EN LA SUBESTACIÓN Y**  
**ESPECIFICACIONES PARA EL SISTEMA DE PUESTA A TIERRA**

**5.1 Apantallamiento de la subestación**

Para el apantallamiento de la subestación se seguirá el procedimiento establecido y las recomendaciones mencionadas en el estándar IEEE Std. 998 [18].

**5.1.1 Definiciones**

A continuación se mencionan las definiciones de los principales parámetros que intervienen en el diseño del apantallamiento:

- **Distancia de descarga,  $S_m$ :** longitud del último paso de la guía de un rayo, bajo la influencia de la tierra o de un terminal que lo atrae.
- **Corriente de retorno,  $I_c$ :** corriente que circula entre la tierra y la nube, una vez la guía de un rayo establece una ruta ionizada por la cual la tierra trata de neutralizar la carga de la nube.
- **Riesgo de falla del apantallamiento,  $R_t$ :** número esperado de años antes de que el apantallamiento de la subestación permita incidir un rayo en las partes energizadas, de tal forma que se produzca flameo en el aislamiento.

- **Porcentaje de exposición,  $P_e$ :** porcentaje de rayos que se espera no sean efectivamente apantallados.
- **Tensión crítica de flameo,  $CFO$ :** tensión que aplicada como una onda negativa de impulso normalizada  $1,2 \times 50 \mu s$ , produce un flameo en el aislante bajo prueba en el 50 % de los casos.
- **Altura efectiva del apantallamiento,  $h_e$ :** altura sobre la parte superior del pórtico que sostiene los conductores de fases más elevados de la subestación, a la cual debe instalarse el cable de guarda para un apantallamiento efectivo.
- **Altura mínima,  $h_{min}$ :** altura a la cual debe instalarse el cable de guarda por encima de las partes energizadas, de tal forma que si se ubica a una altura menor, se producirá una zona de no apantallamiento.
- **Nivel cerámico,  $N$ :** número promedio de días por año durante los cuales se escuchen truenos en una zona específica.
- **Densidad de rayos a tierra,  $GFD$ :** número promedio de descargas a tierra por unidad de área y por unidad de tiempo en un sitio determinado.

### 5.1.2 Parámetros requeridos para el diseño

Los parámetros requeridos para el diseño, son los parámetros eléctricos del sistema y los niveles de conexión de la subestación indicadas en la Tabla 2.3 y Tabla 4.5 respectivamente.

### 5.1.3 Apantallamiento en el patio de la subestación

La subestación se encuentra ubicada en una zona con un nivel cerámico bajo. Se estiman 5 días con ocurrencia de tormenta en un año, sin embargo y debido a la importancia de las instalaciones y requerimientos del proyecto, se considera necesario contar con un adecuado sistema de apantallamiento contra descargas atmosféricas directas para garantizar la protección de las instalaciones.



El apantallamiento del patio de llaves existente, se realiza mediante cables de guarda ubicados en la parte superior de los pórticos. Como parte de los trabajos de ampliación en la subestación se proyecta implementar un apantallamiento de similares características al existente.

Para la verificación y dimensionamiento del apantallamiento, se seguirá la metodología del Modelo Electrogeométrico desarrollado en la referencia [18]. Este método se basa en el hecho de que los objetos protegidos sean menos atractivos a los rayos que los elementos apantalladores, esto se logra determinando la distancia de descarga  $S_m$ , esta distancia determina la posición de la estructura apantalladora con respecto al objeto que se quiere proteger tomando en cuenta la altura de cada uno con respecto a tierra.

En la práctica, este método consiste en visualizar una esfera de radio igual a la distancia de descarga girando al alrededor de la superficie y equipos a proteger. Cualquier estructura por debajo de los arcos quedara protegida y cualquier objeto que sea tocado por el arco o sobre este, estará expuesto a descargas directas. Ver Figura 5.1.

Este método permitirá seleccionar la altura efectiva del apantallamiento, teniendo ya definidas las dimensiones de los pórticos, las alturas de conexión y longitud de vanos dentro de la subestación.

El cálculo de la altura del apantallamiento y el dimensionamiento los castilletes, se realiza tomando los siguientes pasos:

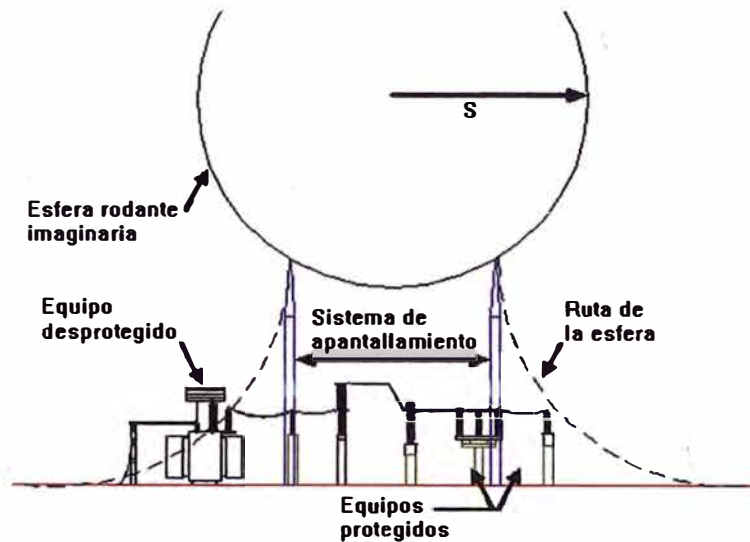
- Cálculo de la altura promedio de los barrajes (templados superiores),  $h_{av}$ .

$$h_{av} = \frac{1}{3} h_{max} + \frac{2}{3} h_{min}, \quad m \quad [5.1]$$

Donde:

$h_{max}$ : Altura de las templados superiores [m].

$h_{min}$ : Altura a mitad de vano [m], considerando una flecha 4,5% de la longitud del vano.



**Figura 5.1: Visualización del apantallamiento**

- Cálculo del radio corona

Para el caso de un sólo conductor por fase, el radio corona  $R_c$ , se encuentra mediante la solución de la ecuación:

$$R_c * \ln\left(\frac{2h_{av}}{R_c}\right) - \frac{V_c}{E_o} = 0 \quad [5.2]$$

Donde:

$R_c$ : Radio corona para un sólo conductor, m.

$E_o$ : Gradiente de tensión en la superficie del conductor.

$V_c$ : Máxima tensión soportada por el aislamiento de los aisladores, kV.

La solución de  $R_c$ , se encuentra aplicando el método de Newton Raphson, tomando la siguiente solución inicial:

$$R_c = 1,2 \times 10^{-4} V_c, m \quad [5.3]$$

Para encontrar el radio equivalente para un haz de conductores según se

muestra en la Figura 5.2, se utiliza la siguiente fórmula.

$$R_o = \sqrt[n]{n \times r \times R^{n-1}} \quad [5.4]$$

Donde:

r: Radio del conductor, m.

R: Radio del haz de conductores, m.

n: Número de conductores en el haz.

Para el cálculo del radio corona de un haz de conductores:

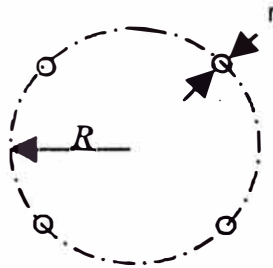
$$R_c' = R_c + R_o \quad [5.5]$$

Donde:

R<sub>c</sub>: Radio corona para un sólo conductor, [m].

R'<sub>c</sub>: Radio corona para el haz de conductores, [m].

R<sub>o</sub>: Radio equivalente del haz de conductores, [m].



**Figura 5.2: Haz de conductores**

- Cálculo de la impedancia de las templas superiores,  $Z_o$ .

$$Z_o = 60 \sqrt{\ln \frac{2h_{av}}{R_c} \ln \frac{2h_{av}}{r}}, \Omega \quad [5.6]$$

Donde:

$h_{av}$  : Altura promedio, [m].

R<sub>c</sub>: Radio corona [m], radio corona de un conductor ó calculado para un haz de conductores.

$r$ : Radio del conductor (para fase conformada por un conductor) ó radio equivalente para un haz de conductores, [m].

- Cálculo de la corriente crítica de descarga,  $I_c$ .

$$I_c = \frac{2,068 * CFO}{Z_0}, kA \quad [5.7]$$

Donde:

$Z_0$ : Impedancia característica del barraje a proteger (templas superiores), [ $\Omega$ ].

$CFO$ : Tensión crítica de flameo de los aisladores, [kV].

El valor de  $CFO$  puede ser estimado por la fórmula de Anderson. Ver referencia[18]:

$$CFO = 0,94 * 585 * w, kV \quad [5.8]$$

$w$ : Longitud de la cadena de aisladores en m.

$w = 4,2$  m para 500 kV.  $CFO = 2309,60$

- Cálculo de la distancia crítica de descarga  $S_m$ , (radio de la esfera).

$$S_m = 8 * k * I_c^{0,65}, m \quad [5.9]$$

Donde:

$K$ : Constante,  $k=1$  para cables de guarda.

- Determinación de la altura efectiva del apantallamiento,  $h_e$ .

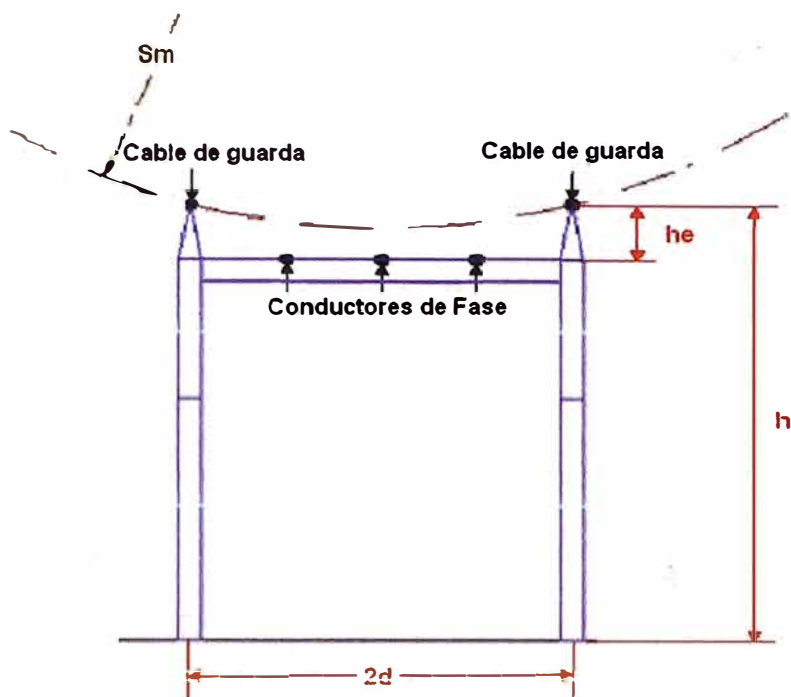
$$h_e = S_m - \sqrt{S_m^2 - d^2}, m \quad [5.10]$$

Donde:

$S_m$ : Distancia de descarga crítica.

$2d$ : Ancho del campo (ancho de barras).

La altura efectiva del apantallamiento  $h_e$ , es la altura del mismo sobre el sistema que está protegiendo, tal como se muestra en la Figura 5.2:



**Figura 5.3: Altura efectiva de apantallamiento**

En la Tabla 5.1, se muestra la verificación de las dimensiones de los castilletes inicialmente dimensionados.

**Tabla 5.1: Cuadro resumen de cálculo de altura de cable de guarda.**

Nivel de tensión [kV]	Distancia de descarga crítica $S_m$ [m]	Altura efectiva, $h_e$ (m)	Altura mínima de diseño, de castillete calculada (m)	Altura de Castillete Diseñado [m]	El diseño cumple con altura mínima
500	54,92	1,81	2,69	3,5	Sí

#### 5.1.4 Cálculo de la probabilidad de descarga

Con el valor de corriente crítica de descarga  $I_c$ , se determina la probabilidad de que este valor de corriente crítica  $I_c$ , sea excedido. Se utiliza la siguiente ecuación:

$$P(Ic) = \frac{1}{1 + \left(\frac{Ic}{31}\right)^{2,6}} \quad [5.11]$$

Para calcular la probabilidad que la corriente crítica  $Ic$  no sea excedida, se utiliza:

$$1 - P(Ic) \quad [5.12]$$

Ver resultados del cálculo en la Tabla 5.2, mostrada a continuación:

**Tabla 5.2: Cuadro resumen de cálculo de probabilidad de descarga.**

Nivel de tensión kV	Ic (kA)	P(Ic)	1-P(Ic)	1-P(Ic) (%)
500	14,67	0,875	0,125	13

#### 5.1.5 Cálculo del riesgo de falla del apantallamiento.

Se tiene la densidad de rayos a tierra en el sitio de la subestación:

$$GFD = 0,12xN \text{ días/año/km}^2 \quad [5.13]$$

Donde:

N: Nivel cerámico = 5

$$GFD = 0,6 \text{ días/año/km}^2 \quad [5.14]$$

Se calcula el número de descargas en el área involucrada de la subestación:

$$Ns = GFD \cdot A / 1000^2 = ((0,6) * (4998,0)) / 1000^2 = 0,0029988 \text{ descargas/año}$$

Luego se calcula el número de descargas que penetran el apantallamiento:

$$SP = Ns * P_e \quad [5.15]$$

Donde:

$Ns$ : número de descargas en el área de la subestación.

$P_e$ : Porcentaje de exposición.

Para hallar el valor de  $P_e$ , se utiliza la altura del cable de guarda  $h$  y las relaciones  $S/h$  y  $d/h$ , dichas relaciones se verifican en la Figura 5.4, extraída de la referencia [24].

Para el cálculo se utilizan valores correspondientes al apantallamiento: Altura del cable de guarda  $h = 28 \text{ m}$ , Alturas de las templas  $d = 24,5 \text{ m}$ , Ancho de campo  $S = 28 \text{ m}$ , se obtiene lo siguiente:

$$\frac{de}{h} = \frac{24,5}{28,0} = 0,875 \qquad \frac{S}{h} = \frac{28,0}{28,0} = 1$$

De la figura Figura 5.4 se obtiene que el nivel de exposición  $P_e$  correspondiente a las relaciones existentes en la subestación sea del 0,1%.

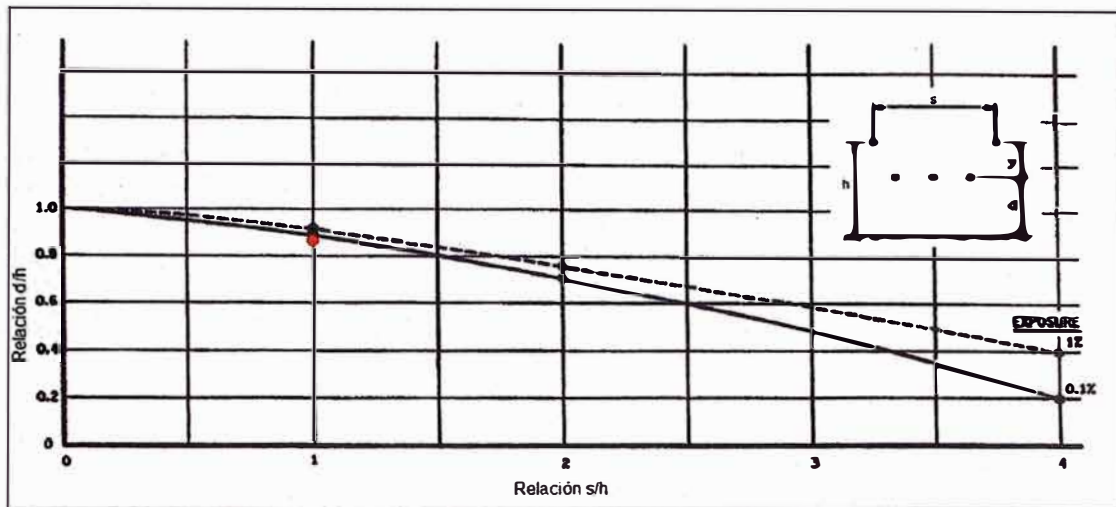
Se calcula del número de descargas que penetrarán el apantallamiento:

$$SP = N_s * P_e = 0,0029988 * 0,001 = 0,0000029988 \text{ descargas/año.}$$

Se calcula el número de años en el que una descarga penetra el apantallamiento:

$$N_f = \frac{1}{SP} = \frac{1}{0,0000084722} = 333466,72 \approx 333460 \text{ años/descarga.}$$

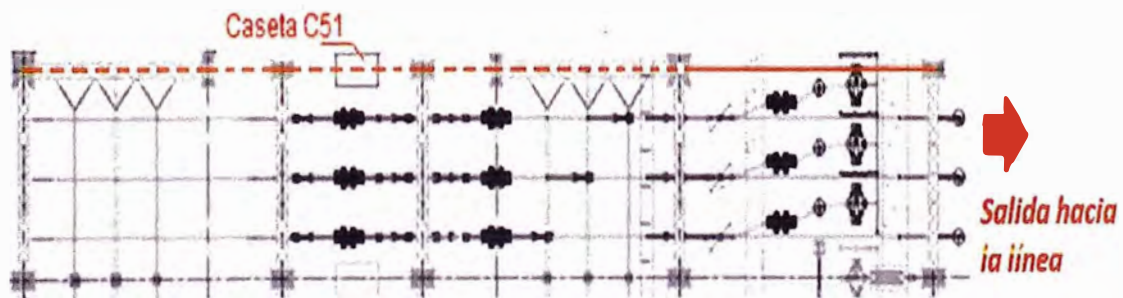
El valor de falla de apantallamiento estima que cada 333460 años cae un rayo que producirá una falla en la subestación.



**Figura 5.4: Curva empírica de apantallamiento con dos cables de guarda.**

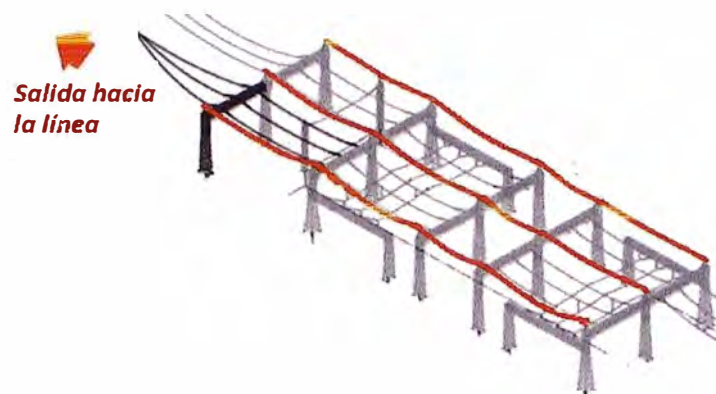
#### 5.1.6 Ubicación de los cables de guarda en la subestación

Para la ubicación del apantallamiento, se tomaron en cuenta los diseños electromecánicos de la subestación. La distribución del apantallamiento será instalado según se muestra en la Figura 5.6 y Figura 5.5.



**Figura 5.5: Distribución del cable de guarda en la subestación. Vista de planta**





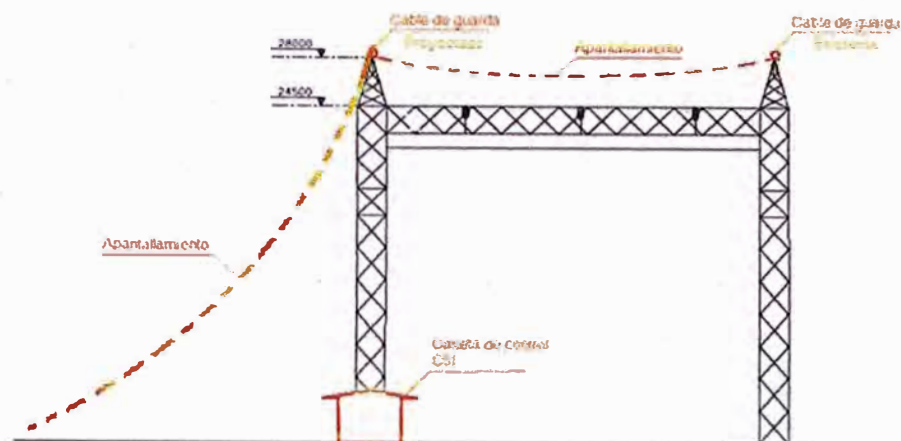
**Figura 5.6: Distribución del cable de guarda en la subestación. Vista isométrica**

#### **5.1.7 Apantallamiento de edificaciones**

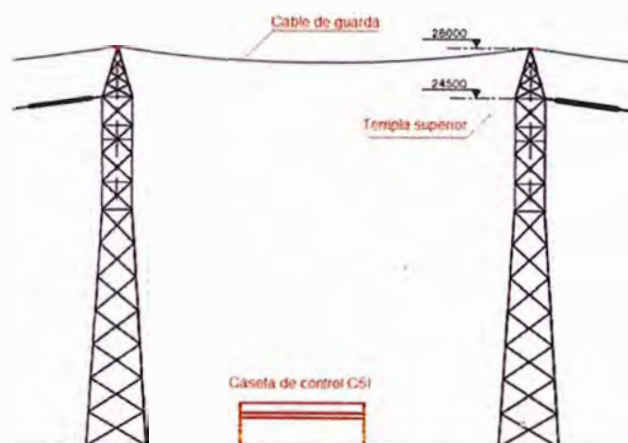
El edificio proyectado para subestación (caseta de control C51), queda protegido por el apantallamiento que proporciona el cable de guarda en el patio de maniobras. Basados en el Modelo Electrogeométrico, se visualiza una esfera de radio igual a la distancia de descarga girando sobre los puntos de apoyo del cable de guarda.

El arco que forme el giro de esta esfera señalará la zona de apantallamiento; todas las edificaciones bajo este arco quedarán protegidas. Sin embargo, como protección adicional, se instalarán Jaulas de Faraday en cada edificio, para ofrecer protección a los equipos electrónicos que pueden ser afectados a las perturbaciones electromagnéticas causadas por las tormentas.

En la Figura 5.7 y Figura 5.8, se muestra que el edificio proyectado en el patio de la subestación (caseta C51), se ubica dentro de la zona de apantallamiento del patio de llaves.



**Figura 5.7: Apantallamiento de la caseta de control, vista frontal.**



**Figura 5.8: Apantallamiento de la caseta de control, vista lateral.**

## 5.2 Especificaciones para el sistema de puesta a tierra de la subestación

Se presentan especificaciones generales para el suministro de los materiales y herramientas requeridos para la puesta a tierra de los equipos y estructuras correspondientes a la subestación Norte (Nueva).

### 5.2.1 Excavación y profundidad de la red

Se excavarán zanjas para instalar el conductor de cobre desnudo a 0,50 m de profundidad desde la superficie del terreno. Posteriormente, se rellenarán y

compactarán con material seleccionado de la excavación.

### **5.2.2 Cables**

Cables de cobre desnudo: serán fabricados con alambre de cobre suave, electrolítico, reconocido, sin estañar, trenzados en capas concéntricas. Estos cables cumplirán con los requisitos establecidos por la norma ASTM-B8.

El cable especificado será de 19 hilos y sus secciones serán de 107 mm<sup>2</sup> (4/0 AWG) para retícula de la malla de puesta a tierra de equipos y estructuras y 70 mm<sup>2</sup> (2/0 AWG) para tuberías y otras conexiones menores.

Los cables deberá ser serán sometidos a pruebas sobre sus características físicas, mecánicas y eléctricas, de acuerdo con la norma ASTM-B3.

El calibre mínimo recomendado para el conductor de la malla de puesta a tierra es de 107 mm<sup>2</sup> (4/0 AWG), para la red enterrada en el patio de equipos y las colas de conexión a equipos; para elementos menores, se podrá utilizar 70 mm<sup>2</sup> (2/0 AWG).

### **5.2.3 Empalmes**

Todas las conexiones entre cables de la retícula principal de puesta a tierra y entre la retícula principal y las colas de conexión de equipos y elementos metálicos se harán con soldadura exotérmica.

### **5.2.4 Electrodos de tierra (Varillas)**

Varillas de puesta a tierra de 16 mm (5/8") de diámetro y 2,4 m de longitud, serán fabricadas con cobre de sólido, refinado, de alta pureza y conductividad ó de alma de acero con revestimiento de cobre electrolítico bajo la norma ANSI-UL-467.

### **5.2.5 Condiciones de instalación**

La malla de tierra de la subestación será construida verificando que no exista interferencia con los cimientos y otras obras civiles.

## **CAPITULO VI**

### **SELECCIÓN DE CONDUCTORES FLEXIBLES Y BARRAJES RÍGIDOS**

#### **6.1 Metodología para la selección de conductores**

La selección de los conductores flexibles y tubulares se realiza, de acuerdo con lo indicado en los criterios de diseño del proyecto. Adicionalmente, se evalúa para el conductor seleccionado su comportamiento térmico, si se produce el efecto corona, si cumple la sección mínima por cortocircuito y, para los conductores tubulares rígidos, la vibración y deflexión para las condiciones de cada sitio; verificando si los valores calculados se encuentran dentro de los límites establecidos.

#### **6.2 Selección para subestación de 500 kV**

De acuerdo con lo indicado en el Estudio de Pre-operatividad del proyecto se evalúan cada caso de flujo de carga. A manera de ejemplo se asumirá que los casos de flujo de carga son como se indica a continuación:

- a. En condición de demanda máxima para el año 2019 en estiaje y con contingencia de la línea entre las subestaciones Norte1 (Existente) – Norte (Nueva) 220 kV por la subestación Norte (Nueva) 500 kV, circula una potencia máxima de 824 MVA (951,47 A)

- b. En condición de demanda máxima y con la red normal para el año 2019 en estiaje, por la subestación Norte (Nueva) 500 kV, circula una potencia máxima de 827 MVA (954,93 A).

Partiendo de lo anterior y considerando la potencia de diseño, se pueden utilizar:

- a. Para las derivaciones de línea, las barras y los equipos, dos conductores Lupine (1267 mm<sup>2</sup>) por fase, con una capacidad de corriente de 3400 A a 80 °C (2944,48) MVA), para las condiciones del sitio.
- b. Para el banco de autotransformadores:
- Conductor de fase en 500 kV: para 750 MVA, la corriente requerida es 866 A, por lo cual se utiliza dos conductores Lupine (1267 mm<sup>2</sup>) por fase, con capacidad para 3400 A a 80 °C, para las condiciones del sitio.
  - Barra de conexión del neutro en conductor tubular rígido Al-Mg-Si 63/47 mm (con capacidad de 1560 A), por requerimientos mecánicos de espaciamiento entre apoyos. La corriente nominal del neutro de los autotransformadores es de 1102,2 A.
  - Barra de conexión del terciario en conductor tubular rígido Al-Mg-Si 63/47 mm (con capacidad de 1560 A), por requerimientos mecánicos de espaciamiento entre apoyos. Se debe tener en cuenta que el terciario tiene una cargabilidad externa de 1 MVA (17,49 A) y por él solo circulará la corriente correspondiente al transformador Zig Zag.
- a) Para el neutro del banco de reactores, un conductor AAC-Cowslip, con capacidad para 1455 A a 80 °C, para las condiciones del sitio. La corriente nominal del reactor es de 138,6 A.

### **6.3 Selección para subestación de 220 kV**

De acuerdo con lo indicado en el Estudio de Pre-operatividad del proyecto

se evalúan cada caso de flujo de carga. A manera de ejemplo se asumirá que los casos de flujo de carga son como se indica a continuación:

- a. En condición de demanda media para el año 2019 en estiaje y con contingencia de la línea entre las subestaciones Norte1 (Existente) – Norte (Nueva) a 220 kV por la subestación Norte (Nueva) 220 kV, circula una potencia máxima de 415 MVA (1089 A).
- b. En condición de demanda máxima para el año 2015 en avenida y con contingencia de la línea a doble circuito Norte2 (Existente) – Norte1 (Existente) a 220 kV por la subestación Norte (Nueva) 220 kV, circula una potencia máxima de 517 MVA (1357 A).

Partiendo de lo anterior y considerando la potencia de diseño, se puede utilizar:

- c. Para las salidas de línea, dos conductores Cowslip por fase, con una capacidad de corriente de 2910 A a 80 °C (1109 MVA), para las condiciones del sitio.
- d. Para las barras, conexión de equipos en el acople y cruces vehiculares, dos conductores AAC-Cowslip, con capacidad para 2910 A (1109 MVA) a 80 °C, para las condiciones del sitio.
- e. Para el banco de autotransformadores:
  - Conductor de fase en 220 kV: para 750 MVA, la corriente requerida es 1968 A, por lo cual se utiliza dos conductores Cowslip, con capacidad para 2910 A a 80 °C, para las condiciones del sitio.

#### **6.4 Cálculo y verificación de las características de los conductores**

Se verificaron las características de los conductores en las condiciones ambientales de cada sitio.

#### **6.4.1 Verificación del comportamiento térmico de los conductores**

Se evaluó el comportamiento térmico de los conductores del proyecto para la corriente máxima de operación, con la temperatura ambiente máxima, altura sobre el nivel del mar y radiación solar de cada uno de los sitios, y con velocidad de viento de 0,6 m/s para obtener la temperatura superficial, que no debe exceder la temperatura límite de diseño de los conductores de aluminio, 80 °C, de acuerdo con la norma DIN 48201, con el objeto de no alterar las propiedades mecánicas del material.

De acuerdo con la información en los numerales 6.1, 6.2 y 6.3, para la subestación del proyecto, se tiene la condición más extrema con una corriente máxima de 955,2 A a través de dos conductores Lupine (1257 mm<sup>2</sup>) en las líneas a 500 kV; se obtiene una temperatura de operación de 36,20 °C, cumpliendo los requerimientos. Los resultados se muestran en la TABLA A1.1 del ANEXO 1

De acuerdo con la información en los numerales 6.1, 6.2 y 6.3, para la subestación del proyecto, se tiene la condición más extrema con una corriente máxima de 1357 A a través de dos conductores Cowslip (1010 mm<sup>2</sup>) en las líneas a 220 kV; se obtiene una temperatura de operación de 36,20 °C, cumpliendo los requerimientos. Los resultados se muestran en la TABLA A1.2 del ANEXO 1

Para conductores tubulares de Al-Mg-Si 63/47 mm, para una temperatura de operación de 85°C de acuerdo a la referencia [20], la corriente soportada es de 2070 A, con lo anterior se asegura el cumplimiento de los requerimientos de comportamiento térmico.

#### **6.4.2 Verificación de efecto corona**

Se realizó la verificación del efecto corona para los diferentes niveles de conexión en las condiciones del sitio de cada una de las subestaciones a 220 kV y

a 500 kV de acuerdo con la metodología de cálculo indicada en la referencia [21], para los conductores flexibles y rígidos.

En los conductores seleccionados debe cumplirse el criterio  $E_{\max} < E_0$  para que el efecto corona no se presente, y que además la tensión crítica disruptiva fase-tierra sea mayor que la tensión del conductor fase-tierra:  $U_0 > U_r$ .

#### **a) Conductores flexibles**

En general, para las subestaciones de 500 kV se evaluó el comportamiento por efecto corona utilizando dos conductores AAC de 1267 mm<sup>2</sup> de sección transversal (Lupine). Los resultados de la verificación se mencionan a continuación.

Para la subestación Norte (Nueva) 500 kV, se implementarán dos conductores Lupine en los niveles de conexión de equipos, en las barras y en las templas superiores, presentándose los resultados de la verificación de efecto corona en la TABLA A1.3, TABLA A1.4 y TABLA A1.5 del ANEXO 1, obteniéndose resultados satisfactorios.

Para la subestación Norte (Nueva) 220 kV, se implementarán dos conductores AAC 1010 mm<sup>2</sup> (Cowslip) en los niveles de conexión de equipos, barras y las templas superiores, presentándose los resultados de la verificación de efecto corona en la TABLA A1.6, TABLA A1.7 y TABLA A1.8 del ANEXO 1, obteniéndose resultados satisfactorios.

#### **b) Conductores tubulares**

Para la subestación Norte (Nueva) 500 kV, se utilizará un conductor tubular 63/147 mm para la conexión del terciario de los autotransformadores; se presentan los resultados de la verificación de efecto corona en TABLA A1.9 del ANEXO 1, obteniéndose resultados satisfactorios.



### 6.4.3 Verificación de sección mínima de conductores en cortocircuito

Se verificó la sección mínima del conductor por cortocircuito para una temperatura inicial del conductor de 85 °C según la metodología de cálculo indicada en la referencia [22]; con corrientes de cortocircuito de 40 kA en las subestaciones de 220 kV y de 500 kV, y de 31,5 kA en el terciario de autotransformadores. Se muestra el resumen de los resultados en la Tabla 6.6.1; mientras que en la TABLA A1.10 y TABLA A1.11 del ANEXO 1, se muestran los resultados detallados.

**Tabla 6.6.1: Sección mínima de los conductores por cortocircuito**

Parámetro	500 kV 40 kA	220 kV 40 kA	33 kV 31,5 kA
Material	Aluminio	Aluminio	Aluminio
Temperatura límite, (°C)	200	200	200
Duración del cortocircuito, (s)	1	1	1
Densidad de corriente, (A/mm <sup>2</sup> )	81,56	81,56	81,56
Sección mínima, (mm <sup>2</sup> )	490,42	490,42	386,21

El conductor Lupine a instalar en el patio de 500 kV tiene una sección de 1267 mm<sup>2</sup>.

El conductor Cowslip a instalar en el patio de 220 kV tiene una sección de 1010 mm<sup>2</sup>.

El conductor tubular (63/47 mm) a instalar en el terciario de los autotransformadores tiene una sección de 1382 mm<sup>2</sup>.

Se aprecia entonces que la sección mínima del conductor requerida por cortocircuito es, en todos los casos, inferior que la de los conductores seleccionados para cada una de las conexiones y, por tanto, se comportarán de la manera requerida ante las corrientes de cortocircuito indicadas.

## **CAPITULO VII**

### **SELECCIÓN DE AISLADORES DE ALTA TENSIÓN**

Para el diseño de la subestación del presente proyecto, se utilizarán aisladores soporte de porcelana y cadenas de aisladores compuestas por aisladores de vidrio templado recubiertos con silicona.

#### **7.1 Metodología para la selección de aisladores**

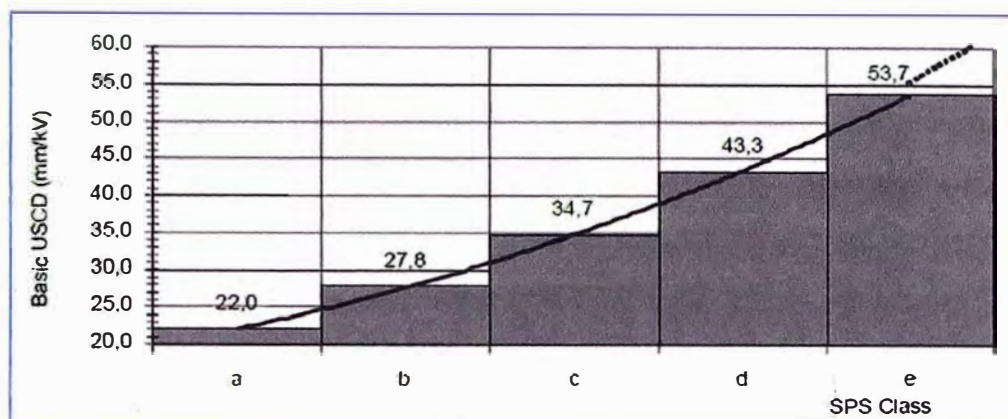
Las cadenas de aisladores de retención se definirán según los requerimientos mecánicos, los niveles de aislamiento, las distancias seguridad y el grado de contaminación ambiental presente en la zona de ubicación de cada subestación; y siguiendo las recomendaciones del documento de la referencia [23].

Los aisladores de soporte se definirán según los requerimientos mecánicos, esfuerzos electrodinámicos principalmente los relacionados con cortocircuito, condiciones sísmicas, niveles de contaminación, nivel de aislamiento y distancias críticas; calculados según lo indicado en el documento de referencia [20].

#### **7.2 Cálculo de distancia de fuga mínima**

La distancia de fuga del aislador se determina con base en la distancia de fuga nominal para el nivel de contaminación seleccionado, la tensión máxima del sistema y las características geométricas del perfil del aislador. En la Tabla 2.1 se

indica el nivel de contaminación para la zona como "Muy pesado"; y de acuerdo con la norma de la referencia [24], le corresponde clasificación tipo "e" para la SPS (severidad de polución en el sitio).



**Figura 7.1: Valor del RUSCD en función de la clasificación SPS**

De la Figura 7.1, extraída del documento de la referencia [24], se determina el valor de RUSCD (distancia de fuga específica de referencia) en función del SPS. Se obtiene un valor para RUSCD de 53,7 mm/kV.

Para la altitud de la zona ubicación de las subestaciones y las características geométricas de los aisladores, se realiza la corrección del RUSCD como se indica a continuación:

$$\text{USCD corregido} = \text{RUSCD} \times K_a \times K_{ad} \quad [7.1]$$

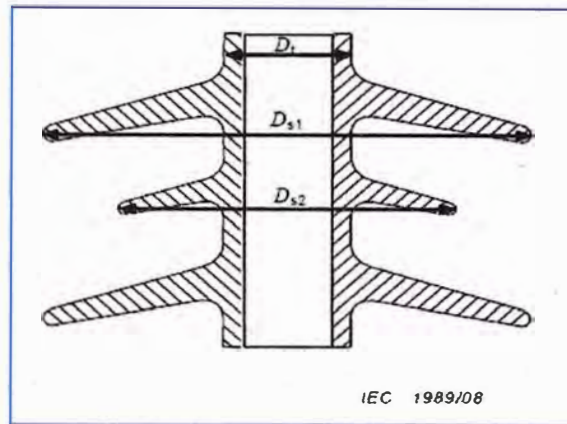
Donde:

RUSCD: Distancia de fuga específica referencial [53,7 mm/kV].

$K_a$  : Factor de corrección por altitud.

$K_{ad}$  : Factor de corrección debido al diámetro promedio (Aplica sólo para aisladores soporte).

Para obtener el valor de la constante  $K_{ad}$  se halla el valor del diámetro promedio, según lo indicado en la norma de la referencia [24].



**Figura 7.2: Aislador – Diámetro promedio**

El valor del diámetro promedio  $D_m$  se calcula:

$$D_m = (D_{s1} + D_{s2} + 2 \times D_i) / 4 \quad [7.2]$$

$K_{ad} = 1$ , Si  $D_m < 300$  mm,

Si:  $D_m \geq 300$  mm;  $K_{ad} = 0,0005 \times D_a + 0,8$

[7.3]

Distancia de fuga mínima [mm]:

$$\frac{U_m}{\sqrt{3}} \times USCD \quad [7.4]$$

Donde:

$U_m$  = Tensión máxima del sistema.

a) Distancia de fuga específica corregida para cadena de aisladores.

$K_a = 1$ , correspondiente a una altitud de instalación inferior a los 1500 m.s.n.m.

USCD corregido [mm/kV] =  $53,7 \times 1 = 53,70$  mm/kV.

Distancia de fuga mínima [mm] para 550 kV= 17050mm.

Distancia de fuga mínima [mm] para 245 kV= 7595mm.

Donde:

$U_m$  = Tensión máxima del sistema, 550 kV y 245 kV (Nivel de tensión en la zona donde serán instaladas las cadenas de aisladores).

b) Distancia de fuga específica corregida para aislador soporte.

$K_a = 1$ , correspondiente a una altitud de instalación inferior a los 1500 m.s.n.m.

$K_{ad} = 1$ , obtenido tomando como referencia dimensiones normalizadas de aisladores soporte, ver referencia [25].

En la Tabla 7.2 se observan las distancias de fuga obtenidas para cada nivel de tensión donde se instalarán los aisladores soporte.

### 7.3 Cadena de aisladores

#### 7.3.1 Distancia de arco de las cadenas de aisladores

La cadena de aisladores tendrá una longitud que asegure conservar la distancia mínima correspondiente al nivel básico de aislamiento asignado al impulso tipo rayo (LIWL) 1550 kV para niveles de tensión de 550 kV y LIWL de 1050 kV para niveles de tensión de 245 kV.

El valor de distancia de arco de la cadena de aisladores será igual o superior a la distancia mínima fase-tierra (3100 mm) correspondiente al nivel de tensión de 550 kV y de 2100 mm para el nivel de tensión de 245 kV de acuerdo con el estudio de coordinación de aislamiento del proyecto.

#### 7.3.2 Cantidad de aisladores que componen una cadena

Partiendo de la distancia de fuga calculada y la distancia de fuga de un aislador componente de la cadena, se calcula la cantidad de aisladores que conformarán las cadenas de aisladores para anclaje y suspensión, por medio de la siguiente expresión:

$$N = \frac{Df}{df} \quad [7.5]$$

Donde:

N : Número de unidades de la cadena

Df : Distancia de fuga requerida

df : Distancia de fuga de una unidad [620 mm]

Las cadenas de aisladores se conformarán con N aisladores como mínimo. En el diseño del proyecto se considerarán N+1 unidades por cadena para cumplir los requerimientos mínimos ante ruptura de la parte aislante de una de las unidades.

Donde se concluye que el número de aisladores por cadena (N) es igual a 29 para niveles de tensión de 500 kV y de 15 para niveles de tensión de 220 kV

### 7.3.3 Carga mecánica especificada

La máxima tensión calculada sobre las cadenas es 50,0 kN, dato obtenido de los documentos de cálculos de flechas y tensiones del proyecto. Con el fin de uniformizar la carga mecánica especificada (SML) para las cadenas de aisladores, se establece el valor nominal: SML=120 kN.

### 7.3.4 Selección de las cadenas de aisladores

En la Tabla 7.1 se indican las características técnicas que cumplirán las cadenas de aisladores que se instalarán en el proyecto:

**Tabla 7.1: Resumen de características técnicas de cadenas de aisladores**

Tensión nominal (kV)	Tensión máxima (kV)	LIWL (kV)	Distancia de fuga mínima (mm)	Carga mecánica especificada SML (kN)
500	550	1550	≥17050	≥120
200	245	1050	≥7595	≥120

En el ANEXO 2 se muestra la configuración general de las cadenas de aisladores.

## 7.4 Aisladores soporte

### 7.4.1 Esfuerzos en los aisladores soporte

En el ANEXO 2 se muestran los datos de entrada y resultados detallados de

la metodología de cálculo utilizada para la obtención de los esfuerzos presentes en los aisladores soporte, para cada uno de los casos indicados.

#### 7.4.2 Selección de los aisladores soporte

En la Tabla 7.2 se presentan las características técnicas que cumplirán los aisladores soporte que se instalarán en el proyecto. La denominación del aislador soporte establecida según la referencia [25].

**Tabla 7.2: Resumen de características técnicas de aisladores soporte**

Caso No.	Conexión	Un (kV)	Up (kV)	Distancia de fuga mínima (mm)	Carga máxima de flexión (kN)	Código Aislador IEC 60273
1	Aislador de apoyo central de barras - 500 kV y soporte de barra de transferencia.	500	1550	$\geq 17050$	16	C16-1550
2	Conexiones de patio - 500 kV	500	1550	$\geq 17050$	12	C12,5-1550
3	Soporte de neutro de reactores	115	550	$\geq 3813$	8	C8-550
4	Soporte terciario autotransformadores	33	170	$\geq 1116$	8	C8-170
5	Soporte invertido (aplica para soportes de contra contactos de secc. pantógrafo) 500 kV	500	1550	$\geq 17050$	12	C12,5-1550

<b>Caso No.</b>	<b>Conexión</b>	<b>Un (kV)</b>	<b>Up (kV)</b>	<b>Distancia de fuga mínima (mm)</b>	<b>Carga máxima de flexión (kN)</b>	<b>Código Aislador IEC 60273</b>
6	Aislador invertido de paso 220 kV	220	1050	$\geq 7595$	8	C8-1050
7	Soporte invertido para terciario autotransformadores	33	170	$\geq 1116$	8	C8-170



## **CAPITULO VIII**

### **DISPOSICIÓN FÍSICA DE LA SUBESTACION**

#### **8.1 Configuración de la subestación**

Según lo indicado en el Capítulo I, se seleccionó las siguientes configuraciones para la subestación bajo estudio:

- Patio 220 kV: Configuración de doble barra con seccionador de transferencia
- Patio 500 kV: Configuración de interruptor y medio.

En el ANEXO 3 se muestra el diagrama unifilar de la subestación.

#### **8.2 Metodología para el diseño físico de la subestación**

Para la implantación física la subestación se debe tener en cuenta los siguientes puntos:

- a. Seleccionar la configuración o configuraciones de la subestación a diseñar:  
De acuerdo con lo indicado en el Capítulo I, se deberá seleccionar la configuración o configuraciones que ofrezca el balance adecuado entre confiabilidad y bajos costos de construcción.
- b. Diagrama unifilar: Elaborar el diagrama unifilar de la subestación a diseñar permite darnos la idea clara de la cantidad, tipo y ubicación de los equipos

de alta tensión que emplearemos en el diseño.

- c. **Líneas de transmisión:** Se debe tener claro la cantidad y orientación de las líneas de transmisión que ingresarán a la subestación. Esto permitirá orientar adecuadamente la subestación de manera que no existan dificultades en la construcción de las llegadas de las líneas de transmisión a la subestación.
- d. **Espacios futuros:** Es importante que el cliente defina la cantidad de espacios futuros y su uso con el objeto de disponerlos adecuadamente y no tener problemas durante su implementación.
- e. **Equipos mayores:** Se debe tener claro la cantidad y dimensiones de los equipos mayores tales como transformadores, reactores, banco de capacitores, etc. Es de suma importancia ubicarlos en zonas estratégicas que faciliten su acceso para casos de contingencia y/o mantenimiento.
- f. **Vías de acceso:** La disposición de vías de acceso debe enfocarse a los equipos principales como son interruptores y equipos mayores. Se debe procurar diseñar vías de manera que haya más de un camino para llegar a un mismo punto.
- g. **Edificios y casetas:** Dependiendo de la configuración seleccionada y los requisitos del cliente, se deberán diseñar y ubicar edificaciones para la instalación del sistema de servicios auxiliares, sistema de control y sistema de protección de la subestación. Las edificaciones estarán comunicadas a través de canaletas enterradas que servirán de canalización para el tendido de los conductores de fuerza y control. Es importante verificar que para las edificaciones ubicadas en el patio de la subestación se cumpla con las distancias de seguridad estudiadas en el Capítulo IV.
- h. **Materiales a emplear:** Es importante determinar los materiales a emplear

para el diseño de la subestación, principalmente el utilizado para los pórticos en razón que esto influye en las dimensiones de la subestación.

- i. Facilidades para la inspección y mantenimiento: Luego de construida la subestación, las principales actividades a realizar en la misma corresponde a la operación y mantenimiento. Durante el diseño se debe verificar que todos los elementos involucrados en la subestación se encuentren con fácil acceso para el mantenimiento correspondiente. En lo posible se debe diseñar la subestación con el objeto de realizar operaciones de mantenimientos con la mínima cantidad de cortes de energía posibles.
- j. Distancias de seguridad: De acuerdo con los resultados obtenidos en el Capítulo IV, se debe verificar distancias fase-fase y fase-tierra entre todos los elementos de que componen la subestación.
- k. Topografía del lote seleccionado: Se debe tener en cuenta las características físicas del lote donde se implantará la subestación tales como niveles topográficos, centros poblados, cercanías a ríos y quebradas, etc. Lo mencionado anteriormente afecta la distribución de equipos en la subestación. Orientar la subestación adecuadamente para evitar complicaciones durante la construcción es el aspecto más importante en el diseño físico de la subestación.
- l. Instalaciones existentes: En el caso de ampliación de subestaciones, se debe considerar el diseño existente de la subestación. Normalmente se opta por mantener el diseño original para no modificar el concepto visual de la subestación, muy importante durante la operación.

### **8.3 Aspectos relevantes que se deben mostrar en el plano de disposición física.**

A continuación se listan aspectos más relevantes que se deben mostrar en

el plano de disposición física la subestación:

- a. Identificación de fases.
- b. Orientación de llegadas de líneas.
- c. Identificación de equipos y/o materiales por características técnicas.
- d. Información importante de los equipos de alta tensión:
  - Para transformadores de corriente: Orientación de bornes primarios, orientación del bloque secundario, etc.
  - Para interruptores: Tipo de interruptor y complementos asociados (Condensadores, resistencia de pre-inserción, mando sincronizado, etc.), ubicación de gabinetes de mando, etc.
  - Para seccionadores: Orientación de instalación, ubicación de gabinetes de mando, etc.
  - Para pararrayos: Orientación de las válvulas de alivio de presión, orientación del contador de descarga, etc.
- e. Nomenclatura operativa de equipos, líneas, casetas, etc.
- f. Geometría de las conexiones entre equipos de alta tensión.
- g. Distancias de seguridad.
- h. Dimensiones generales y entre equipos.
- i. Coordenadas geográficas de la subestación.

#### **8.4 Conexión entre equipos de alta tensión**

Para diseñar el tipo y dimensionar las longitudes de los conductores para conexión entre equipos de la subestación a través de conexiones flexibles, se consideraron las siguientes normas:

- IEEE Std. 1527 Recommended practice for the design of flexible buswork located in seismically active areas [26].
- IEEE Std. 693 Recommended practice for seismic design of substations.[27]

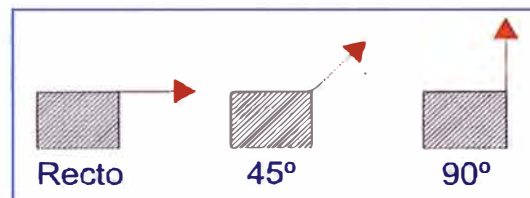
- ANSI-NEMA CC 1 Electric power connections for substations [28].

#### 8.4.1 Tipos de conectores

El tipo de conector se define según las características de los terminales de conexión de cada equipo, la dirección de salida del cable de conexión, el material de los terminales y cables que el conector unirá.

A continuación se han generalizado los diferentes tipos de conectores utilizados para el conexionado entre equipos de alta tensión. La clasificación fue realizada según la funcionalidad de cada conductor y se muestra de la siguiente manera:

- Conector recto.
- Conector ángulo 45°.
- Conector tipo "L".
- Conector tipo "T".



**Figura 8.1: Tipos de conectores de acuerdo al ángulo**

A continuación, en las siguientes figuras se presentan las configuraciones realizadas para la subestación Norte (Nueva) 220 kV / 500 kV, para la presentación de las conexiones se considera los tipos de conectores utilizados para el patio de 220 kV y el patio de 500 kV, de acuerdo a lo mostrado anteriormente.

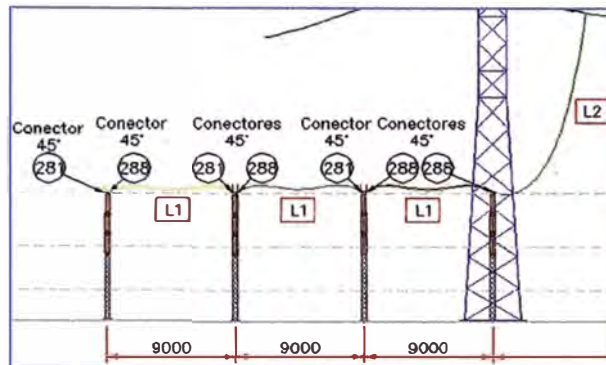


Figura 8.2: Conexiones entre equipos del patio de 500 kV.

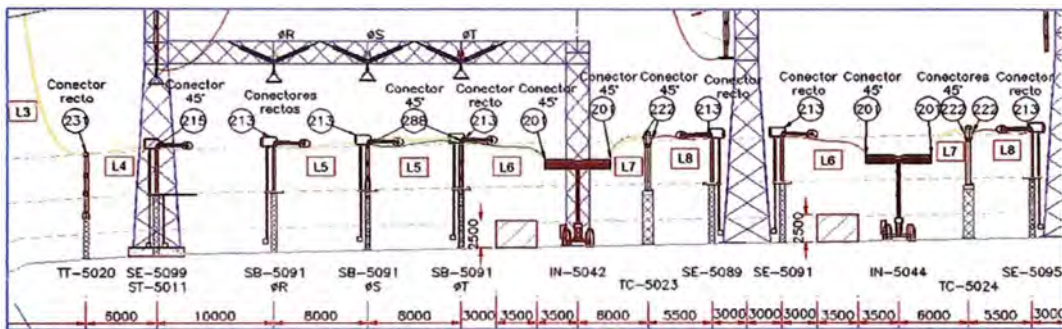


Figura 8.3: Conexiones entre equipos del patio de 500 kV.

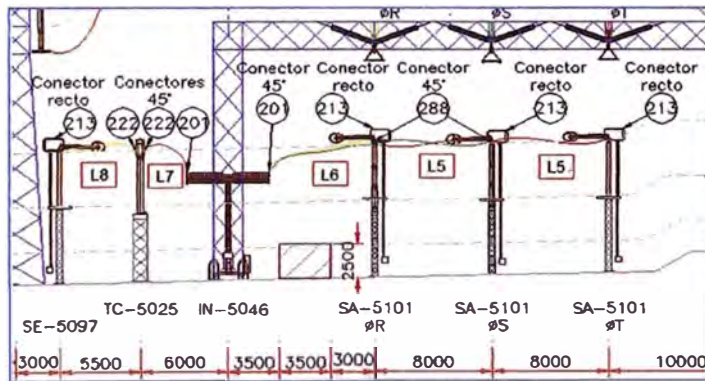


Figura 8.4: Conexiones entre equipos del patio de 500 kV.

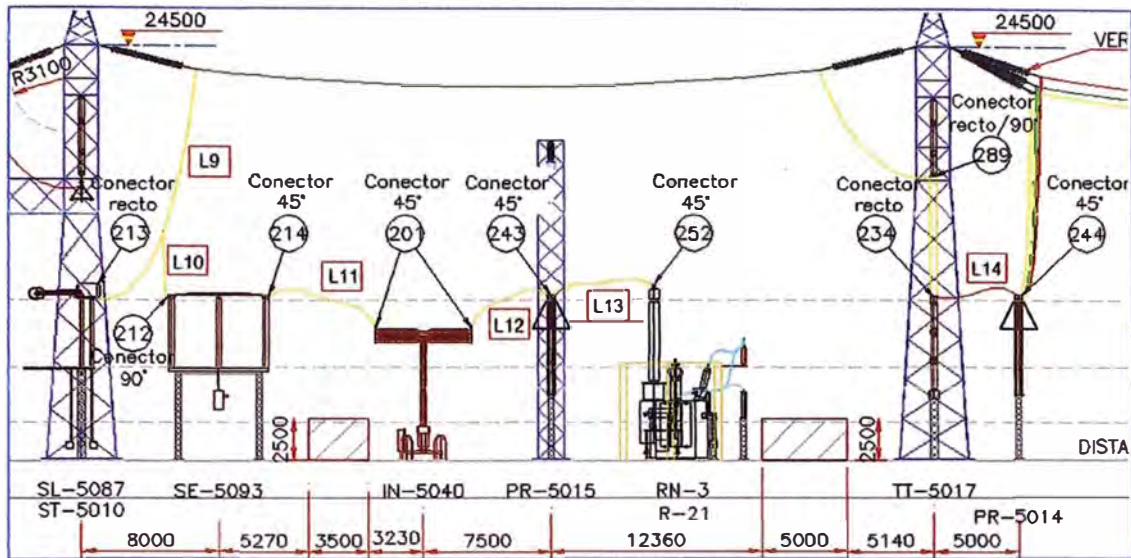


Figura 8.5: Conexión entre equipos del patio de 500 kV

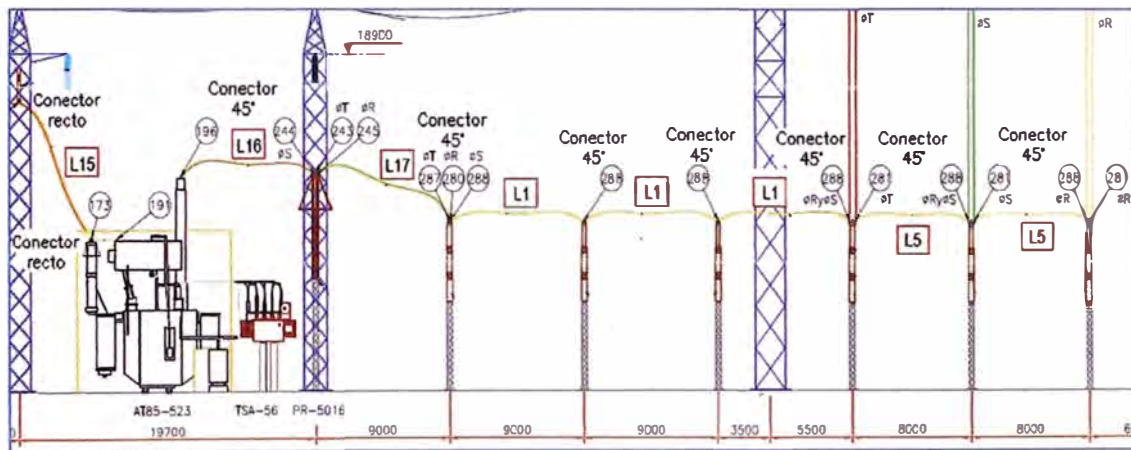


Figura 8.6: Conexiones en autotransformadores



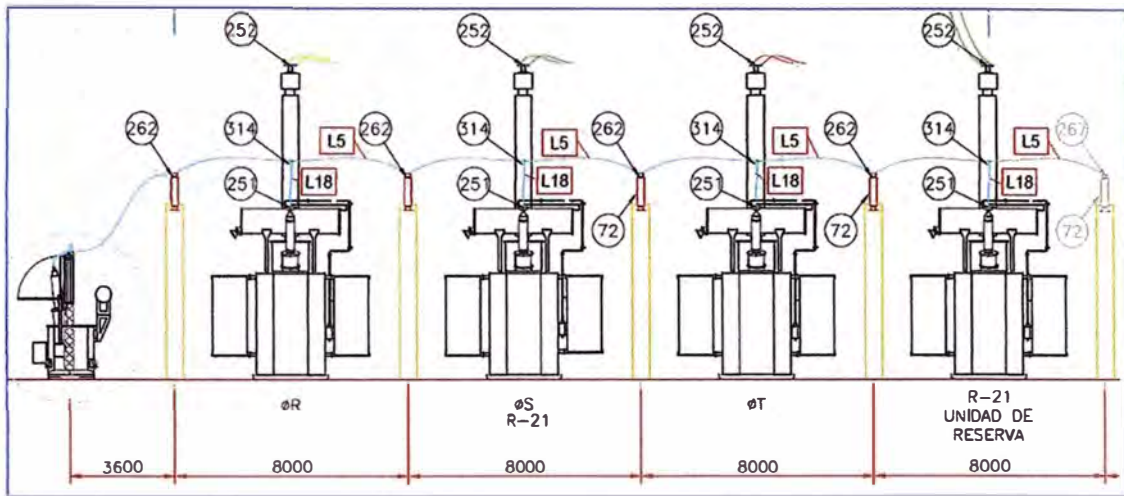


Figura 8.7: Conexiones en reactores de línea del patio de 500 kV

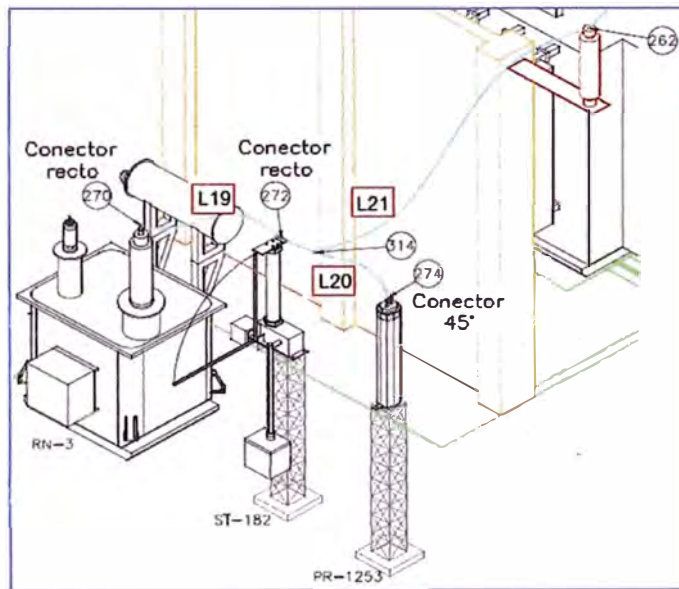


Figura 8.8: Conexiones en reactor de neutro



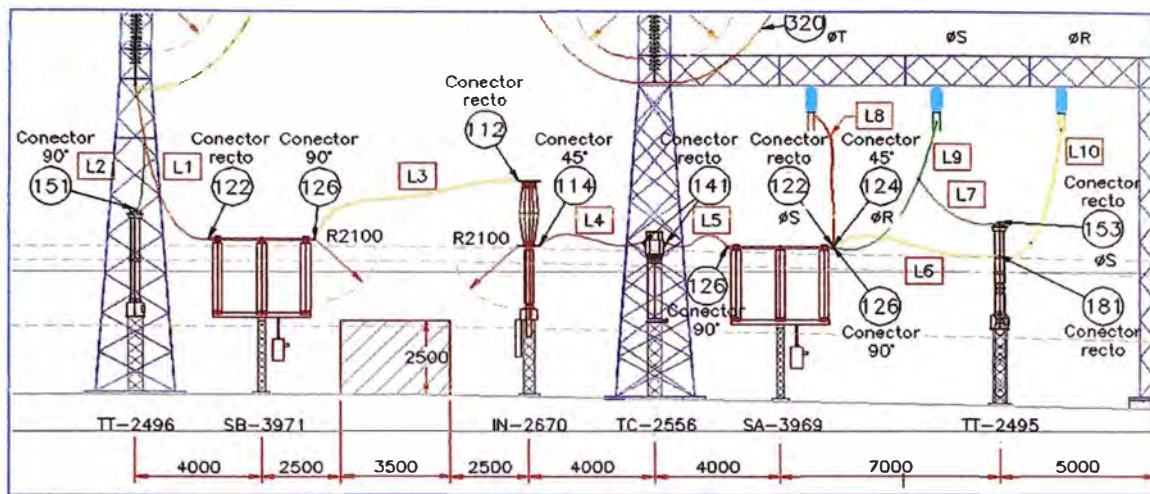


Figura 8.9: Conexiones entre equipos del patio de 220 kV.

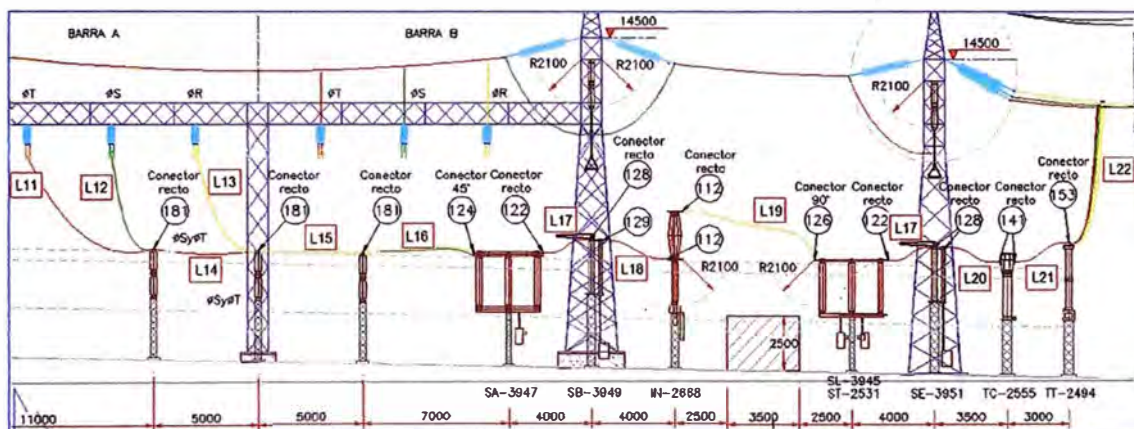


Figura 8.10: Conexiones entre equipos del patio de 220 kV.

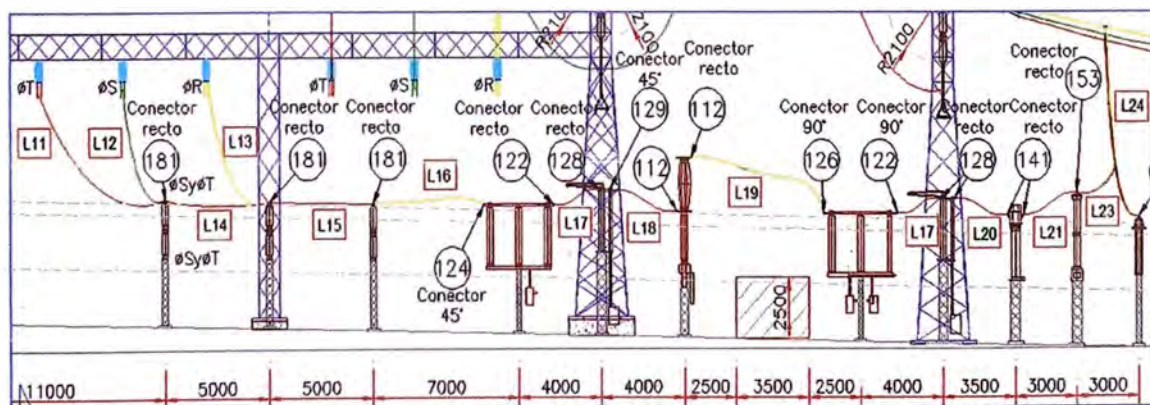


Figura 8.11: Conexiones entre equipos del patio de 220 kV.

#### 8.4.2 Longitudes de conductor necesarias para la conexión entre equipos a través de conexiones flexibles

Para calcular las longitudes mínimas de conductor necesarias para realizar la conexión entre equipos de alta tensión a través de conexiones flexibles, se deberán tener en cuenta las siguientes consideraciones:

- Los tipos de conectores a usarse entre equipos.
- Los desplazamientos que se pueden producir por movimientos sísmicos de la zona.
- La distancia entre equipos.
- Los tipos de equipos que se conectarán.
- La configuración de conexión.

Como se ha indicado, el conductor en una disposición de conexión flexible debe poseer como mínimo suficiente longitud para amortiguar el desplazamiento horizontal relativo que pueda ocurrir entre el equipo móvil debido a causas sísmicas y acción de los equipos.

Tomando en cuenta todas estas consideraciones y de acuerdo a las imágenes presentadas anteriormente, a continuación se presenta en la Tabla 8.1 y Tabla 8.2 las longitudes de conductor que se debe considerar para la conexión entre equipos de la subestación Norte (Nueva) 220 kV / 500 kV.

**Tabla 8.1: Longitud de conductor necesaria para realizar las conexiones entre equipos del patio de 500 kV**

Ítem	Conexión 1	Conexión 2	Tipo Conexión 1	Tipo Conexión 2	Longitud conductor (m)
L1	Aislador poste	Aislador poste	Conector 45°	Conector 45°	9,90
L2	Aislador poste	Templa	Conector	-	17,10

Ítem	Conexión 1	Conexión 2	Tipo Conexión 1	Tipo Conexión 2	Longitud conductor (m)
			45°		
L3	Templa	Transformador de Tensión	-	Conector 45°	15,50
L4	Transformador de Tensión	Seccionador Semi-pantógrafo	Conector recto	Conector 45°	5,90
L5	Seccionador Semi-pantógrafo/ Aislador poste	Aislador poste/ Aislador poste	Conector recto/ Conector 45°	Conector 45°/ Conector 45°	8,70
L6	Seccionador Semi-pantógrafo/ Aislador poste	Interruptor	Conector recto/ Conector 45°	Conector 45°	8,10
L7	Interruptor	Transformador de corriente	Conector 45°	Conector 45°	4,50
L8	Transformador de corriente	Seccionador Semi-pantógrafo	Conector 45°	Conector recto	5,50
L9	Seccionador Semi-pantógrafo	Templa	Conector recto	-	16,80
L10	Cable	Seccionador doble apertura	-	Conector 90°	4,40
L11	Seccionador doble apertura	Interruptor	Conector 45°	Conector 45°	7,70
L12	Interruptor	Pararrayos	Conector 45°	Conector 45°	6,30
L13	Pararrayos	Reactor de línea	Conector 45°	Conector 45°	7,40
L14	Transformador de Tensión	Pararrayos	Conector recto	Conector 45°	6,40
L15	Aislador poste	Autotransformador	Conector recto	Conector recto	10,50

Ítem	Conexión 1	Conexión 2	Tipo Conexión 1	Tipo Conexión 2	Longitud conductor (m)
L16	Autotransformador	Pararrayos	Conector 45°	Conector 45°	10,10
L17	Pararrayos	Aislador poste	Conector 45°	Conector 45°	11,10
L18	Reactor de Línea	Cable	Conector 90°	-	3,60
L19	Reactor Neutro	Seccionador cuchilla puesta a tierra	Conector recto	Conector recto	2,70
L20	Seccionador cuchilla puesta a tierra	Pararrayos	Conector recto	Conector 90°	2,70
L21	Cable	Aislador poste	-	Conector 45°	5,50

**Tabla 8.2 Longitud de conductor necesaria para realizar las conexiones entre equipos del patio de 220 kV.**

Ítem	Conexión 1	Conexión 2	Tipo Conexión 1	Tipo Conexión 2	Longitud conductor (m)
L1	Cadena aisladores	Seccionador de doble apertura	-	Conector recto	6,30
L2	Transformador de Tensión	Cable	Conector 90°	-	2,70
L3	Seccionador de doble apertura	Interruptor	Conector 90°	Conector recto	7,50
L4	Interruptor	Transformador de corriente	Conector 45°	Conector recto	3,80
L5	Transformador de Corriente	Seccionador de doble apertura	Conector recto	Conector 90°	2,50



<b>Ítem</b>	<b>Conexión 1</b>	<b>Conexión 2</b>	<b>Tipo Conexión 1</b>	<b>Tipo Conexión 2</b>	<b>Longitud conductor (m)</b>
L6	Seccionador de doble apertura	Aislador poste	Conector 45°	Conector recto	5,90
L7	Transformador de Tensión	Cable	Conector recto	-	3,70
L8	Seccionador de doble apertura	Barra	Conector 90°	-	5,00
L9	Seccionador de doble apertura	Barra	Conector recto	-	6,30
L10	Transformador de Tensión	Barra	Conector recto	-	5,60
L11	Aislador Poste	Barra	Conector recto	-	8,50
L12	Aislador Poste	Barra	Conector recto	-	5,80
L13	Aislador Poste	Barra	Conector recto	-	6,90
L14	Aislador Poste	Aislador Poste	Conector recto	Conector recto	5,40
L15	Aislador Poste	Aislador Poste	Conector recto	Conector recto	5,40
L16	Aislador Poste	Seccionador de doble apertura	Conector recto	Conector 45°	5,80
L17	Seccionador de doble apertura	Seccionador Semi-pantógrafo	Conector recto	Conector recto	2,60
L18	Seccionador Semi-pantógrafo	Interruptor	Conector 45°	Conector recto	3,60
L19	Interruptor	Seccionador de doble apertura	Conector recto	Conector 90°	7,40
L20	Seccionador Semi-pantógrafo	Transformador de Corriente	Conector recto	Conector recto	3,10
L21	Transformador de Corriente	Transformador de Tensión	Conector recto	Conector recto	3,30
L22	Transformador de Tensión	Línea	Conector recto	-	7,40

<b>Ítem</b>	<b>Conexión 1</b>	<b>Conexión 2</b>	<b>Tipo Conexión 1</b>	<b>Tipo Conexión 2</b>	<b>Longitud conductor (m)</b>
L23	Transformador de Tensión	Cable	Conector recto	-	2,80
L24	Pararrayo	Línea	Conector recto	Línea	8,80

### **8.5 Plano de disposición física de la subestación**

En el ANEXO 4 se muestra el arreglo físico de la subestación realizado en base a los resultados de los cálculos efectuados en los capítulos anteriores.

## **CAPITULO IX**

### **PRESUPUESTO PARA IMPLEMENTACIÓN DEL PROYECTO**

#### **9.1 Criterios para elaboración de presupuestos**

El presupuesto para determinar el costo de los equipos, materiales, sistemas y obras requeridas en la ejecución del proyecto, se realizó, según procedimiento indicado a continuación:

- Elaboración de la ingeniería conceptual, según los criterios indicados en los capítulos anteriores.
- Elaboración de listados de equipos, materiales, sistemas y obras requeridos de acuerdo con características y cantidades requeridas, según diseños conceptuales elaborados.
- Valoración de los diferentes listados de equipos, materiales, sistemas y obras, de acuerdo con precios del mercado en proyectos similares, y teniendo en cuenta las condiciones particulares de instalación.
- Sumados los diferentes presupuestos, se introducen en los resultados, factores correspondientes a administración, imprevistos, utilidades, etc.

- Tener en cuenta la variabilidad de costos que dependen de la zona donde se implantará la subestación tales como costo de predios y servidumbre. Estos dependen de aspectos políticos, sociales y de oportunidad de compra.

## 9.2 Resumen del presupuesto para implementación del proyecto

A continuación se presenta en la Tabla 9.1 el cuadro resumen del costo para implementación de la subestación bajo estudio. El detalle del presupuesto se presenta en el ANEXO 5

**Tabla 9.1 Resumen del presupuesto para implementación del proyecto**

<b>COMPONENTES DEL PROYECTO EN USD</b>		
<b>ITEM</b>	<b>DESCRIPCIÓN</b>	<b>TOTAL (USD)</b>
<b>A</b>	<b>SUMINISTROS</b>	<b>19 960 836,00</b>
A1	Estructuras metálicas, equipamiento de alta tensión y equipamiento secundario.	19 010 320,00
A2	Repuestos.	950 516,00
<b>B</b>	<b>OBRA CIVIL Y MONTAJE ELECTROMECAÁNICO</b>	<b>12 041 296,49</b>
B1	Obra civil.	7 826 092,11
B2	Montaje, pruebas y puesta en servicio.	4 215 204,38
<b>C</b>	<b>ESTUDIOS, DISEÑOS, INGENIERÍA Y SUPERVISIÓN</b>	<b>2 594 908,68</b>
C1	Estudios, diseños e ingeniería	998 041,80
C2	Supervisión de obra	1 596 866,88
<b>D</b>	<b>EIA, CIRA Y LICENCIA DE CONSTRUCCIÓN</b>	<b>85 764,00</b>
<b>E</b>	<b>COMPRA DE PREDIOS</b>	<b>180 000,00</b>
<b>SUBTOTAL PROYECTO</b>		<b>34 862 805,17</b>
<b>GERENCIAMIENTO DEL PROYECTO</b>		<b>3 137 652,46</b>
<b>TOTAL PROYECTO + GERENCIAMIENTO SIN IGV</b>		<b>38 000 457,63</b>



## **CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

### **Conclusiones:**

1. En el presente informe se han aplicado los principales aspectos y criterios que se consideran en la ingeniería básica y de detalle para el diseño de una subestación de 500 kV, tomando las consideraciones que menciona el actual Código Nacional de Electricidad – Suministro 2011 [1] y el procedimiento PR-20 COES [2], el cual ha agregado en su contenido la normativa respectiva para este nuevo nivel de tensión que actualmente se encuentra operando en el país, así como normas internacionales aplicables para el diseño. Todos los criterios y consideraciones aplicadas en el informe corresponden a subestaciones ubicadas en la zona costera del Perú; para el diseño de subestaciones en la zona andina y zona de selva deben modificarse los criterios en base a las condiciones ambientales de la zona de instalación.
2. Se presentó un breve resumen de las características principales de los equipos de alta tensión y como la selección de sus características dependen de los resultados de los estudios del sistema. En ningún caso podemos asumir que los equipos dependen únicamente del sitio de instalación.

3. Se desarrollaron los cálculos básicos para dimensionamiento de la subestación y sus principales componentes estableciendo una secuencia de pasos y normas de referencia para su elaboración.
4. Se desarrolló el arreglo físico de una subestación de 220 kV / 500 kV y las consideraciones básicas para su diseño. El arreglo físico de una subestación es particular para cada caso; sin embargo se puede considerar como una base para el diseño de subestaciones en 220 kV / 500 kV con las configuraciones de doble barra con seccionador de transferencia e interruptor y medio respectivamente.
5. De acuerdo al diseño presentado para la subestación en estudio se elaboró el presupuesto para implementación del proyecto a nivel de pre-factibilidad, donde se detalla el costo de implementación de la subestación bajo estudio, de acuerdo a precios reales de obra en subestaciones 500 kV ya construidas. El presupuesto elaborado permite establecer ratios en lo que respecta a precio de equipamiento, estructuras metálicas, costo de implementación de una celda en 220 kV o 500 kV y otras combinaciones que se desee realizar en base a la reagrupación de los precios indicados.

**Recomendaciones:**

1. Partiendo de las consideraciones del Código Nacional de Electricidad-Suministro 2011 [1] y por ser variados los reglamentos técnicos internacionales y muy escasa la reglamentación nacional específica al tema, es necesario que el estado peruano elabore estándares para el diseño de proyectos de extra alta tensión.
2. Tener claro las condiciones ambientales del sitio de instalación resultan ser de mucha importancia a la hora iniciar los diseños de una subestación. Condiciones tales como nivel de polución, nivel de corrosión, altura sobre el

nivel del mar, condiciones de lluvia y nieve y otros puede afectar drásticamente los criterios de diseño que finalmente se traducen en costos para el proyecto. El diseñador debe tener claro que cada condición particular cuenta con una consideración específica y su aplicación debe evaluarse dependiendo de la frecuencia y severidad para el proyecto.

3. En cada capítulo se ha desarrollado una serie de pasos ordenados para los cálculos en el diseño de una subestación. El diseñador debe seguir estrictamente cada uno de los pasos actualizando valores y/o condiciones particulares del proyecto que está realizando.

## BIBLIOGRAFÍA

1. Código Nacional de Electricidad – Suministro 2011.
2. Procedimiento Técnico COES PR-20 “Ingreso, Modificación y Retiro de Instalaciones en el SEIN”
3. IEC 62271-1 High-voltage switchgear and controlgear – Part 1: Common specifications.
4. IEC 62271-100 High-voltage switchgear and controlgear – Part 100: Alternating-current circuit-breakers.
5. IEC 60376 Specification of technical grade sulfur hexafluoride (SF6) for use in electrical equipment.
6. IEC 62271-101 High-voltage switchgear and controlgear - Part 101: Synthetic testing.
7. IEC 62271-102 High-voltage switchgear and controlgear - Part 102: Alternating current disconnectors and earthing switches.
8. IEC 61869-2 Instrument transformers - Part 2: Additional requirements for current transformers.
9. IEC 60358-1 Coupling capacitors and capacitor dividers - Part 1: General

rules.

10. IEC 61869-5 Instrument transformers - Part 5: Additional requirements for capacitor voltage transformers.
11. IEC 60044-2 Instrument transformers - Part 3: Combined transformers.
12. IEC 60099-4 Surge arresters - Part 4: Metal-oxide surge arresters without gaps for a.c. systems.
13. IEC 60099-5 Surge arresters - Part 5: Selection and application recommendations.
14. IEC 60071-2 Insulation co-ordination - Part 2: Application guide.
15. IEC 61936-1 Power installations exceeding 1 kV a.c. - Part 1: Common rules.
16. H.E Remde, V, Calculation methods for the short circuit strength of high voltage substations.
17. Cigré Committee No. 23.06 The effect of safety regulations on the design of substations - Electra No. 19.
18. IEEE Std 998-1996. Guide for Direct Lightning Stroke Shielding of Substations.
19. Subestaciones de Alta y Extra alta tensión. Segunda edición. HMV Ingenieros Ltda. 2003.
20. IEEE Std. 605 Guide for the design of substation rigid-bus structures.
21. C.I.S.P.R. 18-1/1982 Interferences produced by corona effect of electric system.
22. IEC 60865-1 Short-circuit currents - Calculation of effects - Part 1: Definitions and calculation methods.
23. IEC 60815-1 Selection and dimensioning of high-voltage insulators intended for use in polluted conditions - Part 1: Definitions, information and general principles.

24. IEC 60815-2 Selection and dimensioning of high-voltage insulators intended for use in polluted conditions - Part 2: Ceramic and glass insulators for a.c. systems.
25. IEC 60273 Characteristic of indoor and outdoor post insulators for systems with nominal voltages greater than 1000 V.
26. IEEE Std. 1527 Recommended practice for the design of flexible buswork located in seismically active areas.
27. IEEE Std. 693 Recommended practice for seismic design of substations – Redline.
28. ANSI-NEMA CC 1 Electric power connections for substations.

# **ANEXOS**

**ANEXO 1**

**RESULTADOS DE LOS CÁLCULOS DE LA SELECCIÓN DE CONDUCTORES  
FLEXIBLES Y BARRAJES RÍGIDOS**



**Tabla A1.1 Comportamiento térmico de conductores – Subestación Norte (Nueva) 500 kV**

<b>ELECTRA No. 144/1992, WG 22,12 "THE THERMAL BEHAVIOR OF OVERHEAD CONDUCTORS"</b>					
<b>Datos de Entrada/Inputs</b>			<b>Datos de Salida/Outputs</b>		
Código del Conductor /Conductor Code	Lupine		Calentamiento Joule /Joule Heating, Pj	5,67	W/m
Sección/Cross Section	1267,0	mm <sup>2</sup>	Calentamiento Magnético /Magnetic Heating, Pm	0,00	W/m
Diámetro/Diameter	46,3	mm	Calentamiento Solar /Solar Heating, PS	24,61	W/m
Diámetro hilo /Wire Diameter	4,21	mm	Calentamiento Corona /Corona Heating, Pi	0,00	W/m
Resistencia D.C. /Resistance C.D. 20°C	2,2966E-05	W/m	Enfriamiento por Convección/ Convective Cooling, Pc	23,23	W/m
Temperatura ambiente promedio (Average-Ambient Temperature), Ta	20,6	°C	Enfriamiento por Radiación /Radiative Cooling, Pr	7,05	W/m
Altura sobre el nivel del mar/Field Altitude, h	165,0	m	Enfriamiento por Evaporación/Evaporative Cooling, PW	0,00	W/m
Corriente C.A por el conductor/A.C Current, I	955,2	A	Temperatura superficial del conductor/Surface Temperature, Ts	36,20	°C
Velocidad de viento /Speed wind, V	0,6	m/s	Densidad realtiva del aire /Relative Air Density, rr	0,9810	
Número conductores por fase/Number of subconductors, n	2,0		Número de Nusselt /Nusselt's Number, Nud	18,06	
Radiación solar/Solar radiation, S	1063,0	W/m <sup>2</sup>	Delta de temperatura/DT	15,6	°C
Ángulo del viento /Angle of Attack	45	°			

**Tabla A1.2 Comportamiento térmico de conductores – Subestación Norte (Nueva)  
220 kV**

<b>ELECTRA No. 144/1992, WG 22,12 "THE THERMAL BEHAVIOR OF OVERHEAD CONDUCTORS"</b>					
<b>Datos de Entrada/Inputs</b>			<b>Datos de Salida/Outputs</b>		
Código del Conductor /Conductor Code	Cowslip		Calentamiento Joule /Joule Heating, Pj	7,06	W/m
Sección/Cross Section	1010,0	mm <sup>2</sup>	Calentamiento Magnético /Magnetic Heating, Pm	0,00	W/m
Diámetro/Diameter	41,4	mm	Calentamiento Solar/Solar Heating, PS	21,98	W/m
Diámetro hilo/Wire Diameter	3,76	mm	Calentamiento Corona/Corona Heating, Pi	0,00	W/m
Resistencia D.C. /Resistance C.D. 20°C	2,8543E-05	W/m	Enfriamiento por Convección/Convective Cooling, Pc	22,58	W/m
Temperatura ambiente promedio (Average-Ambient Temperature), Ta	20,6	°C	Enfriamiento por Radiación/Radiative Cooling, Pr	6,47	W/m
Altura sobre el nivel del mar/Field Altitude, h	165,0	m	Enfriamiento por Evaporación/Evaporative Cooling, PW	0,00	W/m
Corriente C.A por el conductor/A.C Current, I	955,2	A	Temperatura superficial del conductor/Surface Temperature, Ts	36,59	°C
Velocidad de viento /Speed wind, V	0,6	m/s	Densidad realtiva del aire/Relative Air Density,rr	0,9810	
Número conductores por fase/Number of subconductors, n	2,0		Número de Nusselt /Nusselt's Number, Nud	17,12	
Radiación solar/Solar radiation, S	1063,0	W/m <sup>2</sup>	Delta de temperatura/DT	16,0	°C
Ángulo del viento /Angle of Attack	45	°			

**Tabla A1.3 Verificación de efecto corona – Nivel de conexión h=9,5 m. –  
Subestación Norte (Nueva) 500 kV**

<b>C.I.S.P.R. 18-1/1982 (IEC) - CIGRE WORKING GROUP 36.01/1974 "INTERFERENCES PRODUCED BY CORONA EFFECT OF ELECTRIC SYSTEMS"</b>					
<b>Datos de Entrada/Inputs</b>			<b>Datos de Salida/Outputs</b>		
Código del Conductor /Conductor Code	Lupine		Presión Atmosférica /Atmospheric Pressure, (b)	74,47	cmHg
Sección/Cross Section	1267,0	mm <sup>2</sup>	Densidad relativa del aire /Relative air density, (d)	0,99	
Diámetro /Diameter	46,3	mm	Gradiente crítico /Disruptive or Critical Surface Gradient, (Eo)	18,354	kVrms/cm
Temperatura /Temperature	20,6	°C	Radio equivalente haz de conductores /Equivalent Radius of a Bundle Conductors, (req)	9,624	cm
Altura sobre el nivel del mar/Field Altitude	165,0	m	Capacitancia máxima /Maximum Capacitance, (Cmax)	1,302E-11	F/m
Altura conexión /Mean height of the conductor	9,5	m	Tensión fase-tierra /Phase to Earth Voltage, (Ur)	317,54	kV
Separación fases /Distance between conductors	8,0	m	Carga máxima en el conductor /Máximo Conductor Line Charge, (Q)	4,134E-08	C/cm
Separación del haz de conductores /Bundle Radius	40,0	cm	Gradiente superficial /Surface Gradient, (gav)	16,07	kV/cm
Tensión máxima del sistema /Maximum Voltage System	550,0	kV	Gradiente superficial máximo /Maximum Surface Gradient, (Emáx)	17,93	kV/cm
Coeficiente geométrico /Geometrical surface state coefficient	1,00	m <sub>g</sub>	Tensión crítica /Critical Phase to Earth Voltage, (Uo)	325,04	kV
Coeficiente de limpieza /Cleanness surface state coefficient	0,70	m <sub>l</sub>	Uo > Ur	Cumple /True	2,36%
			Emax < Eo	Cumple /True	2,31%



**Tabla A1.4 Verificación de efecto corona – Nivel de conexión h=18,5 m. –  
Subestación Norte (Nueva) 500 kV**

<b>C.I.S.P.R. 18-1/1982 (IEC) - CIGRE WORKING GROUP 36.01/1974 "INTERFERENCES PRODUCED BY CORONA EFFECT OF ELECTRIC SYSTEMS"</b>					
<b>Datos de Entrada/Inputs</b>			<b>Datos de Salida/Outputs</b>		
Código del Conductor /Conductor Code	Lupine		Presión Atmosférica /Atmospheric Pressure, (b)	74,47	cmHg
Sección /Cross Section	1267,0	mm <sup>2</sup>	Densidad relativa del aire /Relative air density, (d)	0,99	
Diámetro/Diameter	46,3	mm	Gradiente crítico /Disruptive or Critical Surface Gradient, (Eo)	18,354	kVrms/cm
Temperatura /Temperature	20,6	°C	Radio equivalente haz de conductores /Equivalent Radius of a Bundle Conductors, (req)	9,624	cm
Altura sobre el nivel del mar /Field Altitude	165,0	m	Capacitancia máxima/Maximun Capacitance, (Cmax)	1,298E-11	F/m
Altura conexión /Mean height of the conductor	18,5	m	Tensión fase-tierra/Phase to Earth Voltage, (Ur)	317,54	kV
Separación fases /Distance between conductors	8,0	m	Carga máxima en el conductor /Maximun Conductor Lineic Charge, (Q)	4,121E-08	C/cm
Separación del haz de conductores /Bundle Radius	40,0	cm	Gradiente superficial /Surface Gradient, (gav)	16,02	kV/cm
Tensión máxima del sistema /Maximun Voltage System	550,0	kV	Gradiente superficial máximo /Maximum Surface Gradient, (Emáx)	17,87	kV/cm
Coeficiente geométrico /Geometrical Surface state coefficient	1,00	m <sub>g</sub>	Tensión critica /Critical Phase to Earth Voltage, (Uo)	326,14	kV
Coeficiente de limpieza /Cleanness Surface state coefficient	0,70	m <sub>l</sub>	Uo > Ur	Cumple /True	2,71%
			Emax < Eo	Cumple /True	2,64%

**Tabla A1.5 Verificación de efecto corona – Nivel de conexión h=24,5 m. –  
Subestación Norte (Nueva) 500 kV**

<b>C.I.S.P.R. 18-1/1982 (IEC) - CIGRE WORKING GROUP 36.01/1974 "INTERFERENCES PRODUCED BY CORONA EFFECT OF ELECTRIC SYSTEMS"</b>					
<b>Datos de Entrada/Inputs</b>			<b>Datos de Salida/Outputs</b>		
Código del Conductor /Conductor Code	Lupine		Presión Atmosférica /Atmospheric Pressure, (b)	74,47	cmHg
Sección/Cross Section	1267,0	mm <sup>2</sup>	Densidad relativa del aire /Relative air density, (d)	0,99	
Diámetro/Diameter	46,3	mm	Gradiente crítico /Disruptive or Critical Surface Gradient, (Eo)	18,354	kVrms/cm
Temperatura /Temperature	20,6	°C	Radio equivalente haz de conductores /Equivalent Radius of a Bundle Conductors, (req)	9,624	cm
Altura sobre el nivel del mar /Field Altitude	165,0	m	Capacitancia máxima /Maximum Capacitance, (Cmax)	1,299E-11	F/m
Altura conexión/Mean height of the conductor	24,5	m	Tensión fase-tierra /Phase to Earth Voltage, (Ur)	317,54	kV
Separación fases /Distance between conductors	8,0	m	Carga máxima en el conductor /Maximum Conductor Lineic Charge, (Q)	4,124E-08	C/cm
Separación del haz de conductores/Bundle Radius	40,0	cm	Gradiente superficial/Surface Gradient, (gav)	16,03	kV/cm
Tensión máxima del sistema/Maximun Voltage System	550,0	kV	Gradiente superficial máximo /Maximum Surface Gradient, (Emáx)	17,89	kV/cm
Coeficiente geométrico /Geometrical Surface state coefficient	1,00	m <sub>g</sub>	Tensión crítica /Critical Phase to Earth Voltage, (Uo)	325,86	kV
Coeficiente de limpieza/ Cleanness surface state coefficient)	0,70	m <sub>i</sub>	Uo > Ur	Cumple /True	2,62%
			Emax < Eo	Cumple/ True	2,55%

**Tabla A1.6 Verificación de efecto corona – Nivel de conexión h=5 m. – Subestación Norte (Nueva) 220 kV**

<b>C.I.S.P.R. 18-1/1982 (IEC) - CIGRE WORKING GROUP 36.01/1974 "INTERFERENCES PRODUCED BY CORONA EFFECT OF ELECTRIC SYSTEMS"</b>					
<b>Datos de Entrada/Inputs</b>			<b>Datos de Salida/Outputs</b>		
Código del Conductor /Conductor Code	Cowslip		Presión Atmosférica /Atmospheric Pressure, (b)	74,47	cmHg
Sección/Cross Section	1010,0	mm <sup>2</sup>	Densidad relativa del aire /Relative air density, (d)	0,99	
Diámetro/Diameter	41,4	mm	Gradiente crítico /Disruptive or Critical Surface Gradient, (Eo)	18,534	kVrms/cm
Temperatura /Temperature	20,6	°C	Radio equivalente haz de conductores /Equivalent Radius of a Bundle Conductors, (req)	6,431	cm
Altura sobre el nivel del mar/Field Altitude	165,0	m	Capacitancia máxima /Maximum Capacitance, (Cmax)	1,397E-11	F/m
Altura conexión/Mean height of the conductor	5,0	m	Tensión fase-tierra /Phase to Earth Voltage, (Ur)	141,45	kV
Separación fases /Distance between conductors	4,0	m	Carga máxima en el conductor/ Maximum Conductor Lineic Charge, (Q)	1,976E-08	C/cm
Separación del haz de conductores/Bundle Radius	20,0	cm	Gradiente superficial/Surface Gradient, (gav)	8,60	kV/cm
Tensión máxima del sistema/Maximun Voltage System	245,0	kV	Gradiente superficial máximo /Maximum Surface Gradient, (Emáx)	10,38	kV/cm
Coefficiente geométrico /Geometrical Surface state coefficient	1,00	m <sub>g</sub>	Tensión crítica /Critical Phase to Earth Voltage, (Uo)	252,62	kV
Coefficiente de limpieza /Cleanness Surface state coefficient	0,70	m <sub>l</sub>	Uo > Ur	Cumple /True	78,59%
			Emax < Eo	Cumple /True	44,01%



**Tabla A1.7 Verificación de efecto corona – Nivel de conexión h=10,5 m. –  
Subestación Norte (Nueva) 220 kV**

<b>C.I.S.P.R. 18-1/1982 (IEC) - CIGRE WORKING GROUP 36.01/1974 "INTERFERENCES PRODUCED BY CORONA EFFECT OF ELECTRIC SYSTEMS"</b>					
<b>Datos de Entrada/Inputs</b>			<b>Datos de Salida/Outputs</b>		
Código del Conductor /Conductor Code	Cowslip		Presión Atmosférica /Atmospheric Pressure, (b)	74,47	cmHg
Sección /Cross Section	1010,0	mm <sup>2</sup>	Densidad relativa del aire /Relative air density, (d)	0,99	
Diámetro /Diámetro	41,4	mm	Gradiente crítico /Disruptive or Critical Surface Gradient, (Eo)	18,534	kVrms/cm
Temperatura /Temperature	20,6	°C	Radio equivalente haz de conductores /Equivalent Radius of a Bundle Conductors, (req)	6,431	cm
Altura sobre el nivel del mar/Field Altitude	165,0	m	Capacitancia máxima /Maximun Capacitance, (Cmax)	1,394E-11	F/m
Altura conexión /Mean height of the conductor	10,5	m	Tensión fase-tierra /Phase to Earth Voltage, (Ur)	141,45	kV
Separación fases /Distance between conductors	4,0	m	Carga máxima en el conductor/Maximun Conductor Lineic Charge, (Q)	1,972E-08	C/cm
Separación del haz de conductores/Bundle Radius	20,0	cm	Gradiente superficial /Surface Gradient, (gav)	8,58	kV/cm
Tensión máxima del sistema /Maximun Voltage System	245,0	kV	Gradiente superficial máximo/Maximum Surface Gradient, (Emáx)	10,36	kV/cm
Coeficiente geométrico /Geometrical Surface state coefficient	1,00	m <sub>g</sub>	Tensión crítica /Critical Phase to Earth Voltage, (Uo)	253,17	kV
Coeficiente de limpieza /Cleanness surface state coefficient	0,70	m <sub>l</sub>	Uo > Ur	Cumple /True	78,98%
			E <sub>max</sub> < Eo	Cumple /True	44,13%

**Tabla A1.8 Verificación de efecto corona – Nivel de conexión h=14,5 m. –  
Subestación Norte (Nueva) 220 kV**

<b>C.I.S.P.R. 18-1/1982 (IEC) - CIGRE WORKING GROUP 36.01/1974 "INTERFERENCES PRODUCED BY CORONA EFFECT OF ELECTRIC SYSTEMS"</b>					
<b>Datos de Entrada/Inputs</b>			<b>Datos de Salida/Outputs</b>		
Código del Conductor /Conductor Code	Cowslip		Presión Atmosférica /Atmospheric Pressure, (b)	74,47	cmHg
Sección/Cross Section	1010,0	mm <sup>2</sup>	Densidad relativa del aire/Relative air density, (d)	0,99	
Diámetro/Diameter	41,4	mm	Gradiente crítico /Disruptive or Critical Surface Gradient, (Eo)	18,534	kVrms/cm
Temperatura /Temperature	20,6	°C	Radio equivalente haz de conductores /Equivalent Radius of a Bundle Conductors, (req)	6,431	cm
Altura sobre el nivel del mar/Field Altitude	165,0	m	Capacitancia máxima /Maximum Capacitance, (Cmax)	1,396E-11	F/m
Altura conexión/Mean height of the conductor	14,5	m	Tensión fase-tierra /Phase to Earth Voltage, (Ur)	141,45	kV
Separación fases /Distance between conductors	4,0	m	Carga máxima en el conductor /Maximum Conductor Lineic Charge, (Q)	1,974E-08	C/cm
Separación del haz de conductores/Bundle Radius	20,0	cm	Gradiente superficial /Surface Gradient, (gav)	8,59	kV/cm
Tensión máxima del sistema /Maximun Voltage System	245,0	kV	Gradiente superficial máximo /Maximum Surface Gradient, (Emáx)	10,37	kV/cm
Coeficiente geométrico /Geometrical Surface state coefficient	1,00	m <sub>g</sub>	Tensión crítica /Critical Phase to Earth Voltage, (Uo)	252,83	kV
Coeficiente de limpieza /Cleanness surface state coefficient	0,70	m <sub>i</sub>	Uo > Ur	Cumple /True	78,74%
			Emax < Eo	Cumple /True	44,05%



**Tabla A1.9 Verificación del efecto corona – Barras tubulares 33 kV – Subestación Norte (Nueva) 500 kV**

<b>C.I.S.P.R. 18-1/1982 (IEC) - CIGRE WORKING GROUP 36.01/1974 "INTERFERENCES PRODUCED BY CORONA EFFECT OF ELECTRIC SYSTEMS"</b>					
<b>Datos de Entrada/Inputs</b>			<b>Datos de Salida/Outputs</b>		
Código del Conductor/Conductor Code	Tubería Al		Presión Atmosférica/Atmospheric Pressure, (b)	75.59	cmHg
Sección/Cross Section	--	mm <sup>2</sup>	Densidad relativa del aire/Relative air density, (d)	1.00	
Diámetro/Diameter	63.0	mm	<b>Gradiente crítico/Disruptive or Critical Surface Gradient, (Eo)</b>	<b>20.537</b>	<b>kVrms/cm</b>
Temperatura/Temperature	24.0	°C	Radio equivalente haz de conductores/Equivalent Radius of a Bundle Conductors, (req)	11.225	cm
Altura sobre el nivel del mar/Field Altitude	46.0	m	Capacitancia máxima/Maximun Capacitance, (Cmax)	1.483E-11	F/m
Altura conexión/Mean height of the conductor	3.0	m	Tensión fase-tierra/Phase to Earth Voltage, (Ur)	20.78	kV
Separación fases/Distance between conductors	8.0	m	Carga máxima en el conductor/Maximun Conductor Lineic Charge, (Q)	3.081E-09	C/cm
Separación del haz de conductores/Bundle Radius	40.0	cm	Gradiente superficial/Surface Gradient, (gav)	0.88	kV/cm
Tensión máxima del sistema/Maximun Voltage System	36.0	kV	<b>Gradiente superficial máximo/Maximum Surface Gradient, (Emáx)</b>	<b>1.02</b>	<b>kV/cm</b>
Coeficiente geométrico/Geometrical Surface state coefficient	1.00	m <sub>g</sub>	Tensión crítica/Critical Phase to Earth Voltage, (Uo)	418.87	kV
Coeficiente de limpieza/(Cleanness Surface state coefficient)	0.80	m <sub>l</sub>	Uo > Ur	Cumple/True	1915.29%
			<b>Emax &lt; Eo</b>	<b>Cumple/True</b>	<b>95.04%</b>

**Tabla A1.10 Diámetro mínimo de conductores por cortocircuito- Subestación Norte (Nueva) 220 / 500 kV**

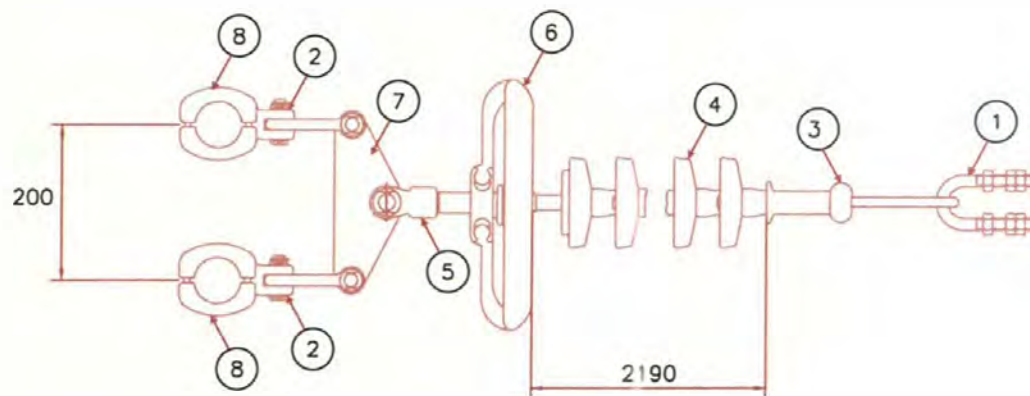
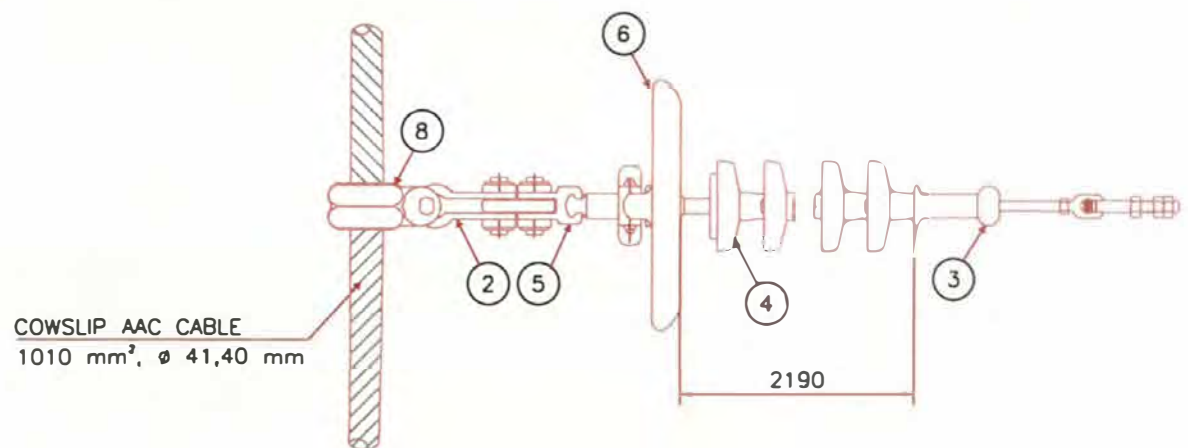
Sección en conductores flexibles y rígidos en cortocircuito			
IEC 60865-1 "Short – Circuit Currents - Calculation of Effects"			
Datos de Entrada	Tipo de conductor:	Aluminio y ACSR	
	$\zeta$	910	J/(kg°C)
	Constante	2700	kg/m <sup>3</sup>
	$k_{20}$	3,48E+07	1/(Ohm*m)
	$\text{Alfa}_{20}$	4,00E-03	1/°C
	Temperatura más elevada material, $\theta_b$	2,00E+02	°C
	Tiempo de duración lcc, $T_{kr}$	1,0	s
	Temperatura inicial en el conductor, $\theta_0$	85,0	°C
	Corriente corto circuito	40000,0	A
	Factor K	8,1563E+01	As <sup>0,5</sup> /mm <sup>2</sup>
Densidad de corriente $S_{thr}$	81,56	A/mm <sup>2</sup>	
Sección del conductor mínima para 1s	490,421	mm <sup>2</sup>	
Tiempo de duración lcc $T_k$ diferente $T_{kr}$	0,50	s	
Sección del conductor mínima para $T_k$ en	346,78	mm <sup>2</sup>	
			$K = \sqrt{\frac{k_{20} \cdot \zeta \cdot \rho}{\alpha_{20}} \cdot L_n \left( \frac{1 + \alpha_{20} \cdot (\theta_e - 20)}{1 + \alpha_{20} \cdot (\theta_b - 20)} \right)}$

**Tabla A1.11 Diámetro mínimo de conductores por cortocircuito- Terciario autotransformadores**

Sección en conductores flexibles y rígidos en cortocircuito			
IEC 60865-1 "Short – Circuit Currents - Calculation of Effects"			
Datos de Entrada	Tipo de conductor:	Aluminio y ACSR	
	$\zeta$	910	J/(kg°C)
	Constante	2700	kg/m <sup>3</sup>
	$k_{20}$	3,48E+07	1/(Ohm*m)
	$\text{Alfa}_{20}$	4,00E-03	1/°C
	Temperatura más elevada material, $\theta_b$	2,00E+02	°C
	Tiempo de duración lcc, $T_{kr}$	1,0	s
	Temperatura inicial en el conductor, $\theta_0$	85,0	°C
	Corriente corto circuito	31500,0	A
	Factor K	8,1563E+01	As <sup>0,5</sup> /mm <sup>2</sup>
Densidad de corriente $S_{thr}$	81,56	A/mm <sup>2</sup>	
Sección del conductor mínima para 1s	386,207	mm <sup>2</sup>	
Tiempo de duración lcc $T_k$ diferente $T_{kr}$	0,50	s	
Sección del conductor mínima para $T_k$ en	273,09	mm <sup>2</sup>	
			$K = \sqrt{\frac{k_{20} \cdot \zeta \cdot \rho}{\alpha_{20}} \cdot L_n \left( \frac{1 + \alpha_{20} \cdot (\theta_e - 20)}{1 + \alpha_{20} \cdot (\theta_b - 20)} \right)}$

**ANEXO 2**

**PLANOS DE CADENAS DE AISLADORES**



BILL OF MATERIALS		
ITEM	DESCRIPTION	UNIT QUANTITY
①	U BOLT	1
②	STRAIGHT SHACKLE	2
③	BALL EYE FOR PROTECTION WORK ASSEMBLY	1
④	DISK ISOLATOR (GLASS)	15
⑤	CLEAVIS SOCKET	1
⑥	EQUIPOTENTIAL RING	1
⑦	TRIANGULAR YOKE	1
⑧	SUSPENSION CONNECTOR	2

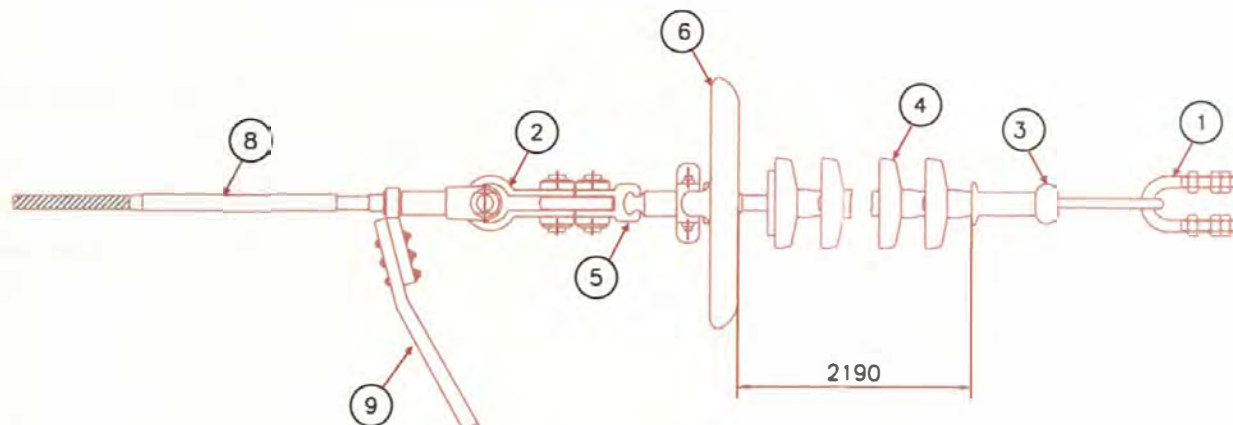
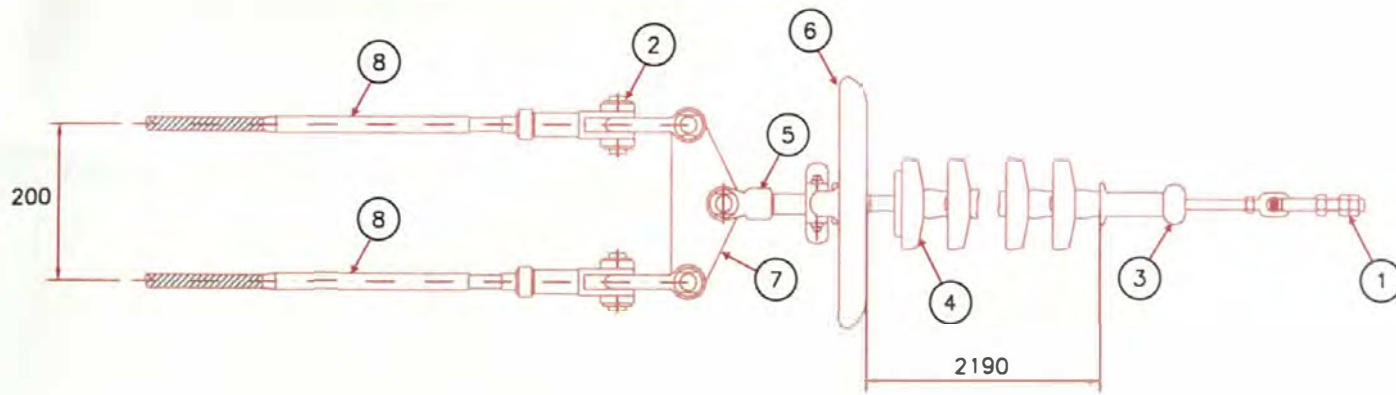
CREEPAGE 220 kV  $\geq$  7710 mm.

NOTES:

1. ALL DIMENSIONS ARE GIVEN mm.
2. CONSIDER 120 kN AS ULTIMATE STRENGTH AND 2100 MM AS MINIMUM PHASE - EARTH DISTANCE.
3. CALCULATION REPORT SHALL BE DELIVERED TO ESTABLISH WHETHER OR NOT ADDITIONAL ACCESSORIES ARE REQUIRED TO REDUCE TO THE MAXIMUM RIV AND CORONA LEVELS, ENSURING EQUAL POTENTIAL GRADIENT ALONG INSULATORS.

				PROYECTO: INFORME DE EXPERIENCIA PROFESIONAL	ESCALA:	DIMENSIONES:	FECHA:			
				TITULO: SINGLE SUSPENSION STRING FOR TWIN BUNDLE 220 kV	DISEÑO:	APROBÓ:	DIBUJÓ:		CONTRATO:	
				EJECUTOR:	PLANO No:	SIN	SIN	REV:	HOJA:	CONT:
					CODIGO ISA:			REV:	HOJA:	DE:
REV.	FECHA	MODIFICACION	APROBO							





COWSLIP AAC CABLE  
1010 mm<sup>2</sup>, Ø 41,40 mm

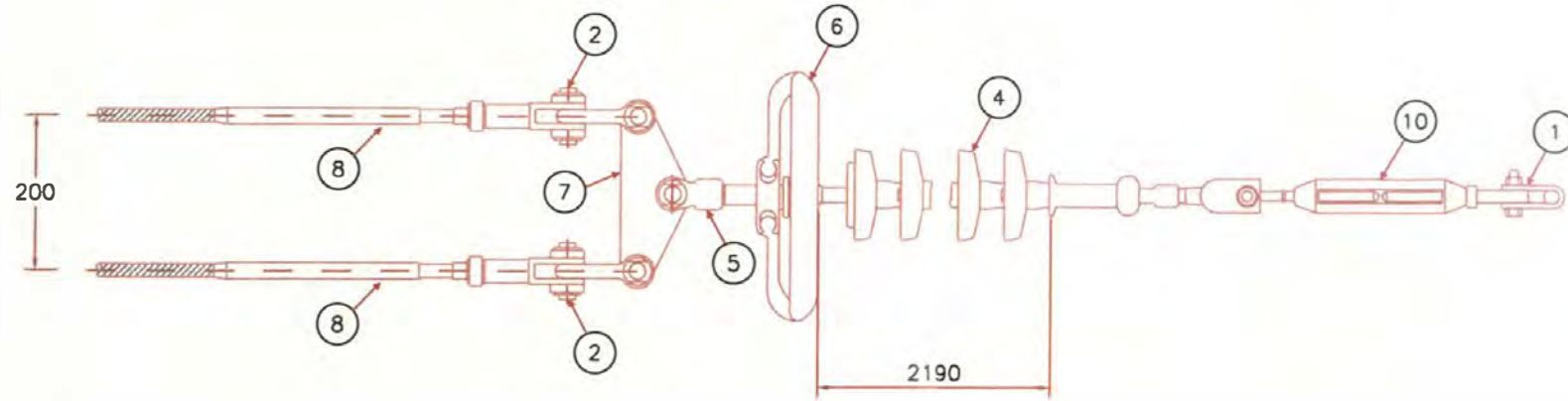
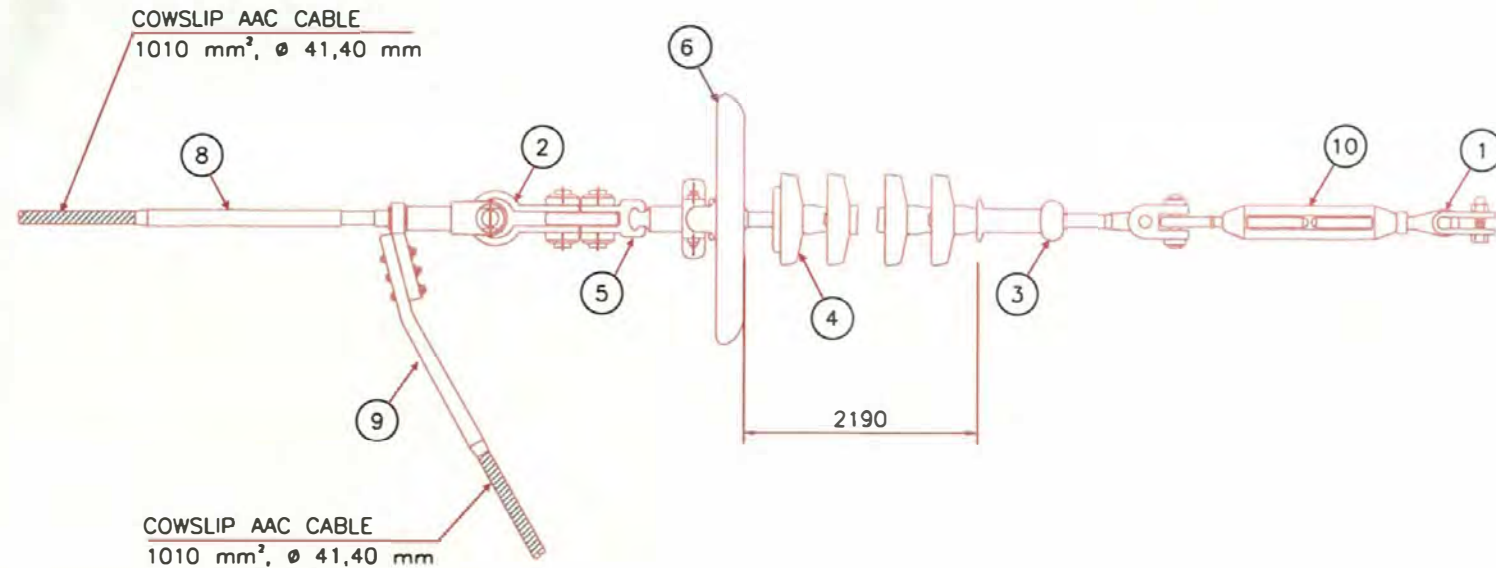
BILL OF MATERIALS		
ITEM	DESCRIPTION	LIMIT QUANTITY
①	U BOLT	1
②	STRAIGHT SHACKLE	2
③	BALL EYE FOR PROTECTION WORK ASSEMBLY	1
④	DISK ISOLATOR (GLASS)	15
⑤	CLEAVIS SOCKET	1
⑥	EQUIPOTENTIAL RING	1
⑦	TRIANGULAR YOKE	1
⑧	COMPRESSION CONNECTOR	2
⑨	JUMPER TERMINAL	2

CREEPAGE 220 kV ≥ 7710 mm.

NOTES:

1. ALL DIMENSIONS ARE GIVEN mm.
2. CONSIDER 120 kN AS ULTIMATE STRENGTH AND 2100 MM AS MINIMUM PHASE - EARTH DISTANCE.
3. CALCULATION REPORT SHALL BE DELIVERED TO ESTABLISH WHETHER OR NOT ADDITIONAL ACCESSORIES ARE REQUIRED TO REDUCE TO THE MAXIMUM RIV AND CORONA LEVELS, ENSURING EQUAL POTENTIAL GRADIENT ALONG INSULATORS.

				PROYECTO: INFORME DE EXPERIENCIA PROFESIONAL	ESCALA:	DIMENSIONES:	FECHA:	
				TITULO: SINGLE SUSPENSION STRING FOR TWIN BUNDLE WITH JUMPER TERMINAL 220 kV	DISENO:	APROBO:	DIBUJO:	
				EJECUTOR:		PLANO No: SIN		REV: HOJA: CONT:
						CODIGO ISA:		REV: HOJA: DE:
REV.	FECHA	MODIFICACION	APROBO					



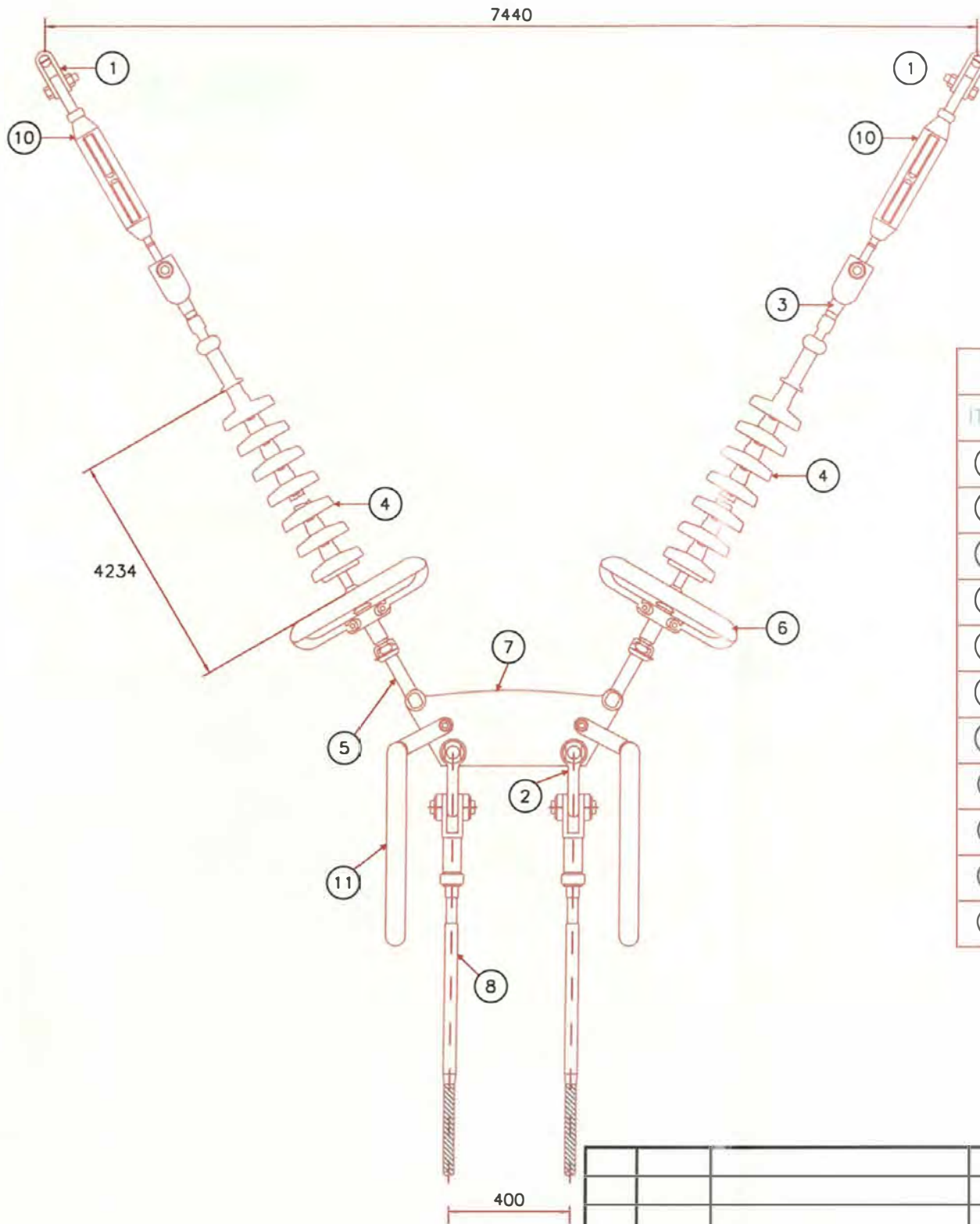
BILL OF MATERIALS		
ITEM	DESCRIPTION	UNIT QUANTITY
①	DOUBLE TYPE CONNECTOR	1
②	STRAIGHT SHACKLE	2
③	BALL EYE FOR PROTECTION WORK ASSEMBLY	1
④	DISK ISOLATOR (GLASS)	15
⑤	CLEAVIS SOCKET	1
⑥	EQUIPOTENTIAL RING	1
⑦	TRIANGULAR YOKE	1
⑧	COMPRESSSION CONNECTOR	2
⑨	JUMPER TERMINAL	2
⑩	TENSOR	1

CREEPAGE 220 kV  $\geq 7710$  mm.

NOTES

1. ALL DIMENSIONS ARE GIVEN mm.
2. CONSIDER 120 kN AS ULTIMATE STRENGTH AND 2100 MM AS MINIMUM PHASE - EARTH DISTANCE.
3. CALCULATION REPORT SHALL BE DELIVERED TO ESTABLISH WHETHER OR NOT ADDITIONAL ACCESSORIES ARE REQUIRED TO REDUCE TO THE MAXIMUM RIV AND CORONA LEVELS, ENSURING EQUAL POTENTIAL GRADIENT ALONG INSULATORS.

				PROYECTO: INFORME DE EXPERIENCIA PROFESIONAL	ESCALA:	DIMENSIONES:	FECHA:			
				TITULO: SINGLE TENSION STRING FOR TWIN BUNDLE WITH JUMPER TERMINAL 220 kV	DISEÑO:	APROBÓ:	DIBUJÓ:		CONTRATO:	
				EJECUTOR:	PLANO No:	SIN	SIN	REV:	HOJA:	CONT:
					CODIGO ISA:			REV:	HOJA:	DE:
REV.	FECHA	MODIFICACION	APROBO							



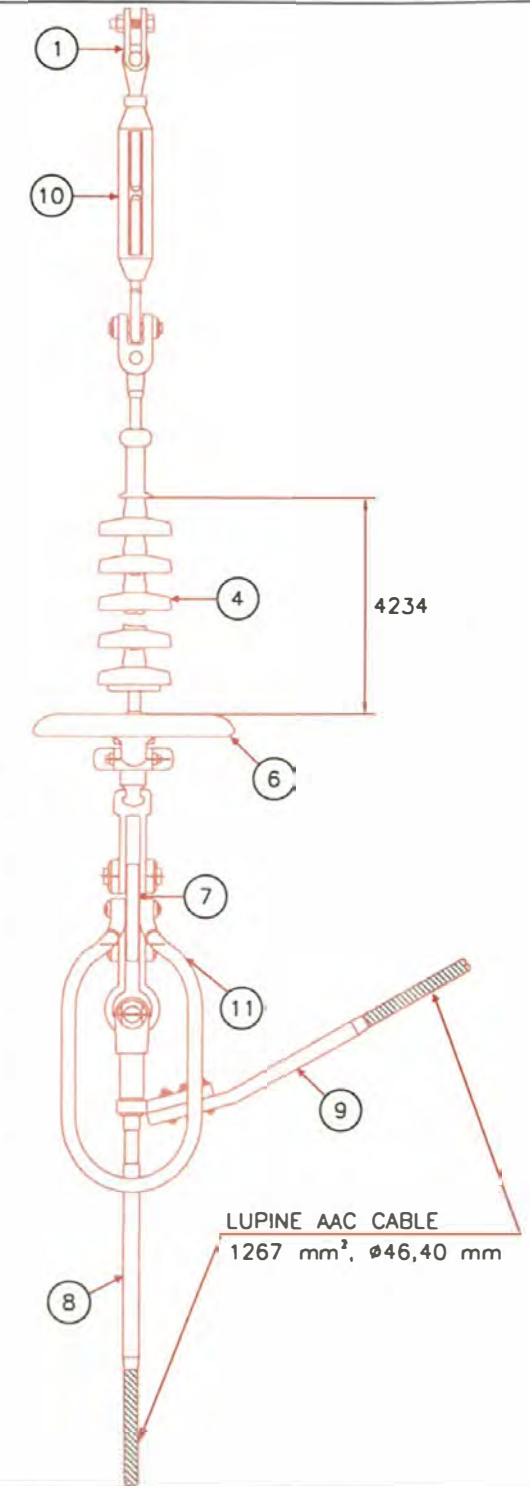
CREEPAGE 500 kV  $\geq 17306$  mm.

NOTES:

1. ALL DIMENSIONS ARE GIVEN mm.
2. CONSIDER 120 kN AS ULTIMATE STRENGTH AND 3100 MM AS MINIMUM PHASE - EARTH DISTANCE.
3. CALCULATION REPORT SHALL BE DELIVERED TO ESTABLISH WHETHER OR NOT ADDITIONAL ACCESSORIES ARE REQUIRED TO REDUCE TO THE MAXIMUM RIV AND CORONA LEVELS, ENSURING EQUAL POTENTIAL GRADIENT ALONG INSULATORS.

BILL OF MATERIALS

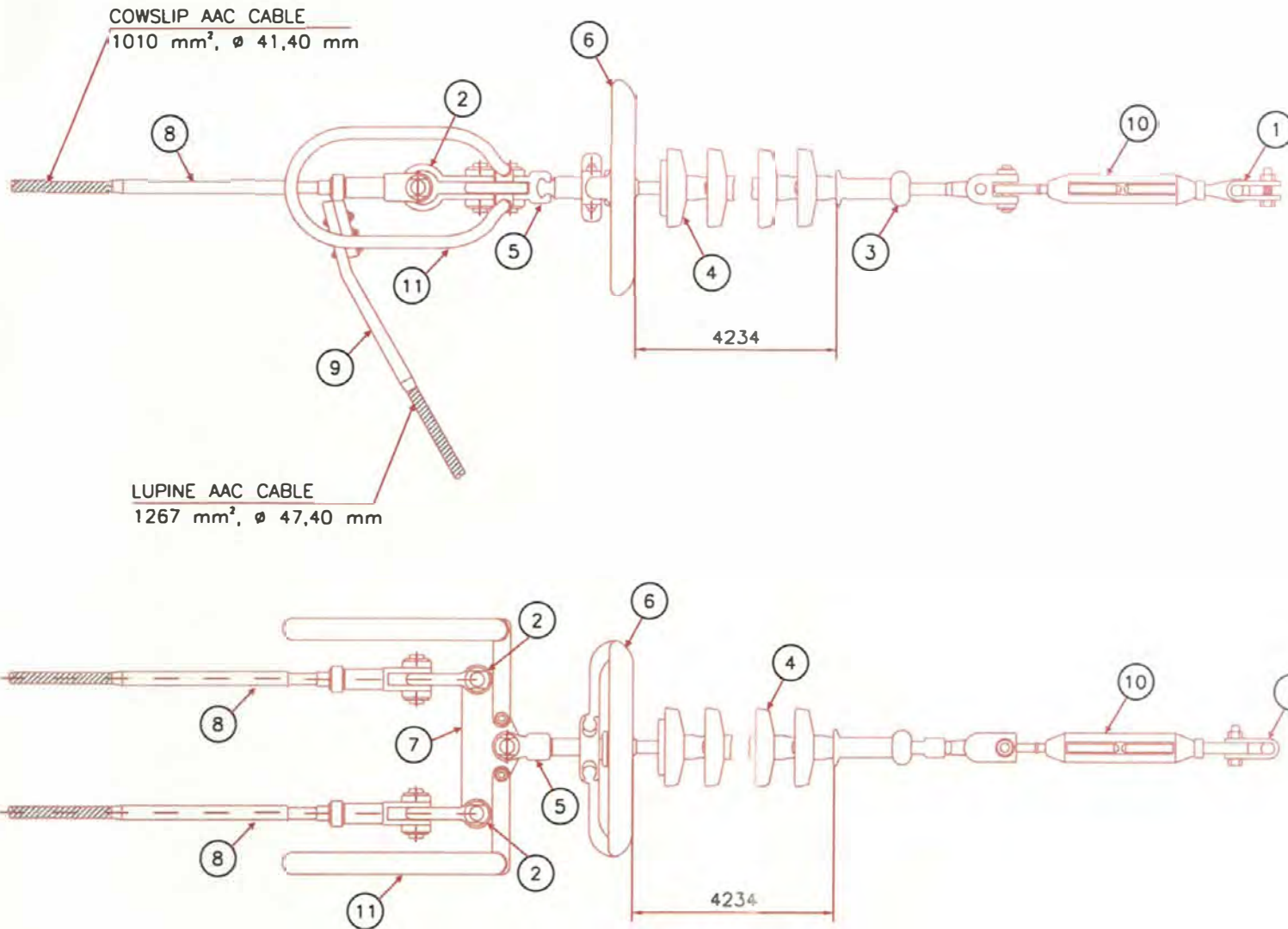
ITEM	DESCRIPTION	UNIT QUANTITY
①	DOUBLE TYPE CONNECTOR	2
②	STRAIGHT SHACKLE	2
③	BALL EYE FOR PROTECTION WORK ASSEMBLY	2
④	DISK ISOLATOR (GLASS)	58
⑤	CLEAVIS SOCKET	2
⑥	EQUIPOTENTIAL RING	2
⑦	KEYSTONE YOKE	1
⑧	COMPRESSION CONNECTOR	2
⑨	JUMPER TERMINAL	2
⑩	TENSOR	2
⑪	RACQUET	2



REV.	FECHA	MODIFICACION	APROBO

PROYECTO: INFORME DE EXPERIENCIA PROFESIONAL	ESCALA:	DIMENSIONES:	FECHA:			
TITULO: "V" DOUBLE TENSION STRING FOR TWIN BUNDLE WITH JUMPER TERMINAL 500 kV	DISERO:	APROBO:	DIBUJO:		CONTRATO:	
EJECUTOR:	PLANO No:	SIN	SIN	REV:	HOJA:	CONT:
	CODIGO ISA			REV:	HOJA:	DE:



BILL OF MATERIALS		
ITEM	DESCRIPTION	UNIT QUANTITY
①	DOUBLE TYPE CONNECTOR	1
②	STRAIGHT SHACKLE	2
③	BALL EYE FOR PROTECTION WORK ASSEMBLY	1
④	DISK ISOLATOR (GLASS)	29
⑤	CLEAVIS SOCKET	1
⑥	EQUIPOTENTIAL RING	1
⑦	TRIANGULAR YOKE	1
⑧	COMPRESSSION CONNECTOR	2
⑨	JUMPER TERMINAL	2
⑩	TENSOR	1
⑪	RACQUET	2

CREEPAGE 500 kV  $\geq 17306$  mm.

NOTES:

1. ALL DIMENSIONS ARE GIVEN mm.
2. CONSIDER 120 kN AS ULTIMATE STRENGTH AND 3100 MM AS MINIMUM PHASE - EARTH DISTANCE.
3. CALCULATION REPORT SHALL BE DELIVERED TO ESTABLISH WHETHER OR NOT ADDITIONAL ACCESSORIES ARE REQUIRED TO REDUCE TO THE MAXIMUM RIV AND CORONA LEVELS, ENSURING EQUAL POTENTIAL GRADIENT ALONG INSULATORS.

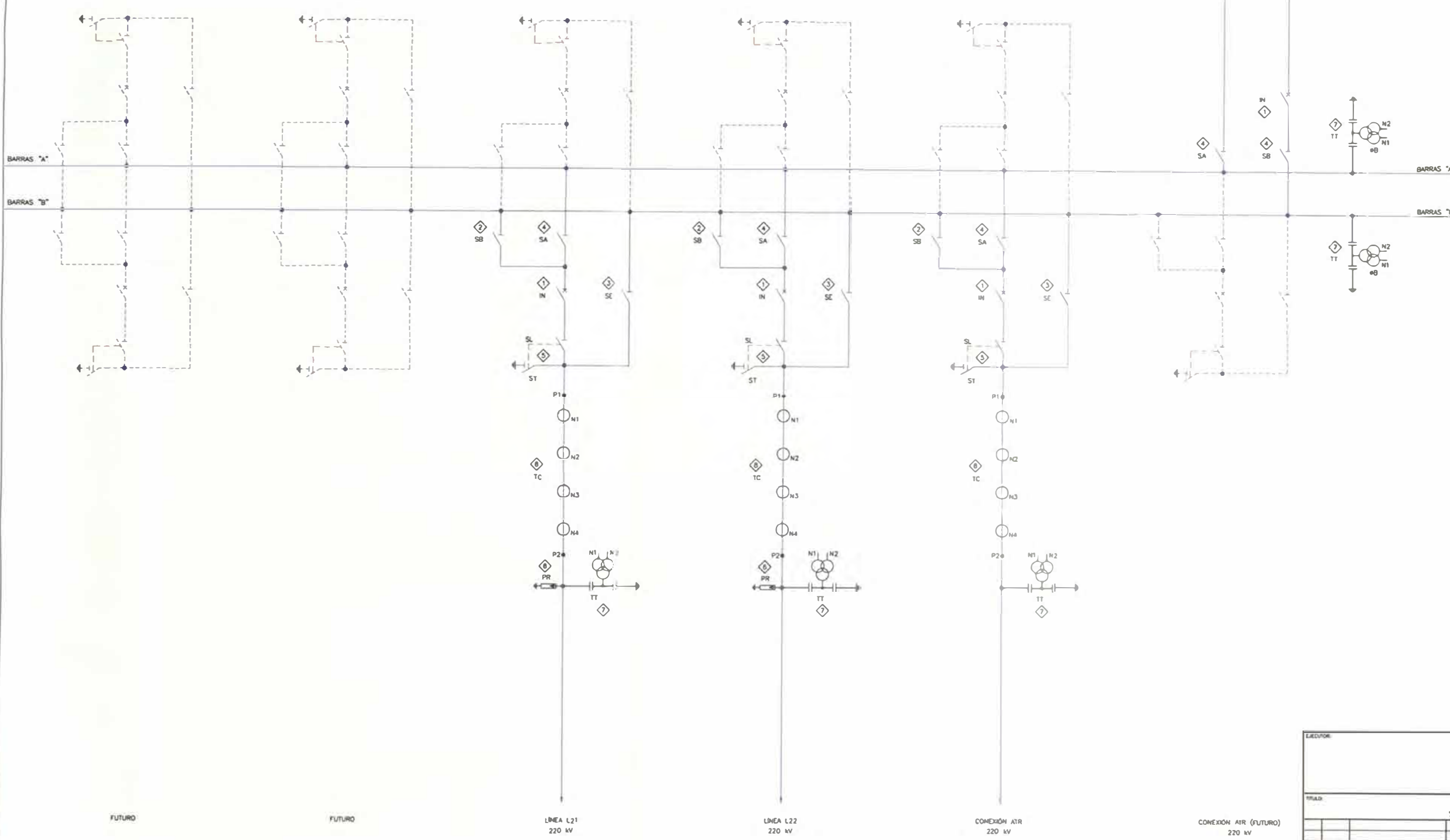
				PROYECTO: INFORME DE EXPERIENCIA PROFESIONAL	ESCALA:	DIMENSIONES:	FECHA:			
				TITULO: SINGLE TENSION STRING FOR TWIN BUNDLE WITH JUMPER TERMINAL 500 kV	DISEÑO:	APROBÓ:	DIBUJÓ:		CONTRATO:	
				EJECUTOR:	PLANO No:	SIN	SIN	REV:	HOJA:	CONT:
REV.	FECHA	MODIFICACION	APROBO		CODIGO ISA.			REV:	HOJA:	DE:



**ANEXO 3**

**DIAGRAMA UNIFILAR**

FUTURO      FUTURO      FUTURO      FUTURO      FUTURO      FUTURO      ACOPLA



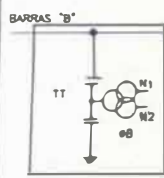
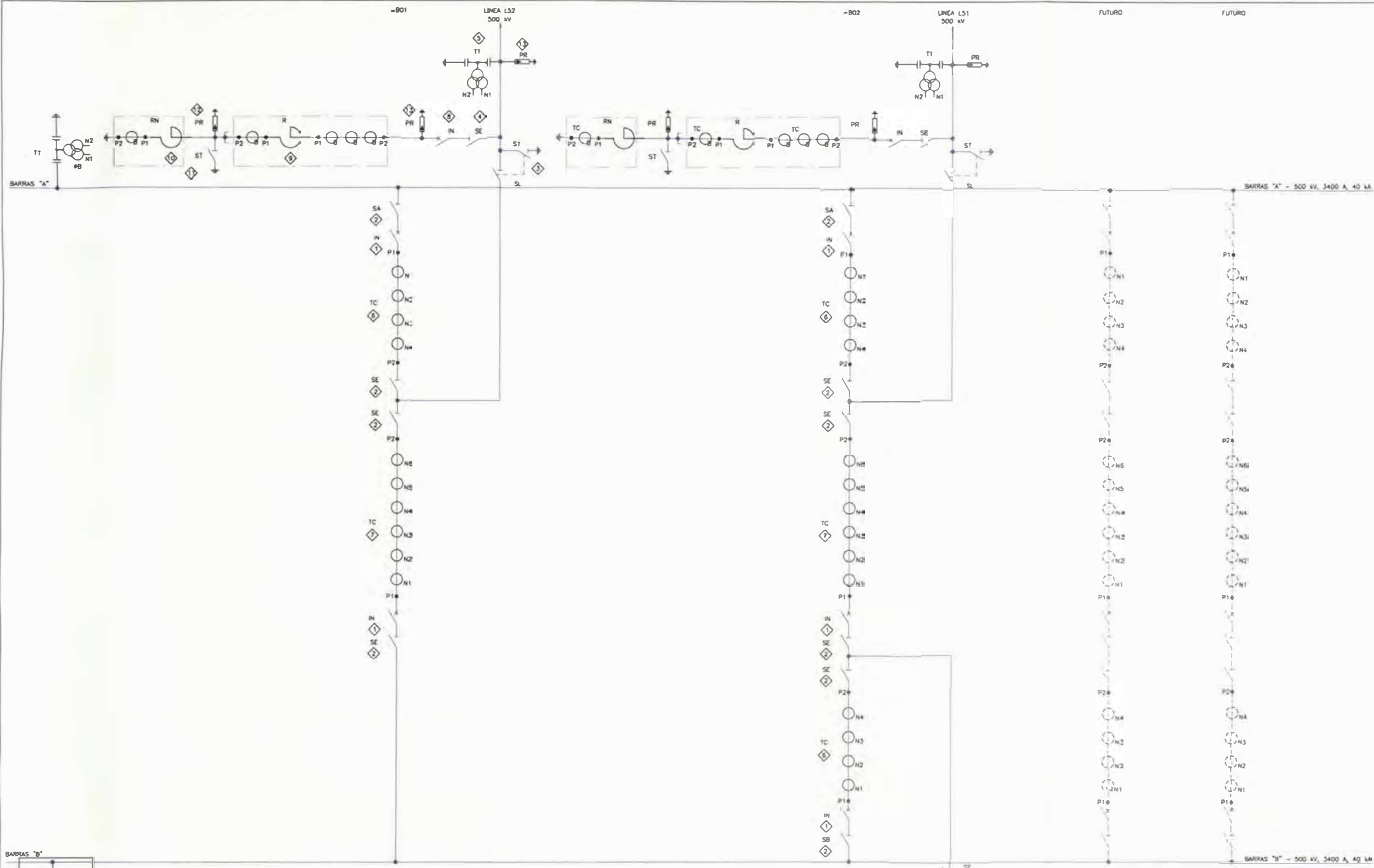
DESCRIPCION EQUIPOS ALTA TENSION

ITEM	DESCRIPCION
1	INTERRUPTOR TRIPOLAR SF6, 245 kV, 3150 A, 40 kA, 1050/460 kV. MANDO MONOPOLAR
2	SECCIONADOR TRIPOLAR TIPO SEMIPANTOGRAFO 245 kV, 2500 A, 40 kA, 1050/460 kV
3	SECCIONADOR TRIPOLAR TIPO SEMIPANTOGRAFO 245 kV, 2500 A, 40 kA, 1050/460 kV PARA TRANSFERENCIA
4	SECCIONADOR TRIPOLAR DOBLE APERTURA 245 kV, 2500 A, 40 kA, 1050/460 kV
5	SECCIONADOR TRIPOLAR DOBLE APERTURA CON CUCHILLA DE PUESTA A TIERRA 245 kV, 2500 A, 40 kA, 1050/460 kV
6	DESCARGADOR DE SOBRETENSION 198 kV, 158 kV, 20 kA, CLASE 4.
7	TRANSFORMADOR DE TENSION CAPACITIVO CON 2 DEVANADOS SECUNDARIOS, 220/√3 kV-110/√3 v. SP. 0.2, 5 VA, 1050/460 kV
8	TRANSFORMADOR DE CORRIENTE CON 4 NUCLEOS SECUNDARIOS: 1 DE MEDIDA (2500-1250/1, 0.2, 5 VA) Y 3 DE PROTECCION (2500-1250/1, SP20, 10 VA) 40 kA, 1050/460 kV

CONVENCIONES

- EQUIPO A SIMETRIZAR
- - - - - FUTURO

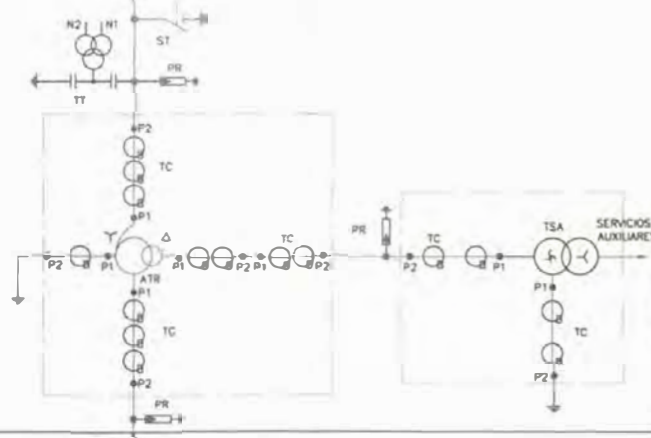
AUTOR:		PLANO No:		REV:	HORA:
INFORME DE EXPERIENCIA PROFESIONAL					
TITULO: DIAGRAMA UNIFILAR GENERAL SUBESTACION NORTE (NUEVA) 220 kV					
ESCALA:	DIRECCIONES:	ASPECTO TECNICO:			
FECHA:	OBJETO:	FASE:			
DISEÑO:	APROBADO:	PROYECTO ESTADIA:	REV:	HORA:	
	SRV:	SRV:			
REV.	FECHA:	MODIFICACION:	APROBADO:	CONTRATADO:	DE:



**DESCRIPCIÓN EQUIPOS A LA DIVISION**

ITEM	DESCRIPCIÓN
1	INTERRUPTOR TRIPOLAR SF6, 550 kV, 3150 A, 40 kA, 1550/1175/680 kV MANDO MONOPOLAR
2	SECCIONADOR TIPO SEMIPANTOGRAFO TRIPOLAR, 550 kV, 2000 A, 40 kA, 1550/1175/680 kV
3	SECCIONADOR TIPO SEMIPANTOGRAFO TRIPOLAR CON CUCHILLA DE PUNTA A TIERRA 550 kV, 2000 A, 40 kA, 1550/1175/680 kV
4	SECCIONADOR TRIPOLAR DOBLE APERTURA, 550 kV, 2000 A, 40 kA, 1550/1175/680 kV
5	TRANSFORMADOR DE TENSION CAPACITIVO CON 2 DEVANADOS SECUNDARIOS, 500/√3 kV-110/√3 V, 3P, 0,2, 5 VA, 1550/680 kV
6	TRANSFORMADOR DE CORRIENTE CON 4 NÚCLEOS SECUNDARIOS: 1 DE MEDIDA (2000-1000/1, 0,2, 5 VA) Y 3 DE PROTECCIÓN (2000-1000/1, 5P20, 10 VA) 40 kA, 1550/680 kV
7	TRANSFORMADOR DE CORRIENTE CON 6 NÚCLEOS SECUNDARIOS: 2 DE MEDIDA (2000-1000-1, 0,2, 5 VA) Y 4 DE PROTECCIÓN (2000-1000/1, 5P20, 10 VA) 40 kA, 1550/680 kV
8	BANCO DE AUTOTRANSFORMADORES 3x250 MVA + 1x250 MVA, 500/220 kV, 1550-1050/1175/680-450 kV CON TRANSFORMADORES DE CORRIENTE TIPO BLUE, NÚCLEO DE MEDIDA 1000/500 A, 0,2, 5 VA, PROTECCIÓN SP20, 10 VA EN EL LADO DE ALTA Y NÚCLEO DE MEDIDA 2500/1250 A, 0,2, 5 VA Y PROTECCIÓN SP20, 15 VA EN EL LADO DE BAJA.
9	BANCO DE REACTORES 3x40 Mvar + 1x40 Mvar 500/√3 kV, 1550-550/1175/680-230 kV CON TRANSFORMADORES DE CORRIENTE TIPO BLUE, NÚCLEO DE MEDIDA 1000/500 A, 0,2, 5 VA, PROTECCIÓN SP20, 10 VA.
10	REACTOR DE NEUTRO 600 ohm, 123 kV, 550-125/230-50 kV CON TRANSFORMADOR DE CORRIENTE TIPO BLUE, NÚCLEO DE PROTECCIÓN SP20, 10 VA.
11	CUCHILLA RÁPIDA DE PUESTA A TIERRA 123 kV, 40 kA, 550/230 kV.
12	DESCARGADOR DE SOBRETENSION DE BANCO DE REACTORES 120 kV, 78 kV, 20 kA, CLASE 4.
13	DESCARGADOR DE SOBRETENSION 158 kV, 158 kV, 20 kA, CLASE 4.
14	DESCARGADOR DE SOBRETENSION 444 kV, 355 kV, 20 kA, CLASE 2.
15	DESCARGADOR DE SOBRETENSION 48 kV, 38 kV, 20 kA, CLASE 4.
16	TRANSFORMADOR ZIC ZAC DE PUESTA A TIERRA 750 kVA, 100 ohm/FASE 38 kV, 200/95 kV EN LADO DE ALTA Y 1,2 kV, 30 kV EN LADO DE BAJA CON TRANSFORMADORES DE CORRIENTE TIPO BLUE NÚCLEO DE PROTECCIÓN SP30, 30 VA.

CONVENIONES:  
 ———— TIERRA A ELIMINISTRAR  
 - - - - - FUTURO



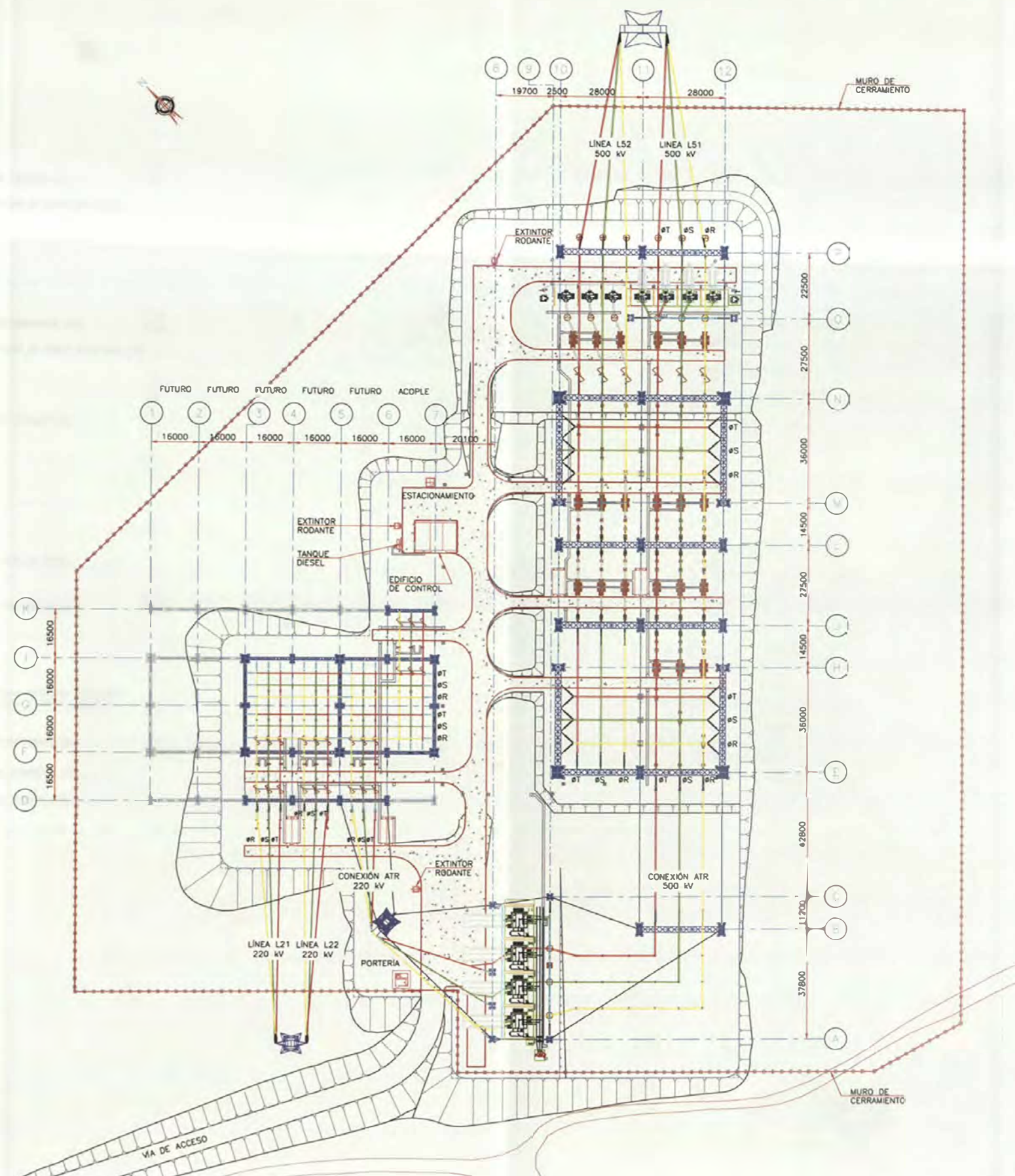
AUTOR		PLANO No.		REV. NOVA
				CONTINUA
INFORME DE EXPERIENCIA PROFESIONAL				
DIAGRAMA UNIFILAR GENERAL SUBESTACIÓN NORTE (NUEVA) 500 kV				
FECHA	ELABORADO	FASE	REV. NOVA	
DESIGN.	APROBADO	CONDICIÓN EX. TRABAJO	REV. NOVA	
REV. FECHA	MODIFICACIÓN	APROBADO	CONDICIÓN EX. TRABAJO	REV. NOVA

CONDICIÓN ATR 220 kV

**ANEXO 4**

**DISPOSICIÓN FÍSICA**



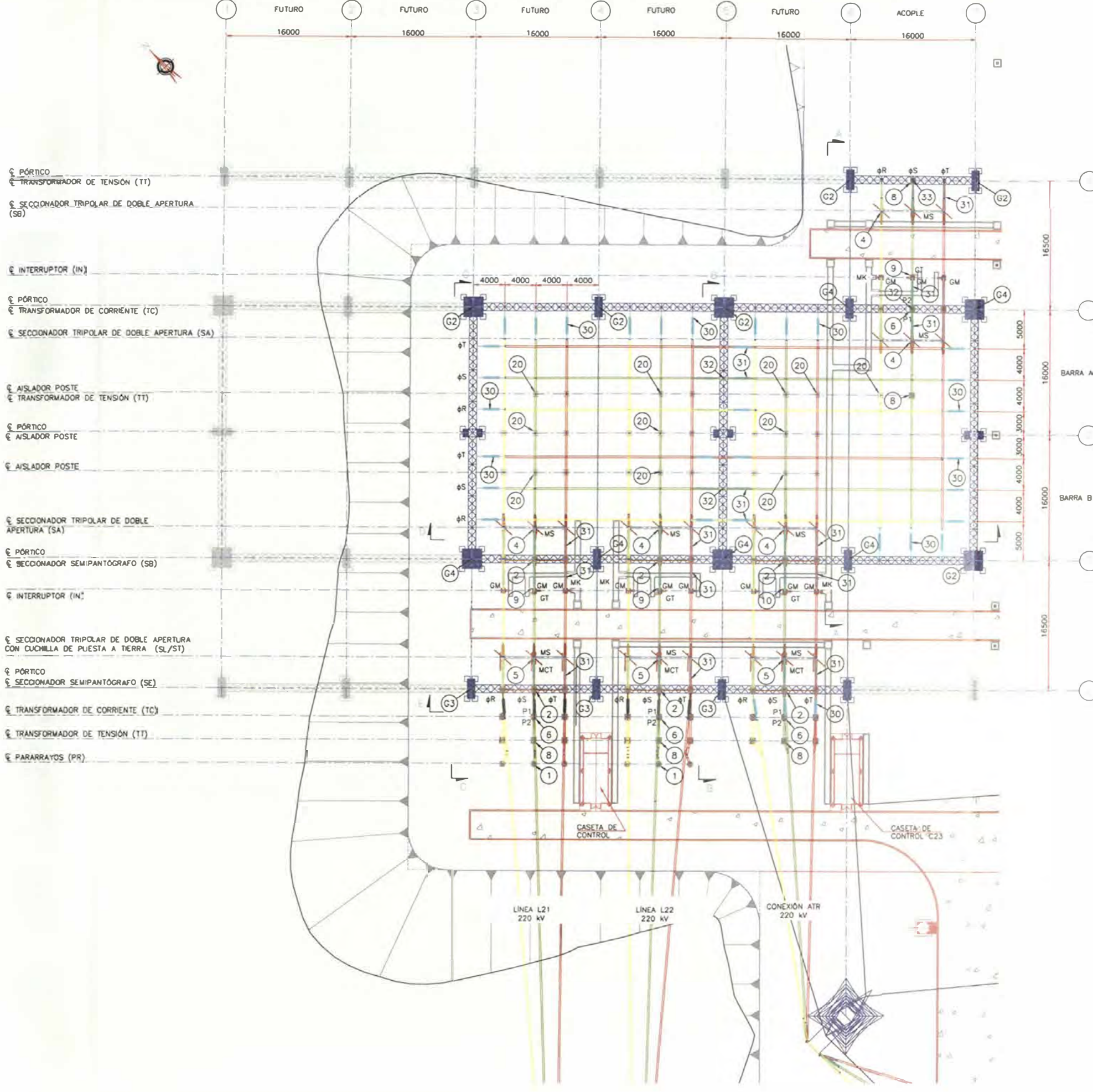


- CONVENCIONES:**
- SUMINISTRO
  - FUTURO
  - VIA EN PAVIMENTO ASFALTICO
  - CERRAMIENTO EN MURO PERIMETRAL

- NOTAS:**
1. TODAS LAS DIMENSIONES ESTÁN DADAS EN MILMETROS.
  2. CARACTERÍSTICAS DE LA SUBESTACIÓN:
    - H.S.N.M.: 165 m.
    - TENSIONES DEL SISTEMA  $U_n/U_m$  Y NIVELES DE AISLAMIENTO:
      - =500 kV/550 kV, L<sub>NL</sub>=1550 kV, S<sub>NL</sub>=1175 kV Y P<sub>NL</sub>=620 kV.
      - =115 kV/123 kV, L<sub>NL</sub>=550 kV Y P<sub>NL</sub>=230 kV.
      - =220 kV/245 kV, L<sub>NL</sub>=1050 kV Y P<sub>NL</sub>=460 kV.
      - =33 kV/36 kV, L<sub>NL</sub>=170 kV Y P<sub>NL</sub>=70 kV.
    - NIVEL DE CORTOCIRCUITO 500 kV: 40 kA
    - NIVEL DE CORTOCIRCUITO 220 kV: 40 kA
    - NIVEL DE CORTOCIRCUITO 115 kV: 40 kA
    - NIVEL DE CORTOCIRCUITO 33 kV: 25 kA
  3. LAS DISTANCIAS MÍNIMAS FASE-TIERRA Y FASE-FASE SON:
    - SUBESTACIÓN 220 kV.
      - CONDUCTOR-ESTRUCTURA: 2,1 m.
      - PUNTA-ESTRUCTURA: 2,1 m.
      - CONDUCTOR-CONDUCTOR: 2,1 m.
    - SUBESTACIÓN 500 kV.
      - CONDUCTOR-ESTRUCTURA: 3,1 m.
      - PUNTA-ESTRUCTURA: 4,1 m.
      - CONDUCTOR-CONDUCTOR: 4,2 m.
    - TENSIÓN 115 kV:
      - CONDUCTOR-ESTRUCTURA: 1,1 m.
      - PUNTA-ESTRUCTURA: 1,1 m.
      - CONDUCTOR-CONDUCTOR: 1,1 m.
    - TENSIÓN 33 kV:
      - CONDUCTOR-ESTRUCTURA: 0,32 m.
      - PUNTA-ESTRUCTURA: 0,32 m.
      - CONDUCTOR-CONDUCTOR: 0,32 m.
  4. EL CONDUCTOR DE FASE ES:
    - SUBESTACIÓN 220 kV: CABLE CÓDIGO COWSLIP 2000 kCM, 1010 mm<sup>2</sup> (2 COND/FASE) EN BARRAS, CONEXIONES EN CAMPO DE ACOPLÉ, CONEXIONES EN TRUJILLO NORTE No.1, TRUJILLO NORTE No. 2, CAMPO ATR 1 Y SECCIONADOR E INTERRUPTOR EN PASOS DE VÍA; BARRA TUBULAR DE ALUMINIO ø 63/47 mm PARA CONTRACONTACTOS EN SECCIONADORES SEMIPANTOGRAFOS.
    - SUBESTACIÓN 500 kV: CABLE CÓDIGO LUPINE 2500 kCM, 1267 mm<sup>2</sup> (2 CONO/FASE). BARRA TUBULAR DE ALUMINIO ø 120/104 mm PARA CONTRACONTACTOS EN SECCIONADORES SEMIPANTOGRAFOS Y BARRA TUBULAR DE ALUMINIO ø 63/47 mm PARA BARRAJE 33 kV. CABLE CÓDIGO COWSLIP 2000 kCM, 1010 mm<sup>2</sup> (1 CONDUCTOR) PARA BARRA DE NEUTRO DE REACTORES.
  5. EL CABLE DE GUARDA ES ACSR/AW DOTTEREL 12 x 7 ø15,418 mm.

EJECUTOR:		PLANO No.:		REV.:	HGM:
				0	2
<b>INFORME DE EXPERIENCIA PROFESIONAL</b>					
<b>SUBESTACIÓN NORTE (NUEVA) 220 kV / 500 kV</b>					
<b>PLANTA GENERAL</b>					
ESCALA:	1:750	PROYECTO:	INTERNO	REVISADO:	TRONCO
FECHA:		DISEÑO:	FASE:		
DISEÑO:		APROBADO:	CODIGO EXTERNO:	REV.:	HGM:
SEX:	FECHA:	MODIFICACION:	APROBADO:	8	10



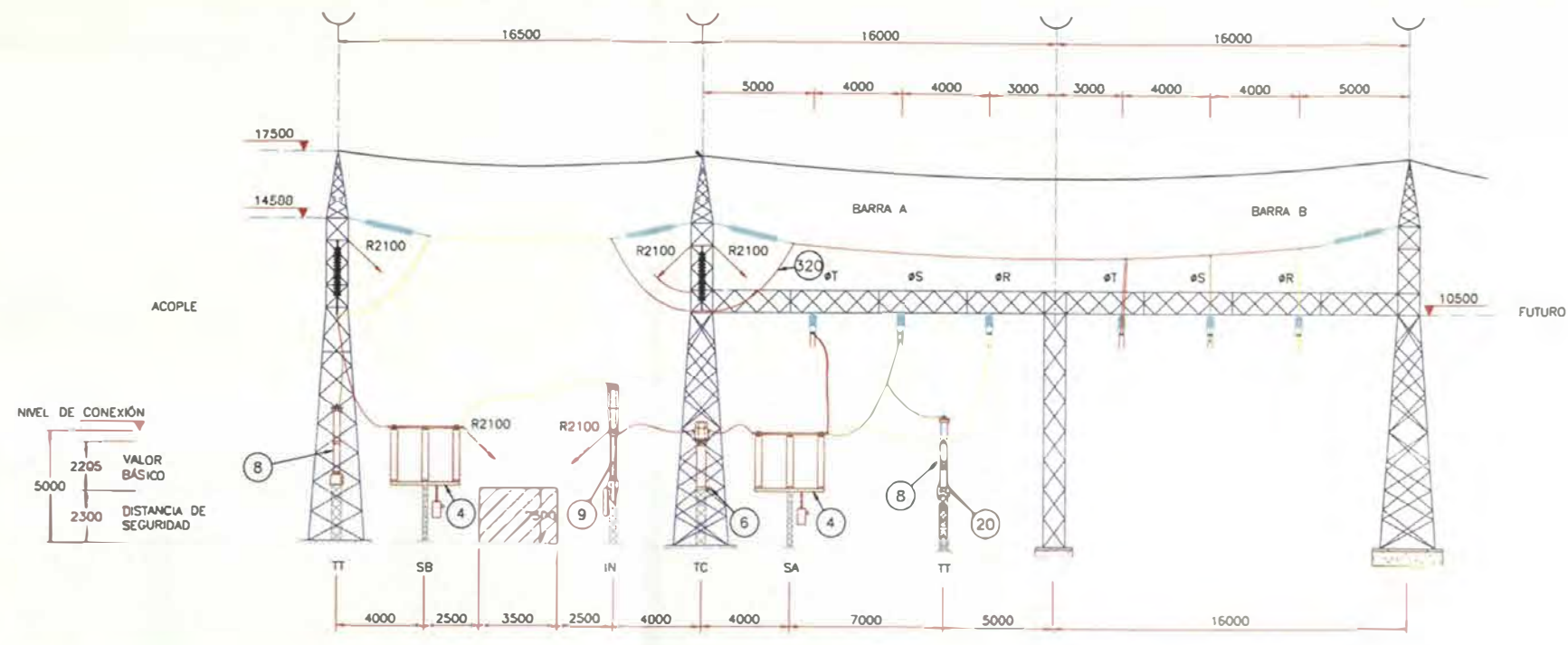


- ☐ PÓRTICO
- ☐ TRANSFORMADOR DE TENSIÓN (TT)
- ☐ SECCIONADOR TRIPOLAR DE DOBLE APERTURA (SB)
- ☐ INTERRUPTOR (IN)
- ☐ PÓRTICO
- ☐ TRANSFORMADOR DE CORRIENTE (TC)
- ☐ SECCIONADOR TRIPOLAR DE DOBLE APERTURA (SA)
- ☐ AISLADOR POSTE
- ☐ TRANSFORMADOR DE TENSIÓN (TT)
- ☐ PÓRTICO
- ☐ AISLADOR POSTE
- ☐ AISLADOR POSTE
- ☐ SECCIONADOR TRIPOLAR DE DOBLE APERTURA (SA)
- ☐ PÓRTICO
- ☐ SECCIONADOR SEMIPANTÓGRAFO (SB)
- ☐ INTERRUPTOR (IN)
- ☐ SECCIONADOR TRIPOLAR DE DOBLE APERTURA CON CUCHILLA DE PUESTA A TIERRA (SL/ST)
- ☐ PÓRTICO
- ☐ SECCIONADOR SEMIPANTÓGRAFO (SE)
- ☐ TRANSFORMADOR DE CORRIENTE (TC)
- ☐ TRANSFORMADOR DE TENSIÓN (TT)
- ☐ PARARRAYOS (PR)

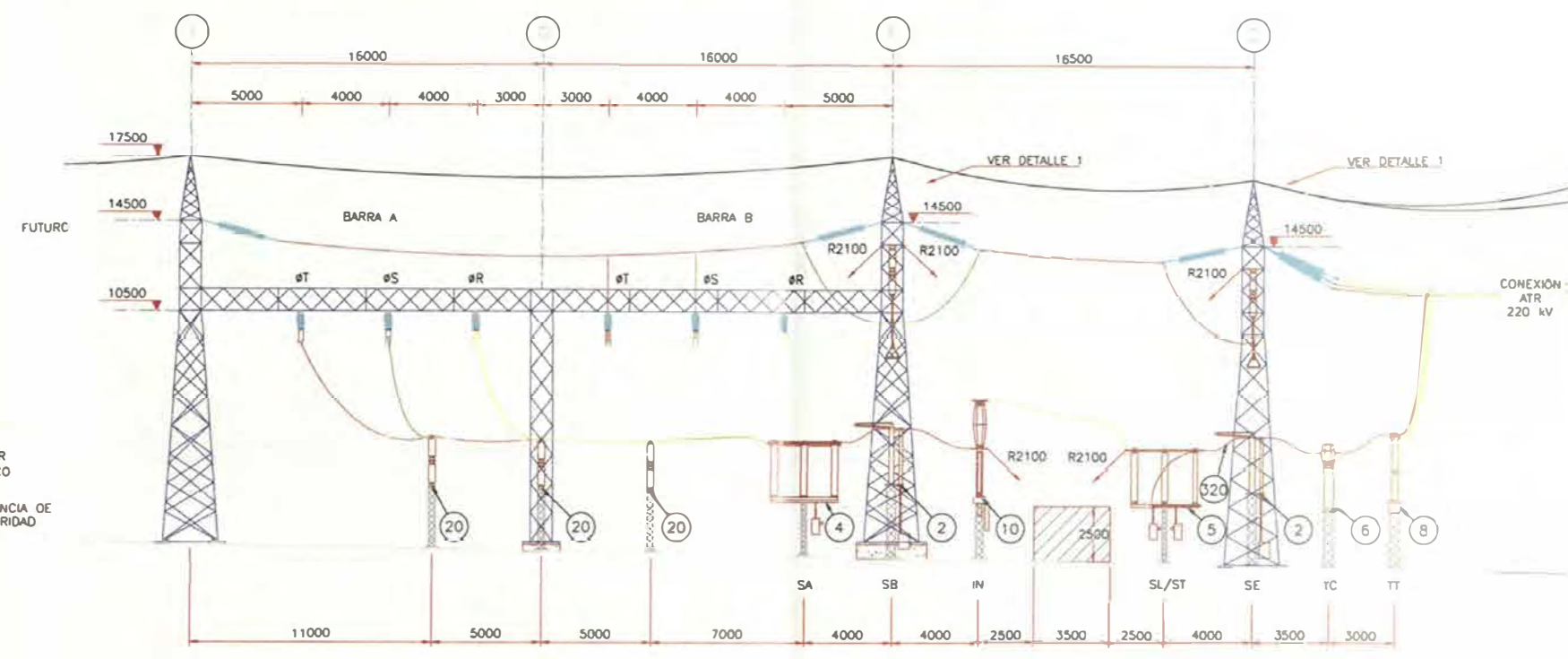
- CONVENCIONES:
- SUMINISTRO
  - FUTURO
  - VIA EN PAVIMENTO ASFÁLTICO
  - CERRAMIENTO EN MURO PERIMETRAL
  - MK: GABINETE DE AGRUPAMIENTO
  - GM: GABINETE MANDO MONOPOLAR INTERRUPTOR
  - GT: GABINETE MANDO TRIPOLAR INTERRUPTOR
  - MS: MANDO TRIPOLAR SECCIONADOR
  - MCT: MANDO TRIPOLAR CUCHILLA DE PUESTA A TIERRA

EJECUTOR		PLANO No.		REV. No.	CONTINUA
INFORME DE EXPERIENCIA PROFESIONAL SUBESTACIÓN 220 kV / 500 kV					
PROYECTO: SUBESTACIÓN NORTE (NUEVA) 220 kV PLANTA GENERAL					
ESCALA:	1:250	DIMENSIONES:	mm.	ASPECTO TÉCNICO:	
FECHA:		DISEÑO:		FASE:	
DISEÑO:		APROBADO:		ESTADO EXTERNO:	
REV. No.	FECHA	CONTRATO		REV. No.	CONTINUA

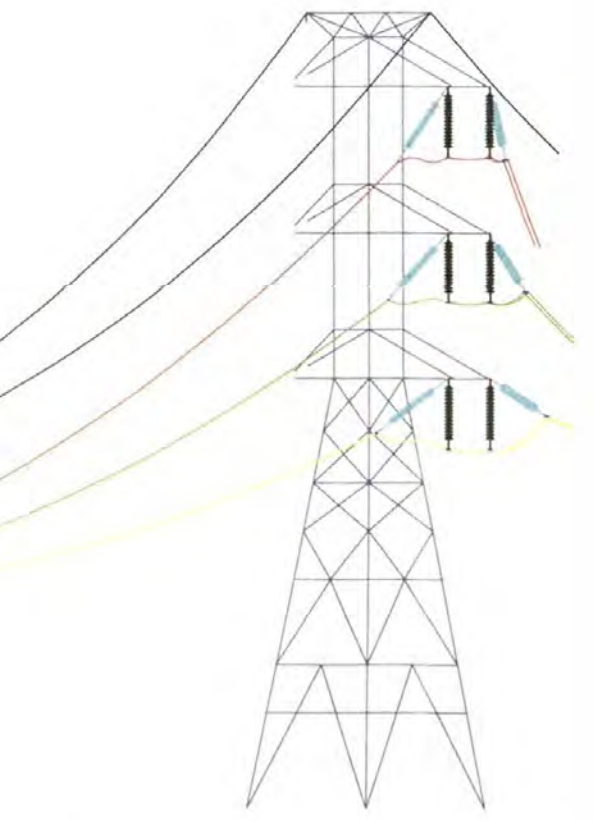




SECCIÓN A-A

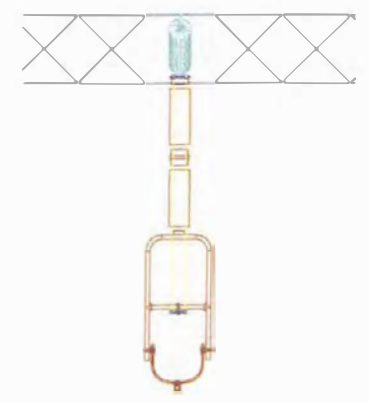
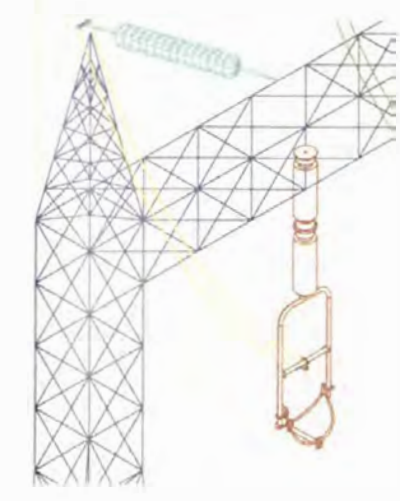
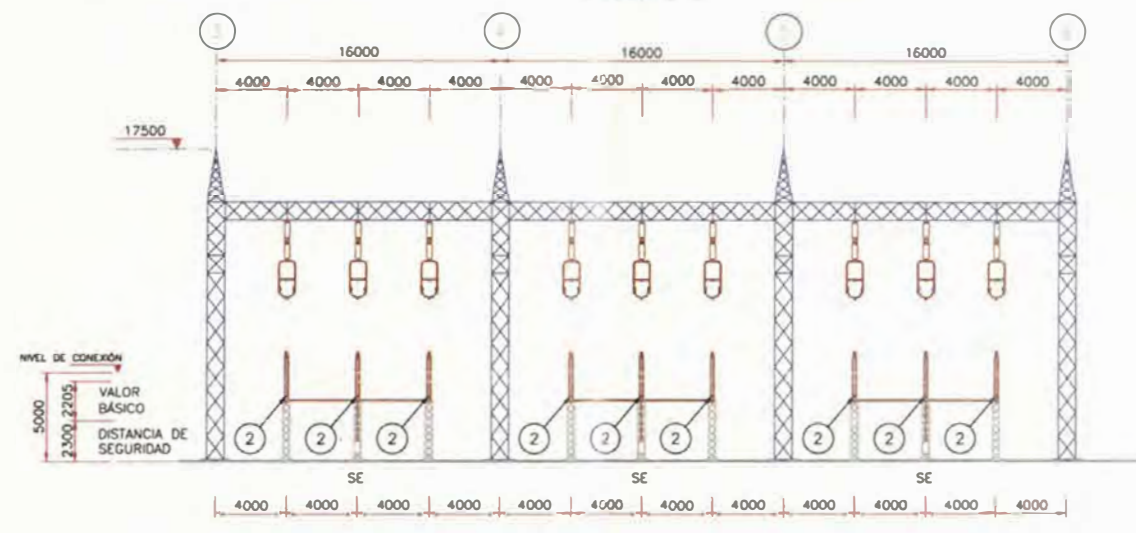
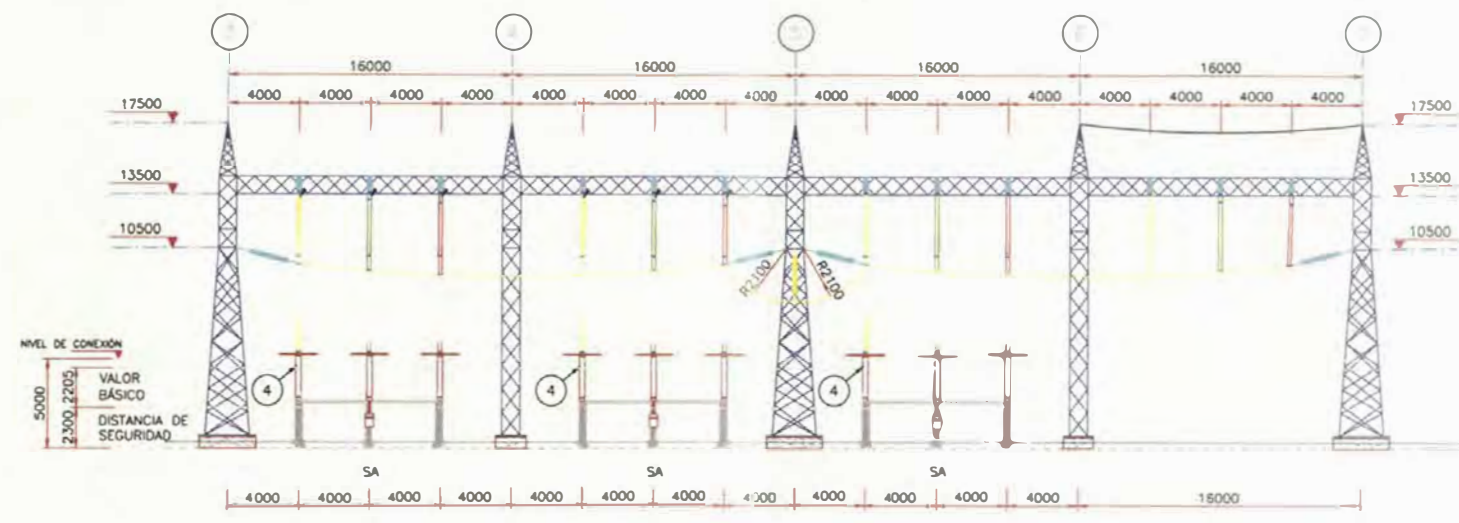
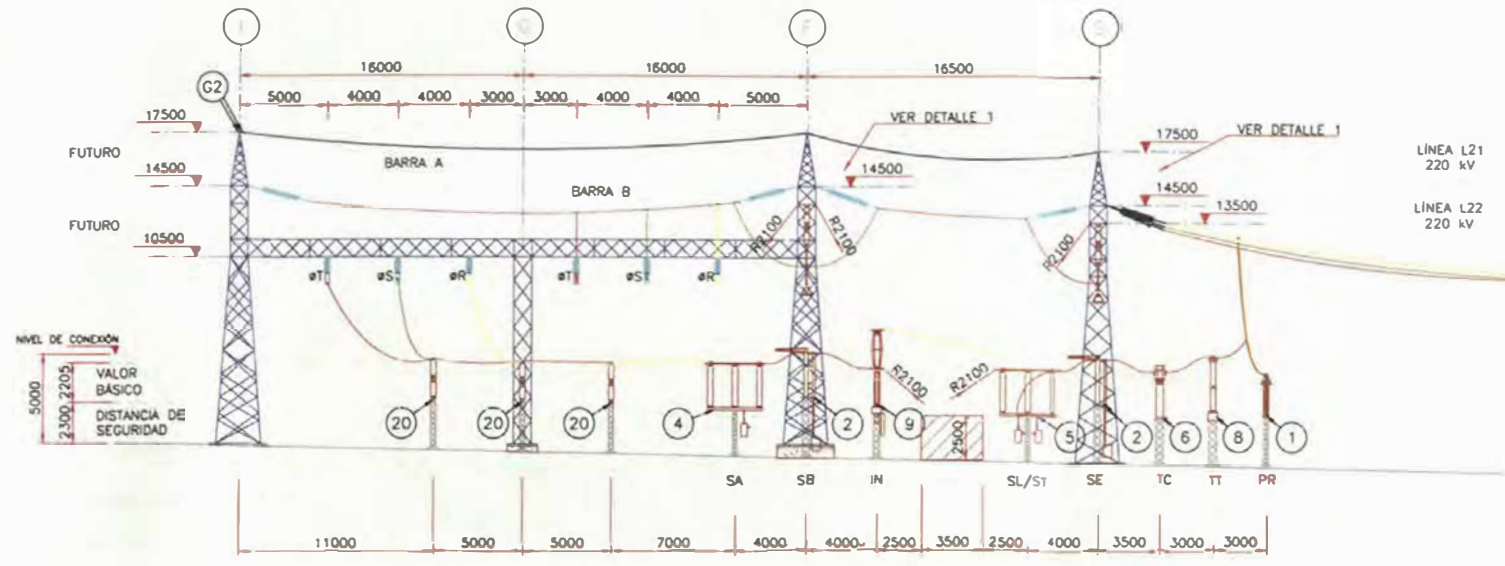


SECCIÓN B-B



CONVENCIONES:  
 ——— SUMINISTRO  
 ——— FUTURO  
 ▨ ZONA DE CIRCULACIÓN VEHICULAR

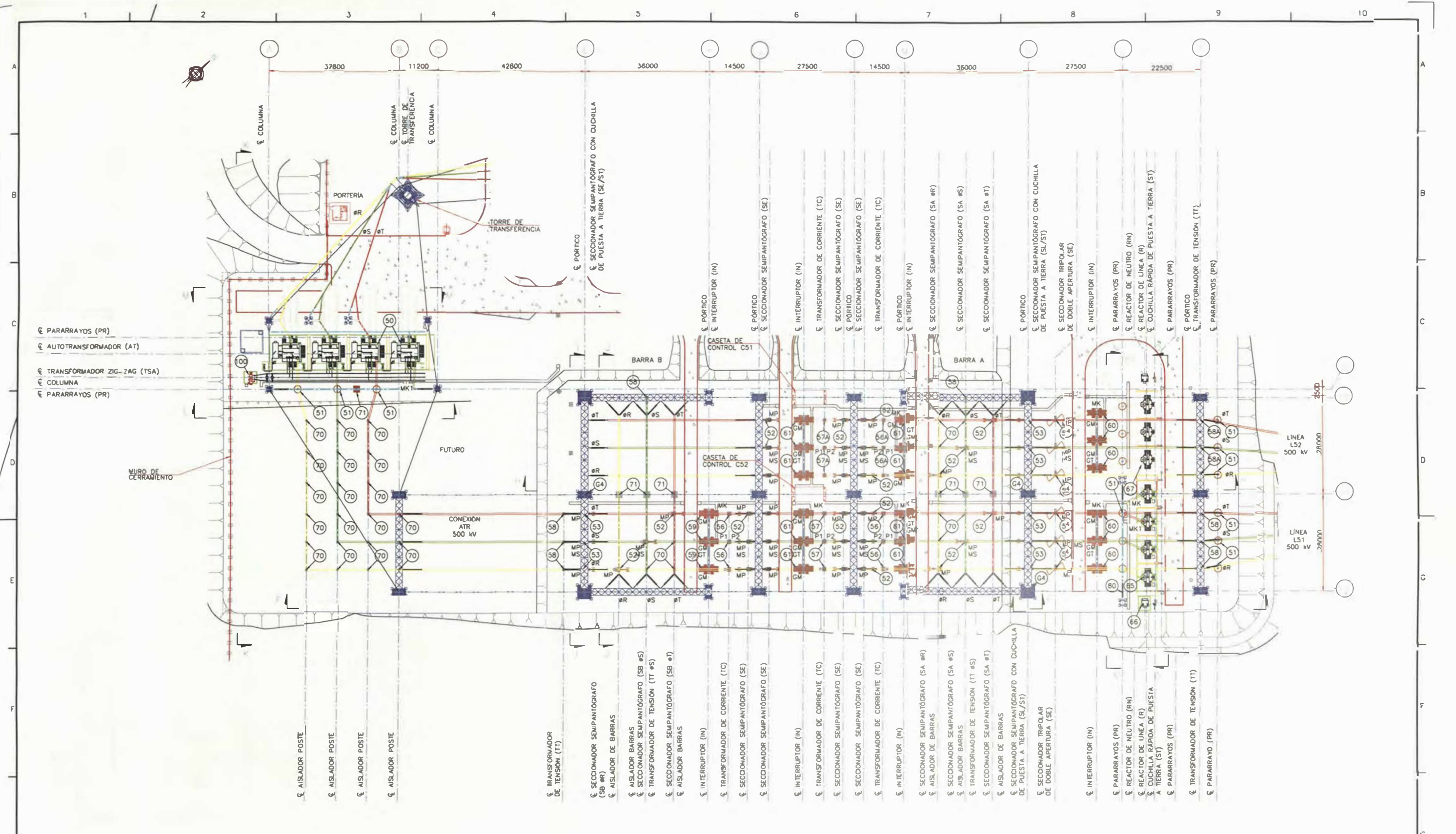
EJECUTOR:		PLANO No.	REV. 0	HORA 3
		CONFIRMAR 4		
INFORME DE EXPERIENCIA PROFESIONAL SUBESTACIÓN 220 kV / 500 kV				
SUBESTACIÓN NORTE (NUEVA) 220 kV CORTES				
ESCALA:	1:100	DIMENSIONES:	ASPECTO TÉCNICO:	
FEDTA:		DISEÑO:	FASE:	DISEÑO
DISEÑO:		APROBADO:	CÓDIGO EXTERNO:	DISEÑO
REV. FECHA:	MODIFICACIÓN	APROBADO:	CONTRATO:	REV. 3
				HORA 3
				DE 18



- CONVENCIONES:
- SUMINISTRO
  - FUTURO
  - ZONA DE CIRCULACIÓN VEHICULAR

EJECUTOR		PLANO No.		REV. 0	HORA
INFORME DE EXPERIENCIA PROFESIONAL SUBESTACIÓN 220 kV / 500 kV					
TÍTULO: SUBESTACIÓN NORTE (NUEVA) 220 kV CORTES Y DETALLES					
FECHA	1.200	DISEÑO	ASPECTO TÉCNICO	FECHA	1.200
FECHA		DISEÑO	FASE	DISEÑO	
DISEÑO		APROBADO	CODIGO EXTERNO	REV. 0	HORA
REV. FECHA	MODIFICACIÓN	APROBADO	CONTRATO	DE	10

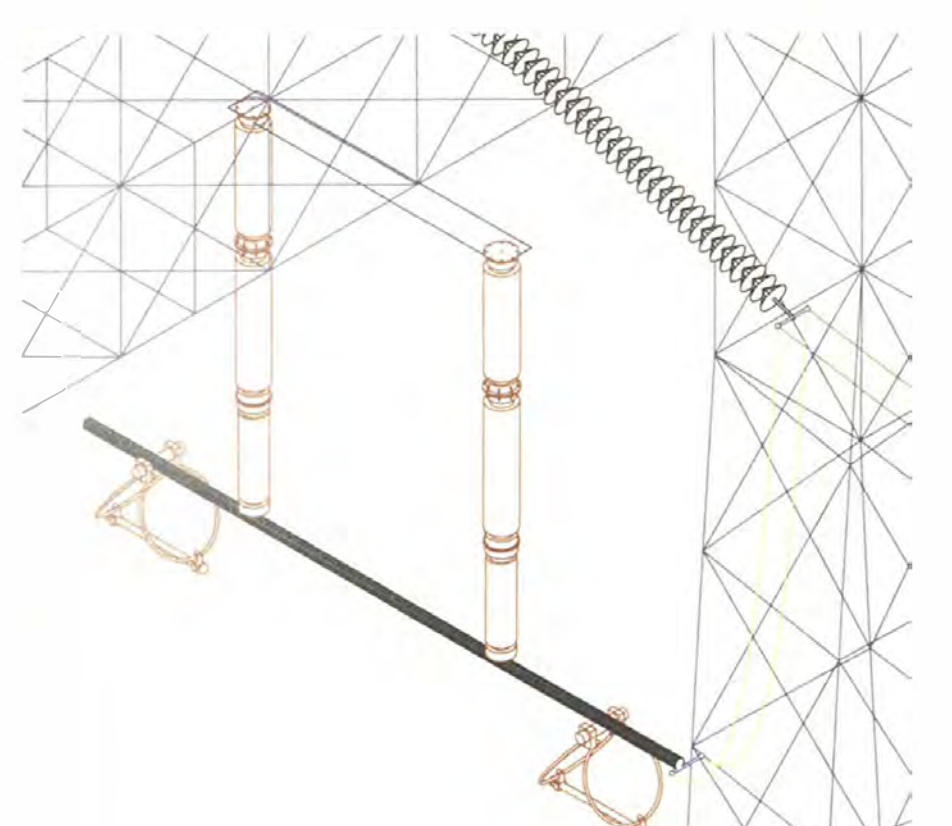
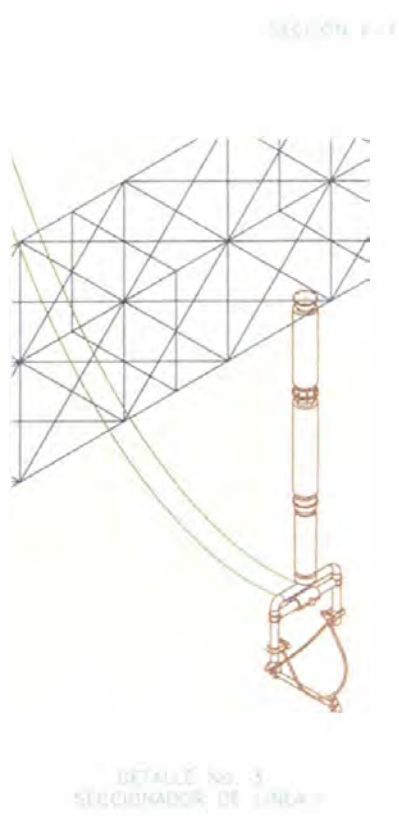
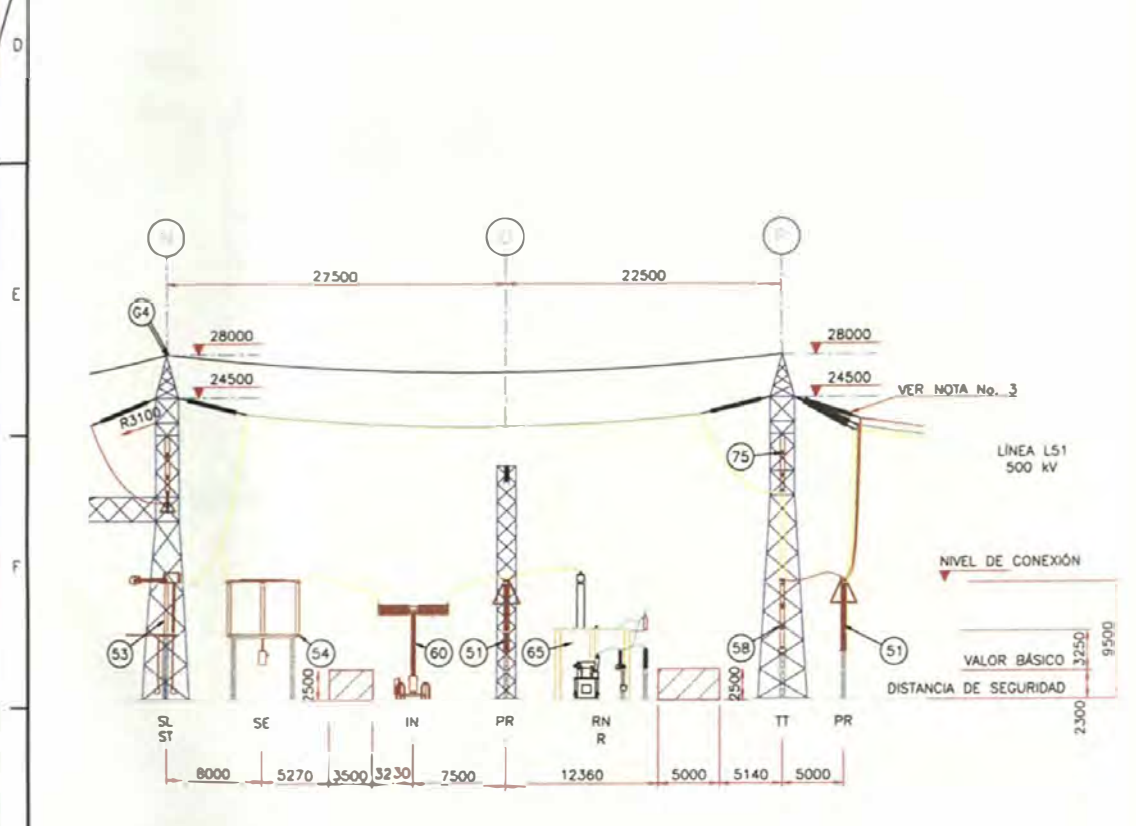
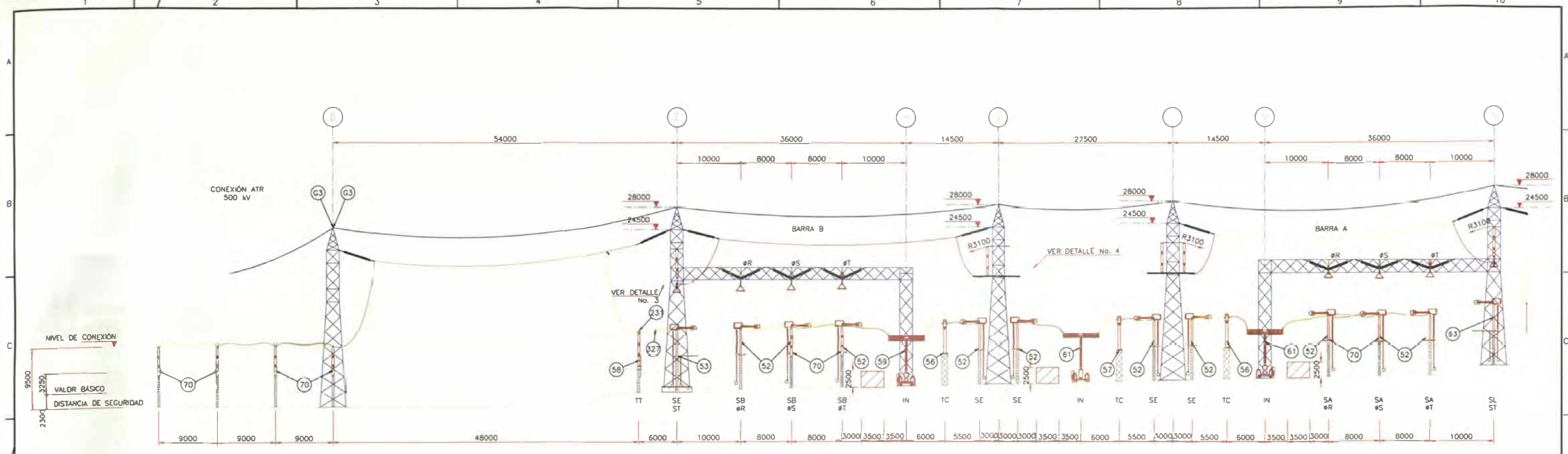




- CONVENCIONES:
- FUTURO
  - VIA EN PAVIMENTO ASFALTICO
  - CERRAMIENTO EN MURO PERIMETRAL
  - MK1: GABINETE CAMBIADOR DE UNIDAD
  - MK: GABINETE DE AGRUPAMIENTO
  - GM: GABINETE MANDO MONOPOLAR INTERRUPTOR
  - GT: GABINETE MANDO TRIPOLAR INTERRUPTOR
  - MS: MANDO TRIPOLAR SECCIONADOR
  - MP: MANDO MONOPOLAR SECCIONADOR

AUTOR		PLANO		REV. 0	FECHA
INFORME DE EXPERIENCIA PROFESIONAL SUBESTACION 220 kV / 500 kV					
SUBESTACION NORTE (NUEVA) 500 kV PLANTA GENERAL					
ESCALA	1:500	UNIDADES	mm.	ASPECTO TECNICO	
FECHA	04/04/11	FASE	PROYECTO	DISEÑO	
ESPECI.	APROBADO	ESTADO EXTERNO	DISEÑO		
REV. 0	OK	FECHA	18		





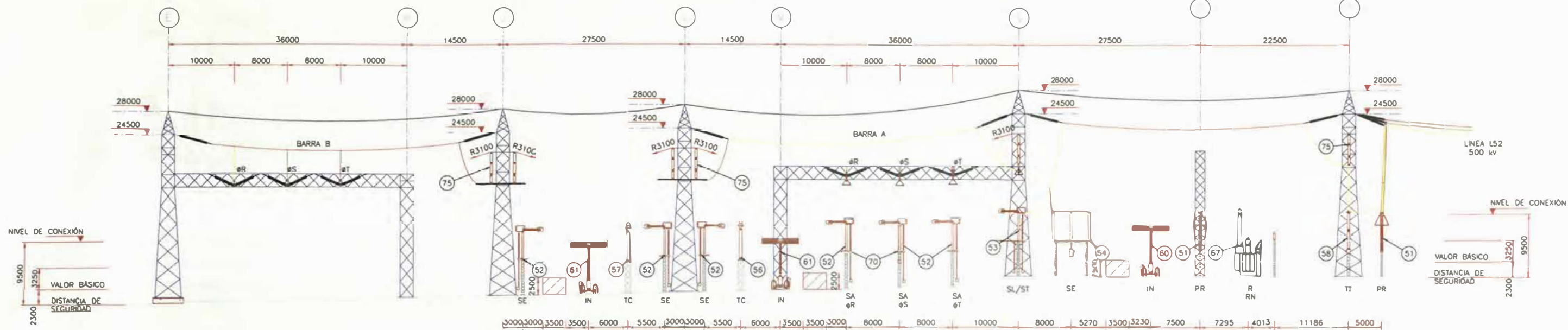
SECCIÓN 6-1

DETALLE No. 3  
SECIONADOR DE LINEA

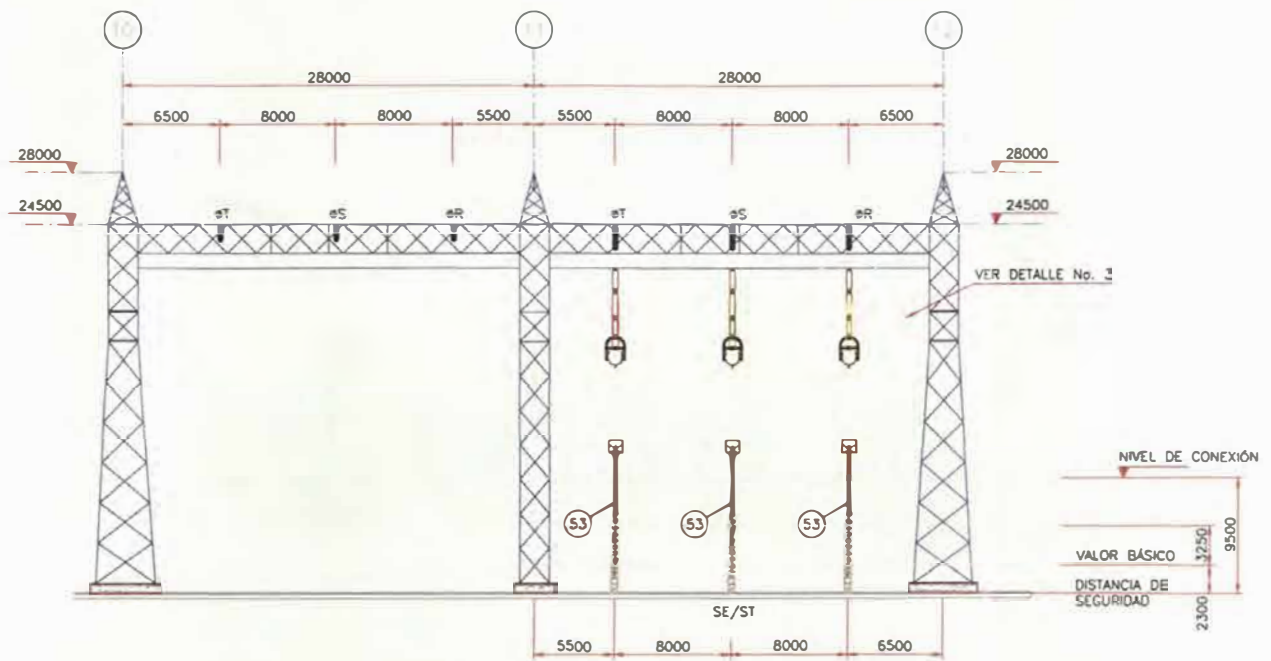
DETALLE No. 4  
ENLACE DE CONEXIÓN

CONVENCIONES:  
 ZONA DE CIRCULACIÓN VEHICULAR

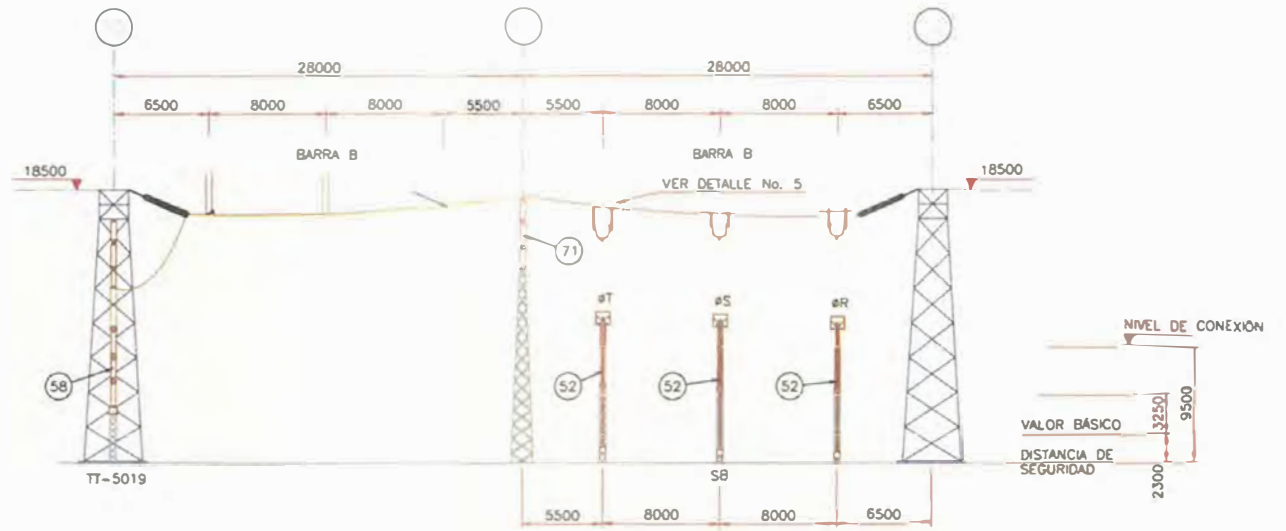
EJECUTOR		PLANO No.		REV.	HOLA
				0	CONEXIÓN
INFORME DE EXPERIENCIA PROFESIONAL SUBESTACIÓN 220 kV / 500 kV					
SUBESTACIÓN NORTE (NUEVA) 500 kV CORTES Y DETALLES					
Escala: 1:300		Métodos de Aspecto Técnico:			
Fecha:		Dibujó:		Fase:	
Diseño:		Aprobó:		Ejecutor Externo:	
Rev. / Fecha:		Modificación:		Aprobó:	
				REV. HOLA	
				0 8	
				SE: 10	



SECCION I-IV



SECCION I-IV

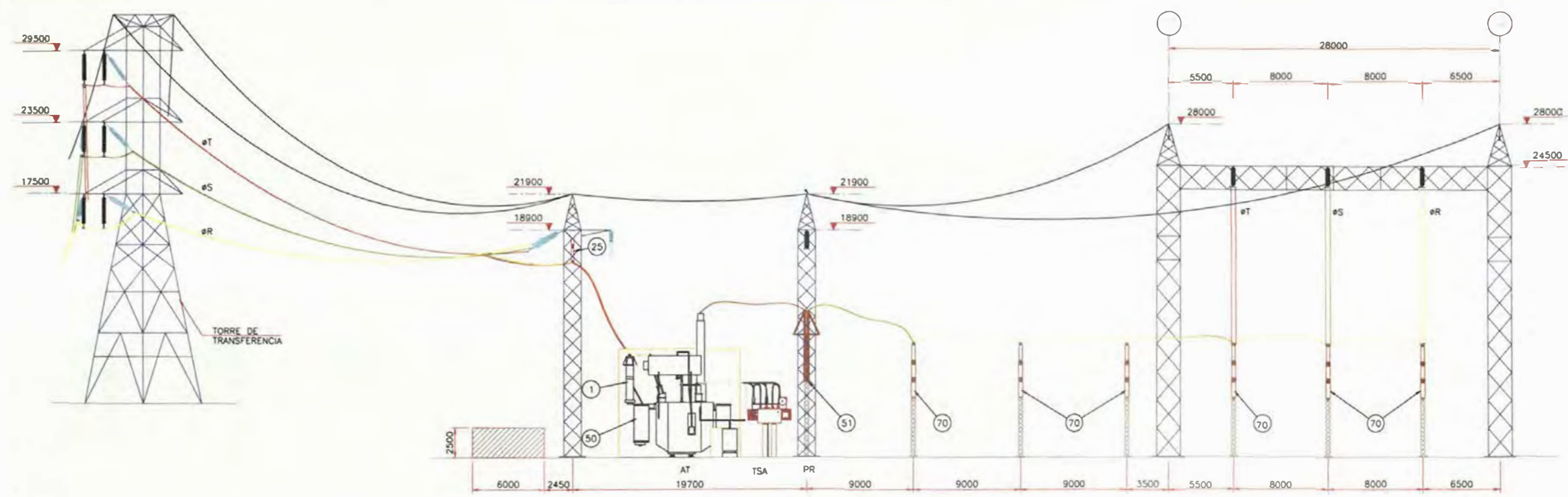


SECCION I-IV

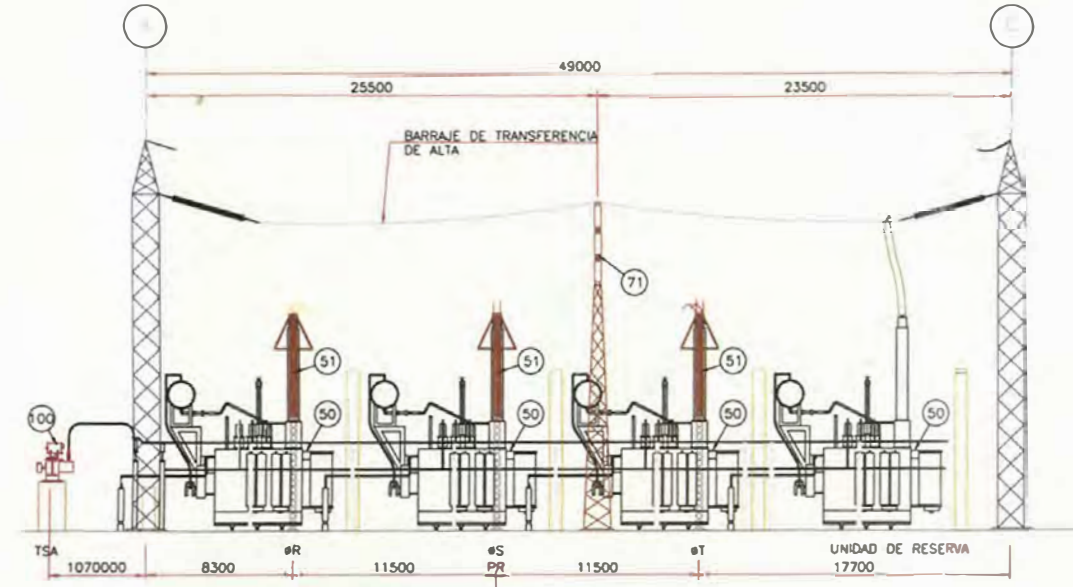
- CONVENCIONES:
- SUMINISTRO
  - FUTURO
  - ▨ ZONA DE CIRCULACIÓN VEHICULAR

EJECUTOR:		PLANO No.:		REV. 0	FECHA:
				0	COMPLETA
INFORME DE EXPERIENCIA PROFESIONAL SUBESTACIÓN 220 kV / 500 kV					
TÍTULO: SUBESTACIÓN NORTE (NUEVA) 500 kV CORTES					
ESCALA:	DIMENSIONES:	ASPECTO TÉCNICO:		REV. 0	FECHA:
FECHA:	DIBUJO:	FASE:	DISEÑO:		
DISEÑO:	APROBADO:	COORDINADOR:		REV. 0	FECHA:
REV. FECHA:	MODIFICACIÓN:	APROBADO:		0	10

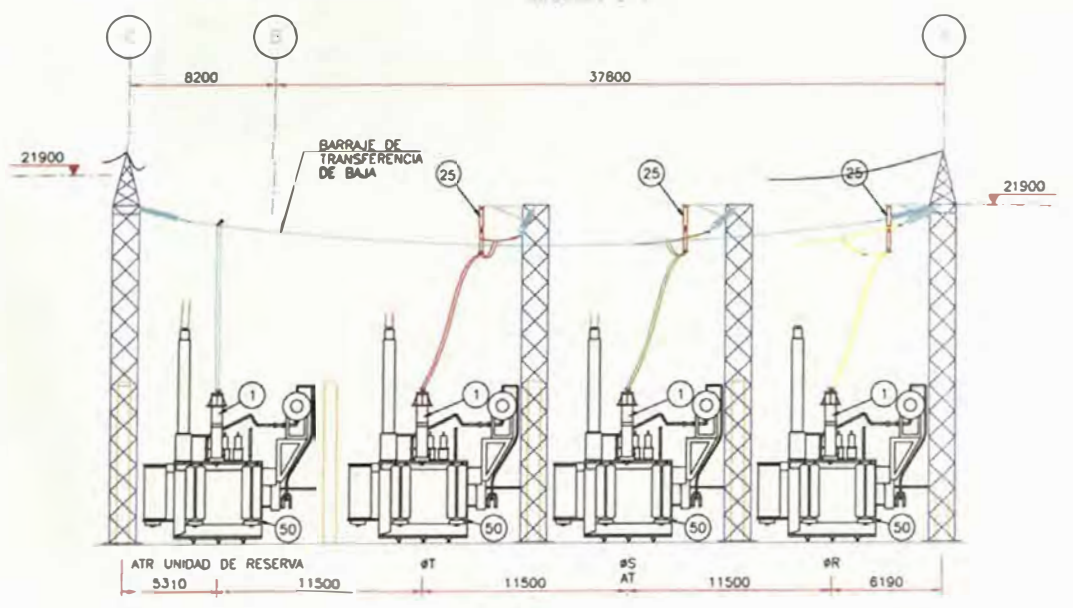
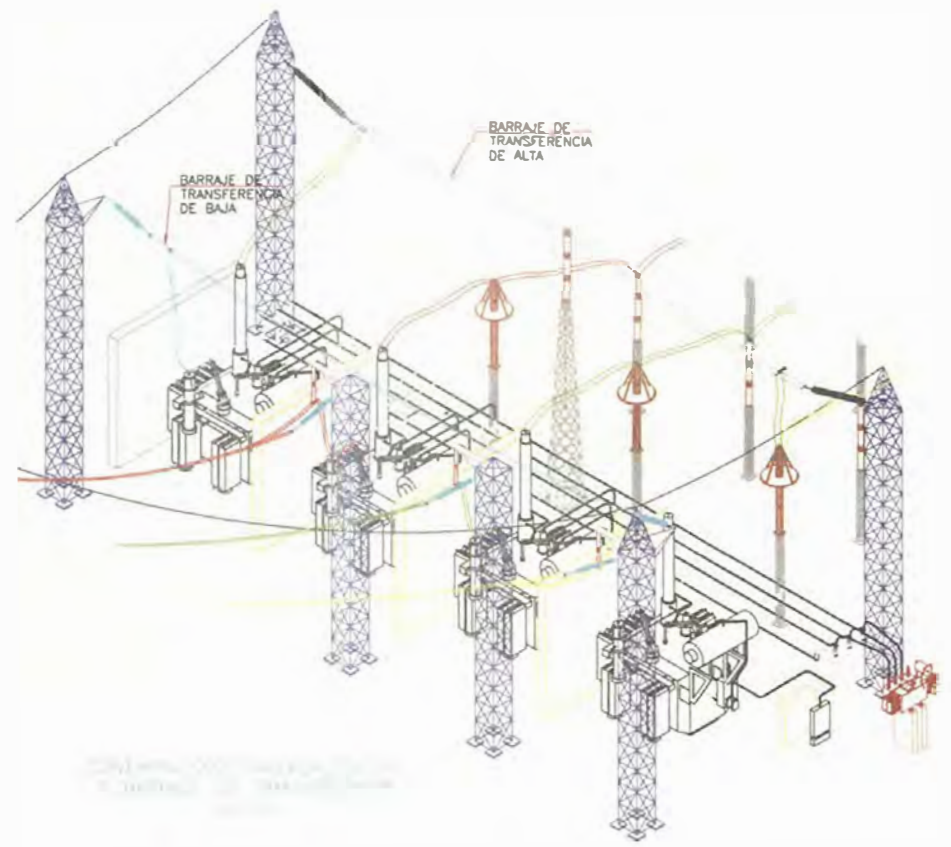




SECCION X-X



SECCION L-L

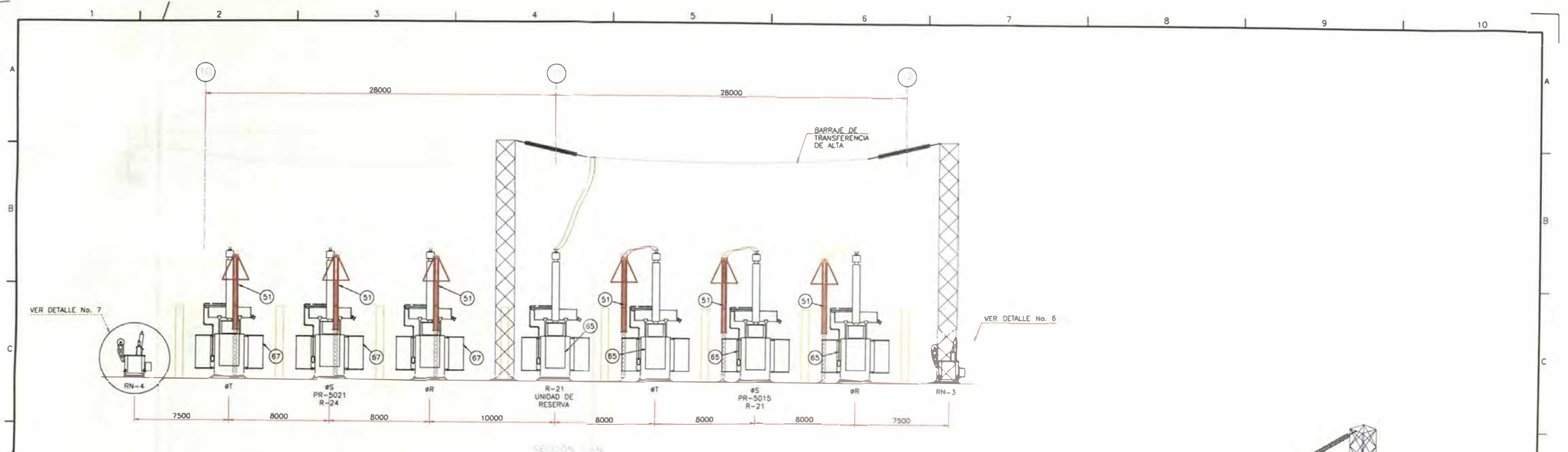


SECCION M-M

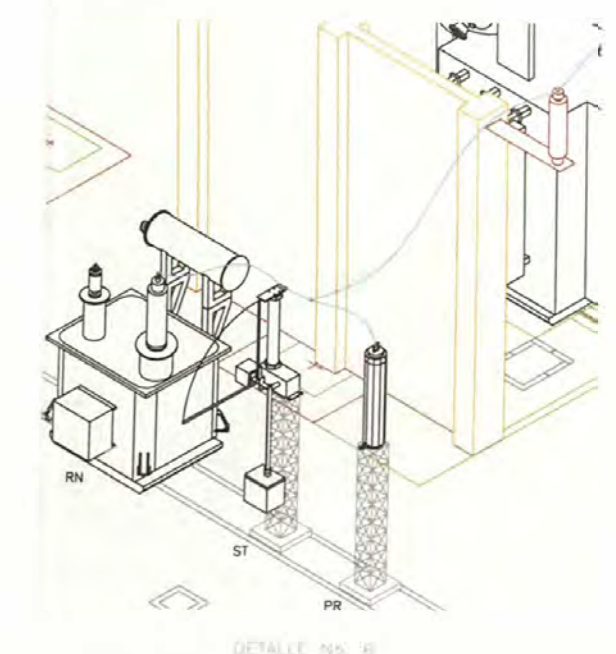
- CONVENCIONES:
- SUMINISTRO FUTURO
  - ▨ ZONA DE CIRCULACION VEHICULAR

EJECUTOR:		PLANO NO.:	REV.:	HOJA:
			0	1
INFORME DE EXPERIENCIA PROFESIONAL SUBSTACION 220 kV / 500 kV				
TITULO: SUBSTACION 500 kV CORTES Y DETALLES				
ESCALA:	INSTRUMENTOS:	ASPECTO TECNICO:		
1:200	mm.	DEBIL:	FASE:	DISCRE:
FECHA:	DESIGN:	DESIGN EXTERNO:	DISCRE:	
DESIGN:	APROBADO:	DESIGN EXTERNO:	DISCRE:	
REV.:	FECHA:	MODIFICACION:	APROBADO:	CONFIRMADO:

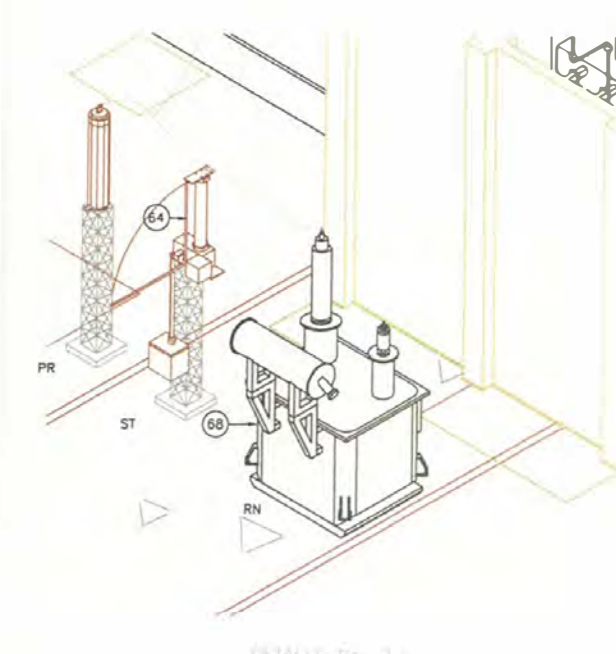




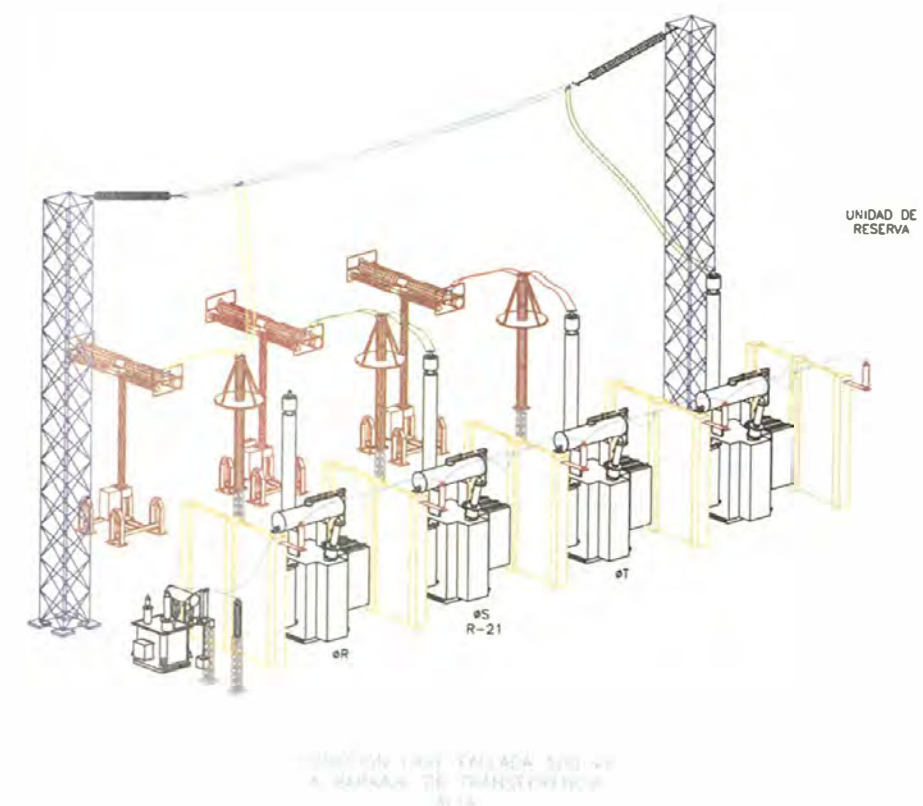
SECCIÓN 1/4 N



DETALLE No. 8



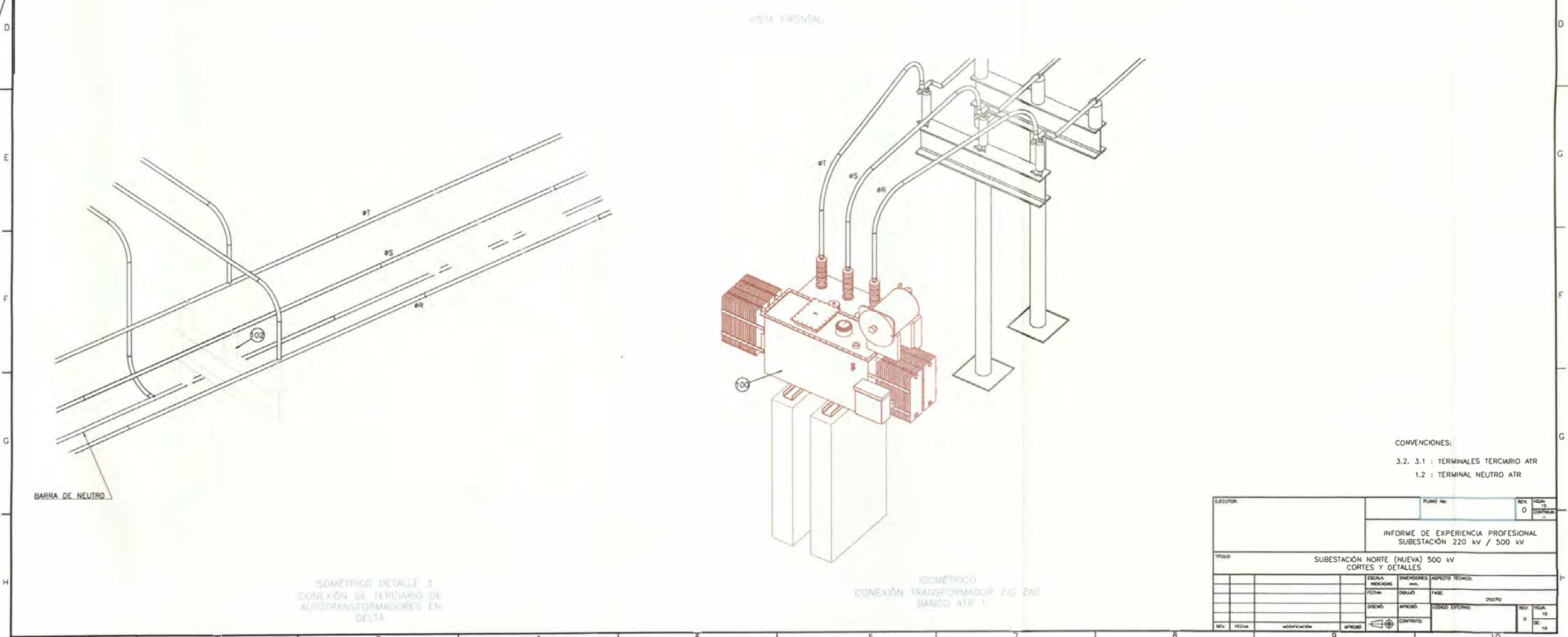
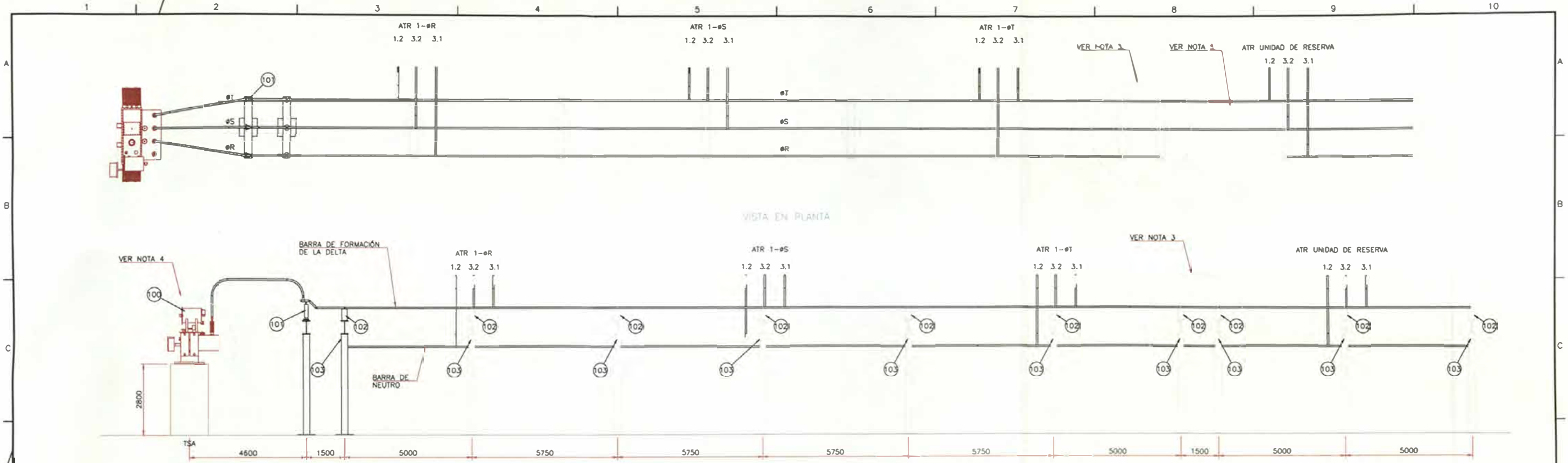
DETALLE No. 7



SECCIÓN 1/4 N

- CONVENCIONES:
- SUMINISTRO
  - - - FUTURO
  - ▨ ZONA CIRCULACIÓN VEHICULAR

ELABOR:	PLANO No.	REV.	HORA
		0	10
INFORME DE EXPERIENCIA PROFESIONAL SUBESTACIÓN 220 kv / 500 kv			
SUBESTACIÓN NORTE (NUEVA) 500 kv CORTES Y DETALLES			
FECHA:	ESCALA:	PROYECTADO:	REVISADO:
	1:100		
DISEÑO:	APROBADO:		CRONO:



CONVENCIONES:  
3.2. 3.1 : TERMINALES TERCIARIO ATR  
1.2 : TERMINAL NEUTRO ATR

EJECUTOR		PLANO No.	REV. 0	HQA-10
INFORME DE EXPERIENCIA PROFESIONAL SUBESTACIÓN 220 kV / 500 kV				
SUBESTACIÓN NORTE (NUEVA) 500 kV CORTES Y DETALLES				
ESCALA:	INDICACIONES:	OPINIONES:	ASPECTO TÉCNICO:	
FECHA:	DISEÑO:	APROBADO:	FASE:	DISCRETO
CONTRATO:	APROBADO:	MODIFICACION:	APROBADO:	HQA-10
REV. FECHA:	MODIFICACION:	APROBADO:	CONTRATO:	DE 10

**ANEXO 5**

**PRESUPUESTO DETALLADO**

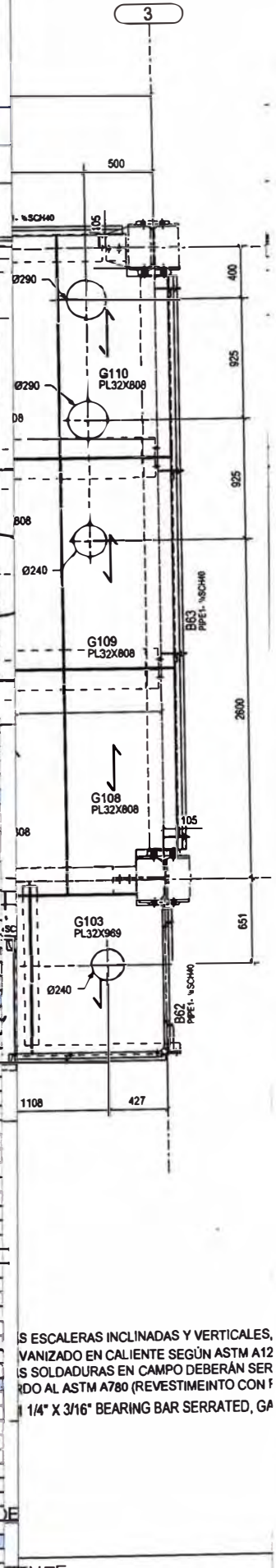


COMPONENTES DEL PROYECTO EN USD		
ITEM	DESCRIPCIÓN	TOTAL (USD)
<b>A</b>	<b>SUMINISTROS</b>	<b>19.960.836,00</b>
A1	Estructuras metálicas, equipamiento de alta tensión y equipamiento secundario.	19.010.320,00
A2	Repuestos.	950.516,00
<b>B</b>	<b>OBRA CIVIL Y MONTAJE ELECTROMECAÁNICO</b>	<b>12.041.296,49</b>
B1	Obra civil.	7.826.092,11
B2	Montaje, pruebas y puesta en servicio.	4.215.204,38
<b>C</b>	<b>ESTUDIOS, DISEÑOS, INGENIERÍA Y SUPERVISIÓN</b>	<b>2.594.908,68</b>
C1	Estudios, diseños e ingeniería	998.041,80
C2	Supervisión de obra	1.596.866,88
<b>D</b>	<b>EIA, CIRA Y LICENCIA DE CONSTRUCCIÓN</b>	<b>85.764,00</b>
<b>E</b>	<b>COMPRA DE PREDIOS</b>	<b>180.000,00</b>
<b>SUBTOTAL PROYECTO</b>		<b>34.862.805,17</b>
<b>GERENCIAMIENTO DEL PROYECTO</b>		<b>3.137.652,46</b>
<b>TOTAL PROYECTO + GERENCIAMIENTO SIN IGV</b>		<b>38.000.457,63</b>



CANTIDADES DE EQUIPOS DE PATIO, TELECOMUNICACIONES, PROTECCION, CABLES, SERVICIOS AUXILIARES - SUBESTACION 500 KV

ITEM	DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD	COSTO UNITARIO D USD
<b>EQUIPOS DE ALTA TENSION</b>				
1.0				
1.1	Interruptor tripolar SF6, 245 kV, 3150 a, 40 kA, 1050/460 kV, mando monopolar	Unid.	4,00	66.600,00
1.2	Seccionador tipo semipantógrafo 245 kV, 2500 a, 40 kA, 1050/460 kV	Unid.	6,00	17.500,00
1.3	Seccionador tripolar doble apertura con o sin cuchilla de puesta a tierra 245 kV, 2500 a, 40 kA, 1050/460 kV	Unid.	8,00	16.200,00
1.4	Descargador de sobretension 198 kV, 158 kV, 20 kA, clase 4.	Unid.	9,00	3.800,00
1.5	Transformador de tension capacitivo con 2 devAnados secundarios. 220/ 3 kV-110/ 3 V, 3P, 0,2, 5 VA, 1050/460 kV	Unid.	11,00	10.650,00
1.6	Transformador de corriente con 4 núcleos secundarios: 1 de medida (2500-1250/1, 0,2, 5 VA) y 3 de protección (2500-1250/1, 5P20, 10 VA) 40 kA, 1050/460 kV.	Unid.	12,00	11.750,00
1.7	Interruptor tripolar SF6, 550 kV, 3150 a, 40 kA, 1550/1175/680 kV, mando monopolar.	Unid.	7,00	250.000,00
1.8	Seccionador tipo semipantógrafo tripolar con o sin cuchilla de puesta a tierra 550 kV, 2000 a, 40 kA, 1550/1175/680 kV	Unid.	13,00	39.500,00
1.9	Seccionador tripolar doble apertura, 550 kV, 2000 a, 40 kA, 1550/1175/680 kV.	Unid.	2,00	34.000,00
1.10	Transformador de tension capacitivo con 2 devAnados secundarios. 500/ 3 kV-110/ 3 V, 3P, 0,2, 5 VA, 1550/680 kV	Unid.	11,00	18.100,00
1.11	Transformador de corriente con 4 núcleos secundarios: 1 de medida (2000-1000/1, 0,2, 5 VA) y 3 de protección (2000-1000/1, 5P20, 10 VA) 40 kA, 1550/680 kV	Unid.	9,00	21.200,00
1.12	Transformador de corriente con 6 núcleos secundarios: 2 de medida (2000-1000-1, 0,2, 5 VA) y 4 de protección (2000-1000/1, 5P20, 10 VA) 40 kA, 1550/680 kV	Unid.	6,00	21.800,00
1.13	Banco de autotransformadores 3x250 MVA + 1x250 MVA, 500/220 kV, 1550-1050/1175/680-460 kV con transformadores de corriente tipo buje, núcleo de medida 1000/500 a, 0,2, 5 VA, protección 5P20, 10 VA en el lado de alta y núcleo de medida 2500/1250 a, 0,2, 5 VA y protección 5P20, 15 VA en el lado de baja.	Unid.	1,00	5.600.000,00
1.14	Banco de reactores 3x50 MVAR + 1x40 MVAR 500/ 3 kV, 1550-550/1175/680-230 kV con transformadores de corriente tipo buje, núcleo de medida 1000/500 a, 0,2, 5 VA, protección 5P20, 10 VA	Unid.	1,00	2.250.000,00
1.15	Banco de reactores 3x40 mVAR + 1x40 mVAR 500/ 3 kV, 1550-550/1175/680-230 kV con transformadores de corriente tipo buje, núcleo de medida 1000/500 a, 0,2, 5 VA, protección 5P20, 10 VA	Unid.	1,00	1.980.000,00
1.16	Reactor de neutro 800 ohm, 123 kV, 550-125/230-50 kV con transformador de corriente tipo buje, núcleo de protección 5P20, 10 VA.	Unid.	2,00	95.000,00
1.17	Cuchilla rápida de puesta a tierra 123 kV, 40 kA, 550/230 kV.	Unid.	2,00	7.100,00
1.18	Descargador de sobretension de banco de reactores 120 kV, 78 kV, 20 kA, clase 4.	Unid.	2,00	2.000,00
1.19	Descargador de sobretension 444 kV, 355 kV, 20 kA, clase 5.	Unid.	15,00	15.500,00
1.20	Descargador de sobretension 48 kV, 36 kV, 20 kA, clase 4.	Unid.	3,00	1.400,00
1.21	Transformador zig zag de puesta a tierra 750 kVA, 100 ohm/fase 38 kV, 200/95 kV en lado de alta y 1,2 kV, 30 kV en lado de baja con transformadores de corriente tipo buje núcleo de, rotación 5P30, 30 VA.	Unid.	1,00	7.900,00
1.22	Aislador poste de porcelana C8-1050	Unid.	46,00	680,00
1.23	Aislador poste de porcelana C12-5-1550	Unid.	71,00	2.900,00
1.24	Aislador poste de porcelana C16-1550	Unid.	7,00	2.550,00
1.25	Aislador poste de porcelana C8-550	Unid.	9,00	280,00
1.26	Aislador poste de porcelana C8-145	Unid.	40,00	60,00
<b>CONDUCTOR, CADENA DE AISLADORES Y ELEMENTOS DE CONEXION</b>				
2.0				
2.1	Cadena de aisladores de retención y /o suspensión de vidrio templado para cable de aluminio Cowslip 2000 kcmil, 1010 mm2, ø 41,36 mm	Unid.	110,00	650,00
2.2	Cadena de aisladores de retención de vidrio templado para cable de aluminio Lupine 2500 kcmil, 1267 mm2, ø 46,17 mm	Unid.	37,00	1.000,00
2.3	Cadena de aisladores de retención en "V" de vidrio templado para cable de aluminio Lupine 2500 kcmil, 1267 mm2, ø 46,17 mm	Unid.	12,00	1.950,00
2.4	Conectores de alta tension para unir cable de aluminio código Cowslip (1010 mm2) y/o Lupine (1267 mm2)	Unid.	1.144,00	380,00
2.5	Cable de aluminio tipo AAC código Cowslip 2000 kcmil, ø 41,36 mm.	m	5.000,00	12,50
2.6	Cable de aluminio tipo AAC código Lupine 2500 kcmil, 1267 mm2, ø 46,17 mm.	m	7.000,00	14,70
2.7	Tubería de aluminio ø63 mm, e=8 mm, 9 m de longitud	Unid.	12,00	200,00
2.8	Tub. de aluminio ø63 mm, e=8 mm, 6 m de longitud	Unid.	53,00	135,00
2.9	Tubería de aluminio ø120 mm, e=8 mm, 9 m de longitud	Unid.	31,00	390,00
<b>EQUIPAMIENTO DE SISTEMAS SECUNDARIOS</b>				
3.0				
3.1	Gabinete controlador de la subestación	Unid.	1,00	145.750,00
3.2	Gabinete de acometida y transferencia automática	Unid.	1,00	1.2.980,00
3.3	Gabinete de distribución cargas esenciales 380 / 220 V	Unid.	1,00	12.980,00
3.4	Gabinete de distribución carg. ano esenciales 380 / 220 V	Unid.	1,00	12.980,00
3.5	Cargador de baterías	Unid.	10,00	17.710,00
3.6	Gabinete de distribución 220 Vcc.	Unid.	5,00	13.970,00
3.7	Banco de baterías	Unid.	5,00	18.150,00
3.8	Gabinete de comunicaciones	Unid.	1,00	78.100,00
3.9	Gabinete de distribución de fibras ópticas	Unid.	1,00	8.250,00
3.10	Gabinete control autotransformador 220 kV	Unid.	1,00	38.830,00
3.11	Gabinete protección autotransformador 220 kV	Unid.	1,00	51.920,00
3.12	Gabinete control de línea 220 kV	Unid.	2,00	29.480,00
3.13	Gabinete protección de línea 220 kV	Unid.	2,00	58.960,00
3.14	Gabinete de protección de acople y diferencial de barras 220 kV	Unid.	1,00	68.870,00
3.15	Gabinete control de acople 220 kV	Unid.	1,00	23.210,00
3.16	Gabinete protección autotransformador 500 kV	Unid.	1,00	41.580,00
3.17	Gabinete protección reactor 500 kV	Unid.	2,00	49.280,00
3.18	Gabinete control de reactor 500 kV	Unid.	2,00	31.350,00
3.19	Gabinete protección de diametro 500 kV	Unid.	2,00	46.530,00
3.20	Gabinete control de diametro 500 kV	Unid.	2,00	53.130,00
3.21	Gabinete protección diferencial de barras 500 kV	Unid.	1,00	84.700,00
3.22	Gabinete de protección de línea 500 kV	Unid.	2,00	72.930,00
3.23	Gabinete de agrupamiento 220 kV to 500kV	Unid.	11,00	5.390,00
3.24	Gabinete de cambio de unidad autotransformadores	Unid.	1,00	10.120,00
3.25	Gabinete de cambio de unidad reactores	Unid.	1,00	10.120,00
3.26	Grupo de baterías 380 kV 380 V / 220 V	Unid.	1,00	34.100,00
<b>CABLES DE FUERZA Y CONTROL</b>				
4.0				
4.1	Cable de control 0,6/1 kV 4x1,5 mm2	m	11.900,00	2,85
4.2	Cable de control 0,6/1 kV 12x1,5 mm2	m	23.200,00	5,10
4.3	Cable de control 0,6/1 kV 4x2,5 mm2	m	20.700,00	3,50
4.4	Cable de control 0,6/1 kV 4x4 mm2	m	8.000,00	4,80
4.5	Cable de control 0,6/1 kV 4x6 mm2	m	300,00	6,40
4.6	Cable de control 0,6/1 kV 4x10 mm2	m	1.500,00	8,80
4.7	Cable de fuerza 0,6/1 kV 4x16 mm2	m	1.700,00	11,30
4.8	Cable de fuerza 0,6/1 kV 4x25 mm2	m	800,00	16,50
4.9	Cable de fuerza 0,6/1 kV 1x70 mm2	m	800,00	4,80
4.10	Cable de fuerza 0,6/1 kV 1x95 mm2	m	3.200,00	9,10
<b>ESTRUCTURAS DE PORTICOS Y SOPORTE DE EQUIPOS</b>				
5.0				
5.1	ESTRUCTURAS DE SOPORTE DE EQUIPOS			



ES ESCALERAS INCLINADAS Y VERTICALES, VANIZADO EN CALIENTE SEGUN ASTM A12. LAS SOLDADURAS EN CAMPO DEBERAN SER DE ACUERDO AL ASTM A780 (REVESTIMIENTO CON FIBRA DE CARBONO). 1/4" X 3/16" BEARING BAR SERRATED, GA



CANTIDADES DE EQUIPOS DE PATIO, TELECOMUNICACIONES, PROTECCION, CONTROL, CABLES, SERVICIOS AUXILIARES - SUBESTACION NORTE (NUEVA) 220 kV / 500 kV					
ITEM	DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD	COSTO UNITARIO DDP USD	COSTO TOTAL DDP USD
5,1,1	Estructura soporte para interruptor tripolar 1 cámara, 220 kV (Peso aproximado 600 kg)	Unid.	4,00	2.100,00	8.400,00
5,1,2	Estructura soporte para seccionador tripolar tipo semipantógrafo con o sin cuchilla de puesta a tierra, 220 kV (Peso aproximado 1.000 kg)	Unid.	6,00	3.500,00	21.000,00
5,1,3	Estructura soporte para seccionador tripolar doble apertura con o sin cuchilla de puesta a tierra, 220 kV (Peso aproximado 1.700 kg)	Unid.	8,00	5.950,00	47.600,00
5,1,4	Estructura soporte para transformador de corriente, 220 kV (Peso aproximado 180 kg)	Unid.	12,00	630,00	7.560,00
5,1,5	Estructura soporte para transformador de tensión, 220 kV (Peso aproximado 180 kg)	Unid.	11,00	630,00	6.930,00
5,1,6	Estructura soporte para pararrayos, 220 kV (Peso aproximado 200 kg)	Unid.	6,00	700,00	4.200,00
5,1,7	Estructura soporte para aisladores tipo poste 220 kV (Peso aproximado 200 kg)	Unid.	25,00	700,00	17.500,00
5,1,8	Estructura soporte para de interruptor tripolar 2 cámaras, 500 kV (Peso aproximado 1,200 kg)	Unid.	7,00	4.200,00	29.400,00
5,1,9	Estructura soporte para seccionadores tripolar tipo semipantógrafo con y sin cuchilla de puesta a tierra, 500 kV (Peso aproximado 3.300 kg)	Unid.	13,00	11.550,00	150.150,00
5,1,10	Estructura soporte para seccionadores tripolar doble apertura, 500 kV (Peso aproximado 5.600 kg)	Unid.	2,00	19.600,00	39.200,00
5,1,11	Estructura soporte para transformadores de corriente, 500 kV (Peso aproximado 550 kg)	Unid.	15,00	1.925,00	28.875,00
5,1,12	Estructura soporte para transformadores de tensión, 500 kV (Peso aproximado 470 kg)	Unid.	11,00	1.645,00	18.095,00
5,1,13	Estructura soporte para pararrayos, h=6.3 m, 500 kV (Peso estimado 700 kg)	Unid.	3,00	2.450,00	7.350,00
5,1,14	Estructura soporte para pararrayos, h=3.8 m, 500 kV (Peso estimado 450 kg)	Unid.	12,00	1.575,00	18.900,00
5,1,15	Estructura soporte para aisladores tipo poste 500 kV (Peso aproximado 520 kg)	Unid.	30,00	1.820,00	54.600,00
5,1,16	Estructura soporte para aisladores tipo poste, barras 500 kV (Peso aproximado 2,800 kg)	Unid.	7,00	9.800,00	68.600,00
5,1,17	Estructura soporte para seccionador monopolar de cuchilla rápida de puesta a tierra, 115 kV (Peso aproximado 200 kg)	Unid.	2,00	700,00	1.400,00
5,1,18	Estructura soporte para pararrayo, 96 kV (Peso aproximado 250 kg)	Unid.	2,00	875,00	1.750,00
5,1,19	Estructura soporte para aisladores tipo poste, 115 kV (Peso aproximado 600 kg)	Unid.	1,00	2.100,00	2.100,00
5,1,20	Estructura soporte para aisladores tipo poste, en muro, 115 kV (Peso aproximado 250 kg)	Unid.	8,00	875,00	7.000,00
5,1,21	Estructura soporte para soporte para el barraje terciario en Alr's 33 kV (Peso aproximado 850 kg)	Unid.	11,00	2.975,00	32.725,00
5,2	<b>ESTRUCTURAS DE PÓRTICOS</b>				
5,2,1	Columna de celosía 220 kV, altura 11,5 m. Peso aproximado: 2.300 kg.	Unid.	3,00	8.050,00	24.150,00
5,2,2	Columna de celosía 220 kV, altura 20,5 m. Peso aproximado: 3.300 kg.	Unid.	16,00	11.550,00	184.800,00
5,2,3	Columna de celosía 220 kV, altura 21,90 m (Barraje Transferencia 220 kV). Peso aproximado: 3.950 kg.	Unid.	4,00	13.825,00	55.300,00
5,2,4	Viga de celosía 220 kV, longitud 15 m. Peso aproximado: 1.700 kg.	Unid.	18,00	5.950,00	107.100,00
5,2,5	Torre 220 kV, doble circuito, altura 32,5 m. Peso aproximado 8.000 kg.	Unid.	1,00	28.000,00	28.000,00
5,2,6	Columna de celosía 500 kV, altura 28 m. Peso aproximado: 7.700 kg.	Unid.	17,00	26.950,00	458.150,00
5,2,7	Columna de celosía 500 kV, altura 18,5 m. Peso aproximado: 4.750 kg.	Unid.	4,00	16.625,00	66.500,00
5,2,8	Columna de celosía 500 kV, altura 21,90 m (Barraje Transferencia). Peso aproximado: 3.950 kg.	Unid.	4,00	13.825,00	55.300,00
5,2,9	Viga de celosía 500 kV, longitud 34 m. Peso aproximado: 5.750 kg.	Unid.	4,00	20.125,00	80.500,00
5,2,10	Viga de celosía 500 kV, longitud 26 m (Incluye escalerilla). Peso aproximado: 6,050 kg.	Unid.	11,00	21.175,00	232.925,00
6,0	<b>MATERIALES PARA MALLA DE TIERRA</b>				
6,1	Cable de cobre desnudo, calibre 2/0 AWG (70 mm <sup>2</sup> )	m	1.800,00	8,00	14.400,00
6,2	Cable de cobre desnudo, calibre 4/0 AWG (107 mm <sup>2</sup> )	m	12.000,00	13,00	156.000,00
6,3	Carga de soldadura exotérmica de 115 gr.	Unid.	100,00	6,00	600,00
6,4	Carga de soldadura exotérmica de 150 gr.	Unid.	900,00	7,00	6.300,00
6,5	Carga de soldadura exotérmica de 250 gr.	Unid.	200,00	9,00	1.800,00
6,6	Carga de soldadura exotérmica de 90 gr.	Unid.	200,00	5,00	1.000,00
6,7	Molde para conexión fundida de varilla copperweld de Ø 5/8" y cable de cobre calibre 107 mm <sup>2</sup> (4/0 AWG)	Unid.	6,00	90,00	540,00
6,8	Molde para conexión fundida empalme horizontal entre cable calibre 107 mm <sup>2</sup> (4/0 AWG) y cable calibre 107 mm <sup>2</sup> (4/0 AWG)	Unid.	3,00	90,00	270,00
6,9	Molde para conexión fundida tipo "T" empalme entre cable calibre 107 mm <sup>2</sup> (4/0 AWG) y cable calibre 70 mm <sup>2</sup> (2/0 AWG)	Unid.	10,00	90,00	900,00
6,10	Molde para conexión fundida tipo "T" entre cable calibre 107 mm <sup>2</sup> (4/0 AWG) y cable calibre 107 mm <sup>2</sup> (4/0 AWG)	Unid.	40,00	90,00	3.600,00
6,11	Molde para conexión fundida tipo "X" entre cable calibre 107 mm <sup>2</sup> (4/0 AWG) y cable calibre 107 mm <sup>2</sup> (4/0 AWG)	Unid.	8,00	160,00	1.280,00
6,12	Varilla copperweld de Ø 5/8" (16 mm) con revestimiento de cobre electrolítico de 254 µ m de espesor y núcleo de acero al carbón, longitud 2400 mm	Unid.	80,00	20,00	1.600,00
<b>SUBTOTAL SUMINISTROS (USD)</b>					<b>19.010.320,00</b>
<b>REPUESTOS</b>					
7,0	Repuestos	Glb.	1		950.516,00
<b>SUBTOTAL REPUESTOS (USD)</b>					<b>950.516,00</b>



## PRESUPUESTO ADECUACIÓN Y OBRAS CIVILES - SUBESTACION NORTE (NUEVA) 220 kV / 500 kV

ITEM	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD	COSTO UNITARIO USD	COSTO TOTAL USD
<b>ADECUACIÓN DE TERRENO EN SUBESTACIÓN</b>					
<b>1,0</b>	<b>Movimiento de tierras</b>				
1,1	Explanación en corte, eliminación en material común, para disponer en botadero dentro del mismo lote de la subestación y aprobados por la supervisión. Incluye remover, cargar, transportar, disponer y extendido el material sobrante en el botadero	m³	55.000,00	9,00	476.850,00
1,2	Explanación en corte en material común de material seleccionado para utilizar como relleno. Incluye remover, seleccionar, cargar y transportar hasta las zonas de utilización o almacenamiento y la disposición de este material en zona adecuada para mezclarlo con material de préstamo. Medidas en banco.	m³	7.700,00	5,50	78.771,00
1,3	Suministro de material de préstamo (cantera), incluye transporte desde cualquier distancia hasta las zonas de utilización o almacenamiento y la disposición de este material en zona adecuada para mezclarlo con material seleccionado. Medidas en banco.	m³	35.000,00	9,00	666.400,00
1,4	Relleno y compactación con material preparado de mezcla (material seleccionado y material de préstamo). Medidas en banco.	m³	41.000,00	5,00	384.580,00
1,5	Explanaciones en roca. Medidas en banco.	m³	530,00	17,00	19.101,20
1,6	Explanación de afirmado con material de base e=0,20 m. Medidas en banco.	m³	4.100,00	16,00	140.302,00
1,7	Canal trapezoidal exterior en arena, sección mínima de 2,00 (en la base) x 0,50 (altura), incluye protección con material extraído de la misma excavación	m	450,00	7,00	6.399,00
<b>2,1</b>	<b>Muro de cerramiento</b>				
2,1,1	Muro de cerramiento. Incluye: Trazo, nivelación y replanteo, excavación y retiro material, rellenos seleccionados, solados, concretos para vigas, cimentaciones, columnas, concreto ciclópeo, acero de refuerzo, muro en bloquetas, encofrado y desencofrado, tubos galvanizados, equipos y manos de obra.	m	1.150,00	270,00	679.454,50
2,1,2	Alambre de púas en acero galvanizado en caliente, calibre 12. De acuerdo a los planos y a las especificaciones técnicas ítem 6.1.3	m	3.450,00	1,00	6.451,50
<b>2,2</b>	<b>Puerta de acceso</b>				
2,2,1	Puerta de acceso corrediza vehicular y peatonal, de 2 hojas.	un	1,00	8.200,00	18.133,26
<b>2,3</b>	<b>Revestimiento de taludes</b>				
2,3,1	Revestimiento de talud en concreto de f'c= 17 MPa, en lleno.	m²	2.300,00	35,00	175.145,00
2,3,2	Revestimiento de talud en concreto de f'c= 17 MPa, en corte.	m²	4.900,00	35,00	373.135,00
<b>2,4</b>	<b>Vía de acceso</b>				
2,4,1	Suministro de material de préstamo (cantera), incluye transporte desde cualquier distancia hasta las zonas de utilización o almacenamiento y la disposición de este material en zona adecuada. Medidas en banco	m³	8.500,00	9,00	161.840,00
2,4,2	Relleno y compactado con material preparado de mezcla (material seleccionado y material de préstamo). Medidas en banco	m³	10.000,00	5,00	93.800,00
2,4,3	Explanación de afirmado con material de base e=0,20 m. Medidas en banco.	m³	300,00	16,00	10.266,00
<b>OBRAS CIVILES</b>					
<b>3,0</b>	<b>Fundaciones de Pórticos (Incluye excavación, disposición de material sobrante, relleno estructural, encofrado, desencofrado y desencofrante, acero; concreto, diseños, ensayos de laboratorio y curado; pernos de anclaje y plantillas; mano de obra y aditamentos necesarios para su construcción)</b>				
3,1	Fundación pórtico columna 220 kV, altura 11,5 m	Unid.	3,00	5.800,00	17.400,00
3,2	Fundación pórtico columna 220 kV, altura 20,5 m	Unid.	16,00	6.670,00	106.720,00
3,3	Fundación pórtico columna 220 kV, altura 21,9 m (Barraje de transferencia)	Unid.	4,00	5.400,00	21.600,00
3,4	Fundación pórtico columna 500 kV, altura 28,0 m	Unid.	17,00	10.800,00	183.600,00
3,5	Fundación pórtico columna 500 kV, altura 18,5 m	Unid.	4,00	9.500,00	38.000,00
3,6	Fundación pórtico columna 220 kV, altura 21,9 m (Barraje de transferencia)	Unid.	4,00	9.850,00	39.400,00
	Fundación para torre de transferencia 220 kV	Unid.	1,00	21.500,00	21.500,00
<b>4,0</b>	<b>Fundaciones de equipos de patio (Incluye excavación, disposición de material sobrante, relleno estructural, encofrado, desencofrado y desencofrante, acero; concreto, diseños, ensayos de laboratorio y curado; pernos de anclaje y plantillas; mano de obra y aditamentos necesarios para su construcción)</b>				
4,1	Fundación interruptor 220 kV	Unid.	4,00	3.250,00	13.000,00
4,2	Fundación seccionador doble apertura c/s pt 220 kV	Unid.	8,00	2.850,00	22.800,00
4,3	Fundación seccionador semi-pantógrafo 220 kV	Unid.	6,00	2.050,00	12.300,00
4,4	Fundación transformador de tensión 220 kV	Unid.	11,00	700,00	7.700,00
4,5	Fundación aislador poste C8-1050 220 kV	Unid.	46,00	700,00	32.200,00
4,6	Fundación transformador de corriente 220 kV	Unid.	12,00	700,00	8.400,00
4,7	Fundación pararrayos 220 kV	Unid.	9,00	700,00	6.300,00
4,8	Fundación interruptor 500 kV	Unid.	7,00	14.100,00	98.700,00
4,9	Fundación seccionador doble apertura c/s pt 500 kV	Unid.	2,00	8.200,00	16.400,00
4,10	Fundación seccionador semi-pantógrafo 500 kV	Unid.	13,00	6.700,00	87.100,00
4,11	Fundación transformador de tensión 500 kV	Unid.	11,00	1.950,00	21.450,00
4,12	Fundación aislador poste C12,5-1550 500 kV	Unid.	71,00	2.200,00	156.200,00
4,13	Fundación aislador poste C16-1550 500 kV	Unid.	7,00	3.300,00	23.100,00

PRESUPUESTO ADECUACION Y OBRAS CIVILES - SUBESTACION NORTE (NUEVA) 220 kV / 500 kV					
ITEM	DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD	COSTO UNITARIO USD	COSTO TOTAL USD
4,14	Fundacion transformador de corriente 500 kV	Unid.	15,00	2.200,00	33.000,00
4,15	Fundacion pararrayos 500 kV	Unid.	15,00	2.200,00	33.000,00
4,16	Fundación cuchilla de puesta tierra rápida 123 kV	Unid.	2,00	590,00	1.180,00
4,17	Fundación pararrayo 123 kV	Unid.	2,00	590,00	1.180,00
4,18	Fundación soporte aislador poste /pararrayo 33 kV	Unid.	9,00	650,00	5.850,00
5,0	<b>Fundaciones para equipo inductivo (Incluye excavación, disposición de material sobrante, relleno estructural, encofrado, desencofrado y desencofrante, acero; concreto, diseños, ensayos de laboratorio y curado; mano de obra y aditamentos necesarios para su construcción)</b>				
5,1	Fundación autotransformador para 4 unidades	Unid.	1,00	202.000,00	202.000,00
5,2	Vía carrilera transformadores	Unid.	4,00	21.000,00	84.000,00
5,3	Muro cortafuego transformadores	Unid.	4,00	18.600,00	74.400,00
5,4	Fundación reactor de línea para 7 unidades	Unid.	1,00	126.500,00	126.500,00
5,5	Vía carrilera reactor	Unid.	7,00	6.700,00	46.900,00
5,6	Muro cortafuego reactor de línea	Unid.	7,00	6.600,00	46.200,00
5,7	Fundación reactor de neutro	Unid.	2,00	5.200,00	10.400,00
5,8	Fundación transformador de puesta a tierra (zig- zag)	Unid.	1,00	7.600,00	7.600,00
5,9	Tanque colector aceite, autotransformadores	Unid.	1,00	31.500,00	31.500,00
5,10	Tanque colector aceite, reactores	Unid.	1,00	15.500,00	15.500,00
5,11	Muro corta fuego sistema contra incendio	Unid.	1,00	1.450,00	1.450,00
6,0	<b>Cárcamos (Incluye excavación, disposición de material sobrante, encofrado, desencofrado y desencofrante, acero; concreto, diseños, ensayos de laboratorio y curado; mano de obra y aditamentos necesarios para su construcción)</b>				
6,1	<b>Patío 220 kV</b>				
6,1,1	Cárcamos (canaletas) tipo 2 (0,60 x 0,60 m)	m	200,00	275,00	55.000,00
6,1,2	Cárcamos (canaletas) tipo 3 (0,40 x 0,40 m)	m	60,00	225,00	13.500,00
6,2	<b>Patío 500 kV</b>				
6,2,1	Cárcamos (canaletas) tipo 2 (0,60 x 0,60 m)	m	260,00	280,00	72.800,00
6,2,2	Cárcamos (canaletas) tipo 3 (0,40 x 0,40 m)	m	130,00	225,00	29.250,00
7,0	<b>Banco de ductos (Incluye excavación, disposición de material sobrante, relleno estructural, suministro e instalación de tubería, mano de obra y aditamentos necesarios para su construcción)</b>				
7,1	<b>Ductos para cables (Enterrados) (Incluye arenilla compactada) - Patio 220 kV</b>				
7,1,1	Banco de ductos para cables 6 x ø 6"	m	35,00	185,00	6.475,00
7,1,2	Banco de ductos para cables 9 x ø 6"	m	7,00	235,00	1.645,00
7,2	<b>Ductos para cables (Enterrados) (Incluye arenilla compactada) - Patio 500 kV</b>				
7,2,1	Ductos para cables (enterrados) 1 x ø 4"	m	204,00	20,00	4.080,00
7,2,2	Ductos para cables (enterrados) 6 x ø 6"	m	60,00	160,00	9.600,00
7,2,3	Ductos para cables (enterrados) 9 x ø 6"	m	15,00	350,00	5.250,00
7,2,4	Ductos para cables (enterrados) 2 x ø 4"	m	9,00	38,00	342,00
7,2,5	Ductos para cables (enterrados) 3 x ø 4"	m	122,00	60,00	7.320,00
7,2,6	Ductos para cables (enterrados) 3 x ø 6"	m	39,00	110,00	4.290,00
7,3	<b>Ductos para cables (Empotrados) (Incluye concreto, diseños, ensayos de laboratorio y curado) - Patio 220 kV</b>				
7,3,1	Ductos para cables (enterrados) 6 x ø 6"	m	89,00	186,00	16.554,00
7,4	<b>Ductos para cables (Empotrados) (Incluye concreto, diseños, ensayos de laboratorio y curado) - Patio 500 kV</b>				
7,4,1	Banco de ductos para cables (empotrados) 9 x ø 6"	m	22,00	270,00	5.940,00
7,4,2	Banco de ductos para cables (empotrados) 6 x ø 6"	m	25,00	190,00	4.750,00
8,0	<b>Cejas de tiro (Incluye excavación, disposición de material sobrante, encofrado, desencofrado y desencofrante, acero; concreto, diseños, ensayos de laboratorio y curado; mano de obra y aditamentos necesarios para su construcción)</b>				
8,1	<b>Patío 220 kV</b>				
8,1,1	Cajas de tiro de 0,80 x 0,80 (CT1)	Unid.	1800	518,00	9.324,00
8,2	<b>Patío 500 kV</b>				
8,2,1	Cajas de tiro de 0,80 x 0,80 (CT1)	Unid.	19,00	520,00	9.880,00
8,2,2	Cajas de tiro de 0,60 x 0,60 (CT2)	Unid.	4,00	360,00	1.440,00
8,2,3	Cajas de tiro de 0,40 x 0,40 (CT3)	Unid.	44,00	230,00	10.120,00
9,0	<b>Drenajes (Incluye excavación, disposición de material sobrante, mano de obra y aditamentos necesarios para su construcción)</b>				
9,1	Sistema red de abastos (red acueducto)	Glb.	1,00	12.100,00	12.100,00
9,2	Sistema de aguas residuales	Glb.	1,00	13.200,00	13.200,00
10,0	<b>Obras Complementarias</b>				
10,1	<b>Alumbrado exterior - Patio 220 kV</b>				
10,1,1	Alumbrado de patio	Glb.	1,00	13.500,00	13.500,00
10,1,2	Alumbrado perimetral	Glb.	1,00	14.800,00	14.800,00
10,2	<b>Alumbrado exterior - Patio 500 kV</b>				
10,2,1	Alumbrado de patio	Glb.	1,00	36.500,00	36.500,00
10,2,2	Alumbrado perimetral	Glb.	1,00	31.300,00	31.300,00
10,3	<b>Vías internas - Pavimento asfáltico (Incluye excavación, disposición de material sobrante, relleno estructural, base, subbase, carpeta asfáltica y mano de obra) (Incluye demolición de sardinel, demolición y reposición de carpeta asfáltica existente)</b>				
10,3,1	Vías internas - Patio 220 kV	m <sup>2</sup>	1.920,00	34,00	65.280,00
10,3,2	Vías internas - Patio 500 kV	m <sup>2</sup>	3.115,00	34,00	105.910,00
10,4	<b>Sardinel en patio (Incluye concreto y acabado con pintura de tráfico)</b>				
10,4,1	Sardinel en patio - Patio 220 kV	m	574,00	26,50	15.211,00
10,4,2	Sardinel en patio - Patio 500 kV	m	1.110,00	26,50	29.415,00
10,5	<b>Malla de puesta a tierra (Instalación)</b>				
10,5,1	Malla de puesta a tierra - Patio 220 kV	Glb.	1	47.500,00	47.500,00
10,5,2	Malla de puesta a tierra - Patio 500 kV	Glb.	1	72.900,00	72.900,00
10,6	<b>Acabado de patio en grava de 1/2" a 1 1/2", espesor 0,10 m (Incluye grava, maquinaria y herramientas, mano de obra y aditamentos necesarios para su construcción)</b>	m <sup>2</sup>	30.000,00	6,00	180.000,00



PRESUPUESTO ADECUACIÓN Y OBRAS CIVILES - SUBESTACION NORTE (NUEVA) 220 kV / 500 kV					
ITEM	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD	COSTO UNITARIO USD	COSTO TOTAL USD
<b>11,0</b>	<b>Edificaciones (Incluye mano de obra y aditamentos necesarios para su construcción)</b>				
<b>11,1</b>	<b>Patio 220 kV</b>				
11,1,1	Caseta de Control (Incluye excavaciones y rellenos estructurales, concretos, acero de refuerzo, mampostería, pisos y enlucidos, impermeabilización, puertas y ventanas; equipo, canaletas, instalaciones eléctricas y aire acondicionado)	Unid.	2,00	38.500,00	38.500,00
<b>11,2</b>	<b>Patio 500 kV</b>				
11,2,1	Caseta de Control (Incluye excavaciones y rellenos estructurales, concretos, acero de refuerzo, mampostería, pisos y enlucidos, impermeabilización, puertas y ventanas; equipo, canaletas, instalaciones eléctricas y aire acondicionado)	Unid.	2,00	38.500,00	38.500,00
11,2,2	Edificio de Control (Incluye excavaciones y rellenos estructurales, concretos, acero de refuerzo, mampostería, pisos y enlucidos, impermeabilización, puertas y ventanas; equipo, canaletas, instalaciones eléctricas y aire acondicionado)	Unid.	1,00	150.800,00	150.800,00
11,2,3	Portería - Área= 18,5 m <sup>2</sup>	Unid.	1,00	29.500,00	29.500,00
11,2,4	Fundación grupo electrógeno	Unid.	1,00	2.600,00	2.600,00
11,2,5	Garita de vigilancia	Unid.	3,00	3.900,00	3.900,00
Costo Directo USD					6.114.134,46
Gastos Generales USD					1.222.826,89
Utilidades USD					489.130,76
<b>Total Obras Civiles USD</b>					<b>7.826.092,11</b>

PRESUPUESTO PARA MONTAJE, PRUEBAS Y PUESTA EN SERVICIO - SUBESTACIÓN NORTE (NUEVA) 220 kV / 500 kV						
ITEM	DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD	COSTO UNITARIO USD	COSTO TOTAL USD	
<b>1,0</b>	<b>Montaje de equipo inductivo</b>					
<b>1,1</b>	<b>Montaje de Autotransformadores y Reactores</b>					
1,1,1	Montaje autotransformador monofasico 250 MVA, 500/220 kV (Incluye montaje de sistema contra incendios)	Unid.	4,00	70.000,00		280.000,00
1,1,2	Montaje reactor monofasico 40 MVAR, 500/150 kV	Unid.	4,00	22.000,00		88.000,00
1,1,3	Montaje reactor monofasico 50 MVAR, 500/150 kV	Unid.	3,00	22.000,00		66.000,00
1,1,4	Montaje reactor de neutro 400-800 ohm, 112 kV	Unid.	2,00	3.000,00		6.000,00
<b>2,0</b>	<b>Montaje de Estructuras de Pórticos y Equipos</b>					
<b>2,1</b>	<b>Montaje de Estructuras de Pórticos</b>					
2,1,1	Montaje de columna 220 kV, altura 11.5 m. Peso aproximado: 2.300 kg.	Unid.	3,00	3.000,00		9.000,00
2,1,2	Montaje de columna 220 kV, altura 20.5 m. Peso aproximado: 3.300 kg.	Unid.	16,00	4.200,00		67.200,00
2,1,3	Montaje de columna 220 kV, altura 21.90 m (Barraje Transferencia 220 kV). Peso aproximado: 3.950 kg.	Unid.	4,00	5.000,00		20.000,00
2,1,4	Montaje viga 220 kV, longitud 16 m. Peso aproximado: 1.700 kg.	Unid.	18,00	2.200,00		39.600,00
2,1,5	Montaje torre 220 kV, doble circuito, altura 32.5 m. Peso aproximado 8,000 kg.	Unid.	1,00	10.000,00		10.000,00
2,1,6	Montaje de columna 500 kV, altura 28 m. Peso aproximado: 7.700 kg.	Unid.	17,00	10.000,00		170.000,00
2,1,7	Montaje de columna 500 kV, altura 18.5 m. Peso aproximado: 4.750 kg.	Unid.	4,00	6.000,00		24.000,00
2,1,8	Montaje de columna 500 kV, altura 21.90 m (Barraje Transferencia). Peso aproximado: 3.950 kg.	Unid.	4,00	5.000,00		20.000,00
2,1,9	Montaje viga 500 kV, longitud 34 m. Peso aproximado: 5.750 kg.	Unid.	4,00	7.200,00		28.800,00
2,1,10	Montaje viga 500 kV, longitud 26 m (Incluye escalerilla). Peso aproximado: 6,050 kg.	Unid.	11,00	7.500,00		82.500,00
<b>2,2</b>	<b>Montaje de Estructuras de Equipos</b>					
2,2,1	Montaje estructura de interruptor tripolar 1 cámara, 220 kV (Peso aproximado 600 kg)	Unid.	4,00	750,00		3.000,00
2,2,2	Montaje estructura seccionador tripolar tipo semipantógrafo con o sin cuchilla de puesta a tierra, 220 kV (Peso aproximado 1,000 kg)	Unid.	6,00	1.300,00		7.800,00
2,2,3	Montaje estructura seccionador tripolar doble apertura con o sin cuchilla de puesta a tierra, 220 kV (Peso aproximado 1,700 kg)	Unid.	8,00	2.200,00		17.600,00
2,2,4	Montaje estructura transformador de corriente, 220 kV (Peso aproximado 180 kg)	Unid.	12,00	250,00		3.000,00
2,2,5	Montaje estructura transformador de tensión, 220 kV (Peso aproximado 180 kg)	Unid.	11,00	250,00		2.750,00
2,2,6	Montaje estructura pararrayos, 220 kV (Peso aproximado 200 kg)	Unid.	6,00	260,00		1.560,00
2,2,7	Montaje estructura aisladores tipo poste 220 kV (Peso aproximado 200 kg)	Unid.	25,00	260,00		6.500,00
2,2,8	Suministro de pernos de fijación de equipos a soporte 220 kV	Gib	1,00	15.000,00		15.000,00
2,2,9	Montaje estructura de interruptor tripolar 2 cámaras, 500 kV (Peso aproximado 1,200 kg)	Unid.	7,00	1.600,00		11.200,00
2,2,10	Montaje estructura seccionadores tripolar tipo semipantógrafo con y sin cuchilla de puesta a tierra, 500 kV (Peso aproximado 3,300 kg)	Unid.	13,00	4.200,00		54.600,00
2,2,11	Montaje estructura seccionadores tripolar doble apertura, 500 kV (Peso aproximado 5,600 kg)	Unid.	2,00	7.000,00		14.000,00
2,2,12	Montaje estructura transformadores de corriente, 500 kV (Peso aproximado 550 kg)	Unid.	15,00	800,00		12.000,00
2,2,13	Montaje estructura transformadores de tensión, 500 kV (Peso aproximado 470 kg)	Unid.	11,00	700,00		7.700,00
2,2,14	Montaje estructura pararrayos, h=6.3 m, 500 kV (Peso estimado 700 kg)	Unid.	6,00	900,00		5.400,00
2,2,15	Montaje estructura pararrayos, h=3.8 m, 500 kV (Peso estimado 450 kg)	Unid.	9,00	600,00		5.400,00
2,2,16	Montaje estructura aisladores tipo poste 500 kV (Peso aproximado 520 kg)	Unid.	30,00	700,00		21.000,00
2,2,17	Montaje estructura aisladores tipo poste, barras 500 kV (Peso aproximado 2,800 kg)	Unid.	7,00	3.500,00		24.500,00
2,2,18	Montaje estructura seccionador monopolar de cuchilla rápida de puesta a tierra, 115 kV (Peso aproximado 200 kg)	Unid.	2,00	250,00		500,00
2,2,19	Montaje estructura pararrayos, 96 kV (Peso aproximado 250 kg)	Unid.	2,00	350,00		700,00
2,2,20	Montaje estructura para aisladores tipo poste, en muro, 115 kV (Peso aproximado 250 kg)	Unid.	7,00	350,00		2.450,00
2,2,21	Montaje estructura de soporte para el barraje terciario en Atr's 33 kV (Peso aproximado 850 kg)	Unid.	11,00	1.200,00		13.200,00
2,2,22	Suministro de pernos de fijación de equipos a soporte 500 kV	Gib	1,00	2.000,00		2.000,00
<b>3,0</b>	<b>Montaje de Equipos de Alta Tensión y Conexiones</b>					
<b>3,1</b>	<b>Montaje de Equipos de Alta Tensión</b>					
3,1,1	Montaje interruptor tripolar 1 cámara, 220 kV	Unid.	4,00	7.200,00		28.800,00
3,1,2	Montaje seccionador tripolar tipo semipantógrafo sin cuchilla de puesta a tierra, 220 kV (Incluye contracontacto y bajantes)	Unid.	6,00	6.100,00		36.600,00
3,1,3	Montaje seccionador tripolar doble apertura sin cuchilla de puesta a tierra, 220 kV	Unid.	5,00	6.100,00		30.500,00
3,1,4	Montaje seccionador tripolar doble apertura con cuchilla de puesta a tierra, 220 kV	Unid.	3,00	6.100,00		18.300,00
3,1,5	Montaje transformador de corriente, 220 kV	Unid.	12,00	2.500,00		30.000,00
3,1,6	Montaje transformador de tensión, 220 kV	Unid.	11,00	2.600,00		28.600,00
3,1,7	Montaje pararrayos, 220 kV	Unid.	6,00	2.400,00		14.400,00
3,1,8	Montaje pararrayos 220 kV sobre autotransformadores	Unid.	4,00	2.400,00		9.600,00
3,1,9	Montaje aislador tipo poste posición vertical 220 kV	Unid.	25,00	600,00		15.000,00
3,1,10	Montaje aislador tipo poste posición invertido 220 kV	Unid.	21,00	600,00		12.600,00
3,1,11	Montaje interruptor tripolar 2 cámaras, 500 kV	Unid.	7,00	11.500,00		80.500,00
3,1,12	Montaje seccionador tripolar tipo semipantógrafo sin cuchilla de puesta a tierra, 500 kV (Incluye contracontacto y bajantes)	Unid.	10,00	15.000,00		150.000,00
3,1,13	Montaje seccionador tripolar tipo semipantógrafo con cuchilla de puesta a tierra, 500 kV (Incluye contracontacto y bajantes)	Unid.	3,00	25.000,00		75.000,00
3,1,14	Montaje seccionador tripolar de doble apertura sin cuchilla de puesta a tierra, 500 kV	Unid.	2,00	25.000,00		50.000,00
3,1,15	Montaje transformador de corriente, 500 kV	Unid.	15,00	6.500,00		97.500,00
3,1,16	Montaje transformador de tensión, 500 kV	Unid.	11,00	6.700,00		73.700,00
3,1,17	Montaje pararrayos, 500 kV	Unid.	15,00	4.500,00		67.500,00



PRESUPUESTO PARA MONTAJE, PRUEBAS Y PUESTA EN SERVICIO - SUBESTACION NORTE (NUEVA) 220 kV / 500 kV					
ITEM	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD	COSTO UNITARIO USD	COSTO TOTAL USD
3.1,18	Montaje seccionador monopolar de cuchilla rápida de puesta a tierra, 115 kV	Unid.	2,00	2.400,00	4.800,00
3.1,19	Montaje pararrayos, 96 kV	Unid.	2,00	900,00	1.800,00
3.1,20	Montaje pararrayos, 33 kV (Delta del terciario en Atr's)	Unid.	3,00	600,00	1.800,00
3.1,21	Montaje aislador tipo poste posición vertical 500 kV	Unid.	30,00	900,00	27.000,00
3.1,22	Montaje aislador tipo poste posición vertical de barras 500 kV	Unid.	7,00	900,00	6.300,00
3.1,23	Montaje aislador tipo poste posición invertida 500 kV	Unid.	41,00	900,00	36.900,00
3.1,24	Montaje aislador tipo poste posición vertical o invertido 115 kV	Unid.	9,00	700,00	6.300,00
3.1,25	Montaje aislador tipo poste posición vertical (barraje para formación de la delta en Atr's) 33 kV	Unid.	40,00	500,00	20.000,00
4,0	<b>Montaje de conexiones y cable de guarda</b>				
4,1	Montaje de templa de dos conductores código Cowslip 1010 mm <sup>2</sup> Longitud entre 15-35 mts. (Incluye cadenas aisladores de retención, separadores y bajantes 220 kV).	Unid.	36,00	1.500,00	54.000,00
4,2	Montaje de templa de dos conductores código Cowslip 1010 mm <sup>2</sup> Longitud entre 36-50 mts. (Incluye cadenas aisladores de retención, separadores y bajantes 220 kV).	Unid.	7,00	2.000,00	14.000,00
4,3	Montaje de cadena de suspensión 220 kV (Incluye montaje de bajantes y separadores)	Unid.	12,00	40,00	480,00
4,4	Montaje de dos conductores código Cowslip 1010 mm <sup>2</sup> para conexión entre equipos y/o templeas 220 kV. (Incluye instalación de separadores)	m	701,00	40,00	28.040,00
4,5	Montaje de cable de guarda. (Incluye montaje de herrajes, bajantes y conexión a malla de tierra).	m	736,00	30,00	22.080,00
4,6	Montaje de templa de dos conductores código Lupine 1267 mm <sup>2</sup> Longitud entre 50 - 65 m. (Incluye cadena aisladores de retención en V, separadores y bajantes 500 kV)	Unid.	6,00	3.900,00	23.400,00
4,7	Montaje de templa con dos conductores código Lupine 1267 mm <sup>2</sup> . Longitud entre 15-35 m. Incluye cadena aisladores de retención, separadores y bajantes 500 kV.	Unid.	1,00	2.400,00	2.400,00
4,8	Montaje de templa con dos conductores código Lupine 1267 mm <sup>2</sup> . Longitud 36-60 m. Incluye cadena aisladores de retención, separadores y bajantes 500 kV.	Unid.	13,00	2.200,00	28.600,00
4,9	Montaje de cable de guarda (Incluye instalación de conectores y bajantes)	m	957,00	30,00	28.710,00
4,10	Montaje de dos conductores código Lupine 1267 mm <sup>2</sup> para conexión entre equipos y/o templeas 500 kV (Incluye instalación de separadores)	m	860,00	60,00	51.600,00
4,11	Montaje de un conductor código Cowslip 1010 mm <sup>2</sup> para conexión entre equipos 115 kV	m	63,00	70,00	4.410,00
5,0	<b>Montaje barras tubulares y conectores de alta tensión</b>				
5,1	Instalación de conectores entre equipos y/o templeas	Unid.	520,00	65,00	33.800,00
5,2	Conectores para conexión entre equipos y/o templeas 33/115/500 kV	Unid.	624,00	65,00	40.560,00
5,3	Instalación de barras tubulares ø 63/47 mm (barraje para formación de la delta en Atr's). Incluye doblado de tuberías e instalación de tapones	m	283,00	100,00	28.300,00
5,4	Instalación de manga termocontraíble en barraje terciario	m	75,00	80,00	6.000,00
5,5	Instalación de manta termocontraíble en conectores barraje terciario	Unid.	26,00	80,00	2.080,00
6,0	<b>Montaje de Sistemas Secundarios</b>				
6,1	<b>Montaje Servicios Auxiliares - Patio 220 kV</b>				
6,1,1	Gabinete de distribución de corriente alterna y / o continua (200 puntos de conexión aproximadamente)	Unid.	2,00	1.600,00	3.200,00
6,1,2	Cargadores de baterías (200 puntos de conexión aproximadamente)	Unid.	4,00	1.000,00	4.000,00
6,1,3	Banco de Baterías	Unid.	2,00	3.700,00	7.400,00
6,2	<b>Montaje Servicios Auxiliares - Patio 500 kV</b>				
6,2,1	Transformador Z <sub>11</sub> - Z <sub>20</sub>	Unid.	1,00	3.800,00	3.800,00
6,2,2	Gabinete de distribución de corriente alterna y / o continua (150 puntos de conexión aproximadamente)	Unid.	5,00	1.600,00	8.000,00
6,2,3	Cargadores de baterías	Unid.	4,00	1.000,00	4.000,00
6,2,4	Banco de Baterías	Unid.	2,00	3.700,00	7.400,00
6,2,5	Montaje de Grupo Electrogeno (Incluye montaje de tanque de combustible)	Gib.	1,00	3.700,00	3.700,00
6,3	<b>Montaje de cableado y conexiónado - Patio 220 kV</b>				
6,3,1	Tendido cables de control	m	14.700,00	1,20	17.640,00
6,3,2	Tendido cables de fuerza	m	3.600,00	1,60	5.760,00
6,4	<b>Montaje de cableado y conexiónado - Patio 500 kV</b>				
6,4,1	Tendido cables de control	m	23.600,00	1,20	28.320,00
6,4,2	Tendido cables de fuerza	m	11.000,00	1,60	17.600,00
6,5	<b>Montaje de gabinetes de control y protección - Patio 220 kV</b>				
6,5,1	Gabinete de Control (200 puntos de conexión aproximadamente)	Unid.	4,00	1.900,00	7.600,00
6,5,2	Gabinete de Protección (200 puntos de conexión aproximadamente)	Unid.	4,00	2.200,00	8.800,00
6,5,3	Gabinete de Agrupamiento MK's (450 puntos de conexión aproximadamente)	Unid.	4,00	4.000,00	16.000,00
6,6	<b>Montaje de gabinetes de control y protección - Patio 500 kV</b>				
6,6,1	Gabinete de Control (200 puntos de conexión aproximadamente)	Unid.	3,00	1.900,00	5.700,00
6,6,2	Gabinete de Protección (200 puntos de conexión aproximadamente)	Unid.	5,00	2.200,00	11.000,00
6,6,3	Gabinete Cambio de Unidad Autotransformadores (250 puntos de conexión aproximadamente)	Unid.	1,00	1.900,00	1.900,00
6,6,4	Gabinete Cambio de Unidad Reactores (400 puntos de conexión aproximadamente)	Unid.	1,00	4.000,00	4.000,00
6,6,5	Gabinete RTCC Autotransformadores (150 puntos de conexión aproximadamente)	Unid.	1,00	1.800,00	1.800,00
6,6,6	Gabinete Sistema Contraincendios Autotransformadores (150 puntos de conexión aproximadamente)	Unid.	1,00	1.800,00	1.800,00
6,6,7	Gabinete de Agrupamiento MK's (450 puntos de conexión aproximadamente)	Unid.	4,00	4.000,00	16.000,00
6,7	<b>Montaje de red de fibra óptica</b>				
6,7,1	Montaje red fibra óptica	m.	4.335,00	18,00	78.030,00
6,7,2	Conectorizaciones en trfo fibra monomodo	Unid.	24,00	110,00	2.640,00

PRESUPUESTO PARA MONTAJE, PRUEBAS Y PUESTA EN SERVICIO - SUBESTACION NORTE (NUEVA) 220 kV / 500 kV					
ITEM	DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD	COSTO UNITARIO USD	COSTO TOTAL USD
6,7,3	Conectorizaciones en frío fibra multimodo	Unid.	192,00	90,00	17.280,00
6,7,4	Empalmes por fusión	Unid.	96,00	30,00	2.880,00
6,7,5	Montaje de caja de empalme de fibra óptica y accesorios	Unid.	2,00	150,00	300,00
6,7,6	Montaje de ODF para sistema de fibra óptica	Unid.	1,00	150,00	150,00
<b>8,8</b>	<b>Montaje de sistema de telecomunicaciones</b>				
6,8,1	Gabinete de Telecomunicaciones (50 puntos de conexión aproximadamente)	Unid.	1,00	1.000,00	1.000,00
<b>7,0</b>	<b>Obras Complementarias</b>				
7,1	Suministro e instalación de placas de nomenclatura operativa, señalización y límites de vía.	Gib.	1,00	1.733,56	1.733,56
7,2	Suministro e instalación del sistema contraincendios en patio y edificios.	Gib.	1,00	8.374,86	8.374,86
<b>8,0</b>	<b>Pruebas y puesta en servicio</b>				
<b>8,1</b>	<b>Pruebas Autotransformadores y Reactores</b>				
8,1,1	Pruebas individuales de autotransformadores (Incluye sistema contraincendios)	Unid.	4,00	14.500,00	58.000,00
8,1,2	Pruebas funcionales autotransformadores	Unid.	4,00	13.800,00	55.200,00
8,1,3	Pruebas individuales de reactores de línea o barra	Unid.	7,00	11.000,00	77.000,00
8,1,4	Pruebas individuales de reactores de neutro	Unid.	2,00	3.200,00	6.400,00
<b>8,2</b>	<b>Pruebas Individuales - Patio 220 kV</b>				
8,2,1	Pruebas servicios auxiliares	Gib.	1,00	13.000,00	13.000,00
8,2,2	Pruebas interruptores	Unid.	4,00	2.200,00	8.800,00
8,2,3	Pruebas seccionadores	Unid.	14,00	1.500,00	21.000,00
8,2,4	Pruebas transformador de corriente	Unid.	12,00	800,00	9.600,00
8,2,5	Pruebas transformador de tensión	Unid.	11,00	800,00	8.800,00
8,2,6	Pruebas pararrayos	Unid.	10,00	500,00	5.000,00
8,2,7	Pruebas sistema de protección	Gib.	1,00	37.000,00	37.000,00
8,2,8	Pruebas sistema de control	Gib.	1,00	46.000,00	46.000,00
8,2,9	Pruebas sistema de telecomunicaciones	Gib.	1,00	18.000,00	18.000,00
<b>8,3</b>	<b>Pruebas de conjunto - Patio 220 kV</b>				
8,3,1	Pruebas funcionales	Gib.	1,00	18.000,00	18.000,00
8,3,2	Pruebas de puesta en servicio	Gib.	1,00	5.700,00	5.700,00
<b>8,4</b>	<b>Pruebas Individuales - Patio 500 kV</b>				
8,4,1	Pruebas servicios auxiliares	Gib.	1,00	12.600,00	12.600,00
8,4,2	Pruebas interruptores	Unid.	7,00	2.600,00	18.200,00
8,4,3	Pruebas seccionadores	Unid.	17,00	1.600,00	27.200,00
8,4,4	Pruebas transformador de corriente	Unid.	15,00	1.000,00	15.000,00
8,4,5	Pruebas transformador de tensión	Unid.	11,00	1.000,00	11.000,00
8,4,6	Pruebas pararrayos	Unid.	20,00	550,00	11.000,00
8,4,7	Pruebas sistema de protección	Gib.	1,00	22.000,00	22.000,00
8,4,8	Pruebas sistema de control	Gib.	1,00	30.000,00	30.000,00
8,4,9	Pruebas sistema de telecomunicaciones	Gib.	1,00	7.100,00	7.100,00
<b>8,5</b>	<b>Pruebas de conjunto - Patio 500 kV</b>				
8,5,1	Pruebas funcionales	Gib.	1,00	16.000,00	16.000,00
8,5,2	Pruebas de puesta en servicio	Gib.	1,00	2.800,00	2.800,00
				Costo Directo USD	3.293.128,42
				Gastos Generales USD	658.625,68
				Utilidades USD	263.450,27
				<b>Total Obras Civiles USD</b>	<b>4.215.204,38</b>