



**DISEÑO DE LA RECONFIGURACIÓN DE CONEXIÓN DE
BARRAS EN 220 kV DE LA ESTACIÓN SAN ESTANISLAO
DE LA ANDE**

FABIO JONÁS GONZÁLEZ BENÍTEZ

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE CAAGUAZU
FACULTAD DE CIENCIAS Y TECNOLOGÍA
CARRERA DE INGENIERÍA EN ELECTRICIDAD
Coronel Oviedo - Paraguay**

Año 2017

DISEÑO DE LA RECONFIGURACIÓN DE CONEXIÓN DE BARRAS EN 220 kV DE LA ESTACIÓN SAN ESTANISLAO DE LA ANDE

Elaborado por

FABIO JONÁS GONZÁLEZ BENÍTEZ

Tutor

Ing. Ramón Roberto Mercado

Trabajo presentado a la Facultad de Ciencias y Tecnología de la Universidad Nacional de Caaguazú, como requisito para la obtención del título de Ingeniero en Electricidad

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE CAAGUAZU
FACULTAD DE CIENCIAS Y TECNOLOGIAS
CARRERA DE INGENIERÍA EN ELECTRICIDAD**

Coronel Oviedo - Paraguay

Año 2017

PÁGINA DE APROBACIÓN

Trabajo de fin de grado para la obtención del Título de Ingeniero en Electricidad aprobado en representación de la Facultad de Ciencias y Tecnología de la Universidad Nacional del Caaguazú, por el Tribunal Examinador constituido por los siguientes profesores.

Prof. Ing.

Prof. Ing.

Prof. Ing.

Dedicado a:

Mi familia, sin la cual me hubiera sido imposible llegar a esta meta.

Agradecimientos:

A mi madre y mis hermanos por permanecer a mi lado durante todo este tiempo, brindándome apoyo incondicional. También a los docentes que con mucha dedicación colaboraron para mi formación profesional.

DISEÑO DE LA RECONFIGURACIÓN DE CONEXIÓN DE BARRAS EN 220 kV DE LA ESTACIÓN SAN ESTANISLAO DE LA ANDE

FABIO JONÁS GONZÁLEZ BENÍTEZ

RESUMEN

El presente proyecto de fin de grado consiste en el diseño de la reconfiguración de conexión de barras en 220 kV de la Estación San Estanislao de la ANDE, con el objetivo de lograr la disponibilidad de algunos equipos de maniobras para revisión y mantenimiento, al mismo tiempo se quiere mejorar la confiabilidad y conseguir mejores condiciones laborales en cuanto a seguridad para el personal de Operaciones.

El desarrollo del trabajo se realizó en diferentes fases metodológicas: partiendo de una revisión bibliográfica general para el mejor abordaje del tema; seguida del relevamiento de datos en la Estación, verificando aspectos técnicos tales como: las condiciones técnicas actuales, características de los equipos existentes, disponibilidad de espacio en el patio de maniobras, entre otros; esta fase se completó con el análisis de los datos obtenidos. Siguiendo con el desarrollo se realizó un análisis y posterior comparación técnica de una lista corta de alternativas de configuraciones de conexión de barras en 220 kV. Se analizaron un total de 3 alternativas, configuración de conexión de barras del tipo doble barra con barra de transferencia, tipo doble barra con doble interruptor y del tipo interruptor y medio. La mejor solución recayó en la configuración de conexión de barras del tipo doble barra con doble interruptor, la cual ofrece mejores resultados en cuanto a ventajas técnicas, económicas y facilidad para la adaptación a la configuración de conexión de barras actual. La mayoría de los equipos fueron reutilizados en sus fundaciones originales, todo esto sin interferir con la continuidad del servicio.

Finalmente, se realizó la evaluación económica de la mejor alternativa, resultando la misma económicamente viable para un horizonte de tiempo de corto plazo. De esta forma podemos decir que la solución planteada es técnica y económicamente factible.

Palabras claves: Seguridad eléctrica, Sistema de potencia, Confiabilidad de sistemas de potencia, Transmisión de potencia.

DESIGN OF THE 220 kV BUSBAR SCHEME RECONFIGURATION OF ANDE´s SAN ESTANISLAO STATION

FABIO JONAS GONZALEZ BENITEZ

ABSTRACT

This project consists in design of the 220 kV busbar scheme reconfiguration of ANDE´s San Estanislao station, with the aim of achieving the availability of some equipment of maneuvers for revision and maintenance, at the same time it is wanted to improve reliability and achieve better working conditions in terms of safety for operations personnel.

The development of the work was carried out in different methodological phases: starting from a general bibliographical review for the best approach of the subject; followed by data collection at the Station, verifying technical aspects such as: current technical conditions, characteristics of existing equipment, availability of space in the maneuvering yard, among others; This phase was completed with the analysis of the data obtained. Following the development, an analysis and technical comparison of a short list of 220 kV bus connection configurations alternatives was carried out.

A total of 3 alternatives were analyzed, connection configuration of bars of double bar type with transfer bar, double bar type with double switch and of the switch type and a half. The best solution fell on the configuration of double busbar connection with double switch, which offers better results in terms of technical, economic advantages and ease of adaptation to the current bus connection configuration. Most of the equipment was reused in its original foundations, all without interfering with the continuity of the service.

Finally, the economic evaluation of the best alternative was carried out, being the same economically viable for a short time horizon. In this way, the proposed solution is technically an economically feasible.

Key Words: Electrical safety, Power systems, Power system reliability, Power Transmission.

CONTENIDO

PÁGINA DE APROBACIÓN	i
Dedicado a:	ii
Agradecimientos:.....	iii
CONTENIDO	vi
LISTA DE FIGURAS.....	xi
LISTA DE TABLAS	xv
LISTA DE SÍMBOLOS Y ABREVIATURAS	xvii
I. INTRODUCCIÓN	1
II. REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA	3
CAPÍTULO 1.....	3
1.1. ANTECEDENTES HISTÓRICO	3
1.2. ESTADO DEL ARTE.....	3
1.3. DEFINICIÓN DE TÉRMINOS BÁSICOS	3
1.4. GENERALIDADES	4
1.4.1. Subestación eléctrica	4
1.4.2. Tensiones normalizadas.....	4
1.4.3. Características de operación de las Subestación Eléctrica	5
1.4.4. Simbología de equipo eléctrico.....	6
1.4.5. Diagrama unifilar	7
1.4.6. Clasificación de las subestaciones eléctricas.....	8
1.4.7. Distancias de seguridad	10
CAPÍTULO 2.....	15
2.1. Configuración o arreglo de conexión de barras en subestaciones	15
2.1.1. Barra simple o sencilla	16
2.1.2. Barra seccionada.....	17
2.1.3. Doble barra.....	17
2.1.4. Doble barra más seccionador de by-pass o paso directo.....	18
2.1.5. Doble barra con doble interruptor	19
2.1.6. Barra principal con barra de transferencia.....	20

2.1.7. Doble Barra colectora con barra colectora de transferencia.....	21
2.1.8. Interruptor y medio	22
2.1.9. Anillo.....	23
CAPÍTULO 3.....	25
3.1. Elementos de una subestación eléctrica.....	25
3.1.1. Transformadores	25
3.1.1.1. Transformador de potencia	25
3.1.1.1.1. Partes principales de un transformador de potencia.....	25
3.1.1.2. Transformadores de instrumentos.....	27
3.1.2. Interruptores	31
3.1.2.1. Interruptor de potencia	31
3.1.2.1.1. Interruptor en SF6 (hexafluoruro de azufre).....	31
3.1.3. Seccionadores o cuchillas	35
3.1.3.1. Componentes de un seccionador o cuchilla	35
3.1.3.2. Tipos de seccionadores.....	35
3.1.3.2.1. Horizontales.	35
3.1.3.2.2. Horizontal invertido	36
3.1.3.2.3. Vertical.....	36
3.1.3.2.4. Semipantógrafo.....	36
3.1.4. Dispositivos IEDs.....	37
3.1.4.1. Funcionamiento de los IEDs.....	38
3.1.4.2. Tipos de IED más utilizados	39
3.1.4.3. Normalización de los IEDs	39
CAPÍTULO 4.....	40
4.1. Diseño de barras colectoras	40
4.2. Barras	40
4.2.1. Tipos de barras.....	40
4.2.2. Materiales de las barras	42
4.2.2.1. Cobre.....	43
4.2.2.2. Aluminio.....	44
4.2.2.3. Características de los materiales de las barras	44

4.3. Accesorios de las barras colectoras	47
4.3.1. Tipos de accesorios.....	47
4.3.2. Materiales y características de los accesorios	49
4.4. Aisladores para las barras colectoras	56
4.4.1. Tipos de aisladores	57
4.4.2. Materiales y características de los aisladores	58
4.5. Parámetro de diseño de barras colectoras	62
4.5.1. Ampacidad	62
4.5.2. Efecto corona y radio influencia.....	63
4.5.3. Vibración del conductor	66
4.5.4. Fuerzas gravitacionales sobre el conductor	68
4.5.5. Fuerza del viento sobre el conductor.....	69
4.5.6. Fuerzas por corriente de corto circuito sobre el conductor	71
4.5.7. Rigidez del conductor	74
4.5.8. Rigidez en aisladores	79
4.5.9. Expansión térmica.....	84
CAPÍTULO 5.....	85
5.1. EVALUACIÓN ECONÓMICA.....	85
5.1.1. Flujo de Caja o efectivo	85
5.1.2. Valor Actual Neto (VAN).....	85
5.1.3. Tasa interna de retorno (TIR)	86
III. RESUMEN EJECUTIVO.....	87
CAPITULO 6.....	87
6.1. Descripción del trabajo	87
6.1.1. Métodos y técnicas utilizadas	87
6.1.1.1. Tipo de investigación.....	87
6.1.1.2. Técnicas e instrumentos de recolección de datos	87
6.1.1.3. Métodos y análisis de datos	87
6.1.1.4. Fases metodológicas.....	87
6.2. Justificación	89
6.3. Finalidad del proyecto.....	89

6.4. Metas	90
6.5. Objetivos	90
6.5.1. Objetivo General.....	90
6.5.2. Objetivos Específicos	90
6.6. Beneficiarios	90
6.7. Producto	90
6.8. Localización física y cobertura espacial.....	91
6.9. Especificaciones de actividades y tareas realizadas	92
6.10. Factibilidad técnica	92
6.11. Factibilidad económica	93
IV. INGENIERÍA DE DISEÑO	101
CAPÍTULO 7.....	101
7.1. Relevamiento y análisis de datos.....	101
7.1.1. Verificación y clasificación de equipos existentes en la ES-SES	101
7.1.2. Análisis de condiciones actuales	109
7.1.2.1. Problemas actuales	112
7.1.2.2. Alternativas de solución.....	116
7.2. Análisis y comparación técnica de alternativas.....	116
7.2.1. Clasificación de alternativas disponibles	118
7.2.2. Análisis y preselección de alternativas	119
7.2.2.1. Configuración de barras tipo doble barra con doble interruptor.....	119
7.2.2.2. Configuración tipo doble barra con barra de transferencia	120
7.2.2.3. Configuración tipo interruptor y medio.....	122
7.2.3. Comparación técnica de alternativas.....	124
7.2.3.1. Estimación del grado de confiabilidad	125
7.3. Selección y diseño de configuración de barras.....	132
7.3.1. Elaboración del diseño y diagramas eléctricos para cada alternativa ...	134
7.3.1.1. Configuración de conexión de barras tipo doble barra con doble interruptor	134
7.3.1.2. Configuración de conexión barras tipo doble barra con barra de	
transferencia.....	142
7.3.2. Ensayo de solución de problemas con cada alternativa	151

7.3.3. Análisis de resultados del estudio de las alternativas.....	153
7.4. Elaboración de cálculos de dimensionamiento	156
7.4.1. Identificación de parámetros a determinar	156
7.4.2. Resultado de cálculos	157
7.4.2.1. Dimensionamiento de aisladores.....	158
7.4.3. Calibre mínimo del conductor para la conexión entre equipos	159
7.4.3.1. Posición de línea de llegada LT-CYO 220 kV	159
7.4.3.2. Posiciones de salida de líneas y transformadores.....	159
7.4.4. Dimensionamiento de equipos de maniobra	160
7.4.4.1. Interruptor de potencia para 220 kV	160
7.4.4.2. Seccionador de potencia para 220 kV	161
7.4.5. Calculo de distancias mínimas de seguridad	161
7.4.6. Reconfiguración de unidades de control (IED)	161
7.4.6.1. Entradas analógicas	163
7.4.6.2. Entradas y salidas digitales	164
7.4.6.3. Sistema de microprocesador	164
7.4.6.4. Software	165
7.5. Presentación final del circuito	167
7.5.1. Ubicación física de los componentes	167
V. RESULTADOS Y DISCUSIÓN	169
VI. CONCLUSIONES	170
VII. RECOMENDACIONES.....	171
VIII. BIBLIOGRAFIA.....	172
IX. APÉNDICE	174
Apéndice A: Resumen ejecutivo	174
Apéndice A.1: Evaluación económica	174
Apéndice B: Ingeniería de diseño.....	180

LISTA DE FIGURAS

CAPITULO 1

Figura 1.1: Patio de maniobras de una subestación Eléctrica. Fuente: ABB.....	4
Figura 1.2: Ejemplo de árbol de falla	6
Figura 1.3: Simbología de algunos equipos eléctricos	7
Figura 1.4: Esquema unifilar con interruptores y seccionadores de una Estación.....	8
Figura 1.5: Dimensiones medias de un operador [2]	11
Figura 1.6: Circulación de personal	12
Figura 1.7: Protección para equipos de bajo nivel.....	13
Figura 1.8: Circulación de vehículos.....	14
Figura 1.9: Mantenimiento de rutina	15

CAPITULO 2

Figura 2.1: Arreglo de barra simple o sencilla	16
Figura 2.2: Esquema unifilar del arreglo de barra simple seccionada	17
Figura 2.3: Arreglo de doble barra.....	18
Figura 2.4: Arreglo de doble barra más seccionador de by-pass o paso directo	19
Figura 2.5: Arreglo de doble barras con doble interruptor	20
Figura 2.6: Configuración de barra principal con barra de transferencia	21
Figura 2.7: Configuración de barra principal con barra de transferencia	22
Figura 2.8: Configuración interruptor y medio.....	23
Figura 2.9: Configuración de anillo	24

CAPITULO 3

Figura 3.1: Transformador de Potencia	25
Figura 3.2: Accesorios de un transformador de potencia	27
Figura 3.3: Transformador de tensión inductivo [2].	28
Figura 3.4: Transformador de tensión capacitivo [2].....	29
Figura 3.5: Transformador de corriente y sus partes [2].....	30
Figura 3.6: Interruptor de hexafluoruro de azufre (sf6).	32
Figura 3.7: Partes principales del Interruptor con hexafluoruro de azufre [3].	34
Figura 3.8: Tipos de cuchillas o seccionadores horizontales.....	36
Figura 3.9: Seccionador tipo semi-pantógrafo	37
Figura 3.10: Dispositivo Electrónico Inteligente IED	38

CAPITULO 4

Figura 4.1: Clema fija o deslizante de aluminio	51
Figura 4.2: Zapata de aluminio	52
Figura 4.3: Conector T de aluminio (universal)	53
Figura 4.4: Conector T de aluminio (axial)	54
Figura 4.5: Cople de aluminio	55
Figura 4.6: Cople de expansión (aluminio)	56
Figura 4.7: Gradiente de tensión superficial contra diámetro de la barra	64
Figura 4.8: Máximo gradiente de tensión superficial de barras circulares	66
Figura 4.9: Constante Kf para diversos tipos de materiales	74
Figura 4.10: Fuerzas en un aislador con montaje vertical	81

CAPITULO 6

Figura 6.1: Vista satelital de la Estación SES	91
Figura 6.2: Vista satelital ampliada de la Estación SES	92
Figura 6.3: Configuración de barra principal y barra de transferencia	93
Figura 6.4: Configuración de barra principal y barra de transferencia	94

CAPITULO 7

Figura 7.1: Disposición general en el patio de 220 kV	102
Figura 7.2: controlador TCP-A marca Ingeteam	103
Figura 7.3: Seccionador para 220 kV a dos columnas con apertura central lateral	105
Figura 7.4: Transformador de corriente para 220 kV	107
Figura 7.5: Transformador de tensión para 220 kV	108
Figura 7.6: Diagrama mímico del patio de 220 kV de la ES-SES	108
Figura 7.7: Condiciones normales de servicio de la ES-SES	109
Figura 7.8: Camino recorrido por la potencia desde la LT-CYO 220 kV	110
Figura 7.9: Utilización del acoplamiento para transferir protecciones	111
Figura 7.10: Seccionadores sobre la barra principal	112
Figura 7.11: Seccionadores para paso directo sobre la barra de transferencia.....	113
Figura 7.12: Seccionadores indisponible para mantenimiento por estar sometido a potencial constantemente.....	114
Figura 7.13: Barra principal en servicio	115

Figura 7.14: Esquema de conexión para transferencia de protecciones de la ES-SES	117
Figura 7.15: Configuración de barra principal y barra de transferencia	118
Figura 7.16: Configuración de doble Barra con doble Interruptor	120
Figura 7.17: Configuración de doble barra con barra de transferencia y dos acopladores	121
Figura 7.18: Configuración doble barra con barra de transferencia y un solo acoplador.....	122
Figura 7.19: Arreglo de interruptor y medio	123
Figura 7.20: Árbol de falla de la configuración actual	126
Figura 7.21: Tasa de falla por año.....	127
Figura 7.22: Árbol de falla de la configuración actual con las probabilidades	127
Figura 7.23: Árbol de falla de la configuración de doble barra con barra de transferencia.....	128
Figura 7.24: Árbol de falla de la configuración de doble barra con barra de transferencia con los valores de probabilidad.....	128
Figura 7.25: Árbol de falla de la configuración de doble barra con doble interruptor	129
Figura 7.26: Árbol de falla de la configuración de doble barra con doble interruptor con probabilidades	129
Figura 7.27: Confiabilidad de las configuraciones según referencia [21].....	132
Figura 7.28: Espacio disponible en el patio de maniobras en 220 kV	133
Figura 7.29: Espacio disponible en el patio de maniobras existente	135
Figura 7.30: Esquema básico barra principal con barra de transferencia existente	136
Figura 7.31: Esquema básico de doble barra con doble interruptor	136
Figura 7.32: Planta y sección de la configuración doble interruptor para una posición	138
Figura 7.33: Condición normal de servicio de la configuración.....	139
Figura 7.34: Disposición de equipos en el patio de maniobras de la modificación	141
Figura 7.35: Espacio disponible en el patio de maniobras	142
Figura 7.36: Esquema básico de la configuración actual	143

Figura 7.37: Esquema básico de la configuración doble barra con barra de transferencia.....	143
Figura 7.38: Vista de la disposición de las barras de una posición.	144
Figura 7.39: Seccionadores semipantógrafos para conexión a barra 1 y 2.....	145
Figura 7.40: Configuración doble barra con barra de transferencia condición normal de servicio	146
Figura 7.41: Configuración doble barra con barra de transferencia en servicio reemplazando a una posición.....	147
Figura 7.42: Vista planta y sección posición de acoplamiento.....	148
Figura 7.43: Esquema completo de la configuración doble barra con barra de transferencia.....	148
Figura 7.44: Configuración doble barra con barra de transferencia disposición general de equipos en el patio.....	150
Figura 7.45: Seccionadores sobre la barra principal	151
Figura 7.46: Disponibilidad de equipos para mantenimiento	152
Figura 7.47: Disponibilidad de equipos para mantenimiento	153
Figura 7.48: Esquema de la configuración de barras proyectada de la Estación ..	157
Figura 7.49: Controlador de bahía o unidad de control	162
Figura 7.50: Esquema de control.....	162
Figura 7.51: Estructura básica del TCP-A	163
Figura 7.52: Modulo de 16 Entradas Digitales y 16 Salidas Digitales.....	164
Figura 7.53: Modulo de Entradas Digitales.....	164
Figura 7.54: Entorno de configuración de Ingesys eFS	165
Figura 7.55: Diagrama unifilar mímico.....	167
Figura 7.56: Vista general de los componentes en el patio de maniobras en 220 Kv	168

LISTA DE TABLAS

CAPITULO 4

Tabla 4.1: Constantes físicas de los metales comúnmente usados como conductores eléctricos [2]	43
Tabla 4.2: Capacidad de conducción de corriente relativa [5]	45
Tabla 4.3:Características del cable ACSR [6].....	45
Tabla 4.4: Características del cable ACSR [6].....	46
Tabla 4.5: Capacidad de conducción del tubo de aluminio [7].....	46
Tabla 4.6: Características de los tubos de aluminio aleación 6063 ASTM [8]	47
Tabla 4.7: Diferentes tipos de conectores atornillados de tubo a tubo, de tubo a cable y de cable a cable [1]	57
Tabla 4.8: Las características eléctricas y mecánicas de los aisladores para soporte de barras	60
Tabla 4.9: Dimensiones de los aisladores para soporte de barras	61
Tabla 4.10: Coeficiente de arrastre para estructuras.....	70
Tabla 4.11: Constante r para el cálculo de la fuerza de corriente de cortocircuito ..	71
Tabla 4.12: Máxima longitud efectiva del tramo de barra LE soportada por	80

CAPITULO 6

Tabla 6.1: Recursos financieros	¡Error! Marcador no definido.
Tabla 6.2: Lista de equipos necesarios	95
Tabla 6.3: Perdidas por cortes en el suministro de energía eléctrica	96
Tabla 6.4: Lista de equipos con costo individual	96
Tabla 6.5: Obras Civiles	98
Tabla 6.6: Obras electromecánicas	98
Tabla 6.7: Obras eléctricas.....	98
Tabla 6.8: Resumen costo total obras	99
Tabla 6.9: Resumen final de costos de equipos y obras	99

CAPITULO 7

Tabla 7.1: Características técnicas de equipo	103
Tabla 7.2: Características técnicas de equipo	104
Tabla 7.3: Características técnicas de equipo	104
Tabla 7.4: Características técnicas de equipo	105

Tabla 7.5: Características técnicas de equipo de patio	106
Tabla 7.6: Características técnicas de equipo de patio	106
Tabla 7.7: Comparación según criterios de selección	124
Tabla 7.8: Tabla comparativa de grados de confiabilidad de las configuraciones en estudio para los siguientes 25 años	130
Tabla 7.9: Comparación de grados de confiabilidad de las configuraciones en estudio para los siguientes 13 años según referencia [20]	131
Tabla 7.10: Cantidad de equipos extras necesarios	140
Tabla 7.11: Cantidad de equipos extras necesarios	149
Tabla 7.12: Configuración de doble barra con doble interruptor: ventajas y desventajas	154
Tabla 7.13: Configuración de doble barra con barra de transferencia: ventajas y desventajas	155
Tabla 7.14: Características generales de la subestación	156
Tabla 7.15: Resumen de cálculos para el dimensionamiento de conductor para las barras	158
Tabla 7.16: Resumen de cálculos para el dimensionamiento de aislador soporte para las barras.....	159
Tabla 7.17: Características técnicas de equipo	160
Tabla 7.18: Características técnicas de equipo	161
APENDICE	
Tabla A2.1 Pérdidas por corte en el suministro por año	176
Tabla A2.2: Flujo de caja proyectada	177
Tabla A2.3: Comportamiento del VAN.....	178
Tabla A2.4: Ingreso total por fuera de servicio	178
Tabla A2.5: Flujo de caja escenario pesimista	179
Tabla A2.6: Ingreso total por fuera de servicio	179
Tabla A2.7: Flujo de caja escenario optimista	180

LISTA DE SÍMBOLOS Y ABREVIATURAS

Lista de símbolos

V	Voltios (unidad de voltaje eléctrico)
kV	Kilovoltios
A	Amperios o Amper (unidad de intensidad de corriente eléctrica)
kA	Kiloamperios o kiloamper
W	Watt (unidad de potencia)
kW	Kilowatts
MW	Megawatts
VA	Voltamper (unidad de potencia aparente)
MVA	Megavoltamper
km	Kilómetro

Abreviaturas

ES-SES	Estación San Estanislao
ANDE	Administración Nacional de Electricidad
ACSR	Conductor de aluminio con refuerzo de acero
LT-CYO	Línea de transmisión Carayao
LT-HOR	Línea de transmisión Horqueta
LT-IRO	Línea de Transmisión Itacurubi del Rosario
TR-01	Transformador número 1

I. INTRODUCCIÓN

Para asegurar la continuidad, confiabilidad y condiciones operativas óptimas en una Estación¹ Eléctrica se vuelve imprescindible contar con una configuración de conexión de barras en 220 kV acorde a los requerimientos exigidos.

La Estación Eléctrica San Estanislao (ES-SES) de la ANDE; ubicada a pocos kilómetros de la ciudad de San Estanislao, razón por la cual lleva dicha denominación (Estación San Estanislao), es el punto de seccionamiento principal de la única línea de transmisión encargada de proveer de energía eléctrica a los departamentos de San Pedro, Concepción, Amambay y toda la región occidental del país.

En la actualidad la Estación cuenta con más de 175.000 usuarios en su zona de cobertura, con una demanda máxima registrada en el último año de 260 MW de potencia.

La ES-SES se encuentra actualmente con una configuración de conexión de barra en 220 kV tipo barra principal con barra de transferencia, la cual posee varias limitaciones a la hora de requerir mayor confiabilidad, mejores condiciones operativas y disponibilidad de algunos equipos para mantenimientos. El inconveniente principal de la configuración es que no permite dejar sin tensión la Barra Principal en 220 kV sin dejar fuera de servicio a toda la Estación, y en caso de emergencia por las limitaciones mencionadas los operadores del sistema se ven obligados a realizar conexiones directas de los equipos en el patio de maniobras de 220 kV, arriesgando a los equipos y al mismo personal de operación de la estación en dichas ocasiones.

Con las condiciones actuales en la ES-SES, el mantenimiento de cada uno de los seccionadores conectados a la Barra principal incluyendo la misma Barra de 220 kV, requiere dejar sin servicio de energía eléctrica a todos los usuarios, esas interrupciones en el suministro representan una pérdida en concepto de energía no facturada. A las pérdidas económicas mencionadas también se le suman las incomodidades que representa al usuario cada fuera de servicio.

¹ En algunas bibliografías es común la utilización de Subestación, dentro de la ANDE es utilizada la palabra subestación para referirse a los sistemas con niveles de tensión iguales o menores a 66 kV

El presente trabajo tiene como objetivo principal la realización de un estudio técnico para el diseño de la reconfiguración de la conexión de barra en 220 kV y de esta forma mejorar la disponibilidad de los equipos para mantenimiento, confiabilidad y las condiciones operativas de la Estación San Estanislao.

El desarrollo del proyecto final de grado se presenta en diferentes capítulos; comenzando por antecedentes históricos, estado del arte, definición de términos básicos y los conceptos generales en el capítulo 1. Con el propósito de profundizar la revisión bibliográfica en el capítulo 2 se desarrolla la clasificación de las configuraciones de conexión de barras en subestaciones, seguido de los principales elementos de una subestación eléctrica en el capítulo 3.

Continuando con el desarrollo y aun en la sección de revisión bibliográfica, se presenta en el capítulo 4 el proceso de diseño de barras colectoras, definiendo todas sus partes constitutivas y la metodología para su dimensionamiento. A continuación, se conceptualizan herramientas para la evaluación económica del proyecto.

El capítulo 6 abarca el resumen ejecutivo del proyecto final de grado y finalmente en el capítulo 7 se desarrolla la ingeniería de diseño.

II. REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA

CAPÍTULO 1

1.1. ANTECEDENTES HISTÓRICO

Las investigaciones previas siempre son necesarias para ser utilizadas como soporte de nuevas investigaciones. Por lo tanto, se realizó una búsqueda de antecedentes del tema planteado, como resultado no se encontró ningún trabajo previo relacionado a la reconfiguración de una Estación eléctrica a nivel de 220 kV en el país.

1.2. ESTADO DEL ARTE

Las configuraciones de conexión de barras a nivel país son bastantes variadas, las últimas Estaciones construidas cuentan con la tecnología de última generación para el control y monitoreo del sistema de potencia, adaptado a la configuración necesaria para cada punto de instalación.

En la actualidad existen dispositivos electrónicos capaces de realizar un control prácticamente de manera automática, aumentando así en gran medida la seguridad y confiabilidad de las instalaciones de potencia.

1.3. DEFINICIÓN DE TÉRMINOS BÁSICOS

- **Patio 220 KV:** Espacio físico donde van ubicados los equipos de la Estación
- **Posición:** También conocida como bahía. Conjunto de elementos, interruptores seccionadores y accesorios interconectados para comandar un circuito de potencia
- **Estación Eléctrica:** Subestaciones Eléctricas de la ANDE con nivel de tensión superior a 66 kV.
- **Fuera de servicio:** Interrupción en el suministro de la energía eléctrica.
- **Barra:** Conjunto de conductores eléctricos que se utilizan como conexión común de los diferentes circuitos de la Estación.
- **Falla:** Avería de un equipo eléctrico o en líneas de transmisión.
- **Liberar un equipo:** Desconectar y aislar un equipo para su mantenimiento, verificación o reparación según sea el caso.

- **Evento:** Cambio en el estado normal de funcionamiento de los equipos de una Estación, por la actuación de un relé, a causa de un cortocircuito, sobrecorriente, sobretensión, etc.

1.4. GENERALIDADES

1.4.1. Subestación eléctrica

Una subestación es un conjunto de dispositivos eléctricos, que forman parte de un sistema eléctrico de potencia; sus funciones principales son: transformar tensiones y derivar a circuitos de potencia [1].

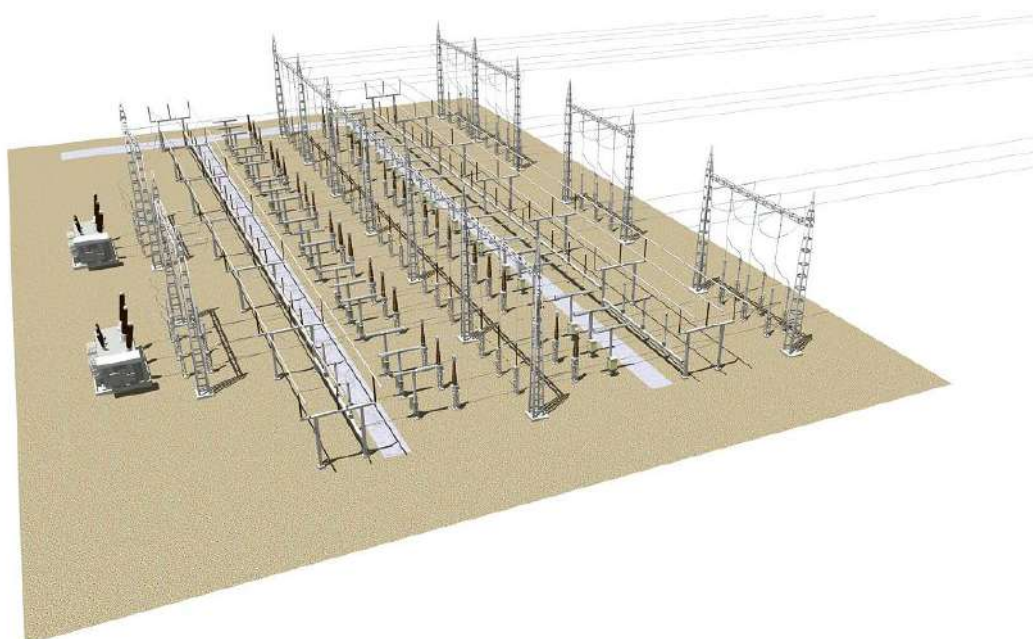


Figura 1.1: Patio de maniobras de una subestación Eléctrica. Fuente: ABB

1.4.2. Tensiones normalizadas

Las tensiones de un sistema de potencia se normalizan, en primer término, dependiendo de las normas que se utilizan en cada país y, en segundo término, según las normas internas de las empresas propietarias de los sistemas eléctricos [1].

1.4.3. Características de operación de las Subestación Eléctrica

1.1.1.1. Seguridad

La seguridad es la propiedad de una instalación de operar adecuadamente bajo condiciones normales y anormales de manera que se evite el daño en los equipos o riesgo para las personas [2].

1.1.1.2. Flexibilidad

La flexibilidad es la propiedad de la instalación para acomodarse a las diferentes condiciones que se puedan presentar, bien sea por mantenimiento, por cambios en el sistema o por fallas [2].

1.1.1.3. Confiabilidad

La confiabilidad se define como la probabilidad de que una subestación pueda suministrar energía durante un periodo de tiempo dado, bajo la condición de que al menos un componente de la subestación esté fuera de servicio. Es decir, que cuando ocurra una falla en un elemento de la subestación se pueda continuar con el suministro de energía después de efectuar una operación interna. [2].

1.1.1.3.1. Parámetros de confiabilidad

Diferentes estudios y artículos técnicos incluyen cifras o gráficas que permiten hacer comparaciones de tipo general sobre la confiabilidad de una u otra configuración de subestaciones, entre ellos los presentados por Cakebread. Reichert y Schutte (1979), [2].

1.1.1.3.2. Tasa de falla

La tasa de falla se puede definir como una proporción de fallas por unidad de tiempo. Matemáticamente a este concepto se le identifica con la letra griega lambda λ .

Así se puede obtener la confiabilidad en función de la tasa de falla, y asumiendo λ como constante en el tiempo t , se tiene la expresión para el cálculo de la confiabilidad [4].

$$R(t) = e^{-\lambda t} \quad (1.1)$$

Donde:

$R(t)$ = Tasa de confiabilidad por año

1.1.1.3.3. Árbol de falla

El análisis de árbol de falla, FTA (Fault Tree Analysis) es una técnica analítica utilizada para evaluar la confiabilidad de los distintos sistemas de ingeniería. En FTA se busca determinar la probabilidad de un evento superior al que se le denominará "Top Event" (TE), donde para esto se determinan sus causas específicas construyendo así un diagrama lógico. El árbol muestra entonces gráficamente las relaciones lógicas entre los eventos que pueden desencadenar que ocurra el evento no deseado o Top Event [4].

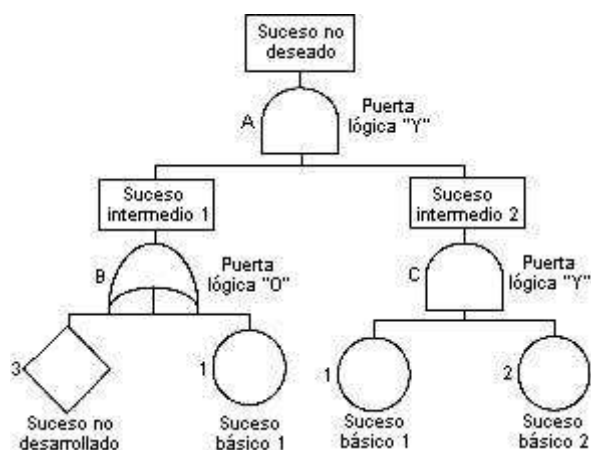


Figura 1.2: Ejemplo de árbol de falla

1.1.1.4. Modularidad

El espacio ocupado por el conjunto de equipos pertenecientes a una misma salida de la subestación se denomina "Campo" o "Bahía", por ejemplo, Campo de Línea, Bahía de Transformador, etc.

Y es la facilidad que tiene una subestación para cambiar de configuración cuando sus necesidades o el sistema lo requieran [2].

1.1.1.5. Costo

En todas las decisiones de ingeniería, el costo de los sistemas se debe balancear contra la confiabilidad que estos sistemas [2].

1.4.4. Simbología de equipo eléctrico

Para la operación correcta y segura de las subestaciones, la nomenclatura para identificar voltajes, estaciones y equipos, será uniforme. Deberá, además, facilitar

la representación gráfica por los medios técnicos o tecnológicos disponibles en la operación.

Cada uno de los dispositivos eléctricos de que consta una subestación de potencia se representa por medio de un símbolo simplificado [3].



Figura 1.3: Simbología de algunos equipos eléctricos

1.4.5. Diagrama unifilar

El diagrama unifilar se una subestación eléctrica es el resultado de conectar en forma simbólica y a través de un solo hilo todo el equipo mayor que forma parte de la instalación, considerando la secuencia de operación de cada uno de los circuitos [1].

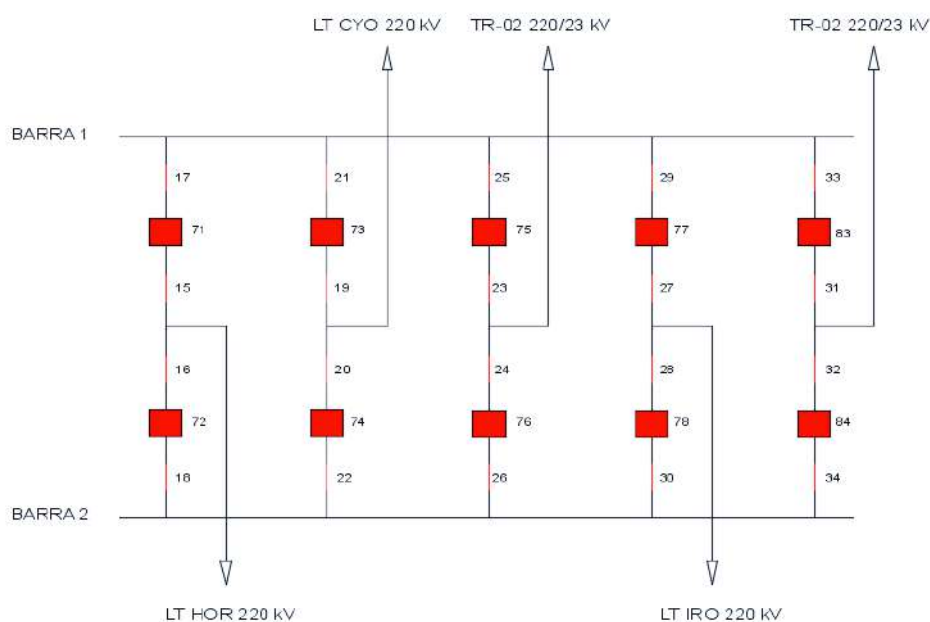


Figura 1.4: Esquema unifilar con interruptores y seccionadores de una Estación

1.4.6. Clasificación de las subestaciones eléctricas

Dependiendo del nivel de voltaje, potencia que manejan, que tipo de servicio que prestan, las subestaciones se pueden clasificar como:

- Subestación elevadora
- Subestaciones reductoras
- Subestaciones de enlace
- Subestaciones en anillo
- Subestaciones radiales
- Subestaciones de Switchero [2]

Dependiendo de los niveles de tensión también se las puede clasificar de la siguiente manera:

- Subestaciones de transmisión
- Subestaciones de subtransmisión
- Subestaciones de distribución [1]

1.1.1.6. Subestaciones elevadoras

Se ubican adyacentes a las centrales eléctricas las cuales modifican los parámetros de la potencia suministrada por los generadores eléctricos, elevando el nivel de

voltaje para permitir la transmisión a alta tensión. La razón técnica para realizar esta operación es la conveniencia de transportar la energía eléctrica a larga distancia a tensiones elevadas para reducir las pérdidas resistivas por efecto Joule que dependen de la intensidad de corriente.

De esta forma al incrementar el nivel de voltaje de la potencia eléctrica que se quiere transmitir disminuye el nivel de corriente y por lo tanto reducir las pérdidas.

Es una Subestación de transformación en la cual la potencia de salida de los transformadores está a una tensión más alta que la potencia de entrada [1].

1.1.1.7. Reductoras

En estas subestaciones, los niveles de voltaje de transmisión se reducen al siguiente (subtransmisión), o de subtransmisión a distribución o eventualmente a utilización.

Estas son subestaciones que se encuentran en las redes de transmisión, subtransmisión o distribución y constituyen el mayor número de subestaciones en un sistema eléctrico [1].

1.1.1.8. Subestaciones de enlace

En los sistemas eléctricos, se requiere tener mayor flexibilidad de operación para incrementar la continuidad del servicio y consecuentemente la confiabilidad, por lo que es conveniente el uso de las llamadas subestaciones de enlace.

1.1.1.9. Subestaciones radiales

Cuando una subestación tiene un solo punto de alimentación y no se interconecta con otras, se denomina radial.

1.1.1.10. Subestaciones de maniobra o seccionadoras de circuito (switcheo)

En estas subestaciones no se tienen transformadores de potencia, ya que no se requiere modificar el nivel de voltaje de las fuentes de alimentación y solo se hacen operaciones de conexión y desconexión (maniobra o switcheo).

1.1.1.11. Subestaciones de transmisión

Las líneas de transmisión son direccionadas hacia las subestaciones receptoras primarias, ubicadas en las inmediaciones de los centros de consumo, con la finalidad de acercar hacia estos la potencia de generación con las menores

perdidas posibles, estas subestaciones alimentan a los sistemas de subtransmisión.

Son las que operan con tensiones comprendidas entre 230 kV y 765 kV, considerados de Extra Alto Voltaje (EAV EHV), aunque se están planeando la construcción de subestaciones que operen a voltajes más altos de 1100 kV hasta 1500 kV considerados a un nivel de Ultra Alto Voltaje (EAV – UHV) [2].

1.1.1.12. Subestaciones de subtransmisión

Dentro de los centros de consumo se encuentran las subestaciones receptoras secundarias, las cuales son alimentadas por los sistemas de subtransmisión, la función principal de estas subestaciones es de reducir el nivel de tensión para suministrar energía eléctrica al sistema de distribución.

Operan con tensiones entre 230 kV y 115 kV, considerados de Alto Voltaje (AV – HV) [2].

1.1.1.13. Subestaciones de distribución

Tensiones entre 115 kV y 34.5 kV.

1.4.7. Distancias de seguridad

1.4.7.1. Cálculo del valor básico

El valor básico debe garantizar el espaciamiento adecuado para prevenir cualquier riesgo de flameo aún bajo las condiciones más desfavorables.

El valor básico está determinado con base en la distancia mínima en aire fase-tierra correspondiente al nivel de aislamiento determinado para la instalación, incrementada un 5% ó 10% como factor de seguridad para tener en cuenta tolerancias en la fabricación y montaje del equipo, así como diferencias de un fabricante a otro [2].

Se deben tomar en cuenta las siguientes consideraciones generales:

- Distancias desde tierra: factores tales como tensión de la instalación, altura de una persona, capa de nieve donde sea aplicable, altura de bases, etc.
- Distancias a vehículos: altura típica de los vehículos de mantenimiento, así como también altura de los camiones que son usados para el transporte de equipos mayores.

- Distancias a cercos, muros, etc.

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

- Un valor básico relacionado con el nivel de aislamiento, el cual determina una "zona de guarda" alrededor de las partes energizadas.
- Un valor que es función de movimientos del personal de mantenimiento, así como del tipo de trabajo y la maquinaria usada. Esto determina una "zona de seguridad" dentro de la cual queda eliminado cualquier peligro relacionado con acercamientos eléctricos [2].

1.4.7.2. Determinación de la zona de seguridad

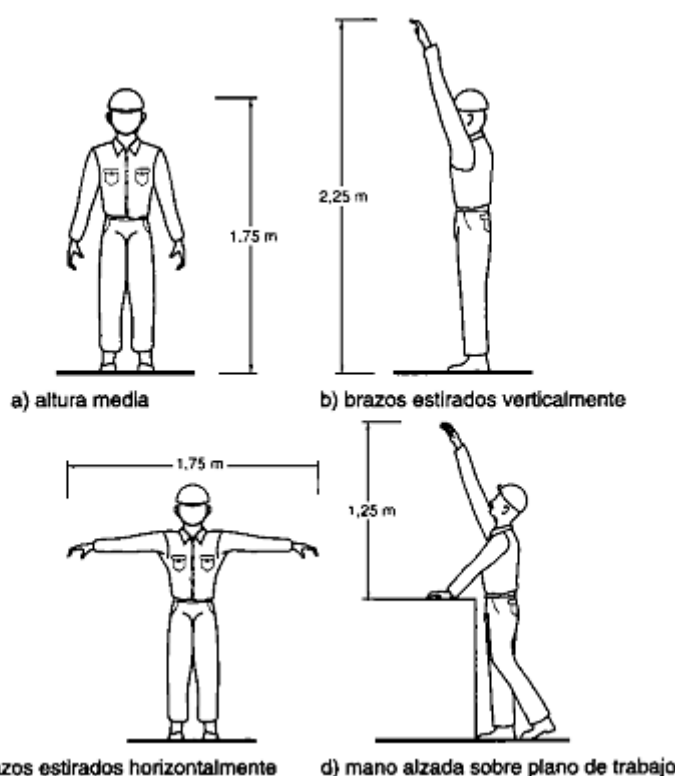


Figura 1.5: Dimensiones medias de un operador [2]

Es necesario incrementar el valor básico en una cantidad que depende de la altura del personal de mantenimiento y de la naturaleza del trabajo sobre el equipo, incluyendo los requerimientos de movimiento y acceso. Las dimensiones medias a considerar son una función de la altura de los operadores y de los diferentes movimientos que estos puedan efectuar. Dichas dimensiones se ilustran en la Figura 1.5 [2].

1.4.7.3. Movimiento del personal

En ausencia de barreras, muros o mallas protectoras, la distancia de seguridad entre tierra y la parte energizada más baja de la subestación se debe tener en cuenta para la libre circulación del personal. Esta distancia corresponde al valor básico incrementado en 2,25 m Figura 1.5b; así, la distancia entre la base de cualquier aislador de poste o buje y tierra no debe ser menor de 2.25 m. El aislador o buje debe ser considerado como un componente energizado en donde se reduce la tensión gradualmente y sólo la parte metálica inferior está a potencial tierra. La distancia de seguridad se ilustra en la Figura 1.6 [2].

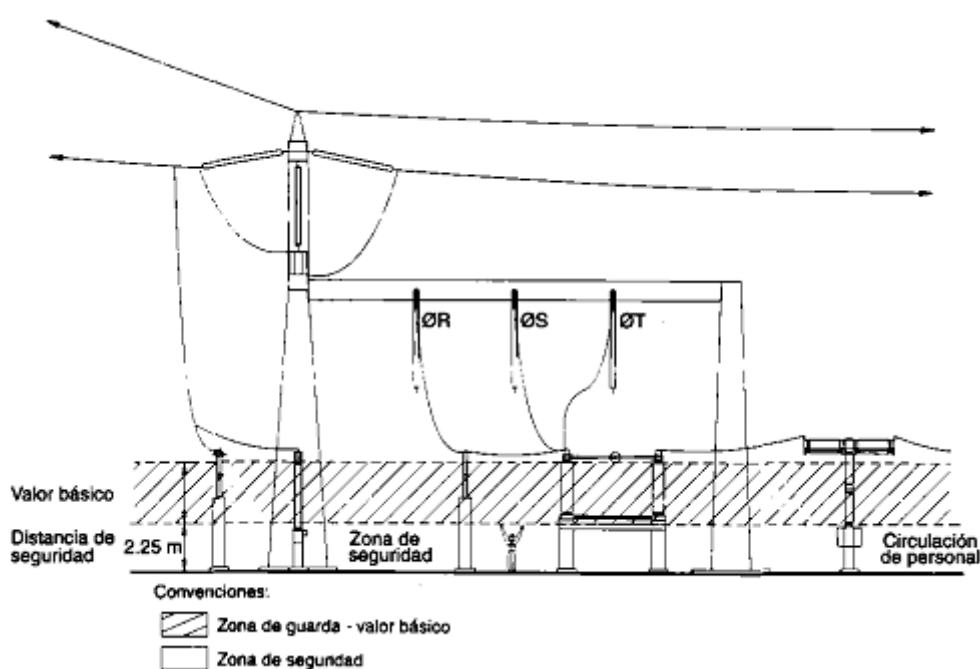


Figura 1.6: Circulación de personal

Se entiende que esta distancia de seguridad está dada para una circulación normal en el patio de una subestación, sin que el personal use escaleras u objetos que lo puedan acercar a las partes energizadas.

En zonas ocupadas por conexiones o equipo instalado a una altura de piso menor que la definida aquí, el equipo debe estar localizado fuera del alcance del personal por medio de pantallas, mallas, compartimientos o barandas, cuya posición y altura deben ser determinadas en función de las condiciones de movimiento del personal

y el tipo de trabajos que se debe desarrollar, siendo los valores extremos como sigue Figura 1.7.

Método 1: Un compartimiento o malla protectora de 2,25 m de altura, separada del conductor o equipo por una distancia igual al valor básico.

Método 2: Una baranda de 1,20 m de altura separada del conductor o equipo por una distancia igual a) valor básico más 0,60 m. como mínimo [2].

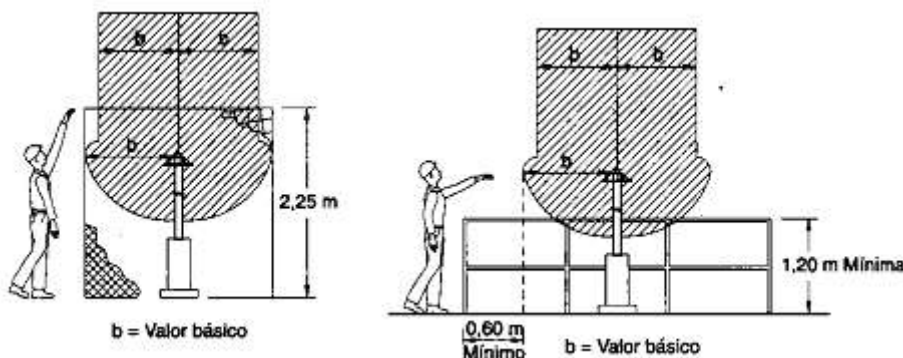


Figura 1.7: Protección para equipos de bajo nivel

Para el montaje y mantenimiento de algunos equipos como interruptores, es necesario utilizar una grúa y, por lo tanto, se debe prever una zona de seguridad para estos casos. Esta zona de seguridad Figura 1.8a y 1.8b, está delimitada por el perfil del vehículo más 0,7 m para permitir inevitables imprevisiones en la conducción. De igual forma se debe prever una zona de circulación perimetral.

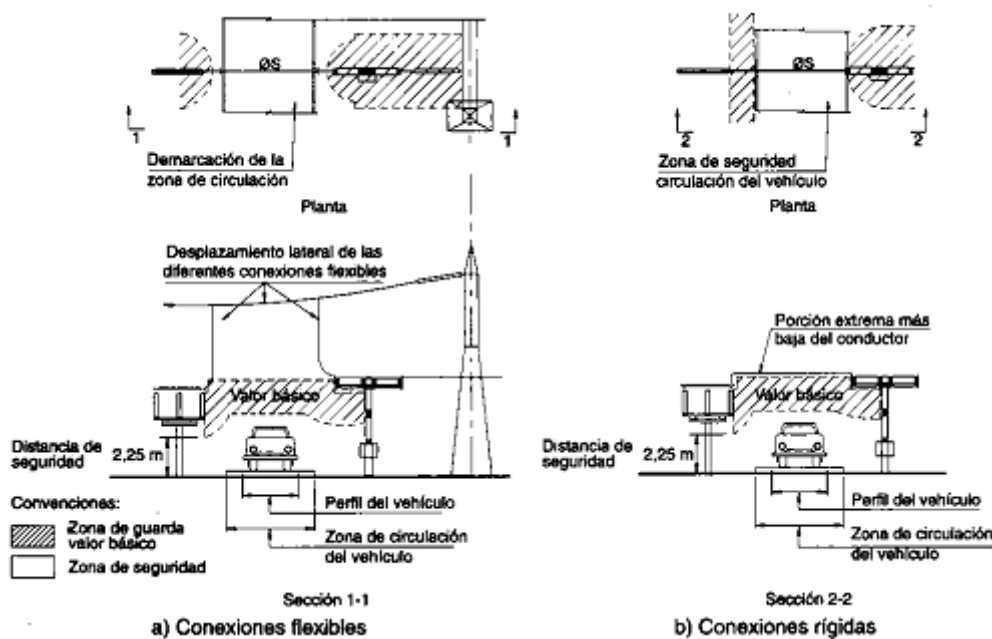


Figura 1.8: Circulación de vehículos

1.4.7.4. Trabajos sobre equipos o sobre conductores

Cuando se efectúa un trabajo en una subestación con presencia de tensión en los conductores y equipos de los circuitos adyacentes, es necesario prever una zona de protección la cual se debe determinar con base en el mismo principio de los casos anteriores. Dicha zona comprende el valor básico más un valor que será determinado para cada equipo de acuerdo con el trabajo de mantenimiento, el vehículo y las herramientas que normalmente se utilizan. Nunca debe tener un valor inferior a 3 m.

La distancia de seguridad se entiende entre la posición extrema que puede ocupar la conexión del equipo energizado y el borde del equipo sobre el cual se está llevando a cabo el trabajo. Se debe establecer que bajo ninguna circunstancia habrá penetración en la zona del valor básico.

En el caso de mantenimiento de rutina que requiera solamente el uso de herramientas livianas Figura 1.8, el factor que se le adiciona al valor básico debe ser:

- Horizontalmente 1.75 m que corresponde a las dimensiones promedias de un operador con los brazos estirados. Figura 1.5c

- Verticalmente 1.25 m por encima del plano de trabajo que corresponde al operador en la posición ilustrada en la Figura 1.5d [2]

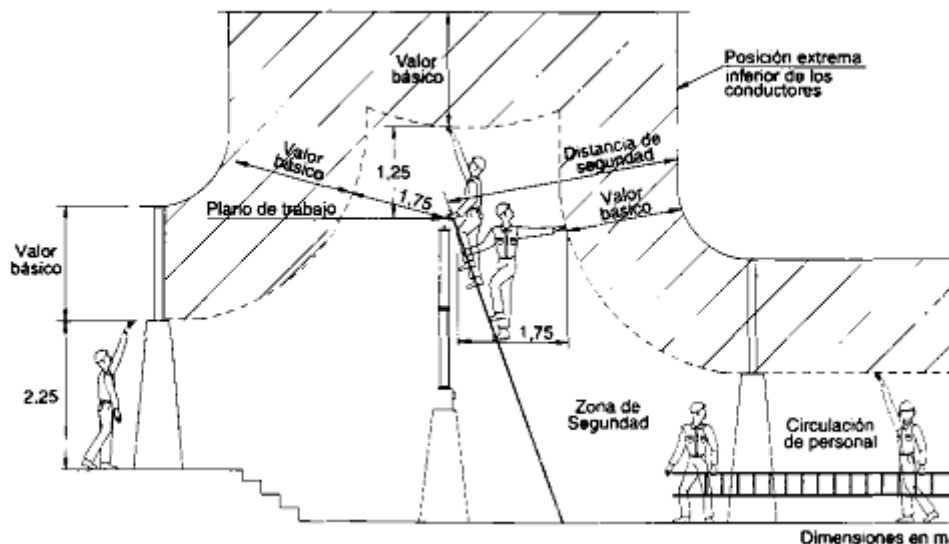


Figura 1.9: Mantenimiento de rutina

CAPÍTULO 2

2.1. Configuración o arreglo de conexión de barras en subestaciones

Por configuraciones de conexión de barras se entiende aquellas en las cuales cada circuito tiene un interruptor, con la posibilidad de conectarse a una o más barras por medio de seccionadores [2].

Existen varios arreglos de barras para las subestaciones, que son usados por las distintas empresas eléctricas para satisfacer el requerimiento de una operación confiable e inflexible del sistema. Algunos de estos arreglos se usan en las subestaciones de los sistemas eléctricos de potencia, pero también en instalaciones para grandes usuarios industriales y comerciales [3].

Los arreglos de barras más comunes son los que se indican a continuación en orden de complejidad y costo [3].

- Barra simple o sencilla
- Barra seccionada
- Barra principal y barra de interconexión
- Barra principal y barra de transferencia

- Barra principal y barra auxiliar
- Barra principal, barra auxiliar y barra de transferencia
- Barra interruptor y medio
- Barra doble interruptor

También es posible conseguir otros arreglos realizando la combinación de algunos de los citados anteriormente [3].

La selección de un arreglo de barra en particular y su representación en un diagrama unifilar, de los llamados simplificados, requiere de un estudio previo donde se determinan los requerimientos de la demanda de energía, las ampliaciones del sistema y la afectación que esto pueda tener, la flexibilidad y facilidad para el mantenimiento, así como los costos asociados a la cantidad de equipo que interviene en cada arreglo de barras. Los arreglos de barras más comunes son los que se indican a continuación (.....) [3].

2.1.1. Barra simple o sencilla

Como su nombre lo indica, es una configuración que cuenta con una sola barra colectora al cual se conectan los diferentes circuitos como se muestra en la Figura 2.1. Esta configuración es muy económica, simple y no da mucha posibilidad para una incorrecta operación. Como desventaja principal puede citarse la falta de confiabilidad, flexibilidad y seguridad, teniendo así que suspender el servicio en forma total cuando se requiera hacer una revisión o reparación en la barra colectora o el circuito cuando la reparación o revisión es en el interruptor [2].

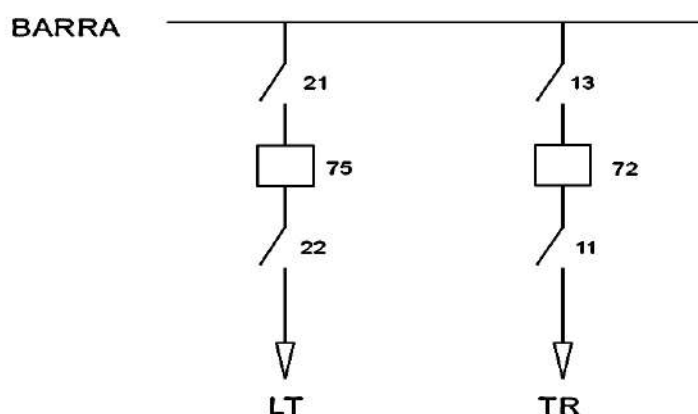


Figura 2.1: Arreglo de barra simple o sencilla

2.1.2. Barra seccionada

Es un arreglo semejante al arreglo barra simple excepto que la barra está seccionada en dos o más secciones por el uso de uno o varios interruptores de unión de barras cada uno de los cuales tiene un par de seccionadores asociados. Este arreglo es más confiable que el anterior, ya que una falla ocurrida en una sección no ocasiona la pérdida de la barra en su totalidad, sino que esa sección de barra es aislada del resto de la subestación. Esta configuración, por lo tanto, facilita el mantenimiento de los equipos ya que no se ven afectadas las otras secciones o sus circuitos conectados debido a que se mantiene la alimentación con la operación de los interruptores de unión de barras [2].

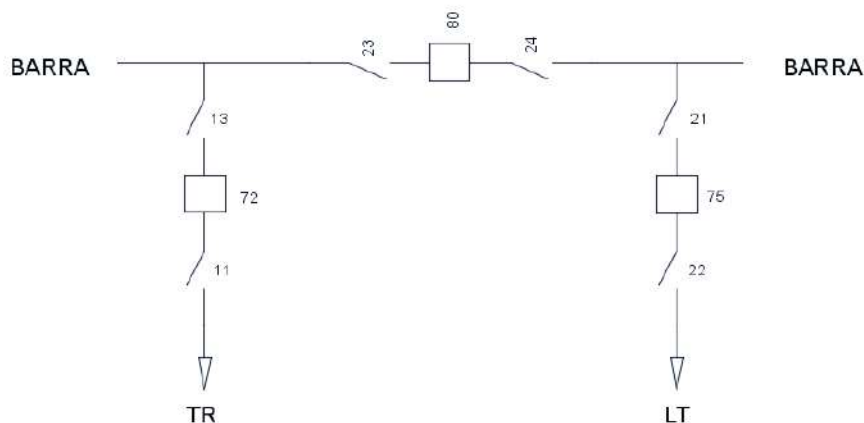


Figura 2.2: Esquema unifilar del arreglo de barra simple seccionada

2.1.3. Doble barra

Para aumentar la flexibilidad a la barra sencilla se puede adicionar una segunda barra principal y un interruptor para el acoplamiento de las dos barras conformándose así una configuración llama de doble barra, como la mostrada en la Figura 2.3 [2].

Esta configuración es flexible pues permite separar circuitos en cada una de las barras, pudiendo dividir sistemas; además, tiene confiabilidad, pero no seguridad por falla en barras y en interruptores. Dada su flexibilidad, se puede usar el acople como seccionador de barras, permitiendo así conectar a una y otra barra circuitos

provenientes de una misma fuente sin necesidad de hacer cruce de las líneas a la entrada de la subestación [2].

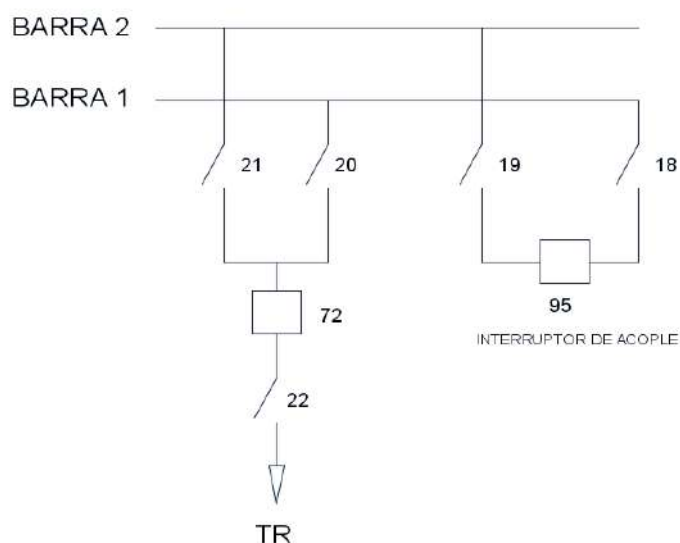


Figura 2.3: Arreglo de doble barra

2.1.4. Doble barra más seccionador de by-pass o paso directo

Reúne, pero no simultáneamente, las características de la barra principal con barra de transferencia y la doble barra. Esto se logra a partir de la doble barra conectando un seccionador de by-pass o paso directo al interruptor de cada salida y adicionando además otro seccionador adyacente al interruptor para poder aislarlo. Figura 2.4. Con estos seccionadores adicionales se puede operar la subestación, complementariamente a la operación normal de doble barra, con una barra siendo la principal y la otra la de transferencia para uno cualquiera de los interruptores de línea que se encuentre en mantenimiento. Cuando se tienen circuitos conectados a una y otra barra no es posible hacer mantenimiento a interruptores sin suspender el servicio, pues para ello se necesitaría que una de las barras estuviera completamente libre para usarla como barra de transferencia, no presentándose así conjuntamente las propiedades de flexibilidad y confiabilidad [2].

Esta configuración es la que requiere un mayor número de equipos por campo, presentándose así mismo más elevada posibilidad de operación incorrecta durante maniobras [2].

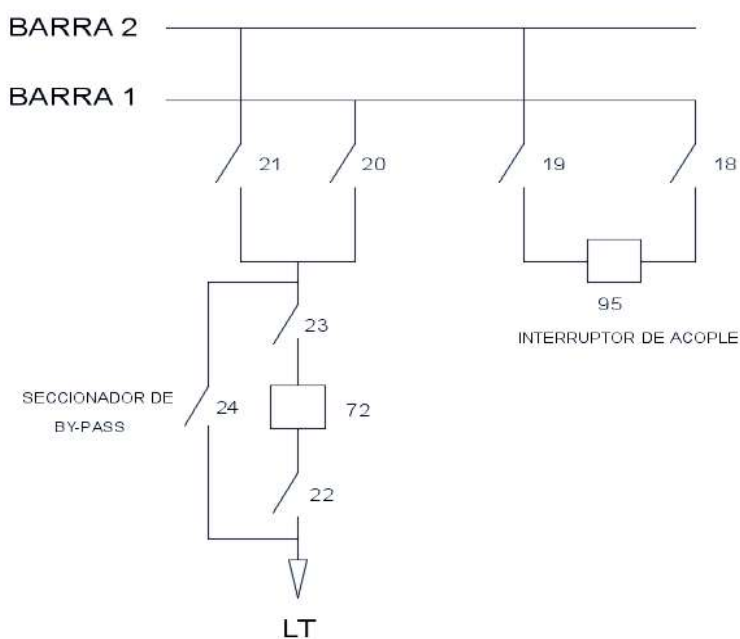


Figura 2.4: Arreglo de doble barra más seccionador de by-pass o paso directo

2.1.5. Doble barra con doble interruptor

En esta configuración se duplican las barras como los interruptores de cada circuito Figura 2.5. Presenta la mayor seguridad, tanto por falla en barras como en interruptores, entre todas las configuraciones y gran libertad para operación, para trabajos de revisión y mantenimiento. Para lograr la mayor seguridad, cada circuito se conecta a ambas barras o sea que la aplicación normal es todos los interruptores cerrados y las dos barras energizadas. En algunos casos, los circuitos se pueden separar en dos grupos conectándolos cada uno por una barra; en tal condición, la falla en una de las barras saca del servicio todo lo q está conectado a ella, perdiéndose la seguridad que brinda la operación normal y no justificándose el extra costo con respecto a una doble barra. Es la configuración más costosa a expensas de la seguridad [2].

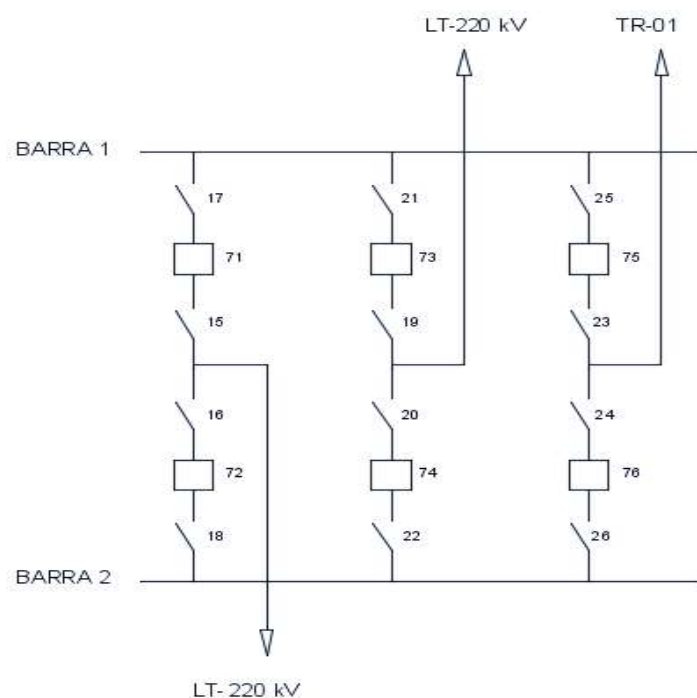


Figura 2.5: Arreglo de doble barras con doble interruptor

2.1.6. Barra principal con barra de transferencia

Esta configuración puede tener algunas variantes, en este tipo de arreglo cada línea de transmisión está conectada a la barra de transferencia por medio de un seccionador, como puede apreciarse en la Figura 2.6. La barra de transferencia está conectada a la barra principal por medio de un interruptor de acople, cumpliendo la función de alternativa de suministro a cualquiera de las líneas o posición de salida [3].

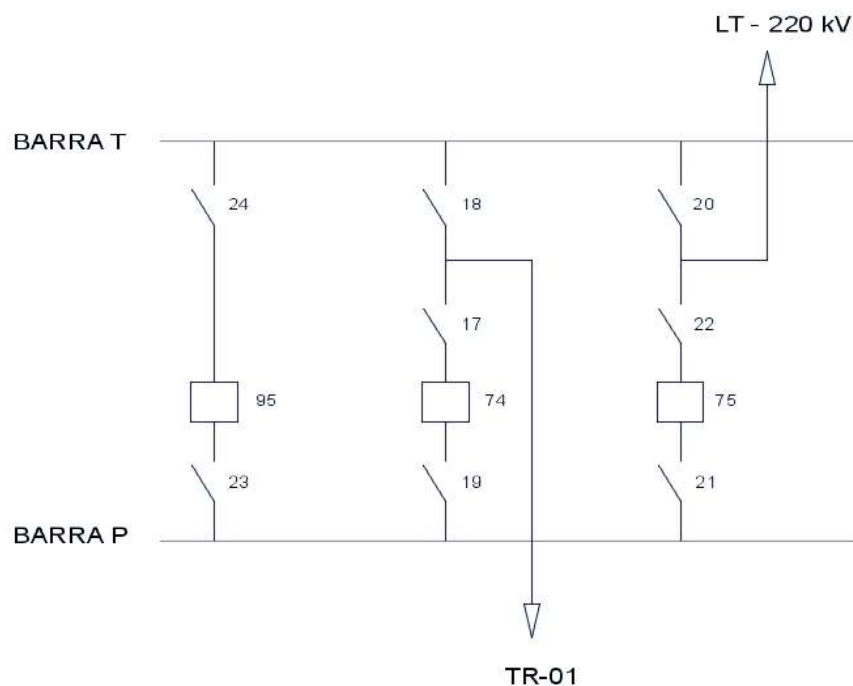


Figura 2.6: Configuración de barra principal con barra de transferencia

2.1.7. Doble Barra colectora con barra colectora de transferencia

Es una combinación de la barra principal con barra de transferencia y la doble barra, ya que se tienen doble barras principales más una barra de transferencia, dando como resultado un arreglo que brinda simultáneamente confiabilidad y flexibilidad. Como una desventaja puede anotarse que requiere de una mayor superficie en comparación a otras.

Normalmente se usan dos interruptores para las funciones de acople y transferencia, respectivamente, pudiéndose así efectuar en forma simultánea ambas operaciones Figura 2.7. En algunos casos se utiliza un sólo interruptor (con el debido arreglo de seccionadores) perdiéndose así la función fundamental de las tres barras, con lo cual se asimila esta configuración a la de doble barra y barra principal con barra de transferencia [2].

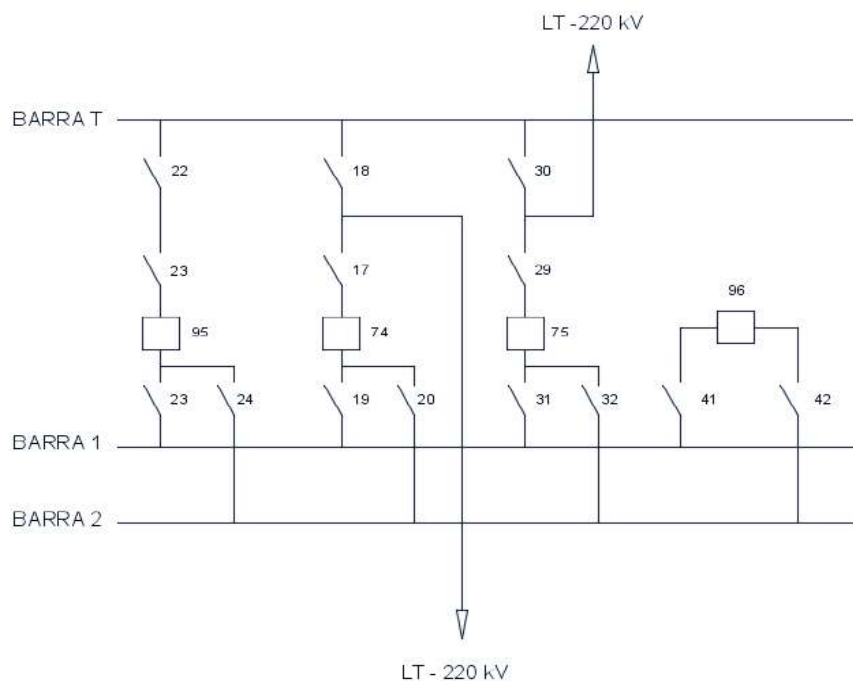


Figura 2.7: Configuración de barra principal con barra de transferencia

2.1.8. Interruptor y medio

Esta configuración debe su nombre al hecho de existir tres interruptores por cada dos salidas Figura 2.8. Un grupo de tres interruptores, llamado diámetro (bahía² en los Estados Unidos de América), se conecta entre los dos barrajes principales. Se puede hacer mantenimiento a cualquier interruptor o barraje sin suspender y sin alterar el sistema de protección; además, una falla en un barraje no interrumpe el servicio a ningún circuito, presentando así un alto índice de confiabilidad y de seguridad tanto por falla en los interruptores como en los circuitos y en las barras. Normalmente se opera con ambas barras energizadas y todos los interruptores cerrados y, por tal motivo, no es flexible, el tener dos barras no significa que los circuitos puedan ser conectados independientemente a cualquiera de ellas manteniendo la configuración, como es el caso de la doble barra [2].

² En algunos países incluido Paraguay se utiliza la denominación de posición.

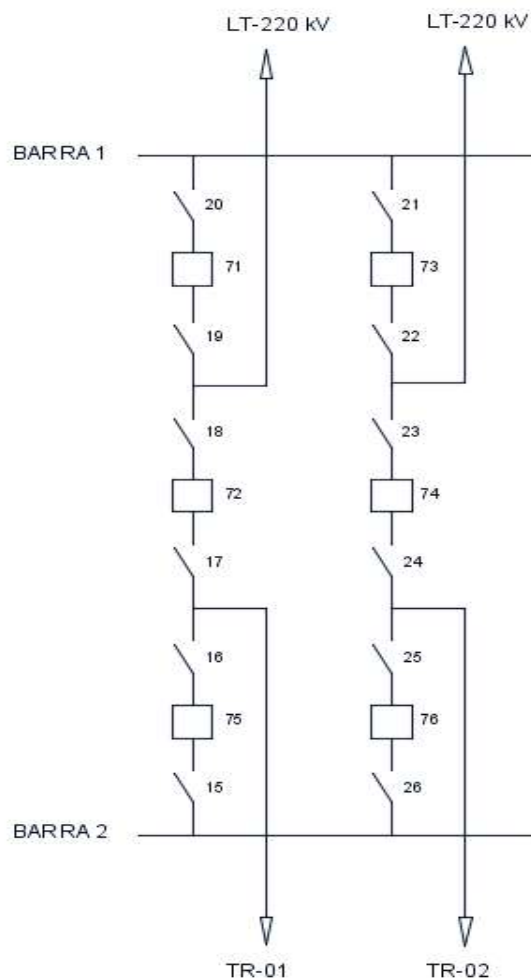


Figura 2.8: Configuración interruptor y medio

2.1.9. Anillo

En esta configuración no existe una barra colectora como tal, la conexión de los circuitos se realiza sobre un anillo formado por interruptores, con los circuitos conectados entre cada dos de ellas Figura 2.9. para aislar el circuito es necesaria la apertura de los dos interruptores correspondientes, abriéndose así el anillo.

Es una configuración económica y segura, además de confiable, pero sin flexibilidad. El principal inconveniente consiste en que en caso de falla en un circuito mientras se hace mantenimiento en otro, el anillo puede quedar dividido y presentar falta de servicio para alguna de las partes, o perderse la seguridad en el sistema [2].

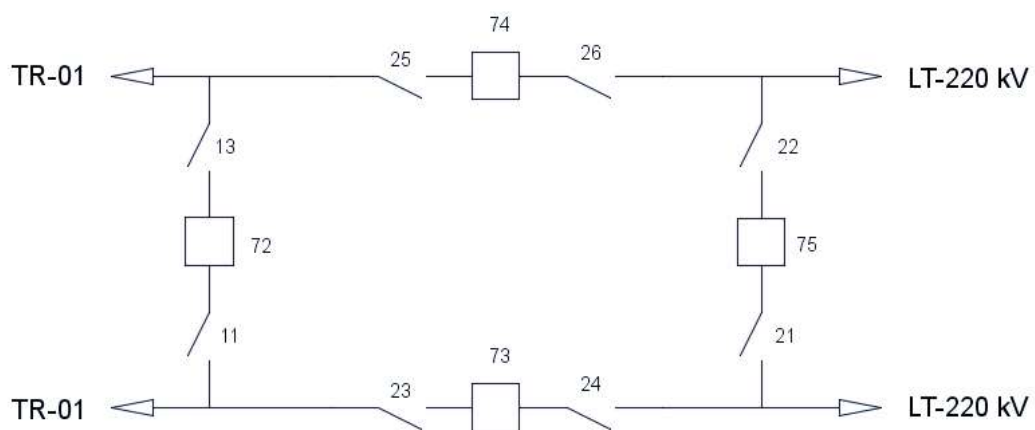


Figura 2.9: Configuración de anillo

CAPÍTULO 3

3.1. Elementos de una subestación eléctrica

3.1.1. Transformadores

3.1.1.1. Transformador de potencia

Los transformadores se definen como maquinas estáticas que tienen la misión de transmitir, mediante campo electromagnético alterno, la energía eléctrica de un sistema, con determinada tensión, a otro sistema con tensión deseada [4].

Los transformadores de potencia están destinados a transformar potencias de cierta consideración, alimentados por tensión y frecuencia fijas [4].



Figura 3.1: Transformador de Potencia

3.1.1.1.1. Partes principales de un transformador de potencia

Se pueden considerar formado por tres partes principales:

3.1.1.1.1.1. Parte activa

Es formada por un conjunto de elementos separados del tanque principal y que agrupa los siguientes elementos:

- 1- **Núcleo:** Éste constituye el circuito magnético, que está fabricado en láminas de acero al silicio, con espesor de 0.28 mm.
- 2- **Bobinas:** Éstas constituyen el circuito eléctrico. Se fabrican utilizando alambres o soleras de cobre o de aluminio.

- 3- **Cambiador de derivaciones:** Constituye el mecanismo que permite regular la tensión de la energía que fluye de un transformador.
- 4- **Bastidor:** Está formado por un conjunto de elementos estructurales que rodean el núcleo y las bobinas, cuya función es soportar los esfuerzos mecánicos y electromagnéticos que se desarrollan durante la operación del transformador [1].

3.1.1.1.2. Parte pasiva

Consiste en el tanque donde se aloja la parte activa; se utiliza en los transformadores cuya parte activa va sumergida en líquidas.

El enfriamiento de los transformadores se clasifica en los siguientes grupos:

- 1- Clase OA: enfriamiento por aire. Circulación natural.
- 2- Clase OW: enfriamiento por agua a través de un serpentín. Circulación natural.
- 3- Clase FOA: enfriamiento por aceite y aire forzados [1].

3.1.1.1.3. Accesorios

Los accesorios de un transformador son un conjunto de partes y dispositivos que auxilian en la operación y facilitan las labores de mantenimiento.

Entre estos elementos, alguno de los cuales se observan en la Figura 3.2, destacan los siguientes:

- a) **Tanque conservador:** es un tanque extra colocado sobre el tanque principal del transformador, cuya función principal es absorber la expansión del aceite debido a los cambios de temperatura, provocados por el incremento de la carga.
- b) **Boquillas³:** son los aisladores terminales de las bobinas de alta y baja tensión que se utilizan para atravesar el tanque o la tapa del transformador.
- c) **Tableros:** es un gabinete dentro del cual se encuentran los controles y protecciones de los motores de las bombas de aceite, de los

³ En algunas bibliografías también es conocida con la denominación Bushing

ventiladores, de la calefacción del tablero, del cambiador de derivaciones bajo carga, etc.

- d) **Válvulas:** es un conjunto de dispositivos que se utilizan para el llenado, vaciado, mantenimiento y muestreo del aceite del transformador.
- e) **Conectores de tierra:** son unas piezas de cobre soldadas al tanque, donde se conecta al transformador a la red de tierra.
- f) **Placa de características:** esta placa se instala en un lugar visible del transformador y en ella se graban los datos más importantes como la potencia, tensión, por ciento de impedancia, número de serie, diagrama vectorial y de conexiones, número de fases, frecuencia, elevación de temperatura, altura de operación entre otros [1].

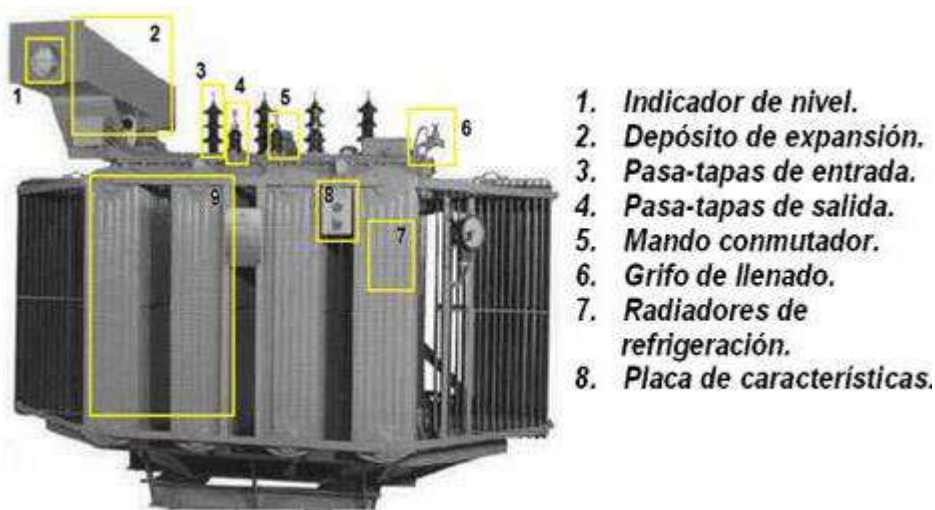


Figura 3.2: Accesorios de un transformador de potencia

Por lo que respecta a la instalación de los transformadores se puede mencionar que las variantes dependen del tipo de instalación, es decir las subestaciones de gran potencia son por lo general del tipo intemperie y tienen una disposición diferente a las de menor potencia tipo interior o a las compactas [3].

3.1.1.2. Transformadores de instrumentos

Son unos dispositivos electromagnéticos cuya función principal es reducir a escala, las magnitudes de tensión y corriente que se utilizan para protección y medición de los diferentes circuitos de una subestación, o sistema eléctrico en general [1].

3.1.1.2.1. Transformador de tensión o potencial (TP)

Normalmente en sistemas con tensiones superiores a los 600 V las mediciones de tensión no son hechas directamente en la red primaria sino a través de equipos denominados transformadores de tensión. Estos equipos tienen las siguientes finalidades:

- Aislar el circuito de baja tensión (secundario) del circuito de alta tensión (primario).
- Procurar que los efectos transitorios y de régimen permanente aplicados al circuito de alta tensión sean reproducidos lo más fielmente posible en el circuito de baja tensión.

En cuanto a los tipos, los transformadores de tensión pueden ser: inductivos (Figura 3.3), divisores capacitivos (Figura 3.4), divisores resistivos y divisores mixtos (capacitivo-resistivo).



Figura 3.3: Transformador de tensión inductivo [2].

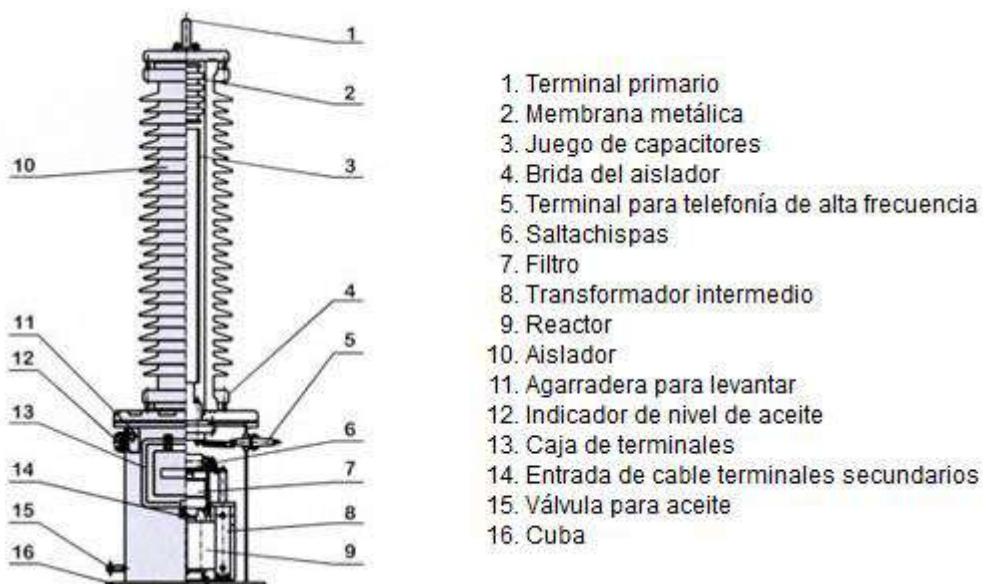


Figura 3.4: Transformador de tensión capacitivo [2].

3.1.1.2.2. Transformadores de corriente (TC)

Son aparatos en que la corriente secundaria, dentro de las condiciones normales de operación, es prácticamente proporcional a la corriente primaria, aunque ligeramente desfasada. Desarrollan dos tipos de función: transformar la corriente y aislar los instrumentos de protección y medición conectados a los circuitos de alta tensión [1].

Los transformadores de corriente son utilizados para efectuar las mediciones de corriente en sistemas eléctricos. Tienen su devanado primario conectado en serie con el circuito de alta tensión. La impedancia del transformador de corriente, vista desde el lado del devanado primario, es despreciables comparada con la del sistema en el cual estará instalado, aun si se tiene en cuenta la carga que se conecta en su secundario [2].

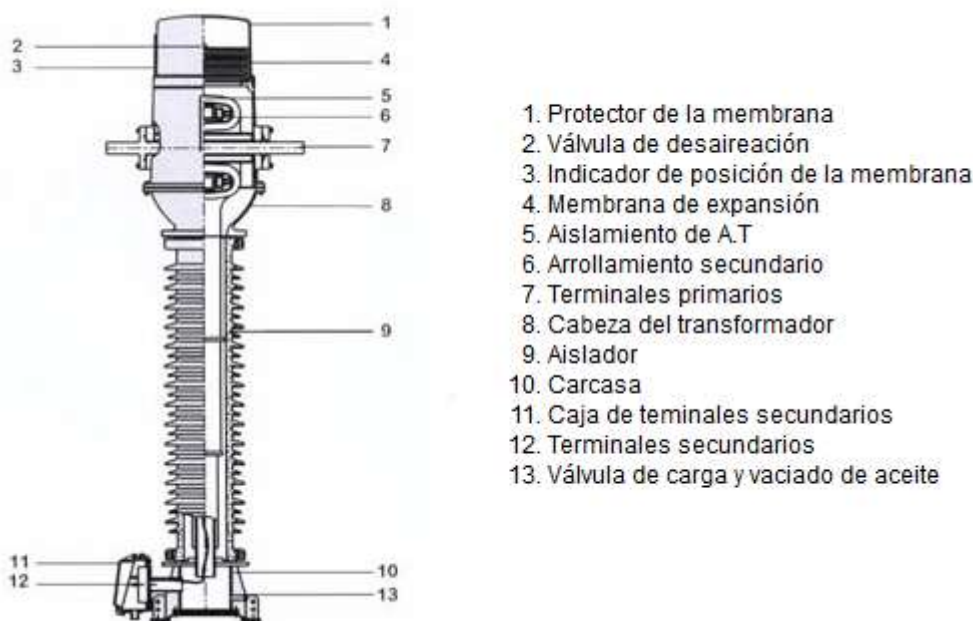


Figura 3.5: Transformador de corriente y sus partes [2].

3.1.1.2.3. Clasificación de los transformadores de corriente

a) Según su construcción

Los transformadores de corriente pueden tener las siguientes variantes:

- Con varios núcleos
- Secundario de relación múltiple

b) Según su utilización

Los transformadores de corriente, según su utilización, se clasifican en dos tipos:

- Transformadores de medida: son los transformadores de corriente utilizados para alimentar instrumentos de medida, contadores de energía y otros instrumentos análogos.
- Transformadores de protección: son los transformadores de corriente utilizados para alimentar relés de protección. Dependiendo de las características de su funcionamiento, los núcleos de los transformadores de corriente para protección pueden ser de varios tipos [2].

3.1.2. Interruptores

3.1.2.1. Interruptor de potencia

El interruptor es un dispositivo destinado al cierre y apertura de la continuidad del circuito eléctrico bajo carga, en condiciones normales, y esta es su función principal, bajo condiciones de cortocircuito. Sirve para insertar o retirar de cualquier circuito energizado, máquinas, aparatos, líneas aéreas o cables [1].

El interruptor es, junto con el transformador, el dispositivo más importante de una subestación, su comportamiento determina el nivel de confiabilidad que se puede tener en un sistema eléctrico de potencia.

El interruptor debe ser capaz de interrumpir corriente eléctrica de intensidades y factores de potencia diferentes, pasando desde la corriente capacitiva de varios cientos de amperes y las inductivas de varias decenas de kiloamperes (corto circuito) [1].

3.1.2.1.1. Interruptor en SF₆ (hexafluoruro de azufre)

Las propiedades químicas del hexafluoruro de azufre gaseoso (SF₆) lo hacen un medio excelente de aislamiento y enfriamiento del arco eléctrico. Los interruptores de SF₆ en su relativa corta existencia ya dominan el mercado de los interruptores de alta tensión y en ese proceso han hecho obsoletas las tecnologías del aceite y del aire comprimido [2].

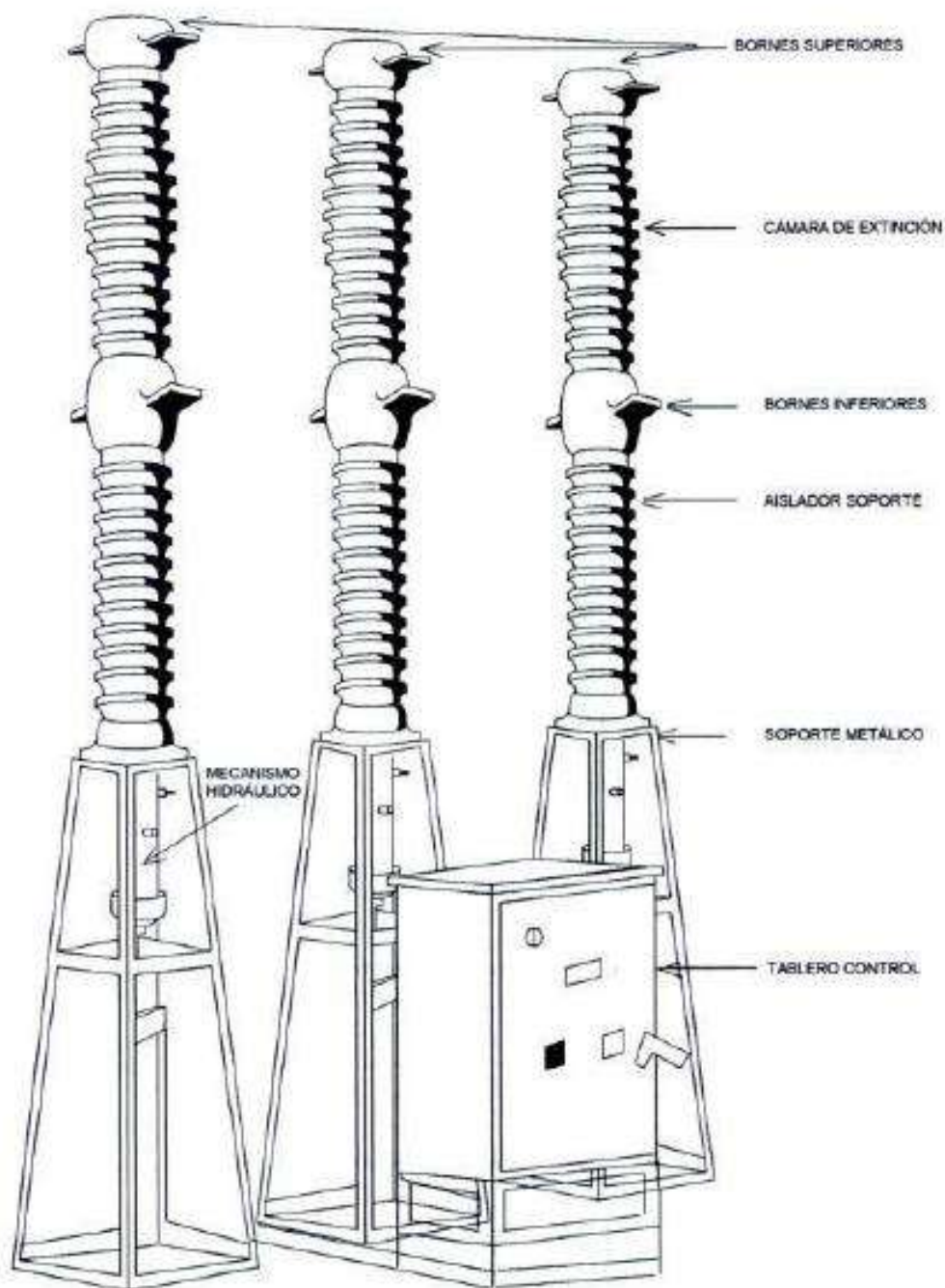


Figura 3.6: Interruptor de hexafluoruro de azufre (sf6).

Durante el proceso de apertura, el arco generado entre los contactos se alarga en la medida que se separan y el gas SF6 que está en el interior de la cámara de ruptura y que pasa por una boquilla de soplado se empuja a una presión considerable sobre el arco, combinando la acción del pistón y del arco, el chorro de

gas enfría y simultáneamente interrumpe el arco eléctrico, quedando restablecido el dieléctrico, con lo que se evita la mayoría de las veces el reencendido de arco.

Las propiedades generales más importantes que debe poseer el hexafluoruro de azufre para su aplicación en los Interruptores y que cumpla con su función de aislante eléctrico, refrigerante y un agente para extinguir el arco eléctrico son las siguientes:

- Alta rigidez dieléctrica.
- Estabilidad química.
- Estabilidad Térmica.
- Baja temperatura de licuefacción.
- No inflamabilidad.
- Alta conductividad térmica.
- Inerte.
- Habilidad para extinguir el arco Eléctrico [1].

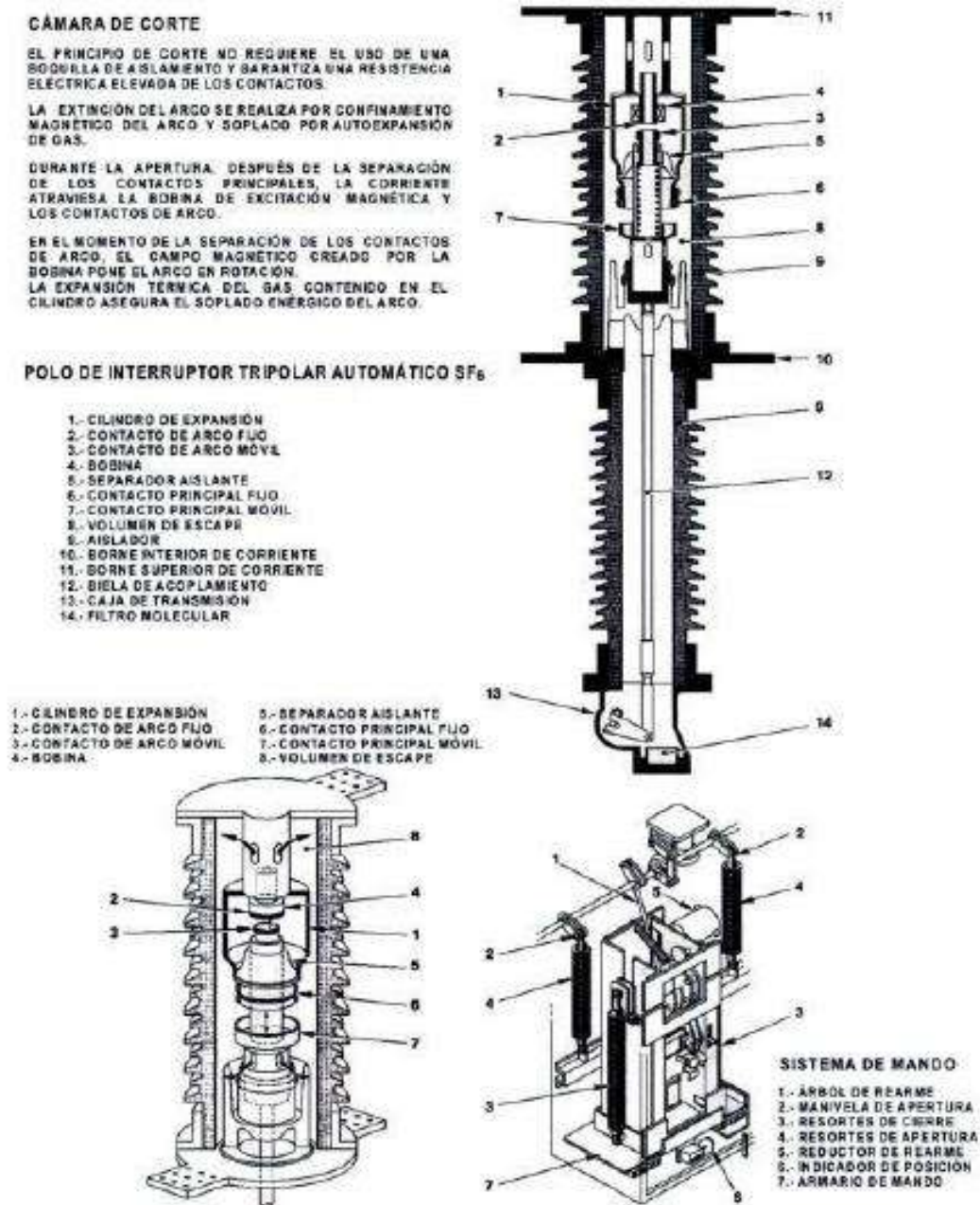


Figura 3.7: Partes principales del Interruptor con hexafluoruro de azufre [3].

Las principales ventajas de este tipo de interruptores son:

- a) Después de la apertura de los contactos ionizados no escapan al aire, por lo que la apertura del interruptor no produce casi ruido.

- b) Alta rigidez y eléctrica, Del orden de tres veces la del aire.
- c) El SF6 es estable. Expuesto al arco se disocia en ese SF4 y SF2 y en fluoruros metálicos, pero al enfriarse se recombinan de nuevo en SF6.
- d) Buena conductividad térmica, desde el orden de tres veces la del aire.
- e) La presión utilizada para la interrupción del arco es una fracción de la requerida en interruptores neumáticos [1].

3.1.3. Seccionadores o cuchillas

Son dispositivos que sirven para conectar y desconectar diversas partes de una instalación eléctrica, para efectuar maniobras de operación o bien para darle mantenimiento.

Las cuchillas pueden abrir circuitos bajo la tensión nominal pero nunca cuando esté fluyendo corriente a través de ellas. Antes de abrir un juego de cuchillas siempre deberá abrirse primero el interruptor correspondiente.

La diferencia entre un juego de seccionadores o cuchillas y un interruptor, considerando que los dos abren o cierran circuitos, es que las cuchillas no pueden abrir un circuito con corriente y el interruptor si puede abrir con cualquier tipo de corriente, desde el valor nominal hasta el valor de cortocircuito [1].

3.1.3.1. Componentes de un seccionador o cuchilla

Las cuchillas están formadas por una base metálica de lámina galvanizada con un conector para portátil; dos o tres columnas de aisladores que fijan el nivel básico de impulso y encima de estos la cuchilla. La cuchilla está formada por una parte móvil y la parte fija que es una mordaza que recibe y presiona la parte móvil [1].

3.1.3.2. Tipos de seccionadores

Las cuchillas o seccionadores de acuerdo con la posición que guardan la base y la forma que tiene el elemento móvil puede ser:

3.1.3.2.1. Horizontales.

Pueden ser de tres postes. El mecanismo hace girar el poste central que origina el levantamiento de la parte móvil de la cuchilla (Figura 3.8). Para compensar el peso de la cuchilla, la hoja móvil tiene un resorte que ayuda a la apertura. Otro tipo de cuchilla horizontal es aquel en que la parte móvil de la cuchilla gira en un plano horizontal. Este giro se puede hacer de dos formas.

Cuchilla con dos columnas de la Dolores que giran simultáneamente y arrastran las dos hojas, Una que contiene la mordaza y la otra el contacto macho según la Figura 3.8.

La otra forma es una cuchilla horizontal con tres columnas de aisladores. La columna central gira en su parte superior soporta el elemento móvil. Las dos columnas externas son fijas y en su parte superior sostienen las mordazas fijas según se observa la Figura 3.8.

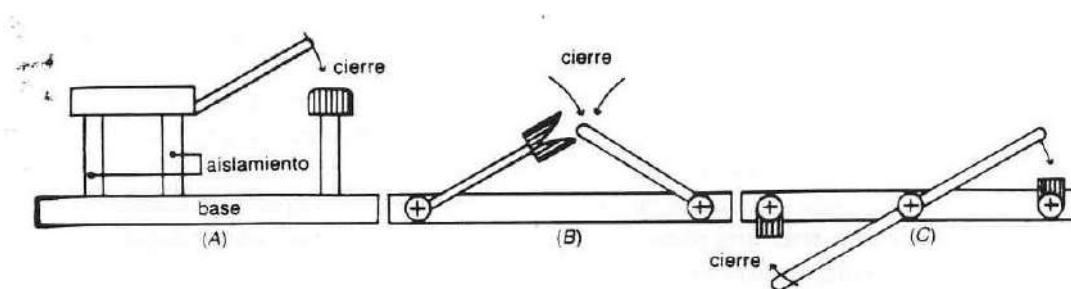


Figura 3.8: Tipos de cuchillas o seccionadores horizontales

3.1.3.2.2. Horizontal invertido

Es igual a la cuchilla de la Figura 3.8, pero las tres columnas de aisladores encuentran colgando de la base. Para compensar el peso de la hoja de la cuchilla se encuentra un besote que, en este caso, ayuda al cierre de la misma; por otro lado, los aisladores deben fijarse en la base en forma invertida al caso para evitar que se acumule el agua [1].

3.1.3.2.3. Vertical

Es igual a la cuchilla de la figura A, pero los tres aisladores se encuentran en forma horizontal y la base está en forma vertical. Para compensar el peso de la hoja de la cuchilla también tienen un resorte que, en este caso, ayuda a cerrar la cuchilla [1].

3.1.3.2.4. Semipantógrafo

Son cuchillas de un solo poste aislante sobre el cual se soporta la parte móvil. Esta está formada por un sistema mecánico de barras conductoras que tienen la forma del pantógrafo que se utilizan en las locomotoras eléctricas

La parte fija está colgada de un cable o de un tubo exactamente sobre el pantógrafo de tal manera que al irse elevando la parte superior de este se conecta con la mordaza fija cerrando el circuito.

La ventaja principal de este sistema es que ocupa el menor espacio posible y la desventaja es que la barra debe tener siempre la misma tensión, o sea la misma altura de la catenaria, aun considerando los cambios de temperatura.

Los elementos de conexión de la cuchilla están formados, de un lado, por la cuchilla y el otro, por el elemento fijo o mordaza, que es un contacto formado por varios dedos metálicos, los cuales presionan por medio de resortes individuales que se utilizan para mantener una presión alta en el contacto y por lo tanto pérdidas bajas, por efecto joule, en los puntos de contacto [1].

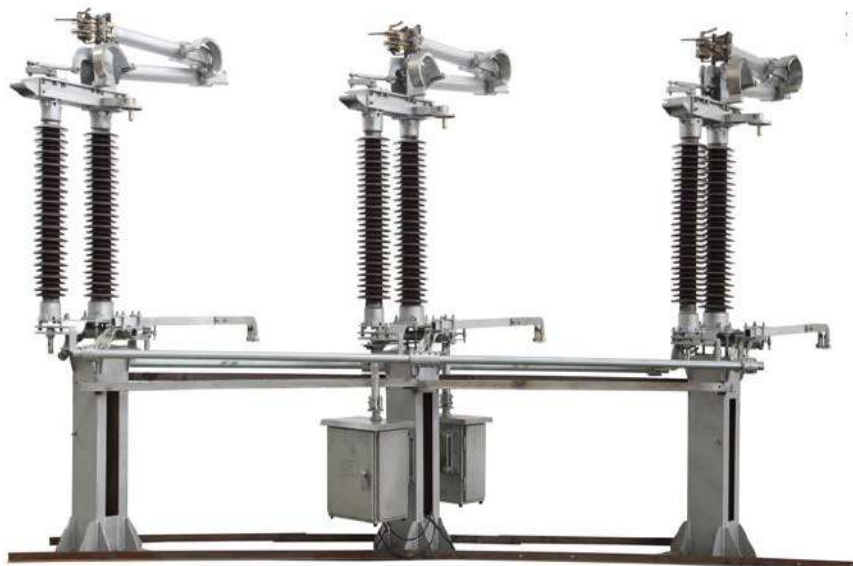


Figura 3.9: Seccionador tipo semi-pantógrafo

3.1.4. Dispositivos IEDs

El IED es un dispositivo de protección y control basado en microprocesador, que se aplica a equipos eléctricos como interruptores, transformadores o baterías de condensadores [ABB].

Es el término utilizado en la industria de la energía eléctrica para describir equipos de regulación electrónica inmersos en los sistemas eléctricos.

En general, la norma busca que IEDs de distintos fabricantes sean capaces de intercambiar procesos y datos entre ellos mediante la abstracción de la información necesaria, de manera que los niveles inferiores del sistema de comunicaciones sean transparentes.

Estos equipos se denominan Controladores de Bahía o Posición eléctrica, puesto que tienen la función de concentrar las señales de control provenientes de los equipos de patio y de enviar las señales de operación e interbloqueos para los mismos ABB.



Figura 3.10: Dispositivo Electrónico Inteligente IED

3.1.4.1. Funcionamiento de los IEDs

Los IEDs reciben datos de los sensores y diversos dispositivos eléctricos, y puede informar los comandos de control, tales como interruptores que se disparan cuando se detectan voltajes, corrientes o frecuencias anómalas, cuando se suceden las variaciones por el aumento o niveles de tensión inferior para mantener el nivel deseado.

Un IED típico puede contener alrededor 5-12 funciones de la protección, 5-8 funciones de control que controlan los dispositivos separados, una función del “autoreclosed”, la función de auto-supervisión, las funciones de comunicación. Por

lo tanto, se nombran convenientemente como dispositivos electrónicos inteligentes ABB.

3.1.4.2. Tipos de IED más utilizados

Los tipos comunes de IEDs incluyen los dispositivos, los reguladores de carga, los reguladores de interruptores, los interruptores del banco de condensadores, los reguladores, reconectores, los reguladores de voltaje, etc. Los sistemas de protección de retransmisión ABB.

3.1.4.3. Normalización de los IEDs

La norma IEC61850 para la Automatización de la Subestaciones, que proporcionan interoperabilidad y capacidades avanzadas de comunicaciones en el control de las redes eléctricas.

La tecnología de automatización incluye los Dispositivos Electrónicos Inteligentes (IED, por sus siglas en inglés), las plataformas computacionales, los sistemas operativos, las redes de comunicación y las interfaces gráficas de usuario [5].

CAPÍTULO 4

4.1. Diseño de barras colectoras

Se llaman barras colectoras al conjunto de conductores eléctricos que se utilizan como conexión común de los diferentes circuitos de que consta una subestación.

Los circuitos que se conectan o derivan de las barras pueden ser generadores, líneas de transmisión, bancos de transformadores, bancos de tierra, etc.

En una subestación se pueden tener uno o varios juegos de barras que agrupen diferentes circuitos en uno o varios niveles de voltaje, dependiendo del propio diseño de la subestación.

Las barras colectoras están formadas principalmente de los siguientes elementos:

- a) Conductores eléctricos
- b) Aisladores: que sirven de elemento aislante eléctrico y de soporte mecánico del conductor.
- c) Conectores y herrajes: que sirven para unir los diferentes tramos de conductores y para sujetar el conductor al aislador.

El diseño de las barras colectoras implica la selección apropiada del conductor en lo referente al material, tipo y forma del mismo, a la selección de los aisladores y sus accesorios, y a la selección de las distancias entre apoyos y entre fases. El diseño se hace con base a los esfuerzos estáticos y dinámicos a que están sometidas las barras, y según las necesidades de conducción de corrientes, disposiciones físicas, etc. La selección final de las barras se hace atendiendo aspectos económicos, materiales existentes en el mercado y normas establecidas [1].

4.2. Barras

El elemento principal de que se componen las barras colectoras es el conductor eléctrico que llamaremos barra. Cada juego de barras consta de tantos conductores como fases o polos que componen el circuito, ya sea que se tenga corriente alterna o directa [1].

4.2.1. Tipos de barras

Los tipos normalmente usados son los siguientes:

4.2.1.1. Cables

El cable es el conductor formado por un haz de alambres trenzados en forma helicoidal. Es el tipo de barra más comúnmente usado. También se han usado conductores de un solo alambre en subestaciones de pequeña capacidad.

Las principales ventajas del uso de cable son:

- a) Es el más económico de los tres tipos.
- b) Se logran tener claros más grandes.

Sus desventajas son:

- a) Se tienen mayores pérdidas por efecto corona.
- b) También se tienen mayores pérdidas por efecto superficial.

Los materiales más usados para cables son el cobre y el aluminio reforzado con acero (ACSR). Este último tiene alta resistencia mecánica, buena conductividad eléctrica y bajo peso.

Dependiendo de la capacidad de energía y para reducir las pérdidas por efecto corona se usan conjuntos de 2, 3 y 4 cables unidos por separadores especiales [1].

4.2.1.2. Tubos

Las barras colectoras tubulares se usan principalmente para llevar grandes cantidades de corriente, especialmente en subestaciones de bajo perfil como las instaladas en zonas urbanas.

El uso de tubo en subestaciones compactas resulta más económico que el uso de otro tipo de barra. En subestaciones con tensiones muy altas, reduce el área necesaria para su instalación además de que requiere estructuras más ligeras.

Los materiales más usados para tubos son el cobre y el aluminio.

Las principales ventajas del uso de tubos son:

- a) Tiene igual resistencia a la deformación en todos los planos.
- b) Reduce el número de soportes necesarios debido a su rigidez.
- c) Facilita la unión entre dos tramos de tubo.
- d) Reduce las pérdidas por efecto corona.
- e) Reduce las pérdidas por efecto superficial.
- f) Tiene capacidades de conducción de corriente relativamente grandes por unidad de área.

Las desventajas son:

- a) Alto costo del tubo en comparación con los otros tipos de barras.
- b) Requiere un gran número de juntas de unión debido a las longitudes relativamente cortas con que se fabrican los tramos de tubo.

La selección del tamaño y peso de los tubos se hacen con base en la capacidad de conducción de corriente y de su deflexión. Generalmente el factor determinante en el diseño de barras tubulares es la deflexión. En la mayoría de los casos se usan diámetros mayores que los necesarios para la conducción de corriente, con lo que se obtiene un aumento en la longitud de los claros y, por lo tanto, una reducción en el número de soportes, y así se disminuyen además las pérdidas por efecto corona [1].

Ventajas del tubo de aluminio sobre el de cobre.

- a) Mayor capacidad de corriente en igualdad de peso.
- b) A igual conductividad el costo del tubo de aluminio es menor que el de cobre.
- c) Requiere estructuras más ligeras.

Desventajas del tubo de aluminio sobre el de cobre:

- a) Mayor volumen del tubo en igualdad de conductividad.
- b) Los conectores son más caros y requieren una construcción especial para evitar el efecto galvánico al conectarse a elementos de cobre [1].

4.2.2. Materiales de las barras

El material que forma un conductor eléctrico, es cualquier sustancia que puede conducir una corriente eléctrica cuando este conductor está sujeto a una diferencia de potencial entre sus extremos. Esta propiedad se llama conductividad y las sustancias con mayor conductividad son los metales.

Los materiales comúnmente usados para conducir corriente eléctrica son en orden de importancia: cobre, aluminio, aleaciones de cobre, hierro y acero.

La selección de un material conductor determinado es esencialmente un problema económico, el cual no sólo considera las propiedades eléctricas del conductor sino también otras como: propiedades mecánicas, facilidad de hacer conexiones, su mantenimiento, la cantidad de soportes necesarios, las limitaciones de espacio, resistencia a la corrosión del material, etc.

En la Tabla 4.1 se indican las propiedades físicas de los metales normalmente utilizados para la fabricación de conductores eléctricos [1].

Propiedades Físicas	Cobre electrolítico	Aluminio	Acero
Peso específico (gr/cm ³) a 20°C	8.91	2.71	7.63
Punto de fusión (°C)	1084	658	1406
Coef. lineal de expansión térmica: (°C)	17.6	23.1	10.9
Resistividad eléctrica a 20°C	1.68	2.68	Aprox. 16
Conductividad eléctrica en % del cobre recocido a 20°C	101.0	61.0	12.3
Resistencia a la tensión (kg/cm ²) duro	3866	1898	9139
Resistencia a la tensión (kg/cm ²) blando	2249	844	6046
Módulo de elasticidad (kg/cm ² x 10 ⁶)	1.19	0.70	2.1

Tabla 4.1: Constantes físicas de los metales comúnmente usados como conductores eléctricos [2]

4.2.2.1. Cobre

La mayoría de los conductores eléctricos están hechos de cobre, sus principales ventajas son las siguientes:

- a) Es el metal que tiene la conductividad eléctrica más alta después de la plata. Esta última se usa poco por su alto costo.
- b) Tiene gran facilidad para ser estañado, plateado o cadminizado y puede ser
- c) soldado usando equipo especial de soldadura para cobre.
- d) Es muy dúctil por lo que fácilmente puede ser convertido a cable, tubo o rolado en forma de solera u otra forma.
- e) Tiene buena resistencia mecánica, aumentando cuando se usa en combinación con otros metales para formar aleaciones.
- f) No se oxida fácilmente por lo que soporta la corrosión ordinaria.
- g) Tiene buena conductividad térmica.

Para conductores de cobre desnudos, la temperatura máxima de operación se fija por el valor al cual el metal empieza a aumentar su velocidad de oxidación y por lo

tanto ésta no deberá llegar a 80°C, la cual comprende la suma de la temperatura del conductor más la temperatura ambiente de 40°C. Debido a lo anterior, el nivel máximo de temperatura recomendada es de 30°C sobre la temperatura de 40°C [1].

4.2.2.2. Aluminio

Los conductores de aluminio son muy usados para exteriores, en líneas de transmisión y distribución y para servicios pesados en subestaciones, las principales ventajas son:

- a) Es muy ligero, tiene la mitad de peso que el cobre para la misma ampacidad.
- b) Altamente resistente a la corrosión atmosférica.
- c) Puede ser soldado con equipo especial.
- d) Se reduce el efecto piel y el efecto corona debido a que, para la misma capacidad de corriente, se usan diámetros mayores.

Las principales desventajas son:

- a) Menor conductividad eléctrica que el cobre.
- b) Se forma en su superficie una película de óxido que es altamente resistente al paso de la corriente por lo que causa problemas en juntas de contacto.
- c) Debido a sus características electronegativas, al ponerse en contacto directo con el cobre causa corrosión galvánica, por lo que siempre se deberán usar juntas bimetálicas o pastas anticorrosivas [1].

4.2.2.3. Características de los materiales de las barras

La Tabla 4.2, indica la capacidad de conducción de corriente relativa a 70° C para conductores del mismo diámetro y sección de metal [1].

Material	Conductividad (%)	Capacidad de corriente relativa
Cobre	100	1.00
Aleaciones de cobre	95	0.98
	90	0.96
	85	0.94
	80	0.91
	70	0.86
Aluminio	61	0.78
Aleaciones de aluminio	55	0.74
	50	0.71

Tabla 4.2: Capacidad de conducción de corriente relativa [5]

En las Tablas 4.3 a 4.6 se describen las características y propiedades físicas del cable ACSR y tubo de aluminio que se emplean como barras colectoras en LFC.

Cable ACSR (AWG KCM)	Área de la sección transversal (mm ²)	Conductores de aluminio		Núcleo de acero		Resistencia eléctrica nominal a 20° 1) (Ω / km)	Carga de ruptura (mínima) 2) (kV)	Diámetro exterior del cable 3) (mm)
		Número de alambres	Diámetro nominal	Número de alambres	Diámetro nominal			
8	8.367	6	1.33	1	1.33	3.42	3.35	3.99
6	13.30	6	1.68	1	1.68	2.15	5.30	5.04
4	21.15	6	2.12	1	2.12	1.35	8.30	6.36
2	33.62	6	2.67	1	2.67	0.851	12.67	8.01
1/0	53.48	6	3.37	1	2.37	0.535	19.48	10.11
2/0	67.43	6	3.78	1	3.78	0.424	23.52	11.34
3/0	85.01	6	4.25	1	4.25	0.336	29.38	12.75
4/0	107.2	6	4.77	1	4.77	0.267	37.03	14.31
335	170.5	26	2.89	7	3.25	0.170	62.99	18.29
556	282.0	26	3.72	7	2.89	0.103	100.66	23.66
795	402.8	54	3.08	7	3.08	0.071	125.34	27.72
954	483.4	54	3.38	7	3.38	0.059	150.69	30.42
1113	564.0	45	4.00	7	2.66	0.0514	132.36	31.98

Notas:
1) La resistencia del aluminio está de acuerdo con la Tabla 1, (NMX-J-300, inciso 4.4.42), y basada en una conductividad eléctrica del 61% IACS, para el aluminio.
2) El esfuerzo por tensión a la ruptura y alargamiento está de acuerdo con la Tabla 1, (NMX-J-300, inciso 4.2)
3) Las dimensiones del cable terminado está de acuerdo con la Tabla 1, (NMX-J-300, inciso 4.5). Para los cálculos de masa y área de la sección transversal específica del aluminio es de 2.703 g/cm² y de 7.78 g/cm² a 20° C.

Tabla 4.3: Características del cable ACSR [6]

Cable ACSR (AWG KCM)	Área de la sección transversal (mm ²)	Resistencia C.A. corriente normal ohms/Km	Corriente normal de trabajo 1) (A)	Clase de cableado	P e s o			Cantidad por carrete 2)	
					Aluminio (Kg/Km)	Acero (Kg/Km)	Total (Kg/Km)	(m)	(Kg)
8	8.367	4.06	70	A, AA	22.9	10.9	33.8	4150	140
6	13.30	2.56	104	A, AA	36.3	17.1	53.4	5300	283
4	21.15	1.64	139	A, AA	37.9	27.4	85.3	3300	283
2	33.62	1.07	183	A, AA	92.0	43.4	135.4	2100	283
1/0	53.48	0.696	240	A, AA	146.4	69.2	216.6	2600	565
2/0	67.43	0.558	275	A, AA	184.4	87.2	271.6	2100	565
3/0	85.01	0.448	316	A, AA	232.8	109.8	342.6	1650	565
4/0	107.2	0.364	360	A, AA	293.3	138.5	431.9	1300	565
335	170.5	0.198	534	AA	470.2	217.2	687.50	2580	1778
556	282.0	0.121	725	AA	782.9	259.2	1142.1	1775	2027
795	402.8	0.085	881	AA	1113.0	407.7	1520.7	1525	2324
954	483.4	0.070	960	AA	1334.7	489.2	1824.3	1270	2327
1113	564.0	0.061	1051	AA	1562.6	303.9	1866.5	1350	2524

Notas:
1) Determinada para una temperatura del conductor de 75° C, temperatura ambiente de 25° C, velocidad de viento 0.61 m/seg., con una emisividad relativa de la superficie del conductor de 0.5 y expuestos al sol.
2) Con una tolerancia de ± 1%

Tabla 4.4: Características del cable ACSR [6]

Diámetro nominal		Capacidad de conducción (A)	
plg.	mm.	Interior	Intemperie
¾	21	435	530
1 ¼	35	740	890
2 ½	63	1490	1790
5	129	3100	3660

Tabla 4.5: Capacidad de conducción del tubo de aluminio [7]

Características	Descripción	Unidades	Diámetro nominal					
			¾ plg	21 mm	1 ¼ plg	35 mm	2 ½ plg	63 mm
Dimensiones	Diámetro exterior	Plg	1.050	1.660	2.875	5.563		
		Mm	26.670	42.640	73.025	141.30		
	Diámetro interior	Plg	0.824	1.380	2.469	5.047		
		Mm	20.930	35.052	62.713	128.194		
	Espesor	plg	0.113	0.143	0.203	0.258		
		mm	2.87	3.556	5.156	6.553		
Área	mm ²	214.78	430.86	1099.0	2733.5			
	plg ²	0.333	0.668	1.704	4.30			
Peso	Kg/m	0.580	1.168	2.979	7.516			
	lb/plg	0.390	0.785	2.002	5.051			
Eléctricas	Resistencia C.D. a 20°C	μΩ/m	140.788	70.181	27.528	10.893		
		μΩ/plg	42.910	21.390	8.390	3.320		
	Conductividad eléctrica	%	54					
	Capacidad de conducción de interior a intemperie	A	435	740	1490	3100		
Mecánicas	Momento de inercia	cm ⁴	1.54	8.104	63.683	631.006		
		plg ⁴	0.0370	0.1947	1.530	15.160		
	Módulo de sección	cm ³	1.155	3.844	17.442	89.325		
		plg ³	0.7050	0.2346	1.0649	5.4510		
	Radio de giro	mm	8.4760	13.7080	24.0640	47.7012		
		plg	0.3337	0.5397	0.9474	1.8780		
	Carga de cedencia	kg	2871.2	5756.2	14696.7	37059.1		
		lb	6330	12690	32400	81700		
	Carga de ruptura	Kg	3322.6	6663.4	17044.0	42910.6		
		lb	7325	14690	37575	94600		
	Módulo de elasticidad	Kg/cm ²	0.703 X 10 ⁸					
		lb/plg ²	10 X 10 ⁸					
	Esfuerzo máx. permisible o Resistencia a la tensión	Kg/cm ²	2460					
		lb/plg ²	35000					
	Resistencia al punto de cedencia	Kg/cm ²	2180					
		lb/plg ²	31000					
Resistencia al corte	Kg/cm ²	1540						
	lb/plg ²	22000						
Elongación	%	12						
Dureza	grados Brinell	73						
Densidad relativa	-	2.7						

Tabla 4.6: Características de los tubos de aluminio aleación 6063 ASTM [8]

4.3. Accesorios de las barras colectoras

Son todos aquellos elementos que nos sirven para unir elementos conductores, fijarlos a los aisladores y absorber los esfuerzos mecánicos de los diferentes tipos que existen en instalaciones de barras conductoras [1].

4.3.1. Tipos de accesorios

Los accesorios más usados en la instalación de barras son:

a) Conectores

Sirven para conectar los diferentes tramos de tubos que forman una barra, entre el juego de barras y las derivaciones a los aparatos. Los conectores pueden ser de

diversos tipos (rectos, “T”, codos, etc.) y además pueden ser soldados, atornillados o de comprensión.

Cuando se usan conexiones soldadas se tienen las siguientes ventajas:

- Son más económicas que las atornilladas a medida que crecen las subestaciones en tamaño
- Las soldaduras son más confiables
- No se requiere la adquisición de accesorios complementarios
- Los requisitos que debe reunir un buen conector eléctrico son en general los siguientes:
 - Buena resistencia mecánica para soportar los esfuerzos causados por corto circuitos, viento y expansión térmica, sin producir deformación visible.
 - Alta conductividad eléctrica, que disminuya las pérdidas en la conexión.
 - Baja elevación de temperatura, aún con sobrecarga, es decir, la elevación de temperatura del conector será menor que la elevación de temperatura de los conductores que conecta.
 - La trayectoria de la corriente deberá ser la más corta y directa posible.
 - La resistencia eléctrica del conector debe ser igual o menor que una longitud equivalente de los conductores que conecta.
 - Baja resistencia de contacto, lo que se logra aumentando el número de puntos de contacto; esto se obtiene al aumentar la presión de contacto sobre materiales relativamente maleables.

Para conectores de presión atornillados, además de los requisitos anteriores, se necesita que:

- Los pernos estén lo más próximo posible a los conductores.
- Los pernos estén en pares opuestos para obtener un apriete máximo.
- El diámetro y número de pernos necesarios sean diseñados para producir el apriete deseado.

b) Juntas de expansión

Son las formadas por conductores flexibles que sirven para absorber las expansiones térmicas de las barras. Se deben instalar a la llegada de las barras al equipo pesado, para evitar esfuerzos en las boquillas de entrada a dicho equipo. El

tipo de junta que se escoja dependerá del equipo y de la disposición de la instalación adoptada.

c) Herrajes

Sirven para la fijación o soporte de las barras sobre los aisladores. Los herrajes usados en barras colectoras de tubo o solera son los siguientes tipos:

1. Soportes de anclaje (clemas fijas).
2. Soportes deslizantes sobre los que resbala el conductor al dilatarse [1].

4.3.2. Materiales y características de los accesorios

Las características de un buen material para conectores, deben ser las siguientes:

- a. Alta conductividad unitaria
- b. Superficie maleable para obtener buen contacto a la presión
- c. Ductilidad, que permita un contacto envolvente alrededor del conductor y de esta manera obtener una eficiente transferencia de corriente.

Los materiales más utilizados son el cobre y el aluminio utilizándolos en diferentes aleaciones cuyas características principales son las siguientes:

- Aleaciones con alto contenido de cobre.

Se usan para muy altas corrientes y pueden llevar hasta el doble de corriente de la normal del conductor que une.

- Aleación de alta resistencia mecánica, pero de baja conductividad eléctrica.
- Se usan para sujetar el conductor al aislador.

Ambas aleaciones tienen coeficientes de expansión térmica casi iguales al del cobre puro, lo cual permite que los conectores no se aflojen al variar los ciclos de temperatura, de acuerdo con la variación de carga en las barras.

En los pernos de unión se usa bronce al silicio que tiene igual coeficiente de expansión térmica que el cobre, teniendo como características principales, alta resistencia mecánica y alta resistencia a la corrosión.

Los cambios de temperatura en las conexiones debido a la temperatura ambiente o a la corriente eléctrica, ocasionan movimientos relativos muy pequeños del metal de las zonas de alta presión a las zonas de baja presión, haciendo que el conductor se afloje.

Este fenómeno se llama cedencia del material, y aumenta cuando los metales son diferentes. Al aflojarse el conector, reduce la presión de contacto, que hace aumentar la temperatura y con el tiempo se producen esfuerzos tales que hacen fallar al conector. Esto es mayor cuando el cable es de aluminio.

Las Figs. 4.1 a 4.6 muestran las características de un conjunto de conectores diseñados y fabricados por LFC y que se utilizaron en las subestaciones de bajo perfil, que emplean barras tubulares de aluminio.

Los conectores y accesorios en general que actualmente se utilizan en la instalación de barras colectoras (Tabla 4.7), se compran a los diversos fabricantes que los producen, de acuerdo con las características indicadas en las especificaciones correspondientes [7] [8] [9].

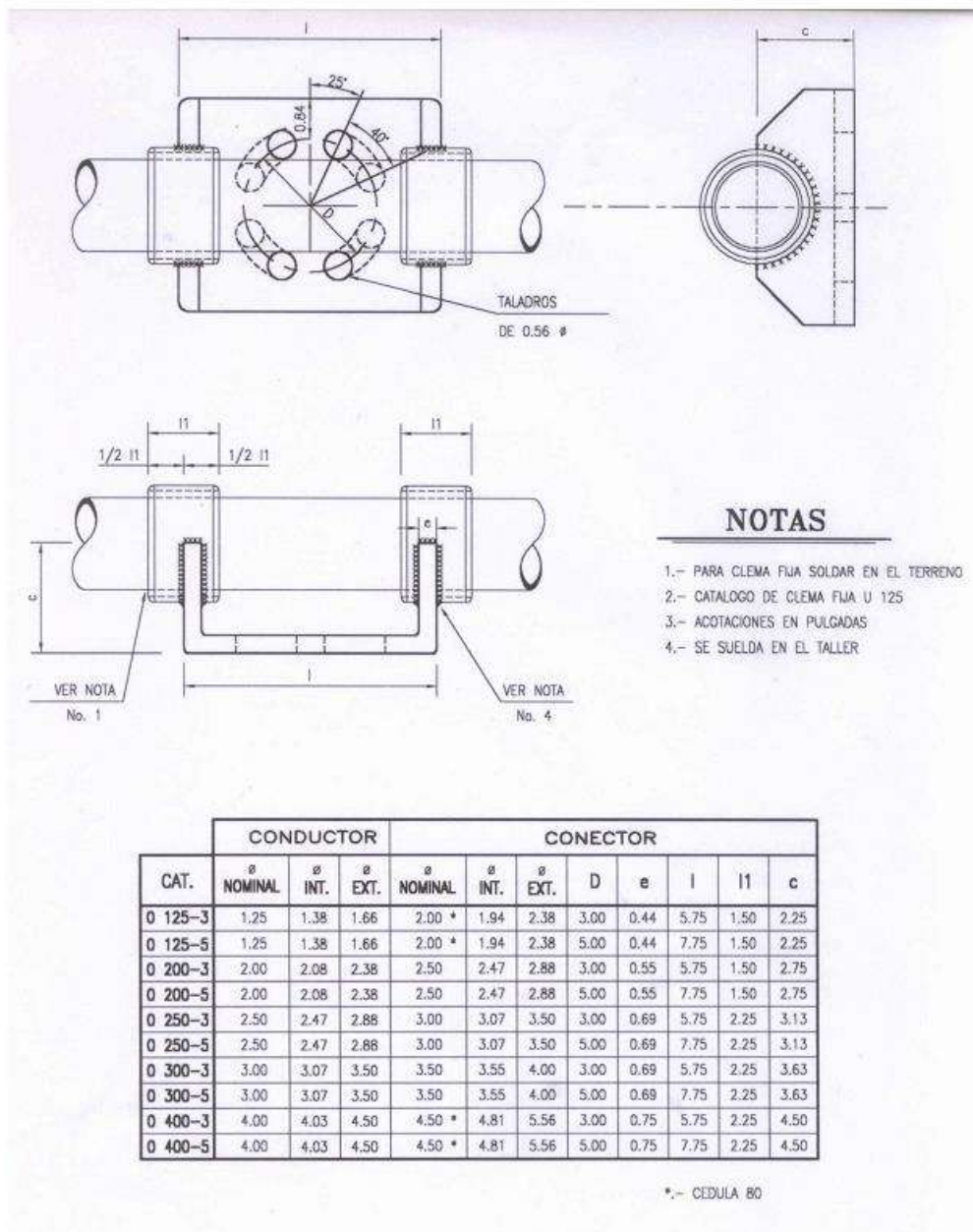
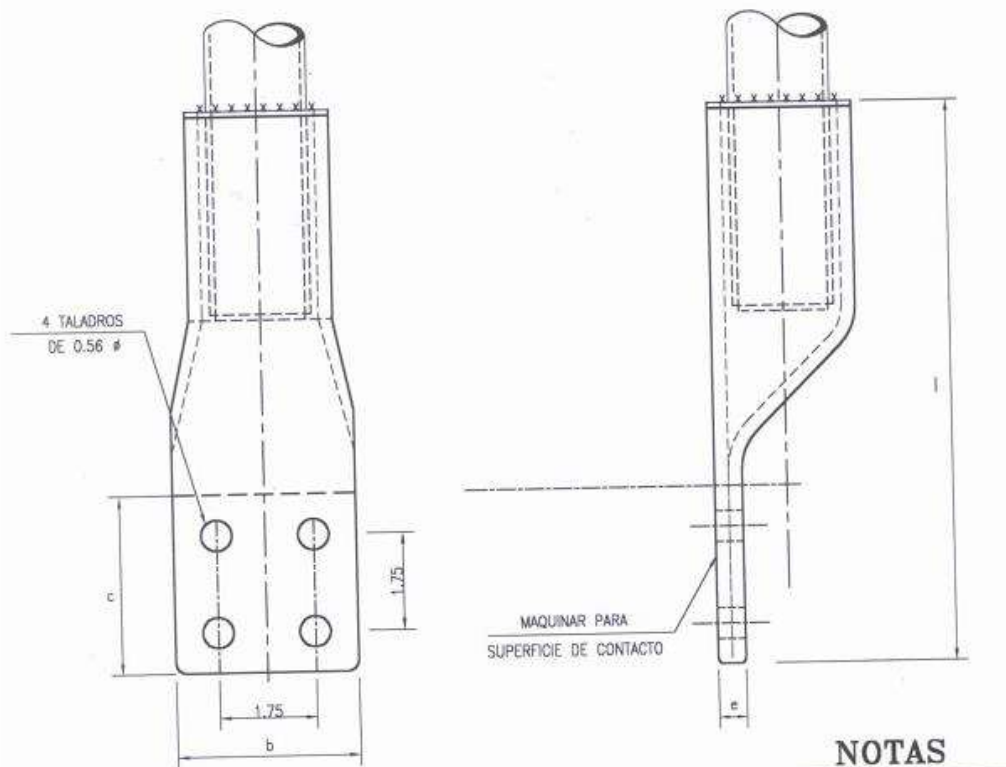


Figura 4.1: Clema fija o deslizante de aluminio



- NOTAS**
- 1.- CUATRO TALADROS NEMA
 - 2.- ACOT. EN PULGADAS
 - 3.- SE PREPARA EN EL TALLER
 - 4.- SE SUELDA EN EL TERRENO

CAT.	CONDUCTOR			CONECTOR						
	ϕ NOMINAL	ϕ INT.	ϕ EXT.	ϕ NOMINAL	ϕ INT.	ϕ EXT.	l	e	b	c
A 075	0.75	0.824	1.050	1.50	1.44	1.88	9	0.43	3	3
A 125	1.25	1.38	1.66	2.00 *	1.94	2.38	9	0.43	3	3
A 200	2.00	2.08	2.38	2.50	2.47	2.88	9	0.50	3	3
A 250	2.50	2.47	2.88	3.00	3.07	3.50	11	0.50	4.68	3
A 300	3.75	3.07	3.50	3.50	3.55	4.00	11	0.68	4.75	3
A 400	4.00	4.03	4.50	4.50	4.506	5.00	13	0.87	5.75	3

* CEDULA 80

Figura 4.2: Zapata de aluminio

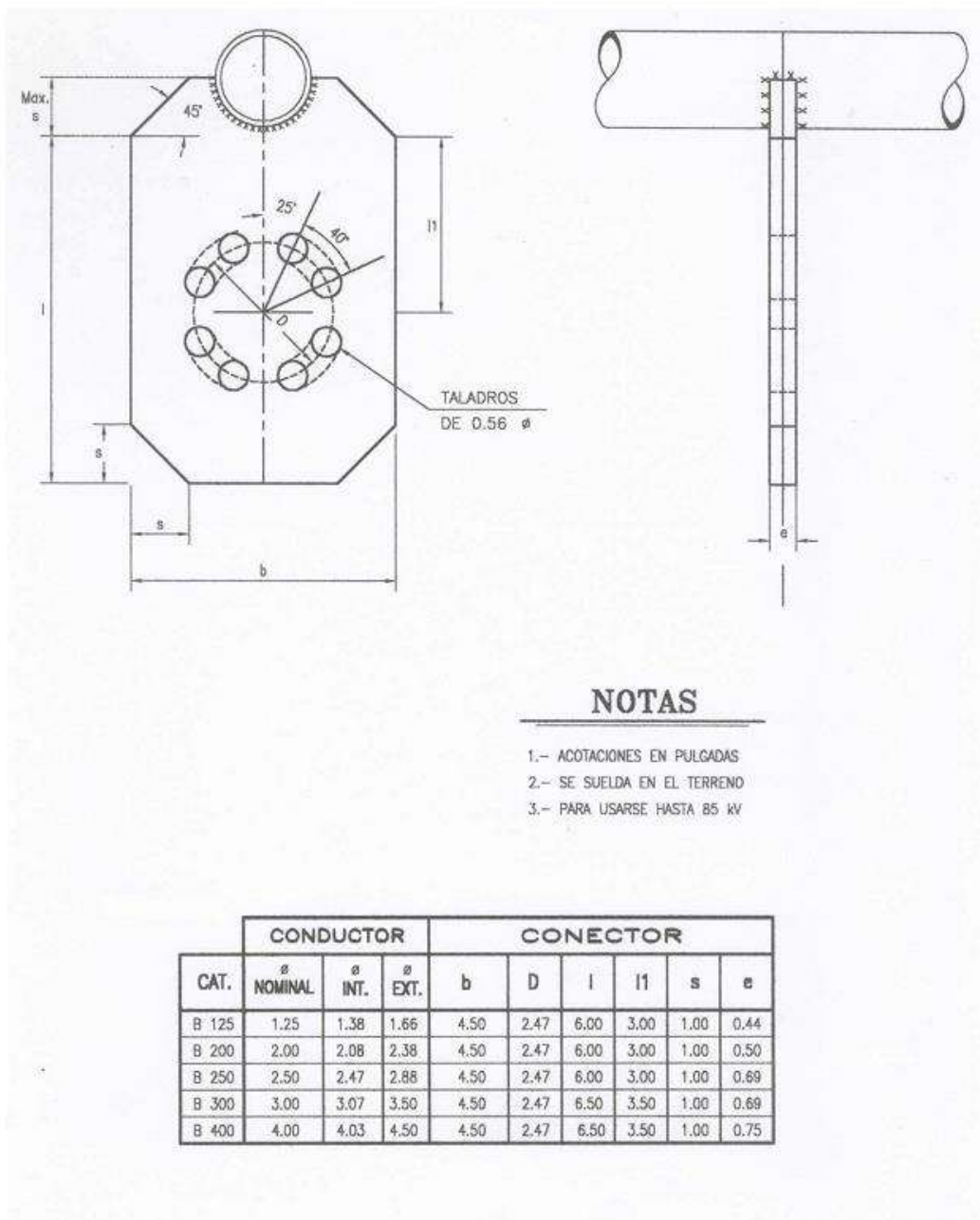


Figura 4.3: Conector T de aluminio (universal)

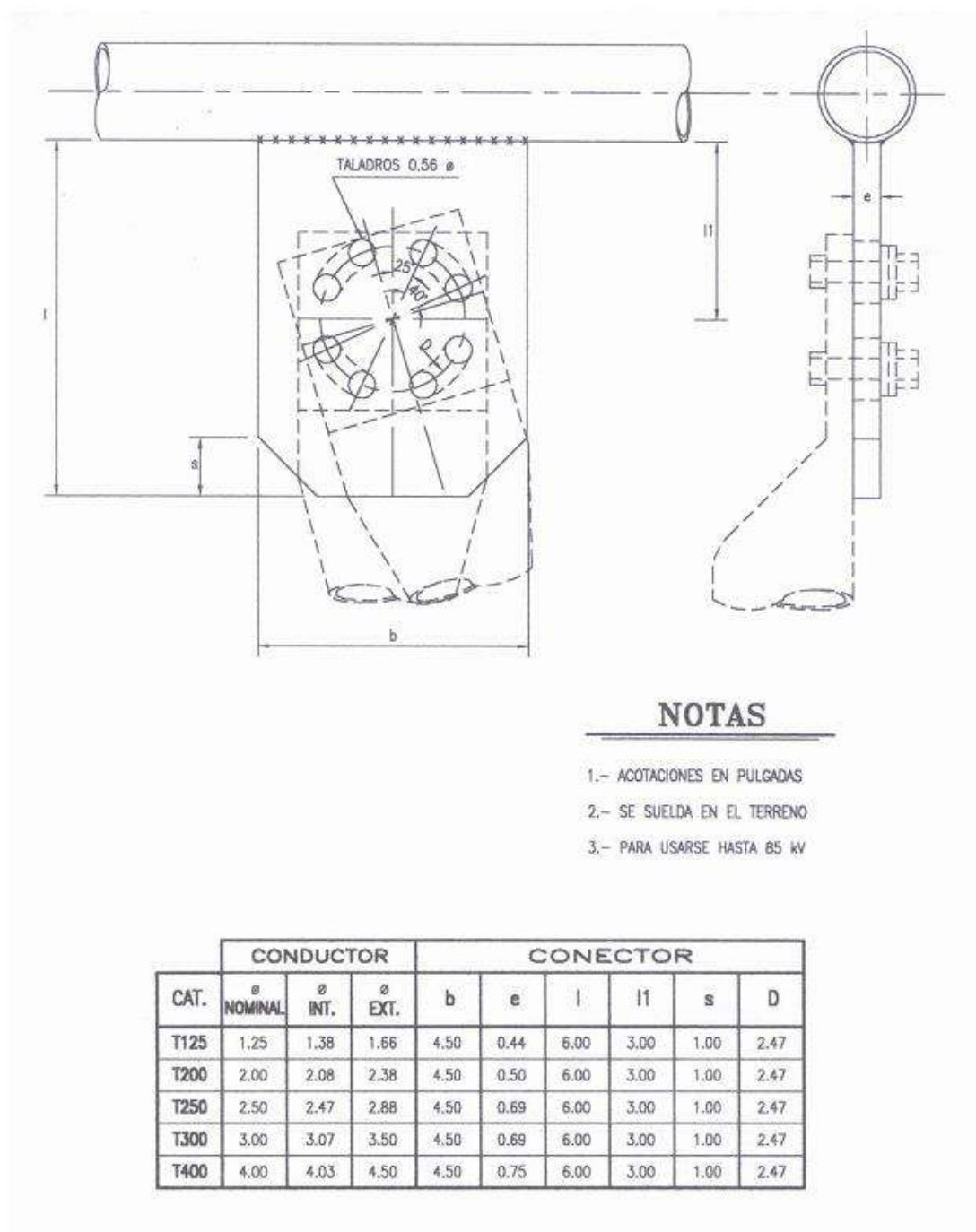
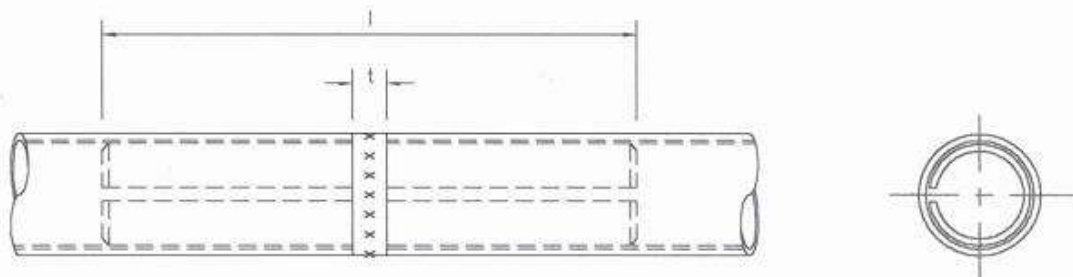


Figura 4.4: Conector T de aluminio (axial)



NOTAS

- 1.- PARA HACERSE EN EL TERRENO.
- 2.- ACOTACIONES EN PULGADAS

CAT.	CONDUCTOR			CONECTOR			l	t
	Ø NOMINAL	Ø INT.	Ø EXT.	Ø NOMINAL	Ø INT.	Ø EXT.		
S125	1.25	1.38	1.66	PARA FABRICAR EL CONECTOR, UTILIZAR EL MISMO CALIBRE DEL CONDUCTOR, RANURÁNDOLO COMO SE INDICA.	7.00	0.32		
S200	2.00	2.06	2.38		10.32	0.32		
S250	2.50	2.47	2.88		15.00	0.34		
S300	3.00	3.07	3.50		17.00	0.44		
S400	4.00	4.03	4.50		24.00	0.50		

Figura 4.5: Cople de aluminio

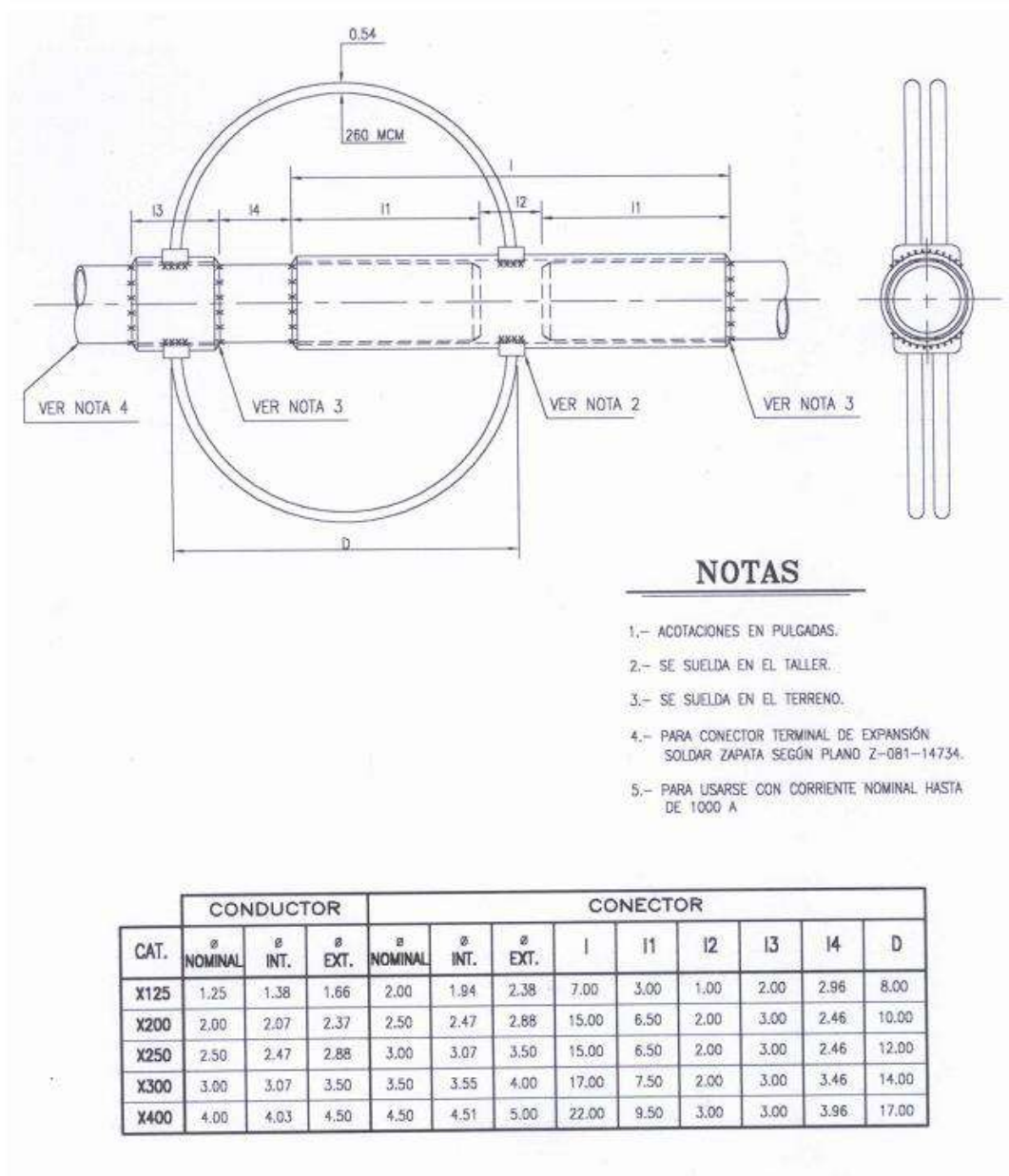


Figura 4.6: Cople de expansión (aluminio)

4.4. Aisladores para las barras colectoras

Los aisladores para las barras colectoras, son aquellos elementos que fijan las barras conductoras a la estructura y además proporcionan el nivel de aislamiento necesario [1].

4.4.1. Tipos de aisladores

La selección adecuada para determinado tipo de aislador, depende de varios factores como son: el tipo de barra que se usará, el nivel de aislamiento que se determine para el juego de barras, los esfuerzos a que esté sujeto, condiciones ambientales, etc [1].

Tipo	U s o
Conector "T"	Derivación en "T" de un tubo a otro tubo o de un tubo a un cable, o de cable a cable
Conector "T"	Derivación en "T" de un tubo a dos tubos formando un ángulo, de un tubo a dos cables, de un cable a otros dos o de tubo a solera
Coples	Unión recta de tubos, extremo con extremo, de tubo con cable, o de dos cables de tubo con solera, o de dos soleras
Reducción	Unión recta de tubos, extremo con extremo, que absorbe cualquier movimiento longitudinal de los tubos o de las soleras
Conector "T" en expansión	Derivación en "T" de un tubo a otro tubo que absorbe cualquier desplazamiento de los tubos en el sentido longitudinal y angular
Conectores a birlo de expansión	Unión recta o en ángulo de tubo o de solera a birlo roscado, que absorbe cualquier movimiento del tubo o del birlo
Terminal de expansión	Unión de tubo a placa que absorbe cualquier movimiento longitudinal del tubo
Clemas	Soportan los tubos y van montadas sobre los aisladores, pueden ser fijas o deslizantes. También se usan para fijar cables o soleras, ya sean estas últimas horizontales o verticales
Conectores a birlo rígido	Unión recta o en ángulo de tubo o solera, a birlo roscado

Tabla 4.7: Diferentes tipos de conectores atornillados de tubo a tubo, de tubo a cable y de cable a cable [1]

Los tres tipos de aisladores más utilizados son: los aisladores soporte, las cadenas de aisladores y los aisladores de tipo especial. Los diversos tipos de aisladores se usan para soportar barras rígidas como son los tubos y las soleras.

a) Aisladores soporte

El aislador está formado de una sola pieza y actúa como una columna mecánica. Sus principales ventajas son:

- Alta resistencia mecánica
- Alta rigidez
- Mayor estabilidad
- Ofrece una superficie mayor a la atmósfera contaminante
- Aunque se contamina más, es más fácil de limpiar ya sea por lluvia o por algún medio artificial.

También se usan solos o ensamblados uno sobre otro.

b) Aisladores de suspensión

Se usan para soportar los cables que se utilizan como barras. La selección del aislador adecuado, se hace de acuerdo con los esfuerzos mecánicos esperados. Se enlaza un aislador con otro formando una cadena hasta obtener el nivel de aislamiento deseado tal como se indica en la Tabla 4.8.

c) Aisladores especiales

Corresponde a todos los tipos de aisladores que tienen un diseño especial debido a las condiciones donde se van a instalar. Algunos de ellos son del tipo de aislamiento reforzado y se usan en los casos en los cuales las subestaciones están ubicadas en zonas con alto nivel de contaminación (polvo, humos químicos, humedad, etc.) [1].

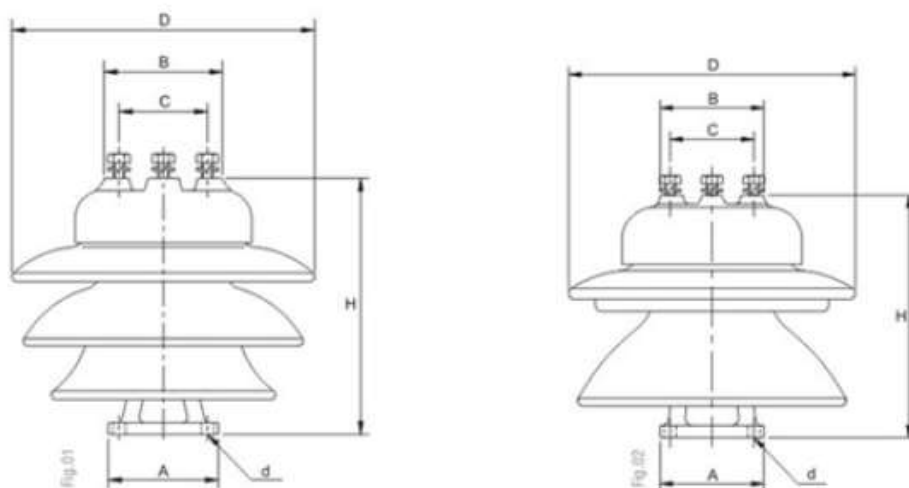
4.4.2. Materiales y características de los aisladores

Los materiales aislantes más usados son la porcelana y el vidrio templado, pero últimamente se están utilizando para ciertas aplicaciones los aisladores de material polimérico, básicamente del tipo hule silicón. Las principales características de los materiales aislantes usados son:

- a) Alta resistencia eléctrica
- b) Alta resistencia mecánica
- c) Estructura muy densa
- d) Cero absorción de humedad

Las cachuchas y alfileres de los aisladores están hechos de fundición de hierro maleable. La ventaja del hierro maleable es que elimina la oxidación y por lo tanto no es necesario su galvanización. La unión de los materiales aislantes y los metales se hace por medio de tratamientos especiales que aumentan la adherencia entre

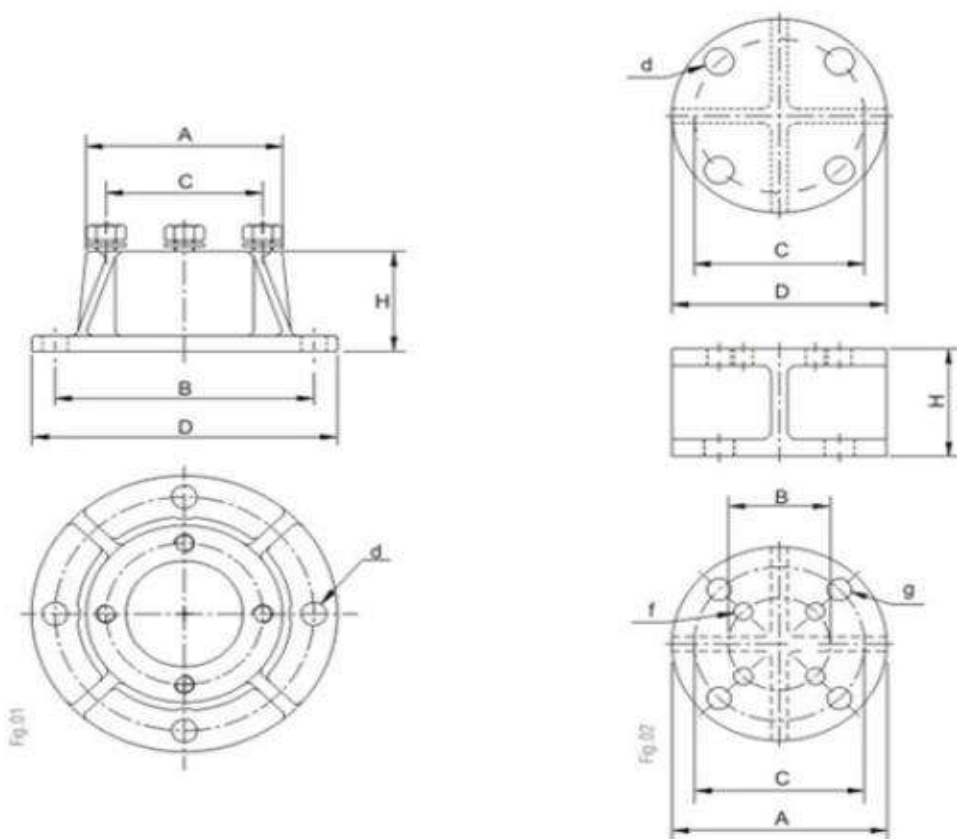
las superficies, por lo cual no se emplea ningún tipo de pegamento. Las características eléctricas y mecánicas de los aisladores para soporte de barras, se describen en las tablas siguientes [1].



	Referência nova	808.0401	808.1402	
	Referência antiga	23.460 Fig.01	23.470 Fig.02	
	Norma NBR 6882	PD-3200-200-B	PD-4500-200-B	
	Norma ANSI C29.8	TR-140	TR-141	
TENSÃO	Suportável de imp. atm. - a seco	kV	210	210
	Suportável de freq. ind. - sob chuva	kV	75	75
	Crítica de impulso atmosférico - positivo	kV	235	235
	Perfuração em frequência industrial	kV	215	215
	Aplicada do ensaio de RI	kV	22	22

	Máxima de RI		μV	100	100
CARGA	Ruptura à flexão no topo - fixação na base		kN	32,0	45,0
	Ruptura à flexão no topo - fixação no topo		kN	18,0	27,0
	Ruptura à compressão		kN	266,9	333,6
	Ruptura à tração		kN	88,9	111,2
	Ruptura à torção		kN.m	4,5	10,2
	Distância de escoamento		mm	840	840
	Altura	H	mm	368	368
DIÂMETRO	Nominal	D	mm	435	460
	Campânula	B	mm	158	158
	Círculo de furação - base / topo	C	mm	127	127
	Base	A	mm	158	158
	Furos da base	d	mm	18	18
	Rosca ISO x comprimento dos parafusos		mm	M12x25	M12x25
	Rosca UNC x comprimento dos parafusos		in	1/2x1	1/2x1
	Peso líquido por peça		kg	41,00	49,00

Tabla 4.8: Las características eléctricas y mecánicas de los aisladores para soporte de barras



Referência nova		6729 fig.01	6806 fig.01
Altura	H	mm 89	89
DIÂMETRO	Base	D	mm 248
	Topo	A	mm 160
	Círculo de furação	B	mm 210
	Círculo de furação	C	mm 127
	Furos da base	d	mm 18
	Furos do topo	f	mm ***
	Furos do topo	g	mm ***
	Rosca ISO x comprimento dos parafusos	mm	M16 x 35
	Rosca UNC x comprimento dos parafusos	in	5/8 x 1 3/8
	Peso líquido por peça	kg	7,20

Tabla 4.9: Dimensiones de los aisladores para soporte de barras

4.5. Parámetro de diseño de barras colectoras

Los parámetros considerados en el diseño de barras colectoras involucran una serie de variables relacionadas con los aspectos eléctricos, mecánicos y estructurales, los cuales determinan la factibilidad técnico-económica del diseño, así como las características propias de los materiales seleccionados para la construcción de las barras.

Estos parámetros relacionan la tensión de operación, la disposición física de la subestación con las necesidades de conducción de corriente, los factores secundarios tal como el efecto corona y la radiointerferencia, así como las condiciones climáticas de la instalación, las características propias de la red eléctrica y la rigidez de los componentes que permiten soportar las barras colectoras. A continuación, se describen estos elementos de diseño [10].

4.5.1. Ampacidad

La temperatura de los conductores que transportan corrientes de falla, se incrementa muy rápidamente y este exceso puede dañar el equipo asociado al transferirse el calor, así como provocar una oxidación mayor en los propios buses. Los límites de temperatura de las barras se consideran en tres aspectos fundamentales: en operación continua, cuando existe corto circuito y las limitaciones de los equipos de acuerdo con los límites permisibles de sus especificaciones.

La máxima corriente de falla de corto circuito que pueden soportar las barras, se determina de la siguiente expresión:

$$I_{cr} = K \times 10^6 \times A_r \sqrt{\frac{1}{t} \log_{10} \left[\frac{T_f - 20 + \frac{C}{G}}{T_i - 20 + \frac{C}{G}} \right]} \quad (4.1)$$

donde:

I_{cr} = corriente máxima de falla que las barras pueden soportar (A)

K = factor del material (2.232×10^{-4} para aluminio y 3.41×10^{-4} para cobre)

A_r = área de la sección transversal del conductor (mm^2)

t = tiempo de duración de la falla (s)

T_i = temperatura del conductor al inicio de la falla (°C)

T_f = temperatura del conductor al finalizar la falla (°C)

C = constante del material (15150 para aluminio y 25400 para cobre)

G = conductividad del material (%). La conductividad considerada para el aluminio es de 40 a 65% IACS y para el cobre de 95 a 100% IACS [10].

4.5.2. Efecto corona y radio influencia

El efecto corona es una descarga causada por el gradiente de voltaje manifestado en la superficie de un conductor que ioniza el aire circundante del conductor energizado, al exceder su rigidez dieléctrica.

Puede escucharse como un zumbido y es visible en la noche como un resplandor violeta. La radio influencia, es causada por el efecto corona; en la práctica, el efecto corona para el diseño de barras menores de 115 kV, no es un efecto prominente, sin embargo, la radio influencia se puede presentar a cualquier tensión por arqueo debido a deficientes conexiones entre las barras y el equipo asociado.

Para lograr evitar la influencia del efecto corona, es necesario que el máximo gradiente de tensión superficial de las barras (E_m), sea menor que el gradiente de tensión superficial permisible (E_0), el cual es función de la presión barométrica y la temperatura de operación del conductor y se define por la siguiente expresión:

$$E_0 = \delta g_0 \quad (4.2)$$

$$\delta = \frac{7.05b}{459+T} \quad (4.3)$$

donde:

E_0 = gradiente de tensión superficial permisible ($kVrms/cm$)

g_0 = gradiente de tensión superficial permisible para igual generación de radio influencia en conductores circulares, bajo condiciones normalizadas ($kVrms/cm$), de acuerdo con la Fig. 4.7

δ = factor de densidad del aire

b = presión atmosférica (cm de Hg)

T = temperatura (°F)

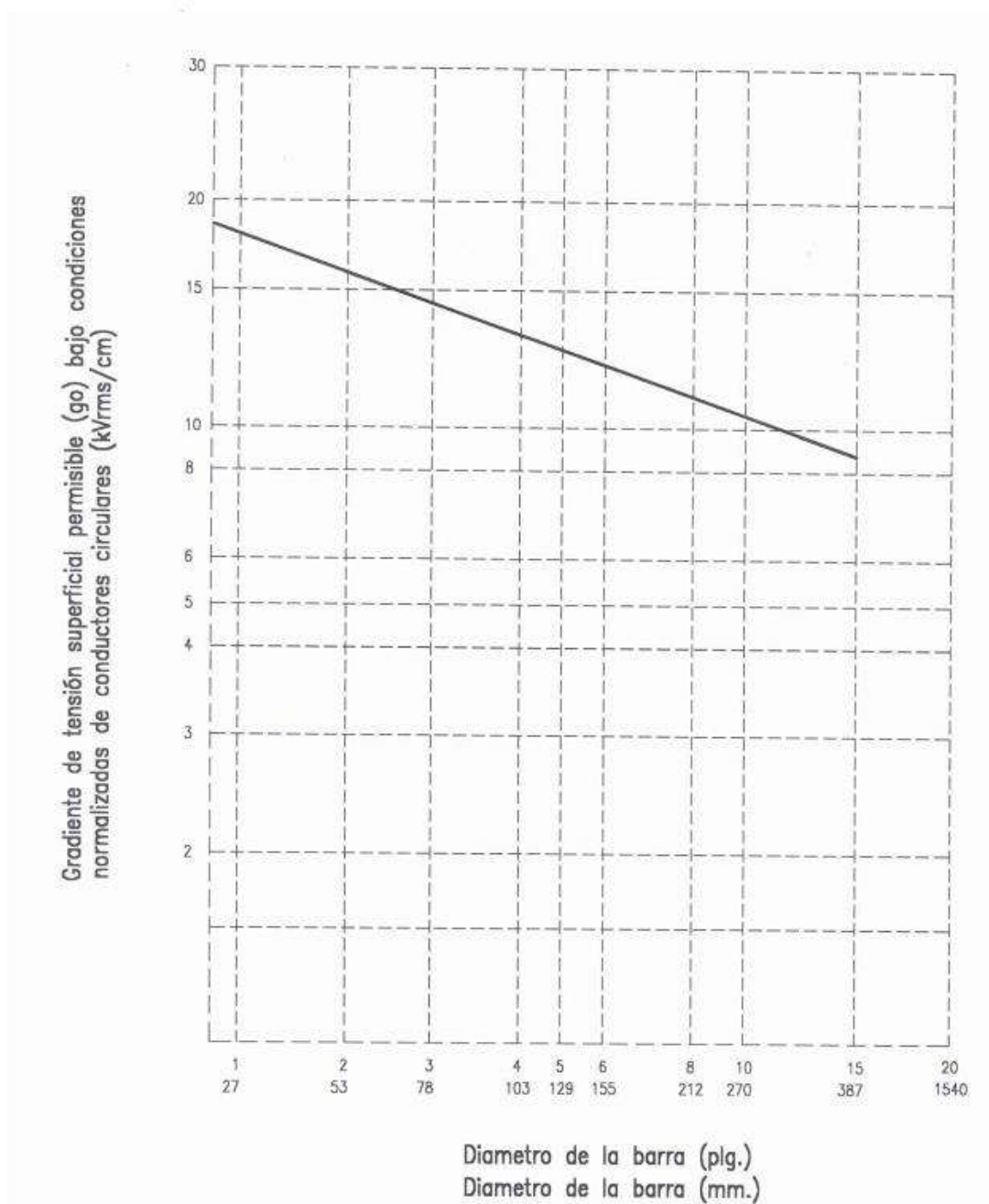


Figura 4.7: Gradiente de tensión superficial contra diámetro de la barra

El máximo gradiente de tensión superficial de las barras se puede determinar para un solo conductor o para un arreglo trifásico de las siguientes expresiones:

- Para un solo conductor

$$E_m = \frac{h}{h - \left(\frac{d}{2}\right)} \times E_a \quad (4.4)$$

$$E_a = \frac{2V_1}{d \times \ln\left(\frac{4h}{d}\right)} \quad (4.5)$$

- Para tres conductores (arreglo trifásico)

$$E_m = \frac{h_e}{h_e - \left(\frac{d}{2}\right)} \times E_a \quad (4.6)$$

$$E_a = \frac{2V_1}{d \times \ln\left(\frac{4h_e}{d}\right)} \quad (4.7)$$

$$h_e = \frac{h \times D}{\sqrt{4(h)^2 + (D)^2}} \quad (4.8)$$

donde:

E_m = gradiente de tensión superficial en el conductor (kV/cm)

E_a = gradiente promedio de tensión superficial en el conductor (kV/cm)

h = distancia del centro del conductor al plano de tierra (cm) (Fig. 4.8)

d = diámetro exterior del conductor individual (cm) (Fig. 4.8)

V_1 = 1.1 del voltaje nominal de línea a tierra (kV)

h_e = distancia equivalente desde el centro del conductor al plano de tierra para las tres fases (cm)

D = separación entre fases (cm)

Se debe lograr que E_m sea menor que E_0 para tener una operación satisfactoria [10].

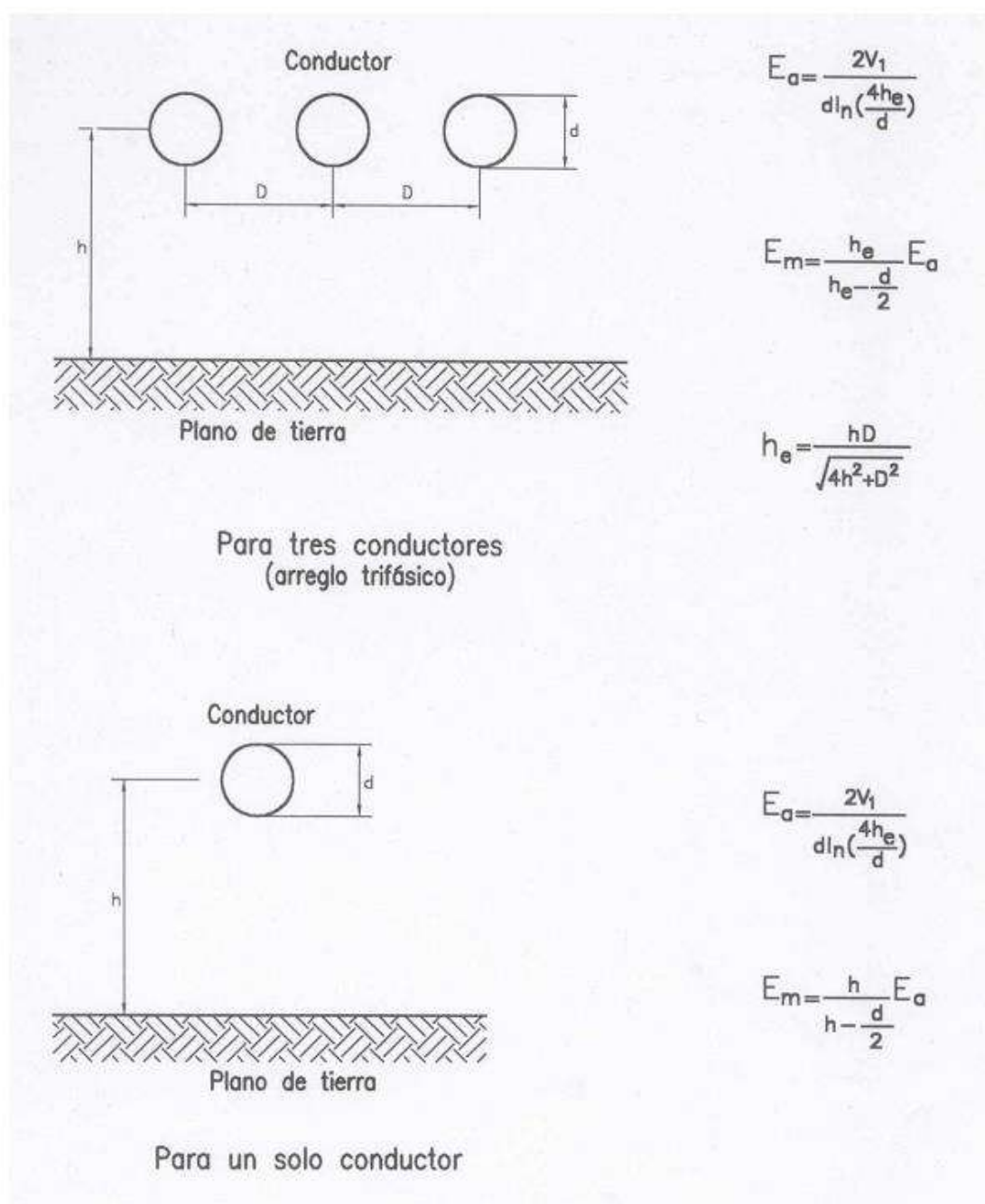


Figura 4.8: Máximo gradiente de tensión superficial de barras circulares

4.5.3. Vibración del conductor

Un tramo de conductor rígido soportado en dos extremos, tiene su propia frecuencia natural de vibración. Si un conductor es desplazado de su posición de equilibrio y después liberado, iniciará una vibración a su frecuencia natural. La magnitud de la

oscilación decaerá debido al amortiguamiento propio. Por otro lado, si el conductor se somete a una fuerza periódica cuya frecuencia es cercana a la natural del tramo de conductor, la barra puede continuar vibrando resonantemente, con una amplitud que se incrementará paulatinamente provocando probables daños a las barras por esfuerzo o fatiga.

La frecuencia natural de un tramo de conductor depende del tipo de soportes de las barras, de su masa, longitud del conductor soportado y de su propia rigidez. Esta frecuencia natural está determinada por la siguiente expresión [11]:

$$f_n = \frac{K^2}{20\pi L^2} \sqrt{\frac{EJ}{m}} \quad (4.9)$$

donde:

f_n = frecuencia natural de un tramo rígido de conductor (Hz)

$K = 1.00$ para dos terminales deslizantes

1.22 para una terminal fija y otra deslizante

1.51 para dos terminales fijas

L = longitud del tramo (m)

E = módulo de elasticidad del material del conductor (kV/m^2)

J = momento de inercia de la sección transversal del conductor (cm^4)

m = masa por unidad de longitud del conductor (k_g/m). De la Tabla 4.6 dividir el peso en k_g/m entre 9.81 para obtener la masa en N/m .

El viento puede provocar vibraciones en las barras, con frecuencias cercanas a la frecuencia natural del conductor. Cuando exista la posibilidad de que la frecuencia natural calculada del tramo de conductor sea mayor que la frecuencia del sistema, se deben cambiar las características de los tramos de barras y realizar un análisis dinámico que permita determinar los esfuerzos esperados.

Estas vibraciones eólicas pueden ocurrir cuando el viento de tipo laminar (constante sin turbulencia) impacta transversalmente los conductores de las barras, lo cual

puede causar fatiga en el conductor. Para vientos de 24 km/h como máximo, se debe considerar el efecto del flujo laminar sobre las barras.

La máxima frecuencia de la fuerza eólica para conductores cilíndricos, se calcula de la siguiente expresión:

$$f_v = \frac{5.15 \times V_L}{d} \quad (4.10)$$

donde:

f_v = máxima frecuencia de la fuerza eólica (Hz)

V_L = máxima velocidad del viento para flujo laminar (km/h)

d = diámetro exterior del conductor (cm)

Cuando el doble de la f_n calculada del tramo de barra, es mayor que la f_v , entonces la longitud del tramo de barra considerada, debe cambiarse o en su defecto reforzar el amortiguamiento, por ejemplo, instalando cables desnudos dentro de las barras del mismo material de estas [11].

4.5.4. Fuerzas gravitacionales sobre el conductor

Las fuerzas gravitacionales determinan la deflexión vertical de los conductores de las barras y son una componente de la fuerza total que el conductor debe soportar. Este tipo de fuerza se basa en el peso del conductor, los materiales de amortiguamiento, el peso del hielo y masas concentradas.

El peso del conductor por unidad de longitud F_C en N/m , se obtiene de las especificaciones de los materiales de las barras considerando sus dimensiones (Tabla 4.6). El mismo criterio debe aplicarse para obtener el peso de los materiales de amortiguamiento F_A que se consideran como masas concentradas.

El peso unitario del hielo sobre los conductores de barras circulares, se puede calcular con la siguiente expresión:

$$f_H = 2.815 r_1 (d + r_1) \quad (4.11)$$

donde:

f_H = peso unitario del hielo sobre el conductor (N/m)

r_1 = espesor radial del hielo (*cm*)

d = diámetro exterior del conductor (*cm*)

Las masas concentradas, tales como amortiguadores y accesorios de equipo, deben considerarse en la suma de fuerzas gravitacionales.

4.5.5. Fuerza del viento sobre el conductor

Las estructuras de las barras deben soportar las fuerzas mecánicas provocadas por el viento. La máxima fuerza debida al viento puede ocurrir durante condiciones extremas de viento sin hielo o condiciones altas de viento con hielo. En general, la máxima velocidad del viento con hielo, es menor que la velocidad extrema del viento. Los factores que afectan la fuerza del viento son: la velocidad y la ráfaga del viento, el espesor radial de hielo y el perfil, diámetro, altura y exposición del conductor al viento.

La fuerza uniforme por viento se obtiene de la siguiente expresión:

$$F_V = 4.7 \times 10^{-4} C_A K_Z G_R V^2 (1.15d + 2.3r_1) \quad (4.12)$$

donde:

F_V = fuerza uniforme por el viento sobre el conductor (*N/m*)

d = diámetro externo del conductor (*cm*)

r_1 = espesor radial del hielo (*cm*)

C_A = coeficiente de arrastre (Tabla 4.14)

K_Z = factor de exposición y altura

G_R = factor de ráfaga

V = velocidad de viento a 9.1 m o menor sobre el nivel de tierra (*km/h*)

La fuerza del viento ejercida sobre el conductor varía con el perfil del conductor, lo cual se refleja en el coeficiente de arrastre C_A . La Tabla 4.14 indica el valor de este coeficiente para varios perfiles de estructura.

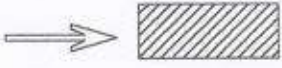

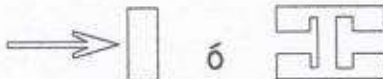



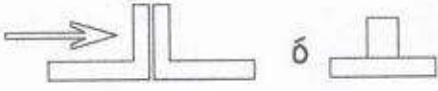
Perfil y dirección del viento	C_A
	2.03
	1.00
	2.00
	2.04
	2.00
	1.83
	1.99

Tabla 4.10: Coeficiente de arrastre para estructuras

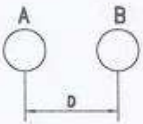
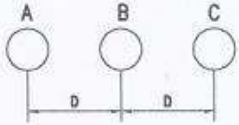
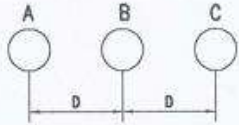
TIPO DE CORTO CIRCUITO	CONFIGURACION	FUERZA SOBRE EL CONDUCTOR	r
FASE A FASE		A δ B	1.00
TRIFÁSICO		B	0.866
TRIFÁSICO		A δ C	0.808

Tabla 4.11: Constante r para el cálculo de la fuerza de corriente de cortocircuito

El factor de exposición y altura K_z , toma el valor de 1.0 para alturas desde 0 a 9.1 m, considerando la velocidad de viento respectiva a 9.1 m de altura. Si la altura de la estructura excede los 9.1 m, este factor debe calcularse de acuerdo a lo señalado en la referencia [12].

El factor de ráfaga G_R , depende de lo expuesta que puede estar la subestación a los vientos. En zonas rodeadas de edificios altos o árboles, se considera un factor de 0.8; para zonas más abiertas, un factor de ráfaga de 0.85 es aceptable.

4.5.6. Fuerzas por corriente de corto circuito sobre el conductor

Los campos magnéticos producidos por corriente de corto circuito provocan fuerzas sobre las barras; estas, en conjunto con sus soportes deben ser lo suficientemente robustos para soportar dichas fuerzas.

Estas fuerzas de corto circuito dependen del espaciamiento entre conductores, de la magnitud, tipo y grado de asimetría de la corriente de corto circuito, así como del grado de la flexibilidad de los soportes.

Para calcular la fuerza entre conductores paralelos e infinitamente largos en una configuración plana, debido a la corriente asimétrica de corto circuito, se aplica la siguiente expresión:

$$F_{sc} = \frac{0.2 \times 10^{-4} \Gamma (2\sqrt{2} \times I_{sc})^2}{D} \quad (4.13)$$

donde:

F_{sc} = fuerza entre conductores paralelos (N/m)

I_{sc} = valor eficaz (rms) de la corriente simétrica de corto circuito (A)

D = espaciamiento entre centros de conductores paralelos (cm)

Γ = constante basada en el tipo de corto circuito y arreglo de conductores [10]
(Tabla 4.15)

En la Ec. (4.13) realmente el producto $2\sqrt{2}I_{sc}$ es la corriente pico de falla asimétrica y se considera que la falla se inicia cuando el voltaje es cero y por lo tanto la corriente pico de corto circuito es máxima, por lo cual se aplica un factor de decremento de dos que es alto. Asimismo, la magnitud de corriente de corto circuito eficaz simétrica de corto circuito I_{sc} no es igual para cada tipo de falla y depende de los parámetros del propio sistema, por lo que se puede considerar al valor eficaz de la corriente simétrica de corto circuito I_{sc} como el correspondiente al valor de la capacidad interruptiva de los equipos de desconexión de la subestación.

Considerando que la presencia de la impedancia del sistema provoca un decremento en la onda asimétrica para el primer medio ciclo de falla, es conveniente asumir un valor menor para el factor de decremento. El factor de decremento es función de la resistencia, reactancia del sistema y del tiempo de liberación de la falla y está definido por la siguiente expresión:

$$D_f = \sqrt{1 + \frac{T_a}{t_f} \left(1 - e^{-\frac{2t_f}{T_a}}\right)} \quad (4.14)$$

donde:

D_f = factor de decremento

t_f = tiempo de liberación de la falla (s)

T_a = constante de tiempo definida por la relación de la inductancia (L) entre la resistencia del sistema (R) a la frecuencia (f) del sistema (50 Hz) es decir:

$$D_f = T_a = \frac{L}{R} = \frac{X}{R} \frac{1}{2\pi f} \quad (4.15)$$

Utilizando un valor de factor de decremento de 1.6 para la corriente compensada, la Ec. (4.13) se transforma en:

$$F_{sc} = \frac{0.2 \times 10^{-4} \Gamma(1.6\sqrt{2} \times I_{sc})^2}{D} \quad (4.16)$$

La Ec. (4.16) proporciona la fuerza máxima para el primer medio ciclo de la falla, pero realmente la fuerza presente para la máxima deflexión del tramo de conductor, es menor debido a que:

- La mayoría del tramo de conductor no alcanza la máxima deflexión hasta después del primer cuarto de ciclo.
- Un decremento adicional de corriente ocurre cuando la falla continúa.

La combinación de ambos factores resulta en una deflexión menor que la deflexión causada por una fuerza en estado estable igual a la fuerza máxima en el primer cuarto de ciclo.

Por otra parte, las estructuras de montaje de barras tienen cierta flexibilidad y son capaces de absorber energía durante la falla, dependiendo del tipo de estructura y de su altura. La fuerza efectiva por corriente de corto circuito puede reducirse aplicando un factor K_f a la Ec. (4.16), por lo tanto:

$$F_{sc} = K_f \left[\frac{0.2 \times 10^{-4} \Gamma(1.6\sqrt{2} \times I_{sc})^2}{D} \right] \quad (4.17)$$

donde:

K_f = factor de flexibilidad de la estructura de montaje. En la Fig. 4.9 se indican

diversos valores, para estructuras de montajes monofásicos [10]. Para el caso de montajes trifásicos el valor es 1.0

En la sección siguiente, se describe la fuerza por corriente de corto circuito transmitida al sistema de soporte de barras.

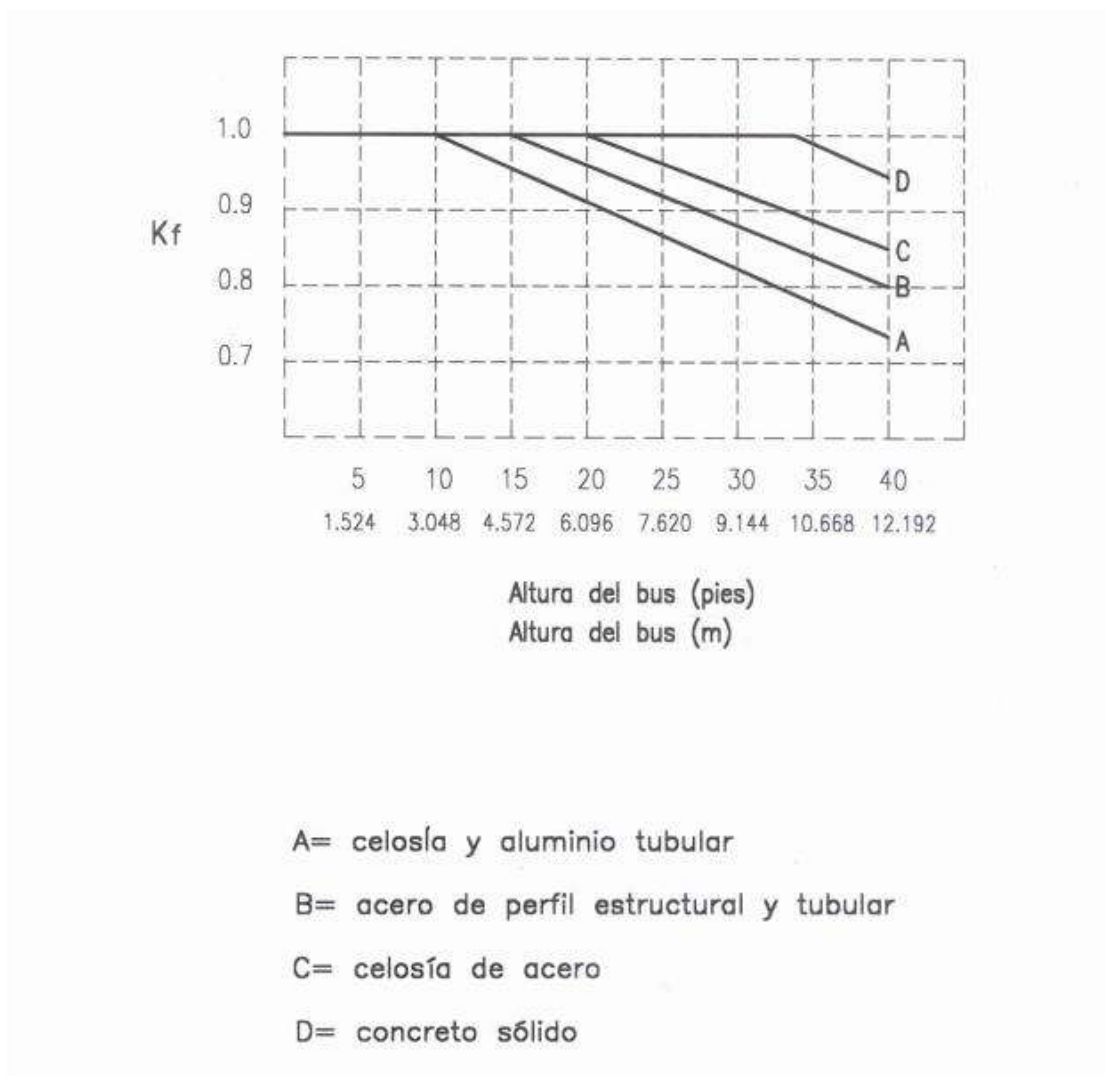


Figura 4.9: Constante Kf para diversos tipos de materiales

4.5.7. Rigidez del conductor

Cualquier tramo de barra debe tener la suficiente dureza y rigidez para soportar las fuerzas de gravedad, viento y corto circuito y mantener su integridad mecánica y eléctrica.

La máxima longitud permisible de un tramo de barra puede calcularse para un límite dado de deflexión vertical, la contribución de fuerza gravitacional y las condiciones de apoyo.

Los límites de deflexión vertical comúnmente se basan en la razón de la deflexión del conductor al tramo de longitud, en un rango desde 1/300 a 1/150. Las deflexiones verticales dependen de la fuerza gravitacional y el total de esta fuerza, es la suma de los pesos del conductor, hielo y materiales de amortiguamiento.

$$F_G = F_C + F_H + F_A \quad (4.18)$$

donde:

F_C = fuerza gravitacional total (N/m)

F_C = peso unitario del conductor (N/m)

F_A = peso unitario de los materiales de amortiguamiento (N/m)

F_H = peso unitario de hielo (N/m)

La deflexión de las barras se basa en las dimensiones del conductor y en la separación de sus apoyos. De acuerdo con los tipos de apoyo, se puede calcular el tramo de longitud permisible de conductor, considerando las siguientes probabilidades:

- a) Para un tramo con dos apoyos deslizantes (aplicado para una barra formada por un solo claro):

$$L_D = 2.154 \sqrt[3]{\frac{384EJY_B}{5F_G}} \quad (4.19)$$

- b) Para un tramo con dos apoyos fijos (aplicados en los claros intermedios de una barra):

$$L_D = 2.154 \sqrt[3]{\frac{384EJY_B}{F_G}} \quad (4.20)$$

- c) Para un tramo con un apoyo deslizante y uno fijo (aplicado en el claro final de la barra):

$$L_D = 2.154 \sqrt[3]{\frac{185EJY_B}{F_G}} \quad (4.21)$$

donde:

L_D = tramo de longitud permisible (cm)

Y_B = deflexión permisible como una fracción del tramo de longitud: 1/300 a 1/150, que equivale a una deflexión de la longitud del tramo de 0.33% a 1% respectivamente

E = módulo de elasticidad (kPa o kN/m^2). Para el aluminio aleación 6063, su valor es 6.895×10^7 y para el cobre es de 11.03×10^7

J = momento de inercia de la sección transversal (cm^4). Ver la Tabla 4.6

F_G = peso unitario total de la barra (N/m)

Para tramos continuos de barra, de más de dos tramos, considerando que la máxima deflexión ocurre al final de cada uno de ellos, se puede aplicar la Ec. (4.21). Con objeto de determinar las longitudes de tramos adecuadas, es necesario considerar los esfuerzos máximos permisibles del material del conductor.

Los máximos esfuerzos de deflexión que un conductor soporta, son una función de la fuerza vectorial total sobre el conductor. La fuerza total unitaria sobre un conductor en configuración horizontal es:

$$F_{TH} = \sqrt{(F_V + F_{sc})^2 + (F_G)^2} \quad (4.22)$$

donde:

F_{TH} = fuerza total unitaria sobre un conductor en configuración horizontal (N/m)

F_V = fuerza unitaria del viento (N/m), de la Ec. (4.12)

F_{sc} = fuerza unitaria por corto circuito (N/m), de la Ec. (4.17)

F_G = peso unitario total de la barra (N/m), de la Ec. (4.18)

El ángulo de la F_{TH} horizontal es:

$$\theta_H = \tan^{-1} \left(\frac{F_G}{F_V + F_{SC}} \right) \quad (4.23)$$

La fuerza total unitaria sobre el conductor en configuración vertical es:

$$F_{TV} = \sqrt{(F_V)^2 + (F_G + F_{SC})^2} \quad (4.24)$$

El ángulo de la F_{TV} vertical es:

$$\theta_V = \tan^{-1} \left(\frac{F_G + F_{SC}}{F_V} \right) \quad (4.25)$$

Considerando la fuerza total unitaria se puede determinar el tramo de longitud permisible, considerando el máximo esfuerzo del material. Para los diferentes tipos de apoyos se puede calcular de las siguientes expresiones:

a) Para dos apoyos deslizantes

$$L_S = 3.16 \sqrt{\frac{8F_E S}{F_T}} \quad (4.26)$$

donde:

L_S = máxima longitud permisible (cm)

F_E = esfuerzo máximo permisible o resistencia a la tensión (kN/m^2). Ver la Tabla 4.6

S = módulo de sección (cm^2). Ver la Tabla 4.6

F_T = fuerza total (N/m), de la Ec. (4.24)

El máximo momento flexionante ocurre a la mitad del tramo

b) Para dos apoyos fijos

$$L_S = 3.16 \sqrt{\frac{12F_E S}{F_T}} \quad (4.27)$$

donde las variables se definieron en la Ec. (4.26)

c) Para un apoyo fijo y uno deslizante

$$L_S = 3.16 \sqrt{\frac{8F_E S}{F_T}} \quad (4.28)$$

donde las variables se definieron en la Ec. (4.26)

d) Tramos continuos de barra

Cuando se tienen tramos continuos (dos, tres o cuatro tramos), para calcular la máxima longitud permisible, se pueden utilizar las ecuaciones siguientes:

- Para dos tramos de barra

$$L_S = 3.16 \sqrt{\frac{8F_E S}{F_T}} \quad (4.28a)$$

donde las variables se definieron en la Ec. (4.26)

- Para tres tramos de barra

$$L_S = 3.16 \sqrt{\frac{10F_E S}{F_T}} \quad (4.28b)$$

donde las variables se definieron en la Ec. (4.26)

- Para cuatro tramos de barra

$$L_S = 3.16 \sqrt{\frac{28F_E S}{F_T}} \quad (4.28c)$$

donde las variables se definieron en la Ec. (4.26)

Para estas tres últimas ecuaciones, se debe considerar que la longitud máxima permisible está limitada por el máximo esfuerzo en el material, el cual ocurre en el segundo soporte del final de cada tramo. La Ec. (4.28c), se puede utilizar conservadoramente para más de cuatro tramos.

El máximo momento flexionante ocurre en el apoyo fijo del tramo y la máxima longitud del tramo permisible L_A , se selecciona de la que resulta menor de L_D y L_S de acuerdo a las Ecs. (4.19) a (4.28c).

4.5.8. Rigidez en aisladores

Debido a que las fuerzas sobre los conductores son transmitidas a los aisladores, la rigidez de estos debe evaluarse.

La fuerza en cantiléver en aisladores, es una función de la longitud del tramo del conductor soportado por los aisladores. Las fuerzas externas sobre las barras y los aisladores son:

- La fuerza por corriente de corto circuito
- La fuerza del viento
- Las fuerzas gravitacionales

La fuerza por corriente de corto circuito transmitida al sistema de soporte de barras puede calcularse de la siguiente expresión:

$$F_{SB} = L_E F_{SC} \quad (4.29)$$

donde:

F_{SB} = fuerza por corriente de corto circuito transmitida a los soportes (N)

L_E = longitud efectiva del tramo de barra (m), Tabla 4.16

F_{SC} = fuerza unitaria por corriente de corto circuito (N/m), de la Ec. (4.17)

La longitud efectiva del tramo de barra depende del propio tramo y de las condiciones de los soportes de barras y puede obtenerse de la Tabla 4.16 para la condición particular del número de tramos y sus correspondientes soportes.

La fuerza del viento transmitida al sistema de soporte de las barras se calcula de la siguiente expresión:

$$F_{VB} = L_E F_V \quad (4.30)$$

donde:

F_{VB} = fuerza del viento transmitida a los soportes (N)

L_E = longitud efectiva del tramo de barra (m), Tabla 4.16

F_V = fuerza del viento sobre la barra (N/m), de la Ec. (4.12)

Configuración de las barras	Condiciones de los soportes de barras					Máxima longitud del tramo de barra (L_E)
	S_1	S_2	S_3	S_4	S_5	
Tramo sencillo	<i>D</i>	<i>D</i>				$(1/2)L$
Tramo sencillo	<i>D</i>	<i>F</i>				$(5/8)L$ (<i>Max en S_2</i>)
Tramo sencillo	<i>F</i>	<i>F</i>				$(1/2)L$
2 tramos continuos	<i>D</i>	<i>M</i>	<i>D</i>			$(5/4)L$ (<i>Max en S_2</i>)
2 tramos continuos	<i>D</i>	<i>F</i>	<i>F</i>			$(9/8)L$ (<i>Max en S_2</i>)
2 tramos continuos	<i>F</i>	<i>F</i>	<i>F</i>			L (<i>Max en S_2</i>)
3 tramos continuos	<i>D</i>	<i>M</i>	<i>M</i>	<i>D</i>		$(11/10)L$ (<i>Max en S_2</i>)
4 tramos continuos	<i>D</i>	<i>M</i>	<i>M</i>	<i>M</i>	<i>D</i>	$(32/28)L$ (<i>Max en S_2</i>)

donde:
 L = longitud del M tramo de barra considerando la misma, para dos ó más tramos
 L_E = máxima longitud efectiva del tramo de barra
D = para terminal deslizante
F = para terminal fija
M = para soporte a la mitad de un tramo continuo

Nota: Esta tabla se aplica solo a tramos de la misma longitud. El soporte a la mitad de un tramo continuo tiene únicamente fuerza de reacción y no momento ya que este existe en el punto de soporte. Para tramos continuos de más tramos de los mostrados en la tabla, usar la ecuación para cuatro tramos para las mismas condiciones en los extremos.

Tabla 4.12: Máxima longitud efectiva del tramo de barra L_E soportada por aisladores para diversas configuraciones de barras [10]

La fuerza del viento actuando sobre el centro de un aislador se puede calcular de:

$$F_{VA} = 4.731 \times 10^{-6} C_A K_Z G_R V^2 (D_A + 2r_1) H_A \quad (4.31)$$

donde:

F_{VA} = fuerza del viento actuando sobre el centro de un aislador (N)

H_A = altura del aislador (cm). Ver la Fig. 4.10

D_A = diámetro efectivo del aislador (cm)

r_1 , C_A , K_Z , G_R y V se definieron en la Ec. (4.12)

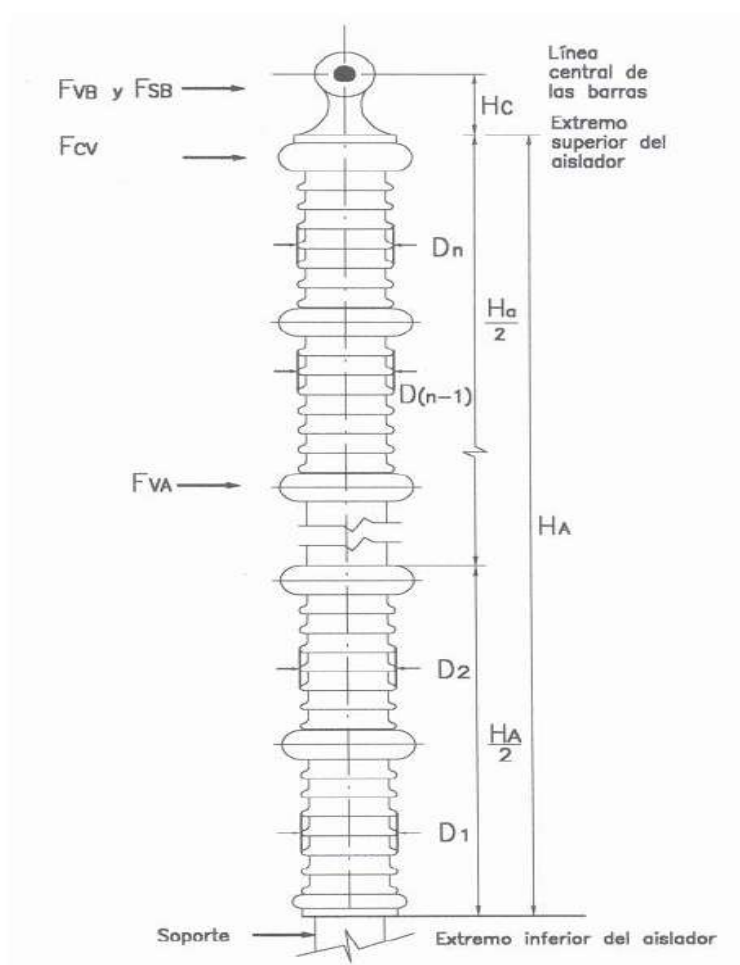


Figura 4.10: Fuerzas en un aislador con montaje vertical

El diámetro efectivo en aisladores donde no se conserva un diámetro constante, puede calcularse con la siguiente expresión que promedia los diversos diámetros:

$$D = \frac{D_1 + D_2 + \dots + D_n}{n} \quad (4.32)$$

donde:

D_1, D_2, \dots, D_n = diámetros exteriores de cada subensamble para la 1ª, 2ª y enésima sección del aislador (Ver la Fig. 4.10)

Cuando el aislador tiene un diámetro uniforme, la fuerza F_{VA} actúa sobre el centro del mismo (Fig. 4.10).

En algunas configuraciones de estructuras de barras, el aislador puede estar sujeto a fuerzas gravitacionales en cantiléver, las que deben sumarse a las fuerzas anteriormente analizadas. Estas fuerzas se deben principalmente al total de las masas actuando sobre el aislador y pueden determinarse de la siguiente expresión:

$$F_{GC} = L_E (F_G + F_{AI}) \quad (4.33)$$

donde:

F_{GC} = peso efectivo de la barra transmitida a los soportes (N)

L_E = longitud efectiva del tramo de barra (m) , Tabla 4.16

F_G = peso total unitario de la barra (N/m)

F_{AI} = peso total unitario del aislador solo incluir para colocación en cantiléver (N/m)

La carga total sobre un aislador montado verticalmente y que soporta barras horizontales, es la suma de las fuerzas en cantiléver actuando sobre el aislador, multiplicadas por los factores de sobrecarga.

La carga total para un aislador montado verticalmente y que soporta barras horizontales (Fig. 4.10), puede calcularse de la siguiente ecuación:

$$F_{CV} = K_1 \left[\frac{F_{VA}}{2} + \frac{(H_A + H_C)F_{VB}}{H_A} \right] + K_2 \left[\frac{(H_A + H_C)F_{SB}}{H_A} \right] \quad (4.34)$$

donde:

F_{CV} = carga total que actúa en el aislador con montaje vertical (N)

F_{VA} = fuerza del viento sobre el aislador (N), de la Ec. (4.31)

F_{SB} = fuerza transmitida al sistema de soporte de barras por la corriente de corto circuito (N), de la Ec. (4.29)

F_{VB} = fuerza del viento sobre la barra transmitida al sistema de soporte (N), de la Ec. (4.30)

H_A = altura del aislador (cm)

H_C = altura sobre el aislador al centro de la barra (cm)

K_1 = factor de sobrecarga aplicado a la fuerza del viento

K_2 = factor de sobrecarga aplicado a las fuerzas de corriente de corto circuito

La carga total en cantiléver sobre un aislador montado horizontalmente y que a su vez soporta barras horizontales (Fig. 4.11), se puede calcular de la siguiente expresión:

$$F_{CH} = K_3 \left[\frac{F_{AP}}{2} + \frac{(H_A + H_C)F_{GC}}{H_A} \right] + K_2 \left[\frac{(H_A + H_C)F_{SB}}{H_A} \right] \quad (4.35)$$

donde:

F_{CH} = carga total que actúa en el aislador con montaje vertical (N)

F_{AP} = peso del aislador (N)

F_{SB} = fuerza transmitida al sistema de soporte de barras por la corriente de corto circuito (N), de la Ec. (4.29)

F_{GC} = peso efectivo de la barra transmitida a los soportes (N), de la Ec. (4.33)

H_A = altura del aislador (cm)

H_C = altura sobre el aislador al centro de la barra (cm)

K_2 = factor de sobrecarga aplicado a las fuerzas de corriente de corto circuito

K_3 = factor de sobrecarga aplicado a las fuerzas gravitacionales

Un valor conservador de 2.5 se recomienda por los fabricantes de aisladores, para los factores K_1 y K_3 .

Debido a que la estructura de montaje de los aisladores, tiene cierta flexibilidad, esto permite absorber energía durante la falla, de tal manera que el valor del factor de sobrecarga K_2 (fuerzas debidas a la corriente de falla) se puede considerar por lo general 1.0 y está relacionado con la frecuencia natural del aislador, el peso efectivo del tramo de conductor y la combinación de la estructura de montaje con el propio aislador.

Para el caso de esfuerzos extremos, cuando se realiza un estudio dinámico, se puede usar 2.5 como factor de sobrecarga K_2 .

4.5.9. Expansión térmica

Cuando la temperatura de una barra cambia, existe un correspondiente cambio en su longitud. Este cambio de longitud puede calcularse como:

$$\Delta L = \frac{\alpha L_i (T_f - T_i)}{1 + \alpha T_i} \quad (4.36)$$

donde:

ΔL = cambio en la longitud del tramo de conductor (m)

α = coeficiente de expansión térmica ($1/^\circ\text{C}$), 1.66×10^{-5} para cobre, 2.31×10^{-5} para aluminio.

T_i = temperatura inicial de la instalación ($^\circ\text{C}$)

T_f = temperatura final ($^\circ\text{C}$)

L_i = longitud del tramo a la temperatura inicial (m)

Cuando los apoyos del conductor son fijos y la temperatura cambia, resultan fuerzas de contracción o expansión las cuales son independientes de la longitud del tramo del conductor. Para absorber los esfuerzos térmicos en las barras colectoras y evitar daños en las boquillas y en los aisladores, se recomienda instalar juntas de expansión en las barras que llegan al equipo de potencia y clemas deslizantes para soportar los tubos sobre los aisladores.

CAPÍTULO 5

5.1. EVALUACIÓN ECONÓMICA

5.1.1. Flujo de Caja o efectivo

En finanzas se entiende por flujo de caja (en inglés cash flow) los flujos de entradas y salidas de caja o efectivo, en un período dado. El flujo de caja es la acumulación neta de activos líquidos en un periodo determinado y, por lo tanto, constituye un indicador importante de la liquidez de una empresa. El estudio de los flujos de caja dentro de una empresa puede ser utilizado para determinar:

Para analizar la viabilidad de proyectos de inversión, los flujos de fondos son la base de cálculo del valor actual neto y de la tasa interna de retorno. Para medir la rentabilidad o crecimiento de un negocio cuando se entienda que las normas contables no representan adecuadamente la realidad económica [13].

5.1.2. Valor Actual Neto (VAN)

El valor actual neto, también conocido como valor actualizado neto o valor presente neto (en inglés net present value), cuyo acrónimo es VAN (en inglés, NPV), es un procedimiento que permite calcular el valor presente de un determinado número de flujos de caja futuros, originados por una inversión. La metodología consiste en descontar al momento actual (es decir, actualizar mediante una tasa) todos los flujos de caja (en inglés cash-flow) futuros o en determinar la equivalencia en el tiempo 0 de los flujos de efectivo futuros que genera un proyecto y comparar esta equivalencia con el desembolso inicial. Cuando la equivalencia es mayor que el desembolso inicial, entonces, es recomendable que el proyecto sea aceptado, dicho de otra manera, si el VAN resulta positivo, el proyecto es rentable [14].

El VAN se puede calcular con la ecuación siguiente:

$$VAN = -I + \sum_1^n \frac{Ct}{(1-r)^t} \quad (5.1)$$

Donde:

I = Inversión del proyecto

Ct = Flujo de efectivo en el tiempo t

r = Tasa de descuento o interés

n = Periodo de análisis

5.1.3. Tasa interna de retorno (TIR)

La tasa interna de retorno o tasa interna de rentabilidad (TIR) de una inversión es la media geométrica de los rendimientos futuros esperados de dicha inversión, y que implica por cierto el supuesto de una oportunidad para "reinvertir". En términos simples, diversos autores la conceptualizan como la tasa de descuento con la que el valor actual neto o valor presente neto (VAN o VPN) es igual a cero [14].

La TIR puede utilizarse como indicador de la rentabilidad de un proyecto: a mayor TIR, mayor rentabilidad; así, se utiliza como uno de los criterios para decidir sobre la aceptación o rechazo de un proyecto de inversión. Para ello, la TIR se compara con una tasa mínima o tasa de corte, el coste de oportunidad de la inversión (si la inversión no tiene riesgo, el coste de oportunidad utilizado para comparar la TIR será la tasa de rentabilidad libre de riesgo). Si la tasa de rendimiento del proyecto - expresada por la TIR- supera la tasa de corte, se acepta la inversión; en caso contrario, se rechaza [15].

La TIR es obtenida con la siguiente expresión:

$$0 = -I + \sum_1^n \frac{Ct}{(1-TIR)^t} \quad (5.2)$$

Donde:

TIR= Tasa interna de retorno

Las demás variables se definieron en la Ec. (5.1)

III. RESUMEN EJECUTIVO

CAPITULO 6

6.1. Descripción del trabajo

En el presente trabajo se realizó el estudio técnico y económico para la reconfiguración del patio de 220 kV de la Estación San Estanislao de la ANDE con la elección de la opción más favorable para mejorar confiabilidad, disponibilidad para el mantenimiento y condiciones de seguridad para el personal de operación.

6.1.1. Métodos y técnicas utilizadas

6.1.1.1. Tipo de investigación

Este trabajo corresponde al desarrollo de una investigación aplicada desde el punto de vista del objeto de estudio y según la extensión del estudio es una investigación de caso.

6.1.1.2. Técnicas e instrumentos de recolección de datos

Para la recolección de datos se realizó una observación directa de la instalación y la posterior encuesta a los encargados. La técnica de observación fue de modalidad no estructurada y tuvo como instrumento el registro descriptivo. Mientras que la encuesta fue de carácter oral, con el cuestionario como instrumento principal.

6.1.1.3. Métodos y análisis de datos

El método y análisis de datos fueron tanto cuantitativos como cualitativos por la necesidad del proyecto.

6.1.1.4. Fases metodológicas

Durante el desarrollo del proyecto de fin de grado se realizaron las siguientes fases de actuación:

Fase I: Relevamiento y análisis de datos

Primeramente, se procedió al relevamiento de datos en las Estación San Estanislao de las condiciones actuales, clasificando y agrupando los componentes, para facilitar la reutilización en la reconfiguración (interruptores, seccionadores, unidades de control, etc.), esta fase se realizó con la observación directa de los componentes en el lugar y con una encuesta oral a los encargados.

Fase II: Análisis y comparación técnica de alternativas

Para el análisis técnico se tuvieron en cuenta las exigencias para lograr los objetivos planteados, la comparación se realizó entre varias alternativas, con el propósito de determinar factores para la selección, como el índice de confiabilidad, disposición de los equipos, el desempeño desde el punto de vista operacional entre otros.

Otro factor importante en este punto del desarrollo del trabajo es la utilización de los componentes existentes, y la continuidad del servicio de energía eléctrica a nivel de 220 kV.

Fase III: Preselección y ensayo de configuración de barras

Durante esta etapa se procedió a una preselección de las opciones de configuración de barra en 220 kV más favorable a la condición actual de la Estación, para lo cual fue diseñándose el posible circuito de cada alternativa para el ensayo. Con el ensayo de situaciones problemáticas pudo confirmarse la solución del problema planteado antes de pasar a la siguiente fase.

Fase IV: Diseño del circuito definitivo y elaboración de cálculos de dimensionamiento.

El diseño del circuito se realizó desde el inicio de la preselección para tener en cuenta todos los factores involucrados. También fue necesario conocer los componentes para la realización de los cálculos correspondientes para el dimensionamiento. Por último, en esta fase procedió al diseño definitivo con los componentes dimensionados del circuito de la configuración de conexión de barras en 220 kV y su ubicación física en el patio de 220 kV.

En esta fase también se elaboró una lista de componentes a utilizar para la reconfiguración.

Fase V: Evaluación económica

La última fase fue la evaluación económica con el fin hallar el costo total estimativo para la configuración de barras en 220 kV seleccionada, teniendo en cuenta todos sus componentes, las existentes y los nuevos componentes que serán adquiridos.

6.2. Justificación

La importancia de la energía eléctrica en la vida de las personas es indiscutible, sería imposible imaginar el mundo sin ella y con el paso del tiempo se ha vuelto un factor indispensable para el desarrollo tanto en la vida cotidiana como para la industria. La ANDE es la empresa encargada de proveer energía eléctrica a casi la totalidad de los usuarios del país, en este caso particular los departamentos de San Pedro, Concepción, Amambay, y toda la región occidental, aproximadamente con unos 175.000 usuarios es abastecida con una sola línea de alta tensión a 220 kV radialmente alimentada desde la ES-CYO.

Teniendo en cuenta que la única vía de suministro de energía a la zona mencionada es radial, la Estación se convierte en un componente vital para un alto grado de confiabilidad, y por ende debe reunir condiciones operativas favorables para los operadores de la Estación para los diferentes trabajos realizados tanto de mantenimientos como de maniobra.

Con las mejoras en la configuración de conexión de barras en 220 kV se podrá contar con alternativas técnicas operacionales para facilitar cualquier trabajo en la Estación ya sean de mantenimiento preventivo o correctivo o simplemente para cumplir con los requerimientos del sistema de transmisión de energía de la ANDE a la hora de realizar las maniobras en el patio de 220 kV, sin incurrir a los fuera de servicio ni condiciones de operación peligrosas para el personal de operaciones en este nivel de tensión.

6.3. Finalidad del proyecto

Con el presente trabajo se pretende mejorar la disponibilidad de los equipos del patio de maniobras en 220 kV, facilitando de esta manera su liberación para mantenimientos.

Del mismo modo se espera una mejora de la confiabilidad del local, ofreciendo al personal de operaciones del sistema mayores alternativas en situaciones de emergencias, como casos de averías de equipos, sin afectar la continuidad del servicio.

6.4. Metas

Se busca encontrar una alternativa de configuración de barras en 220 kV que sea técnicamente viable, que en términos económicos al menos tenga una Tasa interna de Retorno de al menos el doble de la tasa activa bancaria del mercado, el cual según el BCP al momento de elaborar este PFG es del 9%, inclusive en el peor de los escenarios simulado con un análisis de sensibilidad.

6.5. Objetivos

6.5.1. Objetivo General

Diseñar la reconfiguración de conexión de Barras en 220 kV de la estación San Estanislao de la ANDE.

6.5.2. Objetivos Específicos

- Analizar técnicamente configuraciones de conexión de barras para Estaciones eléctricas.
- Seleccionar y ensayar el funcionamiento de la configuración de conexión de barras en 220 kV que se ajusten a las exigencias del proyecto.
- Realizar los cálculos para el dimensionamiento de los componentes.
- Adaptar la nueva configuración a la existente sin cortes en el servicio al usuario.
- Evaluar económicamente la reconfiguración de conexión de barras en 220 kV.

6.6. Beneficiarios

Con el presente proyecto se beneficiará la población de toda la zona norte del país y el chaco, al contar con una estación más confiable, con menos cortes en el suministro de la energía eléctrica, y de esta manera el beneficio directo a la empresa por no contar con fuera de servicio. Por otro lado, al contar con mejores condiciones operativas el personal encargado de operar dicha estación también tendrá mayor seguridad laboral y facilidades para realizar cualquier maniobra.

6.7. Producto

La reconfiguración de conexión de barras de la Estación San Estanislao (ES-SES) de la ANDE.

6.8. Localización física y cobertura espacial

La Estación San Estanislao de la ANDE (ES-SES) está ubicada en el departamento de San Pedro, compañía Tacuara de la ciudad de San Estanislao; de donde proviene su nombre, distante a 151 km de la capital del país. En las siguientes imágenes pueden apreciarse su ubicación física.

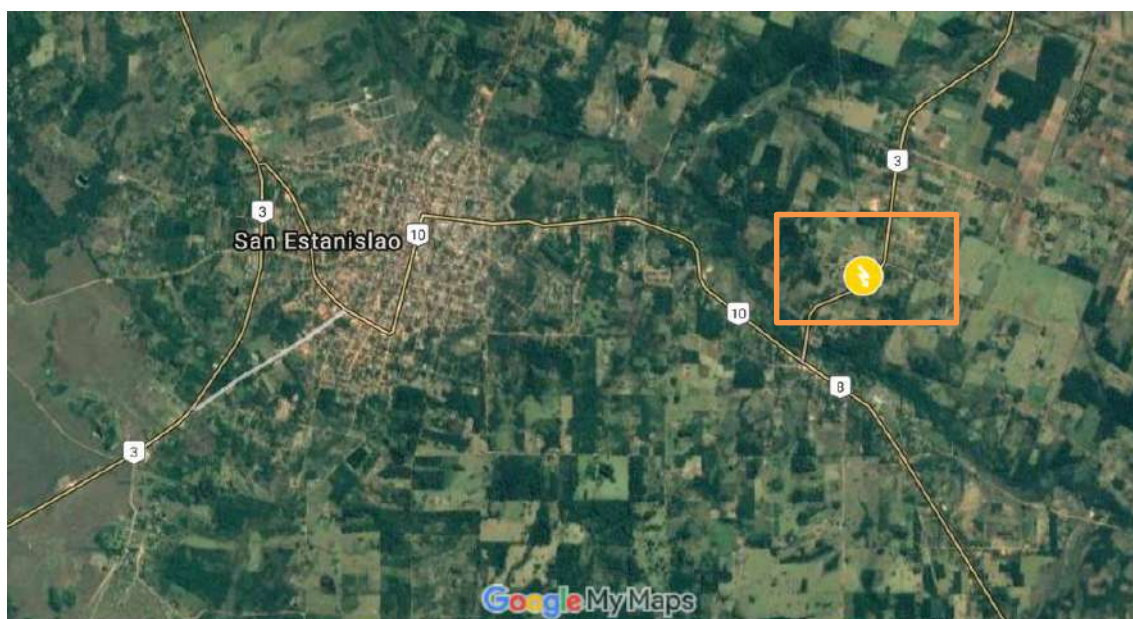


Figura 6.1: Vista satelital de la Estación SES



Figura 6.2: Vista satelital ampliada de la Estación SES

La cobertura espacial abarca los departamentos de San Pedro, Concepción Amambay y toda la región Occidental del país.

6.9. Especificaciones de actividades y tareas realizadas

- Recolección de datos para conocer el estado actual de la Estación
- Análisis de datos recolectados
- Estudio y comparación de alternativas de conexión de barras disponibles
- Preselección de Configuraciones de conexión de barras según criterios específicos
- Comparación de alternativas preseleccionadas y estimación de porcentaje de confiabilidad
- Elección de la alternativa para la reconfiguración de barras en 220 kV
- Elaboración de los cálculos para el dimensionamiento y elaborar lista de materiales
- Diseño final de la configuración de conexión de barras
- Evaluación económica

6.10. Factibilidad técnica

Implementando la configuración de doble barra con doble interruptor técnicamente cumple con todos los objetivos planteados en el proyecto; comenzando por lograr el mejoramiento de la disponibilidad de equipos para mantenimiento, conjuntamente con la mejora de la confiabilidad de la Estación y conseguir mayor seguridad de la instalación para el personal de operaciones.

Los equipos necesarios para la modificación están disponibles en el mercado y cumplen técnicamente con todas las exigencias, poseen las mismas características que los equipos existentes en la estación actualmente.

La factibilidad técnica se cumple por contar con el espacio suficiente en el patio de maniobras en 220 kV, y la disponibilidad de profesionales técnicos capacitados para la realización de los trabajos.

6.11. Factibilidad económica

En la Figura 6.3 se puede apreciar el esquema de la configuración actual de la Estación San Estanislao (ES-SES), en él se pueden observar los interruptores y seccionadores y su conexionado a las barras principal y transferencia.

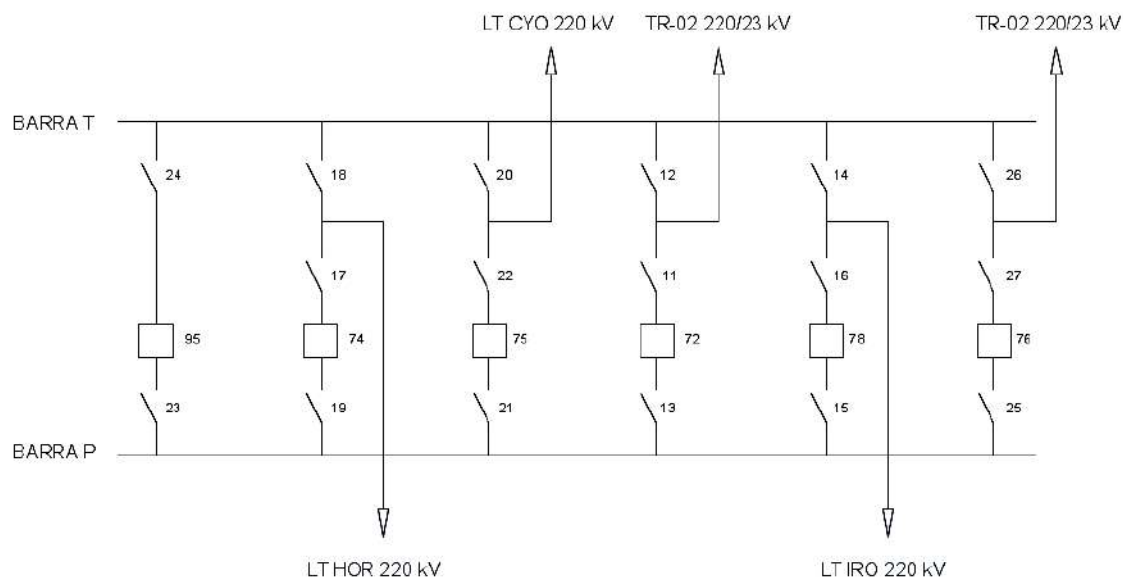


Figura 6.3: Configuración de barra principal y barra de transferencia

En el capítulo 7 se realizó el estudio técnico para la reconfiguración y posteriormente se seleccionó la configuración de doble barra con doble interruptor para el nuevo arreglo de barras en 220 kV y la disposición de equipos del patio de maniobras de la Estación, se observa esquemáticamente en la figura.

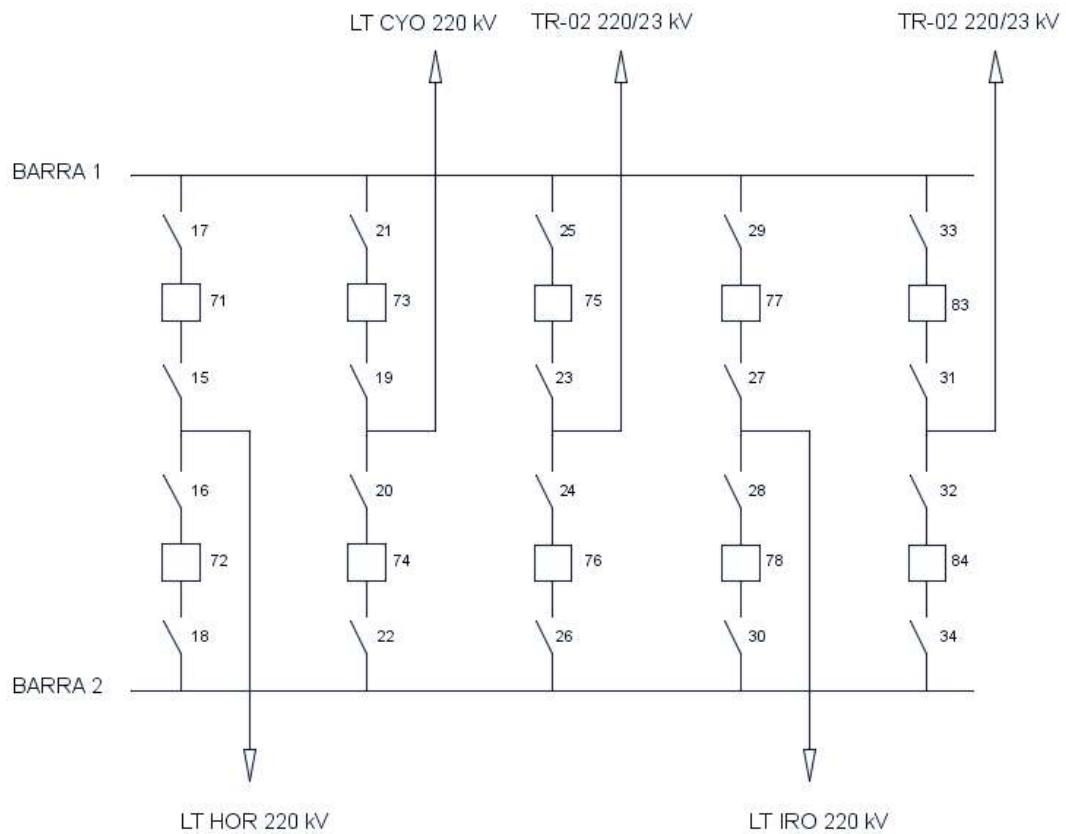


Figura 6.4: Configuración de barra principal y barra de transferencia

Para la reconfiguración fue necesaria la incorporación de nuevos equipos con sus respectivas fundaciones. A continuación, en la Tabla 6.2 se pueden apreciar la lista de equipos mencionados.

DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANT.
Interruptor de potencia trifásico para intemperie en SF6, 245kV, 1.250 A, 50Hz, 40kA, completo con todos sus accesorios, estructura soporte, dotación completa de SF6, incluyendo ensayos especificados.	Unidad	4
Seccionador tipo semipantógrafo de apertura vertical, 245kV, 1.250A, 40 kA, montaje vertical, con mando eléctrico tripolar, sin cuchilla de puesta a tierra, completo con todos sus accesorios, incluyendo ensayos especificados.	Unidad	5
Conjunto de Conectores y conductores de potencia, herrajes y accesorios para la interconexión de todos los equipos de potencia de 245 kV		
Interconexiones entre seccionadores e interruptores de potencia	Global	1
Conductor de cobre desnudo, blando, de 70 mm ² de sección, conexión de equipos a la malla de tierra de la subestación.	m	175
Conectores para la conexión por la malla de tierra de la Estación.	Unidad	25
Barras de 220 kV		
Montaje de barras rígidas de 220 kV; incluyendo la provisión y montaje de todos los materiales necesarios y todos los trabajos para la correcta terminación	Global	1
Desmontaje de barra existente de 220 kV; incluyendo estructuras de soporte, con posterior embalaje y transporte hasta el deposito	Global	1
Suministro de Cables		
Cable de Cobre aislado para control, multifilares de 4x4mm ²	m	1.500
Cable de Cobre aislado para control, multifilares de 2x4mm ²	m	500
Cable de Cobre aislado para control, multifilares de 4x2,5mm ²	m	500
Cable de Cobre aislado para control, multifilares de 7x2,5mm ²	m	1.500
Cable de Cobre aislado para control, multifilares de 12x2,5mm ²	m	1.500
Cable de Cobre de aislación simple de 2,5 mm ²	m	500
Cable de Cobre de aislación simple de 1 mm ²	m	400
Piezas de repuesto de aisladores		
Aislador tipo pedestal de 220 Kv	Unidad	20

Tabla 6.1: Lista de equipos necesarios

Para la evaluación económica se tuvo en cuenta el costo total de los equipos, costo de instalación y montaje, obras civiles y electromecánicas, del mismo modo, el costo por el desmontaje de los equipos existentes.

6.11.1. Beneficios

6.11.1.1. Continuidad del servicio durante mantenimientos

Con la reconfiguración se evitarán las pérdidas por cortes en el suministro durante

los mantenimientos de los equipos detallados en el apéndice A.2

En la Tabla 6.3 se puede observar la cantidad de cortes necesarios, el tiempo total para el mantenimiento, la potencia interrumpida, y el costo de cada kWhs de energía, el producto de todos ellos totaliza el monto de pérdidas y que se convierten en beneficios para la empresa con la reconfiguración.

PERDIDAS ECONÓMICAS POR FUERA DE SERVICIO						
Cantidad de cortes	Equipos	Tiempo fuera de servicio [h]	Potencia no suministrada [kW]	Guaranies por kWh	Total en guaranies	Total en USD
6	Seccionadores, Barra y TP	8	120.000	₡ 300	₡ 1.728.000.000	308.571,43 USD
TOTAL PERDIDAS					₡ 1.728.000.000	308.571,43 USD

Tabla 6.2: Perdidas por cortes en el suministro de energía eléctrica

6.11.2. Costos

En la siguiente tabla se puede valorar el costo total de los equipos de potencia, para la reconfiguración. Los detalles individuales se pueden verificar en el Apéndice A.1.

SUMINISTRO DE EQUIPOS DE POTENCIAS Y ACCESORIOS				
DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANT.	P. UNITARIO Dolares Americanos	PRECIO TOTAL Dolares Americanos
Interruptor de potencia trifásico para intemperie en SF6, 245kV, 1.250 A, 50Hz, 40kA, completo con todos sus accesorios, estructura soporte, dotación completa de SF6, incluyendo ensayos especificados.	Unidad	4	37.000,00 USD	148.000,00 USD
Seccionador tipo semipantógrafo de apertura vertical, 245kV, 1.250A, 40 kA, montaje vertical, con mando eléctrico tripolar, sin cuchilla de puesta a tierra, completo con todos sus accesorios, incluyendo ensayos especificados.	Unidad	5	5.860,00 USD	29.300,00 USD
Conjunto de Conectores y conductores de potencia, herrajes y accesorios para la interconexión de todos los equipos de potencia de 245 kV	Global	1	5.917,75 USD	5.917,75 USD
Barras de 220 kV	Global	1	46.500,00 USD	46.500,00 USD
Suministro de Cables	Unidad	1	14.774,00 USD	14.774,00 USD
Piezas de repuesto de aisladores	Unidad	1	975,00 USD	975,00 USD
TOTAL SUMINISTROS DE EQUIPOS DE POTENCIA Y ACCESORIOS				245.466,75 USD

Tabla 6.3: Lista de equipos con costo individual

Estos costos corresponden a equipos nuevos y han sido estimados según datos de la Licitación Pública Nacional número 1088/2014 y 914/2013.

A continuación, se exponen los costos de obras civiles, obras electromecánicas y obras eléctricas en las Tablas 6.5, 6.6 y 6.7 respectivamente.

OBRAS CIVILES				
DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANT.	PRECIO UNITARIO (IVA INCLUIDO)	PRECIO TOTAL (IVA INCLUIDO)
OBRAS CIVILES				
Fundaciones PATIO 220 kV				
Para equipos de 220 kV (SECCIONADOR)				
Excavación	m ³	45,80	₡ 134.686	₡ 6.168.619
Eliminación del material proveniente de las excavaciones de fundaciones	m ³	45,80	₡ 137.971	₡ 6.319.072
Provisión y colocación de hormigón simple de 120 kgf/cm ³ (B10)	m ³	1,30	₡ 2.310.427	₡ 3.003.555
Provisión y colocación de hormigón clase "180" - (B25)	m ³	47,90	₡ 3.158.949	₡ 151.313.657
Provisión y colocación de barras para armaduras de fundación	kg	2.395,80	₡ 26.280	₡ 62.961.624
Provisión y colocación de encofrado	m ²	92,80	₡ 287.440	₡ 26.674.432
Para equipos de 220 kV (INTERRUPTOR)				
Excavación	m ³	18,00	₡ 134.686	₡ 2.424.348
Eliminación del material sobrante proveniente de las excavaciones de fundaciones	m ³	18,00	₡ 137.971	₡ 2.483.478
Provisión y colocación de hormigón simple de 120 kgf/cm ³ (B10), en chapa de	m ³	1,50	₡ 2.310.427	₡ 3.465.641
Provisión y colocación de hormigón clase "180" - (B25)	m ³	10,00	₡ 3.158.949	₡ 31.589.490
Provisión y colocación de barras para armaduras de fundación	kg	500,00	₡ 26.280	₡ 13.140.000
Colocación de pernos de anclaje	Unidad	30,00	₡ 591.305	₡ 17.739.150
Provisión y colocación de encofrado	m ²	45,60	₡ 287.440	₡ 13.107.264
Para equipos de 220 kV (TP DE BARRA)				
Excavación	m ³	3,60	₡ 134.686	₡ 484.870
Eliminación del material sobrante proveniente de las excavaciones de fundaciones	m ³	3,60	₡ 137.971	₡ 496.696
Provisión y colocación de hormigón simple de 120 kgf/cm ³ (B10), en chapa de	m ³	0,30	₡ 2.310.427	₡ 693.128
Provisión y colocación de hormigón clase "180" - (B25)	m ³	2,00	₡ 3.158.949	₡ 6.317.898
Provisión y colocación de barras para armaduras de fundación	kg	100,00	₡ 26.280	₡ 2.628.000
Colocación de pernos de anclaje	Unidad	12,00	₡ 591.305	₡ 7.095.660

Provisión y colocación de encofrado	m ²	9,12	₡	287.440	₡	2.621.453
Canaletas para cables de Patio						
de 0,40 m	m	24	₡	1.466.959	₡	35.207.016
SUBTOTAL OBRAS CIVILES						₡ 395.935.049

Tabla 6.4: Obras Civiles

OBRAS ELECTROMECHANICAS				
DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANT.	PRECIO UNITARIO (IVA INCLUIDO)	PRECIO TOTAL (IVA INCLUIDO)
OBRAS ELECTROMECHANICAS				
Montaje electromecánico de equipos de potencia de 220 kV, con todos sus accesorios, conexión a la malla de tierra, cajas de mando, cajas de conexión, contadores, estructuras soportes de los interruptores, incluyendo la provisión de materiales menores como caños de hierro galvanizado, cajas de conexión, boquillas.				
Interruptor de potencia trifásico en SF6 - 245kV, 1.250 A	Unidad	5	₡ 27.361.006	₡ 136.805.030
Seccionador Tripolar 245kV, 1.250 A sin p.a.t.	Unidad	5	₡ 25.882.743	₡ 129.413.715
SUBTOTAL OBRAS ELECTROMECHANICAS				₡ 266.218.745

Tabla 6.5: Obras electromecánicas

OBRAS ELÉCTRICAS				
DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANT.	PRECIO UNITARIO (IVA INCLUIDO)	PRECIO TOTAL (IVA INCLUIDO)
OBRAS ELECTRICAS				
Cableado de las cajas de mando de todos los equipos de maniobras de 220 kV, hasta las cajas de mando de todos los seccionadores e interruptores a ser montados.	Global	₡ 1	₡ 29.565.260	₡ 29.565.260
Acondicionamiento de las Unidades de control, para Protección, Medición y Control conforme a la nueva configuración	Global	₡ 1	₡ 36.135.318	₡ 36.135.318
SUBTOTAL OBRAS ELECTRICAS				₡ 65.700.578

Tabla 6.6: Obras eléctricas

De las tablas anteriores se resume a continuación el costo total por obras.

RESUMEN OBRAS	
DESCRIPCIÓN	PRECIO TOTAL
	(IVA INCLUIDO)
SUBTOTAL OBRAS CIVILES	₡ 395.935.049
SUBTOTAL OBRAS ELECTROMECÁNICAS	₡ 266.218.745
SUBTOTAL OBRAS ELÉCTRICAS	₡ 65.700.578
TOTAL GENERAL DE OBRAS	₡ 727.854.372

Tabla 6.7: Resumen costo total obras

De esta manera se elabora el costo total del proyecto para la reconfiguración de la Estación Tabla 6.9.

RESUMEN GENERAL		
DESCRIPCIÓN	PRECIO TOTAL (IVA INCLUIDO)	PRECIO TOTAL (CIP)
TOTAL GENERAL SUMINISTROS DE EQUIPOS DE POTENCIA Y ACCESORIOS	₡ 1.374.613.800	245.466,75 USD
TOTAL GENERAL DE OBRAS	₡ 727.854.372	129.974,00 USD
TOTAL GENERAL SUMINISTROS DE EQUIPOS DE POTENCIA Y OBRAS	₡ 2.102.468.172	375.440,75 USD

Tabla 6.8: Resumen final de costos de equipos y obras

6.11.3. Evaluación económica

6.11.3.1. Determinación del flujo de efectivo proyectada

Para la determinación del flujo de caja o efectivo se tendrán en cuenta el costo total de la reconfiguración y el ahorro por el no corte del suministro para realización de los mantenimientos, que representa la mejor alternativa adoptada.

En Apéndice A.2 se muestra la tabla de flujo de caja con el detalle pertinente de los cálculos.

6.11.3.2. Determinación de la tasa interna de rendimiento (TIR)

La tasa interna de retorno es del 24 %. Este valor está por encima de la tasa de interés utilizada por el sistema bancario nacional, correspondiente al 9% según informe anual de la política monetaria del BCP [18] y estudios realizados por la Secretaria Nacional de Inversión Pública (SNIP) [19] con lo que el proyecto es viable para un horizonte de 10 años. Remitirse al anexo B2 para visualizar detalles de cálculo.

6.11.3.3. Determinación del valor presente neto (VAN)

El valor del VAN es de 284.661,19 USD para un periodo de 10 años. Este valor indica que la reconfiguración implementando la configuración doble barra con doble interruptor resultará económicamente viable.

6.11.3.4. Determinación del periodo de recuperación de la inversión (PRI)

El tiempo de recuperación de la inversión se establece en 5 años como puede apreciarse en la tabla A2.2 del apéndice A2, con un VAN positivo a partir del año 5.

6.11.3.5. Análisis de Sensibilidad

A continuación, se realiza un análisis de sensibilidad del proyecto tomando como variable el ingreso anual observado en las tablas del apéndice A2.

Del análisis se puede concluir que es poco sensible con relación al ingreso, pues disminuyéndolo en un 16 % para el peor de los escenarios el TIR presenta un valor del 19 %, correspondiente a más del doble de la tasa bancaria de interés y por ende sigue siendo un proyecto viable.

Por otro lado, elevando el ingreso en un 8 %, el TIR experimenta un aumento del 3 %, alcanzando el 27%.

De esta manera se tiene que en un escenario pesimista el TIR es del 19 %, y en un escenario optimista del 27 %.

IV. INGENIERÍA DE DISEÑO

CAPÍTULO 7

7.1. Relevamiento y análisis de datos

El primer paso, sin dudas, clave para el desarrollo del presente proyecto es la adquisición de datos sobre las condiciones actuales de la Estación San Estanislao, para ese fin se realizó una visita técnica a dicho local, abarcando tanto el patio de maniobras de 220 kv como la sala de mando del mismo. En la ocasión también se aprovechó para realizar preguntas al operador de turno y complementar la información obtenida.

7.1.1. Verificación y clasificación de equipos existentes en la ES-SES

Tras realizar el recorrido del patio de maniobras se determinó algunas características del predio, de esta manera durante el desarrollo del trabajo se pueda visualizar la superficie total disponible para cualquier modificación o mejora del circuito existente y la incorporación de nuevos equipos de potencia. En la siguiente figura se observa el patio y la disposición de los elementos del circuito de potencia en el patio de 220 kV.

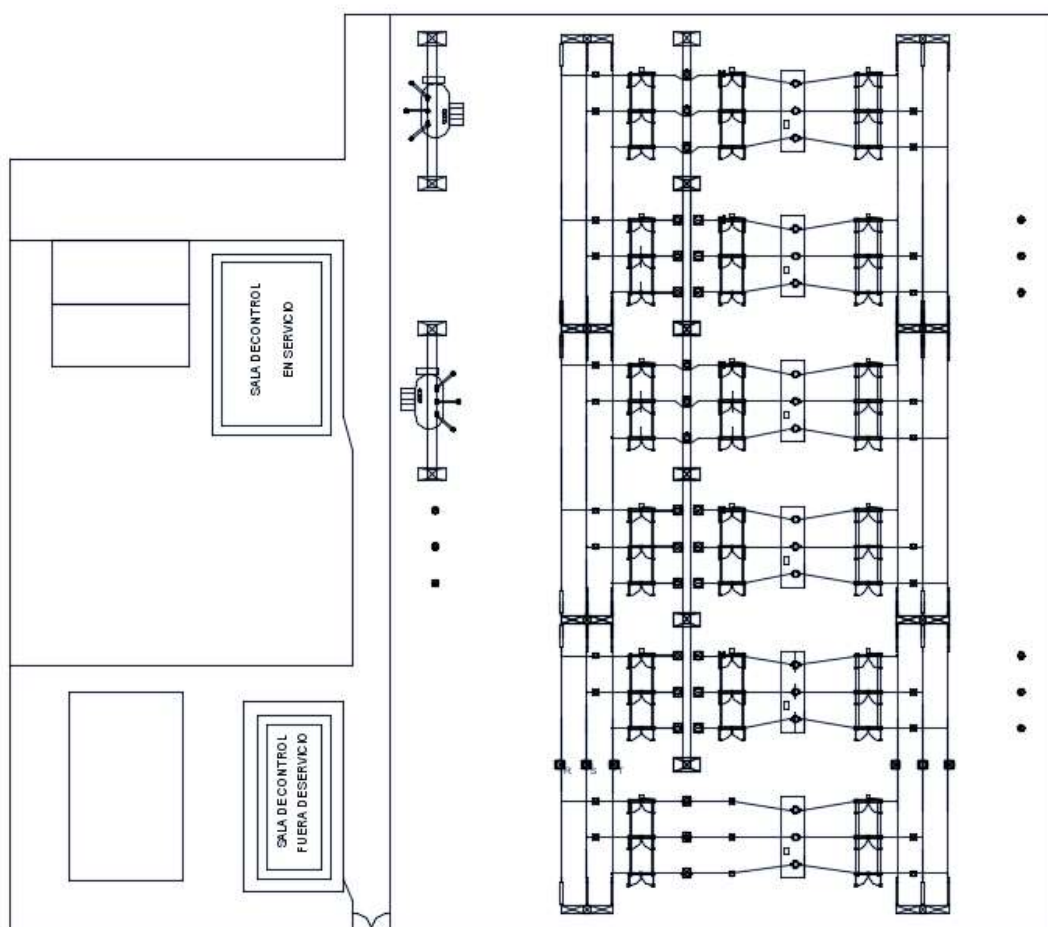


Figura 7.1: Disposición general en el patio de 220 kV

Los equipos tales como interruptores, seccionadores, transformadores de corriente, transformadores de tensión cuyas características se pueden apreciar con más detalles más adelante, y las diferentes estructuras metálicas serán considerados para la reconfiguración. En el caso de no existir necesidad de mudar los equipos también podrán reutilizarse las fundaciones actuales, esto último sería una ventaja considerable por el costo y los posibles cortes en el servicio.

En la sala de mando se encuentran instaladas las unidades de control también conocidos como controladores de posición o de bahía, de la marca Ingeteam tipo TCP-A, encargadas del control de todos los equipos del patio de maniobras; al mismo tiempo sirve como interfaz con el SCADA, representan una pieza fundamental en el proyecto por la necesidad de controlar cualquier modificación de

la configuración de conexión de barras existente, ya sea agregando equipos nuevos o con la reubicación de los existentes.



Figura 7.2: controlador TCP-A marca Ingeteam

Según datos proveídos por funcionarios del Departamento de Protecciones y Mediciones de la ANDE estas unidades de control (UC) son programables cubriendo un amplio rango de opciones de control, que se podrán ajustar para otras configuraciones. Mas adelante en una sección especialmente dedicada se profundizarán detalles de las unidades de control, tales como sus partes y su programación correspondiente.

Como se mencionó anteriormente, para dar detalles de los componentes en el patio de 220 KV, se presentan a continuación las tablas con los datos de la lista de equipos más importantes:

Equipo	Interruptor en Gas SF6 para 220 kV
Marca	ALSTOM
Cantidad	3 polos
Tensión nominal	245 kV
Corriente nominal	2000 A
Capacidad de interrupción simétrico	40 kA
Tensión al impulso tipo rayo BIL	1050 kV
Frecuencia	50 Hz
Norma	IEC 62271-100

Tabla 7.1: Características técnicas de equipo

Equipo	Interrupctor en Gas SF6 para 220 kV
Marca	ALSTOM
Cantidad	12 polos
Tensión nominal	245 kV
Corriente nominal	1250 A
Capacidad de interrupción simétrico	40 kA
Tensión al impulso tipo rayo BIL	1050 kV
Frecuencia	50 Hz
Norma	IEC 62271-100

Tabla 7.2: Características técnicas de equipo

Equipo	Interrupctor en Gas SF6 para 220 kV
Marca	Nuova Magrini Galileo
Cantidad	3 polos
Tensión nominal	245 kV
Corriente nominal	2000 A
Capacidad de interrupción simétrico	31.5 kA
Tensión al impulso tipo rayo BIL	1050 kV
Frecuencia	50 Hz
Norma	IEC 56

Tabla 7.3: Características técnicas de equipo

Equipo	Seccionador tripolar para 220 kV
Marca	ALSTOM
Tipo	A dos columnas con apertura central
Cantidad	17 unidades
Tensión nominal	245 kV
Corriente nominal	1250 A

Capacidad de interrupción simétrico	31.5 kA
Tensión al impulso tipo rayo BIL	1050 kV
Frecuencia	50 Hz
Norma	IEC 62271-102

Tabla 7.4: Características técnicas de equipo



Figura 7.3: Seccionador para 220 kV a dos columnas con apertura central lateral

Equipo	Transformador de potencia 220/23 kV
Marca	WEG

Potencia nominal ONAF2	41.67 MVA
Cantidad de fases	3
Tensión nominal en alta tensión	220 kV
Corriente nominal en alta tensión	109 A
Tensión nominal en baja tensión	23 kV
Corriente nominal en baja tensión	1046 A
Tensión al impulso tipo rayo BIL	900 kV
Frecuencia	50 Hz
Impedancia de corto circuito (Base 41.67 MVA)	9.94 %

Tabla 7.5: Características técnicas de equipo de patio

Equipo	Transformador de potencia 220/23 kV
Marca	MITSUBISHI ELECTRIC CORPORATION
Potencia nominal ONAF2	41.67 MVA
Cantidad de fases	3
Tensión nominal en alta tensión	220 kV
Corriente nominal en alta tensión	109 A
Tensión nominal en baja tensión	23 kV
Corriente nominal en baja tensión	1046 A
Tensión al impulso tipo rayo BIL	900 kV
Frecuencia	50 Hz
Impedancia de corto circuito (Base 41.67 MVA)	8.5 %

Tabla 7.6: Características técnicas de equipo de patio

Cada posición de línea de transmisión posee 3 descargadores de sobretensión, 3 transformadores de tensión y 3 transformadores de corriente.



Figura 7.4: Transformador de corriente para 220 kV

En las posiciones de transformadores de potencia no se precisa de transformadores de tensión, pues en este caso la referencia de tensión recibe del TP de Bushing incorporado físicamente al transformador de potencia. También posee su juego de descargadores y transformadores de corriente.

Por la configuración existente en la Estación San Estanislao, el cual es del tipo barra principal con barra de transferencia posee 2 juegos de barras, principal y transferencia respectivamente de material tipo cable. Cada barra posee sus transformadores de tensión para brindar las referencias a los equipos de medición y control.



Figura 7.5: Transformador de tensión para 220 kV

A continuación, se observa el diagrama mímico del patio de 220 kV de la ES-SES.

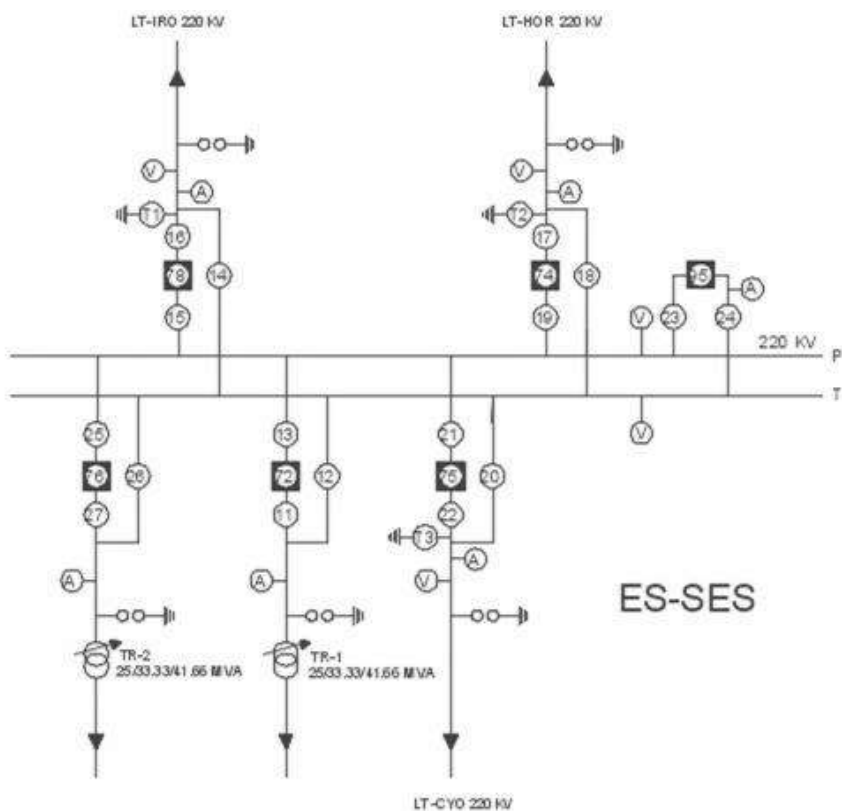


Figura 7.6: Diagrama mímico del patio de 220 kV de la ES-SES

7.1.2. Análisis de condiciones actuales

La Estación San Estanislao, cuenta actualmente con la configuración de barra principal con barra de transferencia, identificados en la Figura 7.7 con la letra P y T respectivamente. En condiciones normales de servicio, la barra principal alimenta todos los flujos de potencia a cada una de las posiciones⁴. La barra de transferencia es utilizada solo en casos particulares de emergencia que se describirán más adelante.

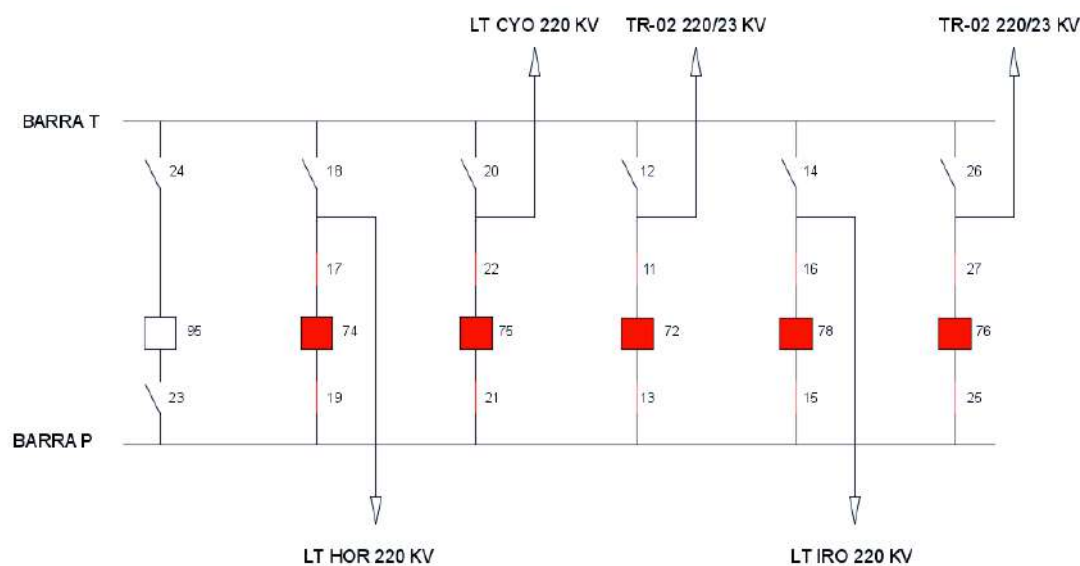


Figura 7.7: Condiciones normales de servicio de la ES-SES

A partir de los datos recolectados durante la visita técnica se puede mencionar lo siguiente:

Primeramente, se detallan las posiciones en el patio de 220 kV, que totalizan 6, una línea de llegada a nivel de 220 kV proveniente de la Estación Carayao (ES-CYO), dos líneas de salida al mismo nivel de tensión; una a la Estación Itacurubi del Rosario (ES-IRO) y otra a la Estación Horqueta (ES-HOR) respectivamente, dos posiciones de transformadores de potencia de 41,6 MVA cada uno, y finalmente una posición de acoplamiento de barras de 220 kV.

⁴ En el sistema de la ANDE se denomina posición a cada una de las bahías.

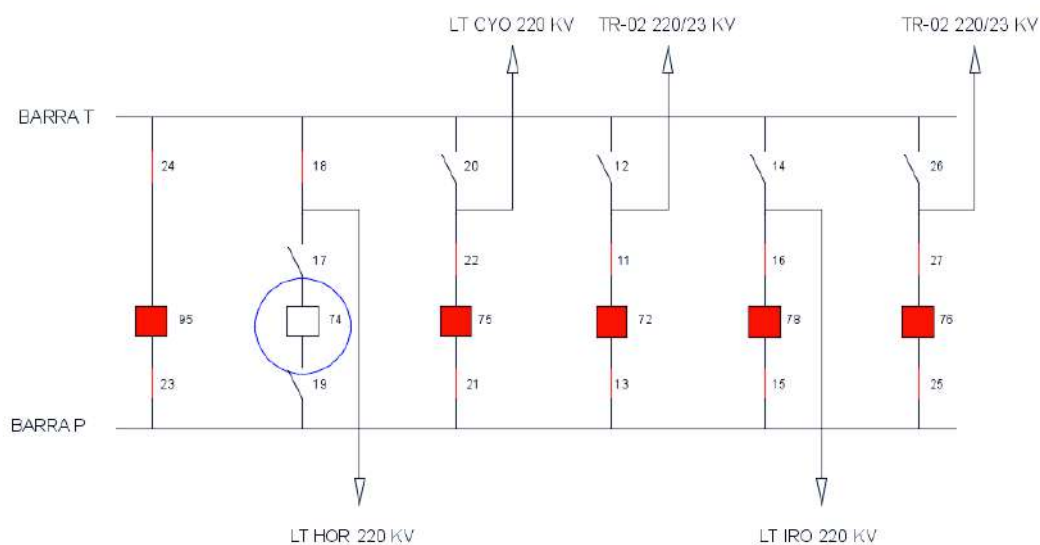


Figura 7.9: Utilización del acoplamiento para transferir protecciones

El procedimiento mencionado posibilita la liberación del interruptor de cualquiera de las posiciones, uno a la vez, pero no permite dejar sin tensión la barra principal, pues a través de esta, transfiere toda la potencia y una vez utilizado para la liberación de un equipo ya queda indisponible para las demás posiciones como puede apreciarse a continuación en la Figura 7.9.

Se observa al 52-95 cumpliendo las funciones del 52-74, mientras éste es aislado por medio de 89-17 y 8919, esto facilita la intervención para mantenimiento, revisión o reparación.

En la Figura 7.1 se puede distinguir el circuito de potencia con la posición que ocupa cada uno de los equipos en el patio de 220 kV.

De la barra principal, que permanece constantemente en servicio, van derivándose cada una de las posiciones para las diferentes salidas a través del conjunto de seccionadores e interruptores.

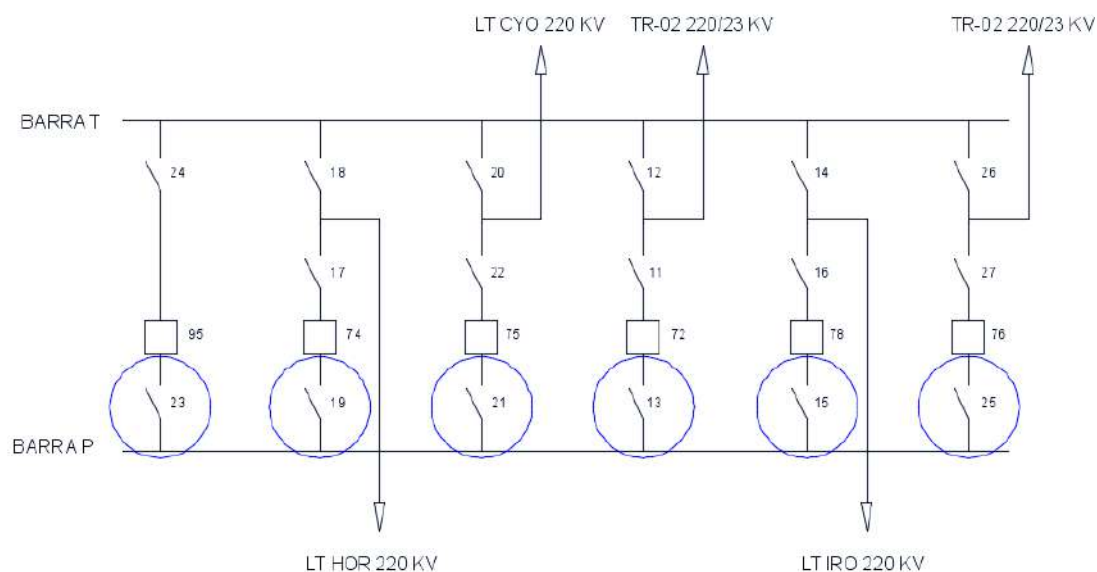


Figura 7.10: Seccionadores sobre la barra principal

Con la configuración de conexión de barras en 220 kV existente, utiliza seis seccionadores sobre la barra principal, cuyo principal inconveniente es que, en caso de mantenimiento, sean correctivos o preventivos, representa un fuera de servicio o interrupción total del suministro de energía a través de la Estación, problema principal que se trata de abordar en el presente proyecto. Un fuera de servicio de una estación encargada de proveer servicios a por lo menos 175.000 usuarios constituye una gran pérdida en energía no facturada.

7.1.2.1. Problemas actuales

Como se mencionó anteriormente, la principal limitación de esta configuración existente en la ES-SES, es que no permite dejar sin tensión la Barra Principal en 220 kV sin dejar fuera de servicio toda la Estación, manteniendo los niveles mínimos de seguridad en el patio de 220 kV, dicho esto se descarta la conexión directa a través de los seccionadores sobre la barra de transferencia, por representar un riesgo grande para el personal encargado, en este caso el operador de la Estación, y de la misma manera para los equipos como también la continuidad del servicio.

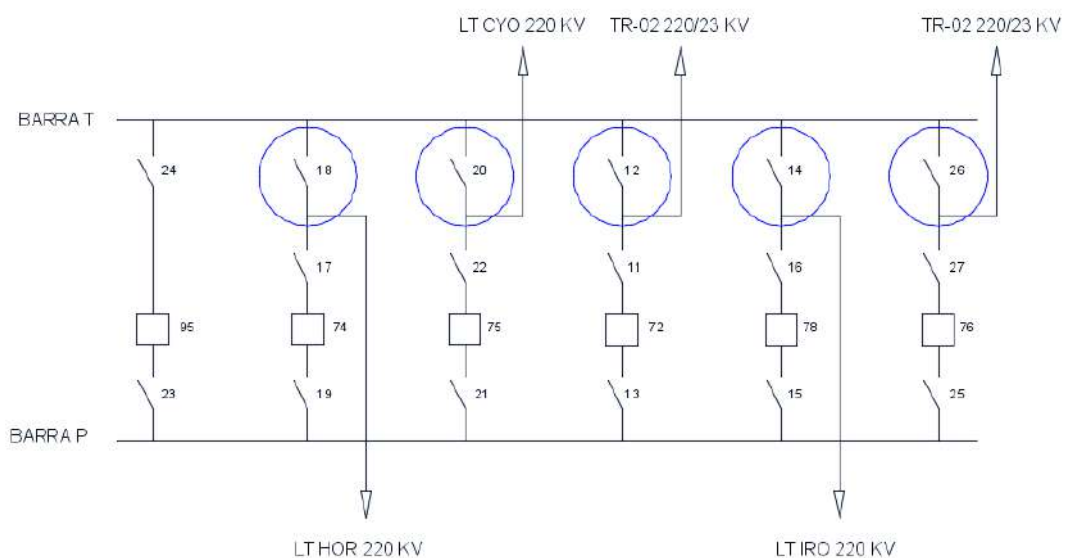


Figura 7.11: Seccionadores para paso directo sobre la barra de transferencia

Como se puede observar en la figura anterior, al realizar la conexión a través de los seccionadores sobre la barra de transferencia, desde el momento del cierre del primer seccionador, la Estación ya no cuenta con ningún tipo de protección contra fallas, con esto el personal de operación estaría realizando la maniobra sin ninguna garantía de seguridad.

Todo lo mencionado engloba la dificultad de realizar mantenimiento preventivo o correctivo de los seccionadores de 220 kV conectados a la barra principal Figura 7.12, (seccionadores números 23, 19, 21, 13, 15 y 25), por encontrarse sometido al potencial de 220 kV constantemente.

los usuarios dependiente de la Estación con la incomodidad que esto representa, sin posibilidad de abastecimiento desde otro punto de alimentación dentro del sistema eléctrico de la ANDE.

Al mismo tiempo tampoco es posible realizar mantenimientos a los transformadores de tensión sobre la Barra Principal de 220 kV, y al caso extremo de una avería de las mismas, provocaría un fuera de servicio total de la Estación el tiempo que tarde la reparación.

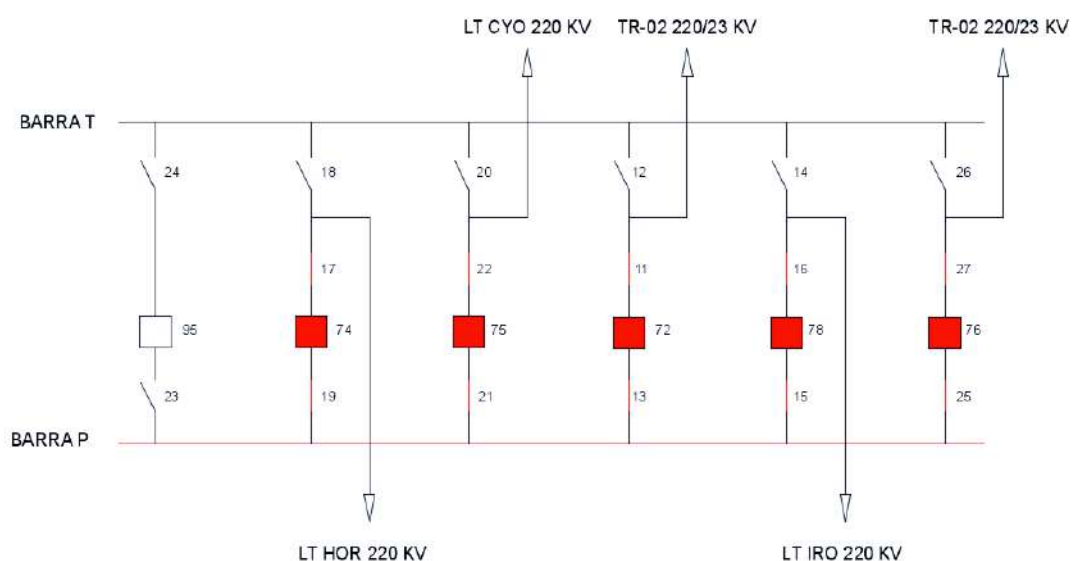


Figura 7.13: Barra principal en servicio

Con el fin de ilustrar con mayor claridad en la Figura 7.8 se especifica el camino recorrido por la potencia en su paso por la Estación eléctrica. En ella se observa en color rojo el camino recorrido desde su llegada a través de la LT-CYO 220 kV hasta su entrada a la barra principal.

De la misma manera las demás posiciones van saliendo desde la barra principal hasta los diferentes puntos a alimentar. Recordando que la barra de transferencia es utilizada única y exclusivamente para liberar un interruptor a la vez para trabajos de mantenimientos, sin ofrecer posibilidad de dejar sin tensión la barra principal.

Se resalta además que por tratarse de niveles muy elevados de tensión (220.000 Voltios), es imposible realizar mantenimientos a los equipos a potencial, esto es sin el corte de la alimentación.

7.1.2.2. Alternativas de solución

Para salvar el inconveniente del mantenimiento o reparación de los equipos en cuestión se realizará un diseño de la reconfiguración de la conexión de barras en 220 kV de la Estación San Estanislao, aprovechando los componentes existentes conjuntamente con el espacio físico disponible para cumplir con las exigencias tanto para mayor grado de confiabilidad, maniobrabilidad y seguridad.

Para optar por la alternativa más favorable se debe tener en cuenta que la mejora deberá realizarse en lo posible sin afectar al servicio de la Estación. En todo caso se harán programaciones de trabajo para ir adaptando por partes el nuevo circuito. Un punto importante a tener en cuenta al momento de seleccionar una alternativa de solución también será la disposición de los equipos, en lo posible se tratará de utilizar los equipos existentes en su posición actual, y que cualquier mejora consista en la incorporación de nuevos equipos a la configuración actual.

7.2. Análisis y comparación técnica de alternativas

Para la elección de la mejor alternativa se tendrán en cuenta varios criterios, tales como ubicación y disposición de los equipos existentes, espacio físico disponible, complejidad de la instalación, cantidad de componentes extras necesarios, grado de confiabilidad, entre otros.

Antes de entrar en detalles es importante examinar la configuración de barras existente, la cual se tomará como punto de partida para la elección de la alternativa más favorable técnica y económicamente.

La configuración de conexión de barra existente en la ES-SES es la de Barra principal y barra de Transferencia.

Esta configuración está constituida por una barra principal y otra de transferencia, ésta última utilizada solamente como respaldo en caso de mantenimiento o fallas de algún interruptor conectándose a través de la posición de acoplamiento, la cual es la conexión de potencia entre las barras.

A continuación, se describe el funcionamiento de la configuración. En condiciones normales de operación del sistema, se encuentran cerrados 89-25, 89-15, 89-13,

89-21, 89-19, 89-27, 89-16, 89-11, 89-22, 89-17, 52-76, 52-78, 52-72, 52-75, y 52-74 Figura 7.7.

En el caso que se quiera hacer mantenimiento al 52-74 por ejemplo, el primer paso es cerrar los seccionadores 18, 23 y 24 para luego cerrar 52-95 energizando la posición a través de la barra de transferencia Figura 7.14. Finalmente se abre 52-74 seguido de los seccionadores 89-17 y 89-19, dejando al interruptor 52-75 apto para mantenimiento. Para una situación de falla en cualquier interruptor la maniobra es similar, esto se ilustra de la siguiente manera, suponiendo una falla en el 52-78, esto provoca la apertura de todos los interruptores dejando sin tensión la barra principal, luego se abren los seccionadores 89-15 y 89-16 dejando acceso al 52-78 para su reparación normalizando los demás interruptores. Posteriormente se cierran 89-23, 89-24 y 89-14 para luego cerrar 52-95 haciendo pasar el flujo de potencia por la barra de transferencia, de esta manera se normaliza la posición de LT-IRO 220 kV.

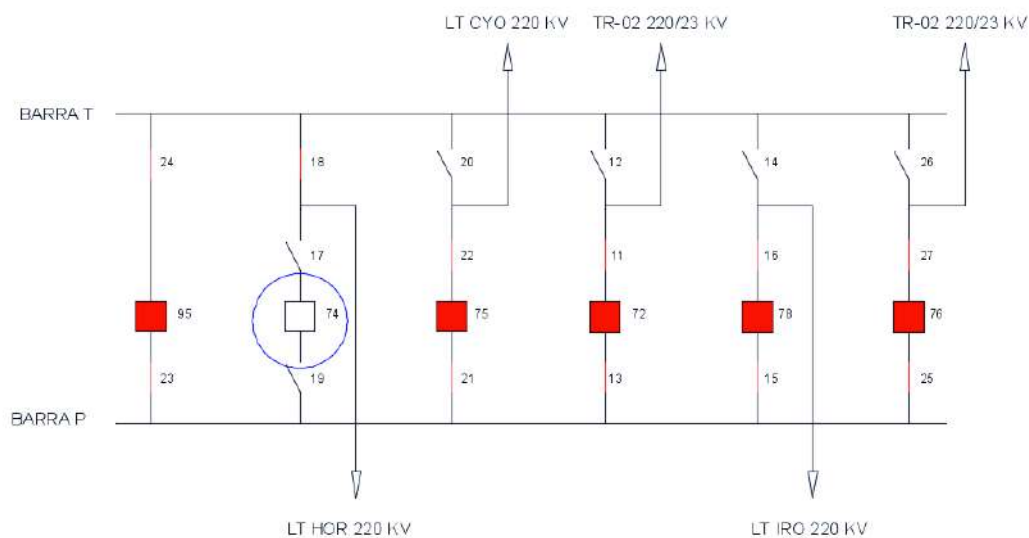


Figura 7.14: Esquema de conexión para transferencia de protecciones de la ES-SES

Ahora bien, en cuanto a confiabilidad esta configuración permite dar respaldo a cualquier interruptor mediante el interruptor 95, sin embargo, no permite el acceso a los seccionadores sobre la barra principal, del mismo modo ante la avería en un

interruptor o falla en las protecciones, hay una apertura automática de todos los demás por la actuación del diferencial de barras para despejar la falla, dejando fuera de servicio a la Estación. En cuanto a la cantidad de maniobras disponibles también posee limitaciones a la hora de realizar mantenimientos.

Esta configuración no ofrece muchas alternativas de operación, tampoco da solución para una falla en la barra principal o en sus respectivos transformadores de potencial, situación que representa necesariamente fuera de servicio total de la Estación.

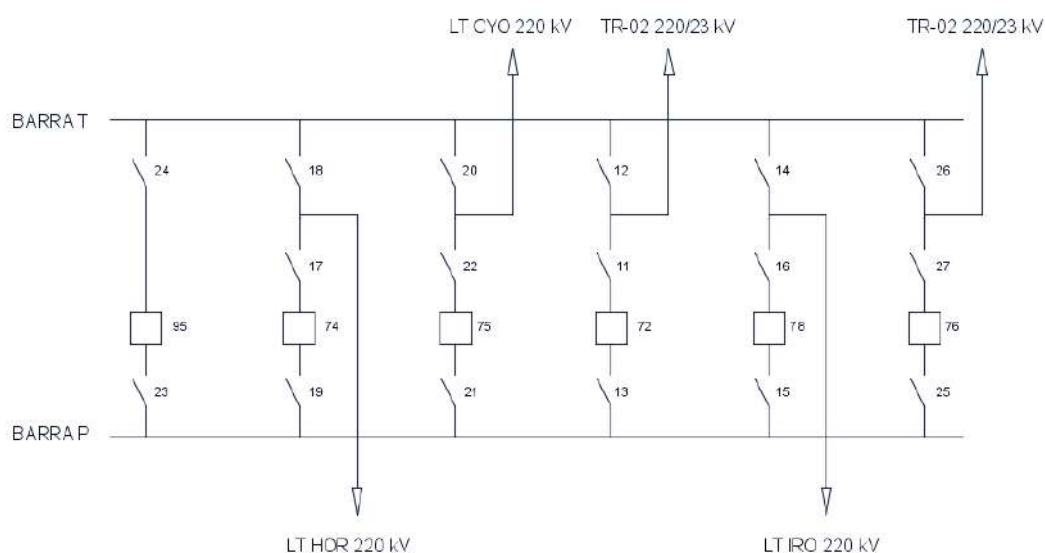


Figura 7.15: Configuración de barra principal y barra de transferencia

Con el fin de facilitar la elección se dispondrá de varias alternativas calificadas según características exclusivas de cada una de ellas.

7.2.1. Clasificación de alternativas disponibles

Como existen numerosas opciones de configuración de conexión de barras en 220 kV se ha optado por estudiar solo algunas de ellas que se adecuan más a los criterios planteados, esto se conseguirá con un previo análisis y una preselección. A continuación se hablará un poco de cada una de ellas para la posterior

clasificación y calificación. Teniendo en cuenta que la conexión de barra debe cumplir con las exigencias del proyecto, tales como la confiabilidad, disponibilidad, mejores condiciones de maniobras para mantenimientos de equipos, mayor seguridad para el personal de operación, etc.

Criterios a tener en cuenta para la elección de la alternativa:

- Solución al problema planteado (técnicamente viable)
- Mínima influencia sobre la continuidad del servicio
- Reutilización de los componentes existentes en sus fundaciones
- Cantidad de elementos extras requeridos
- Adaptación a la configuración existentes (características similares)
- Espacio físico disponible
- Solución al problema planteado dentro del costo aceptable (económicamente viable)

7.2.2. Análisis y preselección de alternativas

Como se había mencionado, existen numerosas alternativas de configuración de barras, a continuación, se describen algunas que según una preselección basada en los puntos citados que se ajusten a las exigencias del presente trabajo.

- Configuración de conexión de barras tipo doble barra con doble interruptor
- Configuración de conexión de barras tipo doble barra con barra de transferencia
- Configuración de conexión de barras tipo interruptor y medio

En las secciones siguientes se realiza un análisis de cada una de las citadas.

7.2.2.1. Configuración de barras tipo doble barra con doble interruptor

Esta configuración guarda ciertas similitudes con la existente, está constituida por dos barras principales, y cada posición cuenta con un par de interruptores, uno para cada barra, con sus respectivos conjuntos de seccionadores. Figura 7.16. Además, permite operar ambas barras al mismo tiempo o una como respaldo de la otra. La primera opción es más confiable, pues ante una falla en la barra en operación, se despeja solamente la barra hacia la cual ocurrió la falla, sin afectar la continuidad

del servicio. Con esto se gana en confiabilidad ante fallas en las barras o en cualquiera de los seccionadores conectados a ella.

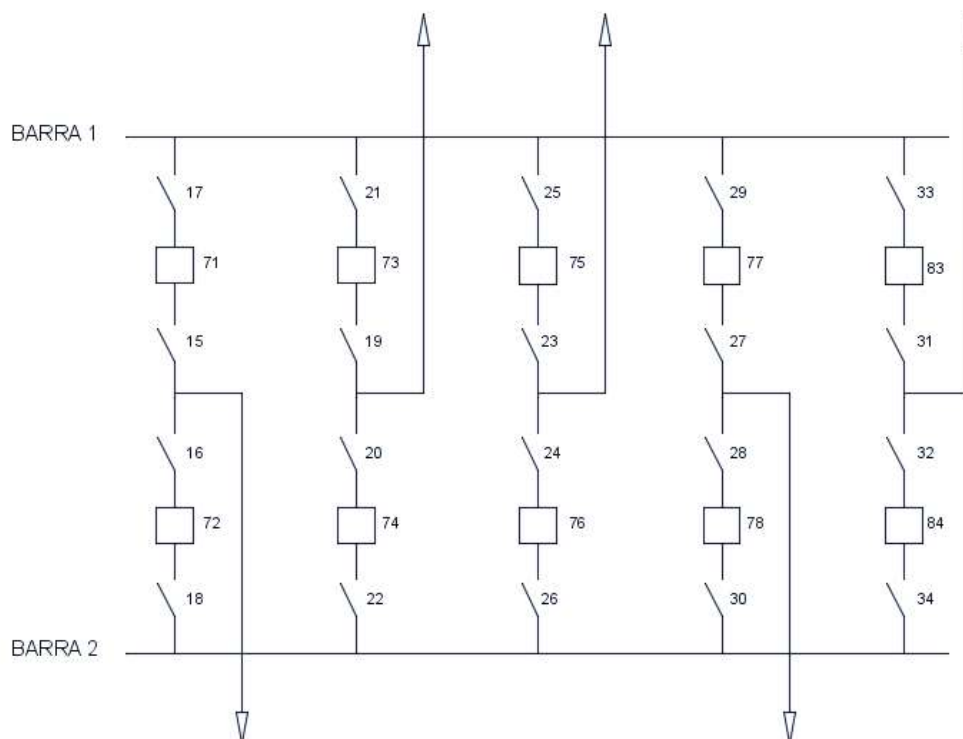


Figura 7.16: Configuración de doble Barra con doble Interruptor

7.2.2.2. Configuración tipo doble barra con barra de transferencia

Es una combinación del tipo barra principal con barra de transferencia y doble barra, dando como resultado un arreglo que brinda simultáneamente cierto grado de confiabilidad y flexibilidad.

Normalmente se usan dos interruptores para las funciones de acople y transferencia, respectivamente, pudiéndose así efectuar en forma simultánea ambas operaciones.

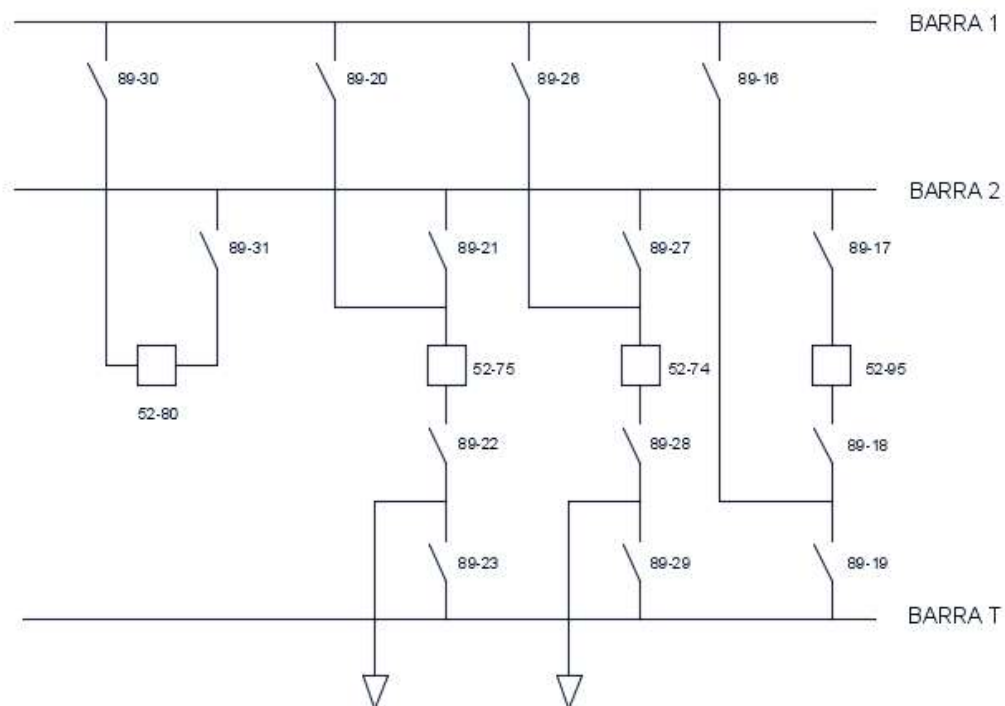


Figura 7.17: Configuración de doble barra con barra de transferencia y dos acopladores

En algunos casos se utiliza un sólo interruptor (con el debido arreglo de seccionadores) perdiéndose así la función fundamental de las tres barras, impidiendo la transferencia de las protecciones desde una de las barras por no contar con el segundo interruptor; un ejemplo de esto último es la Estación de Coronel Oviedo, donde cuenta con un solo interruptor de acoplamiento, esto obliga a que el sistema se mantenga en lo posible siempre sobre la Barra 2, la incorporación de otro interruptor para interconexión de barras es una línea de investigación bastante interesante para que algún interesado lo tenga en cuenta.

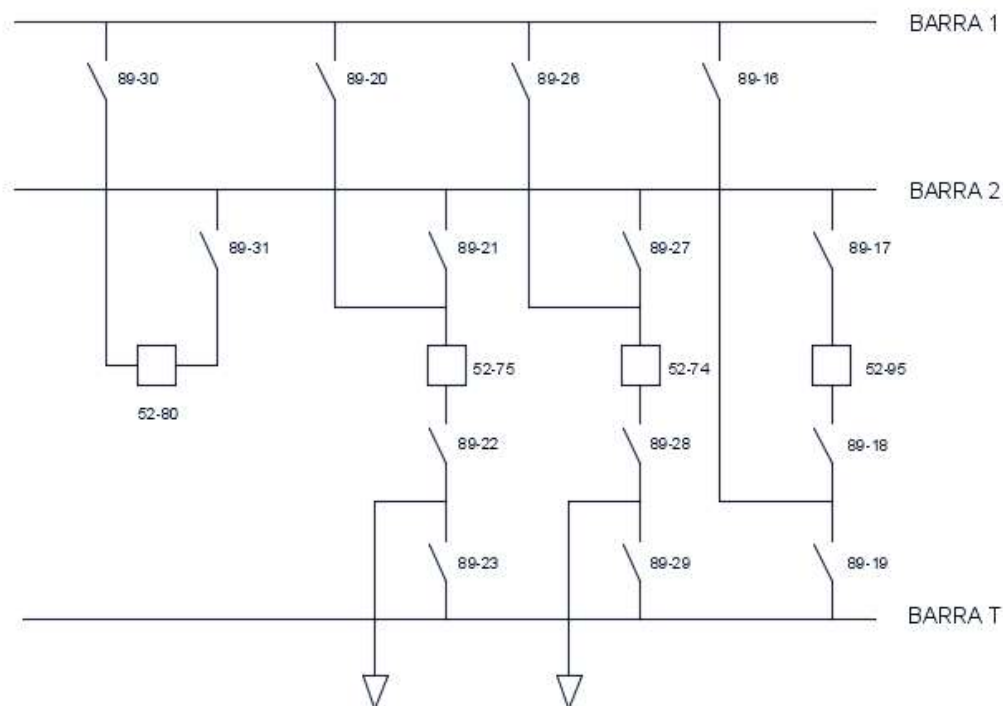


Figura 7.18: Configuración doble barra con barra de transferencia y un solo acoplador

Cualquiera sea el caso, la configuración con dos barras con barra de transferencia es una opción muy válida para la Estación en estudio, presenta similitudes considerables con la actual.

7.2.2.3. Configuración tipo interruptor y medio

Si bien es la configuración que entre las 3 mencionadas es la que menos criterio cumple, se toma en cuenta por su modernidad y alto grado de confiabilidad. Esta configuración está constituida por dos barras que se conectan entre sí mediante tres interruptores entre los cuales se acoplan las líneas respectivas según la Figura 7.19, es decir por dos tramos de línea existen tres interruptores, de acá proviene el nombre de interruptor y medio. En estado normal de operación, todos los interruptores y seccionadores se encuentran cerrados. Para una falla en Barra 1 se abren los interruptores 72 y 76 aislando la falla sin impedir el flujo por las líneas, si falla uno de los interruptores centrales operan los interruptores vecinos dejando

fuera dos tramos de línea, por otro lado, si falla un interruptor que conecta a la Barra 2, opera el interruptor central del tramo y todos los adyacentes a la barra 2, para el caso los interruptores 74 y 78 dejando fuera solo un tramo de la posición.

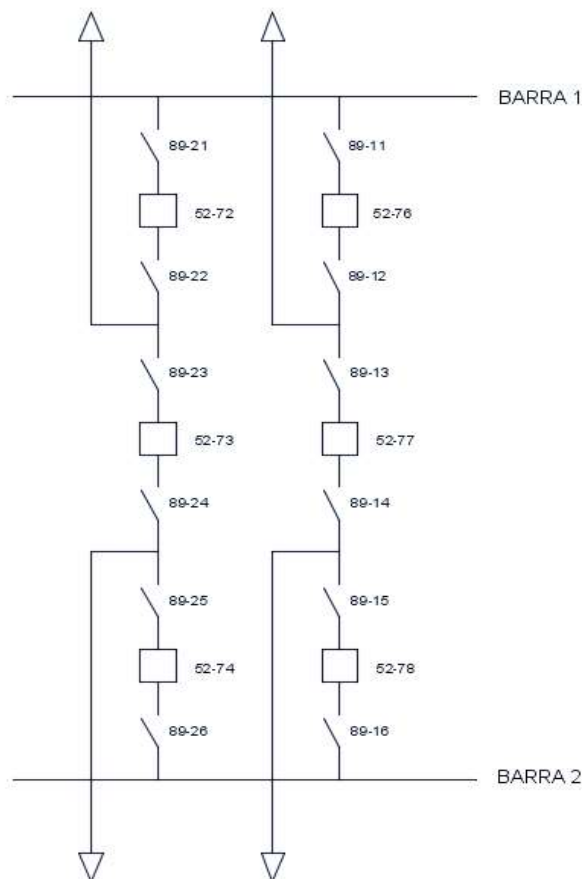


Figura 7.19: Arreglo de interruptor y medio

La configuración tipo interruptor y medio ofrece excelentes prestaciones en cuanto a cantidad de combinaciones desde el punto de vista de maniobras, es considerado una de las configuraciones más seguras. Todas las maniobras en el patio de 220 KV son técnicamente seguras para el operador de la estación en condiciones normales. Por el número de combinaciones y la posibilidad de operar solo una de las barras en caso de ser necesario, brinda la posibilidad de realizar el mantenimiento a cualquiera de los equipos del patio. En contra partida, la configuración guarda físicamente pocas similitudes con la configuración existente, además de que el número de equipos es mucho mayor. Un ejemplo de este tipo de

configuración es la ES-CYO.

7.2.3. Comparación técnica de alternativas

Desde el punto de vista técnico es importante comparar el nivel de cumplimiento de los objetivos planteados en cuanto a las mejoras en la estación, el nivel de confiabilidad, la cantidad de maniobras disponibles para el mantenimiento de los equipos, etc.

	DOBLE BARRA CON DOBLE INT.	DOBLE BARRA CON TRANSFERENCIA	INTERRUPTOR Y MEDIO
SOLUCIÓN A PROBLEMAS	SI	SI	SI
ADAPTACIÓN AL ACTUAL	SI	SI	NO
MUDANZA DE EQUIPOS	NO	SI	SI
INTERRUPCIÓN DEL SERVICIO	NO	SI	NO
ADAPTACIÓN DE UC	SI	SI	NO
EQUIPOS EXTRAS	SI	SI	SI
ESPACIO FÍSICO	SI	SI	NO

Tabla 7.7: Comparación según criterios de selección

Según esta tabla comparativa se puede observar que las alternativas de doble barra con doble interruptor y doble barra con barra de transferencia son las opciones que más se ajustan a las condiciones actuales del proyecto. La configuración de interruptor y medio requiere de la mudanza en su totalidad de los equipos y la

construcción de un patio nuevo, lo cual representa necesariamente cortes en el servicio o el costo excesivo de la inversión, además de necesitar mayor espacio físico.

En este punto se puede concluir que del análisis anterior es posible considerar tanto la configuración de conexión de barras tipo doble barra con doble interruptor y la configuración de conexión de barras tipo doble barra con barra de transferencia.

A continuación, se realizará la comparación técnica desde el punto de vista de confiabilidad, para facilitar la selección de la que mejor se ajuste a todos los criterios citados al inicio de esta sección.

7.2.3.1. Estimación del grado de confiabilidad

Un factor muy importante a la hora de seleccionar una alternativa es el grado de confiabilidad en la operación, por esta razón se realizará el cálculo de dicho grado de la configuración de conexión de barras existente y de las alternativas seleccionadas, y posteriormente compararlas por representar uno de los criterios de la selección.

Para los análisis de confiabilidad se utilizará el método de análisis de árbol de falla, se optó por este método debido a que no se cuentan con suficientes datos históricos requeridos por otros métodos de estimación.

El análisis inicia por la parte superior del árbol, en la cual estará ubicado el evento no deseado (falla). En un nivel inferior se establecerán los eventos y factores que son causantes de la falla mediante un diagrama lógico conformado por compuertas lógicas de tipo AND y OR, en donde las entradas de las mismas son la probabilidad que poseen los factores de generar la falla.

Tomando primeramente el esquema de la configuración actual de la Estación (Figura 7.15) el evento no deseado es el fuera de servicio de la Estación, el cual se representa como el bloque en el nivel superior del árbol, esto puede apreciarse en la Figura 7.20. Se pueden considerar tres eventos básicos para que la Estación pueda fallar: falla en la posición de la línea de alimentación LT-CYO; debido a que se trata de una sola fuente; si falla se cortará el suministro a la Estación, el segundo evento es una falla en el módulo de barraje y por último la falla en el módulo de las salidas.

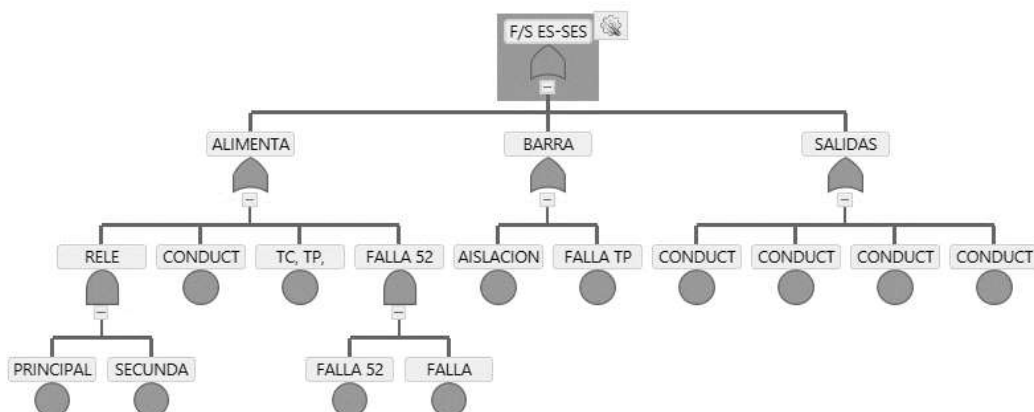


Figura 7.20: Árbol de falla de la configuración actual

Para el desarrollo del análisis se utilizan como parámetro las tasas de falla de los componentes más importantes de la estación, derivando de esta la probabilidad de falla de cada uno de los elementos causantes.

Estos datos fueron obtenidos de *IEEE. Recommended practice for the design of reliable industrial and commercial systems. Standard 493-1997* [18] y en los casos de falta de datos precisos se utilizaron valores de la tabla de probabilidades relativas de *Reliability and Maintainability Manual Process Systems - Atomic Energy of Canada Ltd.* [19].

Para simplificar el diseño del árbol de fallas y los cálculos de probabilidades de fallas se utilizó en software TopEvent FTA 2017⁸.

En la siguiente tabla pueden apreciarse las tasas de falla de los componentes básicos de la Estación diferenciados para cada módulo.

⁸ Disponible en la página www.fault-tree-analysis.com de manera gratuita

MODULO	FALLA	TASA DE FALLA (λ)
ALIMENTACION	FALLA DE RELE DE PROTECCION P	0,0006
	FALLA DE RELE DE PROTECCION S	0,0006
	FALLA EN CONDUCTORES	0,0004
	FALLA EN TC, TP, DESCARGADOR	0,0003
	FALLA EN EL INTERRUPTOR	0,0036
BARRA	FALLA EN AISLAMIENTO	0,0001
	FALLA TP	0,0001
SALIDAS	FALLA EN INTERRUPTORES	0,0036
	FALLA DE RELE DE PROTECCION P	0,0006
	FALLA DE RELE DE PROTECCION S	0,0006
	FALLA EN CONDUCTORES	0,0004

Figura 7.21: Tasa de falla por año

A partir de los datos presentados se elabora el árbol de falla con el software mencionado y cargando los valores de tasa de falla se obtienen las probabilidades de ocurrencia de falla de los diferentes eventos y evaluándolos se obtiene la probabilidad equivalente del evento no deseado (F/S ES-SES).

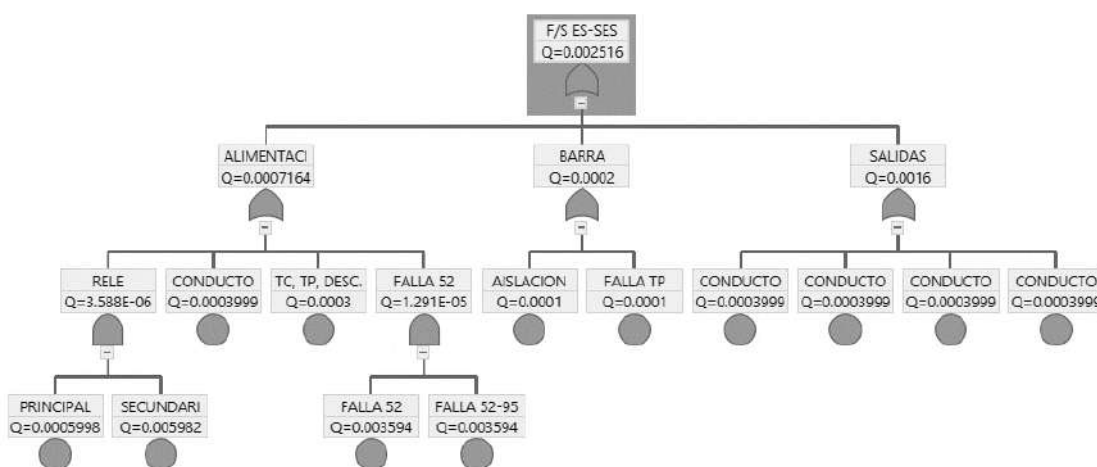


Figura 7.22: Árbol de falla de la configuración actual con las probabilidades

Los resultados del análisis anterior indican una probabilidad del 0.002516 de ocurrencia de la falla, y según la Ec.(1.1) se tiene una confiabilidad del 99.74% por año.

Realizando procedimiento similar con la configuración de doble barra con barra de transferencia se tiene el árbol de falla mostrado en la figura siguiente.

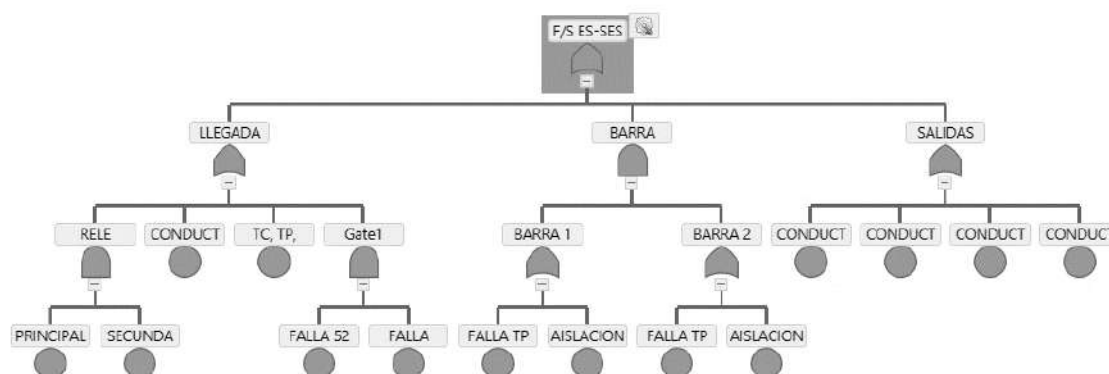


Figura 7.23: Árbol de falla de la configuración de doble barra con barra de transferencia

Cargando los valores y evaluando se obtiene el valor de la probabilidad equivalente de falla en la Estación mostrados en la Figura 7.24.

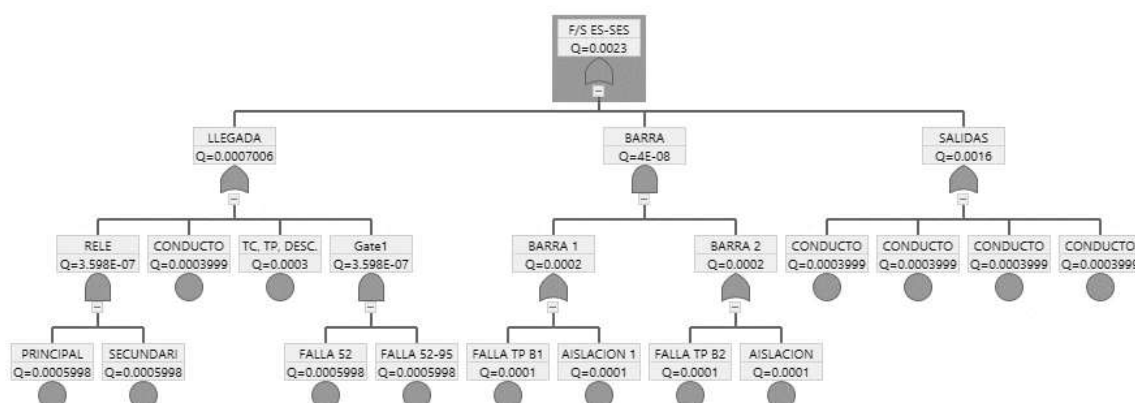


Figura 7.24: Árbol de falla de la configuración de doble barra con barra de transferencia con los valores de probabilidad

Los resultados del análisis anterior indican una probabilidad del 0.0023 de ocurrencia de la falla, y según la Ec.(1.1) se tiene una confiabilidad del 99.77% por año.

Para la configuración de doble barra con doble interruptor se tiene el árbol de falla mostrado en la Figura 7.25.

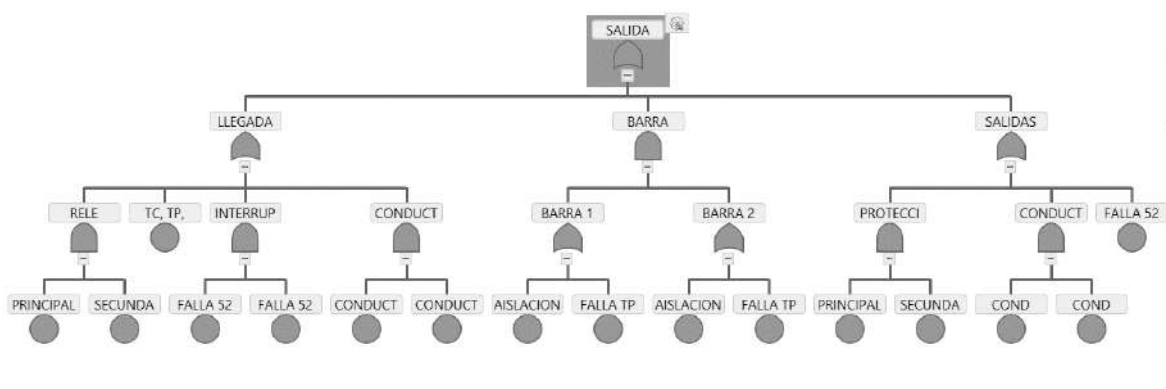


Figura 7.25: Árbol de falla de la configuración de doble barra con doble interruptor
Cargando los valores de las tasas de falla de los componentes primarios o causante de las fallas se obtiene una probabilidad de falla de 0,0003659, utilizando la Ec. 1.1 se tiene una confiabilidad del 99,96% por año.

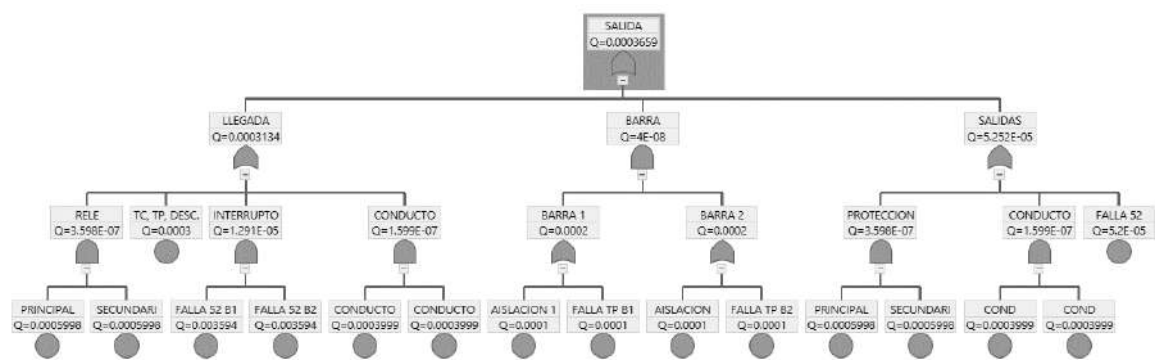


Figura 7.26: Árbol de falla de la configuración de doble barra con doble interruptor con probabilidades

Con los resultados obtenidos se elabora la siguiente tabla del comportamiento del porcentaje de confiabilidad para los próximos 25 años.

Referencias

Configuracion 1	Barra Principal con barra de transferencia
Configuracion 2	Doble Barra con barra de transferencia
Configuracion 3	Doble Barra con doble interruptor

Tiempo en años	Configuración 1 (Existente)	Configuración 2	Configuración 3
1	99,749%	99,769%	99,963%
2	99,499%	99,538%	99,927%
3	99,249%	99,309%	99,890%
4	99,000%	99,079%	99,854%
5	98,751%	98,850%	99,817%
6	98,504%	98,622%	99,781%
7	98,256%	98,394%	99,744%
8	98,010%	98,167%	99,708%
9	97,764%	97,940%	99,671%
10	97,518%	97,714%	99,635%
11	97,274%	97,488%	99,598%
12	97,029%	97,263%	99,562%
13	96,786%	97,038%	99,525%
14	96,543%	96,814%	99,489%
15	96,301%	96,590%	99,453%
16	96,059%	96,367%	99,416%
17	95,818%	96,144%	99,380%
18	95,577%	95,922%	99,343%
19	95,337%	95,700%	99,307%
20	95,098%	95,479%	99,271%
21	94,860%	95,259%	99,234%
22	94,621%	95,039%	99,198%
23	94,384%	94,819%	99,162%
24	94,147%	94,600%	99,125%
25	93,911%	94,382%	99,089%

Tabla 7.8: Tabla comparativa de grados de confiabilidad de las configuraciones en estudio para los siguientes 25 años

Estudios similares fueron realizados utilizando diferentes métodos de análisis, como el de Samuel Ramírez Castaño [20], cuyo resultado se puede apreciar a continuación en la Tabla 7.9. Los sistemas 1 y 3 corresponden a la configuración de barra principal con barra de transferencia y doble barra con barra de transferencia respectivamente. La configuración de doble barra con doble interruptor no figura en el estudio mencionado, pero con fines comparativos puede aproximarse al sistema 5 correspondiente al de interruptor y medio.

Tiempo en años	Sistema 1	Sistema 2	Sistema 3	Sistema 4	Sistema 5
0.0	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
0.5	0.995	0.999	0.999	0.999	0.999
1.0	0.990	0.997	0.999	0.999	0.999
1.5	0.986	0.995	0.999	0.999	0.999
2.0	0.981	0.992	0.999	0.999	0.999
2.5	0.976	0.988	0.998	0.999	0.999
3.0	0.971	0.983	0.998	0.999	0.999
3.5	0.965	0.977	0.997	0.998	0.999
4.0	0.959	0.971	0.996	0.997	0.998
4.5	0.953	0.963	0.994	0.996	0.998
5.0	0.947	0.956	0.992	0.995	0.997
5.5	0.940	0.947	0.990	0.994	0.996
6.0	0.933	0.939	0.987	0.992	0.995
6.5	0.925	0.929	0.984	0.990	0.993
7.0	0.918	0.919	0.981	0.988	0.992
7.5	0.909	0.909	0.977	0.985	0.989
8.0	0.901	0.898	0.973	0.982	0.987
8.5	0.892	0.886	0.968	0.979	0.984
9.0	0.883	0.875	0.963	0.975	0.981
9.5	0.873	0.862	0.958	0.971	0.977
10.0	0.864	0.850	0.952	0.966	0.973
10.5	0.854	0.837	0.946	0.961	0.969
11.0	0.843	0.824	0.939	0.956	0.964
11.5	0.833	0.811	0.932	0.950	0.959
12.0	0.822	0.797	0.925	0.944	0.953
12.5	0.811	0.783	0.917	0.938	0.947
13.0	0.800	0.769	0.908	0.931	0.940

Tabla 7.9: Comparación de grados de confiabilidad de las configuraciones en estudio para los siguientes 13 años según referencia [20]

En otro estudio realizado por Daniel Nack, de la Universidad Estatal de Iowa [21] da el siguiente resultado:

Configuration	Total component failure rate per year (λ)	Total reliability per year (R) , $R= e^{-\lambda t}$
Single bus bar	0.0549	0.94657901
Sectionalized single bus bar	0.0459	0.95513747
Breaker and a half bus bar	0.00356	0.99644632
Double bus double breaker	0.00572	0.994296328

Figura 7.27: Confiabilidad de las configuraciones según referencia [21]

Utilizando la Ec. 1.1 puede calcularse la confiabilidad de la configuración doble barra con doble interruptor dando un valor de 99,43% para el primer año en servicio. Existen otros estudios [22], [23], con resultado similares a los mencionados, los cuales respaldan el análisis desarrollado en esta sección, y estos valores indican que la configuración doble barra con doble interruptor es la que posee mayor grado de confiabilidad.

7.3. Selección y diseño de configuración de barras

Actualmente la Estación se encuentra con algunas limitaciones, ya puntualizadas en el presente trabajo, en este sentido, para la preselección de alternativas se ha puesto a consideración dos configuraciones, que en principio cumplieron a cabalidad las exigencias planteadas para conseguir mejoras sustanciales para la buena operación en el sistema, que fueron respaldados por los resultados del análisis de confiabilidad.

Del mismo modo, las alternativas consideradas, en principio se ajustan técnicamente a la configuración existente, facilitando su implementación sin afectar la continuidad del servicio.

El espacio disponible en el patio de 220 KV se observa en la figura de abajo. La zona resaltada es el espacio físico disponible que podrá utilizarse, con el fin de evitar grandes modificaciones al patio de 220 KV existente.

En ella se aprecia un espacio total de 10 metros libres entre la barra de transferencia y el pórtico de los transformadores de potencia, y 12 metros libres al costado de la barra principal hasta el cercado perimetral.

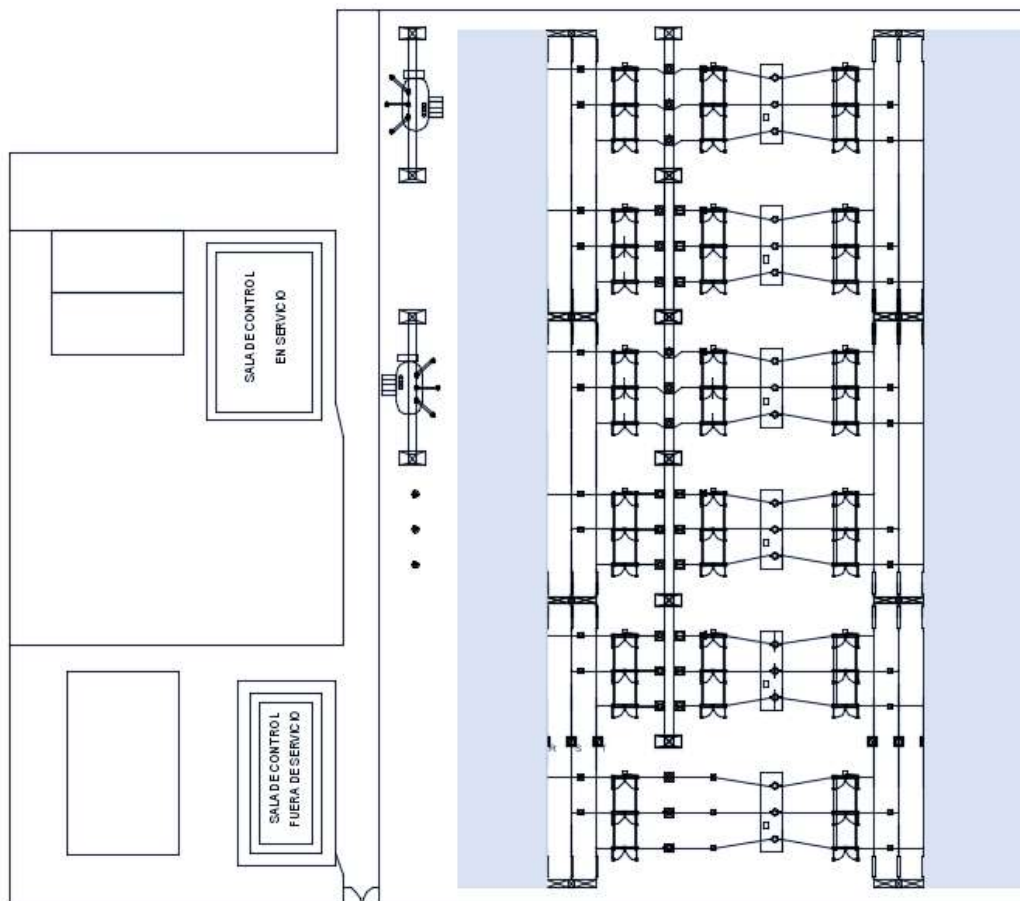


Figura 7.28: Espacio disponible en el patio de maniobras en 220 kV

Estos espacios son suficientes para instalar los componentes necesarios para la reconfiguración. Los descargadores podrán ser reubicados con facilidad.

En la siguiente sección se presentan dos opciones de configuración de conexión de barras, las cuales, después de un análisis rápido se ajustan a la configuración actual sin mayores modificaciones.

7.3.1. Elaboración del diseño y diagramas eléctricos para cada alternativa

Para facilitar la visualización de las opciones planteadas, y comprobar cualquier tipo de problema o complicación que puedan presentarse durante la reconfiguración, se desarrollan minuciosamente cada configuración con todos los detalles a tener en cuenta.

Estas configuraciones son las siguientes:

- Configuración de conexión de barras tipo doble barra con doble interruptor
- Configuración de conexión de barras tipo doble barra con barra de transferencia

7.3.1.1. Configuración de conexión de barras tipo doble barra con doble interruptor

Para la presente configuración, se utilizará el espacio de 10 metros, disponible entre la barra de transferencia actual y el pórtico de los transformadores, remitirse a la figura 7.29.

Se agregarán los nuevos componentes realizando mínimas modificaciones al circuito existente y al mismo tiempo sin afectar la continuidad del servicio.

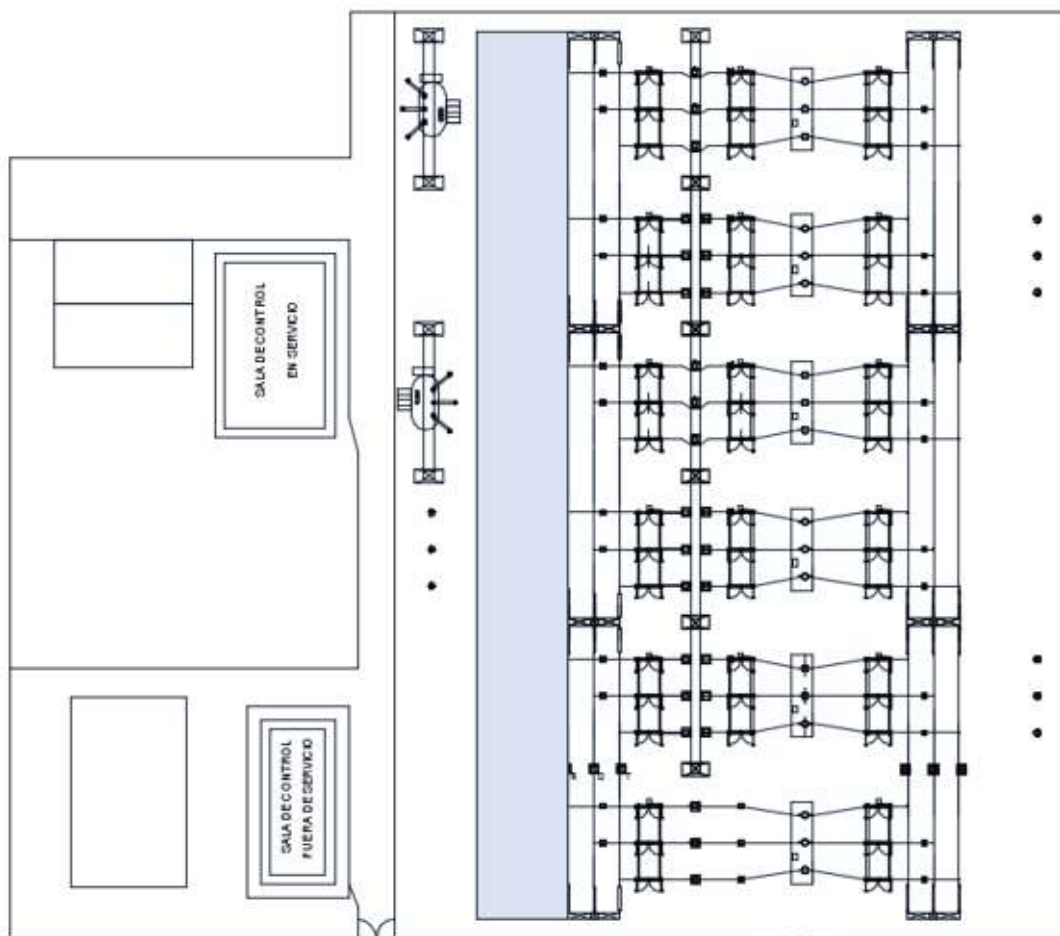


Figura 7.29: Espacio disponible en el patio de maniobras existente

A continuación, se presentan las características de cada una, primeramente, la configuración existente y a continuación la proyectada.

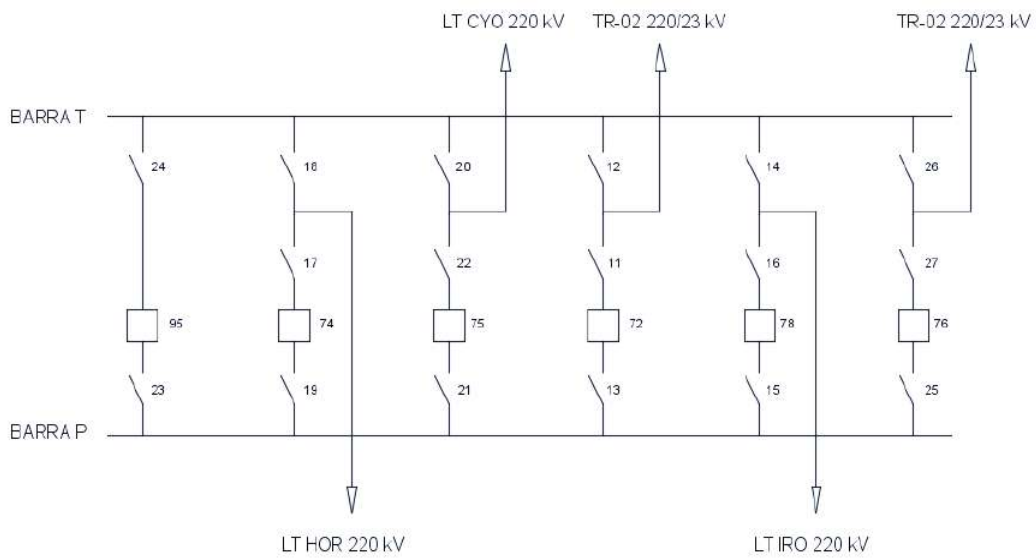


Figura 7.30: Esquema básico barra principal con barra de transferencia existente

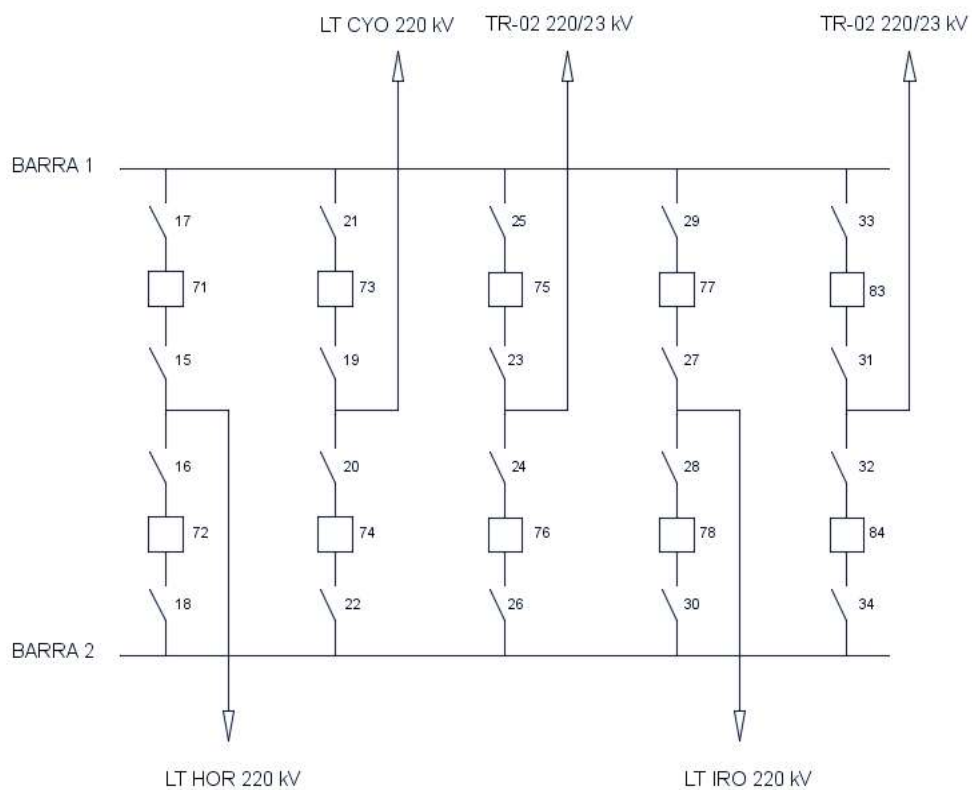


Figura 7.31: Esquema básico de doble barra con doble interruptor

Existen semejanzas importantes entre las configuraciones, en cuanto a la disposición general de los equipos en el patio de maniobras. Desde el punto de vista de control también es fácilmente adaptable como se podrá apreciar más adelante.

Para el mejor aprovechamiento del espacio se optarán por seccionadores semipantógrafos, estos ocupan menos espacios que los de apertura lateral, pero requieren necesariamente barras tubulares.

Para la reconfiguración, serán necesarios un total de 15 polos de interruptores y 5 seccionadores tripolares tipo semipantógrafos, uno por cada posición, exceptuando la posición de acoplamiento, del cual se reutilizarán los componentes por prescindirse de ella en esta configuración. En la Tabla 7.8 se visualiza la lista de equipos.

El traslado y modificación de la barra de transferencia que en la nueva configuración pasará a ser denominada barra número 2, y por lo tanto la barra principal será denominada barra número 1.

La modificación que será necesaria en la barra es la de cambio del tipo de barra, de tipo cable a tipo tubular. Esta modificación es necesaria por el tipo de seccionadores que serán utilizados (semipantógrafo).

A continuación, se puede observar el plano de planta y sección de una posición, en este caso correspondiente a la posición de LT-HOR 220 kV, en ella se resalta la modificación correspondiente a la nueva disposición. Los planos del resto de las posiciones se podrán visualizar en el Apéndice B.2.

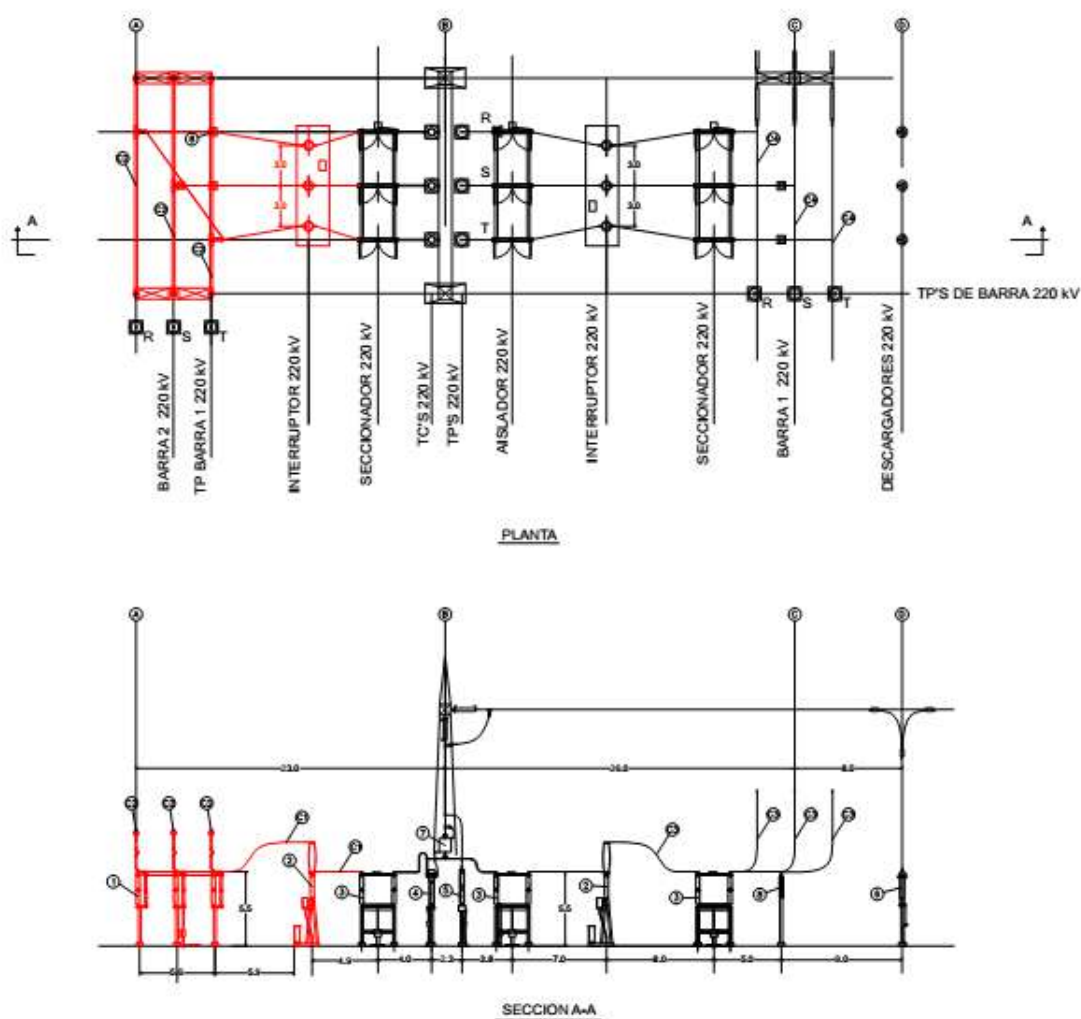


Figura 7.32: Planta y sección de la configuración doble interruptor para una posición

La incorporación de los nuevos equipos requiere de nuevas fundaciones que deberán tenerse en cuenta a la hora de la evaluación económica. Se contabilizan un total de 3 fundaciones para los seccionadores, acompañado de dos para aisladores tipo pedestal para suspensión de conexión entre el interruptor y los seccionadores, con el fin de evitar tramos excesivamente largos. Por otro lado, un total de 6 fundaciones para el soporte de la barra, junto con 3 fundaciones para los transformadores de tensión. También las fundaciones para los 15 polos de interruptores.

La nueva configuración proyectada mejora el grado de confiabilidad, disponibilidad de los equipos para mantenimiento y condiciones de operación, en condiciones normales las dos barras estarán en servicio Figura 7.33, además ofrecerá la posibilidad de utilizar cualquiera de las dos barras de manera independiente, facilitando la liberación de cualquiera de ellas, junto con sus juegos de seccionadores y TPs de barra, para el mantenimiento tanto preventivo como correctivo. En la sección de ensayos de fallas y la intervención de equipos para mantenimiento se podrán visualizar mejor las ventajas.

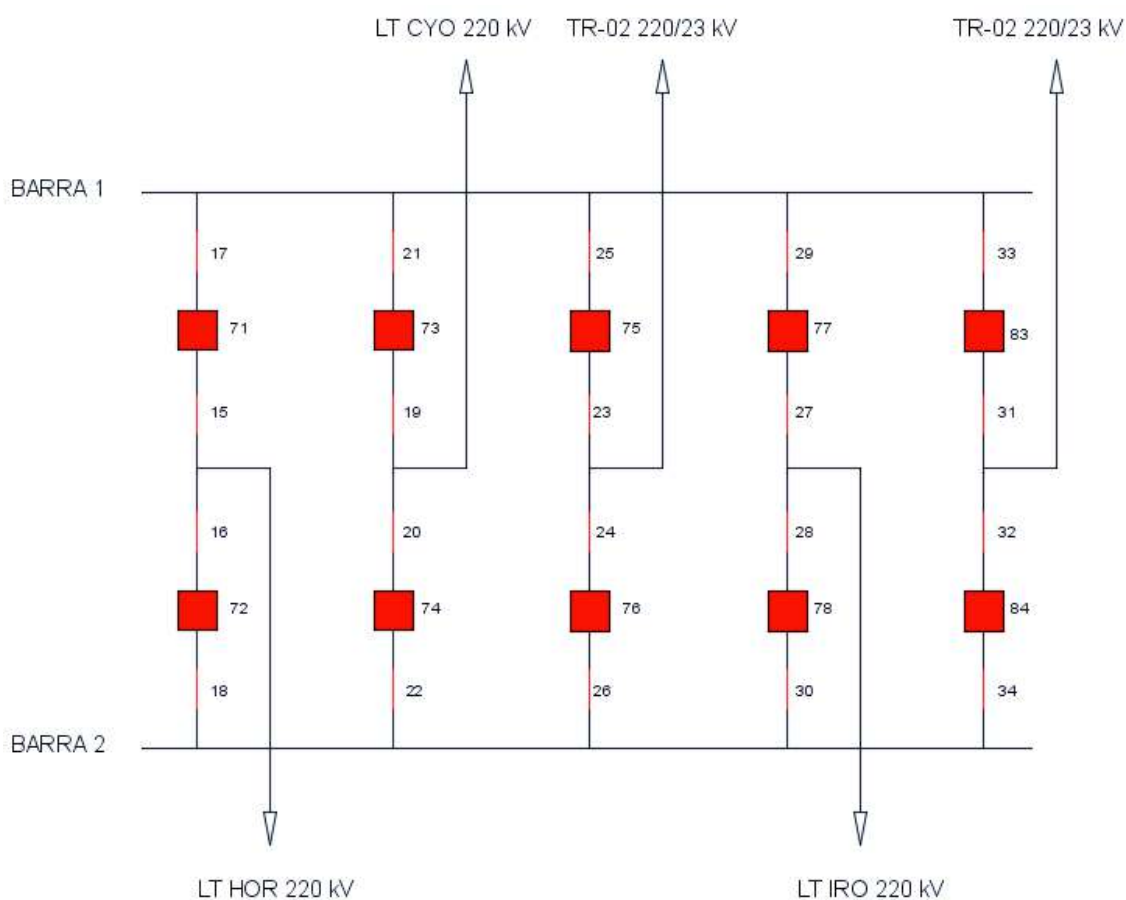


Figura 7.33: Condición normal de servicio de la configuración

En caso de falla de un interruptor de una posición al momento de un evento, enviará disparo a todos los interruptores hacia la barra donde corresponde el interruptor con falla, en este caso dejaría fuera de servicio solamente la posición afectada, quedando todas las demás sobre la otra barra.

La posición de acoplamiento existente ya no tendrá ninguna utilidad, por lo que se la podrá prescindir, reutilizando algunos de sus componentes para la incorporación en la nueva configuración. Los componentes mencionados son un conjunto de 3 polos de interruptores de potencia a gas SF6 para 220 kV, 7 estructuras completas de aisladores tipo pedestal para soporte de conexiones de potencia. Además de 3 transformadores de corriente, y dos seccionadores tripolares de dos columnas y apertura lateral, estos últimos no podrán ser utilizados, pero quedan disponible para una futura ampliación en la Estación en el espacio disponible, tal mejora o ampliación queda como una línea de investigación abierta. La Tabla 7.10 ilustra los equipos extras necesarios para la reconfiguración a doble barra con doble interruptor.

Cantidad	Equipos
15	Polos de interruptores de potencia a gas SF6 para 220 kV con sus respectivos accesorios y fundaciones
5	Seccionadores tripolares semipantográficos para 220 kV con todos sus accesorios y fundaciones
1	Barra colectora rígida completa, compuesto por 5 tramos de 16 metros para la incorporación de los seccionadores semipantográficos, con las estructuras de suspensión con sus respectivos aisladores.
1	Canalizaciones para circuitos de control
1	Reprogramación de las unidades de control para cumplir con la nueva configuración para control y protección

Tabla 7.10: Cantidad de equipos extras necesarios

A continuación, se puede apreciar una vista de la disposición general de equipos en el patio de maniobras con la nueva configuración.

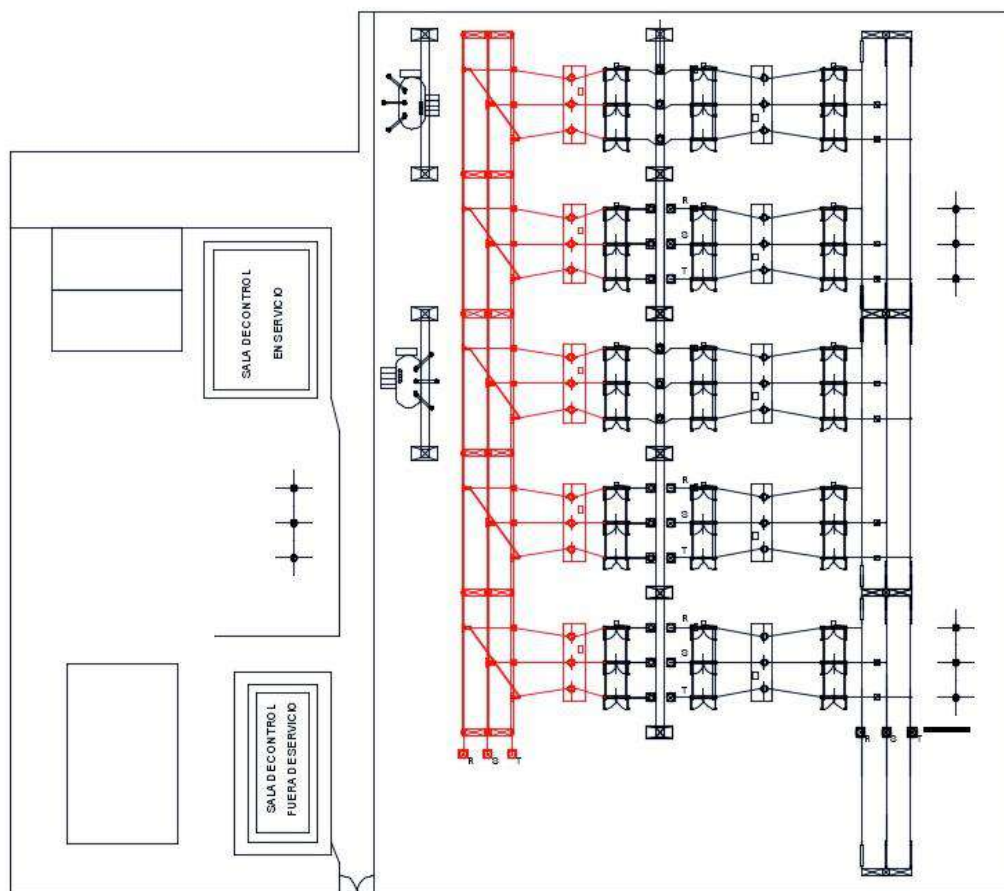


Figura 7.34: Disposición de equipos en el patio de maniobras de la modificación

En cuanto a la complejidad de las transformaciones necesarias para la reconfiguración se puede afirmar que es relativamente asequible la configuración, delimitando bien la zona de trabajo no afectará la continuidad del servicio del sistema actual en ningún momento.

La configuración da la posibilidad de utilizar cualquiera de las barras según sea necesario, incluso brinda la posibilidad de una ampliación en el patio de maniobras al prescindir de la posición de acoplamiento, queda libre el espacio que utilizada esta posición.

La configuración puede considerarse como un sistema redundante, pues para cada posición ofrece dos caminos con interruptores con sus respectivos seccionadores para conectar a las barras.

Desde el punto de vista de maniobrabilidad y seguridad se puede concluir que la configuración ofrece buena seguridad para el personal de operación por poseer una combinación simple para el mantenimiento de los seccionadores de salida será necesario un fuera de servicio de la posición. En cuanto a la confiabilidad es excelente ver Tabla 7.8, por utilizar dos barras con interruptores diferentes, independiente una de la otra.

7.3.1.2. Configuración de conexión barras tipo doble barra con barra de transferencia

Para esta configuración se utilizará el espacio de 12 metros disponible entre la barra principal y el cercado perimetral.

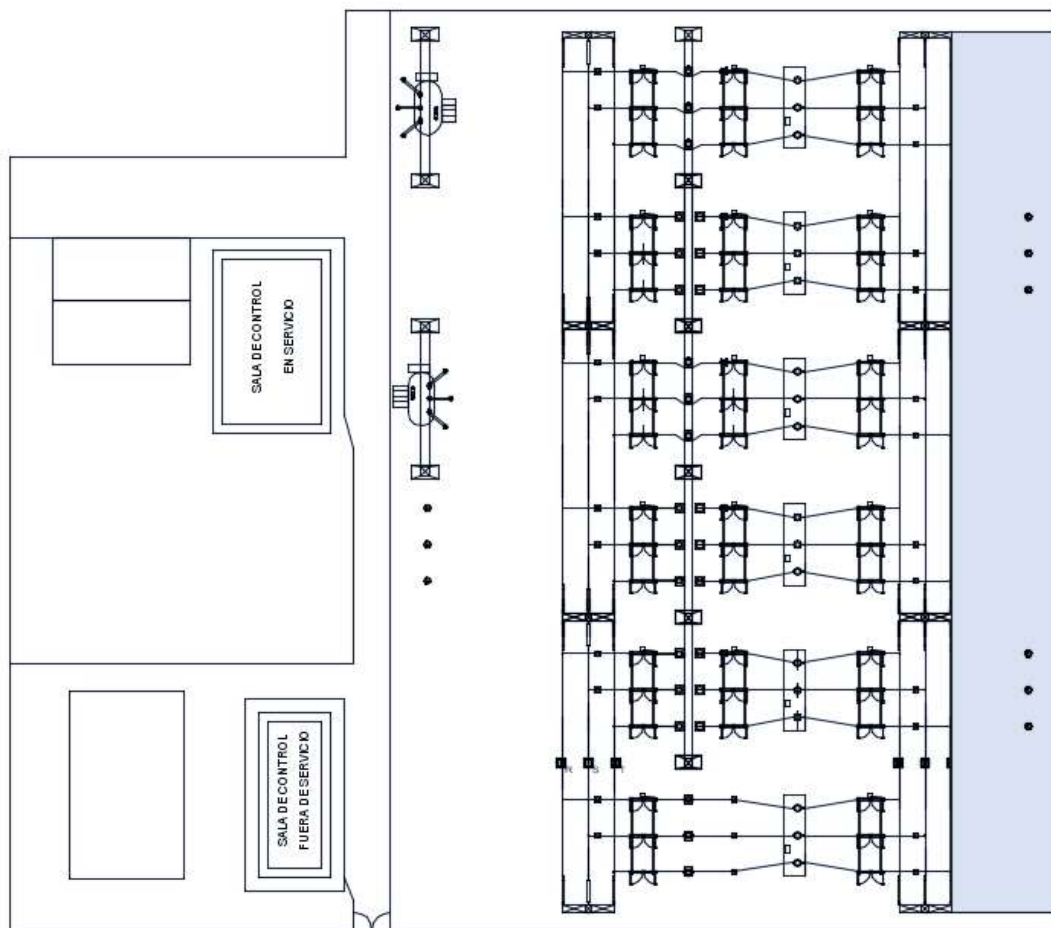


Figura 7.35: Espacio disponible en el patio de maniobras

Seguidamente se puede apreciar las características de la configuración de doble

barra colectora con barra de trasferencia y su comparación y adaptación a la configuración actual.

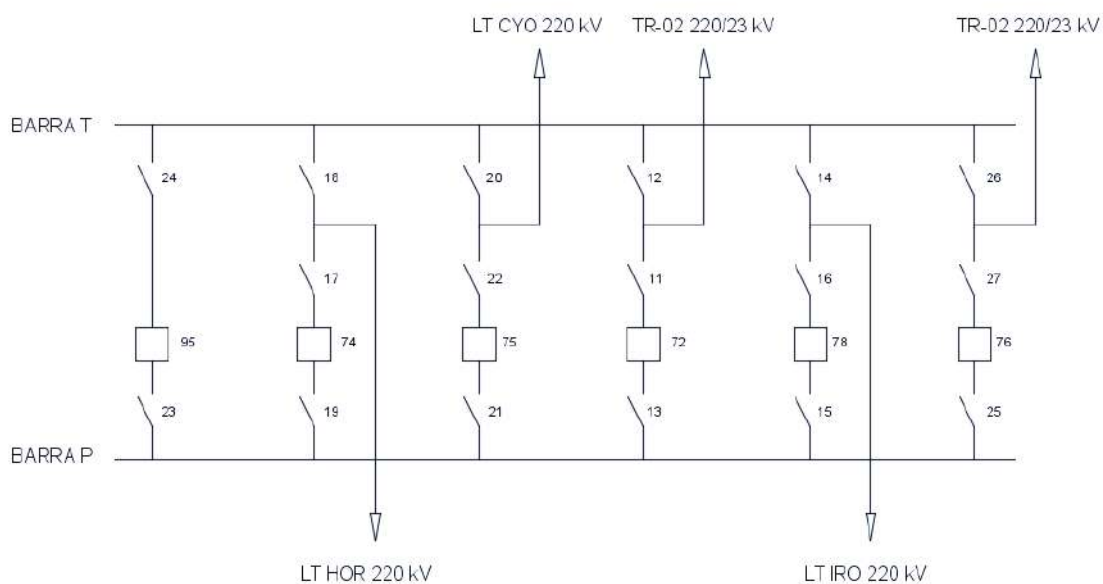


Figura 7.36: Esquema básico de la configuración actual

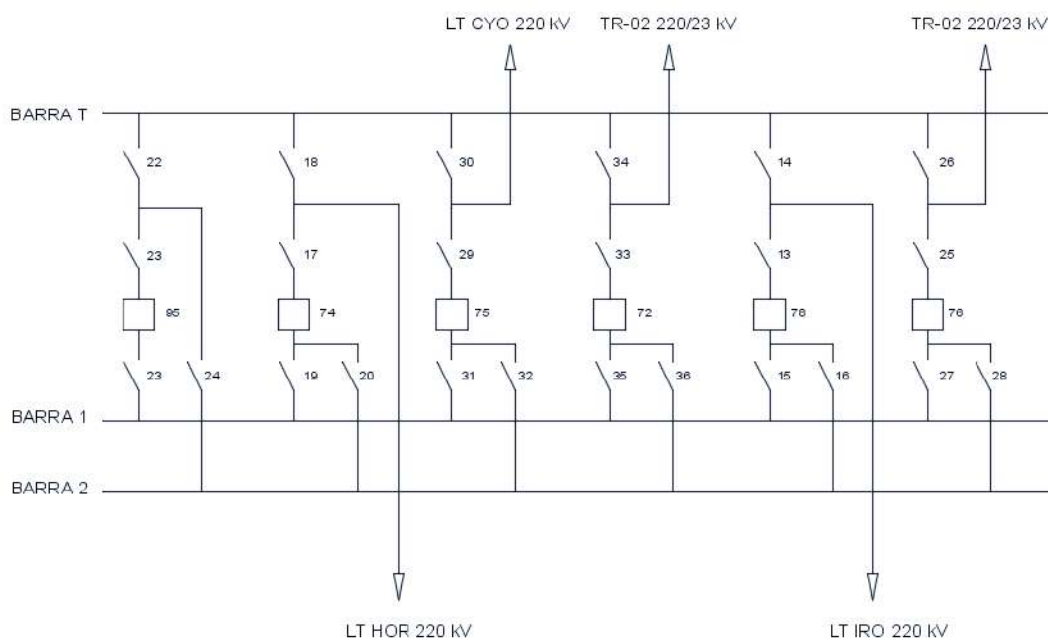


Figura 7.37: Esquema básico de la configuración doble barra con barra de transferencia

Existen semejanzas importantes en cuanto a la disposición general de los equipos en el patio de maniobras. Como se puede observar; además de la incorporación de una barra adicional serán necesarios los seccionadores sobre la misma, aquí surge una complicación para la conexión física de la salida del nuevo seccionador a la entrada del interruptor de potencia. Esto se visualiza en la siguiente imagen.

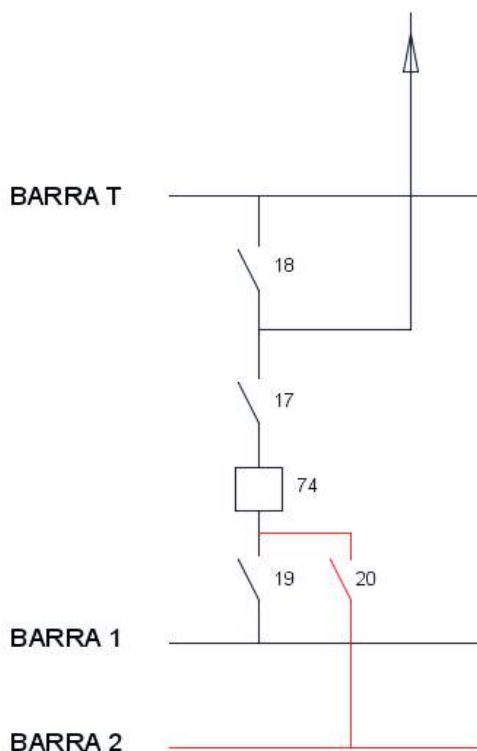


Figura 7.38: Vista de la disposición de las barras de una posición.

Con los seccionadores de apertura lateral existentes sobre la barra principal se dificulta la conexión de los nuevos componentes.

Se presentan dos posibles alternativas de solución, la primera es reemplazando los seccionadores de apertura lateral por seccionadores semipantográficos, pues en estos, la base del contacto móvil representa la salida del seccionador por ende un punto común del circuito como podrá visualizarse en la siguiente figura.

La segunda opción es realizando la conexión por encima de los equipos existentes a través de pórticos, la última requiere además de la modificación de los pórticos

actuales de líneas y de transformadores para conseguir las distancias de seguridad necesarias, por lo que la primera opción es la que se adoptará en este trabajo.

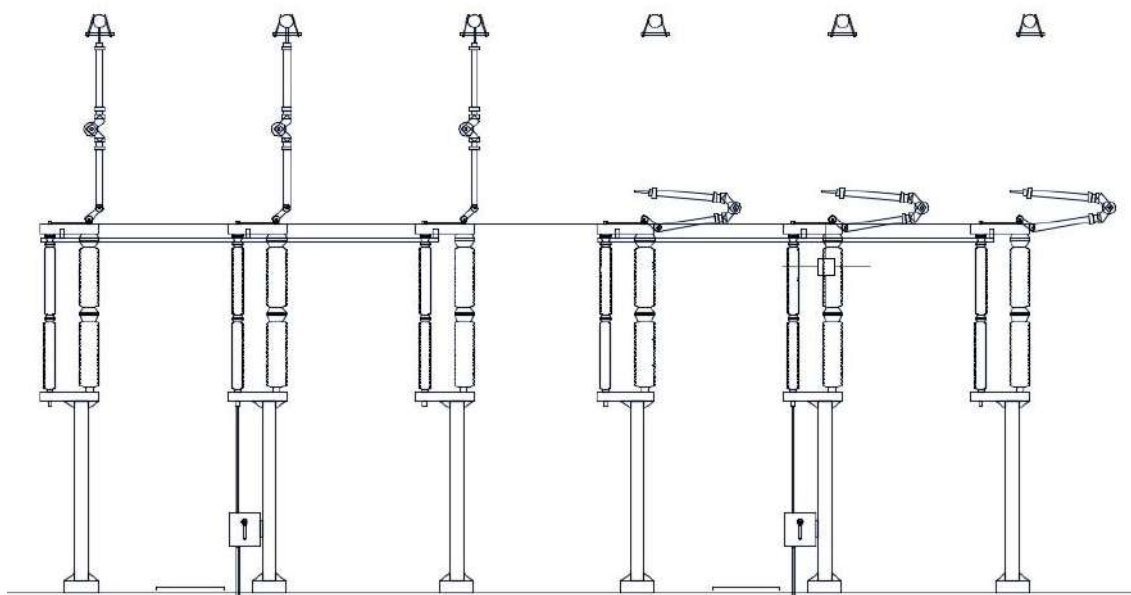


Figura 7.39: Seccionadores semipantógrafos para conexión a barra 1 y 2

Al optar por el reemplazo de los seccionadores de apertura lateral, se procederá a la adaptación de la barra principal actual, reemplazándolo por una barra del tipo tubular, necesario para el uso de seccionadores semipantógrafos, esto requiere de fuera de servicio de la misma, mientras duren los trabajos de modificación.

Para evitar el fuera de servicio por tiempo prolongado, se utilizará la barra de transferencia para la conexión de todas las posiciones, si bien no es la condición ideal, será solamente durante el tiempo que duren los trabajos de modificación de la barra. Es importante resaltar que la conexión mencionada será solamente con estado del tiempo bueno.

La nueva configuración ofrecerá la posibilidad de utilizar cualquiera de las dos barras 1 y 2, además de la facilidad de transferir toda la carga de una posición desde la barra 1 (barra del medio en la figura) cualquiera de las posiciones sobre la barra de transferencia a través de del interruptor del acoplamiento, facilitando la

liberación de cualquiera de ellas, para el mantenimiento tanto preventivo como correctivo.

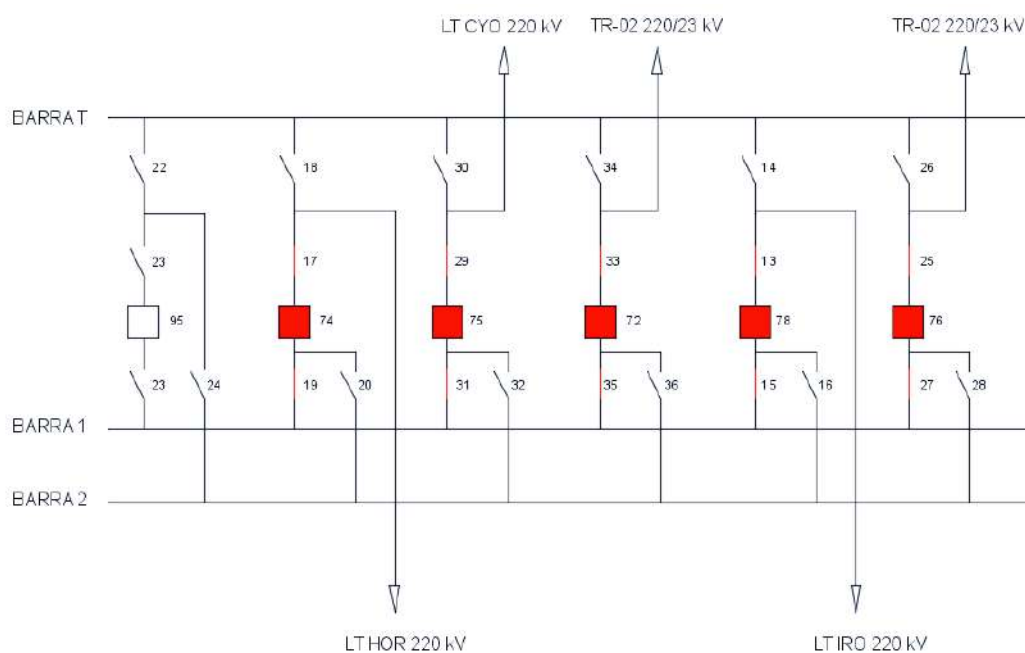


Figura 7.40: Configuración doble barra con barra de transferencia condición normal de servicio

En condiciones normales la barra 1 estará en servicio. En caso de falla de un interruptor al momento de un evento, ver Figura 7.40, enviará disparo a todos los interruptores para despejar la falla, en este caso dejaría fuera de servicio toda la Estación el tiempo que dure la normalización.

Como se ha visto en el análisis para la preselección, existen dos variantes para esta configuración de doble barra con barra de transferencia. La primera variante utiliza dos interruptores de potencia tripolares para el acople entre las barras, y la segunda utiliza solo uno. Por la complejidad de la primera junto con la falta de espacio en este proyecto se opta por la segunda que da la posibilidad de realizar transferencias de las protecciones solamente a partir de la barra 1.

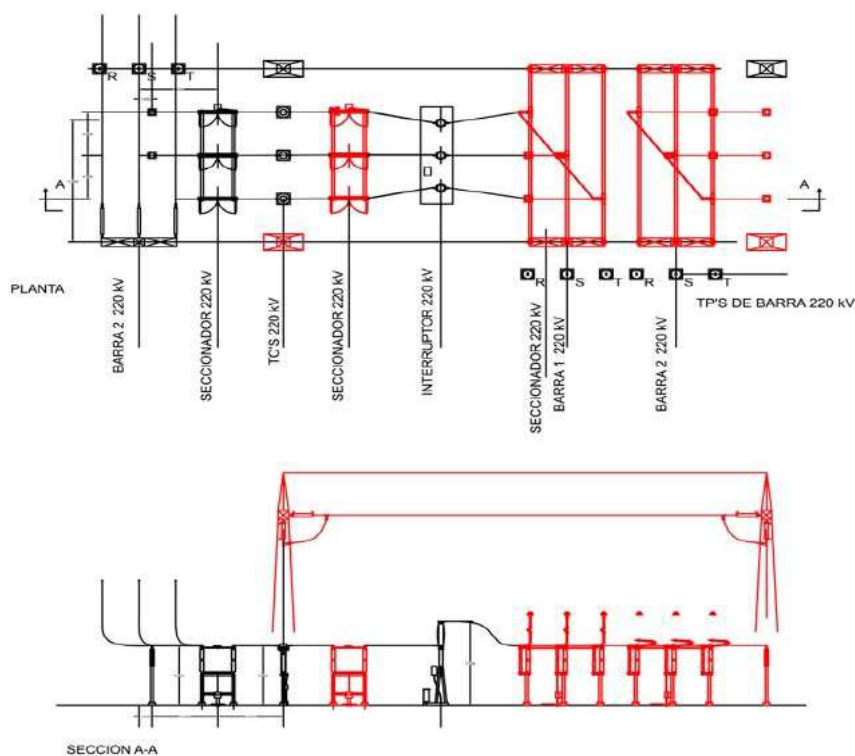


Figura 7.42: Vista planta y sección posición de acoplamiento

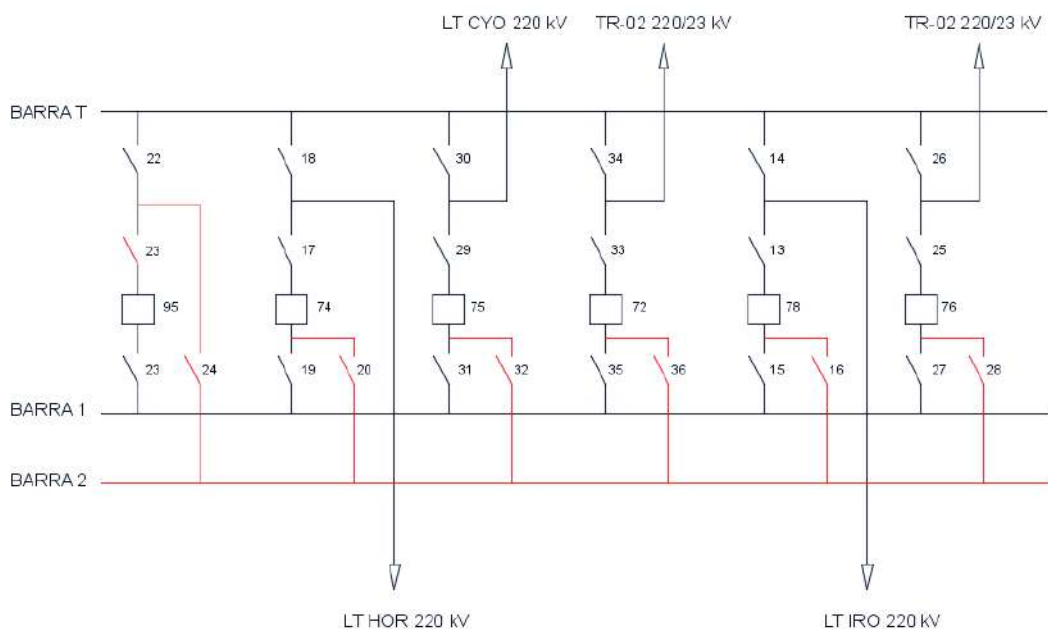


Figura 7.43: Esquema completo de la configuración doble barra con barra de transferencia

A continuación, en la tabla se puede observar una lista de los diferentes equipos y accesorios necesarios para la reconfiguración.

Cantidad	Equipos
12	Seccionadores tripolares semipantógrafos para 220 kV con todos sus accesorios y fundaciones
3	Transformadores de potencial para 220 kV con sus respectivos accesorios y fundaciones
2	Barra colectora rígida completa, compuesto por 6 tramos de 16 metros para la incorporación de los seccionadores semipantógrafos, con las estructuras de suspensión con sus respectivos aisladores.
1	Canalizaciones para circuitos de control
1	Reprogramación de las unidades de control para cumplir con la nueva configuración para control y protección
1	Torres y pórtico para la posición acoplamiento

Tabla 7.11: Cantidad de equipos extras necesarios

Tras realizar las modificaciones en el patio de maniobras en 220 kV, la configuración de doble barra con barra de transferencia quedará con la siguiente disposición de los equipos en el patio.

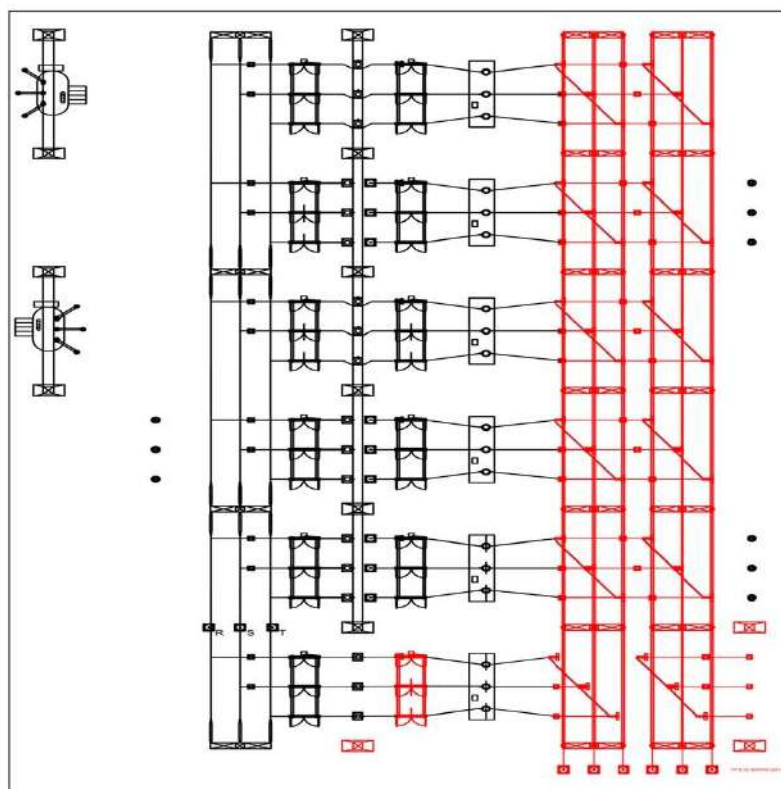


Figura 7.44: Configuración doble barra con barra de transferencia disposición general de equipos en el patio

La configuración de doble barra con barra de transferencia presenta el problema de la modificación de la barra principal actual, así como la incorporación de pórticos para la posición de acoplamiento. Además de la necesidad de una gran cantidad de componentes extras.

Desde el punto de vista de la confiabilidad, esta configuración ofrece un grado alto basados en los datos de la sección 7.2.3.1. Como se había visto anteriormente, en caso de presentarse un problema en un interruptor y no opera durante un evento, se producirá en disparo de todas las posiciones para despejar la falla. Por otro lado, para el mantenimiento de los seccionadores de salida será necesario un fuera de servicio de la posición.

La flexibilidad de la configuración junto con la disponibilidad de los equipos para mantenimiento es aceptable.

Serán necesarias maniobras con cierto grado de complejidad para algunos casos, como el traspaso de todas las cargas de una barra a otra a través de una serie de maniobras utilizando el acoplamiento, en tales situaciones será necesaria la presencia del operador en el patio para confirmar la apertura o cierre total de un seccionador antes de abrir la siguiente, por tratarse de una maniobra a potencial, con esto se necesita más tiempo durante las maniobras.

7.3.2. Ensayo de solución de problemas con cada alternativa

El fin principal de esta sección es comprobar el cumplimiento de los objetivos del proyecto, para lograrlo se presentan situaciones a ser mejoradas y a través de representación en imágenes se podrán visualizar las soluciones.

En la Figura 7.45 se pueden visualizar los equipos a los que resulta imposible acceder en condiciones normales de servicio. Los equipos encerrados en círculo, incluida la barra y los transformadores de tensión de la misma.

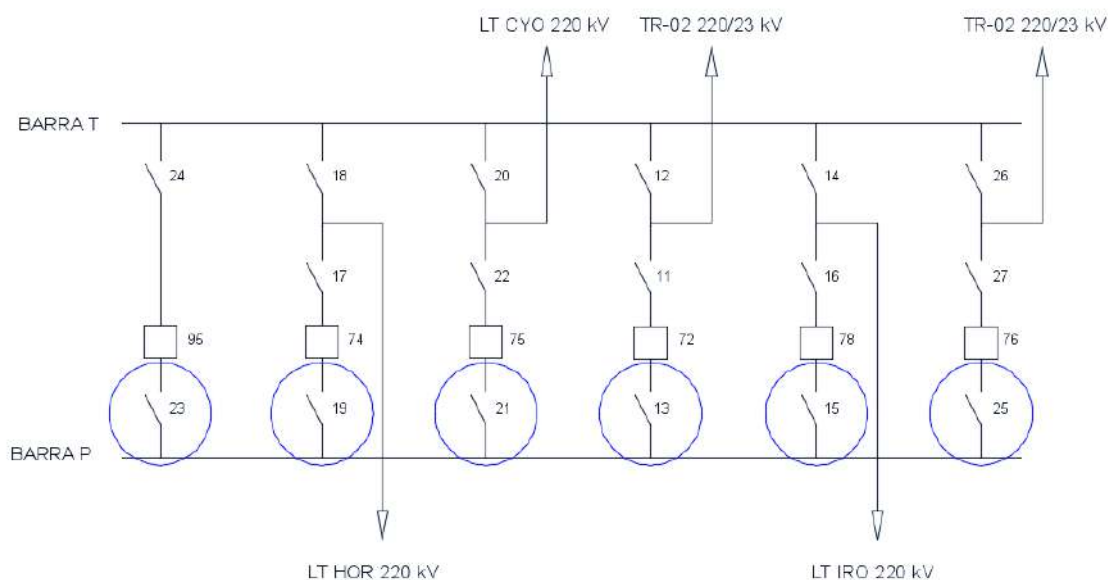


Figura 7.45: Seccionadores sobre la barra principal

Además de los inconvenientes para el mantenimiento de los equipos en cuestión, la confiabilidad está muy afectada por tener un solo punto de toma común para las salidas de potencia, la cual es la barra principal, esto conlleva a que ante una avería de la misma, inevitablemente representa fuera de servicio total.

Estos inconvenientes se ven solucionados con las configuraciones analizadas en la sección anterior, como podrá observarse a continuación en el esquema de la Figura 7.46, para la configuración con doble interruptor se tienen dos barras para la toma de la energía con caminos totalmente independientes.

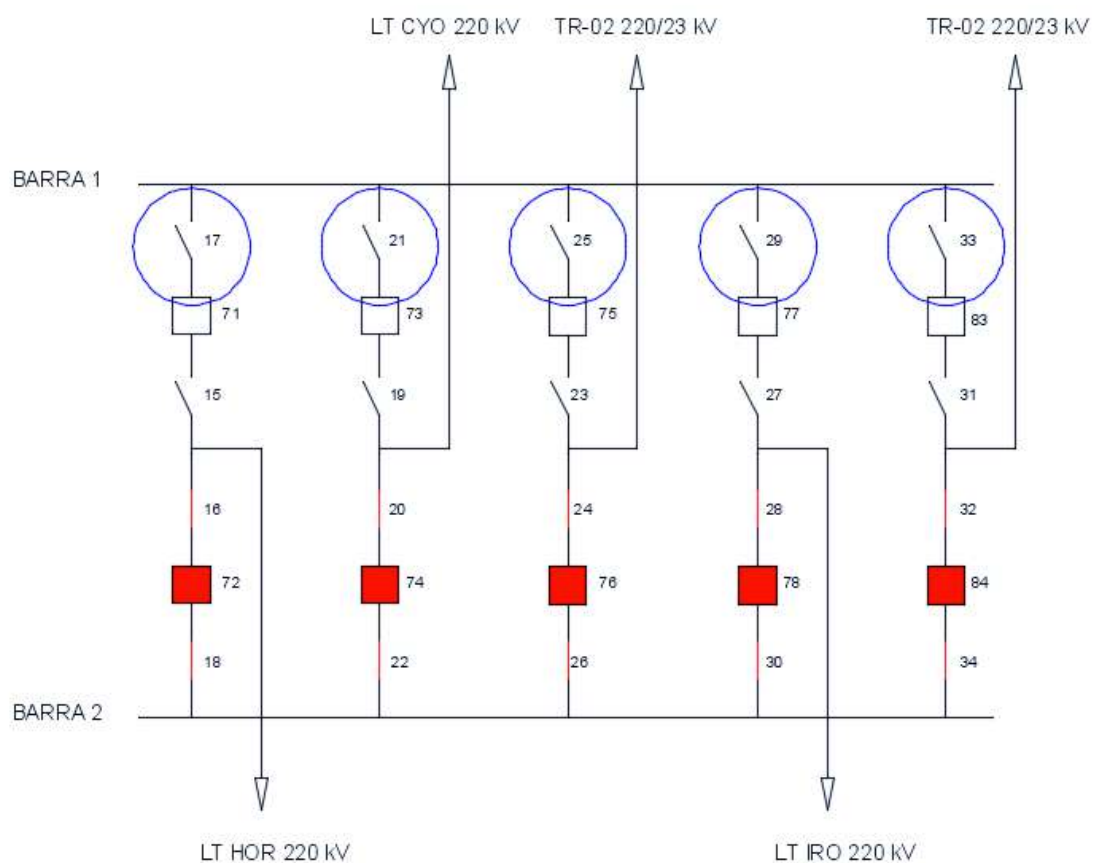


Figura 7.46: Disponibilidad de equipos para mantenimiento

Se puede observar la manera en que queda la configuración tipo doble barra con doble interruptor para la disponibilidad de una de las barras para los trabajos de mantenimientos mencionados.

Del mismo modo sucede con la configuración de doble barra con barra de transferencia, con la posibilidad de utilizar cualquiera de las barras, con la diferencia de que en ese caso debe quedar fuera la posición a la que se realiza el mantenimiento.

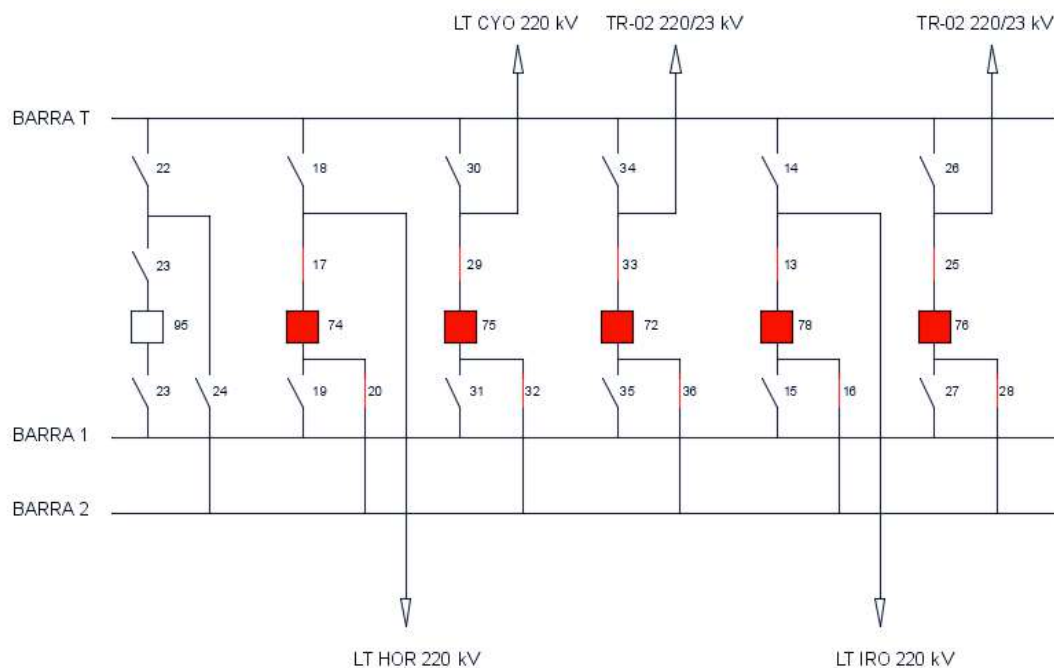


Figura 7.47: Disponibilidad de equipos para mantenimiento

Es importante mencionar además que ninguna de las configuraciones estudiadas ofrece solución cuando la avería se presenta en la llegada o salida de cada posición. Tampoco ofrece la posibilidad de mantenimiento a los seccionadores de líneas o de transformadores, así como los TPs, TCs y los descargadores, para lo cual se requiere de fuera de servicio de la posición requerida.

7.3.3. Análisis de resultados del estudio de las alternativas

Con la simulación de las situaciones problemáticas a resolver se puede concluir que ambas alternativas representan mejoras importantes en cuanto a la disponibilidad de los equipos en el patio de maniobras en 220 kV.

Para facilitar la selección de una de ellas se presenta a continuación en la tabla comparativa desde el punto de vista de ventajas y desventajas:

CONFIGURACIÓN DE CONEXIÓN DE BARRAS CON DOBLE INTERRUPTOR

Ventajas

- No afectará a la continuidad del servicio del sistema actual
- Mayor confiabilidad por ser un sistema redundante
- Espacio disponible para ampliación por no utilizar acoplador de barras
- Mayor seguridad para personal de operación por menor número de equipos a maniobrar
- Todas las maniobras cumplen con los niveles de seguridad en cuanto a protecciones
- Mayor maniobrabilidad y disponibilidad de equipos para mantenimientos
- Menor número de seccionadores semipantógrafos necesarios

Desventajas

- Serán necesarios 12 polos completo de interruptores nuevos (Costo elevado)
- Incorporación de una barra rígida completa

Tabla 7.12: Configuración de doble barra con doble interruptor: ventajas y desventajas

CONFIGURACIÓN DE CONEXIÓN DE BARRAS CON BARRA DE TRANSFERENCIA

Ventajas	Desventajas
- Los componentes extras con relativamente más baratos	- Será necesaria la incorporación de 2 barras rígidas
- Utilización de las mayorías de los equipos en sus fundaciones actuales	- Modificación de la posición acoplador, incorporando pórticos para interconexión
- Disponibilidad de todos los seccionadores sobre las barras 1 y 2 para mantenimiento	- Maniobras con mayor complejidad para liberar equipos
	- Cortes programados del servicio para las modificaciones correspondiente
	- Serán necesarios un total de 12 seccionadores tripolares semipantógrafos

Tabla 7.13: Configuración de doble barra con barra de transferencia:
ventajas y desventajas

Después de lo observado en las tablas anteriores, y considerando el grado de confiabilidad estimados, se puede concluir que la configuración de doble barra con doble interruptor posee mayores ventajas y menores complicaciones, por la cual queda seleccionada como la alternativa a implementar y a partir de este punto se continua solo la configuración mencionada para el resto del trabajo.

7.4. Elaboración de cálculos de dimensionamiento

En esta sección se presenta el dimensionamiento y la selección de los conductores, barrajes y equipos de potencia a utilizar en la Estación ES-SES 220 kV para su reconfiguración. Se tendrá en cuenta la alternativa seleccionada: doble barra con doble interruptor.

Por el tipo de componentes a instalar se tiene previsto usar conductores rígidos para todos los campos de la modificación. Por un lado, las barras con la incorporación de seccionadores semipantógrafos, y por el otro, la interconexión entre los seccionadores e interruptores para lograr las alturas para el ingreso de maquinarias de personales de mantenimiento.

7.4.1. Identificación de parámetros a determinar

A continuación, se presentan los parámetros fundamentales para realizar el diseño, así como el circuito simplificado del patio de 220 kV.

Nombre se la Estación	ES-SES
Tensión de operación	220 kV
Arreglo se la Estación	Doble barra con doble interruptor
Altitud de la Estación	209 msnm
Temperatura promedio	30 °C
Velocidad del viento	80 km/h
Velocidad máxima de flujo laminar	24 km/h
Nivel de cortocircuito en barra	20 kA simétrico

Tabla 7.14: Características generales de la subestación

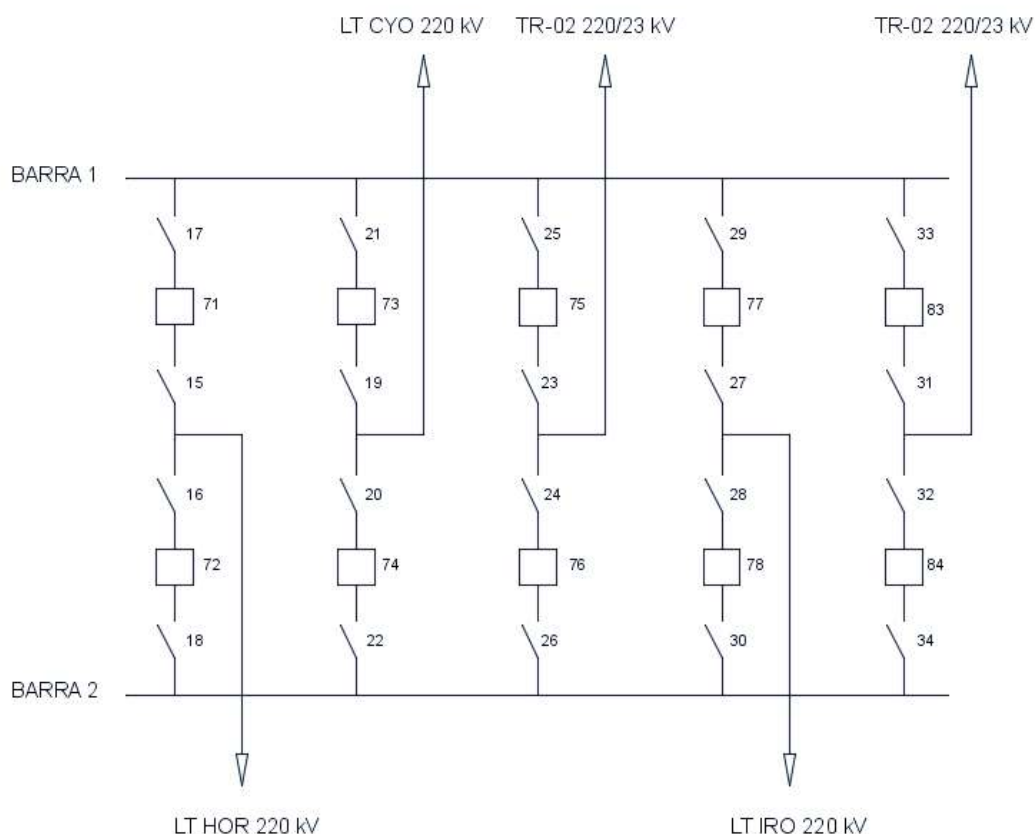


Figura 7.48: Esquema de la configuración de barras proyectada de la Estación

Por la exigencia del proyecto de utilizar seccionadores semipantógrafos se emplearán tubos de aluminio de sección transversal circular para las barras. En la Tabla 4.1, se indican características mecánicas y eléctricas, así como las dimensiones estándares de los tubos.

7.4.2. Resultado de cálculos

La capacidad máxima de la línea de alimentación es de 300 MVA, por lo que las barras colectoras deben resistir una corriente total de:

$$I = 787 \text{ A}$$

Aplicando un factor de seguridad del 20% y previendo ampliaciones futuras con un factor de 30% se tiene la corriente definitiva:

$$I = 1181 \text{ A}$$

Para esta capacidad de conducción, de acuerdo con la Tabla 4.2, el conductor de aluminio debe tener como mínimo un diámetro nominal de 63 mm (2 ½ plg).

Tras la realización de los cálculos para la sección del tubo de aluminio mencionado se concluyó que no cumple con las exigencias por deflexión, procediéndose nuevamente los cálculos para un conductor de diámetro mayor igual a 129 mm (5 plg.). Los detalles de todos los cálculos pueden apreciarse en el Apéndice B.1

La capacidad máxima de conducción de corriente para el conductor estudiado es de 3660 A, supera ampliamente las exigencias del circuito por ampacidad.

Parámetro	Resultado
Ampacidad	Tubo aleación Al de 129 mm
Efecto corona y radio influencia	No presenta
Máxima corriente de cortocircuito	392 kA
Longitud del tramo del conductor	16 metros
Vibración del conductor	No presenta
Longitud del tramo máxima permitida	18.38 metros

Tabla 7.15: Resumen de cálculos para el dimensionamiento de conductor para las barras

De esta forma se elige el conductor de aleación de aluminio de 129 mm para las barras.

7.4.2.1. Dimensionamiento de aisladores

Los cálculos para dimensionar los aisladores que soportarán las barras han llevado a la elección de aislador tipo pedestal observado en la Figura 4.8. Los detalles de los cálculos pueden observarse en el Apéndice B.1.

A continuación, se puede apreciar en la tabla el resumen de dicho cálculo.

Parámetro	Resultado
Fuerza sobre aisladores	4939 N
Expansión térmica	0,865 cm

Tabla 7.16: Resumen de cálculos para el dimensionamiento de aislador soporte para las barras

7.4.3. Calibre mínimo del conductor para la conexión entre equipos

7.4.3.1. Posición de línea de llegada LT-CYO 220 kV

La corriente total por la llegada de línea de alimentación será de:

$$I = \frac{\text{MVA} \times 1000}{\sqrt{3} \times \text{kV}}$$

$$I = \frac{300 \times 1000}{\sqrt{3} \times 220}$$

$$I = 787 \text{ A}$$

Aplicando un factor de seguridad del 15%:

$$I = 905 \text{ A}$$

Para esta capacidad de conducción, de acuerdo con la Tabla 1.2, el conductor de aluminio debe tener como mínimo un diámetro nominal de 63 mm (2 ½ plg).

En el proceso de diseño de la sección anterior se vio que este conductor no tendrá problemas de efecto corona, radio influencia ni de vibración, también se calculó que el tramo máximo permisible para dicho conductor es de 12.28 m, y aunque la disposición sea un tanto diferente, puede estimarse como equivalente, por lo tanto, podrá ser utilizado para la conexión entre los equipos, teniendo tramos máximos de 7 metros, en la zona de entrada de camiones.

7.4.3.2. Posiciones de salida de líneas y transformadores

La corriente total para las posiciones de salida de líneas será la capacidad de transmisión de las mismas, considerando como límite de 300 MVA se tiene:

$$I = \frac{\text{MVA} \times 1000}{\sqrt{3} \times \text{kV}}$$

$$I = \frac{300 \times 1000}{\sqrt{3} \times 220}$$

$$I = 787 \text{ A}$$

Aplicando un factor de seguridad de 1.15 se tiene una corriente total en el campo de línea de 905 A para intemperie.

Para esta capacidad de conducción, de acuerdo con la Tabla 4.2, el conductor de aluminio debe tener como mínimo un diámetro nominal de 63 mm (2 ½ plg) con una capacidad máxima de 1790 A.

Con los valores anteriores y viendo la disposición idéntica a la posición de llegada de la línea de alimentación, se elige el conductor mencionado por cumplir con todos los criterios de diseño.

7.4.4. Dimensionamiento de equipos de maniobra

7.4.4.1. Interruptor de potencia para 220 kV

Los interruptores necesarios para la reconfiguración tendrán las mismas características de los existentes en el local, por tratarse de una configuración de doble barra con doble interruptor. Estas características pueden apreciarse a continuación.

Equipo	Interruptor en Gas SF6 para 220 kV
Tensión nominal	245 kV
Corriente nominal	1250 A
Capacidad de interrupción simétrico	40 kA
Tensión al impulso tipo rayo BIL	1050 kV
Frecuencia	50 Hz
Norma	IEC 62271-100

Tabla 7.17: Características técnicas de equipo

Se necesitarán un total de 12 polos para 4 posiciones, una de las posiciones utilizará el interruptor correspondiente a la posición acoplador de barras que dejará de ser necesaria.

7.4.4.2. Seccionador de potencia para 220 kV

Los seccionadores necesarios para la reconfiguración deberán ser tipo semipantógrafos, cumpliendo con las mismas características de los existentes en el local, debido a que siempre manejarán potencias iguales o menores que los mismos. A continuación, se pueden apreciar dichas características.

Equipo	Seccionador tripolar para 220 kV
Tensión nominal	245 kV
Corriente nominal	1250 A
Capacidad de interrupción simétrico	31.5 kA
Tensión al impulso tipo rayo BIL	1050 kV
Frecuencia	50 Hz
Tipo	Semipantógrafo, apertura vertical

Tabla 7.18: Características técnicas de equipo

Se necesitarán un total de 5 seccionadores tripolares para las 5 posiciones.

7.4.5. Calculo de distancias mínimas de seguridad

Las distancias mínimas de seguridad serán consideradas según las existentes en la Estación.

7.4.6. Reconfiguración de unidades de control (IED)

El control de cada posición se realizará de forma independiente mediante el controlador de posición o bahía Ingeteam TPC-A, conocido también como unidad de control, existente en la Estación Figura 7.49.

El equipo ofrece versatilidad para control de posición eléctrica de la Estación. La modularidad en el diseño de los equipos permite elegir las configuraciones de entradas y salidas y puertos de comunicaciones más adecuadas para cada caso,

esa posibilidad será aprovechada a la hora de reconfigurar la Estación San Estanislao.



Figura 7.49: Controlador de bahía o unidad de control

Aquí se efectúan todos los procedimientos desde la detección de valores de medida hasta la salida de la orden a los interruptores de potencia completamente en forma digital, la figura muestra el esquema básico de sus funciones principales.

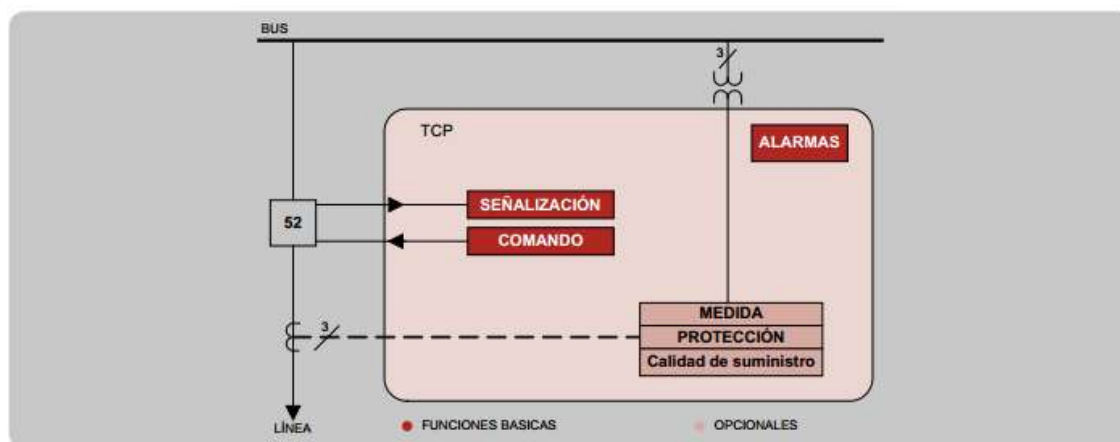


Figura 7.50: Esquema de control

El controlador de bahía posee las siguientes características:

Módulos de entradas y salidas, hasta 6 módulos por equipo entre los siguientes:

- 16 entradas digitales + 8 salidas digitales independientes
- 16 entradas digitales + 16 salidas digitales con común
- 16 entradas digitales + 7 entradas analógicas

- 32 entradas digitales

La figura muestra la estructura básica del equipo TCP-A.

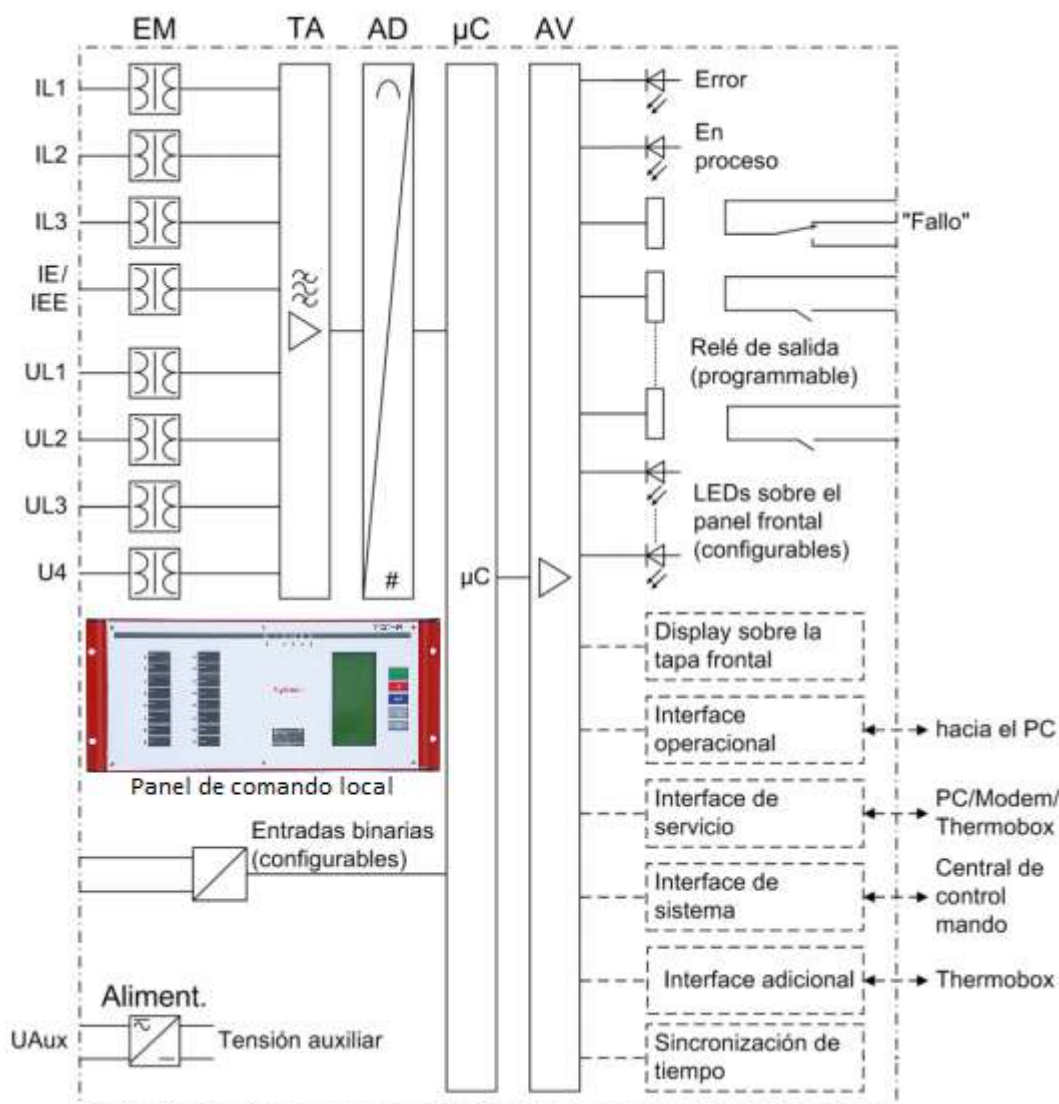


Figura 7.51: Estructura básica del TCP-A

7.4.6.1. Entradas analógicas

Las entradas de medida transforman las corrientes y tensiones provenientes de los transformadores de instrumentos y las convierten a niveles adecuados para el trabajo interno del equipo. Este equipo dispone de numerosas entradas para realizar las funciones de control. En la figura de abajo se observan las diferentes entradas analógicas.

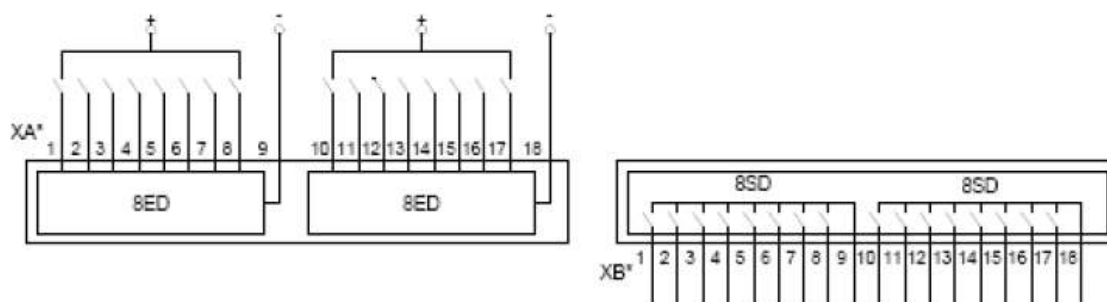


Figura 7.52: Módulo de 16 Entradas Digitales y 16 Salidas Digitales

El grupo de convertidores analógico-/digital AD contiene multiplexores, convertidores analógico/digital y componentes de memoria para la transferencia al microprocesador.

7.4.6.2. Entradas y salidas digitales

Las entradas y salidas binarias para el sistema de control se transmiten desde componentes de entrada y salida (bornes de entrada y salida). Desde aquí, el sistema recibe informaciones de la instalación (por ejemplo, Disyuntor abierto). Las funciones de salida son generalmente órdenes al interruptor de potencia o avisos para la señalización remota de eventos y estados importantes.

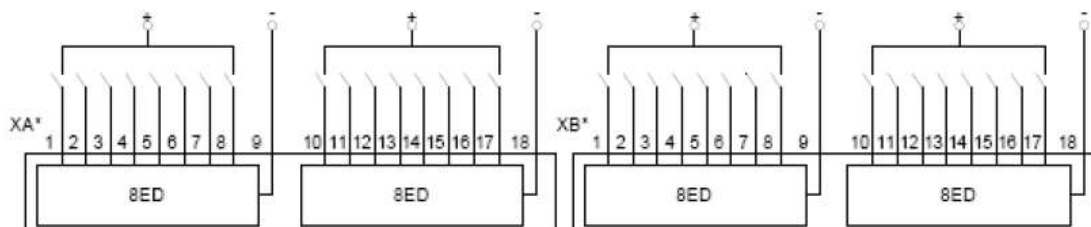


Figura 7.53: Módulo de Entradas Digitales

7.4.6.3. Sistema de microprocesador

En el sistema de microprocesador se elaboran aparte del control de los valores de medida, las propias funciones de protección y control.

Estas son especialmente:

- Función filtro y elaboración de magnitudes de medida.

INGESYS eFS se compone de distintos paquetes software:

Unidad de interfaz con el operador (IHM): INGESYS IT

Herramientas de Ingeniería IEC 61850:

- iedFactory: Permite definir modelos de datos de cualquier IED
- substationFactory: Permite modelar la subestación

Herramientas de diseño de lógicas: INGESYS IC3 Servicer

Herramientas de mantenimiento.

- operationFactory: Simula las funciones de cliente IEC 61850
- emulationFactory: Simula el funcionamiento de un IED

Software para la gestión de protecciones: pacFactory [16]

7.4.6.4.1. iedFactory

Herramienta que permite la definición de modelos de datos asociados a cualquier IED en base a las directrices marcadas por el estándar IEC 61850.

Los distintos elementos que componen el modelo de información IEC 61850 (dispositivos lógicos, nodos lógicos, datos, clases de datos comunes, etc.) han sido modelados como diferentes bloques a partir de las clases y tipos especificados en la propia norma.

Principales funciones del iedFactory

- Herramienta gráfica de IEDs.
- Creación sencilla de complejos modelos de información. Modelado basado en acciones drag and drop.
- Almacenamiento interno de todos los IED modelados. Disponible reutilización de todos los tipos creados.
- Diccionario con las definiciones incluidas en el estándar para mejorar la comprensión de los modelos.
- Creación y modificación de datasets y bloques de control.
- Rápida asignación de valores iniciales y descripciones.
- Visualización gráfica del modelo de información en forma de árbol o como una lista de datos con potentes funciones de filtrado.
- Importación y exportación de ficheros de configuración normativos (ficheros ICD) [17].

7.5. Presentación final del circuito

7.5.1. Ubicación física de los componentes

La configuración de conexión de barras proyectada de la Estación San Estanislao de la ANDE puede apreciarse en el esquema de la Figura 7.48, el diagrama mímico se presenta en la Figura 7.55, la disposición de equipos en el patio de maniobras en la Figura 7.34 y la vista general del patio con los equipos en la Figura 7.56 el resto de los planos podrán ser visualizados en el Apéndice B.2.

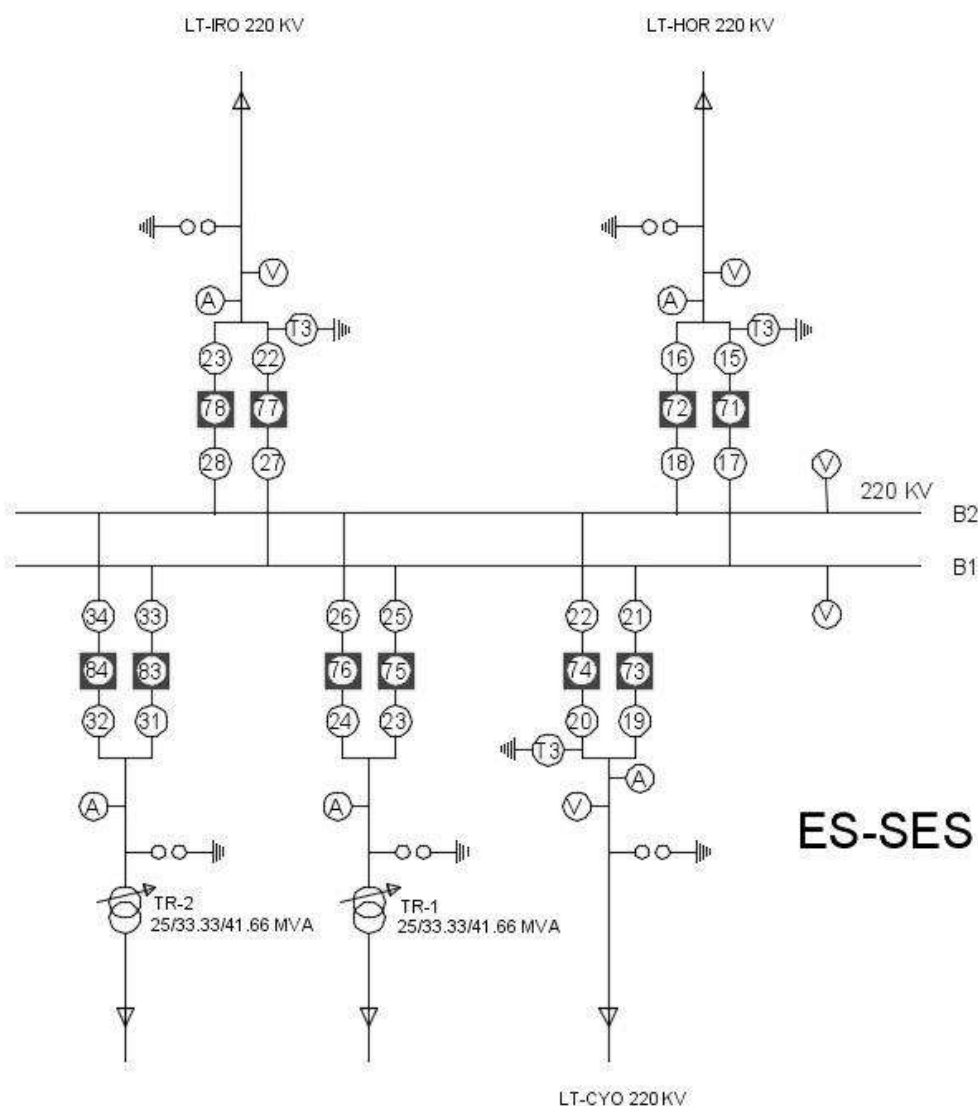


Figura 7.55: Diagrama unifilar mímico

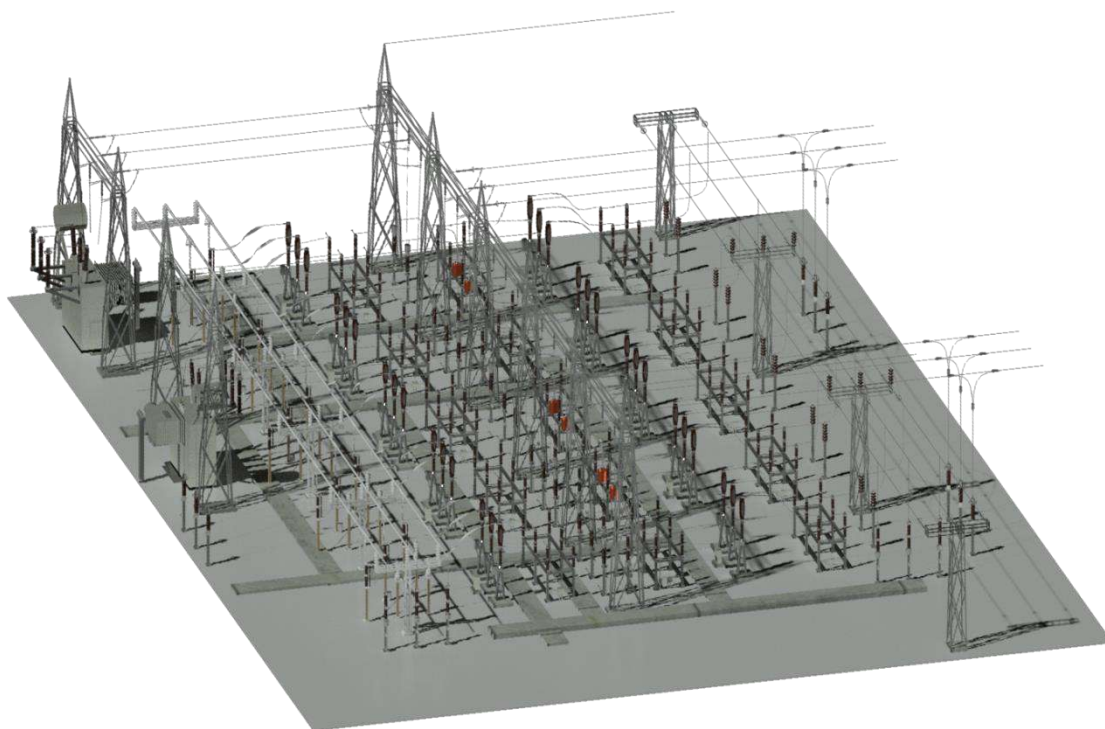


Figura 7.56: Vista general de los componentes en el patio de maniobras en 220 kV

V. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Del análisis de las alternativas de arreglos de barras disponibles fueron seleccionados un total de 3 configuraciones, doble barra con barra de transferencia, doble barra con doble interruptor y el arreglo con interruptor y medio. De la comparación técnica con la disposición actual y de acuerdo a unos criterios específicos de selección, tales como disposición en patio, cantidad de elemento, continuidad del servicio entre otros, la configuración de interruptor y medio fue descartada, específicamente porque requería de la mudanza de la totalidad de los componentes existentes y dificultaba en gran medida la adaptación a las condiciones técnicas actuales.

Con los dos arreglos restantes se procedió a un estudio detallado, calculando el porcentaje de confiabilidad y realizando el diseño del circuito en el patio de maniobras, la comparación de la disposición de los componentes y de los espacios disponibles, y de esa forma resultó la configuración de doble barra con doble interruptor como alternativa más favorable y seleccionada para la reconfiguración. Del análisis de confiabilidad resultó un grado de 99,96%, siendo el más elevado de entre las dos alternativas analizadas y con mejora significativa respecto a la configuración actual.

Se realizó un ensayo de los problemas existentes con la configuración de barras actual dando como resultado el cumplimiento teórico de las exigencias planteadas, se puede discutir el monto elevado de inversión, pero que son totalmente justificadas por las ventajas que ofrece la reconfiguración, como la facilidad para la liberación de equipos para mantenimiento, seguridad para el encargado del local y aumento considerable de la confiabilidad.

El análisis económico da como resultado números favorables, el proyecto es viable para un horizonte de 10 años con baja sensibilidad con relación a la variación del ingreso; además con la reconfiguración es posible incorporar una nueva posición en la estación, por el espacio sobrante al suprimir el acoplamiento.

VI. CONCLUSIONES

Finalizado el presente proyecto, se tiene como resultado la realización del diseño de la reconfiguración de conexión de barras de la Estación San Estanislao de la ANDE de forma exitosa, con el análisis previo de diferentes configuraciones de conexión de barras.

Con la selección final de la configuración del tipo doble barra con doble interruptor, facilitó la adaptación a la configuración existente. Al finalizar la realización de los cálculos de dimensionamientos, se incorporaron componentes nuevos y al mismo tiempo fueron reutilizados la mayoría de los equipos existentes en sus fundaciones originales, y lo más importante, sin interferir técnicamente con la continuidad del servicio, consiguiendo como resultado disponibilidad de equipos para mantenimiento, aumento significativo en el grado de confiabilidad alcanzando el 99,9 % y mejora en la seguridad para el personal de operaciones.

El resultado de la evaluación económica evidencia buena viabilidad para un horizonte de tiempo cercano, los datos utilizados como referencia para el análisis mencionado fueron extraídos de licitaciones de trabajos en estaciones de la ANDE de años anteriores.

La realización del presente proyecto ha aportado en gran medida experiencia y conocimientos, mejorando al desarrollo profesional del autor.

VII. RECOMENDACIONES

Finalizado el presente proyecto se desea un progreso continuo en el mejoramiento en el campo estudiado, por esta razón se recomienda a futuros estudiantes a profundizar en el análisis de las configuraciones de conexión de barras y sus aplicaciones. Se recomienda el estudio de otras Estaciones para su mejoramiento, en particular en la ES-SES se recomienda la utilización del espacio sobrante del patio de maniobras, para la apertura de una línea de investigación, ya sea para la incorporación de una segunda línea de alimentación, o bien la incorporación de una nueva salida.

El índice de confiabilidad de una Estación es una cuestión clave a la hora de evaluación configuraciones de barras, se recomienda proseguir partiendo del presente trabajo para la obtención de grados de confiabilidad utilizando datos históricos de los diferentes locales, con la aplicación de métodos estadísticos, los cuales mejoran la precisión del resultado.

Queda como tarea pendiente la reorganización del sistema de protecciones del local, y se recomienda la incorporación de protocolos automatizados al sistema de control actual para la liberación de equipos para mantenimiento, esto facilitará la labor del personal de operaciones, pues con un solo comando podrá aislar el equipo seleccionado mediante un procedimiento predefinido en el sistema, disminuyendo así al mínimo la posibilidad de un error humano.

VIII. BIBLIOGRAFIA

- [1] J. R. Martin, Diseño de subestaciones electricas, Mexico: McGraw Hill, 1987.
- [2] C. F. Ramirez, Subestaciones de alta y extra alta tension, Colombia: Megia Villegas S.A., 2003.
- [3] G. E. Harper, Elementos de diseño de subestaciones electricas, Mexico: Limusa, 2005.
- [4] G. A. Muñoz, *Análisis De Confiabilidad de Arreglos De Barras e Interruptores en Extra Alta Tension Mediante Arboles de falla*, Santiago de Chile: Tesis de grado, 2012.
- [5] E. Raz, Transfoamdores de potencia de medida y de protección, Barcelona: MARCOMBO S.A., 1994.
- [6] I. 61850, *Automatizacion de subestaciones*.
- [7] C. d. L. y. F. d. centro, *Manual de Diseño de Subestaciones, Diseño de las Barras Colectoras*, Mexico, 1974.
- [8] L.-I.-0. Especificación, *Cable de aluminio con cableado concéntrico y alma de acero (ACSR)*, 1998.
- [9] L.-I.-0. Especificación, *Clema y conector*, 1998.
- [10] L.-I.-0. Especificación, *Tubo de aluminio*, 1998.
- [11] L.-I.-0. Especificación, *Clemas de aluminio para soportar tubo, cable y solera de aluminio*, 1998.
- [12] I. 605, *IEEE Guide for the Design of Substation Rigid-Bus Structures*, New York, 1998.
- [13] E. Avallone, Manual del Ingeniero Mecánico, Mexico: Mc Graw Hill, 1995.
- [14] A. 7-95, *Minimum Design Loads for Buildings and Other Structures*, 1996.
- [15] B. Myers, Principios de finanzas corporativas, Mexico: Mc Graw Hill, 2008.
- [16] M. C. Ehrhardt y E. F. Brighan, Finanzas Corporativas, Cengage Learning Editores, 2007.
- [17] J. d. J. Meza Orozco, Matemáticas Financieras aplicadas, ECOE EDICIONES, 2008.
- [18] I. s. 493-1997, *Recommended practice for the desing of reliable industrial and comercial system*, 1997.
- [19] R. B. M. J. G. Melvin, *Reliability and Maintainibility Manual Process Systems - Atomic Energy of Canada Ltd.*, Ontario, 1974.
- [20] S. Ramirez Castaño, *Confiabilidad de subestaciones*, Menizales, 2001.
- [21] D. Nack, *Reliability of substation configurations*, Iowa, 2005.
- [22] L. Zongiu, *Reliability analisys of breaker arrangements in high voltage stations*, Goteborg, Sweden, 2008.
- [23] C. A. Barbosa, *Implementacion del metodo de Arbol de fallas para la confiabilidad de subestaciones de alta tensio modelado con matlab*, Bogota, 2008.

- [24] Ingeteam, «Software de control HMI,» ingeteam, [En línea]. Available:
www.ingeteam.com.
- [25] Ingeteam, «Ficha tecnica INGESYS EFS,» [En línea]. Available:
www.ingeteam.com.
- [26] L.-I.-0. Especificación, *Conectores de aluminio*, 1998.

IX. APÉNDICE

Apéndice A: Resumen ejecutivo

Apéndice A.1: Evaluación económica

A.1.1: Detalles de costos de equipos y accesorios

SUMINISTRO DE EQUIPOS DE POTENCIAS Y ACCESORIOS				
DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANT.	P. UNITARIO Dólares Americanos	PRECIO TOTAL Dólares Americanos
Interruptor de potencia trifásico para intemperie en SF6, 245kV, 1.250 A, 50Hz, 40kA, completo con todos sus accesorios, estructura soporte, dotación completa de SF6, incluyendo ensayos especificados.	Unidad	4	37.000,00	148.000,00
Repuestos - Interruptor 245kV				
Polo completo (cámara de interrupción, aislador soporte, asta de maniobras, etc.)	Unidad	1	12.000,00	12.000,00
Bobina de cierre.	Unidad	2	100,00	200,00
Bobina de apertura.	Unidad	2	100,00	200,00
Bloque de contactos auxiliares	Juego	1	300,00	300,00
Mecanismo de Operación Completo, incluyendo el sistema de accionamiento con todos sus accesorios, armado en su gabinete metálico	Unidad	1	8.500,00	8.500,00
Juego de termostato y resistencia anticondensación	Juego	2	100,00	200,00
Juego de herramientas especiales para montaje y mantenimiento.	Juego	1	4.000,00	4.000,00
Juego de accesorios para recarga de gas SF6 (manguera, manómetros, válvulas, acoples, etc.)	Juego	1	600,00	600,00
Carga adicional completa de gas SF6 para un interruptor	Unidad	1	3.000,00	3.000,00
Conector para terminal de potencia (245kV)	Juego	1	3.600,00	3.600,00
Conector de puesta a tierra	Juego	1	3.600,00	3.600,00
Seccionador tipo semipantógrafo de apertura vertical, 245kV, 1.250A, 40 kA, montaje vertical, con mando eléctrico tripolar, sin cuchilla de puesta a tierra, completo con todos sus accesorios, incluyendo ensayos especificados.	Unidad	5	5.860,00	29.300,00
Repuestos - Seccionador 245kV				
Juego tripolar de elementos de contacto fijo y móvil	Unidad	1	1.250,00	1.250,00
Aislador de columna	Unidad	2	560,00	1.120,00
Motor de accionamiento	Unidad	3	435,00	1.305,00
Switch de contactos auxiliares	Unidad	1	270,00	270,00

Conector para terminal de potencia (245 kV)	Juego	1	300,00	300,00
Conjunto de Conectores y conductores de potencia, herrajes y accesorios para la interconexión de todos los equipos de potencia de 245 kV				
Interconexiones entre seccionadores e interruptores de potencia	Global	1	3800	3.800,00
Conductor de cobre desnudo, blando, de 70 mm ² de sección, conexión de equipos a la malla de tierra de la subestación.	m	175	8,01	1.401,75
Conectores para la conexión por la malla de tierra de la Estación.	Unidad	25	28,64	716,00
Barras de 220 kV				
Montaje de barras rígidas de 220 kV; incluyendo la provisión y montaje de todos los materiales necesarios y todos los trabajos para la correcta terminación	Global	1	39.600,00	39.600,00
Desmontaje de barra existente de 220 kV; incluyendo estructuras de soporte, con posterior embalaje y transporte hasta el deposito	Global	1	6.900,00	6.900,00
Suministro de Cables				
Cable de Cobre aislado para control, multifilares de 4x4mm ²	m	1.500	2,16	3.240,00
Cable de Cobre aislado para control, multifilares de 2x4mm ²	m	500	0,88	440,00
Cable de Cobre aislado para control, multifilares de 4x2,5mm ²	m	500	1,52	760,00
Cable de Cobre aislado para control, multifilares de 7x2,5mm ²	m	1.500	2,56	3.840,00
Cable de Cobre aislado para control, multifilares de 12x2,5mm ²	m	1.500	4,22	6.330,00
Cable de Cobre de aislación simple de 2,5 mm ²	m	500	0,24	120,00
Cable de Cobre de aislación simple de 1 mm ²	m	400	0,11	44,00
Piezas de repuesto de aisladores				
Aislador tipo pedestal de 220 kV	Unidad	20	48,75	975,00
TOTAL SUMINISTROS DE EQUIPOS DE POTENCIA Y ACCESORIOS				285.911,75

Apéndice A.2: Detalles del estudio financiero

A.2.1 Beneficios

El mantenimiento de los equipos de potencia, particularmente los seccionadores sobre la barra principal incluido esta última con sus transformadores de tensión, son necesarios periódicamente; mínimamente cada tres años, para asegurar el correcto funcionamiento y la durabilidad de los componentes de los equipos. Estos trabajos requieren como mínimo un total de ocho horas por cada equipo,

correspondiente al tiempo de corte en el suministro de energía. Normalmente los cortes son realizados dos veces al año, para reducir el impacto sobre los usuarios. Los dos cortes mencionados representan las pérdidas anuales de la empresa y serán evitadas con la reconfiguración, esto se puede visualizar en la siguiente tabla.

PERDIDAS ECONÓMICAS POR FUERA DE SERVICIO					
Cantidad de cortes por año	Tiempo fuera de servicio [h]	Potencia no suministrada [kW]	Guaranies por kWh	Total en guaranies	Total en USD
2	8	120.000	₡ 300	₡ 576.000.000	102.857,14 USD
TOTAL PERDIDAS				₡ 576.000.000	102.857,14 USD

Tabla A2.1 Pérdidas por corte en el suministro por año

Otro punto importante a resaltar es que los mantenimientos son programados en épocas de menos demanda de energía, generalmente en invierno y los días domingos. Analizando datos de demanda en las planillas diarias de la estación se pudo constatar una demanda promedio de la época del año y día mencionados de un promedio de 120 MW de potencia. En la Tabla A2.1 se pueden observar que cada año se tendrá un total de 102.857,14 USD como ingreso anual en el flujo de efectivo.

A2.2 Determinación del flujo de efectivo proyectado

En la tabla siguiente pueden apreciarse los valores de los ingresos anuales conjuntamente con la inversión total, con la ayuda de una planilla Excel se calculó el historial del VAN para los próximos 10 años.

FLUJO DE EFECTIVO					
AÑO	INVERSIÓN	TOTAL EGRESOS	TOTAL INGRESO	FLUJO	HISTORIAL DEL VAN
0	375.440,75 USD	375.440,75 USD		-375.440,75 USD	
1	0,00 USD	0,00 USD	102.857,14 USD	102.857,14 USD	-281.076,39 USD
2	0,00 USD	0,00 USD	102.857,14 USD	102.857,14 USD	-194.503,59 USD
3	0,00 USD	0,00 USD	102.857,14 USD	102.857,14 USD	-115.079,01 USD
4	0,00 USD	0,00 USD	102.857,14 USD	102.857,14 USD	-42.212,41 USD
5	0,00 USD	0,00 USD	102.857,14 USD	102.857,14 USD	24.637,67 USD
6	0,00 USD	0,00 USD	102.857,14 USD	102.857,14 USD	85.968,02 USD
7	0,00 USD	0,00 USD	102.857,14 USD	102.857,14 USD	142.234,40 USD
8	0,00 USD	0,00 USD	102.857,14 USD	102.857,14 USD	193.854,94 USD
9	0,00 USD	0,00 USD	102.857,14 USD	102.857,14 USD	241.213,22 USD
10	0,00 USD	0,00 USD	102.857,14 USD	102.857,14 USD	284.661,19 USD

Tabla A2.2: Flujo de caja proyectada

A2.3 Determinación de la tasa interna de rendimiento (TIR)

La tasa interna de retorno se calcula con la Ec. (5.2).

De donde resulta TIR= 24%

A2.4 Determinación del valor presente neto (VAN)

Realizando el estudio financiero del proyecto se obtiene con la Ec. 5.1 un VAN de 284.661,19 USD para un periodo de 10 años.

A2.5 Determinación del periodo de recuperación de la inversión (PRI)

El tiempo de recuperación de la inversión se establece desde el punto en el cual el Van es positivo, como apreciarse en la siguiente Tabla, corresponde al año 5.

FLUJO DE EFECTIVO					
AÑO	INVERSIÓN	TOTAL EGRESOS	TOTAL INGRESO	FLUJO	HISTORIAL DEL VAN
0	375.440,75 USD	375.440,75 USD		-375.440,75 USD	
1	0,00 USD	0,00 USD	102.857,14 USD	102.857,14 USD	-281.076,39 USD
2	0,00 USD	0,00 USD	102.857,14 USD	102.857,14 USD	-194.503,59 USD
3	0,00 USD	0,00 USD	102.857,14 USD	102.857,14 USD	-115.079,01 USD
4	0,00 USD	0,00 USD	102.857,14 USD	102.857,14 USD	-42.212,41 USD
5	0,00 USD	0,00 USD	102.857,14 USD	102.857,14 USD	24.637,67 USD
6	0,00 USD	0,00 USD	102.857,14 USD	102.857,14 USD	85.968,02 USD
7	0,00 USD	0,00 USD	102.857,14 USD	102.857,14 USD	142.234,40 USD
8	0,00 USD	0,00 USD	102.857,14 USD	102.857,14 USD	193.854,94 USD
9	0,00 USD	0,00 USD	102.857,14 USD	102.857,14 USD	241.213,22 USD
10	0,00 USD	0,00 USD	102.857,14 USD	102.857,14 USD	284.661,19 USD

Tabla A2.3: Comportamiento del VAN

A2.6 Análisis de Sensibilidad

Un análisis de sensibilidad del proyecto tomando como variable el ingreso anual, primeramente, en un escenario pesimista se representa en las siguientes tablas:

PERDIDAS ECONÓMICAS POR FUERA DE SERVICIO - ESCENARIO PESIMISTA					
Cantidad de cortes por año	Tiempo fuera de servicio [h]	Potencia no suministrada [kW]	Guaranies por kWh	Total en guaranies	Total en USD
2	8	100.000	∅ 300	∅ 480.000.000	85.714,29 USD
TOTAL PERDIDAS				∅ 480.000.000	85.714,29 USD

Tabla A2.4: Ingreso total por fuera de servicio

Reduciendo el ingreso en un 16% se obtiene el siguiente flujo de efectivo y el historial del VAN conjuntamente con el TIR en la Tabla A2.5.

FLUJO DE EFECTIVO - ESCENARIO PESIMISTA					
AÑO	INVERSIÓN	TOTAL EGRESOS	TOTAL INGRESO	FLUJO	HISTORIAL DEL VAN
0	375.440,75 USD	375.440,75 USD		-375.440,75 USD	
1	0,00 USD	0,00 USD	85.714,29 USD	85.714,29 USD	-296.803,79 USD
2	0,00 USD	0,00 USD	85.714,29 USD	85.714,29 USD	-224.659,79 USD
3	0,00 USD	0,00 USD	85.714,29 USD	85.714,29 USD	-158.472,63 USD
4	0,00 USD	0,00 USD	85.714,29 USD	85.714,29 USD	-97.750,47 USD
5	0,00 USD	0,00 USD	85.714,29 USD	85.714,29 USD	-42.042,07 USD
6	0,00 USD	0,00 USD	85.714,29 USD	85.714,29 USD	9.066,56 USD
7	0,00 USD	0,00 USD	85.714,29 USD	85.714,29 USD	55.955,21 USD
8	0,00 USD	0,00 USD	85.714,29 USD	85.714,29 USD	98.972,32 USD
9	0,00 USD	0,00 USD	85.714,29 USD	85.714,29 USD	138.437,56 USD
10	0,00 USD	0,00 USD	85.714,29 USD	85.714,29 USD	174.644,20 USD
					TIR
					19%

Tabla A2.5: Flujo de caja escenario pesimista

El valor obtenido para el TIR indica que el proyecto sigue siendo viable para tal circunstancia.

Seguidamente se aprecia que para un escenario optimista y con un ingreso del 8% por encima del valor inicial estimado se tienen los siguientes resultados:

PERDIDAS ECONÓMICAS POR FUERA DE SERVICIO - ESCENARIO OPTIMISTA					
Cantidad de cortes por año	Tiempo fuera de servicio [h]	Potencia no suministrada [kW]	Guaranies por kWh	Total en guaranies	Total en USD
2	8	130.000	₡ 300	₡ 624.000.000	111.428,57 USD
TOTAL PERDIDAS				₡ 624.000.000	111.428,57 USD

Tabla A2.6: Ingreso total por fuera de servicio

FLUJO DE EFECTIVO - ESCENARIO OPTIMISTA					
AÑO	INVERSIÓN	TOTAL EGRESOS	TOTAL INGRESO	FLUJO	HISTORIAL DEL VAN
0	375.440,75 USD	375.440,75 USD		-375.440,75 USD	
1	0,00 USD	0,00 USD	111.428,57 USD	111.428,57 USD	-273.212,70 USD
2	0,00 USD	0,00 USD	111.428,57 USD	111.428,57 USD	-179.425,50 USD
3	0,00 USD	0,00 USD	111.428,57 USD	111.428,57 USD	-93.382,20 USD
4	0,00 USD	0,00 USD	111.428,57 USD	111.428,57 USD	-14.443,39 USD
5	0,00 USD	0,00 USD	111.428,57 USD	111.428,57 USD	57.977,54 USD
6	0,00 USD	0,00 USD	111.428,57 USD	111.428,57 USD	124.418,75 USD
7	0,00 USD	0,00 USD	111.428,57 USD	111.428,57 USD	185.374,00 USD
8	0,00 USD	0,00 USD	111.428,57 USD	111.428,57 USD	241.296,24 USD
9	0,00 USD	0,00 USD	111.428,57 USD	111.428,57 USD	292.601,05 USD
10	0,00 USD	0,00 USD	111.428,57 USD	111.428,57 USD	339.669,68 USD
					TIR
					27%

Tabla A2.7: Flujo de caja escenario optimista

Se observa un aumento significativo en el VAN y del TIR, indicadores financieros positivos para el proyecto.

Apéndice B: Ingeniería de diseño

Apéndice B.1: Cálculos de dimensionamiento

B.1.1: Capacidad de conducción de corriente en condiciones normales

La ES-SES alimenta la zona norte de la región oriental y la región occidental a nivel de 220 kV a través de la línea de transmisión proveniente de la ES-CYO, con una capacidad máxima de 300 MVA, por lo que las barras colectoras deben resistir una corriente total de:

$$I = \frac{\text{MVA} \times 1000}{\sqrt{3} \times \text{kV}}$$

$$I = \frac{300 \times 1000}{\sqrt{3} \times 220}$$

$$I = 787 \text{ A}$$

Aplicando un factor de seguridad del 20% y previendo ampliaciones futuras con un

factor de 30% se tiene la corriente definitiva:

$$I = 1181 A$$

Para esta capacidad de conducción, de acuerdo con la Tabla 4.2, el conductor de aluminio debe tener como mínimo un diámetro nominal de 63 mm (2 ½ plg).

B.1.2: Efecto corona y radio influencia

El arreglo que se tiene en las barras colectoras de las Estaciones, es para tres conductores paralelos (arreglo trifásico).

La presión atmosférica b para una altitud Ha de 209 m, se calcula de la expresión siguiente:

$$\frac{b_0}{b} = e^{\frac{Ha}{8150}}$$

la presión de referencia $b_0 = 101.4 kPa$

Por lo tanto:

$$b = \frac{b_0}{e^{\left(\frac{Ha}{8150}\right)}}$$

$$b = \frac{101.3}{e^{\left(\frac{209}{8150}\right)}}$$

$$b = 98.7 kPa = 987 mbar$$

$$b = 74.03 cm de Hg$$

La temperatura en °F es:

$$T = 1.8(30^\circ C) + 32 = 86^\circ F$$

Por lo cual el factor de densidad del aire será:

$$\delta = \frac{7.05b}{459 + T}$$

$$\delta = \frac{7.05 \times 74.03}{459 + 86}$$

$$\delta = 0.957$$

De la Figura 4.7 obtenemos que el gradiente superficial permitido bajo condiciones normalizadas es:

$$g_0 = 15 \text{ kV/cm}$$

Por lo tanto, se tendrá:

$$E_0 = \delta g_0$$

$$E_0 = 0.957 \times 15$$

$$E_0 = 14.355 \text{ kV/cm}$$

El gradiente de tensión promedio E_a , en la superficie del conductor, para los siguientes parámetros será:

$$h = 900 \text{ cm}$$

$$d = 7.3 \text{ cm (diámetro exterior del conductor)}$$

$$D = 285 \text{ cm}$$

$$V_1 = 1.1 \times \frac{220}{\sqrt{3}}$$

$$V_1 = 139.7 \text{ kV}$$

De la Ec. (4.8) se tiene:

$$h_e = \frac{h \times D}{\sqrt{4(h)^2 + (D)^2}}$$

$$h_e = \frac{900 \times 285}{\sqrt{4(900)^2 + (285)^2}}$$

$$h_e = 140.7 \text{ cm}$$

De la Ec. (4.7):

$$E_a = \frac{2V_1}{d \times \ln\left(\frac{4h_e}{d}\right)}$$

$$E_a = \frac{2 \times 139.7}{7.3 \times \ln\left(\frac{4 \times 140.7}{7.3}\right)}$$

$$E_a = 8.8 \text{ kV/cm}$$

$$E_m = \frac{h_e}{h_e - \left(\frac{d}{2}\right)} \times E_a$$

$$E_m = \frac{140.7}{140.7 - \left(\frac{7.3}{2}\right)} \times 8.8$$

$$E_m = 9.04 \text{ kV/cm}$$

$$E_m < E_0$$

Como E_m es menor que E_0 el gradiente de tensión en la superficie del conductor no excede la rigidez dieléctrica del aire alrededor del conductor por lo cual no se presenta efecto corona y tampoco radio influencia.

B.1.3: Máxima corriente que admite el conductor en condiciones de cortocircuito

Para determinar la corriente de falla que puede admitir el conductor de las barras, de acuerdo a la Ec. (4.1), se requieren los siguientes parámetros:

$$A_r = 1099 \text{ mm}^2$$

$$G = 54 \% \text{ IACS}$$

$$t = 0.1 \text{ seg}$$

$$T_1 = 40 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$T_2 = 70 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$C = 15150$$

$$K = 2.232 \times 10^{-4}$$

$$I_{cr} = K \times 10^6 \times A_r \sqrt{\frac{1}{t} \log_{10} \left[\frac{T_f - 20 + \frac{C}{G}}{T_i - 20 + \frac{C}{G}} \right]}$$

$$I_{cr} = 2.232 \times 10^{-4} \times 10^6 \times 1099 \times \sqrt{\frac{1}{0.1} \log_{10} \left[\frac{70 - 20 + \frac{15150}{54}}{40 - 20 + \frac{15150}{54}} \right]}$$

$$I_{cr} = 157 \text{ kA}$$

El nivel de cortocircuito en la ES-SES es menor a 10 kA, según datos proveídos por personal de estudios eléctricos de la ANDE, en este trabajo se considera un nivel mayor de 20 kA considerando futuras ampliaciones, por lo tanto:

$$157 \text{ kA} > 20 \text{ kA}$$

El conductor puede tolerar la corriente de cortocircuito estimada en las barras de 220 kV de la Estación.

B.1.4: Longitud del tramo del conductor

La longitud máxima de cada tramo de las barras colectoras de 220 kV es de 16 metros.

B.1.5: Vibración del conductor

La frecuencia natural del tramo de conductor se obtiene a partir de la Ec. (4.9) en donde:

$$K = 1.22$$

$$L = 16 \text{ m}$$

$$E = 6.89 \times 10^4 \frac{\text{MN}}{\text{m}^2} \text{ (el equivalente a } 0.703 \times 10^6 \frac{\text{Kg}}{\text{cm}^2} \text{ de la tabla)}$$

$$J = 63.683 \text{ cm}^4$$

$$p = 2.979 \frac{\text{kg}}{\text{m}} \text{ (para obtener la } m \text{ se divide por } 9.81)$$

$$f_n = \frac{K^2}{20\pi L^2} \sqrt{\frac{EJ}{m}}$$

$$f_n = \frac{(1.22)^2}{3.1416 \times 20(16)^2} \sqrt{\frac{6.89 \times 10^4 \times 63.683}{2.979/9.81}}$$

$$f_n = 0.352 \text{ Hz}$$

B.1.6: Vibración inducida por corrientes que fluyen en conductores paralelos

Como la frecuencia natural del tramo de conductor f_n es menor que la frecuencia del sistema, es decir:

$$0.352 \text{ Hz} < 50 \text{ Hz}$$

Entonces no es necesario corregir la longitud del claro o hacer alguna consideración en especial para el caso.

B.1.7: Vibraciones inducidas por viento

La frecuencia máxima de la fuerza eólica para conductores circulares está determinada por la Ec. (4.10), en donde:

$$V_L = 24 \text{ km/h}$$

$$d = 7.3 \text{ cm}$$

$$f_v = \frac{5.15 \times V_L}{d}$$

$$f_v = \frac{5.15 \times 24}{7.3}$$

$$f_v = 16.93 \text{ Hz}$$

Como el doble de la frecuencia natural del tramo de conductor f_n es menor que la frecuencia de la fuerza eólica f_v , no es necesario cambiar la longitud del tramo de la barra colectora o amortiguarla.

B.1.8: Fuerza gravitacional sobre el conductor

La fuerza gravitacional sobre el conductor está determinada por la Ec. (4.18):

$$F_G = F_C + F_H + F_A + F_S$$

donde:

$F_C = \text{peso del conductor por unidad de longitud (N/m)}$

$F_A = \text{peso del material de amortiguamiento (N/m)}$

$F_H = \text{peso del hielo (N/m)}$

$F_S = \text{peso del contacto fijo del seccionador (N/m)}$

Como no se tienen materiales de amortiguamiento y por la zona geográfica no se considera el peso del hielo, solo se tiene en cuenta el peso del conductor por unidad de longitud y del contacto del seccionador, de esta forma se tiene:

$$F_C = 2.979 \text{ kg/m}$$

$$F_C = 2.979 \frac{\text{kg}}{\text{m}} \times \frac{9.81 \text{ N}}{\text{kg}}$$

$$F_C = 29.22 \text{ N/m}$$

$$F_S = \frac{20 \text{ kg}}{16 \text{ m}} \times \frac{9.81 \text{ N}}{\text{kg}}$$

$$F_S = 12.26 \text{ N/m}$$

$$F_G = F_C + F_S$$

$$F_G = 41.48 \text{ N/m}$$

B.1.9: Fuerza del viento aplicada al conductor

Fuerza del viento por unidad de longitud aplicada a la barra se obtiene a partir de la Ec. (4.12), para lo cual se tiene que:

$$C_A = 1$$

$$K_Z = 1$$

$$G_R = 0.85$$

$$V = 80 \text{ km/h}$$

$$d = 7.3 \text{ cm}$$

$$r_1 = 0.0$$

$$F_V = 4.7 \times 10^{-4} C_A K_Z G_R V^2 (1.15d + 2.3r_1)$$

$$F_V = 4.7 \times 10^{-4} \times 1 \times 1 \times 0.85 \times 80^2 (1.15 \times 7.3 + 2.3 \times 0.0)$$

$$F_V = 21.46 \text{ N/m}$$

B.1.10: Fuerza por corriente de cortocircuito

Para determinar los esfuerzos producidos en la barra colectora por las corrientes de cortocircuito se utiliza la Ec. (4.17) considerando los siguientes valores:

$$I_{sc} = 20000 \text{ A}$$

$$D = 285 \text{ cm}$$

$$\Gamma = 0.866$$

$$V = 80 \text{ km/h}$$

$$D_f = 1.6$$

$$K_f = 1.0$$

Se considera un factor de decremento $D_f = 1.6$ debido a que no se conoce la relación X/R del sistema en el punto de conexión de la Estación. Por lo cual considerando la corriente de cortocircuito equivalente a la capacidad de interrupción de los equipos de maniobra existente en la Estación.

$$F_{sc} = K_f \left[\frac{0.2 \times 10^{-4} \Gamma (1.6 \sqrt{2} \times I_{sc})^2}{D} \right]$$

$$F_{sc} = 1.0 \left[\frac{0.2 \times 10^{-4} \times 0.866 (1.6 \times \sqrt{2} \times 20000)^2}{285} \right]$$

$$F_{sc} = 124.46 \text{ N/m}$$

B.1.11: Fuerza total sobre el conductor

La fuerza total sobre el conductor está definida por la Ec. (4.22) que para el caso actual se tiene:

$$F_V = 21.46 \text{ N/m}$$

$$F_{sc} = 124.46 \text{ N/m}$$

$$F_G = 41.48 \text{ N/m}$$

$$F_{TH} = \sqrt{(F_V + F_{sc})^2 + (F_G)^2}$$

$$F_{TH} = \sqrt{(21.46 + 124.46)^2 + (49.48)^2}$$

$$F_{TH} = 154.08 \text{ N/m}$$

El ángulo de la fuerza total se obtiene a partir de la Ec. (1.23):

$$\theta_H = \tan^{-1} \left(\frac{F_G}{F_V + F_{sc}} \right)$$

$$\theta_H = \tan^{-1} \left(\frac{29.22}{21.46 + 148.82} \right)$$

$$\theta_H = 9.7^\circ$$

B.1.12: Longitud del tramo permitida por deflexión

Considerando que se trata del caso de un tramo con un apoyo deslizante y uno fijo la longitud del tramo se determina a partir de la Ec. (4.21), en donde:

$$E = 6.895 \times 10^7 \text{ kN/m}^2 = 0.703 \times 10^6 \text{ kg/cm}^2$$

$$J = 63.683 \text{ cm}^4$$

$$Y_B = \frac{1}{150}$$

$$F_G = 29.22 \text{ N/m}$$

$$L_D = 2.154 \sqrt[3]{\frac{185EJY_B}{F_G}}$$

$$L_D = 2.154 \sqrt[3]{\frac{185 \times 6.895 \times 10^7 \times 63.683 \times 1/150}{29.22}}$$
$$L_D = 1228.09 \text{ cm} = 12.28 \text{ m}$$

B.1.13: Longitud de tramo permitida por esfuerzo

De acuerdo a la Ec. (4.28c) se tiene:

$$F_E = 241325 \text{ kN/m}^2 = 2460 \text{ kg/cm}^2$$

$$F_T = F_{TH} = 148.82 \text{ N/m}$$

$$S = 17.442 \text{ cm}^3$$

$$L_S = 3.16 \sqrt{\frac{8F_E S}{F_T}}$$

$$L_S = 3.16 \sqrt{\frac{8 \times 241325 \times 17.442}{148.82}}$$

$$L_S = 1503 \text{ cm} = 15.03 \text{ m}$$

B.1.14: Longitud del tramo máxima permitida

La longitud máxima permitida L_A del tramo de la barra para el conductor en estudio es igual a la que resulte menor de L_D y L_S y como:

$$L_S < L_D$$

por lo cual se considera:

$$L_A = L_S = 12.28 \text{ m}$$

Todos los tramos de la barra colectora en estudio son de 16 m, es decir, mayores que L_A , de esta manera será necesario corregir el diseño. Para esto solo queda la opción de aumentar la sección de conductor, porque será imposible disminuir los tramos por la instalación de los seccionadores semipantografos que necesitan espacios mínimos de 16 m. cambiar el tipo de material conductor tampoco es una opción favorable.

De esta manera se opta por el conductor de 129 mm de diámetro, inmediato superior al seleccionado anteriormente y se procede nuevamente con los cálculos

de diseño.

B.1.15: Capacidad de conducción de corriente en condiciones normales

Como en el caso de estudio anterior para un conductor de 63 mm de diámetro cumplió con la exigencia de ampacidad, con el conductor de 129 mm de diámetro también lo hará, pues su capacidad es mucho mayor.

B.1.16: Efecto corona y radio influencia

El arreglo que se tiene en las barras colectoras de las Estaciones, es para tres conductores paralelos (arreglo trifásico).

La presión atmosférica b para una altitud Ha de 209 m, se calcula de la expresión siguiente:

$$\frac{b_0}{b} = e^{\frac{Ha}{8150}}$$

la presión de referencia $b_0 = 101.4 kPa$

Por lo tanto:

$$b = \frac{101.4}{e^{\left(\frac{209}{8150}\right)}}$$

$$b = 98.8 kPa = 988 mbar$$

$$b = 74.13 cm de Hg$$

La temperatura en °F es:

$$T = 1.8(30^\circ C) + 32 = 86^\circ F$$

Por lo cual el factor de densidad del aire será:

$$\delta = \frac{7.05b}{459 + T}$$

$$\delta = \frac{7.05 \times 74.13}{459 + 86}$$

$$\delta = 0.96$$

De la Figura 4.7 obtenemos que el gradiente superficial permitido bajo condiciones normalizadas es:

$$g_0 = 13 \text{ kV/cm}$$

Por lo tanto, se tendrá:

$$E_0 = \delta g_0$$

$$E_0 = 0.96 \times 13$$

$$E_0 = 12.48 \text{ kV/cm}$$

El gradiente de tensión promedio E_a , en la superficie del conductor, para los siguientes parámetros será:

$$h = 900 \text{ cm}$$

$$d = 14.13 \text{ cm (diámetro exterior del conductor)}$$

$$D = 285 \text{ cm}$$

$$V_1 = 1.1 \times \frac{220}{\sqrt{3}}$$

$$V_1 = 139.7 \text{ kV}$$

De la Ec. (4.8) se tiene:

$$h_e = \frac{h \times D}{\sqrt{4(h)^2 + (D)^2}}$$

$$h_e = \frac{900 \times 285}{\sqrt{4(900)^2 + (285)^2}}$$

$$h_e = 140.7 \text{ cm}$$

De la Ec. (4.7):

$$E_a = \frac{2V_1}{d \times \ln\left(\frac{4h_e}{d}\right)}$$

$$E_a = \frac{2 \times 139.7}{14.13 \times \ln\left(\frac{4 \times 140.7}{14.13}\right)}$$

$$E_a = 5.37 \text{ kV/cm}$$

$$E_m = \frac{h_e}{h_e - \left(\frac{d}{2}\right)} \times E_a$$

$$E_m = \frac{140.7}{140.7 - \left(\frac{14.13}{2}\right)} \times 5.37$$

$$E_m = 5.65 \text{ kV/cm}$$

$$E_m < E_0$$

Como E_m es menor que E_0 el gradiente de tensión en la superficie del conductor no excede la rigidez dieléctrica del aire alrededor del conductor por lo cual no se presenta efecto corona y tampoco radio influencia.

B.1.17: Máxima corriente que admite el conductor en condiciones de cortocircuito

Para determinar la corriente de falla que puede admitir el conductor de las barras, de acuerdo a la Ec. (4.1), se requieren los siguientes parámetros:

$$A_r = 2733.5 \text{ mm}^2$$

$$G = 54 \% \text{ IACS}$$

$$t = 0.1 \text{ seg}$$

$$T_1 = 40 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$T_1 = 70 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$C = 15150$$

$$K = 2.232 \times 10^{-4}$$

$$I_{cr} = K \times 10^6 \times A_r \sqrt{\frac{1}{t} \log_{10} \left[\frac{T_f - 20 + \frac{C}{G}}{T_i - 20 + \frac{C}{G}} \right]}$$

$$I_{cr} = 2.232 \times 10^{-4} \times 10^6 \times 2733.5 \times \sqrt{\frac{1}{0.1} \log_{10} \left[\frac{70 - 20 + \frac{15150}{54}}{40 - 20 + \frac{15150}{54}} \right]}$$

$$I_{cr} = 392 \text{ kA}$$

El nivel de cortocircuito en la ES-SES es menor a 10 kA, según datos proveídos por personal de estudios eléctricos de la ANDE, en este trabajo se considera un nivel mayor de 20 kA considerando futuras ampliaciones, por lo tanto:

$$392 \text{ kA} > 20 \text{ kA}$$

El conductor puede tolerar la corriente de cortocircuito estimada en las barras de 220 kV de la Estación.

El conductor puede tolerar la corriente de cortocircuito estimada en las barras de 220 kV de la Estación.

B.1.18: Longitud del tramo del conductor

La longitud máxima de cada tramo de las barras colectoras de 220 kV es de 16 metros.

B.1.19: Vibración del conductor

La frecuencia natural del tramo de conductor se obtiene a partir de la Ec. (4.9) en donde:

$$K = 1.22$$

$$L = 16 \text{ m}$$

$$E = 6.89 \times 10^4 \frac{MN}{m^2} \text{ (el equivalente a } 0.703 \times 10^6 \frac{Kg}{cm^2} \text{ de la tabla)}$$

$$J = 631.006 \text{ cm}^4$$

$$p = 7.516 \frac{kg}{m} \text{ (para obtener la } m \text{ se divide por } 9.81)$$

$$f_n = \frac{K^2}{20\pi L^2} \sqrt{\frac{EJ}{m}}$$

$$f_n = \frac{(1.22)^2}{3.1416 \times 20(16)^2} \sqrt{\frac{6.89 \times 10^4 \times 631.006}{7.516/9.81}}$$

$$f_n = 0.697 \text{ Hz}$$

B.1.20: Vibración inducida por corrientes que fluyen en conductores paralelos

Como la frecuencia natural del tramo de conductor f_n es menor que la frecuencia del sistema, es decir:

$$0.697 \text{ Hz} < 50 \text{ Hz}$$

Entonces no es necesario corregir la longitud del claro o hacer alguna consideración en especial para el caso.

B.1.21: Vibraciones inducidas por viento

La frecuencia máxima de la fuerza eólica para conductores circulares está determinada por la Ec. (4.10), en donde:

$$V_L = 24 \text{ km/h}$$

$$d = 14.13 \text{ cm}$$

$$f_v = \frac{5.15 \times V_L}{d}$$

$$f_v = \frac{5.15 \times 24}{14.13}$$

$$f_v = 8.74 \text{ Hz}$$

Como el doble de la frecuencia natural del tramo de conductor f_n es menor que la frecuencia de la fuerza eólica f_v , no es necesario cambiar la longitud del tramo de la barra colectora o amortiguarla.

B.1.22: Fuerza gravitacional sobre el conductor

La fuerza gravitacional sobre el conductor está determinada por la Ec. (4.18):

$$F_G = F_C + F_H + F_A + F_S$$

donde:

$F_C =$ peso del conductor por unidad de longitud (N/m)

$F_A =$ peso del material de amortiguamiento (N/m)

$F_H =$ peso del hielo (N/m)

$F_S =$ peso del contacto fijo del seccionador (N/m)

Como no se tienen materiales de amortiguamiento y por la zona geográfica no se considera el peso del hielo, solo se tiene en cuenta el peso del conductor por unidad de longitud y del contacto del seccionador, de esta forma se tiene:

$$F_C = 7.516 \text{ kg/m}$$

$$F_C = 7.516 \frac{\text{kg}}{\text{m}} \times \frac{9.81 \text{ N}}{\text{kg}}$$

$$F_C = 74 \text{ N/m}$$

$$F_S = \frac{20 \text{ kg}}{16 \text{ m}} \times \frac{9.81 \text{ N}}{\text{kg}}$$

$$F_S = 12.26 \text{ N/m}$$

$$F_G = F_C + F_S$$

$$F_G = 86.26 \text{ N/m}$$

B.1.23: Fuerza del viento aplicada al conductor

Fuerza del viento por unidad de longitud aplicada a la barra se obtiene a partir de la Ec. (4.12), para lo cual se tiene que:

$$C_A = 1$$

$$K_Z = 1$$

$$G_R = 0.85$$

$$V = 80 \text{ km/h}$$

$$d = 14.13 \text{ cm}$$

$$r_1 = 0.0$$

$$F_V = 4.7 \times 10^{-4} \times C_A \times K_Z \times G_R \times V^2(1.15d + 2.3r_1)$$

$$F_V = 4.7 \times 10^{-4} \times 1 \times 1 \times 0.85 \times 80^2(1.15 \times 14.13 + 2.3 \times 0.0)$$

$$F_V = 41.55 \text{ N/m}$$

B.1.24: Fuerza por corriente de cortocircuito

Para determinar los esfuerzos producidos en la barra colectora por las corrientes de cortocircuito se utiliza la Ec. (4.17) considerando los siguientes valores:

$$I_{sc} = 20000 \text{ A}$$

$$D = 285 \text{ cm}$$

$$\Gamma = 0.866$$

$$V = 80 \text{ km/h}$$

$$D_f = 1.6$$

$$K_f = 1.0$$

Se considera un factor de decremento $D_f = 1.6$ debido a que no se conoce la relación X/R del sistema en el punto de conexión de la Estación. Por lo cual considerando la corriente de cortocircuito equivalente a la capacidad de interrupción de los equipos de maniobra existente en la Estación.

$$F_{sc} = K_f \left[\frac{0.2 \times 10^{-4} \Gamma (1.6 \sqrt{2} \times I_{sc})^2}{D} \right]$$

$$F_{sc} = 1.0 \left[\frac{0.2 \times 10^{-4} \times 0.866 (1.6 \times \sqrt{2} \times 20000)^2}{285} \right]$$

$$F_{sc} = 1.0 \left[\frac{0.2 \times 10^{-4} \times 0.866 (1.6 \times \sqrt{2} \times 20000)^2}{285} \right]$$

$$F_{sc} = 124.46 \text{ N/m}$$

B.1.25: Fuerza total sobre el conductor

La fuerza total sobre el conductor está definida por la Ec. (4.22) que para el caso actual se tiene:

$$F_{TH} = \sqrt{(F_V + F_{sc})^2 + (F_G)^2}$$

$$F_{TH} = \sqrt{(41.55 + 124.46)^2 + (74 + 12.26)^2}$$

$$F_{TH} = 187.08 \text{ N/m}$$

El ángulo de la fuerza total se obtiene a partir de la Ec. (4.23):

$$\theta_H = \tan^{-1} \left(\frac{F_G}{F_V + F_{sc}} \right)$$

$$\theta_H = \tan^{-1} \left(\frac{74 + 12.26}{41.55 + 124.46} \right)$$

$$\theta_H = 27.4^\circ$$

B.1.26: Longitud del tramo permitida por deflexión

Considerando que se trata del caso de un tramo con un apoyo deslizante y uno fijo la longitud del tramo se determina a partir de la Ec. (4.21), en donde:

$$E = 6.895 \times 10^7 \text{ kN/m}^2$$

$$J = 631.006 \text{ cm}^4$$

$$Y_B = \frac{1}{150}$$

$$F_G = 86.26 \frac{\text{N}}{\text{m}}$$

$$L_D = 2.154 \sqrt[3]{\frac{185EJY_B}{F_G}}$$

$$L_D = 2.154 \sqrt[3]{\frac{185 \times 6.895 \times 10^7 \times 631.006 \times 1/150}{86.26}}$$

$$L_D = 18.38 \text{ cm} = 18.38 \text{ m}$$

B.1.27: Longitud de tramo permitida por esfuerzo

De acuerdo a la Ec. (4.28a) se tiene:

$$F_E = 241325 \text{ kN/m}^2$$

$$F_T = F_{TH} = 187.08 \text{ N/m}$$

$$S = 89.325 \text{ cm}^3$$

$$L_S = 3.16 \sqrt{\frac{8F_E S}{F_T}}$$

$$L_S = 3.16 \sqrt{\frac{8 \times 241325 \times 89.325}{187.08}}$$

$$L_S = 3033 \text{ cm} = 30.33 \text{ m}$$

B.1.28: Longitud del tramo máxima permitida

La longitud máxima permitida L_A del tramo de la barra para el conductor en estudio es igual a la que resulte menor de L_D y L_S y como:

$$L_D < L_S$$

por lo cual se considera:

$$L_A = L_D = 18.38 \text{ m}$$

Todos los tramos de la barra colectora en estudio serán como máximo de 16 m, es decir menores que L_A , de esta manera no será necesario corregir el diseño. se continua con los cálculos seguidamente.

B.1.29: Fuerza sobre aisladores

La fuerza por corriente de cortocircuito transmitida al sistema de soportes de las barras colectoras se calcula de la Ec. (4.29), en donde:

$$F_{SC} = 124.46 \text{ N/m}$$

$$L_E = \frac{5}{4} (16) = 20 \text{ m}$$

$$F_{SB} = L_E F_{SC}$$

$$F_{SB} = 20 \times 124.46$$

$$F_{SB} = 2489.2 \text{ N}$$

La fuerza del viento transmitida al sistema de soporte de las barras colectoras se calcula de la Ec. (4.30), en donde:

$$F_V = 41.55 \text{ N/m}$$

$$L_E = \frac{5}{4} (16) = 20 \text{ m}$$

$$F_{VB} = L_E F_V$$

$$F_{VB} = 20 \times 41.55$$

$$F_{VB} = 831 \text{ N}$$

La fuerza del viento actuando sobre el centro de un aislador soporte se calcula por la Ec. (4.31), siendo:

$$C_A = 1$$

$$K_Z = 1$$

$$G_R = 0.85 \text{ (Factor de ráfaga)}$$

$$V = 80 \text{ km/h}$$

$$D_A = 37 \text{ cm}$$

$$H_A = 185 \text{ cm}$$

$$r_1 = 0.0$$

$$F_{VA} = 4.731 \times 10^{-6} C_A K_Z G_R V^2 (D_A + 2r_1) H_A$$

$$F_{VA} = 4.731 \times 10^{-6} \times 1 \times 1 \times 0.85 \times 80^2 [37 + 2(0)] \times 185$$

$$F_{VA} = 176.17 \text{ N}$$

La carga total F_{CV} sobre los aisladores con montaje vertical se determina de la Ec. (4.34), siendo:

$$F_{SB} = 2489.2 \text{ N}$$

$$F_{VB} = 831 \text{ N}$$

$$F_{VA} = 176.27 \text{ N}$$

$$H_A = 185 \text{ cm}$$

$$H_C = 15 \text{ cm}$$

$$K_1 = 2.5$$

$$K_2 = 1$$

$$F_{CV} = K_1 \left[\frac{F_{VA}}{2} + \frac{(H_A + H_C)F_{VB}}{H_A} \right] + K_2 \left[\frac{(H_A + H_C)F_{SB}}{H_A} \right]$$

$$F_{CV} = 2.5 \left[\frac{176.17}{2} + \frac{(185 + 15)831}{185} \right] + 1 \left[\frac{(185 + 15)2489.2}{185} \right]$$
$$F_{CV} = 4939.35 \text{ N}$$

La carga de ruptura a la flexión del aislador tipo pedestal es mayor que la carga total calculada sobre el aislador, es decir:

$$10000 \text{ N} > 4939 \text{ N}$$

Por lo tanto, el aislador utilizado es adecuado.

B.1.30: Expansión térmica

El cambio de longitud de las barras, por el incremento de temperatura, se determina de la Ec. (4.36) considerando los siguientes parámetros:

$$\alpha = 2.31 \times 10^{-5} \text{ N}$$

$$L_i = 12.5 \text{ m}$$

$$T_i = 40 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$T_f = 70 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$\Delta L = \frac{\alpha L_i (T_f - T_i)}{1 + \alpha T_i}$$

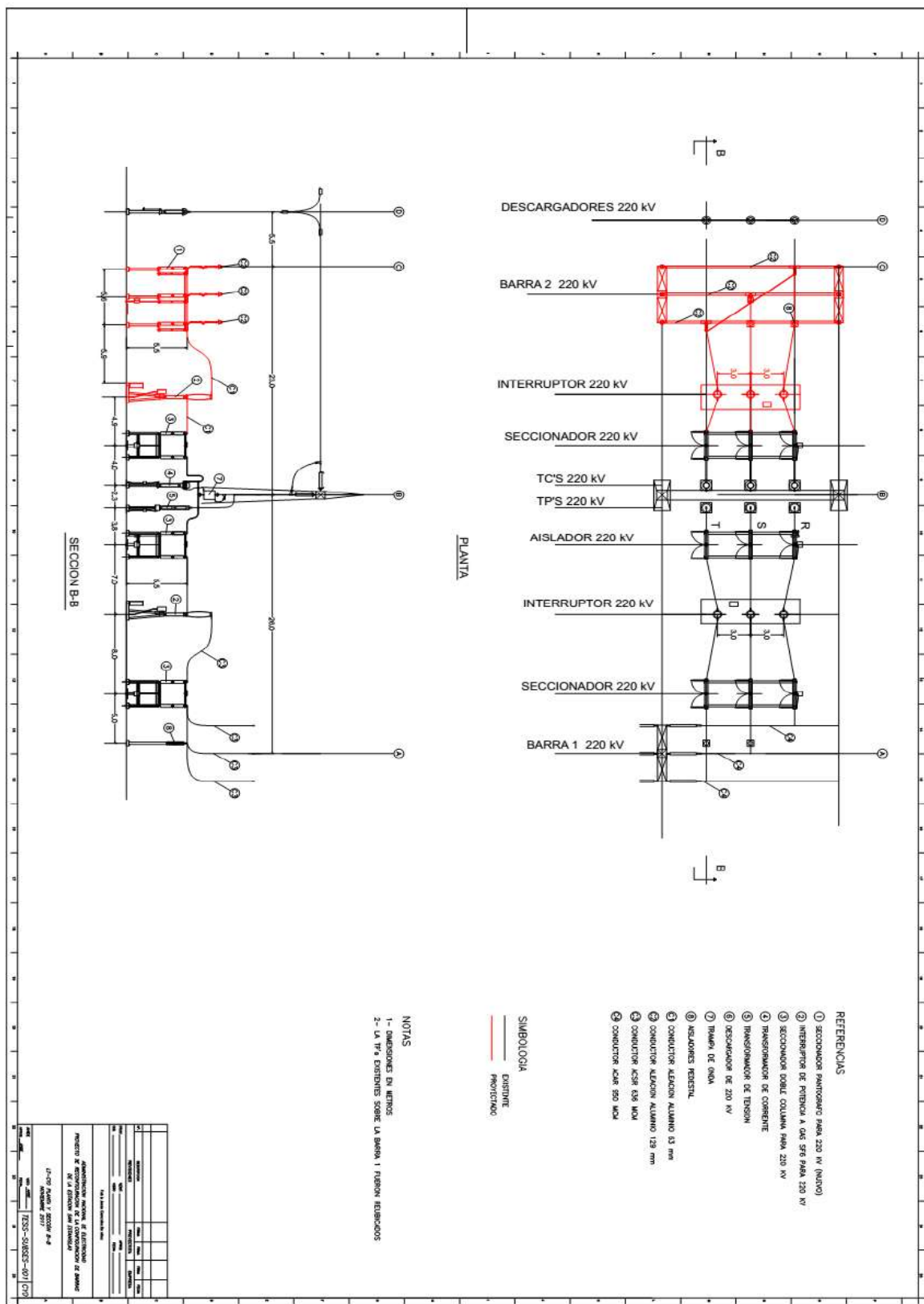
$$\Delta L = \frac{2.31 \times 10^{-5} \times 12.5(70 - 40)}{1 + 2.31 \times 10^{-5} \times 40}$$

$$\Delta L = 8.65 \times 10^{-3} \text{ m}$$

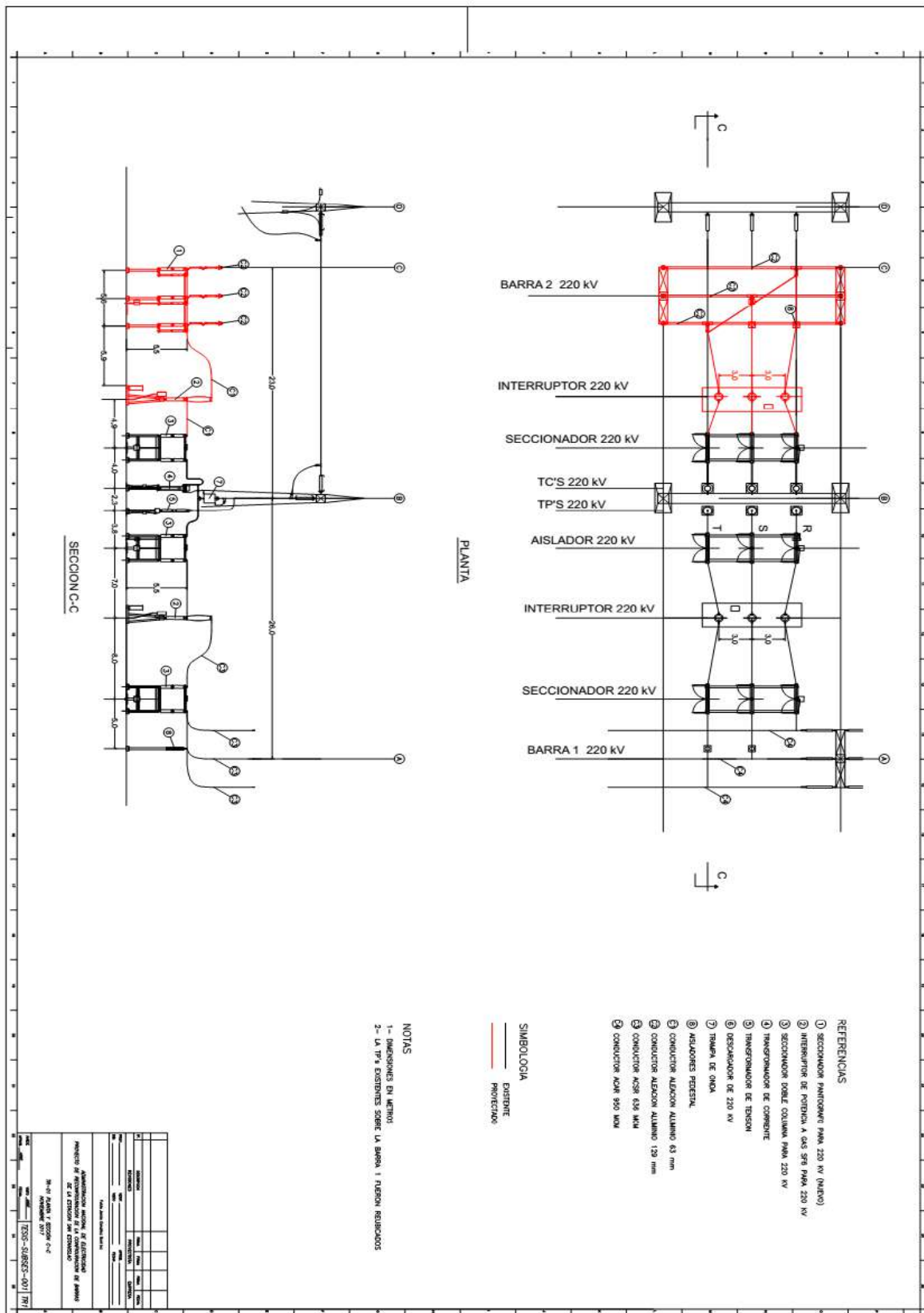
$$\Delta L = 0.865 \text{ cm}$$

Con objeto de absorber la expansión térmica calculada en las barras, y evitar daños en las boquillas del equipo y aisladores, es necesario instalar juntas de expansión en la llegada de las barras al equipo y clemas deslizantes para soportar los tubos sobre los aisladores.

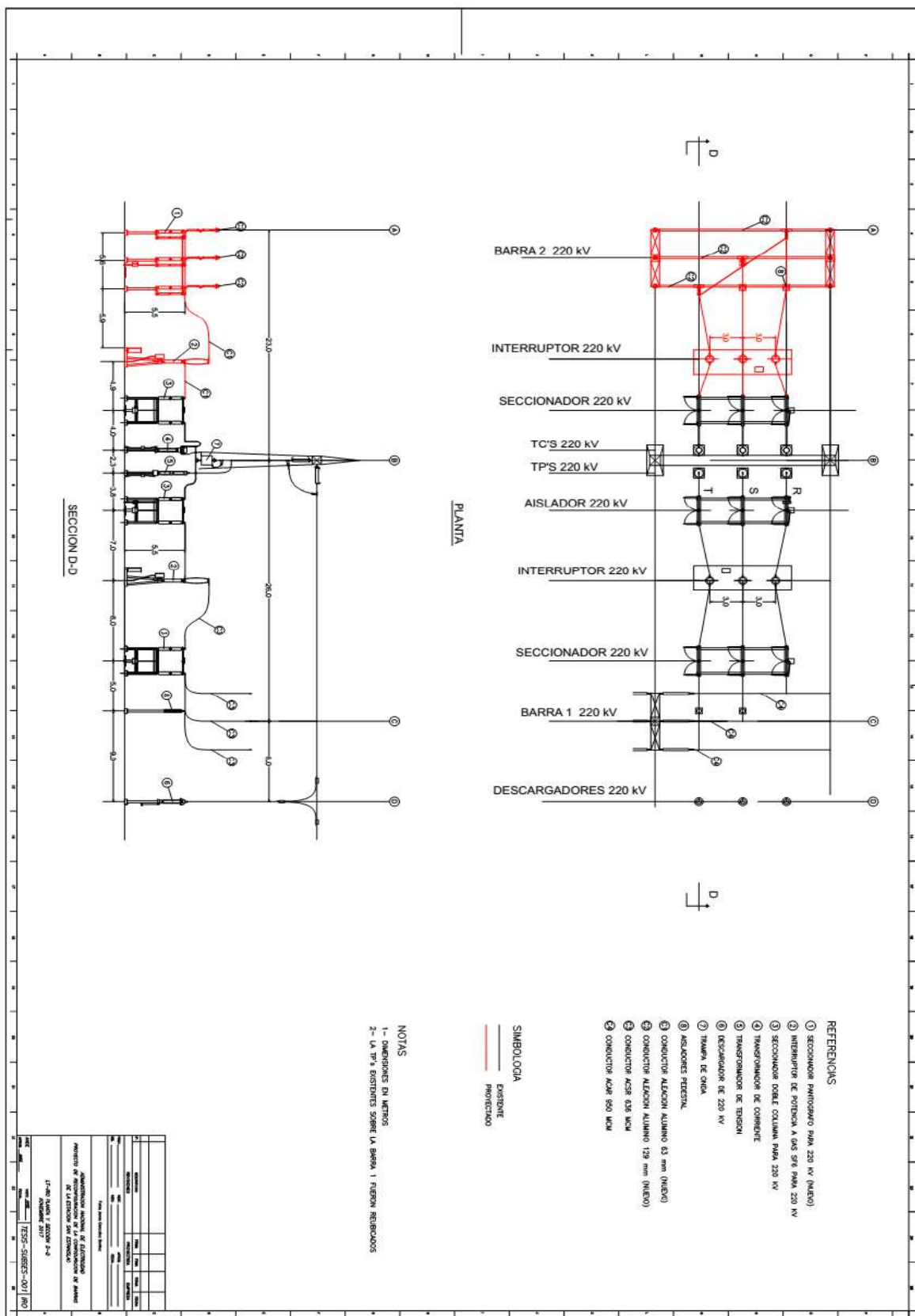
B.2.2: Planta y sección LT-CYO



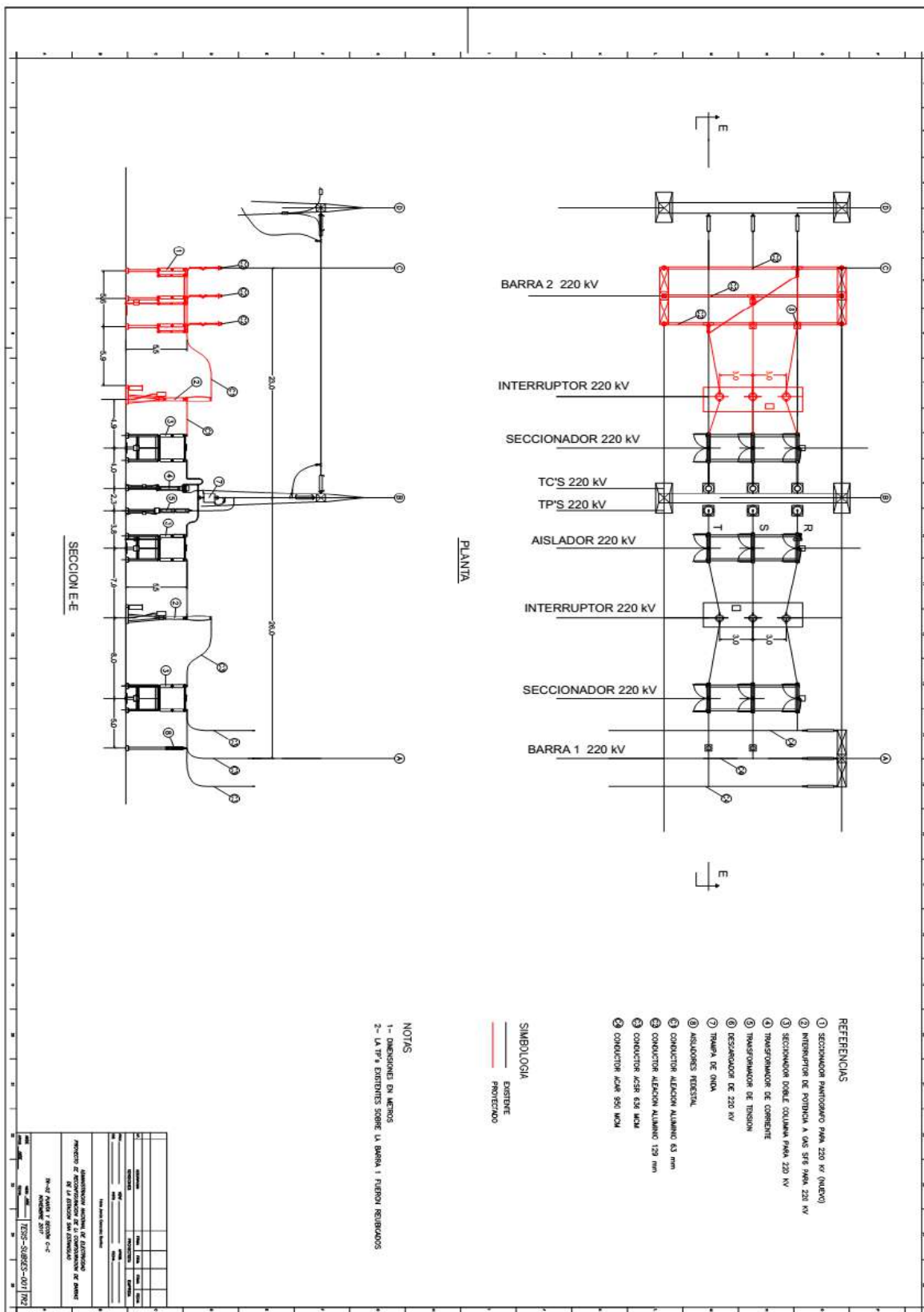
B.2.3: Planta y sección TR-01



B.2.4: Planta y sección LT-IRO



B.2.5: Planta y sección TR-02



B.2.6: Planta de disposición general de equipos

