

**UNIVERSIDAD CATÓLICA  
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL**

**FACULTAD DE EDUCACIÓN TÉCNICA PARA EL  
DESARROLLO**

**CARRERA DE INGENIERÍA EN ELÉCTRICO MECÁNICA**

**TEMA:**

“Análisis para el desarrollo de un diseño electromecánico para un  
patio de seccionamiento en 69KV”

**AUTOR:**

Chalén Rojas, Christian Gabriel

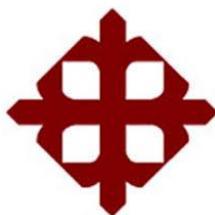
**Trabajo de titulación previo a la obtención del título de  
Ingeniero Eléctrico -Mecánico con Mención en Gestión  
Empresarial Industrial**

**TUTOR:**

Ing. Suarez Murillo, Efraín Oswaldo, M.Sc.

**Guayaquil – Ecuador**

**14 de Marzo del 2019**



**UNIVERSIDAD CATÓLICA  
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL**

FACULTAD DE EDUCACIÓN TÉCNICA PARA EL  
DESARROLLO

CARRERA DE INGENIERÍA EN ELÉCTRICO MECÁNICA

**CERTIFICACIÓN**

Certificamos que el presente trabajo de titulación, fue realizado en su totalidad por **Chalén Rojas, Christian Gabriel** como requerimiento para la obtención del Título de Ingeniero Eléctrico-Mecánico con mención en Gestión Empresarial Industrial.

**TUTOR:**

f. \_\_\_\_\_

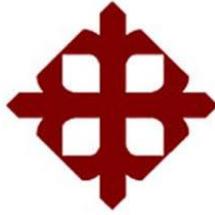
Ing. Suarez Murillo, Efraín Oswaldo, M.Sc.

**DIRECTOR DE LA CARRERA:**

f. \_\_\_\_\_

Ing. Heras Sánchez, Miguel Armando, M.Sc.

**Guayaquil, a los 14 días del mes de Marzo del año 2019**



**UNIVERSIDAD CATÓLICA  
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL**

FACULTAD DE EDUCACIÓN TÉCNICA PARA EL DESARROLLO  
CARRERA DE INGENIERÍA EN ELÉCTRICO MECÁNICA

**DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD**

Yo, **Chalén Rojas, Christian Gabriel**

**DECLARO QUE:**

El trabajo de Titulación, **“Análisis para el desarrollo de un diseño electromecánico par aun patio de seccionamiento en 69KV”** previo a la obtención del título de Ingeniero en Eléctro-Mecánica con Mención en Gestión Empresarial Industrial ha sido desarrollado respetando derechos intelectuales de terceros conforme las citas que constan enb el documento, cuyas fuentes se incorporan en las referencias bibliográficas. Consecuentemente éste trabajo es de m total autoría.

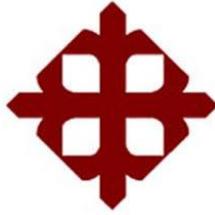
En virtud de esta declaración, me responsabilizo del contenido, veracidad y alcance del Trabajo de Titulación referido.

**Guayaquil, a los 14 días del mes de Marzo del año 2019**

**EL AUTOR**

f. \_\_\_\_\_

**Chalén Rojas, Christian Gabriel**



**UNIVERSIDAD CATÓLICA  
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL**

FACULTAD DE EDUCACIÓN TÉCNICA PARA EL  
DESARROLLO

CARRERA DE INGENIERÍA EN ELÉCTRICO MECÁNICA

**AUTORIZACIÓN**

**Yo, Chalén Rojas, Christian Gabriel**

Autorizo a la Universidad Católica de Santiago de Guayaquil a la publicación en la biblioteca de la institución del Trabajo de Titulación, **“Análisis para el desarrollo de un diseño electromecánico para un patio de seccionamiento en 69KV”** cuyo contenido, ideas y criterios son de mi exclusiva responsabilidad y total autoría.

**Guayaquil, a los 14 días del mes de Marzo del año 2019**

**EL AUTOR**

f. \_\_\_\_\_

**Chalén Rojas, Christian Gabriel**

# REPORTE URKUND

The screenshot displays the URKUND web interface. The browser address bar shows the URL: <https://secure.orkund.com/view/46735552-610662-192337#DcIxDslwEETRu7j+QrsTY49zFUSBiKAuSJMScXeI977Ic5T...>

**URKUND**

**Documento:** [Christian Chalen Rojas Tesis Electrico Mecanico.docx](#) (D47842972)

**Presentado:** 2019-02-11 18:53 (-05:00)

**Presentado por:** efrain\_suarez@hotmail.com

**Recibido:** efrain.suarez.ucsg@analysis.orkund.com

**Mensaje:** analisis de tesis [Mostrar el mensaje completo](#)

3% de estas 59 páginas, se componen de texto presente en 5 fuentes.

**Lista de fuentes:**

Categoría	Enlace/nombre de archivo
	<a href="#">TESIS - GJ AGOSTO.docx</a>
	<a href="#">TESIS - GJ planos adjuntos.docx</a>
	<a href="#">TESIS CARLOS LEMA.docx</a>
	8639-Calero Ramirez, Julio Martin.pdf
	<a href="#">TESIS ROBERTH VITEZ-OK.docx</a>

**Bloques:**

CARRERA  
DE INGENIERÍA  
EN ELÉCTRICO MECÁNICA

TEMA: "Análisis para el desarrollo de un diseño electromecánico para un patio de seccionamiento en 69KV"

AUTOR: Chalén Rojas, Christian Gabriel

Trabajo de titulación previo a la obtención del título de Ingeniero Eléctrico-Mecánico

TUTOR: Ing.  
Suarez Murillo, Efrain Oswaldo, M.Sc.

Guayaquil - Ecuador 11 de Febrero del 2019

UNIVERSIDAD CATÓLICA DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL

Reporte Urkund a Trabajo de Titulación en Ingeniería Eléctrico-Mecánica, denominado Análisis para el desarrollo de un diseño electromecánico para un patio de seccionamiento en 69KV del estudiante Christian Gabriel Chalén Rojas, tiene 3% de coincidencias.

**Atentamente.**

f. \_\_\_\_\_

**Ing. Suarez Murillo, Efrain Oswaldo, M.Sc.**

## DEDICATORIA

Como un gesto sencillo por toda su paciencia y apoyo incondicional en todo momento dedico mi trabajo de titulación a mi esposa y a mi hijo ya que han sido ellos los causantes directos de darme la fortaleza y las energías necesarias para no desmayar en el camino y así poder cumplir con otra de mis metas, sin importar todo el tiempo que el estudio consumía y que no me podía dedicarme por varias ocasiones a tiempo completo el estar juntos.

A mis padres por su apoyo moral y ser el pilar fundamental en mi desarrollo de vida y educación, inculcando siempre buenos valores y la humildad, ante todo, por todo su esfuerzo entregado para formarme como una persona de bien y visionaria dándome la mejor herramienta que es el estudio.

A mis hermanos y sobrinos que de una u otra manera influyeron en el cumplimiento y finalización de la carrera y entrega de este trabajo de tesis, aportando con sus buenos deseos y consejos cada que me veían desanimado o cansado debido al esfuerzo por trabajar y estudiar a la vez.

Todo este trabajo ha sido posible gracias a ellos.

## **AGRADECIMIENTO**

Agradezco a toda mi familia ya que ellos son el pilar fundamental para el cumplimiento de mis metas.

A la Universidad Católica de Santiago de Guayaquil por haber dado la apertura para el ingreso de la Facultad Técnica para el Desarrollo y haber escogido los mejores docentes quienes entregaron todos sus conocimientos y experiencias para la formación profesional.

Agradezco todo el apoyo brindado a la empresa QUIMPAC ECUADOR S.A. donde presto mis servicios ya que debido a la visión de la empresa en tener cada vez personal más competitivo para el desarrollo industrial me dieron en todo momento la ayuda necesaria para poder cumplir una más de mis metas.

Quedo muy agradecido a todos por la ayuda brindada.



**UNIVERSIDAD CATÓLICA  
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL**

FACULTAD DE EDUCACIÓN TÉCNICA PARA EL  
DESARROLLO

CARRERA DE INGENIERÍA EN ELÉCTRICO MECÁNICA

**TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN**

f. \_\_\_\_\_

Ing. Heras Sánchez, Miguel Armando, M.Sc.

**Director de Carrera**

f. \_\_\_\_\_

Ing. Philco Asqui, Orlando M.Sc.

**Coordinador de Titulación**

f. \_\_\_\_\_

Ing. Lopez Cañarte, Juan M.Sc.

**Oponente**

## ÍNDICE GENERAL

Resumen .....	XIX
Abstract.....	XX
Introducción .....	1
Capítulo I .....	2
1. Generalidades de la investigación.....	2
1.1. Planteamiento del problema.....	2
1.2. Objetivos .....	2
1.2.1. Objetivo general.....	2
1.2.2. Objetivos específicos .....	2
1.3. Justificación.....	3
1.4. Metodología de la investigación .....	4
Capítulo II .....	5
2. Marco referencial.....	5
2.1. Antecedentes históricos del sector eléctrico ecuatoriano.....	5
2.2. Estructura actual del diseño eléctrico.....	8
2.3. Generación.....	10
2.4. Sistema nacional de transmisión.....	13
2.5. Distribución del servicio eléctrico.....	14
2.6. Marco legal.....	16
2.6.1. Ley orgánica del servicio público de energía eléctrica .....	16
2.6.2. Resolución nro. Arconel-018/18 regulación. Nro. Arconel 001/18 .....	16
2.6.3. Resolución nro. Arconel-067/17 regulación. Nro. Arconel 004/17 .....	17
2.6.4. Resolución nro. Arconel-043/18 regulación. Nro. Arconel 004/18 .....	18
2.6.5. Resolución nro. Arconel-057/16 regulación. Nro. Arconel 003/16 .....	18
2.6.6. Regulación nro. Arconel 001/15.....	19

2.6.7. Norma iec 60071-1.....	20
2.6.8. Norma iec 60071-2.....	20
2.7. Seguridad de las instalaciones.....	21
2.7.1. Distancias de seguridad.....	21
2.7.2. Declaratoria de servidumbre .....	22
2.7.3. Determinación de las franjas de servidumbre .....	22
2.7.4. Distancias mínimas de la línea a la vegetación .....	23
2.7.5. Desbroce de vegetación .....	24
Capítulo III .....	25
3. Marco teórico.....	25
3.1. Definición de sistema de potencia .....	25
3.2. Estructura de un sistema eléctrico de potencia (sep).....	25
3.2.1. Generación. ....	26
3.2.2. Transmisión.....	26
3.2.3. Distribución. ....	27
3.2.4. Subestaciones eléctricas (s/e) .....	28
3.3. Configuraciones de conexión de barras .....	29
3.3.1. Barra sencilla .....	29
3.3.2. Barra principal y barra de transferencia .....	30
3.3.3. Doble barra .....	32
3.3.4. Doble barra más seccionador de by-pass o paso directo .....	33
3.3.5. Doble barra más seccionador de transferencia.....	35
3.4. Configuraciones de conexión de interruptores .....	35
3.4.1. Configuración tipo anillo.....	35
3.4.2. Configuración tipo interruptor y medio .....	37
3.4.3. Configuración doble barra con doble interruptor .....	38
3.4.4. Configuración anillo cruzado .....	39
3.5. Definición de selectividad.....	41
3.6. Coordinación de las protecciones .....	41
3.7. Tipos de coordinación de sobreintensidad .....	42
3.7.1. Selectividad amperimétrica .....	43
3.7.2. Selectividad cromométrica .....	44

3.7.3. Selectividad de zona (o lógica) .....	46
3.8. Coordinación de aislamiento. ....	48
3.8.1. Determinación de las sobretensiones representativas (urp) ...	49
3.8.2. Determinación de las tensiones soportadas de coordinación (ucw) .....	51
3.8.3. Determinación de las tensiones soportadas especificadas (urw) .....	52
3.8.4. Elección del nivel de aislamiento asignado .....	53
3.9. Sistemas de protección contra descargas atmosféricas.....	53
3.9.1. Principios básicos. ....	54
3.10. Apantallamiento.....	55
3.10.1. Componentes básicos de un sistema de apantallamiento.....	56
3.10.2. El elemento protector. ....	57
3.10.3. Los terminales de aire o captos .....	57
3.10.4. Los pararrayos auto válvula o descargadores .....	58
3.10.5. Conductor descendente. ....	58
3.10.6. Toma de tierra. ....	60
3.10.7. Tipos de apantallamiento. ....	61
3.10.8. Apantallamiento con hilos de guarda.....	62
3.10.9. Apantallamiento con mástiles.....	64
3.10.10. Apantallamiento con elementos de ionización.....	64
3.11. Definición de una puesta a tierra. ....	66
3.11.1. Características de una puesta a tierra.....	67
3.11.2. Objetivos de una puesta a tierra.....	68
3.11.3. Criterios de seguridad en puestas a tierra.....	69
3.11.4. Condiciones de riesgo. ....	69
 Capitulo IV .....	 71
4. Diseño electromecánico para un patio de seccionamiento en 69kv de la empresa quimpac ecuador s.a. ....	71
4.1. Ubicación.....	71
4.2. Generalidades. ....	72
4.3. Descripción del proyecto. ....	72

4.4.	Descripción de los equipos principales de la subestación.....	73
4.4.1.	Estructuras metálicas.....	73
4.4.2.	Seccionador tripolar para la operación en grupo a 69kv.....	75
4.4.3.	Barraje de 69kv.....	77
4.4.4.	Aisladores de suspensión de 69 kv.....	78
4.4.5.	Aisladores tipo station post de 69 kv.....	80
4.4.6.	Descargador (pararrayo) 60kv.....	82
4.4.7.	Sistema de protección contra descarga atmosférica.....	84
4.4.8.	Diseño de protección atmosférica.....	84
4.4.9.	Datos de cálculo.....	85
4.4.10.	Interruptor en sf6 tanque vivo a 69kv.....	86
4.4.11.	Disyuntor en sf6 tanque muerto a 69kv.....	91
4.4.12.	Transformadores de corriente para protección a 69kv.....	96
4.4.13.	Transformadores de voltaje para protección a 69kv.....	98
4.5.	Tableros de control y protección.....	99
4.5.1.	Conductores para circuito de control.....	100
4.5.2.	Panel anunciador de alarmas.....	101
4.6.	Servicios auxiliares dc.....	101
4.6.1.	Normas aplicables para servicios auxiliares en dc.....	102
4.6.2.	Configuración del sistema.....	102
4.6.3.	Banco de baterías.....	103
4.6.4.	Cálculo del banco de baterías.....	103
4.6.5.	Definición de la carga.....	104
4.6.6.	Calculo banco de baterías.....	105
4.6.7.	Selección del cargador de baterías.....	106
4.7.	Servicios auxiliares ac.....	108
4.7.1.	Descripción de los equipos a alimentar con ac.....	108
4.7.2.	Carga demandada.....	109
4.7.3.	Selección del transformador auxiliar.....	110
4.8.	Iluminación.....	111
4.9.	Tuberías.....	111
4.10.	Sistemas de puesta a tierra.....	111
4.10.1.	Normas.....	111
4.10.2.	Metodología.....	112

4.10.3.Criterio del diseño.....	112
4.10.4.Conclusiones del diseño de puesta a tierra.....	115
4.11. Medición .....	116
4.11.1.Medición comercial.....	116
4.11.2.Tablero de control para medición. ....	117
4.12. Alimentador a 69kv.....	117
4.12.1.Normas aplicables para selección del conductor. ....	119
4.12.2.Hilo de guardia .....	119
4.12.3.Cable de fibra óptica cfoa subterránea con armadura para instalación en ductos.....	119
4.13. Sistema scada.....	120
4.14. Montaje de patio de seccionamiento. ....	121
4.15. Coordinación de protecciones. ....	122
4.15.1. Introducción.....	122
4.15.2. Normas.....	123
4.15.3. Elementos de protección.....	124
4.15.4. Análisis de corto circuito.....	125
4.15.5. Punto de entrega a 69 kv a quimpac – desde l/st cervecerí	126
4.15.6. Punto de entrega a 69 kv a quimpac – desde l/st nueva prosperina 1 .....	127
4.15.7. Punto de entrega a 13.8 kv a quimpac – desde l/st cervecería.....	128
4.15.8. Punto de entrega a 13.8 kv a quimpac – desde l/st nueva prosperina 1 .....	129
4.15.9. Resumen de corrientes de falla en fase para máxima y mínima generación.....	130
4.15.10. Resumen de corrientes de falla en neutro para máxima y mínima generación.....	130
4.16. Esquema de protecciones de la subestación quimpac.....	130
4.16.1. Selección de la relación de transformación .....	130
4.16.2. Verificación del factor límite de precisión (flp) y del voltaje del codo (vk).....	132
4.17. Coordinación del sistema de protecciones .....	133
4.17.1. Criterios usados para la coordinación de las protecciones..	133

4.18. Ajustes de protecciones .....	134
4.18.1. Corrientes nominales (transformador de 5 mva) .....	134
4.18.2. Corrientes de puesta en trabajo (pickup).....	134
4.18.3. Disparos instantáneos.....	135
4.18.4. Líneas del sistema de subtransmisión de CNEL EP en r1-r2- r3r.....	136
4.18.5.transformador de poder lado de alta tensión en r6.....	136
4.18.6.transformador de poder lado de baja tensión en r7.....	137
4.18.7.secuencia de coordinación de las protecciones .....	138
Conclusiones .....	139
Recomendaciones .....	140
Bibliografía.....	141
Glosario .....	144
Anexos.....	150
Estudios eléctricos para el diseño de una subestación eléctrica. ....	150
Coordinación de aislamiento.....	150
Malla puesta a tierra .....	153
Estudio de coordinación de protecciones .....	162
Curva de protecciones de fase r1 - r5 - r6 - celda principal	
Curva de protecciones de fase r2 y r3 - r5 - r6 - celda principal .....	164
Curva de protecciones de fase r4 - r5 - r6 - celda principal	
Curva de protecciones de neutro r1 - r5 - r6 - celda principal .....	166
Curva de protecciones de neutro r2 y r3 - r5 - r6 - celda principal .....	167
Curva de protecciones de neutro r4 - r5 - r6 - celda principal .....	168
Planos.....	169

## ÍNDICE DE FIGURAS

<i>Figura 1 Guango polo década de 1960.....</i>	5
<i>Figura 2 Alumbrado público en ciudad ecuatoriana en la década de 1960....</i>	6
<i>Figura 3 Situación actual del sector eléctrico ecuatoriano 2016. ....</i>	10
<i>Figura 4 Ancho de las franjas de servidumbre.....</i>	22
<i>Figura 5 Desbroce de vegetación. ....</i>	24
Figura 6 Estructura de un sistema de potencia típico. ....	25
Figura 7 Sistema de barra sencilla.....	29
Figura 8 Esquema de barra principal y de transferencia.....	30
Figura 9 Configuración a doble barra.....	32
Figura 10 Sistema de doble barra más seccionador by.pass o paso directo. .....	34
Figura 11 Sistema de doble barra más seccionador de transferencia. ....	35
Figura 12 Configuración de conexión anillo. ....	36
Figura 13 Configuración de interruptor y medio. ....	37
Figura 14 Configuración de doble barra con doble interruptor. ....	39
Figura 15 Configuración de anillo cruzado.....	40
Figura 16 Curva tiempo – corriente.....	44
Figura 17 Coordinación cronométrica .....	46
Figura 18 Ejemplo de selectividad lógica en los cuadros de distribución primaria.....	48
Figura 19 Líneas de tensión soportadas normalizadas.....	49
Figura 20 Clases y forma de solicitaciones de tensión y sobretensión .....	51
Figura 21 Potenciales a tierra peligrosos .....	54
Figura 22 Forma de apantallamiento contra descargas atmosféricas.....	55
Figura 23 Desarrollo de la descarga lateral. ....	60
Figura 24 Conductor de bajada de los pararrayos conectados a la malla a tierra. ....	61
Figura 25 Apantallamiento con un cable de guarda.....	62
Figura 26 Protección con dos hilos de guarda. ....	63
Figura 27 Apantallamiento con mástil. ....	64
Figura 28 Pararrayo con auto cebado.....	65
Figura 29 Ejemplos de tipos de puesta a tierra.....	67

<i>Figura 30 Ejemplo de una rejilla enterrada bajo una subestación.....</i>	68
Figura 31 Condiciones de riesgo de tensiones de paso y de contacto .....	70
Figura 32 Coordenadas de ubicación. ....	71
Figura 33 Ubicación geográfica. ....	71
Figura 34 Normas aplicables a la construcción de estructuras metálicas. ...	75
Figura 35 Normas aplicables para la selección del gcb. ....	77
Figura 36 Normas aplicables para la selección de los pararrayos. ....	83
Figura 37 Ecuación para modelo electro-geométrico.....	84
Figura 38 Normas aplicables para la selección del disyuntor tanque vivo a 69kv. ....	90
Figura 39 Normas aplicables para la selección del disyuntor tanque muerto a 69kv. ....	95
Figura 40 Tablas de normas para la selección de tc's.....	98
Figura 41 Normas aplicables para la selección de tp's. ....	99
Figura 42 Normas aplicables para la selección de conductores de control.101	
Figura 43 Diagrama unifilar para servicio auxiliar dc. ....	103
Figura 44 Normas aplicables para la selección del conductor alimentador.119	
Figura 45 Diagrama de coordinación de protecciones.....	124

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 Potencia nominal y efectiva por tipo de fuente.....	11
Tabla 2 Potencia nominal y efectiva por tipo de empresa.....	12
Tabla 3 Potencia y números de centrales por provincias y tipo de energía.	13
Tabla 4 Sistema nacional de transmisión – líneas (km).....	14
Tabla 5 Área de prestación del servicio eléctrico.....	15
Tabla 6 Distancias excepcionales para franjas de servidumbre. ....	23
Tabla 7 Características de la estructura metálica para pórtico. ....	74
Tabla 8 Características generales del gcb.....	76
Tabla 9 Características del conductor para barra. ....	78
Tabla 10 Características de los aisladores de suspensión para 69kv.....	80
Tabla 11 Características de los aisladores tipo station post de 69 kv.....	82
Tabla 12 Características del descargador (pararrayo) 60kv. ....	83
Tabla 13 Protección contra descargas atmosféricas a nivel de 13.8kv (descargas a conductores y al suelo) .....	85
Tabla 14 Protección contra descargas atmosféricas a nivel de 13.8kv (descargas a mástiles.....	85
Tabla 15 Protección contra descargas atmosféricas a nivel de 69 kv (descargas a conductores y al suelo) .....	85
Tabla 16 Protección contra descargas atmosféricas a nivel de 69 kv (descargas a mástiles).....	86
Tabla 17 Resumen de distancias de descarga atmosférica.....	86
Tabla 18 Características del disyuntor en sf6 tanque vivo a 69kv. ....	91
Tabla 19 Características del disyuntor tanque muerto a 69kv. ....	96
Tabla 20 Características de transformadores de corriente para protección.	97
Tabla 21 Características principales para tc's de entrada y salida. ....	97
Tabla 22 Características para la selección de los tp's. ....	98
Tabla 23 Cuadro comparativo para distintas combinaciones batería – cargador. ....	102
Tabla 24 Planilla de cargas dc continuas.....	104
Tabla 25 Planilla de cargas dc momentaneas. ....	105
Tabla 26 Carga demandada para calentadores de los equipos.....	109
Tabla 27 Balance de carga para conexión de circuitos.....	110

Tabla 28 Datos de la resistividad del terreno.....	113
Tabla 29 Datos de conexión. ....	113
Tabla 30 Reticula de la malla.....	114
Tabla 31 Resultados obtenidos primer diseño.....	114
Tabla 32 Descripción de resultados obtenidos del estudio.....	114
Tabla 33 Resultados obtenidos primer diseño.....	116
Tabla 34 Características del conductor alimentador a 69kv. ....	118
Tabla 35 Características del conductor de alimentación transformador principal.....	118
Tabla 36 Características del hilo de guarda con fibra óptica. ....	120
Tabla 37 Distancias mínimas para garantizar el soporte dieléctrico en subestaciones.....	122
Tabla 38 Máxima generación desde l/st cervecería.....	126
Tabla 39 Mínima generación desde l/st cervecería.....	126
Tabla 40 Máxima generación desde l/st nueva prosperina.....	127
Tabla 41 Mínima generación desde l/st nueva prosperina.....	127
Tabla 42 Máxima generación desde l/st cervecería.....	128
Tabla 43Mínima generación desde l/st cervecería.....	128
Tabla 44 Máxima generación l/st nueva prosperina 1.....	129
Tabla 45 Mínima generación l/st nueva prosperina 1. ....	129
Tabla 46 Resumen de corrientes de falla en fase.....	130
Tabla 47 Resumen de corrientes de falla en neutro. ....	130
Tabla 48 Voltajes soportados estándares para $1 \text{ kv} \leq u_m \leq 242 \text{ kv}$ .....	150
Tabla 49 Distancias mínimas según norma ieee 1427. ....	151
Tabla 50 Distancias mínimas según norma iec 60071-2. ....	151
Tabla 51 Voltajes soportados requeridos según norma iec 60071-2. ....	152
Tabla 52 Sobretensiones de frente lento convertidos a sobretensiones temporales según norma iec 60071-2. ....	152
Tabla 53 Niveles de aislamiento. ....	152

## **RESUMEN**

En el presente trabajo se realiza una descripción de las configuraciones utilizadas para la construcción de subestaciones eléctricas en 69kV según Regulación No. ARCONEL 001/15 en la que indica que “La distribuidora atenderá la solicitud de clientes en alto voltaje que requieran conectarse a una línea de subtransmisión existente, a través de una derivación, con el respectivo seccionamiento de derivación para atender a un consumidor nuevo o existente.

El diseño electromecánico de la subestación además de cumplir con las normas y regulaciones ecuatorianas vigentes debe garantizar la seguridad, confiabilidad y selectividad de los equipos que la conforman.

Además de definiciones se realiza una descripción de los elementos auxiliares y la importancia que ellos tienen para el control, protección y medición de las subestaciones de energía, también se describen los elementos activos y cálculos que se deben realizar para el diseño de una subestación.

**PALABRAS CLAVE:** SUBESTACIÓN ELÉCTRICA, POTENCIA, 69/13.8 KV, 5MVA, MALLA A TIERRA, AISLAMIENTO

## **ABSTRACT**

In the present work there is realized a description of the configurations used for the construction of electrical substations in 69kV according to Regulation Not. ARCONEL 001/15 in the one that indicates that " The distributor will attend to the clients' request in high voltage that they need to connect to a line of existing subtransmission, across a derivation, with the respective seccionamiento of derivation to attend to a new or existing consumer.

The electromechanical design of the substation beside expiring with the procedure and Ecuadoran in force regulations must guarantee safety, reliability and selectivity of the equipments that shape it.

Besides definitions there is realized a description of the auxiliary elements and the importance that they have for the control, protection and measurement of the substations of energy, also there are described the active elements and calculations that must be realized for the design of a substation.

**KEY WORDS:** ELECTRICAL SUBSTATION, POWER, 69 / 13.8 KV, 5MVA, MESH TO EARTH, INSULATION

## INTRODUCCIÓN

Las subestaciones eléctricas son instalaciones de primordial importancia dentro de un sistema de potencia y están constituidas por una diversidad de equipos, muchos de ellos de alta tecnología, que conforman una significativa cantidad de subsistemas para permitir que las subestaciones cumplan sus fines de transformación de tensiones requeridas para la transmisión y distribución de energía eléctrica, tanto como para protección, control y supervisión del sistema. Un sistema de potencia se conforma con el propósito de crear un enlace efectivo entre las fuentes de generación eléctrica y los centros de consumo de una región determinada.

Tratándose de un servicio de interés público el servicio eléctrico usualmente se encuentra sometido a regulaciones gubernamentales. Esas regulaciones pueden ocasionar la existencia de diversos sistemas de potencia que puedan ser operados por organismos o empresas distintas, lo que no es un impedimento para que existan conexiones entre varios sistemas de potencia.

Esta tesis presenta uno de los esquemas que se pueden implementar desde el punto de vista técnico y de factibilidad según la regularización emitida por el ARCONEL (No. ARCONEL-001/15) para la implementación de subestaciones de 69KV con el propósito de tener el control de las maniobras y operarlas de una manera satisfactoria en cuanto al propósito mayor de suministrar al consumidor una energía eléctrica confiable, en términos de continuidad del servicio.

Otra de las funciones primordiales de las subestaciones es la de protección, que surge de la necesidad de operar el sistema de forma tal que la fallas que se presenten afecten de la manera más leve posible al sistema, lo que significa principalmente, limitar a un muy breve periodo de tiempo las altas corrientes asociadas a las fallas y restringir la zona afectada, ésta necesidad obliga a contemplar la posibilidad de efectuar maniobras de desconexión y/o conexiones mediante equipos especiales para cumplir la misión que prevendrá los posibles daños a los equipos de la subestación.

# **CAPÍTULO I**

## **1. Generalidades de la investigación**

### **1.1. Planteamiento del Problema**

Debido a la falta de control y mantenimiento en las subestaciones a nivel de 69KV éstas no han sido confiables teniendo como consecuencias cortes inesperados y por ende la pérdida de producción en las industrias, es por esto que para mejorar el servicio eléctrico el ente regulador ARCONEL creó nuevas regularizaciones para los consumidores que cuenten con subestaciones de 69KV.

La entrega de energía a las subestaciones existentes y a los nuevos Patios de Seccionamiento a 69 kV se realiza por medio de la Línea de Subtransmisión a nivel de 69 kV por la empresa distribuidora de energía local.

El Patio de Seccionamiento de las Subestaciones permitirá que los clientes cumplan con la regulación No. ARCONEL-001/15 seccionando así la Subtransmisión 69 kV para alimentar la carga de las diferentes plantas y a su vez permitir la salida de la Línea a 69 kV, la cual alimenta a otras Subestaciones aguas abajo.

### **1.2. Objetivos**

#### **1.2.1. Objetivo General**

El presente trabajo tiene como objetivo general

- Desarrollar un esquema de conexión eléctrica y describir las características técnicas de los equipos y demás elementos que se usan en una subestación de 69KV.

#### **1.2.2. Objetivos Específicos**

El presente trabajo tiene como objetivos específicos:

- Descripción de las características técnicas de los equipos y demás elementos de la subestación. Guía para la selección de los equipos de la subestación.
- Estudiar las normativas para la implementación de patios de seccionamiento en 69Kv según resolución del ARCONEL.
- Evaluar la selectividad de los equipos de protección eléctrica en el diseño del patio de seccionamiento 69 Kv.

### **1.3. Justificación**

Debido a los continuos cortes inesperados de la energía eléctrica por causa de las fallas suscitadas en los patios de maniobra de subestaciones de 69KV el ARCONEL según regularización No. ARCONEL-001/15 exige a los clientes a mejorar su subestación con un nuevo patio mismo que garantice la confiabilidad del sistema eléctrico.

Se toma como punto de partida a las Regulaciones No. ARCONEL-001/15 y No. ARCONEL-004/16, las cuales regulan el punto de entrega, condiciones técnicas y financieras para la prestación del servicio público de energía eléctrica a los consumidores del servicio eléctrico. Ya que varias empresas del sector industrial poseen un punto de entrega en alto voltaje en la red de Subtransmisión de la CNEL Guayaquil, esta debe regirse con los lineamientos planteados en las antes mencionadas resoluciones emitidas por la ARCONEL en donde se indica que “la distribuidora es la responsable de definir y aprobar el esquema de conexión que sea óptimo desde el punto de vista técnico y financiero, garantizando la correcta operación del sistema de distribución ante cualquier anomalía en las instalaciones del consumidor mediante el diseño e implantación de un sistema de protecciones”.

Con lo expuesto anteriormente, la presente Tesis consiste en el análisis para el desarrollo de un diseño electromecánico par aun patio de seccionamiento en 69KV que permita alimentar a la carga de los clientes y a su vez cumplir con las normativas dispuestas por la ARCONEL respecto a la protección del

sistema de distribución. La CNEL Unidad de Negocio Guayaquil será la responsable de la definición y aprobación del proyecto.

Para esto las empresas realizan varias propuestas a la CNEL Guayaquil entre ellas está la de realizar solo la protección de la línea de salida desde la subestación de la empresa hacia las subestaciones contiguas tomando como premisa de que en la actualidad solo existe flujo de potencia hacia otra Subestación, siendo esta un punto terminal de la red de Subtransmisión.

También se plantea el compromiso de implementar la protección para la entrada de Línea y protección direccional cuando exista flujo de Potencia desde la última Subestación hacia las Subestaciones de las otras empresas.

La presente memoria describe en su totalidad al proyecto, y deberá ser usada como la principal guía durante la etapa de construcción de la subestación. Este proyecto fue realizado acorde a normas internacionales, mencionadas en cada sección de esta memoria, que aseguran la correcta selección de equipos, estructuras y materiales que serán usados en la subestación.

## **1.4. Metodología de la investigación**

### **Método sintético**

Su principal objetivo es lograr una síntesis de lo investigado; por lo tanto, posee un carácter progresivo, intenta formular una teoría para unificar los diversos elementos del fenómeno estudiado; a su vez, el método sintético es un proceso de razonamiento que reconstruye un todo, considerando lo realizado en el método analítico. Sin duda, este método permite comprender la esencia y la naturaleza del fenómeno estudiado.

(Bastar, 2012)

## CAPÍTULO II

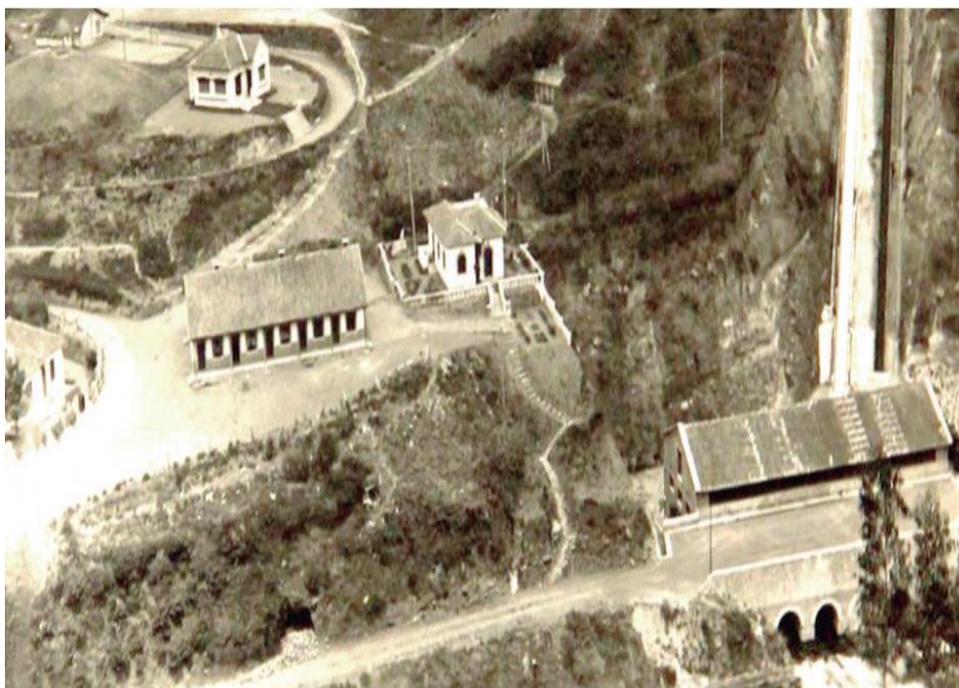
### 2. Marco Referencial

#### 2.1. Antecedentes históricos del sector eléctrico ecuatoriano.

En Ecuador la provisión de energía eléctrica como servicio público se remonta a 1897 con la creación de la Empresa “Luz y Fuerza”, que instaló dos turbinas de 12 kW cada una, al pie de una caída en el río Malacatos, en la ciudad de Loja. Posteriormente, las ciudades de Quito, Guayaquil y Cuenca instalaron plantas de generación eléctrica.

Paulatinamente, en algunos casos más tarde, en el resto de ciudades del país el suministro eléctrico se convirtió en uno más de los servicios municipales, orientándose en sus inicios a la satisfacción de necesidades comerciales; y luego se amplió la prestación del servicio público hacia los ciudadanos. (ARCONEL, 2015)

La falta de planificación se convirtió en uno de los problemas más evidentes, pues los esfuerzos en materia de electrificación respondían a necesidades puntuales y no a una política o plan de largo plazo que permitiera orientar y optimizar los recursos destinados a este efecto.



*Figura 1 Guango Polo década de 1960.*

Fuente: (ARCONEL, 2015)

Este desarrollo, hasta cierto punto anárquico, resultó en que en el año de 1961 existían 1.106 centrales de generación que representaban una potencia instalada de 120 MW. Al depender el servicio eléctrico de iniciativas territoriales particulares, se produjo un escenario fragmentado, con estructuras aisladas, limitadas a su ámbito geográfico; y, en muchos casos, obsoletas o de baja calidad. Solo un 17% de la población tenía entonces acceso a este servicio. (ARCONEL, 2015)

Este escenario cambió cuando el Estado ecuatoriano asigna al sector eléctrico un lugar prioritario en la planificación económica del país. Esta decisión política fue parte de una corriente a nivel regional, que se puede confirmar en los compromisos adquiridos a nivel interamericano en la Carta de Punta del Este en 1961.

Es importante tener en cuenta este antecedente porque la adopción de los objetivos del desarrollo introduce la necesidad de crear instancias estatales de supervisión del sector —aquí encontramos los precedentes de las funciones que luego se consolidarán en el CONELEC—. En el mismo año 1961 se funda el Instituto Ecuatoriano de Electricidad – INECEL, mediante Decreto Ley de Emergencia No. 24, expedido el 23 de mayo. (ARCONEL, 2015)



*Figura 2 Alumbrado público en ciudad ecuatoriana en la década de 1960.*

*Fuente: (ARCONEL, 2015)*

El INECEL fue creado al amparo de la Ley Básica de Electrificación de 1961 y, según este cuerpo legal, tenía bajo su responsabilidad todas las actividades inherentes al sector eléctrico (regulación, planificación, aprobación de tarifas, construcción y operación). Esta entidad era el accionista mayoritario en casi todas las empresas eléctricas que realizaban la distribución de electricidad en el país. (Neira & Ramos, 2003)

No obstante, a raíz de los severos racionamientos del servicio que sufrió el país a finales de 1992, el Gobierno contrató una consultoría para realizar los primeros estudios técnicos de reestructuración del sector eléctrico. Como resultado de ello se elaboró un proyecto de ley que recogía los principios del nuevo modelo y una propuesta de marco regulatorio. En febrero de 1995 se conformó en el CONAM, la Unidad de Coordinación para la Privatización de Empresas Públicas (PERTAL), encargándose de la tramitación y revisión del proyecto de ley enviado por el Ejecutivo al Congreso.

En octubre de 1996 se aprueba en el Congreso Nacional la Ley de Régimen del Sector Eléctrico la cual sustituyó a la Ley Básica de Electrificación. (Neira & Ramos, 2003)

Con esta base legal y sus reformas posteriores, el INECEL concluyó su vida jurídica el 31 de marzo de 1999, habiéndose encargado al Ministerio de Energía y Minas, a través de Decreto Ejecutivo No. 773 del 14 de abril de 1999, ejecutar todo el proceso de cierre contable, presupuestario, financiero y técnico.

De esta manera, los activos del INECEL (de generación y transmisión) y las acciones en 19 de las 20 distribuidoras, fueron transferidos en propiedad al Fondo de Solidaridad, quien se constituiría en accionista mayoritario de las nuevas seis empresas de generación y una de transmisión que empezaron su operación en abril de 1999. (Neira & Ramos, 2003)

Así, el ex INECEL se dividió en:

- Empresas generadoras:  
Hidropaute S.A.,

Hidroagoyán S.A.,  
Hidropucará S.A.5 /,  
Termoesmeraldas S.A.,  
Termopichincha S.A; y,  
Electroguayas S.A.

- Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica: TRANSELÉCTRIC S.A.
- Corporación Centro Nacional de Control de Energía: CENACE.
- Empresas de distribución: las cuales continuaron operando como lo hacían con el INECEL, hasta la negociación de las respectivas concesiones con el CONELEC. (Neira & Ramos, 2003)

La Empresa Eléctrica Pública Estratégica Corporación Nacional de Electricidad (CNEL EP) se constituyó en sociedad anónima, mediante escritura pública de fusión el 15 de diciembre de 2008; estuvo integrada por las disueltas empresas eléctricas de distribución: Bolívar S.A., Regional El Oro S.A., Regional Esmeraldas S.A., Regional Guayas-Los Ríos S.A., Manabí S.A., Milagro C.A., Los Ríos S.A., Santo Domingo S.A., Península de Santa Elena S.A. y, Regional Sucumbíos S.A.

El 17 de septiembre de 2014 se integró la Unidad de Negocio Guayaquil, sumando así las 11 Unidades de Negocio que conforman actualmente la Corporación.

CNEL EP se constituye como la mayor empresa de distribución y comercialización de energía eléctrica del país y sirve a 10 provincias: Esmeraldas, Manabí, Guayas, Santa Elena, Los Ríos, Milagro, El Oro, Santo Domingo, Sucumbíos y Orellana. (Chávez Peñaherrera, 2016)

## **2.2. Estructura actual del diseño eléctrico.**

El 20 de octubre de 2008, el sector eléctrico es considerado como un sector estratégico y, además, el servicio de energía eléctrica se configura como un servicio público.

En este contexto, la Constitución en sus artículos 313, 314 y 315 dispone que “El Estado se reserva el derecho de administrar, regular, controlar y gestionar los sectores estratégicos (energía en todas sus formas, telecomunicaciones, recursos naturales no renovables, transportes, refinación de hidrocarburos, el agua, etc.), así como ser el proveedor de estos servicios; para ello, el Estado constituye empresas públicas para la gestión de dichos sectores, estas empresas pueden ser mixtas (participación privada) siempre que el Estado sea el accionista mayoritario. (Rojas Castillo & Vargas Jaramillo, 2018)

Se crea el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER) llamado a ser el ente rector del sector eléctrico ecuatoriano y de la energía renovable.

Esta entidad es la responsable de satisfacer las necesidades de energía eléctrica del país, mediante la formulación de normativa pertinente, planes de desarrollo y políticas sectoriales para el aprovechamiento eficiente de sus recursos. (Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, 2017)

Con las disposiciones del Mandato No. 15 de la constitución de la república del Ecuador, que faculta la fusión de empresas del sector se crea La corporación Nacional de Electricidad (CNEL) en diciembre de 2008 con la fusión de las 10 empresas eléctricas, que históricamente mantenían los indicadores de gestión más bajos.

Teniendo como tarea principal el revertir dichos indicadores en aras de mejorar la situación de las 10 empresas. Se crea también la Corporación Eléctrica del Ecuador (CELEC) en enero de 2009, se constituye la Corporación Eléctrica del Ecuador CELEC S.A, con la fusión de las empresas Hidropaute S.A., Hidroagoyan S.A., Electroguayas S.A., Termoesmeraldas S.A., Termopichincha S.A. y Transelectric S.A. (Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, 2017)

Posteriormente mediante decreto ejecutivo Nro. 1459, de 13 de marzo de 2013, se creó la Empresa Eléctrica Pública Estratégica Corporación Nacional

de Electricidad (CNEL EP), sucediendo en derechos y obligaciones a la CNEL S.A. (Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, 2017)

En la actualidad, luego de la fusión de la CNEL EP con la Empresa Pública de Guayaquil EP, el sector eléctrico del país cuenta con once empresas: 10 empresas de distribución; y una empresa de generación y transmisión de energía, CELEC EP. (Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, 2017)

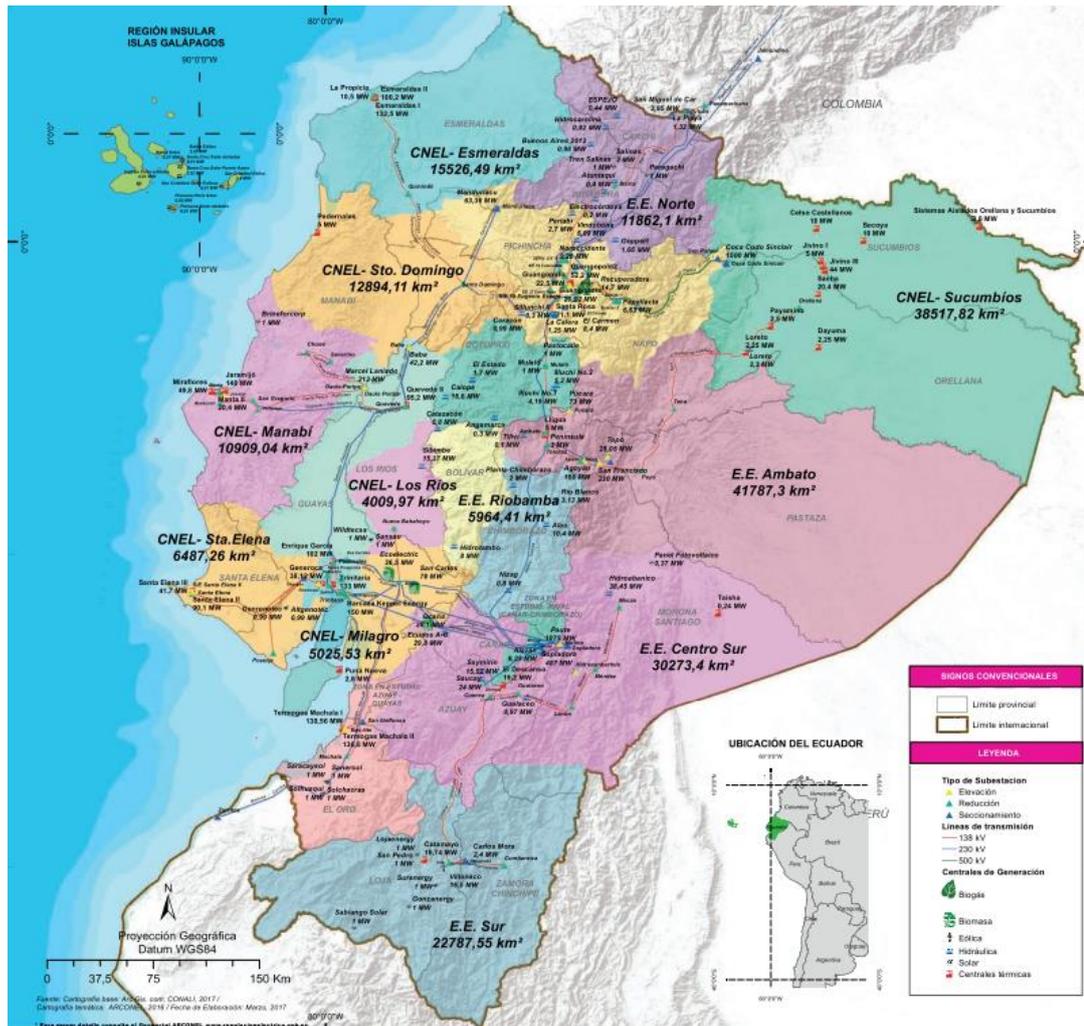


Figura 3 Situación actual del sector eléctrico ecuatoriano 2016.

Fuente: (Chávez Peñaherrera, 2016)

### 2.3. Generación.

Al momento de hablar del sector eléctrico ecuatoriano, las primeras imágenes que llegan a la mente son el alumbrado público, los aparatos eléctricos, los medidores o las empresas eléctricas; sin embargo muy pocas veces reflexionamos acerca de toda la compleja red de entidades e interacciones

que permiten que al encender un interruptor o enchufar un aparato, tengamos la posibilidad de contar permanentemente con el servicio de energía eléctrica, sin la cual no nos podríamos ni si quiera imaginar la vida diaria en el actual momento.

Toda ésta compleja red implica un esfuerzo y una responsabilidad más grande de la que frecuentemente nos imaginamos.

Para que la energía se transforme en electricidad utilizable para el usuario final y así ilumine hogares, calles, plazas, estadios o permita el funcionamiento de todos los aparatos eléctricos que nos facilitan la vida, es necesario un proceso en el que trabajan distintos actores sociales que contribuyen de diversas formas la administración, operación y mantenimiento de éste servicio, y a la planificación y ejecución de proyectos requeridos para satisfacer la demanda eléctrica existente y la futura.

La electricidad constituye una parte integral en la vida de los seres humanos. En el Ecuador, el consumo energético permite producir efectos luminosos, mecánicos, caloríficos, químicos y otros, presentes en todos los aspectos de la vida cotidiana como en los electrodomésticos, el transporte, la iluminación y la industria.

Tipo Fuente	Tipo de Central	Tipo de Unidad	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva	
				(MW)	%
Renovable	Hidráulica	Hidráulica	4.515,96	4.486,41	60,34
	Biomasa	Turbovapor	144,30	136,40	1,83
	Fotovoltaica	Fotovoltaica	26,48	25,59	0,34
	Eólica	Eólica	21,15	21,15	0,28
	Biogás	MCI	7,26	6,50	0,09
<b>Total Renovable</b>			<b>4.715,15</b>	<b>4.676,05</b>	<b>62,89</b>
No Renovable	Térmica	MCI	1.937,48	1.551,47	20,87
		Turbogás	921,85	775,55	10,43
		Turbovapor	461,87	431,74	5,81
<b>Total No Renovable</b>			<b>3.321,19</b>	<b>2.758,76</b>	<b>37,11</b>
<b>Total general</b>			<b>8.036,34</b>	<b>7.434,81</b>	<b>100,00</b>

Tabla 1 Potencia nominal y efectiva por tipo de fuente.

Fuente: (Salazar, 2017)

Para abastecer la demanda de energía eléctrica, el Ecuador dispone de varias centrales de generación, priorizando la producción de energía renovable no contaminante; es decir, que ésta provenga de fuentes naturales como la hidráulica (energía potencial del agua), fotovoltaica (sol), eólica (viento), biogás (residuos orgánicos) y biomasa (combustión de desechos orgánicos, tales como el bagazo de caña).

Tras el proceso de generación, esta energía se transfiere a través del sistema de transmisión llegando hacia la etapa de subtransmisión de donde se abastecen las distintas empresas distribuidoras del país, quienes a su vez se encargan de llevar energía a los clientes finales. (Salazar, 2017)

Provincia	Renovable			No Renovable			Total		
	Número de Centrales	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Número de Centrales	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Número de Centrales	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)
Azuay	7	1.773,55	1.798,48	1	19,20	17,20	8	1.792,75	1.815,68
Bolívar	1	8,00	8,00	-	-	-	1	8,00	8,00
Cañar	3	62,13	59,93	1	3,63	2,50	4	65,76	62,43
Carchi	3	4,82	4,15	-	-	-	3	4,82	4,15
Chimborazo	4	16,33	15,65	-	-	-	4	16,33	15,65
Cotopaxi	9	49,39	47,27	-	-	-	9	49,39	47,27
El Oro	6	5,99	5,99	2	275,36	249,60	8	281,35	255,59
Esmeraldas	-	-	-	4	244,92	219,22	4	244,92	219,22
Galápagos	9	6,29	6,29	4	25,61	21,27	13	31,90	27,57
Guayas	7	331,48	325,78	10	805,76	708,92	17	1.137,23	1.034,70
Imbabura	10	78,56	79,71	1	29,28	24,30	11	107,84	104,01
Loja	7	22,49	21,62	1	19,74	17,17	8	42,23	38,79
Los Ríos	2	57,57	56,20	1	95,20	81,00	3	152,77	137,20
Manabí	2	1,50	1,49	4	215,20	189,42	6	216,70	190,91
Morona Santiago	3	88,80	88,31	2	4,74	4,24	5	93,54	92,55
Napo	4	1.519,25	1.494,40	5	77,63	54,44	9	1.596,88	1.548,84
Orellana	-	-	-	75	642,80	481,65	75	642,80	481,65
Pastaza	-	-	-	3	56,90	47,77	3	56,90	47,77
Pichincha	19	141,57	139,70	7	182,04	153,72	26	323,61	293,42
Santa Elena	-	-	-	2	131,80	105,03	2	131,80	105,03
Sucumbios	1	49,71	49,71	69	486,41	377,71	70	536,12	427,42
Tungurahua	6	495,30	470,96	1	5,00	3,60	7	500,30	474,56
Zamora Chinchipe	1	2,40	2,40	-	-	-	1	2,40	2,40
<b>Total general</b>	<b>104</b>	<b>4.715,15</b>	<b>4.676,05</b>	<b>193</b>	<b>3.321,19</b>	<b>2.758,76</b>	<b>297</b>	<b>8.036,34</b>	<b>7.434,81</b>

Tabla 2 Potencia nominal y efectiva por tipo de Empresa.

Fuente: (Salazar, 2017)

Tipo Empresa	Tipo Central	Tipo Unidad	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)
Generadora	Hidráulica	Hidráulica	4.193,27	4.169,36
	Térmica	MCI	814,53	704,14
	Térmica	Turbogás	612,53	537,60
	Térmica	Turbovapor	411,50	398,00
	Fotovoltaica	Fotovoltaica	24,46	23,57
	Eólica	Eólica	16,50	16,50
	Biogás	MCI	7,26	6,50
<b>Total Generadora</b>			<b>6.080,05</b>	<b>5.855,67</b>
Autogeneradora	Térmica	MCI	1.063,90	795,36
	Hidráulica	Hidráulica	180,53	176,69
	Biomasa	Turbovapor	144,30	136,40
	Térmica	Turbogás	101,25	76,95
	Térmica	Turbovapor	15,63	13,50
<b>Total Autogeneradora</b>			<b>1.505,60</b>	<b>1.198,90</b>
Distribuidora	Térmica	Turbogás	208,07	161,00
	Hidráulica	Hidráulica	142,16	140,36
	Térmica	MCI	59,06	51,97
	Térmica	Turbovapor	34,74	20,24
	Eólica	Eólica	4,65	4,65
	Fotovoltaica	Fotovoltaica	2,02	2,02
<b>Total Distribuidora</b>			<b>450,69</b>	<b>380,23</b>
<b>Total general</b>			<b>8.036,34</b>	<b>7.434,81</b>

Tabla 3 Potencia y números de centrales por provincias y tipo de energía.

Fuente: (Salazar, 2017)

## 2.4. Sistema nacional de transmisión

El Sistema Nacional de Transmisión (SNT) está conformado por subestaciones y líneas que operan a voltajes normalizados de 500 kV, 230 kV y 138 kV; que pertenecen a CELEC EP - Unidad de Negocio Transelectric o a grandes centros de generación que se interconectan directamente con el sistema del transmisor.

Las instalaciones eléctricas de empresas distribuidoras que operan a voltajes iguales o mayores a 138 kV se consideran como subtransmisión. Las instalaciones del SNT, en el periodo 2007 – 2016, se incrementaron de manera importante, destacándose la construcción de varios sistemas de 230 kV y 138 kV que permitieron reforzar la confiabilidad del suministro de energía, entre otras, a las provincias de Manabí, Guayas, Santa Elena, El Oro, Loja, Morona Santiago y Sucumbíos.

Empresa	Voltaje (kV)	2007		2016	
		Simple Circuito	Doble Circuito	Simple Circuito	Doble Circuito
CELEC-Transelectric	138	1.022,20	636,36	1.715,36	502,47
CELEC-Transelectric	230	462,92	1.328,28	1.390,22	1.526,91
CELEC-Transelectric	500	-	-	263,80	-
E.E. Quito	138	6,42	49,72	50,44	84,42
EPMAPS	138	24,00	61,00	80,88	30,83
Electroquil	138	-	-	-	13,90
CELEC-Termogas Machala	138	12,35	-	-	12,35
CELEC-Electroguayas	138	0,50	-	0,50	-
CELEC-Hidropaute	230	-	-	-	2,51
Hidropastaza	230	-	46,32	-	-
Termoguayas	230	5,70	-	5,70	-
Hidrosanbartolo	230	-	-	18,87	-
Ecuagesa	138	-	-	6,67	-
<b>Total</b>		<b>1.534,10</b>	<b>2.121,68</b>	<b>3.532,44</b>	<b>2.173,39</b>

Tabla 4 Sistema Nacional de Transmisión – líneas (KM).

Fuente: (Chávez Peñaherrera, 2016)

El inicio de operación en el 2016 de grandes proyectos hidroeléctricos como Coca Codo Sinclair (1.500 MW) y Sopladora (487 MW), requirió el fortalecimiento de la infraestructura de transmisión del SNI, entre lo más representativo está la construcción del sistema de 500 kV, Coca Codo Sinclair – San Rafael – El Inga, así como también la línea de transmisión de 230 kV Sopladora – Milagro – Esclusas.

La siguiente tabla muestra las longitudes de líneas de transmisión del SNT, los cuales incluyen las líneas para interconexión con Perú y Colombia de CELEC EP - Unidad de Negocio Transelectric. (Chávez Peñaherrera, 2016)

## 2.5. Distribución del servicio eléctrico.

El país cuenta con un área total de 257.215,30 km<sup>2</sup>, la misma que ha sido asignada a 11 unidades de negocio de la Empresa Eléctrica Pública Estratégica Corporación Nacional de Electricidad (CNEL EP) y nueve empresas que prestan el servicio de energía eléctrica. La CNEL EP dispone de 115.877,98 km<sup>2</sup>, que corresponde al 45,05% del área total del país, mientras que el 54,95% restante está repartido para las demás empresas distribuidoras.

La información de la infraestructura de distribución se toma de las geodatabases del modelo nacional de datos que fue dispuesto por el MEER. Las áreas de prestación de servicio se generaron en base a la existencia de la red de suministro de servicio eléctrico de cada empresa, cuyos límites no corresponden a la organización territorial del Estado. Sin embargo, se han considerado los siguientes criterios con relación al cambio administrativo de algunas zonas territoriales:

- El sistema eléctrico de La Troncal de la CNEL EP Unidad de Negocio Milagro, se incluyó en el área de prestación de servicio de la E.E. Centro Sur.
- El sistema eléctrico La Maná de CNEL EP Unidad de Negocio Guayas Los Ríos, es administrada por la E.E. Cotopaxi.
- El sistema eléctrico de la Zona Norte de CNEL EP Unidad de Negocio Manabí, es administrada por la CNEL EP Unidad de Negocio Santo Domingo.
- 1El sistema eléctrico de El Salto del Tigre de la E.E. Norte, es administrada por la E.E. Quito

Empresa	Área (km <sup>2</sup> )	%
CNEL- Sucumbíos	38.517,82	14,97
CNEL- Esmeraldas	15.526,49	6,04
CNEL- Sto. Domingo	12.894,11	5,01
CNEL- Manabí	10.909,04	4,24
CNEL- Guayas Los Ríos	10.354,14	4,03
CNEL- El Oro	6.731,86	2,62
CNEL- Sta.Elena	6.487,26	2,52
CNEL- Milagro	5.025,53	1,95
CNEL- Bolívar	4.038,86	1,57
CNEL- Los Ríos	4.009,97	1,56
CNEL- Guayaquil	1.382,89	0,54
<b>Total CNEL</b>	<b>115.877,98</b>	<b>45,05</b>
E.E. Ambato	41.787,30	16,25
E.E. Centro Sur	30.273,40	11,77
E.E. Sur	22.787,55	8,86
E.E. Quito	13.399,10	5,21
E.E. Norte	11.862,10	4,61
E.E. Galápagos	8.233,11	3,20
E.E. Riobamba	5.964,41	2,32
E.E. Cotopaxi	5.880,14	2,29
E.E. Azogues	1.150,21	0,45
<b>Total Empresas Eléctricas</b>	<b>141.337,32</b>	<b>54,95</b>
<b>Total</b>	<b>257.215,30</b>	<b>100,00</b>

Tabla 5 Área de prestación del servicio eléctrico.

Fuente: (Chávez Peñaherrera, 2016)

## **2.6. Marco Legal**

En el marco legal se encuentran las leyes, normas y regulaciones vigentes que rigen en el sector eléctrico para clientes nuevos y existentes al igual que las empresas públicas para subtransmisión.

### **2.6.1. Ley orgánica del servicio público de energía eléctrica**

**Artículo 1.- Objeto y alcance de la ley.-** La presente ley tiene por objeto garantizar que el servicio público de energía eléctrica cumpla los principios constitucionales de obligatoriedad, generalidad, uniformidad, responsabilidad, universalidad, accesibilidad, regularidad, continuidad, calidad, sostenibilidad ambiental, precaución, prevención y eficiencia, para lo cual, corresponde a través del presente instrumento, normar el ejercicio de la responsabilidad del Estado de planificar, ejecutar, regular, controlar y administrar el servicio público de energía eléctrica.

La presente ley regula la participación de los sectores público y privado, en actividades relacionadas con el servicio público de energía eléctrica, así como también la promoción y ejecución de planes y proyectos con fuentes de energías renovables, y el establecimiento de mecanismos de eficiencia energética. (Barrezueta, 2015)

### **2.6.2. Resolución nro. ARCONEL -018/18 Regulación Nro.**

#### **ARCONEL 001/18**

En ejercicio de las facultades otorgadas en los numerales 1 y 2 del artículo de la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica a al ARCONEL, resuelve: emitir la regulación denominada **(Franjas de servidumbre en líneas del servicio de energía eléctrica y distancias de seguridad entre las redes eléctricas y edificaciones)**.

Tiene como objetivo el determinar las franjas de servidumbre para líneas de medio y alto voltaje, con el objeto de prevenir y reducir afectaciones a la confiabilidad de dichas instalaciones; y, definir las distancias de seguridad

entre las redes eléctricas y las edificaciones, a fin de reducir y prevenir los riesgos de contacto y acercamiento de las personas, con el propósito de salvaguardar su integridad física.

El ámbito de ésta norma debe ser cumplida por las empresas públicas y privadas dedicadas a la prestación del servicio público de energía eléctrica (generación, transmisión y distribución) en la construcción y mantenimiento de las redes eléctricas; por las empresas constructoras de inmuebles o viviendas, los Gobiernos Autónomos Descentralizados en el proceso del otorgamiento de autorización para construcción y líneas de fábrica y, los propietarios al ejecutar ampliaciones o modificaciones a sus viviendas.

Adicionalmente esta norma deberá ser cumplida por los grandes consumidores y usuarios finales que tengan que construir una línea de transmisión o de distribución. (ARCONEL, Franjas de servidumbre en líneas del servicio de energía eléctrica y distancias de seguridad entre las redes eléctricas y edificaciones., 2018)

### **2.6.3.Resolución Nro. ARCONEL-067/17 Regulación Nro. ARCONEL 004/17**

En ejercicio de las atribuciones y deberes señalados en los numerales 1 y 2 del artículo 15 de la LOSPEE, que permiten a la ARCONEL regular el Sector Eléctrico y dictar las regulaciones a las cuales deberán ajustarse las empresas eléctricas, el Operador Nacional de Electricidad -CENACE- y los consumidores o usuarios finales, Resuelve: Emitir la regulación denominada **(Regulación para grandes consumidores)**.

Tiene como objetivo el regular los requisitos, características, condiciones y procedimientos para la calificación de Grandes Consumidores en el Sector Eléctrico Ecuatoriano, así como sus obligaciones y responsabilidades.

Tiene como alcance el determinar los requisitos generales y el proceso a seguir para que una persona jurídica pueda ser calificada como Gran

Consumidor por parte de ARCONEL; y establecer. Las condiciones técnicas, operativas y comerciales que deberá cumplir el Gran consumidor como participante del sector eléctrico.

Esta Regulación es de cumplimiento obligatorio para el CENACE, las empresas eléctricas de distribución, el transmisor y los Grandes consumidores del sector eléctrico. (ARCONEL, Regulación para grandes consumidores, 2017).

#### **2.6.4.Resolución Nro. ARCONEL-043/18 Regulación Nro. ARCONEL 004/18**

En ejercicio de las atribuciones y deberes señalados en los numerales 1 y 2 del artículo 15 de la LOSPEE, que permiten a la ARCONEL regular el Sector Eléctrico y dictar las regulaciones a las cuales deberán ajustarse las empresas eléctricas, el Operador Nacional de Electricidad -CENACE- y los consumidores o usuarios finales, Resuelve: Emitir la regulación sustitutiva para la **(Distribución y comercialización de energía eléctrica)**

Tiene como objetivo de establecer las normas generales que deben cumplir: las Distribuidoras; el Transmisor, cuando corresponda; y, los consumidores; para la prestación del servicio público de energía eléctrica.

El ámbito de la presente Regulación es de cumplimiento obligatorio para las empresas eléctricas de distribución, para el Transmisor y para los consumidores del servicio público de energía eléctrica. (ARCONEL, Distribución y comercialización de energía eléctrica, 2018)

#### **2.6.5.Resolución Nro. ARCONEL-057/16 Regulación Nro. ARCONEL 003/16**

En ejercicio de las atribuciones y deberes señalados en los numerales 1 y 2 del artículo 15 de la LOSPEE, las que permiten a la ARCONEL regular el Sector Eléctrico y dictar las regulaciones a las cuales deberán ajustarse las empresas eléctricas, el Operador Nacional de Electricidad - CENACE y los

consumidores o usuarios finales, Resuelve: Aprobar la presente la presente Regulación denominada **(Requerimientos para la supervisión y control en tiempo real del sistema nacional interconectado)**.

Tiene como objetivo el establecer los requerimientos que deben cumplir los participantes del sector Eléctrico Ecuatoriano - SEE, en los aspectos relacionados con la supervisión y control en tiempo real del SNI, que realiza el Operador Nacional de Electricidad, CENACE.

El alcance de la presente Regulación establece los requerimientos técnicos que serán observados por los participantes del Sector Eléctrico, en lo que respecta a los equipos y sistemas para la entrega de información que requiere el CENACE para la supervisión y control En tiempo real del SNI. Además, se determinan las responsabilidades que tienen los participantes del SEE y el CENACE en cuanto a la gestión de esta información. (ARCONEL, Requerimientos para la supervisión y control en tiempo real del sistema nacional interconectado, 2016)

#### **2.6.6.Regulación Nro. ARCONEL 001/15**

En ejercicio de las atribuciones y deberes señalados en los numerales 1 y 2 del artículo 15 de la LOSPEE, las que permiten a la ARCONEL regular el Sector Eléctrico y dictar las regulaciones a las cuales deberán ajustarse las empresas eléctricas, el Operador Nacional de Electricidad - CENACE y los consumidores o usuarios finales, Resuelve: Emitir la Regulación denominada. **(Punto de entrega y condiciones técnicas y financieras para la prestación del servicio público de energía eléctrica a consumidores del servicio eléctrico)**.

La regulación tiene como objetivo el definir el punto de entrega entre la empresa distribuidora y el consumidor final como parte del proceso de atención del suministro, así como la definición de aspectos técnicos, económicos y financieros relacionados con los activos requeridos para el suministro del servicio público de energía eléctrica al consumidor.

El ámbito de la presente Regulación es de cumplimiento obligatorio para las empresas eléctricas de distribución, así como para los consumidores o usuario finales del servicio eléctrico. (ARCONEL, Punto de entrega y condiciones técnicas y financieras para la prestación del servicio público de energía eléctrica a consumidores del servicio eléctrico, 2015)

### **2.6.7.Norma IEC 60071-1**

#### **Coordinación de aislamiento - Parte 1: Definiciones, principios y reglas**

Esta parte de IEC 60071 se aplica a los sistemas trifásicos de CA que tienen un voltaje más alto para equipos por encima de 1 kV. Especifica el procedimiento para la selección de las tensiones de resistencia nominales para el aislamiento de la fase a tierra, fase a fase y longitudinal del equipo y las instalaciones de estos sistemas. También se incluyen las listas de las tensiones de resistencia estándar.

Esta norma recomienda que las tensiones de resistencia se asocien con la tensión más alta para el equipo. Esta asociación es solo para fines de coordinación de aislamiento. Los requisitos de seguridad humana no están cubiertos por esta norma.

Aunque los principios de esta norma también se relacionan con el aislamiento de la línea de transmisión, los valores de sus tensiones de resistencia pueden ser diferentes de las tensiones de resistencia estándar.

Los comités de aparatos son responsables de especificar los voltajes de resistencia nominales y los procedimientos de prueba adecuados para el equipo relevante, teniendo en cuenta las recomendaciones de esta norma. (IEC, Coordinación de aislamiento Parte 1: Definiciones, Principios y Reglas, 2006)

### **2.6.8.NORMA IEC 60071-2**

#### **Coordinación de aislamiento - Parte 2: Guía de aplicación**

Esta parte de la Norma IEC 60071 contiene orientaciones de aplicación que tratan de la selección de los niveles de aislamiento de instalaciones para sistemas trifásicos. Su propósito es dar recomendaciones para la determinación de la tensión soportada asignada para las gamas I y II de la Norma IEC 60071-1, y justificar la asociación de estos valores asignados con los valores normalizados de las tensiones máximas para el material.

Esta asociación está propuesta únicamente para la coordinación de aislamiento. Este documento no cubre los requisitos para la seguridad de las personas.

Este documento cubre los sistemas trifásicos con tensión asignada superior a 1kv. Los valores deducidos o aquí propuestos son generalmente aplicados solamente para dichos sistemas. Sin embargo, los conceptos presentados son también válidos para sistemas bifásicos y monofásicos.

Este documento cubre el aislamiento fase-tierra, entre fases y longitudinal.

Estos son especificados por los correspondientes comités del producto. (IEC, Coordinación de aislamiento Parte 2: Guía de aplicación, 2018)

## **2.7. Seguridad de las instalaciones**

### **2.7.1. Distancias de seguridad**

Con el propósito de salvaguardar la integridad física de las personas, los dueños de inmuebles, constructores, municipios y las Distribuidoras; para la autorización y para la construcción de edificaciones y demás infraestructura para uso humano, así como para la instalación de las redes eléctricas, respectivamente; deberán precautelar el cumplimiento de las distancias mínimas de seguridad entre los conductores energizados y la infraestructura para uso humano. Para el efecto la Distribuidora y los municipios deberán efectuar las coordinaciones correspondientes.

Para el cumplimiento del presente numeral, se deberá observar la regulación referente a distancias de seguridad. (ARCONEL, Distribución y comercialización de energía eléctrica, 2018)

### 2.7.2. Declaratoria de servidumbre

El MEER o las empresas públicas que prestan el servicio público de energía eléctrica podrán establecer servidumbres destinadas a la construcción de líneas de transmisión y distribución eléctrica.

Las empresas privadas que requieran la declaratoria de servidumbre para líneas eléctricas deberán solicitarla al MEER, en su condición de autoridad concedente.

### 2.7.3. Determinación de las franjas de servidumbre

Las distancias para franjas de servidumbre, en función del voltaje de la línea eléctrica, se muestran y se esquematizan en la Figura 4.

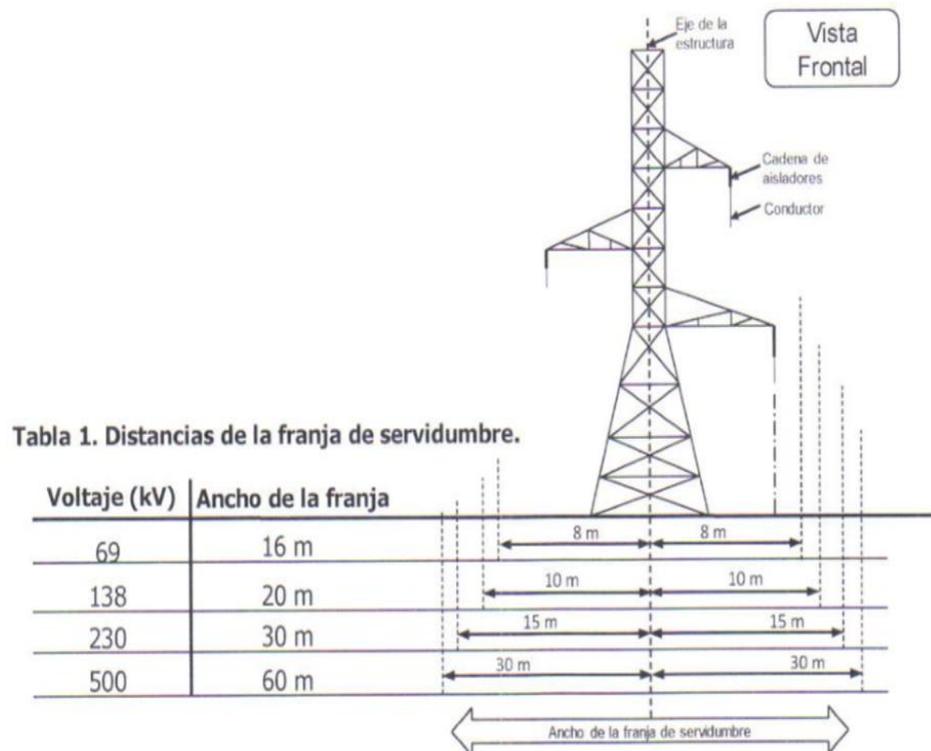


Figura 4 Ancho de las franjas de servidumbre.

Fuente: (ARCONEL, Franjas de servidumbre en líneas del servicio de energía eléctrica y distancias de seguridad entre las redes eléctricas y edificaciones., 2018)

Las distancias indicadas en la Tabla 6 se aplican bajo las siguientes condiciones:

- Cuando en una misma estructura se instalen circuitos de diferente nivel de voltaje, el ancho de servidumbre mínimo debe ser el que le corresponde al circuito de mayor voltaje.
- Para líneas de distribución y/o transmisión que crucen zonas urbanas o áreas industriales, para las cuales las construcciones existentes imposibilitan dejar el ancho de la franja de servidumbre establecida para el respectivo voltaje, se deberá cumplir como mínimo con las distancias de seguridad de conformidad al capítulo III de la presente regulación.

Las empresas eléctricas distribuidoras podrán declarar en casos especiales franjas de servidumbre para redes eléctricas con los voltajes establecidos en la Tabla 6, cuando se justifique por razones de naturaleza técnica, social o ambiental, en zonas rurales. Dentro de la franja de servidumbre está prohibido el levantamiento de construcciones o edificaciones de cualquier tipo.

*Tabla 6 Distancias excepcionales para franjas de servidumbre.*

<b>Voltaje (kV)</b>	<b>Ancho de la franja</b>
34, 5 < V ≤ 46	16 m
13, 8 < V ≤ 34,5	12 m
13,8	6 m

*Fuente:* (ARCONEL, Franjas de servidumbre en líneas del servicio de energía eléctrica y distancias de seguridad entre las redes eléctricas y edificaciones., 2018)

#### **2.7.4. Distancias mínimas de la línea a la vegetación**

La siembra de especies dentro de las franjas de servidumbre (banano u otros cultivos) se puede realizar, siempre que se mantenga una distancia mínima (d) desde el conductor más bajo hacia la parte superior de la vegetación o cultivo en edad adulta, aplicando los siguientes valores:

- Voltajes iguales o inferiores a 69 kV, d=4 m;
- Voltaje superior a 69 kV hasta 230 kV, d=6 m; y,
- Voltajes mayores a 230 kV, d= 9 m.

### 2.7.5.Desbroce de vegetación

Corresponde a los operadores de las redes eléctricas, como parte de sus actividades de mantenimiento, realizar el desbroce de la vegetación con el fin de garantizar que en la franja de servidumbre se mantenga controlado el crecimiento de la vegetación de tal forma que no se comprometan las distancias de seguridad ni la confiabilidad de la línea. Si las plantaciones o cultivos existentes en un predio afectan las redes del servicio eléctrico, la empresa eléctrica remediará esta perturbación a costo del propietario del predio.

En el caso que sea necesario, la empresa eléctrica deberá gestionar ante el Ministerio del Ambiente -MAE- la autorización correspondiente para la tala de árboles que representen riesgos para la continuidad del servicio eléctrico.

Los árboles que están fuera de la franja de servidumbre. pero que se encuentren dentro de la proyección de 45° desde cada extremo de la franja, con el fin de evitar una eventual caída que pudiera afectar las líneas de distribución o transmisión alcanzando los conductores serán cortados o podados, según técnicamente convenga, de modo que se respete las distancias indicadas en la Figura 5.

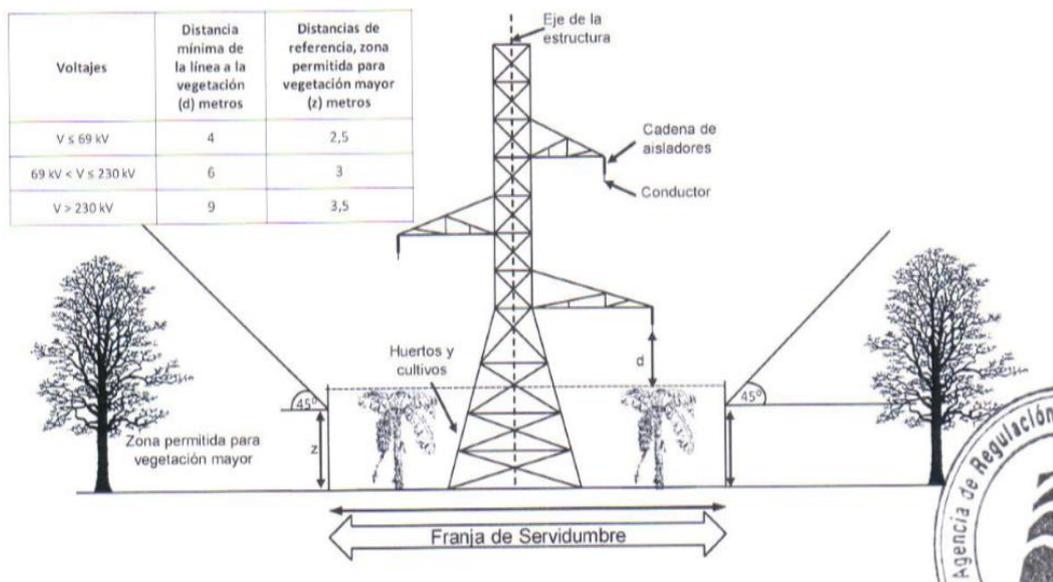


Figura 5 Desbroce de vegetación.

Fuente: (ARCONEL, Franjas de servidumbre en líneas del servicio de energía eléctrica y distancias de seguridad entre las redes eléctricas y edificaciones., 2018)

## CAPÍTULO III

### 3. Marco Teórico

#### 3.1. Definición de sistema de Potencia

Un sistema de potencia se define como el conjunto de instalaciones, conductores y equipos necesarios para la generación, el transporte y la distribución de la energía eléctrica.

También se puede definir a los sistemas de potencia como la red eléctrica que se encarga de generar, transmitir y distribuir la energía eléctrica, hasta los consumidores o usuarios finales.

La conformación de un sistema eléctrico de potencia permite distribuir la energía eléctrica generada en distintas centrales, hasta el consumidor final. Para ello atraviesa diferentes etapas de transformación, para que pueda ser utilizada bajo parámetros normados y estándares a nivel de clientes. (Rojas Castillo & Vargas Jaramillo, 2018)

#### 3.2. Estructura de un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP).



Figura 6 Estructura de un sistema de potencia típico.  
Fuente: (Rojas Castillo & Vargas Jaramillo, 2018)

La estructura de un SEP se indica en la Figura 6. La generación de energía eléctrica tiene lugar en las centrales eléctricas. La mayor parte de las centrales son hidráulicas y térmicas. Actualmente se está ampliando el uso de centrales

basadas en energía renovables. La red de transporte es la encargada de enlazar las centrales con los puntos de utilización de energía eléctrica. Desde las subestaciones ubicadas cerca de las áreas de consumo, el servicio eléctrico es responsabilidad de la compañía suministradora (distribuidora), que ha de construir y mantener las líneas necesarias para llegar a los clientes. Las líneas de la red de distribución pueden ser aéreas o subterráneas. (Rojas Castillo & Vargas Jaramillo, 2018)

### **3.2.1. Generación.**

Existe una gran diversidad de métodos para generar energía eléctrica, de acuerdo a la forma de energía primaria a transformar se pueden distinguir los tipos siguientes:

- Generación Térmica.
- Generación Hidráulica.
- Generación Nuclear.
- Generación Mareomotrices.
- Generación Solar.
- Generación Geotérmica.
- Generación Eólica.
- Generación Magneto Hidrodinámica (MHD).
- Generación por Biomásas

(Rojas Castillo & Vargas Jaramillo, 2018)

### **3.2.2. Transmisión.**

La red de transporte es la encargada de conectar los grandes centros de producción, geográficamente muy dispersos, con los grandes núcleos de demanda, normalmente ubicados cerca de ciudades y zonas industriales, así como de mantener la cohesión global del sistema eléctrico, funcionando en sincronismo. Esta red ha de transportar grandes cantidades de energía a largas distancias y por lo tanto debe funcionar a altos niveles de tensión. El sistema de transmisión es un elemento clave en el equilibrio dinámico entre la producción y el consumo, y esto adopta una configuración típicamente muy

mallada, permitiendo que todas las centrales puedan servirse de respaldo, para cubrir eventuales fallos, y se dota de sofisticados equipos de medida, protección y control.

Los principales elementos que componen la red de transporte son: las líneas y las subestaciones.

Las subestaciones cumplen tres funciones principales son:

- Son centros de interconexión de todas las líneas entre sí.
- Son centros de transformación que alimentan las redes de distribución que llegan hasta el consumo.
- Son centros en donde se instalan los elementos de protección, corte y maniobra del sistema. (Rojas Castillo & Vargas Jaramillo, 2018)

### **3.2.3.Distribución.**

La distribución de energía eléctrica comprende las técnicas y sistemas empleados para la conducción de la energía hasta los usuarios dentro del área de consumo.

La energía eléctrica es transmitida frecuentemente en bloques de magnitud considerable y en altas tensiones desde el punto de generación hasta el área donde se pretende distribuirla, de ahí que sea necesario ejecutar uno o más pasos de transformación para llevarla a los niveles de utilización.

El sistema de distribución es el último elemento del sistema de potencia antes de llegar a los consumidores.

Esta parte del sistema de potencia está compuesto de líneas y dispositivos para distribuir la energía eléctrica hasta los usuarios.

Estos pasos de transformación dan lugar a las diferentes etapas del sistema de distribución. Dentro del sistema de distribución se distinguen dos grandes niveles bien diferenciados:

**Sistema de distribución Primaria:** El sistema de distribución primario comienza a la salida de las subestaciones de distribución, de este punto los circuitos subtransmisión alimentan a los transformadores de distribución. Las subestaciones de distribución transforman este voltaje al de los denominados alimentadores primarios, el voltaje de los circuitos generalmente se encuentra entre 6.9, 13.8 y 22kV.

**Sistema de distribución Secundario:** Los circuitos secundarios (redes de baja tensión) constituyen la parte de un sistema de distribución que transportan la energía eléctrica desde el secundario del transformador de distribución hasta cada uno de los usuarios con voltajes menores de 600V, ya sea en forma aérea o subterránea, siendo la más común la aérea con diferentes topologías predominando el sistema radial. Los niveles de tensión secundarios más comunes son 120/240V para sistemas monofásicos y para sistemas trifásicos 120/208 y 127/220V. (Rojas Castillo & Vargas Jaramillo, 2018)

### **3.2.4.Subestaciones Eléctricas (S/E)**

Una subestación eléctrica se puede definir como un conjunto de máquinas, aparatos y circuitos que tienen la función de modificar los parámetros de la potencia eléctrica (tensión y corriente) y de proveer un medio de interconexión y despacho entre las diferentes líneas de un sistema.

También se puede definir como un conjunto de dispositivos eléctricos, que forman una parte de un sistema eléctrico de potencia; sus principales funciones son: transformar tensiones y derivar circuitos de potencia.

Las subestaciones y líneas de transmisión forman parte de la etapa de transmisión de un sistema eléctrico de potencia, siendo su principal objetivo el elevar o reducir el voltaje a un nivel requerido. (Rojas Castillo & Vargas Jaramillo, 2018)

### 3.3. Configuraciones de conexión de barras

Por configuración 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.

#### 3.3.1. Barra sencilla

Como su nombre lo indica, es una configuración que cuenta con un solo barraje colector al cual se conectan los circuitos por medio de un interruptor (Figura 7). Es económica, simple, fácil de proteger, ocupa poco espacio y no presenta muchas posibilidades de operación incorrecta.

Como desventaja principal puede citarse la falta de confiabilidad, seguridad y flexibilidad, teniendo así que suspender el servicio en forma total cuando se requiera hacer una revisión o reparación en la barra colectora, o del circuito cuando la revisión o reparación es en el interruptor; sin embargo, con un seccionamiento longitudinal se obtiene alguna confiabilidad y flexibilidad, pues se hace posible separar en dos partes el barraje, lo cual facilita las reparaciones, trabajos de ampliación y, en determinadas circunstancias, aún la operación de la misma subestación.

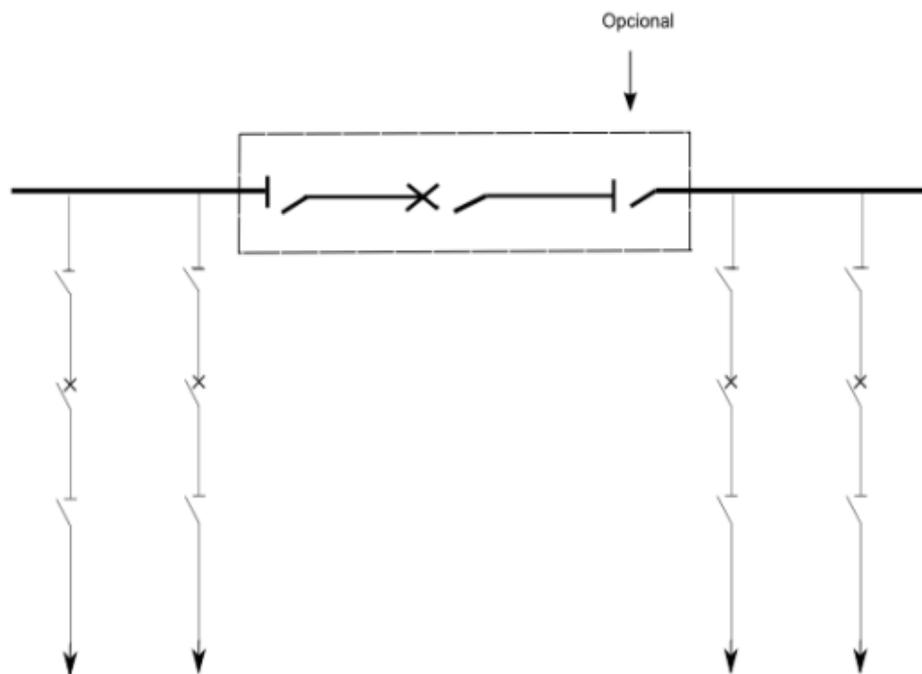


Figura 7 Sistema de barra sencilla.  
Fuente: (Osorio Patiño & Culma Ramirez, 2017)

Si el seccionamiento del barraje se efectúa con el fin de lograr flexibilidad en la subestación, se requiere un planeamiento muy cuidadoso ya que durante la operación normal no se pueden cambiar los circuitos de una barra a la otra. Un seccionamiento mal planeado puede inclusive atender contra la seguridad del sistema.

La barra sencilla se puede utilizar para subestaciones de AT y EAT con muy pocos campos de conexión y exige retirar del servicio todo el campo y su elemento conectado (línea o transformador), cuando se va a realizar cualquier trabajo sobre el interruptor u otro de los equipos del campo de conexión. (Osorio Patiño & Culma Ramirez, 2017)

### 3.3.2. Barra principal y barra de transferencia

Para mejorar la confiabilidad por falla en interruptores en la configuración de barra sencilla, a ésta se le puede agregar una barra auxiliar o de transferencia, a cada circuito un seccionador (de transferencia) para la conexión a dicha barra y un interruptor (de transferencia) para unir las dos barras, conformándose así una configuración llamada de barra principal y de transferencia (Figura 8).

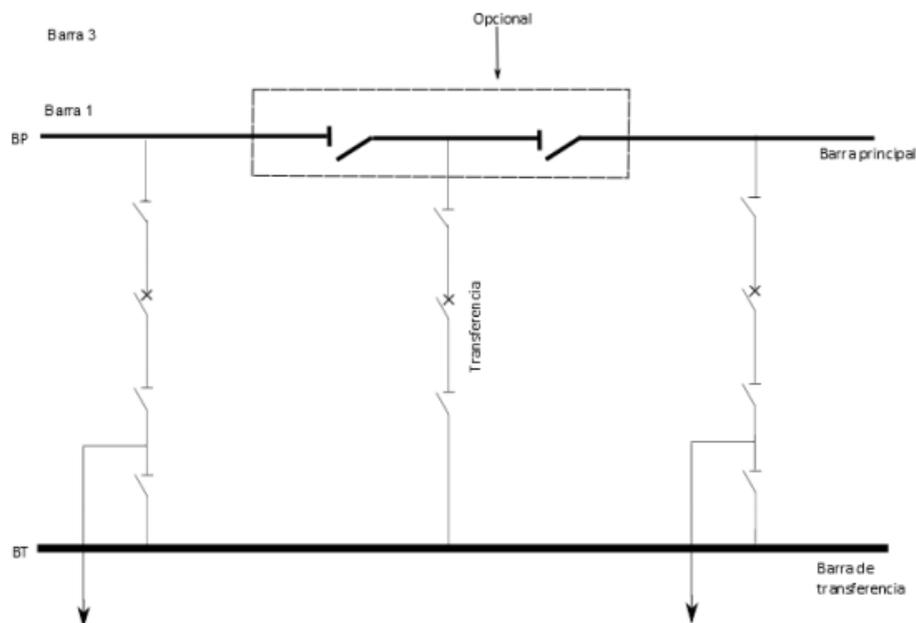


Figura 8 Esquema de barra principal y de transferencia.  
Fuente: (Osorio Patiño & Culma Ramirez, 2017)

Con esta configuración cada circuito se puede conectar por medio del interruptor de transferencia a la barra de igual nombre, conservando en esta forma el servicio del equipo respectivo durante el mantenimiento del interruptor o fallas del mismo, siempre y cuando no existan fallas en el circuito, lo que demuestra la buena confiabilidad que la configuración presenta bajo estas circunstancias. Si la barra principal se divide por medio de un seccionador, para cada parte de ella, y el interruptor de transferencia se coloca entre los dos seccionadores, se tiene la posibilidad de hacer mantenimiento de barras dejando

sin servicio únicamente la mitad de la subestación, y aún se puede mantener en servicio, por medio del interruptor de transferencia y la barra de transferencia, uno de los circuitos correspondientes a la barra que se quiere aislar, lográndose en esta forma alguna flexibilidad (con las limitaciones descritas para la barra sencilla). Además, con el seccionamiento se logra alguna confiabilidad por fallas en el barraje.

Esta configuración es económica en costo inicial y final a pesar de exigir interruptor de transferencia. Es posible también en casos especiales usar la barra de transferencia como puente de paso de una línea que entra a la subestación y vuelve a salir de ella. Por otra parte, una falla en el barraje o en un interruptor, saca de servicio toda la subestación o el circuito asociado al interruptor, hasta que pueda aislarse la falla, lo cual implica falta de seguridad de la configuración.

Para el diseño se debe tener en cuenta la ubicación de los transformadores de corriente, en tal forma que no existan problemas de protección con los circuitos a los cuales se les está efectuando la transferencia (su ubicación debe ser en el lado de la línea). El campo de transferencia no requiere transformador de corriente si éstos en los campos son ubicados correctamente. Además, la capacidad de la barra y del campo de transferencia debe ser igual a la de cualquiera de los otros campos o circuitos. Esta configuración es muy usada en subestaciones de centrales de generación de

mediana importancia, así como en subestaciones de transformación. (Osorio Patiño & Culma Ramirez, 2017)

### 3.3.3.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, formándose así una configuración llamada de Doble Barra (Figura 9).

Esta configuración es flexible pues permite a separar circuitos en cada una de las barras, pudiéndose así dividir sistemas; además tiene confiabilidad, pero no seguridad por falla en barras y en interruptores; es posible también hacer mantenimiento en barras sin suspender el servicio y por ello se usa en áreas de alta contaminación ambiental. Se adapta muy bien a sistemas muy enmallados, en donde es necesario disponer de flexibilidad; debido a esta 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. Tiene la ventaja adicional, sobre el seccionamiento longitudinal en las configuraciones anteriores, de que la conexión de un circuito a una barra u otra puede ser efectuada en cualquier momento dependiendo de circunstancias o consignas operativas del sistema.

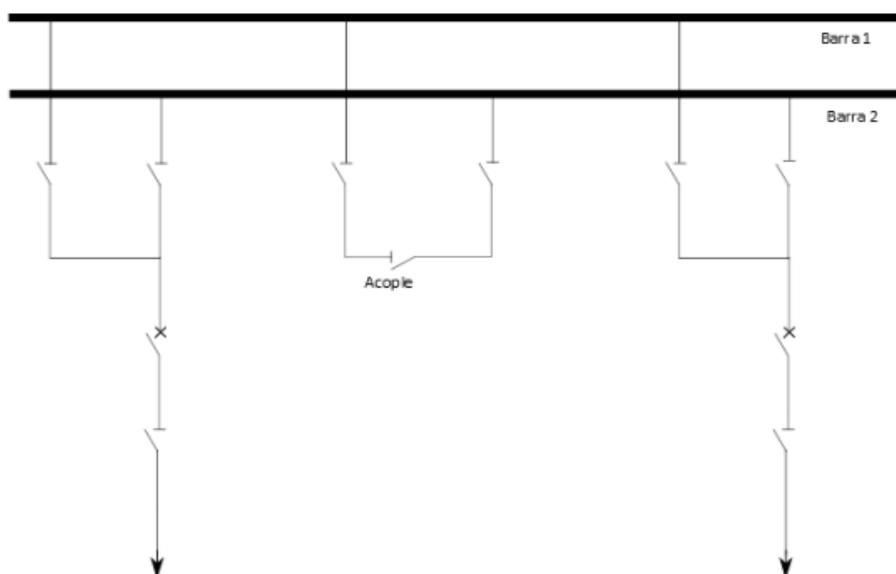


Figura 9 Configuración a doble barra.  
Fuente: (Osorio Patiño & Culma Ramirez, 2017)

En el diseño es necesario considerar que las dos barras deben tener la misma capacidad y a su vez la capacidad total de la subestación; el interruptor de acople hace parte de los barrajes y por lo tanto debe tener la misma capacidad que éstos o, por lo menos, la capacidad equivalente a la máxima transferencia posible entre los dos barrajes en cualquier topología de la subestación. Además, se debe tener especial cuidado con el tipo de la protección diferencial de barras que se requiere utilizar. Los transformadores de corriente pueden estar localizados adyacentes a los interruptores, el campo de acoplamiento requiere transformadores de corriente para la protección diferencial de barras.

Para el mantenimiento de interruptores es necesario suspender el servicio de la respectiva salida. Sin embargo, cuando el sistema es muy enmallado y diseñado para operación continua durante la salida de un circuito, la desconexión de un circuito no tiene mucho efecto en su comportamiento. En algunos sistemas, las líneas son de doble circuito y cada uno puede soportar la capacidad total de la línea; por lo tanto, no es esencial tener forma de dar mantenimiento a interruptores conservando el circuito energizado. Alguna disposición física de esta configuración permite realizar un by-pass o paso directo temporal o permanente por medio de cambios en las conexiones de los equipos y barrajes, para permitir una continuidad en el servicio durante prolongados períodos de mantenimiento o reparación del interruptor; esta disposición física es la denominada “punteable”. Cuando se requiere una gran flexibilidad se coloca una tercera barra, pero esto es en casos demasiado especiales. (Osorio Patiño & Culma Ramirez, 2017)

#### **3.3.4. Doble barra más seccionador de by-pass o paso directo**

Reúne, pero no simultáneamente, las características de la barra principal y 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 10). 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, utilizando

el interruptor de acoplamiento como de transferencia para uno cualquiera de los interruptores de línea que se encuentre en mantenimiento. Cuando se tienen circuitos conectados a una u 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.

Esta configuración es la que requiere un mayor número de equipos por campo, presentándose así mismo una más elevada posibilidad de operación incorrecta durante las maniobras. Por lo general a esta configuración no se le explota su flexibilidad, pues se usa una de las barras como simple barra de reserva y/o transferencia, no compensándose así la alta inversión que ella implica.

Esta configuración permite, además, algunas variantes entre las cuales se pueden mencionar la participación de una de las barras mediante interruptor o seccionador, la utilización de interruptores de acople en una o en ambas mitades de la barra seccionada, etc., pero esto hace la subestación más costosa y más compleja en su operación. (Osorio Patiño & Culma Ramirez, 2017)

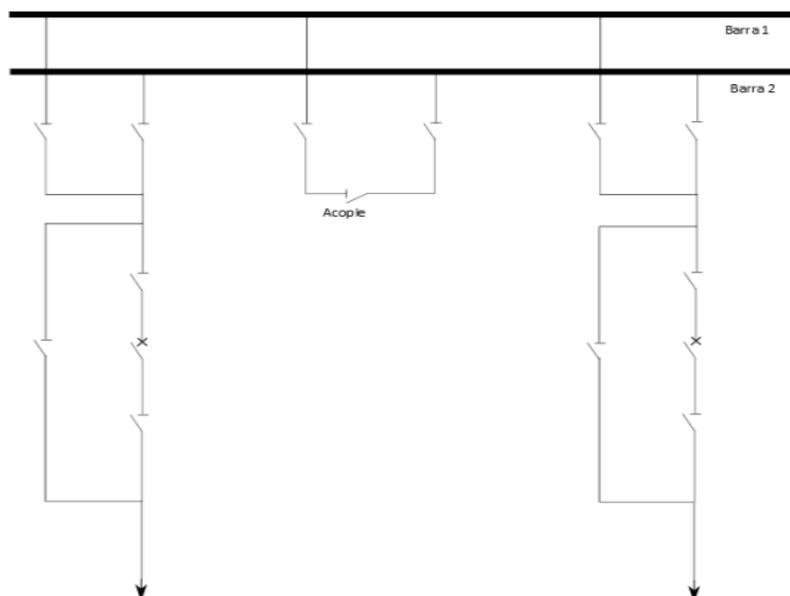


Figura 10 Sistema de doble barra más seccionador By.pass o paso directo.  
Fuente: (Osorio Patiño & Culma Ramirez, 2017)

### 3.3.5. Doble barra más seccionador de transferencia

Esta configuración es una variante de la anterior, pero utilizando un seccionador menos (Figura 11). Para lograr esta configuración en forma práctica se requiere la utilización de seccionadores de tipo pantógrafo o semipantógrafo (en donde la conexión o desconexión se efectúa verticalmente), o seccionadores instalados en los pórticos de la subestación en por lo menos una de las conexiones a las barras. Tiene las mismas características generales de la doble barra con seccionador de by.pass. (Osorio Patiño & Culma Ramirez, 2017)

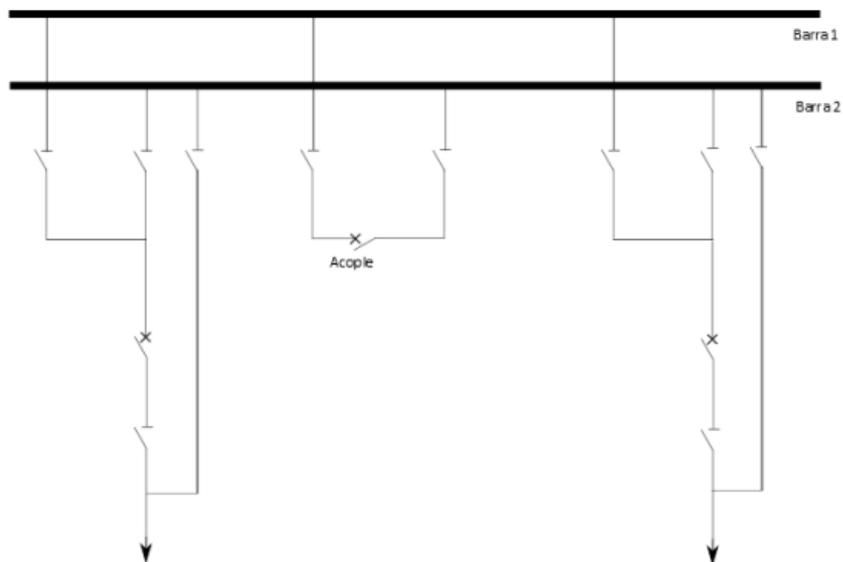


Figura 11 Sistema de doble barra más seccionador de transferencia.  
Fuente: (Osorio Patiño & Culma Ramirez, 2017)

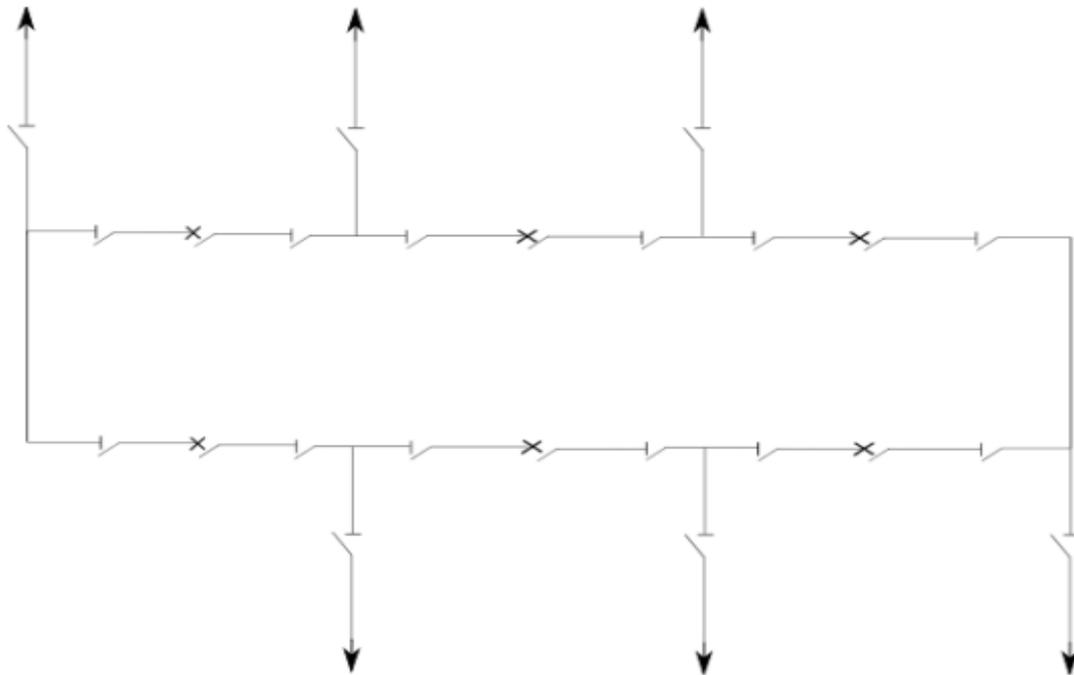
### 3.4. Configuraciones de conexión de interruptores

Por configuraciones de conexión de interruptor se entienden aquellas en las cuales los circuitos se conectan a las barras o entre ellas por medio de interruptores. Estas configuraciones incluyen la barra sencilla (que ya fue descrita anteriormente), el anillo, el interruptor y medio, el anillo cruzado y la doble barra con interruptor.

#### 3.4.1. Configuración tipo anillo

En esta configuración no existe una barra colectora como tal, la conexión de los circuitos se realiza sobre un anillo conformado por interruptores, con los circuitos conectados entre cada dos de ellos (Figura 12). Para aislar un circuito es necesaria la apertura de los dos interruptores correspondientes,

abriéndose así el anillo. Cuando se quiere aislar un circuito por un período largo, se debe abrir el seccionador de conexión del mismo para poder cerrar los interruptores asociados a dicho circuito y así dar continuidad al anillo.



*Figura 12 Configuración de conexión anillo.  
Fuente: (Osorio Patiño & Culma Ramirez, 2017)*

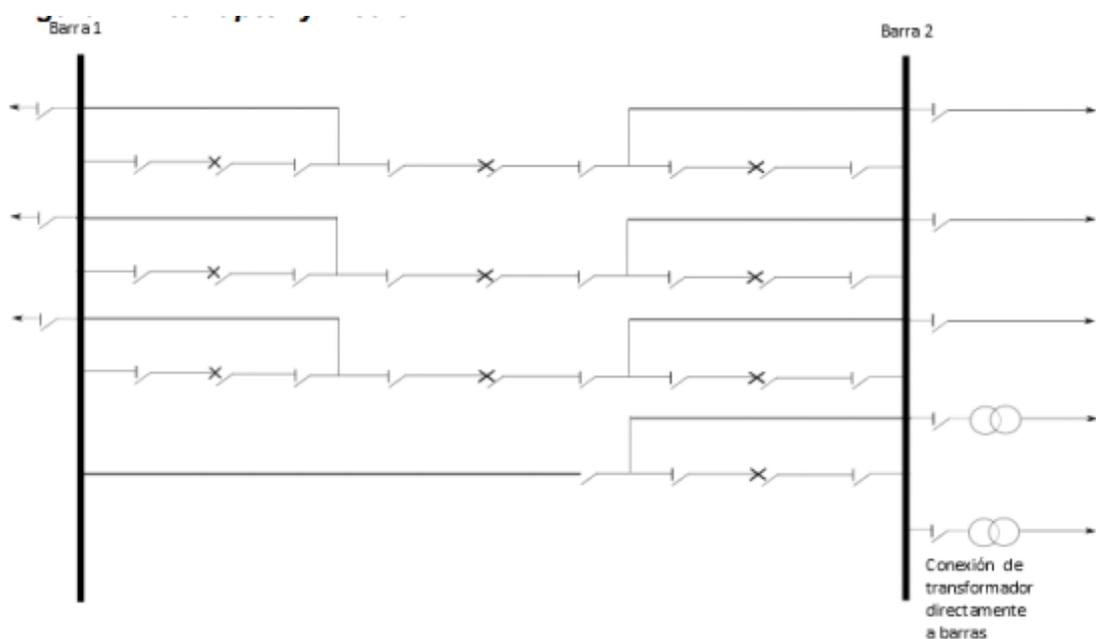
Es una configuración económica y segura, además de confiable, pero sin flexibilidad. Es segura y confiable por permitir continuidad de servicio por falla o por mantenimiento de un interruptor, ya que cada línea o circuito está asociado a dos interruptores. El principal inconveniente consiste en que, 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. Para cumplir la función de seguridad y confiabilidad para los cuales la subestación fue ideada, es necesario operarla con todos los interruptores cerrados (tal como es su operación normal); por lo tanto, bajo el punto de vista de la flexibilidad, la subestación es similar a una barra sencilla.

Para efectos de distribución de corrientes, los circuitos conectados al anillo se deben repartir de tal manera que las fuentes de energía se alternen con las cargas.

Por consideraciones prácticas conviene limitar el uso de esta configuración a un máximo de seis salidas. En caso de ser necesario agregar más, es preferible cambiar la configuración a interruptor y medio. Por lo anterior, el diseño inicial de la subestación debe prever este desarrollo de anillo a interruptor y medio.

El sistema en anillo es muy utilizado en los Estados Unidos de América para todo tipo de subestaciones y a nivel mundial para subestaciones encapsuladas en SF6, en AT y en EAT. (Osorio Patiño & Culma Ramirez, 2017)

### 3.4.2. Configuración tipo interruptor y medio



*Figura 13 Configuración de interruptor y medio.  
Fuente: (Osorio Patiño & Culma Ramirez, 2017)*

Esta configuración debe su nombre al hecho de exigir tres interruptores por cada dos salidas (Figura 13). Un grupo de tres interruptores, llamado diámetro, se conecta entre los dos barrajes principales. Se puede hacer mantenimiento a cualquier interruptor o barraje sin suspender el servicio y sin alterar el sistema de protección; además, una falla en un barraje no interrumpe el servicio a ningún circuito, presentándose 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 (igual que en el caso del anillo), no es flexible; además, 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.

Como en el caso del anillo, la desconexión de un circuito implica la apertura de dos interruptores. La protección y el recierre automático se dificultan por el hecho que el interruptor intermedio (entre dos circuitos) debe trabajar con uno u otro de los circuitos asociados. Por otra parte, la falla de un interruptor en el peor de los casos sólo saca de servicio un circuito adicional.

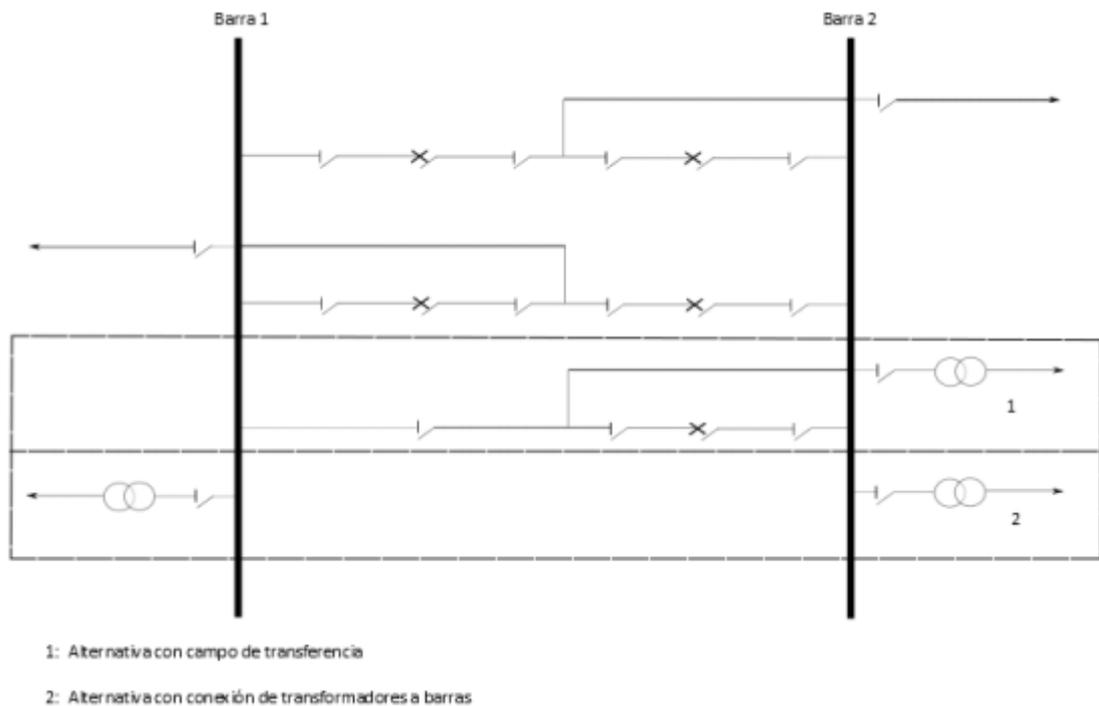
La definición de la capacidad de los equipos es difícil por cuanto exige prever la distribución de las corrientes, especialmente durante contingencias. En el caso que la subestación tenga un número impar de circuitos, uno de ellos necesitaría dos interruptores, lo cual representa un sobre costo para la instalación. Usando el interruptor intermedio es posible pasar directamente a través de la subestación un circuito que normalmente entre a ella y que salga por el mismo campo.

Esta configuración admite ciertas modificaciones para ahorrar alguna cantidad de equipos en salidas para transformadores, colocando un solo interruptor por campo y un seccionador a modo de transferencia, conectando directamente los transformadores a las barras, como se ilustra en la figura 13. (Osorio Patiño & Culma Ramirez, 2017)

### **3.4.3. Configuración doble barra con doble interruptor**

En esta configuración se duplican tanto las barras como los interruptores de cada circuito (Figura 14). 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 con todos los interruptores cerrados y las dos barras energizadas. En algunos casos, los circuitos se pueden separar en dos

grupos, conectándolos cada uno a una barra; en tal condición, la falla en una de las barras saca de servicio todo lo que está conectado a ella, perdiéndose la seguridad que brinda la operación normal y no justificándose el extracosto con respecto a una doble barra.



*Figura 14 Configuración de doble barra con doble interruptor.  
Fuente: (Osorio Patiño & Culma Ramirez, 2017)*

Es la más costosa de todas las configuraciones a expensas de su seguridad desde el punto de vista del suministro, por lo cual su adopción en un caso particular requiere una justificación cuidadosa. También, como en la configuración de interruptor y medio, ésta puede sufrir modificaciones para la conexión de los transformadores directamente a barras (un solo interruptor y un seccionador a modo de transferencia). (Osorio Patiño & Culma Ramirez, 2017)

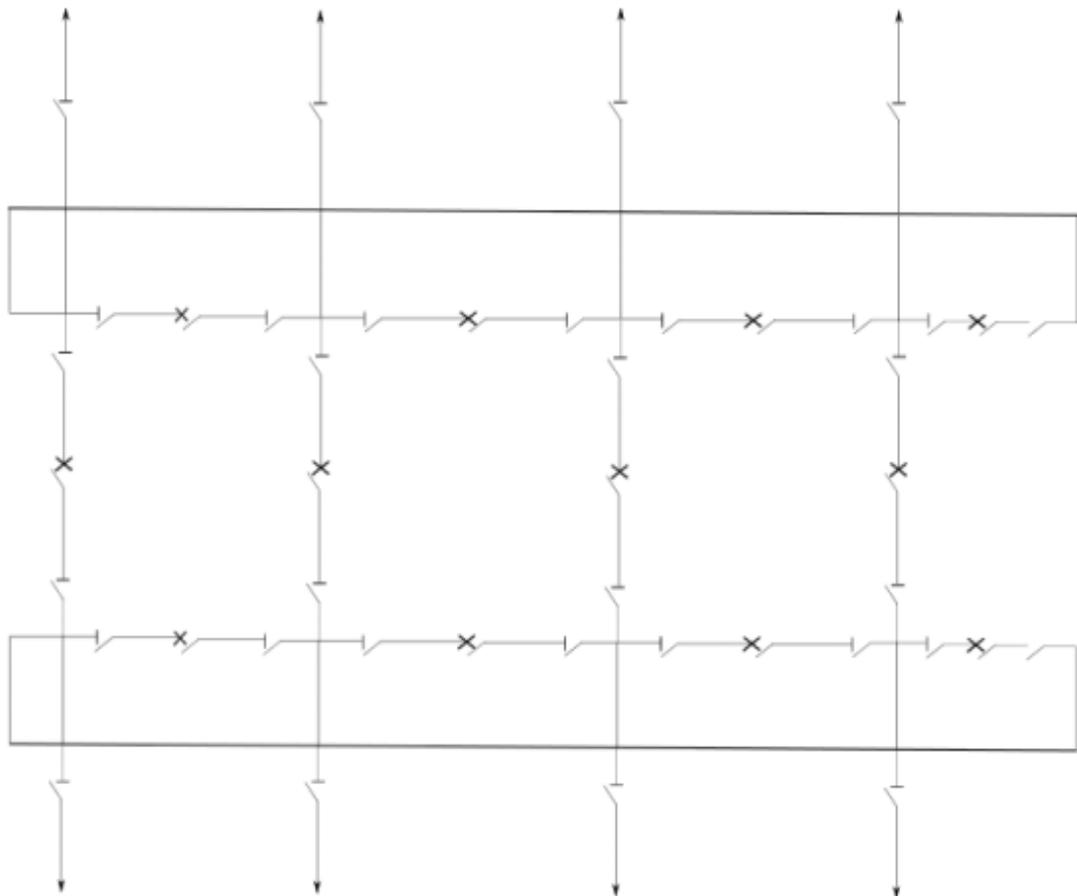
### **3.4.4. Configuración anillo cruzado**

Las anteriores configuraciones de interruptores han probado proveer una mayor confiabilidad que las configuraciones de conexión de barras, debido básicamente a que cada circuito de salida está conectado al resto de la

instalación por dos interruptores en “paralelo” (significando esto que estas configuraciones utilizan redundancia de interruptores para asegurar la operación bajo condiciones de contingencia).

La disponibilidad de cada circuito puede ser obviamente incrementada usando tres interruptores en “paralelo”, en lugar de dos. Esto puede ser ejecutado de muchas formas, siendo la más factible de lograr, desde el punto de vista práctico, la configuración en anillo cruzado (Figura 15).

La cantidad requerida de interruptores es  $(n+n/2)$ , en donde  $n$  es el número de nodos (suponiendo un número par), siendo esta cantidad la misma requerida por la configuración de interruptor y medio. Cuando se tiene un número impar de nodos, se puede introducir un nodo “ficticio”, tal como se hace para el interruptor y medio. La operación normal de la subestación es con todos los interruptores cerrados. (Osorio Patiño & Culma Ramirez, 2017)



*Figura 15 Configuración de anillo cruzado.  
Fuente: (Osorio Patiño & Culma Ramirez, 2017)*

### 3.5. Definición de selectividad

La selectividad de actuación por sobreintensidad es la coordinación entre las características de funcionamiento de dos o más dispositivos de protección contra sobreintensidad tal que, al verificarse una sobreintensidad dentro de los límites establecidos, actúa sólo el dispositivo destinado a funcionar dentro de esos límites y los demás no intervienen.

**Selectividad total.** - por selectividad total se entiende una selectividad de sobreintensidad tal que, en presencia de dos dispositivos de protección contra sobreintensidades conectados en serie, el dispositivo de aguas abajo ejerce la protección sin provocar la actuación del otro

**Selectividad parcial.** - es una selectividad de sobreintensidad por la cual, en presencia de dos dispositivos de protección contra sobreintensidades conectados en serie, el dispositivo situado aguas abajo ejerce la protección hasta un nivel determinado de sobreintensidad sin provocar la actuación del otro dispositivo. Dicho nivel de sobreintensidad se denomina intensidad límite de selectividad  $I_s$ . (ABB, 2012)

### 3.6. Coordinación de las protecciones

El diseño del sistema de protección de una instalación eléctrica es fundamental, tanto para garantizar un correcto desempeño económico y funcional de toda la instalación, así como para minimizar los problemas causados por las condiciones anómalas de operación y/o malfuncionamiento.

En el marco de este análisis, la coordinación entre los diferentes dispositivos destinados a la protección de zonas y componentes específicos debe:

- Garantizar en todo momento la seguridad tanto de las personas como de las instalaciones.
- Identificar y aislar rápidamente la zona donde ha ocurrido el problema para no cortar inútilmente el suministro a las zonas no afectadas.
- Reducir los efectos del fallo (caída de tensión, pérdida de estabilidad en las máquinas rotativas) en las partes indemnes de la instalación.

- Reducir el esfuerzo de los componentes y los daños en la zona afectada.
- Garantizar la continuidad del servicio con una buena calidad de la tensión de alimentación.
- Garantizar un adecuado soporte en caso de malfuncionamiento de la protección encargada de la apertura.
- Proveer al personal de mantenimiento y al sistema de gestión la información necesaria para restablecer el servicio en el menor tiempo posible y con la mínima perturbación en el resto de la red.
- Alcanzar un buen equilibrio entre fiabilidad, simplicidad y economía.

Más en detalle, un buen sistema de protección debe tener la capacidad de:

- Detectar qué ha ocurrido y dónde, y distinguir entre situaciones anómalas pero tolerables y verdaderos fallos en la propia zona de influencia, con el fin de evitar desconexiones inoportunas que paralicen injustificadamente una parte indemne de la instalación.
- Actuar lo más rápido posible para limitar los daños (destrucción, envejecimiento acelerado) y asegurar la continuidad y estabilidad de la alimentación. Las soluciones surgen del equilibrio entre estas dos exigencias contrapuestas identificación precisa del fallo y rápida actuación y se definen en función de cuál de los dos requisitos es prioritario. (ABB, 2012)

### **3.7. Tipos de coordinación de sobreintensidad**

La coordinación de las protecciones depende en buena medida de la intensidad asignada ( $I_n$ ) y la intensidad de cortocircuito ( $I_k$ ) que existen en el punto considerado de la instalación.

En general, es posible distinguir entre los siguientes tipos de coordinación:

- Selectividad amperimétrica
- Selectividad cronométrica
- selectividad de zona (o lógica)

### **3.7.1. Selectividad amperimétrica**

Este tipo de selectividad surge de la observación de que, cuanto más cerca de la alimentación se produce el fallo, mayor es la intensidad de cortocircuito. Este fenómeno permite aislar la zona donde se ha verificado el defecto, simplemente calibrando la protección instantánea del dispositivo de cabecera a un valor superior a la intensidad de defecto que provoca el disparo del dispositivo situado aguas abajo.

Normalmente, se logra obtener una selectividad total sólo en casos específicos en los cuales la intensidad de defecto no es elevada (comparable a la intensidad asignada del dispositivo) o hay un componente de alta impedancia situado entre las dos protecciones (transformador, cable muy largo o de sección reducida) y, por lo tanto, existe una gran diferencia entre los valores de la intensidad de cortocircuito.

Este tipo de coordinación se utiliza sobre todo en los circuitos terminales (bajos valores de intensidad asignada y de intensidad de cortocircuito y alta impedancia de los cables de conexión).

En general, para su estudio se utilizan las curvas tiempo-intensidad de actuación de los dispositivos.

Esta solución es:

- Rápida
- fácil de realizar
- económica.

Sin embargo:

- Los niveles de selectividad son normalmente bajos.
- Incrementar los niveles de selectividad supone un rápido aumento de los calibres de los dispositivos.

El ejemplo siguiente ilustra una aplicación típica de selectividad amperimétrica basada en distintos umbrales de actuación instantánea de los interruptores automáticos considerados.

Considerando una intensidad de defecto de 1000 A en el punto indicado, se realiza una coordinación adecuada utilizando los interruptores automáticos indicados, como puede verse en las curvas de actuación de los dispositivos. El límite de selectividad está dado por el umbral mínimo de disparo magnético del interruptor automático de cabecera. (ABB, 2012)

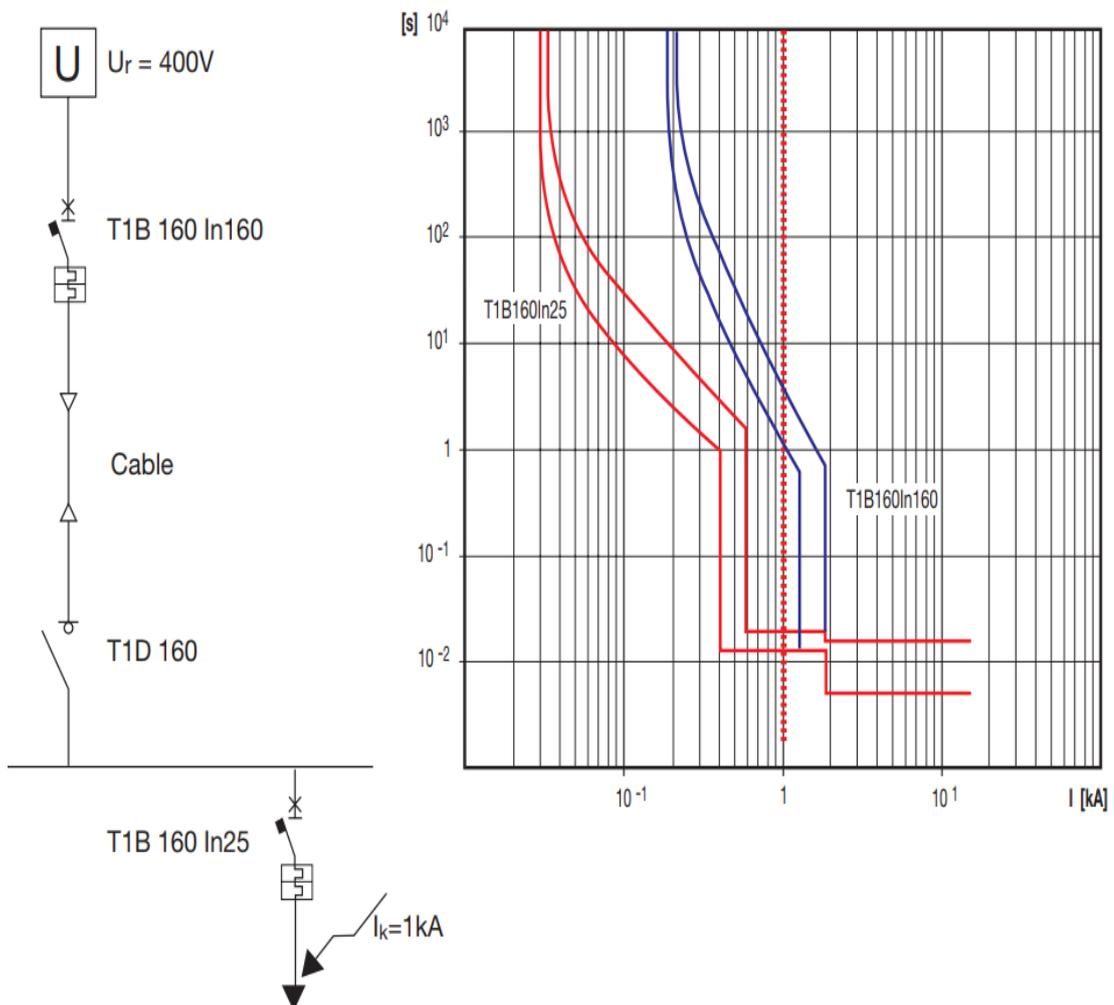


Figura 16 Curva tiempo – corriente.  
Fuente (ABB, 2012)

### 3.7.2. Selectividad cronométrica

Este tipo de selectividad es una evolución de la anterior: la estrategia de regulación es aumentar progresivamente el umbral de intensidad y el retardo del disparo cuanto más cerca está el dispositivo de la fuente de alimentación.

Como en el caso de la selectividad amperimétrica, el estudio se realiza comparando las curvas tiempo-intensidad de actuación de los dispositivos de protección.

Este tipo de coordinación:

- Es fácil de proyectar y de realizar.
- Es relativamente económico.
- Permite obtener límites de selectividad elevados, en función de la intensidad de corta duración soportada por el dispositivo de cabecera.
- Admite una redundancia de las funciones de protección y puede suministrar buenas informaciones al sistema de control.

Pero tiene los siguientes inconvenientes:

- Los tiempos de actuación y los niveles de energía que las protecciones dejan pasar (en especial aquéllas próximas a las fuentes) son elevados, lo que conlleva problemas de seguridad y riesgo de que se dañen los componentes incluso en las zonas no afectadas por el fallo.
- Permite utilizar interruptores automáticos limitadores sólo en el nivel jerárquico más bajo de la cadena. Los demás interruptores deben ser capaces de soportar las sollicitaciones térmicas y electrodinámicas causadas por el paso de la corriente de defecto durante el tiempo de retardo intencional. Generalmente, para los distintos niveles deben emplearse interruptores automáticos de tipo abierto con el fin de garantizar una intensidad de corta duración suficientemente elevada.
- La duración de la perturbación generada por la corriente de cortocircuito en las tensiones de alimentación de las zonas no afectadas por el fallo puede causar problemas en dispositivos electromecánicos y electrónicos (tensión inferior al valor de desacoplamiento de electroimanes).
- El número de niveles de selectividad está limitado por el tiempo máximo que soporta el sistema eléctrico sin perder estabilidad. (ABB, 2012)

El ejemplo siguiente ilustra una aplicación típica de selectividad cronométrica, diferenciando los tiempos de actuación de los diversos dispositivos de protección.

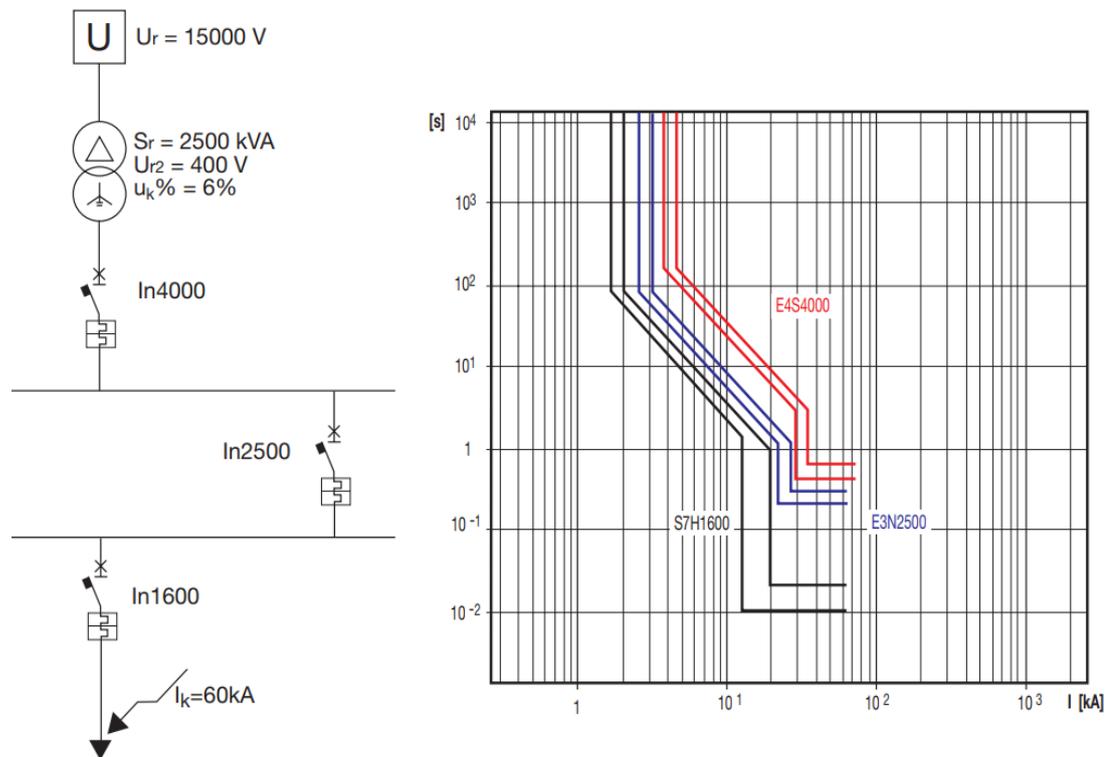


Figura 17 Coordinación cronométrica  
Fuente: (ABB, 2012)

### 3.7.3. Selectividad de zona (o lógica)

Este tipo de coordinación se efectúa mediante el diálogo entre los relés de protección, con lo cual, una vez detectada la superación del umbral establecido, permite identificar correctamente la zona del fallo y desconectar solamente la zona afectada por la falta.

Puede hacerse de dos maneras:

- Los relés informan al sistema de supervisión que se ha superado la intensidad máxima y el sistema decide qué protección debe actuar.
- Cada protección, en presencia de una intensidad que supera su valor de ajuste, envía a través de una conexión directa o de un bus una señal de bloqueo a la protección situada aguas arriba y, antes de actuar, comprueba que no haya llegado una señal de bloqueo análoga desde

la protección aguas abajo. De este modo actúa sólo la protección que está inmediatamente aguas arriba del fallo.

La primera modalidad tiene tiempos de actuación del orden de un segundo y se emplea sobre todo cuando las intensidades de cortocircuito no son elevadas y el sentido del flujo de potencia no está definido de forma unívoca.

La segunda permite tiempos de actuación inferiores. A diferencia de la coordinación cronométrica, no es necesario aumentar el retardo intencional a medida que nos acercamos a la fuente de alimentación. El retardo máximo depende del tiempo necesario para detectar la presencia de una eventual señal de bloqueo desde la protección situada aguas abajo.

Ventajas:

- Tiempos de actuación más bajos y mayor seguridad (los tiempos de actuación pueden ser del orden de unos cien milisegundos).
- Reduce los daños causados por el defecto y por las perturbaciones en la red de alimentación.
- Reduce la sollicitación térmica y dinámica en los interruptores y en los componentes de la instalación.
- Elevado número de niveles de selectividad.
- Redundancia de las protecciones: Si falla la selectividad de zona, la actuación está garantizada por las otras funciones de protección de los interruptores automáticos. En particular, es posible calibrar las funciones de protección contra cortocircuito retardado con valores de tiempo más altos cuanto más cerca esté el dispositivo de la fuente de alimentación.

Inconvenientes:

- Mayor coste.
- Instalaciones más complejas (componentes especiales, cableados adicionales, fuentes de alimentación auxiliares).

Por ese motivo, esta solución se emplea preferentemente en redes que tienen altos valores de intensidad asignada y de cortocircuito, con exigencias precisas de seguridad y continuidad del servicio: a menudo se encuentran ejemplos de selectividad lógica en los cuadros de distribución primaria, inmediatamente después de transformadores y generadores, y en las redes malladas. (ABB, 2012)

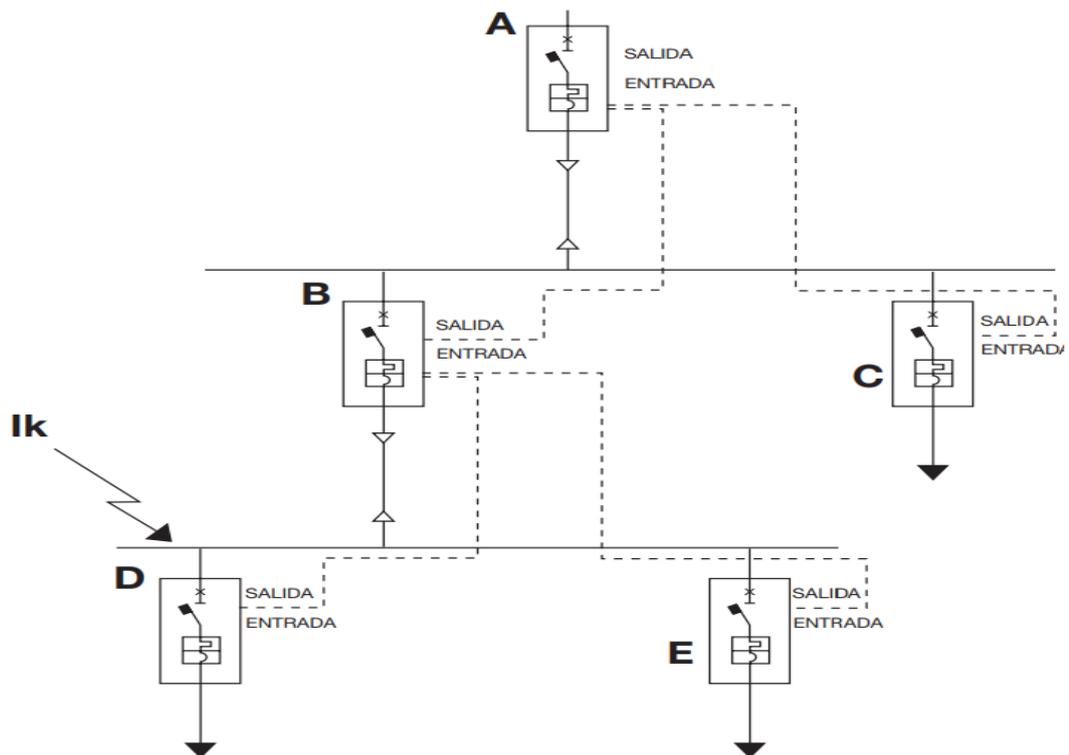


Figura 18 Ejemplo de selectividad lógica en los cuadros de distribución primaria.  
Fuente: (ABB, 2012)

### 3.8. Coordinación de aislamiento.

El procedimiento para la coordinación del aislamiento consiste en elegir un conjunto de tensiones soportadas normalizadas que caracteriza el aislamiento del material. La optimización del procedimiento puede precisar la reconsideración de algunos datos de entrada y la repetición de una parte de este procedimiento.

Las tensiones soportadas normalizadas deben elegirse en las listas de los apartados 4.6 y 4.7 de la norma IEC 60071-1. El conjunto de tensiones

normalizadas elegidas constituye un nivel de aislamiento asignado. (IEC, Coordinación de aislamiento, 1993)

<b>4.6 Lista de tensiones soportadas normalizadas de corta duración a frecuencia industrial</b>							
Los valores eficaces siguientes, expresados en kV, están normalizados:							
10	20	28	38	50	70	95	140
185	230	275	325	360	395	460	510
570	630	680					
<b>4.7 Lista de tensiones soportadas a los impulsos normalizados</b>							
Los valores de cresta siguientes, expresados en kV, están normalizados:							
20	40	60	75	95	125	145	170
250	325	450	550	650	750	850	950
1 050	1 175	1 300	1 425	1 550	1 675	1 800	1 950
2 100	2 250	2 400					

Figura 19 Líneas de tensión soportadas normalizadas  
Fuente: (IEC, Coordinación de aislamiento, 1993)

### 3.8.1. Determinación de las sobretensiones representativas (Urp)

Las tensiones y las sobretensiones que esfuercen el aislamiento deben determinarse en amplitud, forma y duración, mediante un análisis de red que incluye la elección y la localización de los dispositivos de limitación de las sobretensiones.

Para cada categoría de sobretensión, este análisis debe permitir, por tanto, determinar una sobretensión representativa que tenga en cuenta las características de aislamiento.

La sobretensión representativa puede caracterizarse por:

- Un valor máximo estimado, o
- Un conjunto de valores de cresta, o
- Una distribución estadística completa de valores de cresta.

Cuando se considera adecuada la adopción de un valor máximo estimado, la sobretensión representativa de las diferentes categorías debe ser:

**Para la tensión permanente a frecuencia industrial:** Una tensión a frecuencia industrial de valor eficaz igual a la tensión máxima de la red y de duración que corresponda a la vida del material.

**Para la sobretensión temporal:** Una tensión normalizada de corta duración a frecuencia industrial de valor eficaz igual al valor máximo estimado de las sobretensiones temporales, dividido por  $\sqrt{2}$ .

**Para la sobretensión de frente lento:** Una tensión normalizada de impulso de maniobra de valor de cresta igual al valor de cresta máximo estimado de sobretensiones de frente lento.

**Para la sobretensión de frente rápido:** Una tensión normalizada de impulso tipo rayo de valor de cresta igual al valor de cresta máximo estimado de las sobretensiones de frente rápido.

**Para la sobretensión de frente muy rápido:** Las características de esta categoría de sobretensión son especificadas por los comités encargados de los referidos materiales.

**Para la sobretensión entre fases de frente lento:** Una tensión normalizada de impulso tipo maniobra combinada de valor de cresta igual al valor de cresta máximo previsto de las sobretensiones entre fases de frente lento;

**Para la sobretensión longitudinal de frente lento (o de frente rápido):** Una tensión combinada compuesta de una tensión normalizada de impulso tipo maniobra (o de impulso tipo rayo) y de una tensión de frecuencia industrial, cada una de valor de cresta igual a los dos valores de cresta máximos previstos correspondientes y en el que el instante que corresponde a la cresta de la tensión de impulso coincide con el de la cresta de la tensión de frecuencia industrial de polaridad opuesta.

Clase	Baja frecuencia		Transitoria		
	Permanente	Temporal	De frente lento	De frente rápido	De frente muy rápido
Forma de tensión					
Rango de formas de tensión	$f = 50 \text{ Hz} \text{ ó } 60 \text{ Hz}$ $T_1 \geq 3 \text{ 600 s}$	$10 \text{ Hz} < f < 500 \text{ Hz}$ $3 \text{ 600 s} \geq T_1 \geq 0,03 \text{ s}$	$5 \text{ 000 } \mu\text{s} \geq T_p > 20 \mu\text{s}$ $T_2 \leq 20 \text{ ms}$	$20 \mu\text{s} \geq T_1 > 0,1 \mu\text{s}$ $T_2 \leq 300 \mu\text{s}$	$100 \text{ ns} \geq T_1 > 3 \text{ ns}$ $0,3 \text{ MHz} < f_1 < 100 \text{ MHz}$ $30 \text{ kHz} < f_2 < 300 \text{ kHz}$ $T_1 \leq 3 \text{ ms}$
Forma normalizada de tensión	$f = 50 \text{ Hz} \text{ ó } 60 \text{ Hz}$ $T_1^*$	$48 \text{ Hz} \leq f \leq 62 \text{ Hz}$ $T_1 = 60 \text{ s}$	$T_p = 250 \mu\text{s}$ $T_2 = 2 \text{ 500 } \mu\text{s}$	$T_1 = 1,2 \mu\text{s}$ $T_2 = 50 \mu\text{s}$	*
Ensayo de tensión soportada normalizada	*	Ensayo de corta duración a frecuencia industrial	Ensayo de impulsos tipo maniobra	Ensayo de impulsos tipo rayo	*

Figura 20 Clases y forma de solicitaciones de tensión y sobretensión

Fuente: (IEC, Coordinación de aislamiento, 1993)

### 3.8.2. Determinación de las tensiones soportadas de coordinación (Ucw)

La determinación de las tensiones soportadas de coordinación consiste en fijar los valores mínimos de las tensiones soportadas del aislamiento que satisfacen el criterio de comportamiento cuando el aislamiento se somete a las sobretensiones representativas en las condiciones de funcionamiento.

Las tensiones soportadas de coordinación del aislamiento tienen la forma de sobretensiones representativas de la categoría considerada y sus valores se obtienen multiplicando los valores de las sobretensiones representativas por un factor de coordinación. El valor del factor de coordinación depende de la precisión de la evaluación de las sobretensiones representativas y de una estimación empírica o estadística de la distribución de las sobretensiones y de las características del aislamiento.

Las tensiones soportadas de coordinación pueden determinarse, ya sea como tensiones soportadas previstas convencionales, o bien como tensiones

soportadas estadísticas. Esto influye en el procedimiento de determinación y en los valores del factor de coordinación.

La simulación de los fenómenos de sobretensión, combinado con la evaluación simultánea del riesgo de defecto, utilizando las características adecuadas del aislamiento, permite determinar directamente las tensiones soportadas de coordinación estadísticas sin las etapas intermedias de determinación de las sobretensiones representativas. (IEC, Coordinación de aislamiento, 1993)

### **3.8.3.Determinación de las tensiones soportadas especificadas (U<sub>rw</sub>)**

La determinación de las tensiones soportadas especificadas del aislamiento consiste en convertir las tensiones soportadas de coordinación en condiciones de ensayo normalizadas adecuadas. Esto se realiza multiplicando las tensiones soportadas de coordinación por factores que compensen las diferencias entre las condiciones reales de servicio del aislamiento y las de los ensayos de tensiones soportadas normalizados.

Los factores a aplicar deben compensar:

- Las diferencias en el montaje del material.
- La dispersión en la calidad de producción.
- La calidad de la instalación.
- El envejecimiento del aislamiento durante la vida esperada.
- Otras influencias desconocidas.

Sí, no obstante, estos factores no pueden evaluarse individualmente, debe adoptarse un factor de seguridad global, deducido de la experiencia.

Para el aislamiento externo únicamente, debe aplicarse un factor adicional para tener en cuenta las diferencias entre las condiciones ambientales normalizadas de referencia y las esperadas en funcionamiento. (IEC, Coordinación de aislamiento, 1993)

### **3.8.4. Elección del nivel de aislamiento asignado**

La elección del nivel de aislamiento asignado consiste en seleccionar el conjunto de tensiones soportadas normalizadas ( $U_w$ ) del aislamiento más económico, suficiente para demostrar que se satisfacen todas las tensiones soportadas especificadas.

La tensión soportada permanente del aislamiento, a frecuencia industrial, que es su tensión más elevada para el material, se elige entonces como la más próxima al valor normalizado de  $U_m$  igual o superior a la tensión soportada permanente a frecuencia industrial especificada.

La normalización de los ensayos, así como la elección de tensiones de ensayo adecuadas, para demostrar la conformidad a  $U_m$ , son efectuadas por los comités encargados de los materiales referidos (por ejemplo, ensayos de polución o ensayos de la tensión de aparición de descargas parciales).

Las tensiones soportadas para demostrar que se satisfacen las tensiones soportadas especificadas temporales, de frente lento y de frente rápido, para el aislamiento fase-tierra, el aislamiento entre fases y el aislamiento longitudinal, pueden elegirse de la misma forma que la tensión soportada especificada, o de forma diferente teniendo en cuenta, para esta última elección, las características intrínsecas del aislamiento. (IEC, Coordinación de aislamiento, 1993)

### **3.9. Sistemas de protección contra descargas atmosféricas.**

El presente estudio está dirigido estrictamente a la parte de protecciones contra descargas atmosféricas y puestas a tierra para la protección de los equipos y brindar seguridad al personal.

Puesto que al no tener adecuadamente el sistema de puesta a tierra puede traer consigo graves problemas al desconocer el peligro de una descarga atmosférica puede causar varios peligros a todo el equipo y al personal.

### 3.9.1.Principios básicos.

Durante la construcción de las instalaciones eléctricas, grandes o pequeñas, o el empleo de máquinas o aparatos que van a prestar algún tipo específico de servicio eléctrico, es una norma fundamental de seguridad que todas las partes metálicas que se encuentren accesibles al contacto con las personas se deben mantener siempre a un potencial bajo similar al de la tierra que es igual a cero para que en caso de accidentes no resulte el peligro para las personas.

Esto quiere decir que las instalaciones eléctricas deben estar diseñadas para prevenir el peligro de cualquier contacto accidental de las partes metálicas circundantes con los elementos que se encuentren bajo tensión, los cuales deben estar provistos de apoyos y aislantes adecuados.

Aún con estas medidas de seguridad permanece el peligro de estas partes normalmente aisladas puedan tener contacto con las partes que no están a tensión y tengan un potencial con respecto al suelo (tierra) apareciendo un potencial normal esto puede ocurrir por algunas causa accidental o defectos de aislamientos. (Tasipanta, 2002)

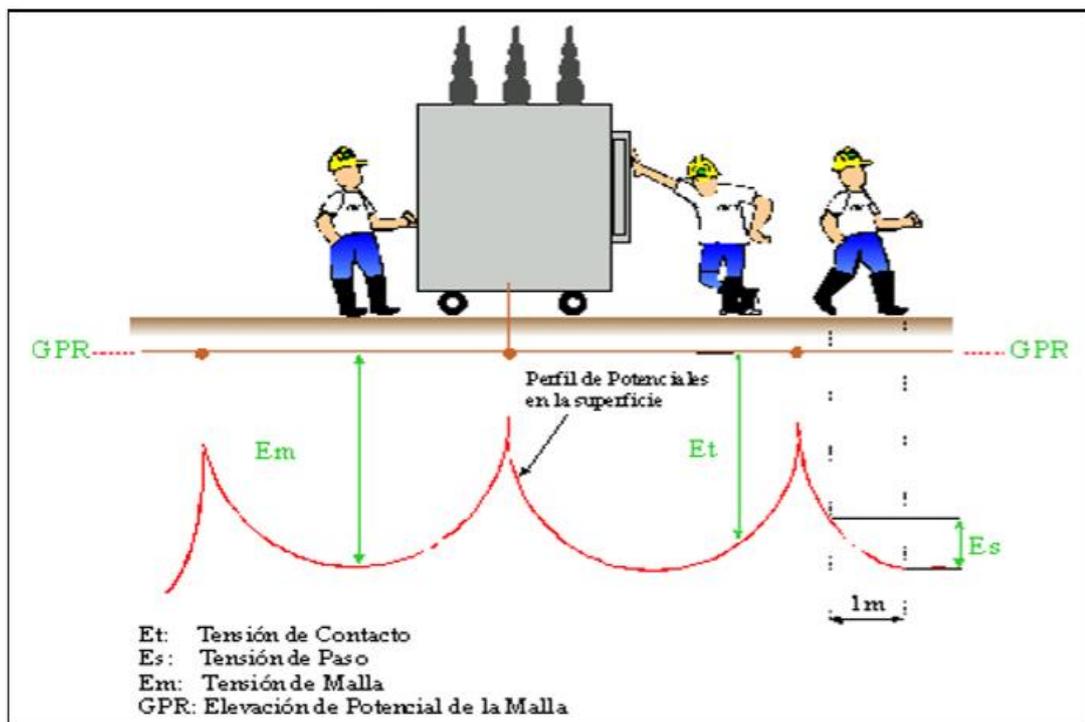


Figura 21 Potenciales a tierra peligrosos  
Fuente: (Tasipanta, 2002)

### 3.10. Apantallamiento

Los sistemas eléctricos, maquinarias, herramientas y personal que se encuentran a la intemperie y están permanentemente expuestos a la acción de las descargas atmosféricas y entre ellas a la más común, conocida como Rayo, en este estudio descargas atmosféricas o rayo se los empleara como sinónimos. La protección clásica de una instalación o equipos se debe protegerse en forma semejante a las líneas de transmisión contra las descargas directas e indirectas ya que los pararrayos convencionales sirven para proteger únicamente contra ondas entrantes, porque es necesario apantallar ya sea con mástiles, hilos de guarda para subestaciones eléctricas, y actualmente con elementos electrónicos como son los de ionización, que sirve para las industrias petroquímicas, eléctricas, grandes edificios. En la figura 2.1 se muestra la forma de apantallamiento, o blindaje contra descargas atmosféricas.



Figura 22 forma de apantallamiento contra descargas atmosféricas  
Fuente: (Tasipanta, 2002)

Para poder realizar un adecuado apantallamiento es necesario conocer el proceso básico de formación y descarga de los rayos hacia la tierra y luego como interceptarlos y desviarlos a tierra, para que ocasionen daño, constituyéndose este método la filosofía de este tipo particular de protección. El proceso de descarga determina que el punto final de incidencia siga un patrón probabilístico, esta característica se la considera al emplear los diferentes métodos de apantallamiento de describiremos luego.

El elemento protector o guardia (mástil, hilo de guarda) tiene entonces por finalidad atraer sobre si la descarga y conducirla a tierra, de la forma que no dañe a los elementos protegidos. Este efecto se denomina “apantallamiento o blindaje” y constituye uno de los medios más utilizados para el control de los rayos.

Está claro que mientras más alto esté el elemento protector sobre los elementos protegidos, mayor será la probabilidad de intercepción de un rayo, y por lo tanto existirá un mayor grado de protección. Pero, por otra parte, subsiste la probabilidad de que el rayo no sea interceptado, esta ocurrencia se denomina “falla del apantallamiento” una elevación extrema de la guardia produce situaciones no aceptables en ingeniería e incrementan excesivamente los costos de la protección, por lo que una cierta probabilidad de falla del apantallamiento debe ser aceptada. Esta probabilidad se la define cuantitativamente, según Link, como el número de años que debe transcurrir para que ocurra una única falla del apantallamiento y que denominaremos “periodo de protección del blindaje” que es el tiempo en el cual podría haber una probabilidad de una descarga eléctrica en la zona protegida esto veremos más profundamente más adelante. (Tasipanta, 2002)

### **3.10.1. Componentes básicos de un sistema de apantallamiento.**

Las estaciones eléctricas, telecomunicaciones instaladas a la intemperie, junto con el personal y los equipos, localizados en sus predios son los elementos más expuestos a un ataque directo del rayo, de tal forma que, para proteger las instalaciones, hay que proveer de elementos y dispositivos para que la descarga se encamine a tierra sin atravesar dichas partes, es decir, ofrecer al rayo un camino más fácil que cualquier otro.

En las instalaciones, eléctricas, electrónicas y telecomunicaciones, el sistema de protección contra rayos, consta de tres componentes básicos:

- Elementos protectores o terminales de aire contra descargas atmosféricas directas.

- Conductores descendentes o cables de conexión entre los elementos de captación y la toma a tierra.
- Y las tomas de puesta a tierra. (Tasipanta, 2002)

### **3.10.2. El elemento protector.**

El elemento protector debe captar los trazos de las descargas de los rayos de preferencia de las partes vulnerables de la instalación protegida.

### **3.10.3. Los terminales de aire o captores**

Son terminales de aire usados para la protección de las instalaciones contra las descargas eléctricas directas. Este crea una región ionizada al rededor suyo para poder interceptar la descarga del rayo sobre si y por lo tanto absorbe la corriente de descarga y la encamina hacia la tierra.

El elemento captor debe colocarse en el punto más alto del lugar que se va a proteger. La acción protectora del dispositivo es una zona incluida dentro de un cono, cuyo vértice está en la punta del elemento captor y que tiene por base un círculo cuyo radio igual al doble de la altura del elemento captador, este valor no es muy cierto, pues han dado resultados poco satisfactorios.

Se puede requerir más de un terminal para los casos de protección de áreas grandes, sin necesidad de elevar demasiado la altura de la estructura. El sistema se conecta a tierra mediante varios colectores (cables de cobre desnudos) distribuidos alrededor del predio que normalmente termina en una toma de tierra.

El tradicional elemento captador, conocido también como varilla de Franklin consiste básicamente de una o varias puntas verticales destinadas a la recepción del rayo. La punta debe ser de material conductor, actualmente se construyen las puntas de los pararrayos empleando tungsteno. El resto del terminal se fabrica de hierro o acero galvanizado, la longitud total del terminal está comprendida entre 0.5 a 2 metros y su sección no deben ser inferiores a

500 mm<sup>2</sup> (12.6 mm) de radio en la base del elemento captador. (Tasipanta, 2002)

#### **3.10.4. Los pararrayos auto válvula o descargadores**

Son usados para proteger contra las obre tensiones que llegan hasta la estación por la red de energía comercial.

Los daños ocasionados por las tormentas tienen su origen principalmente en las tensiones transitorias que se establecen en las líneas aéreas de distribución eléctricas y/o de señal, ya sea en el caso de una descarga directa sobre la red o de una descarga en la proximidad de la misma, originando sobretensiones que se transmiten a través de las líneas hacia las instalaciones internas.

Los descargadores son dispositivos destinados a derivar a tierra los transitorios producidos por las descargas atmosféricas, es decir, actúa como limitador de sobretensiones obteniendo valores que resulten admisible para las instalaciones de equipos eléctricos. Los lugares más apropiados para la instalación de los descargadores son los extremos de las líneas largas y también en los puntos de derivación. Estos dispositivos contienen como elemento principal un disco de resistencia calculada a la tensión nominal de servicio, cuyo objetivo es ofrecer una gran resistencia a las corrientes débiles y una muy reducida, a las corrientes elevadas, lo que permiten de una forma segura el paso de corriente entre la línea de energía y tierra, al establecerse una tensión peligrosa originada por un rayo. (Tasipanta, 2002)

#### **3.10.5. Conductor descendente.**

El conductor descendente permite transportar las corrientes de descarga a tierra, sin el peligro de una descarga lateral o electrificación del edificio. El término, descarga lateral, es utilizado para describir la parte de la descarga que se escapa del conductor descendente y salta hacia objetos cercanos.

Para entender el valor técnico del cable, es necesario primeramente revisar los problemas asociados con éste. Todo conductor presenta una impedancia, que da lugar al desarrollo de caídas de tensión elevadas durante una descarga, de valor.

Esta tensión es elevada, razón por la cual es preferible instalar múltiples conductores paralelos independientes (mínimo dos), alejados lo más posible uno de otro, lo que permite reducir el riesgo de una descarga lateral. De modo similar se utilizan conductores con aislamiento H.V (high voltage), esto disponen de una envoltura exterior que actúa como una protección hacia los objetos cercanos, por lo tanto, el peligro de la descarga lateral es virtualmente eliminada y permite incluso en el recorrido del cable empotrarse en las paredes. Los conductores descendentes deben montarse de manera que siga una trayectoria lo más continua, vertical y lo más directa que sea posible, evitando los caminos bruscos de dirección (ángulos rectos) y haciendo que siempre sean descendentes.

Los efectos que ocurren a través de los conductores desnudos durante el proceso de la descarga se indican en la figura 23, donde se observa las condiciones eléctricas antes de la descarga y durante la transferencia de las cargas a tierra. Se ve además como la varilla súbitamente alcanza una polaridad opuesta a la del suelo, esto produce un intenso campo eléctrico entre la varilla, el conductor descendente y el edificio. Aquello incrementa el riesgo de una descarga lateral.

El conductor empleado generalmente es de cobre y su sección mínima debe ser de 25 mm<sup>2</sup>; también se puede usarse aluminio y en este caso su sección mínima ha de ser de 50 mm<sup>2</sup>.

En lo que respecta al cable HV o Triax, éste consta de diversas capas de material dieléctrico (aislamiento primario y secundario) el cual crea una capacitancia equilibrada entre el núcleo y su envoltura que asegura un aislamiento total frente a transitorios; su núcleo es de cobre con una sección de por lo menos 50mm<sup>2</sup>. (Tasipanta, 2002)

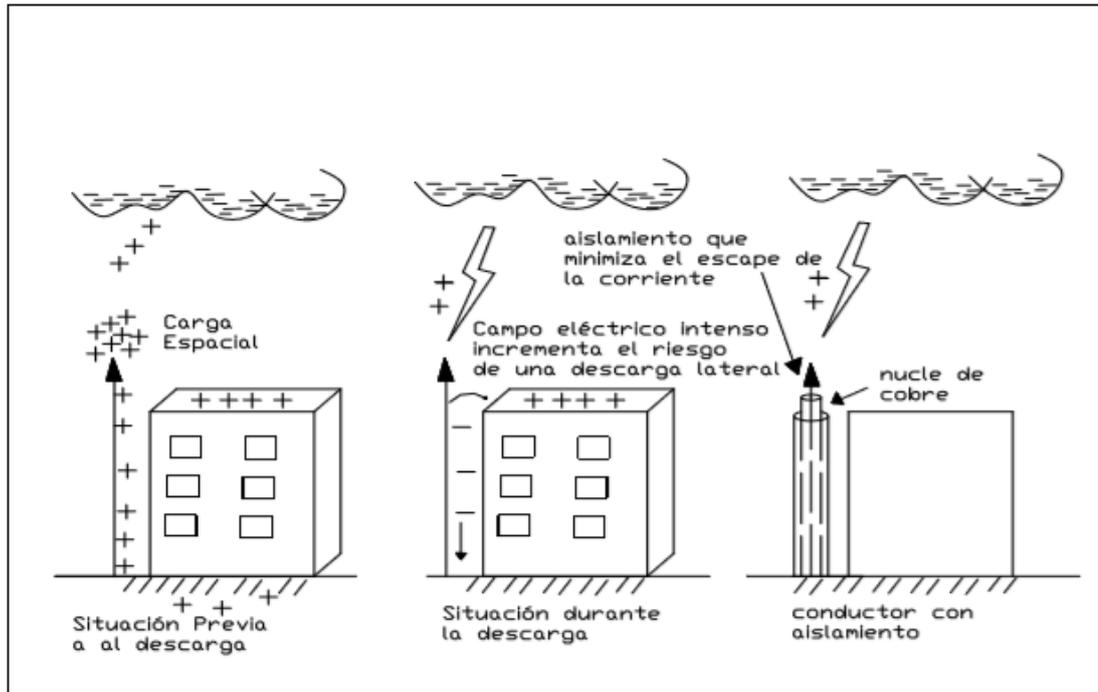


Figura 23 desarrollo de la descarga lateral.

Fuente: (Tasipanta, 2002)

### 3.10.6. Toma de tierra.

Esta parte de la protección contra las descargas es de importancia primordial, ya que una mala tierra hace ineficaz la instalación del sistema del pararrayos. Es indispensable para una dispersión segura de las altas corrientes de descarga. En la práctica se ha demostrado que instalaciones con resistencias de tierras de inferiores a  $5 \Omega$  representan la menor incidencia de efectos por caídas de rayos.

En determinadas áreas es posible usar varillas e hincarlas a cierta profundidad (mínimo a 1.8 m); debe elegirse para su emplazamiento el lugar más húmedo por ser él más conductor para conseguir una conexión a tierra eficiente. Para zonas rocosas la toma de tierra tipo superficial de forma radial puesto que en la parte más profunda donde está colocada la toma de tierra tiene una resistividad muy baja.

El sistema de malla con varillas verticales es la más aconsejable en subestaciones eléctricas, estaciones de telecomunicación, por su geometría permite una mayor reducción de la resistencia de tierra, a través del aumento

del área efectiva, disminuyendo las caídas de tensión. Este tipo de malla ofrece una mayor protección al operador en casos de descargas.

En la figura 24 se muestra un sistema de aterrizaje típico de una subestación eléctrica, y de telecomunicaciones; la malla de tierra debe ocupar toda el área disponible de la zona de la estación. (Salazar, 2017)

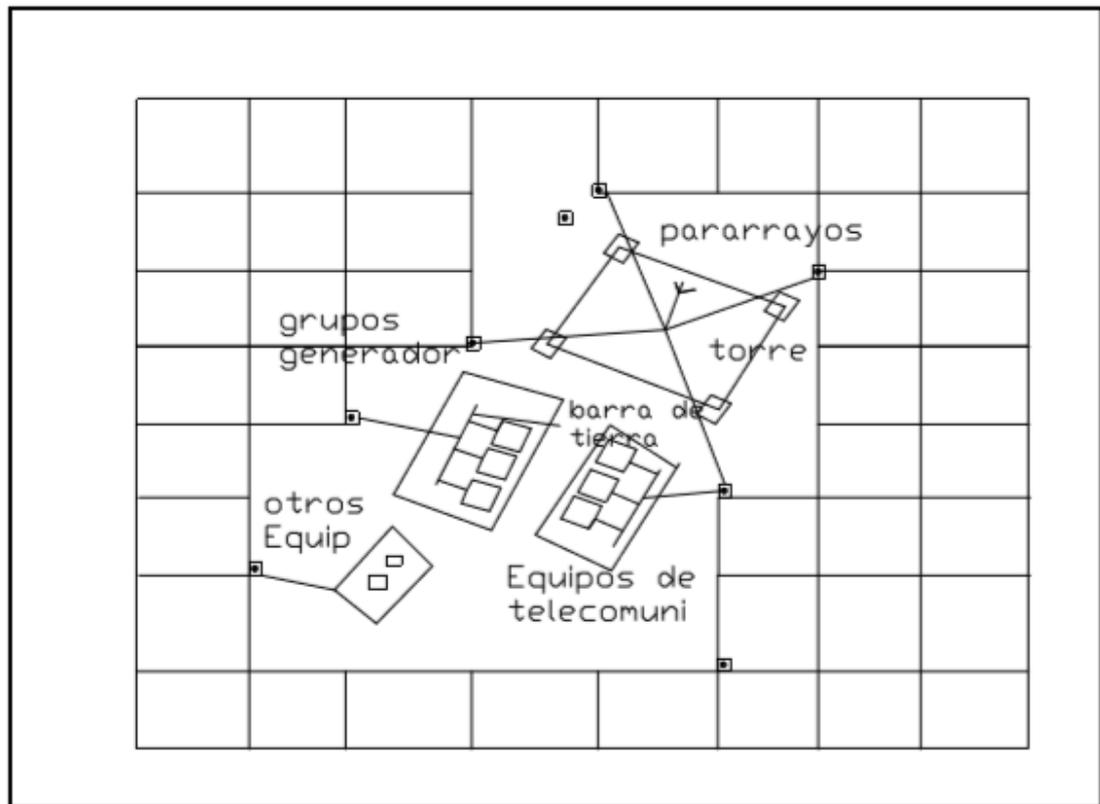


Figura 24 Conductor de bajada de los pararrayos conectados a la malla a tierra.  
Fuente: (Tasipanta, 2002)

### 3.10.7. Tipos de apantallamiento.

La zona por proteger contra las descargas atmosféricas debe incluir todas las estructuras y equipos en general a ser protegidos.

Existen Tres elementos para el apantallamiento.

- Hilos de Guarda.
- Mástil o Bayoneta.
- Elementos de ionización

### 3.10.8. Apantallamiento con hilos de guarda.

Los hilos de guarda son utilizados con mayor frecuencia para apantallamiento de subestaciones eléctricas y líneas de transmisión.

Los hilos de guarda también se los conoce en algunos países como cables de tierra, generalmente son de acero y se instalan encima de los conectores y conductores de fase.

Los datos necesarios para el cálculo de la altura a la cual van a estar apoyados los cables de guarda son como se muestra en la figura.25.

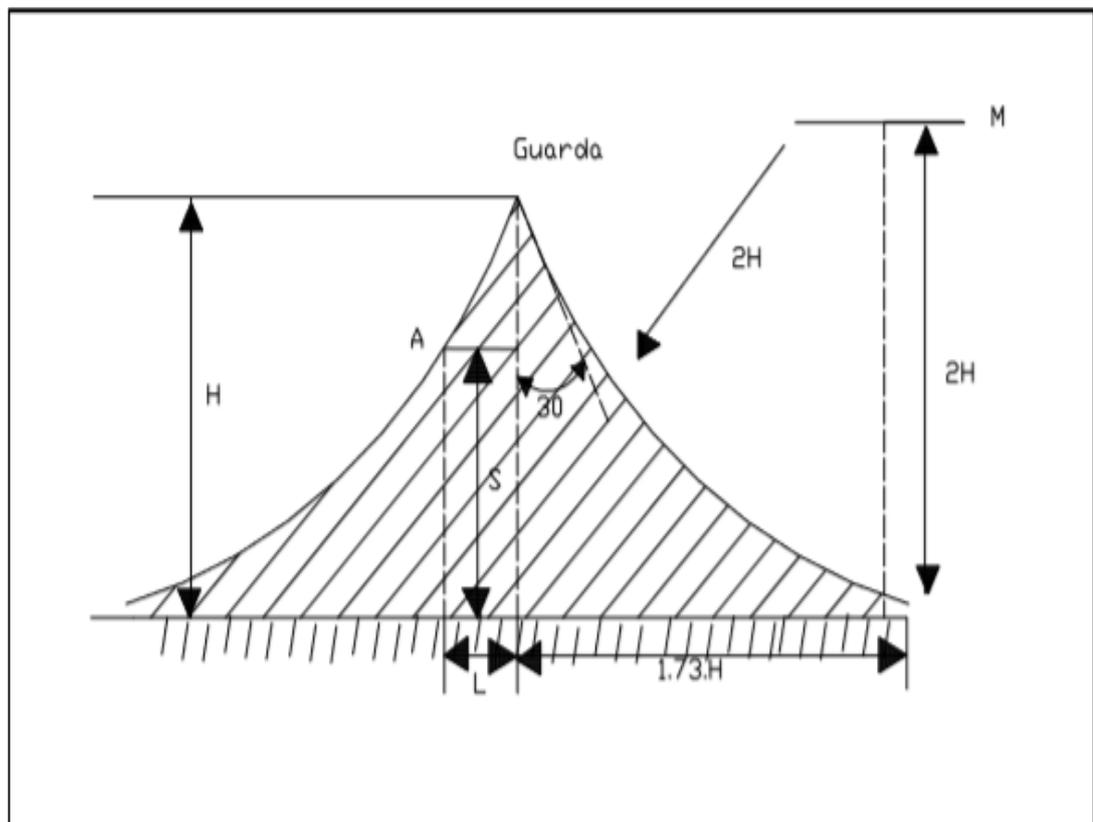


Figura 25 Apantallamiento con un cable de guarda.  
Fuente: (Tasipanta, 2002)

Dónde:

$H$  = Altura del hilo de guarda.

$M$  = Centro de la carga.

$G$  = Hilo de guarda.

$L$  = distancia de un objeto a la posición del hilo de guarda.

Si se emplean dos hilos de guarda el esquema de protección toma la forma siguiente:

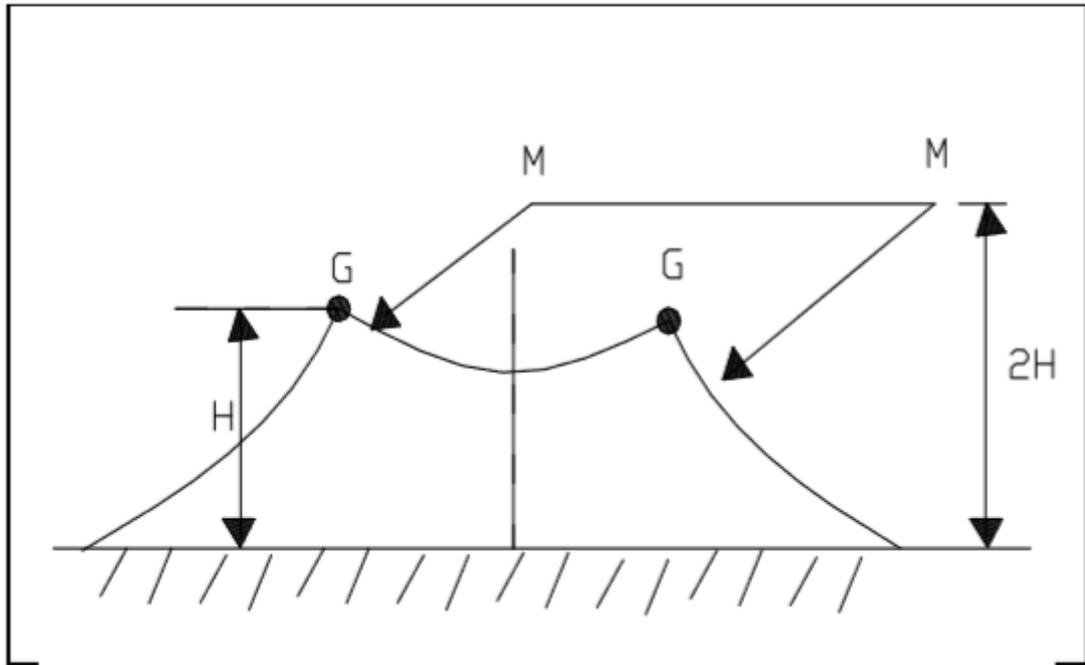


Figura 26 protección con dos hilos de guarda.  
Fuente: (Tasipanta, 2002)

Para determinar la máxima altura protegida es función de la altura del objeto por proteger y la distancia a la torre del hilo de guarda.

$$H = f (L. S).$$

$$H = (1/3) \times [ (2S + 3L) + (1/3) \cdot \sqrt{ (S^2 + 4 \cdot \sqrt{ (3 \cdot L \cdot S) }) } ]$$

El método de cálculo mencionado anteriormente está basado en la protección de los equipos principales de la subestación contra descargas directas por rayo y las expresiones matemáticas indicadas para él cálculo de la altura a la que deben de estar los hilos de guarda se obtienen a partir de un modelo electromagnético de blindaje en las subestaciones eléctricas.

Los hilos de guarda se instalan directamente sobre las estructuras por lo general son de acero galvanizado con una sección no inferior a 500 mm<sup>2</sup> usándose conectores para unirlos a la estructura se conectan a tierra por lo

menos en dos puntos con cable de acero galvanizado también con una sección no inferior a 500 mm<sup>2</sup>. La distancia de protección horizontal de los conductores de guardia, se los llama “distancia protegida” esta y su altura efectiva definen el ángulo de apantallamiento, y por lo tanto el ángulo de apantallamiento correspondiente considera además la magnitud de la corriente del rayo y su distribución estadística. (Tasipanta, 2002)

### 3.10.9. Apantallamiento con mástiles.

Los mástiles o bayonetas con electrodos de acero cuya función principal es la concentración de los electrones de predescarga para su descarga a tierra a través de la puesta a tierra del sistema, deben estar terminadas en punta y se deben instalar en los puntos más altos de las estructuras del sistema.

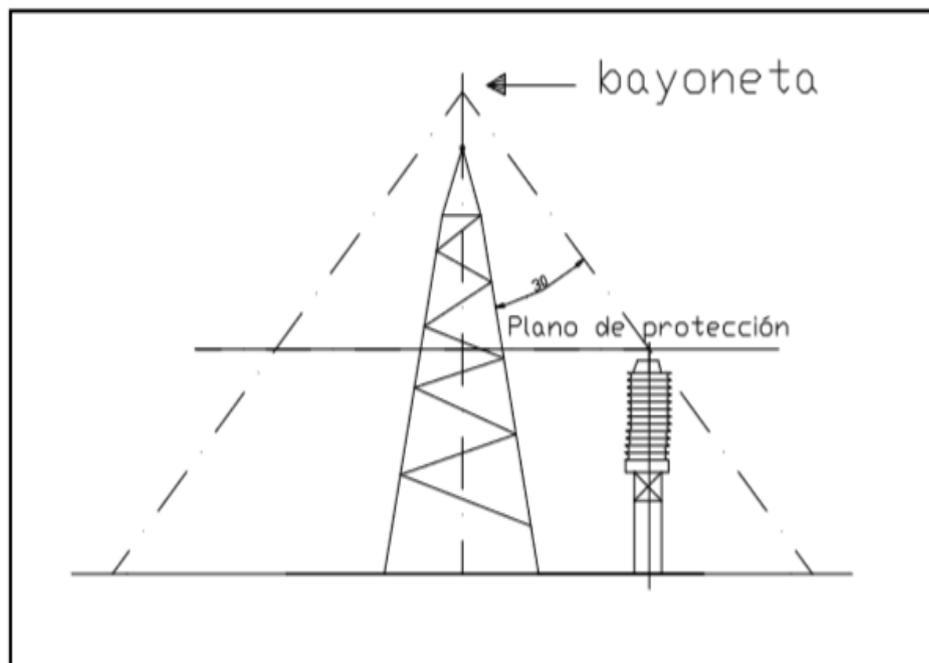


Figura 27 Apantallamiento con Mástil.  
Fuente: (Tasipanta, 2002)

### 3.10.10. Apantallamiento con elementos de ionización.

A fin de conseguir una zona de protección más efectiva contra los defectos de una descarga directa, se propone. La instalación del sistema de elementos de ionización.

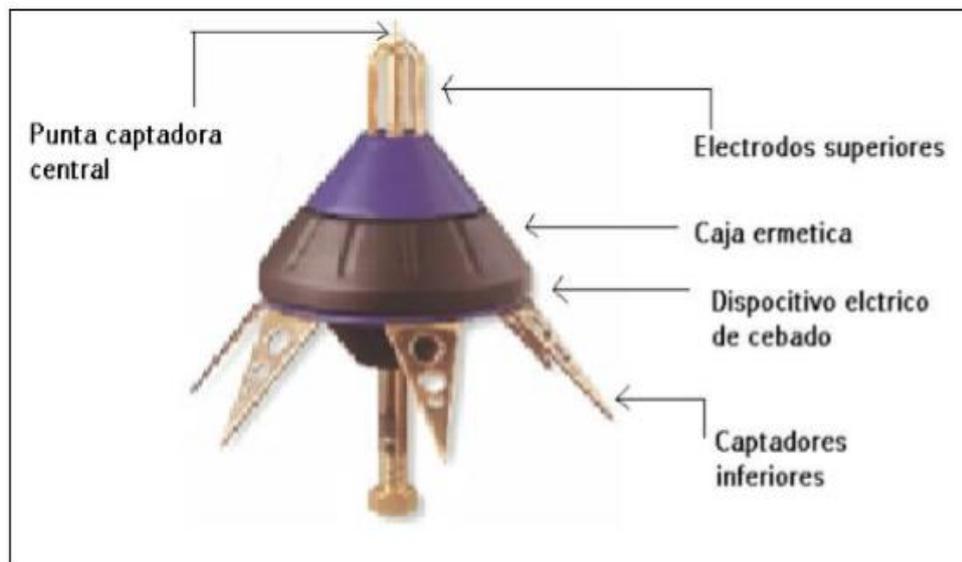
Existen 2 tipos de elementos de ionización:

### **Sistema de Ionización de auto cebado.**

La cual crea una zona ionizada más amplia y dinámica, lo que elimina la Ineficiencia del flujo ascendente de conexión con el canal descendente que presenta el tipo de pararrayos convencional, ya que al disponer de fuentes radioactivas que emiten continuamente partículas radiactivas, provocando una región ionizada del aire más amplia, liberando electrones, que proporcionan caminos fáciles para las descargas del rayo en dirección al terminal captor, es decir que genera electrones o cargas de signo contrario a la de la nube al aproximarse la tormenta, para que se descargue por medio de este y poder enviarlo a tierra en forma controlada y no cause ningún daño.

El propósito de Pararrayo es mejorar el desarrollo de la conductividad hacia arriba del líder creando un intenso efecto corona en la punta, este aparato además produce la ionización requerida en el momento preciso, en el instante de mayor riesgo de descarga de un rayo.

La ionización es creada por el paso o salto de la chispa entre la punta del pararrayo y los electrodos ubicados en los costados de la punta, como muestra la figura 28.



*Figura 28 Pararrayo con auto cebado  
Fuente: (Tasipanta, 2002)*

### **Sistema de Disipación o Aparta-rayos DA**

El cual evita que se den las condiciones atmosféricas para que se produzcan (rayos) en un sitio determinado. Las descargas son evitadas al reducir continuamente las diferencias de potencial eléctrico entre el área protegida y la nube.

El elemento captor o disipador posee miles de pequeñas puntas, o ionizadores, que producen iones simultáneamente sobre una extensa zona. Una corriente de iones positivos o corrientes de ionización puede subir hasta la nube, impidiendo de esta manera la formación de rayos descendentes, precursoras de la descarga del rayo (Tasipanta, 2002)

### **3.11. Definición de una puesta a tierra.**

Entre las partes que componen la subestación se encuentra el sistema de puesta a tierra, el cual proporciona un punto de referencia para los circuitos eléctricos que se manejan en los sistemas de potencia y tienen como objetivo principal garantizar la seguridad del personal (incluyendo los seres vivos) y los equipos de la subestación, al igual permite la estabilidad y buen funcionamiento del sistema eléctrico de potencia.

Un sistema de puesta a tierra se articula con otros dispositivos de la subestación sirviéndole de punto de conexión de sus carcazas metálicas, esto quiere decir que cualquier carcasa metálica de los equipos, así como la tubería metálica enterrada, la estructura metálica de las obras civiles y la malla que encierra la subestación deben estar sólidamente conectadas a tierra mediante la puesta a tierra.

Los dispositivos como los descargadores de sobretensiones y pararrayos que son comunes en las subestaciones de alta tensión dependen de la puesta a tierra para cumplir efectivamente su función. Estos permiten drenar hacia tierra las sobretensiones y descargas atmosféricas que puedan afectar el sistema eléctrico, buscando siempre la protección de la integridad física de personas y equipos.

Para el diseño y cálculo del sistema de puesta a tierra existe en el país el Reglamento de Instalaciones Eléctricas, RETIE, (Ministerio de Minas y Energía, 2013) que por medio del artículo 15 expone los lineamientos normativos a seguir para cumplir con los requisitos de tensiones de contacto y paso tolerables mencionadas anteriormente. Estos lineamientos y normas serán utilizados como base para llevar a cabo el diseño de una metodología de cálculo con ayuda de herramientas computacionales. (Castaño, 2014)

### 3.11.1. Características de una puesta a tierra

Aunque la disposición geométrica de las puestas a tierra suele ser muy diferentes entre un caso y otro se pueden identificar dos componentes principales:

- Los electrodos (a. Electrodo Simple; b. Plato)
- La malla o rejilla (c. Malla, d. Electrodo en Paralelo)

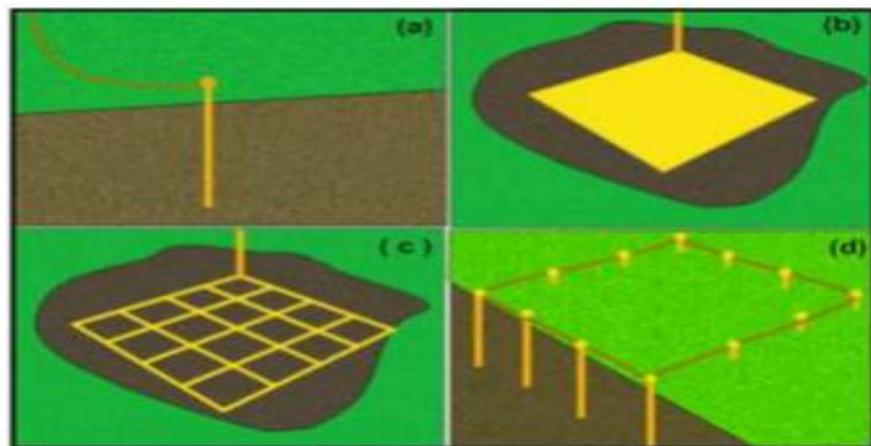
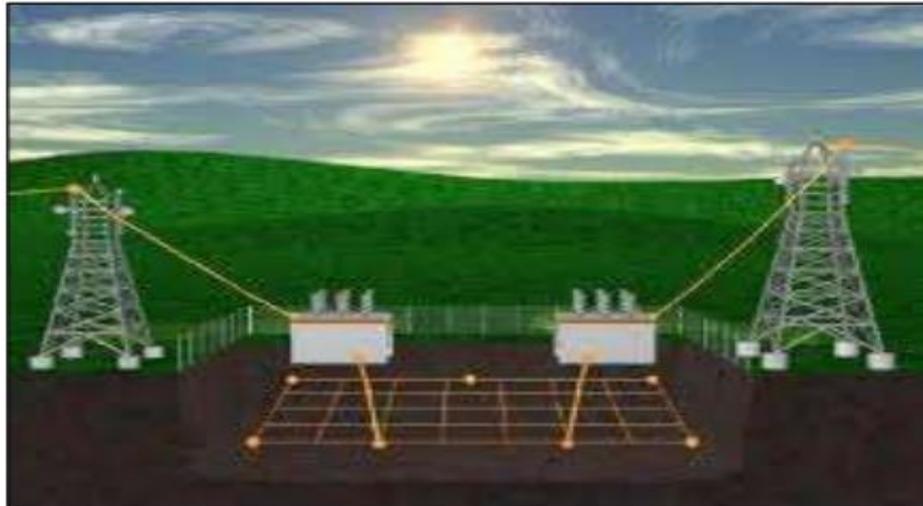


Figura 29 Ejemplos de tipos de puesta a tierra  
Fuente: (Castaño, 2014)

La malla o rejilla regularmente es de forma cuadrada o rectangular para las subestaciones de alta tensión, aunque en realidad dependen de la geometría del terreno de la subestación, el conductor utilizado frecuentemente es cable de cobre desnudo, que divide el cuadro total o rectángulo en cuadrículas de igual dimensión.

El objeto de la malla o rejilla es proporcionar a una superficie equipotencial en la subestación, para que una persona que se encuentre de pie o caminando por la misma esté al mismo potencial del punto de referencia que en este caso sea la malla misma.



*Figura 30 Ejemplo de una rejilla enterrada bajo una subestación.*

*Fuente: (Castaño, Simulación de la malla de tierra en subestaciones de alta tensión aisladas en aire, 2014)*

Los electrodos son esencialmente varillas de longitud no menor a 2.4 m, hechas de distintos materiales y aleaciones (cobre, hierro, aluminio, acero o aleaciones de éstos) que se entierran en diferentes puntos de la malla y suelen conectarse de manera perpendicular al plano del suelo y unidos (soldados o con conector certificado) a la malla o rejilla, en algunos casos buscando suelo de menor resistividad o en puntos que se requieren como descargadores de sobretensión, transformadores, equipos de corte. (Castaño, 2014)

### **3.11.2. Objetivos de una puesta a tierra.**

El principal objetivo de una puesta a tierra es la de garantizar la seguridad del personal, de seres vivos, esto se logra si el diseño considera limitar la máxima elevación de potencial GPR (Ground Potential Rise) en la superficie de la subestación que soporta.

- Evitar que en las carcasas metálicas de los equipos (seccionadores, interruptores, celdas y soportes metálicos) aparezcan potenciales que resulten peligrosos para la integridad de las personas.
- Permitir que los elementos de protección de los circuitos eléctricos actúen despejando la falla en el tiempo de límite de falla. Además de lo anterior se debe hacer un diseño de puesta a tierra cumpliendo objetivos adicionales:

- Garantizar un camino a tierra de las corrientes de falla que se pudiesen presentar en un sistema de potencia, en nuestro caso una subestación de alta tensión.
- Garantizar un punto de referencia para el neutro de los transformadores de potencia, y punto de referencia equipotencial a los diferentes equipos y conjunto de elementos que conforman la subestación.
- Realizar una conexión de baja resistencia con la tierra y los puntos de referencia de los equipos. (Castaño, 2014)

### **3.11.3. Criterios de seguridad en puestas a tierra.**

La circulación de personal técnico dentro de una subestación, la cercanía o inclusión de estas subestaciones dentro de los centros urbanos donde transitan personas que pudiesen estar en riesgo ante una tensión de paso o tensión de contacto, generada por una corriente conducida a tierra deben ser limitadas a las tensiones tolerables propuesta por la normatividad que rige. Y aunque una baja resistencia es deseable en un sistema de puesta a tierra, sola no garantiza la seguridad de una persona que está expuesta a tensiones de paso y contacto peligrosas.

Debe entonces evaluarse los valores tolerables o que soporta el cuerpo humano y compararse con los que se producirían en caso de falla o de corrientes que se conducen a tierra por operación de los equipos de corte, descargas o fallas en el sistema de potencia. (Castaño, 2014)

### **3.11.4. Condiciones de riesgo.**

En subestaciones convencionales, el caso típico de la tensión de contacto con dos masas metálicas ocurre cuando los objetos o las estructuras dentro de la subestación no están unidos a la malla de puesta a tierra. Una considerable tensión de contacto metal-metal puede estar presente cuando una persona que está parada tocando un objeto o estructura puesto a tierra, llega a estar en contacto con otro objeto que no están en contacto con la malla de tierra.

En la práctica, los peligros que resultan de este contacto pueden ser evitados conectando dichos puntos de peligro potencial con la malla de la subestación.

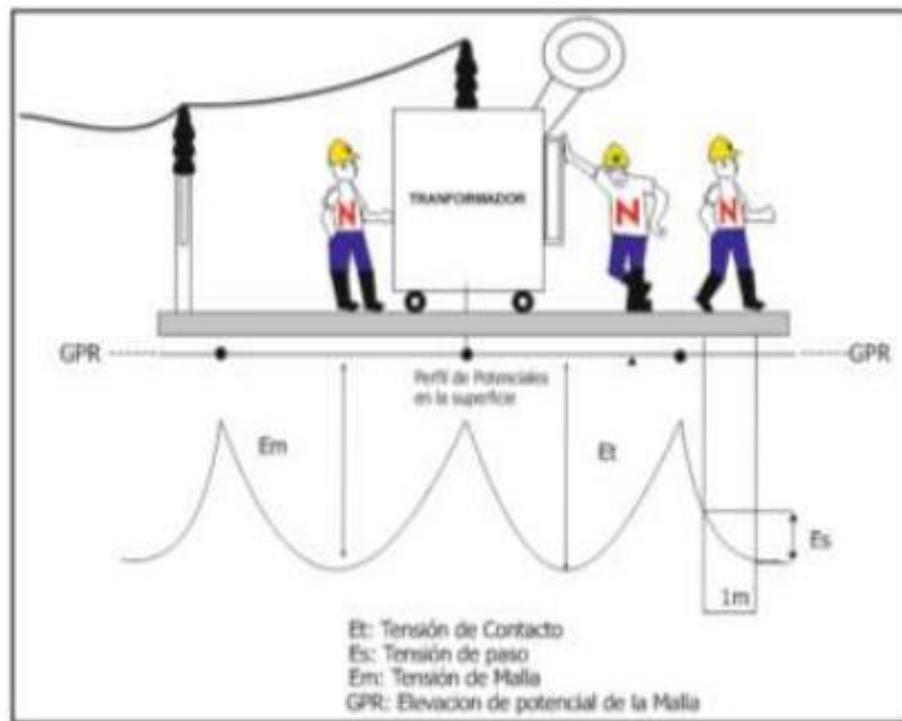


Figura 31 Condiciones de riesgo de tensiones de paso y de contacto  
Fuente: (Castaño, 2014)

Típicamente, el caso de la tensión transferida ocurre cuando una persona que está parada en una subestación toca un conductor puesto a tierra en otra subestación. Durante condiciones de falla, el potencial de tierra resultante puede igualar o exceder el potencial en la superficie. En efecto, la tensión transferida puede exceder la suma de los potenciales en la superficie de ambas subestaciones, debido a las tensiones inducidas en los circuitos de comunicación, alambres estáticos o conductores de neutro, las tuberías, etc.

Es poco práctico y a menudo imposible, diseñar una malla de tierra basada en la tensión de contacto causada por las tensiones transferidas, debido a esto no se toman en cuenta para los cálculos del programa, ni en la normatividad que rige. (Castaño, 2014)

## CAPITULO IV

### 4. Diseño electromecánico para un patio de seccionamiento en 69KV de la empresa QUIMPAC ECUADOR S.A.

#### 4.1. Ubicación

El patio de seccionamiento se encontrará dentro de las instalaciones de QUIMPAC ECUADOR S.A. (junto a la Subestación existente), el cual está ubicado en el Km 16.5 Vía a Daule sector Parque Industrial Pascuales, Avenida Rosavin y Calle Cobre. Cantón Guayaquil, Provincia del Guayas.

Las coordenadas de referencia de los cuatros vértices del patio de Seccionamiento de la Subestación Eléctrica QUIMPAC son:

<b>COORDENADAS UTM (17M)</b>		
<b>1</b>	615899	9771828
<b>2</b>	615891	9771836
<b>3</b>	615885	9771824
<b>4</b>	615895	9771818

Figura 32 Coordenadas de ubicación.  
Fuente: Quimpac Ecuador S.A



Figura 33 Ubicación geográfica.  
Fuente: Google Maps (<https://www.google.com/maps/@-2.0649893,-79.956642,442m/data=!3m1!1e3>)

Para más detalles de la ubicación de la subestación dentro de la planta, referirse al plano de Implantación General de la misma en los anexos.

#### **4.2. Generalidades.**

La presente memoria técnica tiene como alcance, los siguientes puntos:

- Descripción de la subestación.
- Descripción de las características técnicas de los equipos y demás elementos de la subestación.
- Guía para la selección de equipos de la subestación.
- Servir de enlace entre los distintos estudios y documentación técnica de la subestación.

El patio de seccionamiento a 69KV constará de manera general de los siguientes elementos:

- Estructura en Cuadro para 69 KV.
- Equipos de patio para Corte, Seccionamiento y Protección.
- Cuarto de control.

#### **4.3. Descripción del proyecto.**

La entrega de energía a la subestación existente y al nuevo Patio de Seccionamiento a 69 kV se realiza por medio de la Línea de Subtransmisión a nivel de 69 kV CERVECERÍA de la CNEL EP Unidad de Negocio Guayaquil. El Patio de Seccionamiento de la Subestación QUIMPAC permitirá que el cliente cumpla con la regulación No. ARCONEL-001/15 seccionando la Subtransmisión 69 kV Cervecería para alimentar la carga de la Planta QUIMPAC S.A. y su vez permitir la salida de la Línea a 69 kV, la cual alimenta a la Subestación Mi Lote aguas abajo.

Actualmente la planta industrial QUIMPAC posee una subestación de 5 MVA, cuya salida de alimentación a la carga se concentra y distribuye a través de un conjunto de celdas de media tensión del cual parten redes de distribución aéreas y subterráneas a 13.8 kV para suministrar energía a los diferentes

centros de transformación de la planta. La demanda máxima registrada en el período marzo 2017 – febrero 2018 fue de 3.88 MVA.

El patio de seccionamiento tendrá una configuración tipo simple y estará a la intemperie. Las alturas y espaciamentos de diseño estarán de acuerdo a normas nacionales e internacionales, y a los reglamentos de seguridad para este tipo de instalaciones.

Consistirá en un cuadro de 69 kV el cual soportará los equipos de medición, seccionamiento, protección y barraje principal del patio; todo este equipamiento deberá ser fabricado para uso en intemperie, a excepción de los tableros de protección y control de 69 kV, sistemas auxiliares y sistema de comunicaciones los cuales estarán instalados dentro de un nuevo Cuarto de Control que reemplazará al que se encuentra actualmente en funcionamiento.

#### **4.4. Descripción de los equipos principales de la subestación.**

En una subestación eléctrica se encuentran varios dispositivos que desempeñan distintas funciones necesarias para el correcto funcionamiento de una subestación. Entre los principales elementos se tienen:

##### **4.4.1. Estructuras metálicas.**

Las estructuras permitirán soportar el peso de los equipos necesarios para el funcionamiento de la subestación.

El pórtico y estructura serán ensamblados en sitio, según planos, a partir de las piezas metálicas indicadas en el diseño. Todas las piezas deberán cumplir las normas ASTM correspondientes y, además, ser previamente galvanizadas en caliente.

Será una estructura tipo celosía, perfectamente ensamblada, 100% apernada, que se construirá a partir de las piezas fabricadas a la medida, debidamente pulidas antes del ensamble. Se determina la prohibición de soldar sobre esta estructura, para preservar el galvanizado.

El constructor de montaje, deberá poner especial énfasis en la nivelación y aplome de las piezas, tanto en el sentido horizontal, como vertical. Deberá además utilizar para su ensamble, personal calificado y maquinaria de izaje adecuada.

Las columnas, en su parte inferior, serán apernadas al piso a través de la placa de apoyo que tendrá soldada en su base, y de pernos de anclaje de acero de transmisión.

Las piezas horizontales, no podrán llevar soldadura entre columna verticales. Sólo se admite soldar, donde coincide la pieza horizontal con la columna vertical. Todas las piezas que conforman esta estructura, deberán cumplir con las normas ASTM aplicables, y deberán previamente al ensamble, ser galvanizadas en caliente.

Las características principales deberán ser las siguientes:

CARACTERÍSTICA	UNIDAD	NOMBRE/VALOR
Fabricante	-	FEM o Similar
Tipo	-	Celosía
Acero Estructural	-	ASTM-36 para perfiles laminados en caliente
Límite de Fluencia	Kg/cm <sup>2</sup>	2530
Límite de Ruptura	Kg/cm <sup>2</sup>	4080
Soldadura	-	Electrodo E70
Proceso de soldado	-	SMAW/GMAW
Pernos de conexión	-	ASTM A325
Pernos de anclaje	-	ASTM A307
Tensión mínima de apriete de pernos 5/8 pulg.	TON	8,62

*Tabla 7 Características de la estructura metálica para pórtico.  
Fuente: Quimpac Ecuador S.A*

NORMA	
A.I.S.C.	American Iron and Steel Construction 2005.
A.S.C.E. 05	Cargas para Estructuras de la Asociación Americana de Ingenieros Civiles.
C.E.C. 2000	Código Ecuatoriano de la Construcción.

Figura 34 Normas aplicables a la construcción de estructuras metálicas.

*Fuente: Quimpac Ecuado S.A.*

#### **4.4.2. Seccionador Tripolar para la operación en grupo a 69KV.**

Se instalará un equipo seccionador, como medio de desconexión visible, para posibilitar el aislamiento del equipo de transformación del barraje y línea de energía, durante trabajos de mantenimiento, con capacidad para operar únicamente en condiciones de ausencia de carga. Será para montaje horizontal colocado en la estructura principal y tendrá apertura tripolar con rompimiento horizontal.

El seccionador deberá contar con cuchillas de puesta a tierra de operación simultánea en las tres fases. Su mecanismo de operación será motorizado con palanca tanto para las cuchillas de fases, como para las de puesta a tierra, y deberá contar con bloqueo mecánico para prevenir el cierre simultáneo de las fases y de la puesta a tierra.

Se instalarán tres seccionadores en la posición de salida de la bahía de 69 kV (hacia S/E Mi Lote): uno para bypass, uno a la entrada del GCB (Generator Circuit Breaker) y uno a la salida del GCB.

Se instalará un seccionador en la posición de entrada de la bahía de 69 kV (entrada LST Cervecería) el cual cumplirá las funciones de bypass a futuro y se proyecta la instalación de otros dos seccionadores, uno a la entrada del GCB y uno a la salida del GCB.

El seccionador de bypass será de montaje horizontal y los otros dos serán de montaje vertical, todos motorizados.

Solamente los seccionadores para bypass en cada posición deberán contar con cuchillas de puesta a tierra de operación simultánea en las tres fases y con bloqueo mecánico. Su mecanismo de operación será motorizado para las cuchillas de fase y manual con palanca para las cuchillas de tierra. Deberá contar con bloqueo mecánico para prevenir el cierre simultáneo de las cuchillas de las fases y de la puesta a tierra.

CARACTERÍSTICA	UNIDAD	NOMBRE/VALOR
Fabricante	-	Cleveland Price o similar
Tipo	-	DB-C/G022
Tensión Nominal	kV	69 kV
Tensión Operación max	kV	72.5 kV
BIL	kV	350
Flameo de impulso positivo	kV	390
Corriente nominal	A	1200
Corriente Cortocircuito momentánea (3 s)	kA	38
Corriente pico soportable	kA	65 (pico)
Duración del cortocircuito	Seg.	3
Apertura	-	Doble Apertura
Voltaje de los circuitos auxiliares	Vdc	48
Aisladores tipo estación	-	TR216
Distancia de Fuga	mm	1829
Peso aproximado (por Polo)	Kg	164.8

*Tabla 8 Características generales del GCB.  
Fuente: Quimpac Ecuador S.A.*

Deberá tener puntos muertos en las posiciones abierto y cerrado, de manera que las cuchillas queden fijas en las respectivas posiciones, y no puedan ser modificadas por acción del viento o de esfuerzos accidentales sobre las barras de accionamiento.

Con el objeto de asegurar la integridad del seccionador ante el caso de fallas mecánicas propias, el mecanismo deberá tener un embrague o un fusible mecánico que limite el esfuerzo máximo que puedan transmitir las barras de accionamiento.

El mecanismo de operación debe incluir la posibilidad de ser bloqueado en cualquiera de sus posiciones extremas, mediante un candado o un dispositivo electromecánico, e incluir un mecanismo de identificación de la posición.

En base a los datos del seccionador y a los estudios anexos a esta memoria, se certifica que el equipo cumplirá con los requisitos de aislamiento y capacidad que requiere el diseño de la subestación. Además de esto, para el seccionador se aplicarán las siguientes normas IEC:

NORMA IEC	TÍTULO
60038	IEC standard voltages.
60050-441	International Electrotechnical Vocabulary. Switchgear, controlgear and fuses.
60059	IEC standard current ratings.
60060	High-voltage test techniques.
60694	Common clauses for high-voltage switchgear and control gear standards.
62271-102	High-voltage switchgear and controlgear - Part 102: Alternating current disconnectors and earthing switches.

*Figura 35 Normas aplicables para la selección del GCB.  
Fuente: Quimpac Ecuador S.A.*

#### **4.4.3. Barraje de 69KV**

El barraje de 69 kV será constituido con conductor cuyas características se muestran a continuación. Esta barra estará soportada de la estructura por medio de aisladores de suspensión y contendrá los herrajes necesarios para colocar los puentes de interconexión.

CARACTERÍSTICA	UNIDAD	NOMBRE/VALOR
Calibre	AWG	500
Material	-	ACAR
Aleación de Aluminio externa	-	1350-H19
Aleación de aluminio interna (aluminio reforzado)	-	6201-T81
Número de hilos de la aleación externa	-	12
Número de hilos de la aleación interna	-	7
Sección Transversal	mm <sup>2</sup>	253,35
Resistencia eléctrica DC a 20° C	Ω/Km	0,1170
Peso	Kg/Km	697,46
Capacidad de conducción *	A	633

\* Capacidad de conducción calculada para una temperatura del conductor de 75 °C, temperatura ambiente 25 °C, emisividad de 0,5, viento de 0,61 m/seg. y con efecto del sol (1033 watts/m<sup>2</sup>).

Tabla 9 Características del conductor para barra.

*Fuente: Quimpac Ecuador S.A*

#### 4.4.4. Aisladores de suspensión de 69 kV

Los aisladores de suspensión de 69 kV serán del tipo polimérico, tipo estación y se sujetarán a la estructura del pórtico por medio de pernos galvanizados.

Los aisladores deben cumplir las siguientes características:

El núcleo será de fibra de vidrio reforzada con resina epóxica de alta dureza, resistente a los ácidos y, por tanto, a la rotura frágil; tendrá forma cilíndrica y estará destinado a soportar la carga mecánica aplicada al aislador. El núcleo

deberá estar libre de burbujas de aire, sustancias extrañas o defectos de fabricación.

El núcleo de fibra de vidrio tendrá un revestimiento hidrófugo de goma de silicón de una sola pieza aplicado por extrusión o moldeo por inyección. Este recubrimiento no tendrá juntas ni costuras, será uniforme, libre de imperfecciones y estará firmemente unido al núcleo; tendrá un espesor mínimo de 3 mm en todos sus puntos. La resistencia de la interface entre el recubrimiento de goma de silicón y el cilindro de fibra de vidrio será mayor que la resistencia al desgarramiento (tearing strength) de la Goma de silicón.

Las aletas aislantes serán, también hidrófugas de goma de silicón, y estarán firmemente unidas a la cubierta del cilindro de fibra de vidrio por moldeo como parte de la cubierta; presentarán diámetros iguales o diferentes y tendrán preferentemente, un perfil diseñado de acuerdo con las recomendaciones de la Norma IEC 815.

La longitud de la línea de fuga requerida deberá lograrse con el necesario número de aletas. El recubrimiento y las aletas serán de color gris.

Los herrajes extremos para los aisladores de suspensión estarán destinados a transmitir la carga mecánica al núcleo de fibra de vidrio. La conexión entre los herrajes y el núcleo de fibra de vidrio se efectuará por medio de compresión radial, de tal manera que asegure una distribución uniforme de la carga alrededor de este último.

Los herrajes para los aisladores tipo suspensión deberán ser de acero forjado o hierro maleable; el galvanizado corresponderá a la clase "C" según la norma ASTM A153.

Por el nivel de voltaje el aislador a adquirir tendrá características iguales o similares a las siguientes:

CARACTERÍSTICA	UNIDAD	NOMBRE/VALOR
Fabricante	-	MacLean o similar
Tensión nominal	kV	69
Tensión de diseño	kV	72,5
Voltaje de descarga a 60 Hz mínimo (seco)	kV	369
Voltaje de descarga a 60 Hz mínimo (húmedo)	kV	333
Voltaje de descarga a tensión de impulso positiva CIFO	kV	638
Voltaje de descarga a tensión de impulso negativa CIFO	kV	680
Distancia mínima de arco en seco	mm	947
Distancia mínima de fuga	mm	2.185
Carga mecánica específica	lbs	25.000
Material aislador	-	Goma Silicón
Peso aproximado	Kg	4,5

Tabla 10 Características de los aisladores de suspensión para 69kV.

*Fuente: Quimpac Ecuador S.A*

#### **4.4.5. Aisladores tipo station post de 69 kV**

Los aisladores de soporte de 69 kV serán del tipo polimérico, tipo estación y se sujetarán a la estructura del pórtico y a las bases metálicas por medio de pernos galvanizados.

Los aisladores deben cumplir las siguientes características:

El núcleo será de fibra de vidrio reforzada con resina epóxica de alta dureza, resistente a los ácidos y, por tanto, a la rotura frágil; tendrá forma cilíndrica y estará destinado a soportar la carga mecánica aplicada al aislador. El núcleo deberá estar libre de burbujas de aire, sustancias extrañas o defectos de fabricación.

El núcleo de fibra de vidrio tendrá un revestimiento hidrófugo de goma de silicón de una sola pieza aplicado por extrusión o moldeo por inyección.

Este recubrimiento no tendrá juntas ni costuras, será uniforme, libre de imperfecciones y estará firmemente unido al núcleo; tendrá un espesor mínimo de 3 mm en todos sus puntos.

La resistencia de la interface entre el recubrimiento de goma de silicón y el cilindro de fibra de vidrio será mayor que la resistencia al desgarramiento (tearing strength) de la Goma de silicón.

Las aletas aislantes serán, también hidrófugas de goma de silicón, y estarán firmemente unidas a la cubierta del cilindro de fibra de vidrio por moldeo como parte de la cubierta; presentarán diámetros iguales o diferentes y tendrán preferentemente, un perfil diseñado de acuerdo con las recomendaciones de la Norma IEC 815.

La longitud de la línea de fuga requerida deberá lograrse con el necesario número de aletas. El recubrimiento y las aletas serán de color gris.

Los herrajes extremos para los aisladores de suspensión estarán destinados a transmitir la carga mecánica al núcleo de fibra de vidrio. La conexión entre los herrajes y el núcleo de fibra de vidrio se efectuará por medio de compresión radial, de tal manera que asegure una distribución uniforme de la carga alrededor de este último.

Los herrajes para los aisladores tipo suspensión deberán ser de acero forjado o hierro maleable; el galvanizado corresponderá a la clase "C" según la norma ASTM A153.

Por el nivel de voltaje el aislador a adquirir tendrá características iguales o similares a las siguientes:

CARACTERÍSTICA	UNIDAD	NOMBRE/VALOR
Fabricante	-	MacLean o similar
Tensión nominal	kV	69
Tensión de diseño	kV	72,5
Voltaje de descarga a 60 Hz mínimo (seco)	kV	311
Voltaje de descarga a 60 Hz mínimo (húmedo)	kV	287
Voltaje de descarga a tensión de impulso positiva CIFO	kV	532
Voltaje de descarga a tensión de impulso negativa CIFO	kV	626
Distancia mínima de arco en seco	mm	809
Distancia mínima de fuga	mm	2,305
Carga mecánica específica	lbs	5000
Material aislador	-	Goma Silicón
Peso aproximado	Kg	4,5

Tabla 11 Características de los Aisladores tipo station post de 69 kV.

*Fuente: Quimpac Ecuador S.A*

#### **4.4.6.Descargador (Pararrayo) 60KV.**

Se instalarán pararrayos en la bahía de transformación y la bahía de salida, para proteger a los equipos contra sobretensiones transitorias o permanentes. Los pararrayos serán del tipo intemperie de 60 kV nominal, clase estación, Metal Top, con tecnología de Varistor Oxido Metálico (MOV)

Este se conectará por medio de un puente a la línea principal de la estructura antes mencionada. Estos pararrayos se instalarán en posición vertical, ver planos en los anexos.

Sus características principales deberán ser las siguientes:

CARACTERÍSTICA	UNIDAD	NOMBRE/VALOR
Fabricante	-	Balestro, o similar
Modelo	-	PBPE 60/10/2/H/P
Tensión Nominal (F-T)	kV (RMS)	60
MCOV	kV (RMS)	48
Nivel de protección de frente de onda (10kA)	kV pico	187
Tensión de descarga de impulso de maniobra (500 A)	kV pico	124
Vmax descarga a onda de impulso (8/20 us) a 10 kA	kV pico	159
Prueba de aislamiento a onda de impulso (1.2/50 us)		358
Distancia de fuga	mm	1.727,2
Clase	-	2
BIL	kV	350
Capacidad de disipación de energía	kJ/kV	3,4 o superior
Nivel de Cortocircuito	KArms-s	40-0,2
Peso	Kg	20

*Tabla 12 Características del descargador (pararrayo) 60kV.  
Fuente: Quimpac Ecuador S.A*

En base a los datos del descargador a 60 KV y a los estudios anexos, se certifica que el equipo cumplirá con los requisitos de aislamiento y capacidad que requiere el diseño del Patio de Seccionamiento. Para mayor información acerca de los cálculos para la selección de este descargador, refiérase al Anexo de Coordinación de Aislamiento.

Las normas aplicables a este equipo son las mostradas en la siguiente tabla:

NORMA	TÍTULO
IEC 60071- (Partes 1-5)	Insulation coordination
IEC 60099 - (Partes 1-7)	Surge arresters.
ANSI/IEEE – C62.11	Insulator manufacturing

*Figura 36 Normas aplicables para la selección de los pararrayos.  
Fuente: Quimpac Ecuador S.A.*

#### 4.4.7. Sistema de protección contra descarga atmosférica.

##### Normas.

Las especificaciones de ingeniería y consideraciones de cálculo están basadas en la siguiente norma internacional:

- IEEE STD. 998 – 1996 (Guide for Direct Lightning Stroke Shielding of Substation, 'Guía para protección de subestaciones contra descargas atmosféricas').

#### 4.4.8. Diseño de protección atmosférica.

El presente diseño de protección contra descargas atmosféricas está basado en el Modelo Electro-Geométrico (EGM por sus siglas en inglés). Se diferencia de los modelos de diseño clásicos en que no utiliza ángulos fijos de protecciones ni curvas de distancias de protección empíricas. Entre las principales consideraciones del modelo están las siguientes:

- Las descargas se asumen perpendiculares en su punto de incidencia.
- Se obtienen distancias diversas de descarga para distintos niveles de voltaje, diferenciando mástiles, conductores de energía eléctrica y el suelo.
- Se puede asumir una corriente de descarga promedio de 24 KA.
- Este modelo no se restringe a una forma específica de la ecuación de distancia de descarga.

Se necesitan introducir algunas relaciones adicionales previas a la aplicación del Modelo Electro-Geométrico. Tales relaciones toman en cuenta los valores críticos de BIL (Basic Lightning Impulse Level) y CFO (Negative Polarity Impulse Critical Flashover). La ecuación que los agrupa es:

$$I_s = \frac{2,2(BIL)}{Z_s} \quad (1) \quad ; \quad \text{o también } I_s = \frac{2,068(CFO)}{Z_s} \quad (2)$$

*I<sub>s</sub> = corriente de descarga disponible en kA*

*BIL = Basic Lightning impulse level, en kV*

*Z<sub>s</sub> = impedancia transiente del conductor en ohmios*

Figura 37 Ecuación para Modelo Electro-Geométrico.  
Fuente: Quimpac Ecuador S.A.

#### 4.4.9. Datos de cálculo.

Basándose en las consideraciones anteriores podemos resumir los cálculos en las siguientes tablas.

**Nivel de voltaje: 13.8kV.**

DESCRIPCIÓN	VALOR
KV BIL (menor valor de los equipos)	95 kV
$I_s$ (corriente de descarga)	2 kA
$P(I)$ (probabilidad)	99.8%
$S$ (distancia de descarga) ( $k=1$ )	12.55 m

Tabla 13 Protección contra descargas atmosféricas a nivel de 13.8KV (Descargas a conductores y al suelo)  
Fuente: Quimpac Ecuador S.A.

DESCRIPCIÓN	VALOR
KV BIL (menor valor de los equipos)	95 kV
$I_s$ (corriente de descarga)	2 kA
$P(I)$ (probabilidad)	99.8%
$S$ (distancia de descarga) ( $k=1,2$ )	15,06 m

Tabla 14 Protección contra descargas atmosféricas a nivel de 13.8KV (Descargas a mástiles).  
Fuente: Quimpac Ecuador S.A.

**Nivel de voltaje: 69kV.**

DESCRIPCIÓN	VALOR
KV BIL (menor valor de los equipos)	350 kV
$I_s$ (corriente de descarga)	2 kA
$P(I)$ (probabilidad)	99.8%
$S$ (distancia de descarga) ( $k=1$ )	12.55 m

Tabla 15 Protección contra descargas atmosféricas a nivel de 69 KV (Descargas a conductores y al suelo)  
Fuente: Quimpac Ecuador S.A.

DESCRIPCIÓN	VALOR
KV BIL (menor valor de los equipos)	350 kV
$I_s$ (corriente de descarga)	2 kA
$P(I)$ (probabilidad)	99.8%
$S$ (distancia de descarga) ( $k=1,2$ )	15.06 m

Tabla 16 Protección contra descargas atmosféricas a nivel de 69 KV (Descargas a mástiles).

Fuente: Quimpac Ecuador S.A.

#### Resumen de distancias de descarga.

DESCRIPCIÓN	VALOR
Descarga a conductores (13,2kV)	12.55 m
Descarga a mástiles (13,2kV)	15.06 m
Descarga a conductores (69kV)	12.55 m
Descarga a mástiles (69kV)	15.06 m

Tabla 17 Resumen de distancias de descarga atmosférica.

Fuente: Quimpac Ecuador S.A.

#### 4.4.10. Interruptor en SF6 tanque vivo a 69KV

Este equipo servirá como protección del transformador a nivel de 69 KV. Su operación dependerá de las señales provenientes del relé de protección principal y del tablero de control. Serán aislados en SF6, de tipo tanque vivo, mecanismo de operación con resorte motorizado.

Sus características principales deberán ser las siguientes:

Trifásico, con medio de extinción en SF6, del tipo "Tanque Vivo",

Accionamiento mediante resorte cargado por motor de corriente continua; apropiado para instalación a la intemperie sobre estructura metálica auto soportante suministrada por el fabricante.

El Interruptor deberá estar diseñado para operación eléctrica local -manual-automático y remota-manual-automático, esta última condición aplica solo para los disyuntores de protección de Red de Entrada y Salida a 69 kV, mas no para el disyuntor de protección del transformador.

Estarán provistos de un mecanismo por acumulación de energía por resorte cargados con motor de corriente continua de preferencia a 48 VDC y adecuado para recierre trifásico.

El mecanismo de accionamiento manual para efectuar operaciones de mantenimiento y emergencia, deberá estar enclavado, para cuando se encuentre en uso evitar la operación remota.

Todos los aparatos eléctricos que proporcionen el cierre del interruptor, bobinas y motor deben ser capaces de operar en un rango entre +/- 10 % del Voltaje 48 VDC

El voltaje nominal de servicio disponible para calefacción (Disipadores de Humedad) será 1Ø - 120/240 VAC, dos o tres hilos para corriente alterna, y 48 voltios DC - 2 hilos para Corriente continua, para motor y bobinas de cierre o disparo.

Se deberá proporcionar un dispositivo para efectuar la apertura manual localmente en caso de emergencia, palanca de carga de resorte manual y protegido contra operación accidental.

El mecanismo de cierre se diseñará en tal forma que no interfiera con el mecanismo de disparo. El mecanismo de cierre deberá desenergizarse automáticamente, cuando se complete la operación. El interruptor estará provisto de un dispositivo de "antibombeo" ("antipumping" device).

El sistema de mando estará provisto para ser accionado:

- A distancia o localmente, seleccionable mediante un conmutador instalado en la caja de control del interruptor. A distancia corresponderá el mando exclusivo de los Disyuntores de Protección de Red
- Localmente con un juego de botones pulsadores, debiendo permanecer operativa la protección.
- Automáticamente por las órdenes emitidas desde las protecciones y automatismos.
- Dispositivo de disparo de emergencia (local).

El Gabinete de control de los Disyuntores deberá ser construido en acero inoxidable, a prueba de intemperie con grado de protección IP 54 mínimo y dispondrá de un control y calefactor eléctrico para reducir la humedad relativa al nivel tolerado por los equipos.

Las bobinas de control, sistema de mando, interruptores auxiliares, bloques terminales, etc., deberán estar alojados en una caja, centralizando el mando para los 3 polos del interruptor.

El interruptor deberá poseer un contador mecánico de operaciones, ubicado en el gabinete de control.

El medio de extinción será Gas Hexafluoruro de azufre (SF<sub>6</sub>), la calidad de fluido extintor deberá mantenerse de modo tal que el poder de ruptura nominal sea garantizado hasta un grado de envejecimiento admisible, correspondiente al número de interrupciones garantizado, sin reemplazo del gas.

El poder de ruptura del interruptor estará garantizado para una presión mínima del gas SF<sub>6</sub> para la tensión mínima de mando a la cual dicho sistema de mando funciona correctamente.

El interruptor contará con dispositivos de alarma y protección contra pérdidas lentas y súbitas de gas, de modo que el equipo no accione fuera de sus condiciones nominales de diseño.

Los Disyuntores deben ser suministrados con los siguientes accesorios:

- Estructura metálica de soporte de los polos del interruptor incluidos pernos de anclaje.
- Disparo manual, preferentemente del tipo push - button, con facilidades para bloqueo del disparo manual.
- Contador de operaciones.
- Indicador mecánico de posición “abierto/cerrado”.
- Cabina metálica incorporada al interruptor, para alojar el mecanismo de operación. Esta cabina debe contener facilidades para un fácil acceso al equipo y todos los terminales para el cableado de control, protección y alarma. Debe poseer calefacción para evitar condensación y facilidades para asegurar con candado las puertas.
- Switch auxiliar para proporcionar servicio de protección, control, medida, alarma etc.
- Switch selector para operación local/remota
- Todo el equipo necesario para el correcto funcionamiento del interruptor tales como: relés auxiliares, contactores, switches de presión.
- Monitor de densidad de Gas SF<sub>6</sub>, con contactos para alarma y bloqueo por falla.
- Dispositivos para recibir orden de apertura, cierre, y bloqueo a distancia.

Las consideraciones que deben ser tomadas en cuenta para el mecanismo de cierre por resortes, son las siguientes:

- El interruptor no podrá cerrarse mientras estén siendo cargados los resortes.
- Los resortes deben estar completamente cargados antes de poder liberar el seguro para la operación del cierre.
- Debe ser posible cargar los resortes en todo momento (contactos abiertos o cerrados).
- El mecanismo de cierre debe ser diseñado en tal forma que los resortes no se descarguen por efectos de la vibración al producirse la apertura del interruptor en condiciones de cortocircuito.

- Se debe disponer de una indicación mecánica que señale “resorte cargado/resorte descargado”. Además, es necesario contar con las facilidades para poder cargar el resorte manualmente.
- Los resortes deben cargarse automáticamente, después de que la operación de cierre se haya llevado a cabo.

El interruptor deberá ser suministrado completamente ensamblado. Incluirá su estructura de soporte completa, estructura que será galvanizada. En el sitio, únicamente se extenderán las patas para montarlo y fijarlo. El equipo vendrá con el gas aislante SF6 en su interior.

En base a los datos del disyuntor y a los estudios anexos a esta memoria, se certifica que el equipo cumplirá con los requisitos de aislamiento y capacidad que requiere el diseño de la subestación. Además de esto, para el disyuntor se aplicarán las siguientes normas IEC:

NORMA IEC	TÍTULO
60038	IEC standard voltages.
60050-441	International Electrotechnical Vocabulary. Switchgear, controlgear and fuses.
60059	IEC standard current ratings.
60060	High-voltage test techniques.
60694	Common clauses for high-voltage switchgear and control gear standards.
62271-100	High-voltage switchgear and controlgear - Part 100: Alternating current circuit-breakers.

*Figura 38 Normas aplicables para la selección del Disyuntor tanque vivo a 69kV.  
Fuente: Quimpac Ecuador S.A.*

CARACTERÍSTICA	UNIDAD	NOMBRE/VALOR
Fabricante	-	Crompton Greaves o similar
Tipo	-	70-SMF-40AA
Tensión Nominal	kV	69
Tensión de diseño	kV	72.5
BIL	kV	350
Frecuencia	Hz	60
Corriente nominal	A	1200
Poder de cierre	kA	100
Corriente Cortocircuito	kA	40
de corta duración (3 seg.)		
Duración nominal de cortocircuito	s	3
Máximo tiempo total de interrupción	ciclos	5
Mínima distancia de contorno aislamiento	mm	1.815 mm
Voltaje operación motor	Vdc	48
Voltaje operación circuito auxiliar	Vac	220
Peso total	Kg	890

*Tabla 18 Características del disyuntor en SF6 tanque vivo a 69kV.  
Fuente: Quimpac Ecuador S.A*

#### **4.4.11. Disyuntor en SF6 tanque muerto a 69KV.**

El interruptor previsto como elemento de corte de fallas para la entrada y salida del patio de seccionamiento de la subestación QUIMPAC, será aislado en SF6, de tipo tanque muerto, mecanismo de operación con resorte motorizado.

Este equipo servirá como protección de la salida a nivel de 69 KV. Su operación dependerá de las señales provenientes del relé de protección principal y del tablero de control.

Sus características principales deberán ser las siguientes:

Los mecanismos de operación deberán ser accionados con motor con cierre y apertura por resortes.

El mecanismo estará contenido en un armario a prueba de intemperie, polvo, corrosión; deberá ser hermético al agua con grado de protección IP55 de acuerdo con IEC-60529, y estará protegido contra contactos accidentales.

El mecanismo de operación debe ser de disparo libre, según IEC-62271-100 con dispositivo antibombeo.

El comando debe ser del tipo tripolar. Los polos del INTERRUPTOR estarán interconectados adecuadamente para asegurar una operación simultánea tripolar y positivamente segura.

Debe proveerse un dispositivo de enclavamiento que bloquee el cierre del interruptor cuando no exista la suficiente energía acumulada o en caso de que la densidad del SF6 esté bajo el nivel permitido, el interruptor debe bloquearse.

Una vez iniciada una operación de cierre o apertura, la misma debe completarse siempre sin interrupción y de manera independiente de medios externos.

El sistema tendrá autonomía suficiente para efectuar por lo menos un ciclo nominal completo de operaciones.

Además de lo expresado anteriormente, deberán cumplirse los siguientes requisitos:

- La operación de cierre no debe realizarse mientras los resortes no estén plenamente cargados.
- Los resortes deben recargarse automáticamente cuando se haya completado la operación de cierre.
- Cuando el interruptor esté en la posición "CERRADO", debe prevenirse que se descarguen los resortes cargados a causa de la presencia de una orden de cierre repetida o mantenida.

- Si se presenta una falla en el suministro de energía eléctrica mientras está actuando el motor de carga de resorte, debe poder completarse la operación manualmente. Al completarse la carga manual, el interruptor debe quedar en capacidad de trabajar normalmente.
- Los motores de carga de los resortes deben ser alimentados al voltaje de servicios auxiliares de acuerdo a lo especificado por la ED.

El mecanismo de operación debe ser adecuado para operación eléctrica local o remota. La selección deberá realizarse mediante un dispositivo local provisto de una llave removible, debiendo ser posible esta remoción solo cuando el selector esté en la posición "REMOTO". La operación local deberá realizarse por medio de botoneras de comando. Adicionalmente deberá ser posible la operación directa local de forma manual y debe proveerse un medio para disparo manual de emergencia.

El resorte del mecanismo de operación debe ser también manualmente recargable por medio de manivela, la misma que al insertarse debe desconectar automáticamente el suministro de energía al accionamiento eléctrico.

En caso de producirse una operación manual local de cierre del interruptor contra una falla que produzca la máxima corriente de cortocircuito, el operador debe estar completamente protegido de posibles daños que le pueda ocasionar esta operación.

Se deberá incluir en el circuito de cierre un contacto eléctrico auxiliar, para evitar un cierre no deseado, hasta resetearlo manualmente.

Las bobinas de cierre y disparo deben ser diseñadas para el voltaje de corriente continua de servicios auxiliares de acuerdo a lo especificado por la ED.

Para efectos de mantenimiento, los mecanismos de operación deben disponer de medios adecuados para la apertura y el cierre del interruptor.

Debe existir un indicador visual de la posición de los contactos del interruptor, que será instalado exteriormente. Se usará la palabra "ABIERTO" sobre un fondo de color verde y la palabra "CERRADO" sobre un fondo de color rojo.

### **Gabinete de Comando y Control.**

El gabinete de comando y control debe contener todos los equipos necesarios para el comando y control del interruptor, que pueden estar alojados en el mismo gabinete que contiene el mecanismo de operación. En caso de ser un gabinete separado, este será a prueba de intemperie, polvo y corrosión, debiendo ser protegido contra contactos accidentales y ser hermético al goteo, con grado de protección IP55 de acuerdo con IEC60529.

Para el accionamiento eléctrico tripolar local deben proveerse por lo menos los botones para "apertura" y "cierre" y el selector "local-remoto", localizados de tal manera que permitan al operador realizar las maniobras desde el nivel del suelo. Los selectores LOCAL-REMOTO deben tener 2 contactos auxiliares tipo "a" y "b" a disposición para señalización remota.

El gabinete debe estar provisto de un contador del número de operaciones del interruptor.

Se deben proveer placas removibles en el fondo de los gabinetes para entrada de los ductos, con suficiente espacio para la conexión del cableado externo. Todos los dispositivos de control y alarmas serán conectados a los terminales de las regletas localizadas en el gabinete de control.

Los cables que llegan desde los transformadores de corriente serán conectados a regletas del tipo cortocircuitable, localizadas en el gabinete de control del interruptor. Las platinas de cortocircuito de las regletas cortocircuitables estarán aterrizadas. Los conductores de los secundarios de los transformadores de corriente serán de calibre 12 AWG (3.31 mm<sup>2</sup>).

En los terminales de la regleta, se tendrá un tornillo y los cables se conectarán usando terminales de ojo para machinar.

En cada terminal de los conductores se tendrán marquillas de cable para la identificación de los mismos. Todos los componentes de los gabinetes deben estar conectados a bloques de terminales diseñados para una sección de conductor de hasta 10 mm<sup>2</sup> (2 x 10 AWG). Se dejarán, por lo menos, 10 terminales libres para uso del cliente.

El cableado interno de los gabinetes será realizado con cable de una sección mínima de 12 AWG (3.31 mm<sup>2</sup>) aislado para 600 V, y con característica de resistencia al fuego, a la humedad y al moho. Los gabinetes estarán provistos de una resistencia anticondensación con termostato, higrómetro e interruptor, una lámpara para iluminación interior con interruptor y un tomacorriente doble. Todos estos dispositivos serán adecuados para operar a 120 VCA.

Este equipo deberá traer contactos de alarma por baja presión de SF<sub>6</sub>, por pérdida de energía de control, por resorte descargado. Sus bobinas de disparo y cierre deben ser a 48 Vdc, al igual que su motor de recarga. Deberá tener además facilidad de comprimir el resorte manualmente.

Además, deberá traer banderas de indicación de posición y luces piloto indicativas de su status. En base a los datos del disyuntor y a los estudios anexos a esta memoria, se certifica que el equipo cumplirá con los requisitos de aislamiento y capacidad que requiere el diseño de la subestación. Además de esto, para el disyuntor se aplicarán las siguientes normas IEC:

NORMA IEC	TÍTULO
60038	IEC standard voltages.
60050-441	International Electrotechnical Vocabulary. Switchgear, controlgear and fuses.
60059	IEC standard current ratings.
60060	High-voltage test techniques.
60694	Common clauses for high-voltage switchgear and control gear standards.
62271-100	High-voltage switchgear and controlgear - Part 100: Alternating current circuit-breakers.

*Figura 39 Normas aplicables para la selección del Disyuntor tanque muerto a 69kV.  
Fuente: Quimpac Ecuador S.A.*

CARACTERÍSTICA	UNIDAD	NOMBRE/VALOR
Fabricante	-	SIEMENS o similar
Tipo	-	SPS2
Tensión Nominal	kV	72,5
BIL	kV	350
Frecuencia	Hz	60
Corriente nominal	A	1.200
Capacidad nominal de interrupción en cortocircuito (3 seg.)	kA	40
Duración nominal de cortocircuito	S	3
Máximo tiempo total de interrupción	Ciclos	5
Poder de cierre	kA	100
Voltaje operación motor	Vdc	48
	Vac	220
Voltaje operación circuito auxiliar		
Mínima distancia de contorno aislamiento	mm	1.815
Peso total	Kg	1.827

*Tabla 19 Características del disyuntor tanque muerto a 69kV.  
Fuente: Quimpac Ecuador S.A.*

#### **4.4.12. Transformadores de corriente para protección a 69KV.**

Se utilizará dos tipos de Transformadores de Corriente (TC's):

- Protección para Posición de Transformación.
- Protección de Entrada y Salida de la Línea 69 kV (TC's montados en Interruptor Tanque Muerto)

Las características principales para los TC's de la posición de transformación son:

<b>CARACTERÍSTICA</b>	<b>UNIDAD</b>	<b>NOMBRE/VALOR</b>
Fabricante	-	GEMINI o Similar
Tipo	-	GCT 72,5
Tensión máx.	KV	72,5
Frecuencia	Hz	60
Corriente Primario	A	1200:1000:900:800:600:500:400:300:200:100
Corriente Primario	A	1200:1000:900:800:600:500:400:300:200:100
Corriente Secundario	A	5
BIL	KV	350
Núcleo 1		5P20 30VA
Núcleo 2		5P20 30VA
Tensión a Frec. Indst	KV	140
Distancia de fuga	mm	2.250

*Tabla 20 Características de transformadores de corriente para protección.  
Fuente: Quimpac Ecuador S.A.*

Las características principales para los TC's de la posición de entrada y salida instalados en los bushings del interruptor tanque muerto son:

<b>CARACTERÍSTICA</b>	<b>UNIDAD</b>	<b>NOMBRE/VALOR</b>
Fabricante	-	SIEMENS
Tensión máx.	KV	72,5
Frecuencia		60
Núcleos por bushing	-	2
Corriente Primario 1	A	1200:1000:900:800:600:500:400:300:200:100
Corriente Primario 2	A	1200:1000:900:800:600:500:400:300:200:100
Corriente Secundario	A	5
Corriente nominal de corta duración (1 s)	A	1.440
BIL	KV	325
Núcleo 1		CL 5P 30VA
Núcleo 2		CL 5P 30VA

*Tabla 21 Características principales para TC's de entrada y salida.  
Fuente: Quimpac Ecuador S.A.*

Para los transformadores de corriente se aplicarán las siguientes normas IEC:

NORMA IEC	TÍTULO
60038	IEC standard voltages.
60044-1	Instruments Transformers Part-1: Current Transformers.
60044.6	Instruments Transformers Part-6: Requirements for current transformers for transient performance.
IEE Std. C57.13-1993.	Standard Requirements for Instruments Transformers.

*Figura 40 Tablas de normas para la selección de TC's.*

*Fuente: Quimpac Ecuador S.A.*

El diagrama de conexionado de los CTs, para protección se muestra en el Anexo Diagrama Unifilar.

#### **4.4.13. Transformadores de voltaje para protección a 69KV.**

Cada equipo servirá para enviar las señales a los respectivos tableros, únicamente para la protección del sistema.

Las características principales para los TP's de la subestación son:

CARACTERÍSTICA	UNIDAD	NOMBRE/VALOR
Fabricante	-	GEMINI o Similar
Tipo	-	GVT-72,5
Tensión máx.	KV	72,5
Frecuencia	Hz	60
Voltaje Primario	V	69.000/ $\sqrt{3}$
Voltaje Secundario	V	110
BIL	KV	325
Factor de sobretensión		
Limitado	-	1.2
30 S	-	1.5
Nivel de aislamiento a frec. industrial	kV	160
Núcleo 1		CL 3P 75VA
Tensión a Frec. Industrial	KV	140
Distancia de fuga	mm	2.250

*Tabla 22 Características para la selección de los TP's.*

*Fuente: Quimpac Ecuador S.A.*

Para los transformadores de voltaje se aplicarán las siguientes normas IEC:

NORMA IEC	TÍTULO
60038	IEC standard voltages.
60044-1	Instruments Transformers Part-2: Voltage Transformers.
IEE Std. C57.13-1993.	Standard Requirements for Instruments Transformers.

*Figura 41 Normas aplicables para la selección de TP'S.  
Fuente: Quimpac Ecuador S.A.*

#### **4.5. Tableros de control y protección.**

Dentro del cuarto de control se instalarán tres tableros de control, un tablero para el control y la protección de la subestación QUIMPAC, un tablero para el control y protección de la entrada y salida de línea y un tablero para el control y protección de barra de la bahía a 69 kV (instalación a futuro).

En el cuarto de control de la subestación, para protección, alarmas y control, se instalarán tres tableros metálicos fabricados en plancha de hierro negro laminado al frío de 1,5 mm de espesor, pintado al horno, tipo interior.

El tablero de posición de transformación deberá poseer los siguientes elementos de manera general:

- Relé de protección Basler BE1-11t o similar. Incluye protección diferencial (87T y 87N), de sobrecorriente de fase (50 y 51) y sobrecorriente de neutro (50N y 51N).
- Relé de bloqueo (86).
- Interruptores Electros witch para apertura y cerrado de los disyuntores (69 kV y 13,8 kV) y seccionadores.
- Luces indicadoras de estado 48 Vdc.
- Iluminación interior del gabinete.
- Borneras de prueba.
- Mímico de la subestación.
- Relé de Alarma 12 pasos.

El tablero de posición de entrada y salida de línea deberá poseer los siguientes elementos de manera general:

- 2 Relé de protección Basler BE1-11f o similar. Incluye protección de sobrecorriente de fase (50 y 51), sobrecorriente de neutro (50N y 51N) y sobrecorriente direccional de fase (67). (Solo el Relé de sobrecorriente para la salida de Línea estará habilitado, el Relé de sobrecorriente para la entrada de línea se implementará a futuro).
- Interruptor Electros witch para apertura y cerrado de los disyuntores y seccionadores.
- Iluminación interior del gabinete.
- Luces indicadoras de estado 48 Vdc.
- Borneras de prueba.

El tablero de protección de barra deberá poseer los siguientes elementos de manera general:

- Relé de protección SEL 487B o similar. Incluye protección diferencial de barra (87B) (Se implementará a futuro).
- Relé de bloqueo (86).
- Luces indicadoras de estado 48 Vdc.
- Iluminación interior del gabinete.
- Borneras de prueba.

#### **4.5.1. Conductores para circuito de control.**

Los conductores de alimentación y medición, serán multipolares #10 AWG de tipo TCTHHN.

Los conductores para señales, serán multipolares #12 AWG de tipo TC-THHN.

Las normas aplicables a estos conductores son:

NORMA	
ASTM B-3	Alambres de cobre recocido o suave.
ASTM B-8	Conductores trenzados de cobre en capas concéntricas.
ASTM B-787	Conductores trenzados de cobre con 19 hilos, formación unilay para ser aislados posteriormente.
UL - 83	Alambres y cables aislados con material termoplástico.
NEMA WC-57	Norma para cables de control de cobre.

*Figura 42 Normas aplicables para la selección de conductores de control.  
Fuente: Quimpac Ecuador S.A.*

#### **4.5.2. Panel anunciador de alarmas.**

Para el tablero de control y protección del transformador el sistema será complementado con un panel anunciador visible y audible, con capacidad para transmitir una alarma remota y puerto de comunicaciones. La alimentación será 48 VDC y deberá tener un mínimo de 12 puntos de alarma por medio de contacto frío. Se recomienda el equipo Control COMPALARM C2C o similar.

El anunciador de alarma servirá como alarma sonora para los siguientes eventos:

- Baja presión de SF6 en el interruptor de potencia.
- Resorte descargado del interruptor de potencia.
- Bajo nivel de aceite del transformador.
- Alta temperatura de aceite del transformador.
- Alta temperatura de devanados del transformador.
- Disparo de relé de sobrepresión.
- Disparo de relé Buchholz.
- Disparo ocasionado por el relé de protección del transformador.
- Disparo ocasionado por la operación del interruptor de media tensión.
- Apertura de alimentación AC ó DC

#### **4.6. Servicios auxiliares DC.**

El sistema de servicios auxiliares será a 48VDC. Constará de un banco de baterías a 48VDC y cargador de Baterías El tratamiento de este tema se lo encuentra en el Anexo Servicios auxiliares DC. Ver también planos.

#### 4.6.1. Normas aplicables para servicios auxiliares en DC.

Los cálculos mostrados a continuación están basados en las siguientes normas:

- IEEE 1013-2000 Recommended Practice for Sizing Lead-Acid Batteries for Photovoltaic (PV) Systems.
- IEEE 1115-2000 Recommended practice for Sizing Nickel- Cadmium Batteries for stationary applications.

#### 4.6.2. Configuración del sistema.

El Sistema de corriente directa va a estar conformado por los siguientes elementos:

- Banco de Baterías.
- Cargador de Baterías.

La confiabilidad y el capital disponible son aspectos prioritarios a la hora de definir la combinación “Batería- Cargador”.

La tabla 1, muestra las principales características eléctricas asociadas a esta combinación.

TIPO	VENTAJAS	DESVENTAJAS
Una batería 100% Un Cargador 100%	✓ Costo Bajo	✓ Pérdida total de la fuente DC en caso de daño. ✓ Ante un mantenimiento es necesario aislar la combinación Cargador/Baterías.
Dos baterías 50% Dos Cargadores 100%	✓ Costo medio. ✓ Ante la pérdida de un cargador, la fuente DC no es interrumpida. ✓ Cada banco de batería puede ser aislado sin afectar la salida de voltaje DC.	✓ 50% de pérdida de la capacidad ante una pérdida de un banco de batería durante una falla.
Dos baterías 100% Dos Cargadores 100%	✓ 100% de capacidad ante la salida de un banco de batería.	✓ Alto costo. ✓ Mayor espacio. ✓ Incremento en los costos de mantenimiento.

Tabla 23 Cuadro comparativo para distintas combinaciones batería – cargador.  
Fuente: Quimpac Ecuador S.A.

El esquema seleccionado, tanto por razones de espacio así como económicas, es un cargador de baterías 100% y un banco de baterías 100%. Su diagrama unifilar es el siguiente:

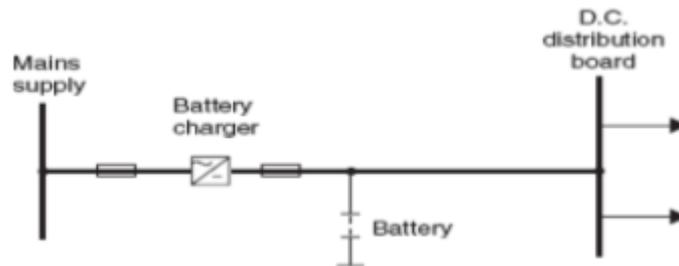


Figura 43 Diagrama unifilar para servicio auxiliar DC.  
Fuente: Quimpac Ecuador S.A.

#### 4.6.3. Banco de baterías.

Es una fuente independiente de energía de corriente directa. Los voltajes estándares para este tipo de fuente pueden ser de 24, 48, 125 y 250 VDC. Esta fuente se encuentra conformada por un número determinado de celdas conectadas en serie, para obtener la tensión requerida. De acuerdo a la composición de su electrolito, estas pueden ser:

- Plomo ácido.
- Níquel cadmio.

El banco de baterías debe mantenerse siempre con un voltaje de flotación, este debe ser ligeramente más alto que el voltaje nominal del banco. Esto último es necesario a fin de que el banco de baterías este siempre en su máxima carga. El fabricante de las baterías debe indicar el valor del voltaje de flotación, y este debe ser provisto por el cargador de baterías de manera automática. El cargador de baterías, además deberá contar con su propio sistema de alarmas, y debe ser revisado cotidianamente por el personal encargado de la subestación.

#### 4.6.4. Cálculo del banco de baterías.

Los principales pasos a desarrollar para el dimensionamiento del banco de baterías, son los siguientes:

- Definir la carga DC de la subestación.
- Clasificar estas cargas en Momentáneas y continuas.

Carga Momentánea.- Son cargas que operan durante un minuto o menos. Los amperios/horas requeridos para este tipo de carga son usualmente bastante bajos. Aunque su efecto en el voltaje en los terminales de las baterías es considerable y debe tomarse en cuenta.

Ejemplo: Arranque de motores, energización de bobinas, operación de motores durante un corto tiempo.

Carga Continua.- Son cargas que operan de manera constante en el sistema.

Ejemplo: Luces indicadoras, anunciador de alarmas, equipos de comunicación y protección.

- Calcular los amperios / horas de la carga DC en un lapso determinado de tiempo.
- Definir los días de respaldo de la fuente DC. Se considerará para un tiempo de 8 horas.
- Seleccionar los amperios horas de las baterías.

#### 4.6.5. Definición de la carga.

A continuación se detalla las cargas que serán alimentadas por la fuente auxiliar de corriente directa.

CARGA	Cantidad	Potencia W	Corriente A	Horas/Día	Amperios Horas
Luces Indicadoras	80	60	1.25	8	10
Foco para Iluminación	15	320	6.66	8	53.28
Anunciador de Alarma	2	40	0.833	8	6.67
Rele de Protección	4	40	0.833	8	6.67
Medidor 7650	2	60	1.25	8	10
Sirena	1	80	1.66	8	13.28
Equipos SCADA	1	80	1.66	8	13.28
<b>TOTAL</b>			<b>14.15</b>	<b>8</b>	<b>113.17</b>

Tabla 24 Planilla de cargas DC continuas.  
Fuente: Quimpac Ecuador S.A.

CARGA	Cantidad	Potencia W	Corriente A	Horas/Día	Amperios Horas
Arranque del Motor Disyuntor 69 y 15 KV	3	5144	107.16	4.63E-05	0.004962
Carga del Resorte Disyuntor 69 y 15 KV	3	1470	30.63	0.002777	0.085081
Bobina de Disparo del Disyuntor 69 y 15 KV	3	1000	20.83	4.63E-05	0.000964
Bobina de Cierre Disyuntor 69 y 15 KV	3	1000	20.83	4.63E-05	0.000964
Arranque del Motor Seccionadores 69 KV	5	2100	43.75	4.63E-05	0.002025
<b>TOTAL</b>			<b>223.20</b>	<b>2.96E-03</b>	<b>0.6611</b>

Tabla 25 Planilla de cargas DC momentaneas.  
Fuente: Quimpac Ecuador S.A.

#### 4.6.6. Calculo banco de baterías

La carga obtenida es de aproximadamente 115 A-h, por lo que el banco de baterías deberá ser como mínimo de 115 amperios hora.

Existen factores recomendados por la norma IEEE std 485-1997, los cuales consideran un 10% más como margen de diseño y un factor de envejecimiento de 20%.

Al utilizar estos factores se tiene:

$$=115 \text{ A-h} \times 1.10 \times 1.20$$

$$=151.8 \text{ A-h}$$

De acuerdo al resultado de cálculo, se ha seleccionado un banco de baterías de 150 A-h de capacidad, el cual es un valor común en el mercado.

Se resumen las características del banco a adquirir:

- Capacidad: 150 A-h
- Tensión Nominal del Sistema: 48 Vcd
- Número de celdas: 4 Un
- Tensión Mínima del Sistema: 44 Vcd
- Tensión Máxima del Sistema: 58 Vcd

Cada batería debe cumplir con las características eléctricas siguientes:

- Tipo: Acido-Plomo
- Cantidad: 4
- Tensión nominal por celda: 12 V/celda.
- Temperatura: 20° C a 25 ° C.
- Rango de tensión de flotación a 25 °C: 13.5 a 13.8 V/celda
- Capacidad: 8 horas a 1.75 VPC a 25°C
- Deben cumplir con las especificaciones U2-94V-0 y 28% LOI
- Tensión final de descarga: 1,75 V/celda como mínimo.

#### **4.6.7. Selección del cargador de baterías.**

El cargador de baterías será monofásico con opción de funcionamiento a 240VAC. Su salida será a 48 VDC y su capacidad de 50 amperios. Este deberá ser adecuado para el tipo Plomo-Ácido. Además deberá tener opciones de salida de voltaje flotante, voltaje ecualizante y selección automática.

Para confirmar el valor de 50 A como corriente de carga, a continuación se calculará la capacidad de carga mínima del cargador de baterías. Para ello se utilizará la siguiente fórmula:

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

Dónde:

A =Capacidad de carga (amperios)

L =Carga continua (amperios)

C =Descarga (amperios-hora)

H =Tiempo de recarga (horas)

La carga continua de las baterías sería de 14.15 A, los AH serán de 115 y el tiempo de recarga se estimó en 8 horas. Por ello el cargador de batería debería tener una capacidad mínima de 29.71 A. Con ello se confirma que la capacidad de carga seleccionada para el cargador de baterías (50 A), es

correcta. Este valor incluso cubre los amperios horas de reserva con los que se seleccionó el banco de baterías.

Se resumen las características del cargador a adquirir:

### **Generales**

- Marca: HINDLE POWER o similar
- Alimentación Monofásica
- Voltaje AC de entrada 240Vac
- Frecuencia AC 60 HZ +/- 5%
- Voltaje DC de salida 48Vdc
- Corriente DC de salida 50 A
- Salida Filtrada
- Ajuste de flotación 44 a 58 Vdc
- Ajuste de ecualización 46.8 a 59.0 Vdc

### **Entrada AC**

- Tolerancia en voltaje: + 10% a -12%
- Tolerancia de frecuencia: + -5%
- Eficiencia: 80 o mayor, desde el 50 al 100% de la carga.

### **Salida DC**

- Evaluación continua, hasta 110% corriente de salida, al voltaje máximo de ecualización a 50 grados centígrados Tolerancia de frecuencia: + - 5%
- Ajuste de corriente, desde 60 a 110% de la corriente de salida.
- Regulación de voltaje, +/- 0.5% para variaciones en la fuente, carga o temperatura.
- Rizado DC de salida: menor a 30 mV RMS

### **Características**

- Arranque suave: la corriente debe incrementarse gradualmente para proteger los equipos contra elevados incrementos bruscos de corriente.

- Disparo por alto voltaje: se dispondrá de un circuito de seguridad ajustable, que debe apagar el cargador en caso que el nivel de voltaje exceda un valor preajustado.
- Tarjeta de Control: con “Plug in connectors”, y de fácil acceso para hacer ajustes en la circuitería.
- Gabinete: para montaje en el piso, de plancha de acero pintado acabada en color gris ANSI 61.
- Mantenimiento: con acceso por la parte frontal a los puntos de prueba.

El cargador de baterías debe poseer las siguientes alarmas:

- Falla entrada AC
- Falla salida DC
- Sobrevoltaje DC
- Bajo voltaje en DC
- Falla a tierra Positiva.
- Falla a tierra Negativa.
- Sobretemperatura
- Sobrecarga

Las señales de alarma deberán estar disponibles para ser monitoreadas por el sistema SCADA.

#### **4.7. Servicios auxiliares AC.**

Los servicios auxiliares AC serán 240/120 VAC El voltaje será provisto de un transformador tipo distribución monofásico de 7630V del lado primario y 240/120Vac del lado secundario el cual se encuentra actualmente en operación. El tratamiento de este tema se lo encuentra en el Anexo Servicios auxiliares AC. Ver también planos.

##### **4.7.1. Descripción de los equipos a alimentar con AC.**

En el sistema auxiliar de corriente continua es posible normalizar algún esquema de alimentación, pero esto es prácticamente imposible en el sistema de servicios auxiliares de corriente alterna. Cada sistema es un caso

particular, que debe ser cuidadosamente estudiado, con la meta de obtener la más alta confiabilidad justificable desde el punto de vista económico.

El sistema de servicio auxiliar será utilizado para la alimentación de las siguientes cargas:

- Calentadores de los equipos en general.
- Iluminación de los gabinetes de los equipos.
- Iluminación General de la Subestación.

**Casa de control:**

- Iluminación.
- Ventilación.
- Alimentación del cargador de baterías.
- Toma corrientes generales.
- Iluminación de las celdas y demás gabinetes.

**4.7.2.Carga Demandada.**

A continuación, se detalla cada uno de los circuitos auxiliares de corriente alterna para la subestación tanto los equipos de patio como los del cuarto de control.

EQUIPOS DE PATIO	FASE	Potencia W	Factor de Coincidencia	Potencia Total
Calentador e Iluminación Disyuntor Trafo 69 KV	A	90	1	90
Calentador e Iluminación Disyuntor Salida 69 KV	B	90	1	90
Calentador e Iluminación Seccionador Barra 69 KV	A	80	1	80
Calentador e Iluminación Seccionador Línea 69 KV	B	80	1	80
Calentador e Iluminación Seccionador Bypass Trafo 69 KV	A	80	1	80
Calentador e Iluminación Seccionador Bypass Salida 69 KV	B	80	1	80
Calentador e Iluminación Seccionador Bypass Entrada 69 KV	A	80	1	80
Alimentación AC Transformador de Poder Calentador	B	80	1	80
Alimentación AC Transformador de Poder	AB	175	1	175
<b>TOTAL</b>		<b>835</b>		<b>835</b>

*Tabla 26 Carga demandada para calentadores de los equipos.  
Fuente: Quimpac Ecuador S.A.*

CASA DE CONTROL	FASE	Potencia W	Factor de Coincidencia	Potencia Total
Alimentación AC Principal	A	120	1	120
Calentador e Iluminación Tablero de Control Trafo	B	90	1	90
Calentador de Iluminación Tablero de Control Líneas	A	90	1	90
Iluminación Exterior	AB	1000	1	1000
Cargador de Baterías	B	8000	1	8000
A/A	AB	3500	1	3500
Iluminación Interior	A	1500	0.9	1350
Tomacorrientes	B	1800	0.5	900
<b>TOTAL</b>		<b>16100</b>		<b>15050</b>

*Tabla 27 Balance de carga para conexión de circuitos.  
Fuente: Quimpac Ecuador S.A.*

#### **4.7.3. Selección del transformador auxiliar.**

Se usará el mismo transformador de servicios auxiliares que da servicio a la actual subestación. El transformador (ECUATRAN) es monofásico de distribución, núcleo sumergido en aceite dieléctrico. Fabricado bajo la norma IEC-60076.

Voltaje 7,62 KV: 120/240 VAC. El transformador será del tipo Distribución (Tanque).

El transformador deberá ser aterrizado solidamente a la malla de puesta a tierra.

Su capacidad es de 15 KVA. Se encontrará ubicado a una distancia no menor a 1 metro de la casa de control (ver planos de implantación).

Es auto protegido y cuenta con un conmutador de tomas en vacío que permita variar la tensión +/- 5% sobre su voltaje nominal.

En el lado de alta tensión estará protegido por una caja portafusible 15 kV, 100 A.

En el lado de baja tensión se conectará con el barraje principal del tablero de servicios auxiliares AC mediante cable #2 AWG para las fases y #4 AWG para el neutro, los cables serán de Cobre THHN.

Se llegará al cuarto de control mediante tubería rígida de 1 1/2"

#### **4.8. Iluminación.**

Para la iluminación interior del nuevo cuarto de control, se dispondrá de la instalación de luminarias tipo sobrepuestas fluorescentes de 3 x 32 Watts, con difusor reflectivo.

La iluminación de los espacios exteriores se dividirá en dos circuitos, el primero corresponderá al circuito existente de iluminación exterior que está compuesto de 6 luminarias.

El segundo circuito corresponderá a la instalación de seis lámparas tipo LED de 70 W a 240 V, autocontroladas por fotocélula y adosadas mediante brazo porta lámpara de 1 1/2" x 1.50 m. Hermética con grado IP 65, o a su vez lámparas de vapor de sodio tipo cobra 150W a 240 V. Ver también planos.

#### **4.9. Tuberías.**

La tubería para los cables de fuerza dentro de la subestación será del tipo rígido, cuando este embebida en hormigón y PVC corrugada Novafor cuando esté enterrada directamente, tal como se indica en los planos electromecánicos. La tubería para los cables de control, que une a cada equipo con las cajas y el electrocanal (trinchera) de hormigón armado, será del tipo PVC cédula 40.

#### **4.10. Sistemas de puesta a tierra.**

##### **4.10.1. Normas.**

La teoría y cálculos realizados en el presente documento, están basados en las siguientes normas:

- IEEE STD 80-2000. Guide for Safety in A.C. Substations Grounding (Guía para Protección de Tierras en Subestaciones).
- IEEE STD 142-1991. Recommended Practice for Grounding of Industrial and Commercial Power Systems.

#### **4.10.2. Metodología.**

Los principales pasos a desarrollar dentro de un diseño de mallas de tierra son:

- Obtener y procesar las medidas de campo.
- Obtener las tensiones de paso y toque soportadas por las personas.
- Hacer un diseño Preliminar (Obtener valores aproximados de resistencia).
- Calcular la máxima corriente que debe disipar la malla.
- Dimensionar el conductor (calibre).
- Calcular los potenciales de paso y de toque calculados.
- Si los valores calculados se encuentran dentro de las normas aceptadas, el diseño queda terminado. En caso contrario, proponer un nuevo diseño.

#### **4.10.3. Criterio del diseño.**

Para el cálculo respectivo de la malla de puesta a tierra para la subestación se considera los siguientes criterios de diseño:

- Resistencia máxima de puesta a tierra.

Para éste caso los valores recomendados por el IEEE STD 1422007 para subestaciones de este tipo son de 1 a 5 ohmios. Para nuestro caso se ha seleccionado un valor de 1 ohms como límite máximo para brindar mayor seguridad.

- Calibre del conductor.

En cuanto a la selección del calibre del conductor se utilizara como mínimo 2/0 AWG debido a razones mecánicas, pero por cuestiones de resistencia de puesta a tierra se recomienda 4/0 AWG

- Profundidad de la malla.

La profundidad de la malla por ningún motivo será menor a 0.6 metros.

- Voltajes máximos permisibles. (Tensiones de toque, paso y Potencial máximo de malla).

Los valores serán calculados en base a la normativa IEEE STD 80-2000.

- Distancia entre varillas.

La distancia entre varillas no será menor a 2.5 metros. Distancias menores a estas podrían provocar interferencia entre los gradientes de potencial reduciendo así la efectividad individual de las varillas.

- Tipo de Conexión.

El tipo de conexión será Exotérmico.

CARACTERISTICA	UNIDADES	VALORES	
Lado Mayor de la Malla	m	42	
Lado Menor de la Malla	m	24	
Resistividad de la 1ª Capa	$\Omega$ -m	27,6	26,4
Resistividad de la 2ª Capa	$\Omega$ -m	32,8	37,0
Resistividad de la 3ª Capa	$\Omega$ -m	31,5	30,9
Resistividad equivalente del terreno	$\Omega$ -m	31,03	
Resistividad Capa Superficial hs	$\Omega$ -m	3.000	
Espesor Capa Superficial hs	m	0,20	
Área de la Malla A	m <sup>2</sup>	774	
Profundidad de la Malla h	m	0,6	

Tabla 28 Datos de la resistividad del terreno.

Fuente: Quimpac Ecuador S.A.

CARACTERISTICA	UNIDADES	VALORES
Tiempo de Despeje de la Falla $t_f$	mseg.	500
Temperatura Máxima de Operación	°C	450
Temperatura Ambiente	°C	40
Máxima Corriente de Falla a Tierra $I_f$	A	11.866

Tabla 29 Datos de conexión.

Fuente: Quimpac Ecuador S.A.

CARACTERISTICA	UNIDADES	VALORES
Espacio Entre Conductores Paralelos D	m	3
N° de Conductores Paralelos al Lado Mayor	-	8
N° de Conductores Paralelos al Lado Menor	-	14
Longitud Total del Conductor de la Malla Lc	m	579
Número de varillas		15
Detalle de la varilla		5/8"x8"

Tabla 30 Reticula de la malla.  
Fuente: Quimpac Ecuador S.A.

Nota: Por razones mecánicas, el calibre mínimo a usar en las mallas de tierra es de 2/0 AWG.

CARACTERISTICA	UNIDADES	VALORES
Resistencia de Puesta a Tierra	$\Omega$	0,509
Tensión de toque Tolerable	V	1.039
Tensión de Paso tolerable	V	3.492
GPR (máximo potencial a tierra)	V	11.478
Tensión de Toque calculado	V	1.180
Tensión de Paso calculado	V	1.455

Tabla 31 Resultados obtenidos primer diseño.  
Fuente: Quimpac Ecuador S.A.

¿El Diseño Cumple Con Las Condiciones Tolerables Por El Ser Humano?

SI

NO

Tensión de Toque	>	de la Tensión de Toque Tolerable
Tensión de Paso	<	de la Tensión de Paso Tolerable
Máximo potencial a tierra GPR	>	de la Tensión de Toque Tolerable

Tabla 32 Descripción de resultados obtenidos del estudio.  
Fuente: Quimpac Ecuador S.A

#### **4.10.4. Conclusiones del diseño de puesta a tierra.**

##### **El diseño de la malla NO cumple con la norma IEEE STD 80-2000.**

La resistividad promedio obtenida sobre la base de las mediciones realizadas en el área de la Subestación es de 1,5243 Ohm, mismo que de acuerdo al método de cálculo de Wenner corresponde a una resistividad de 31,03 Ohm\*m, valor no muy alto que está acorde con el tipo de suelo vegetal de la zona.

Se anexa resultados del programa con  $\rho = 30$  Ohm-m. Se observará que el diseño NO cumple con la condición de Máximo Potencial a Tierra GPR y además la Tensión de toque obtenida es mayor a la tensión de toque tolerable por el ser humano.

Se recomienda utilizar conductor calibre 4/0 awg, se debe utilizar material mejorador de resistividad del terreno.

Para mejorar los resultados es necesario bajar el valor de resistividad del terreno, por lo que es conveniente utilizar un relleno que baja la resistividad a 1 Ohm-m. Puede ser G.E.M o Bentonita

Se anexa resultados del programa con  $\rho = 10$  Ohm-m, dado que a este no se puede ingresar un  $\rho < 1 < 0$ . Se observará que, en este caso, el diseño cumplirá con las condiciones de Tensión de toque y Tensión de paso menores que las tensiones tolerables para el ser humano, pero aún el Máximo Potencial a Tierra sigue siendo alto y no cumple con la norma IEEE STD 80-2000.

Debido a la alta corriente de cortocircuito a tierra existente, se recomienda que además de bajar la resistividad del terreno a valores cercanos a  $\rho < 1 < 0$  con el relleno de Bentonita o GEM, se debe aumentar el calibre del conductor de cobre para la malla de tierra a 300 MCM y así cumplir con los valores establecidos por la norma IEEE STD 80-2000.

CARACTERISTICA	UNIDADES	VALORES
Resistencia de Puesta a Tierra	$\Omega$	0,169
Tensión de toque Tolerable	V	1.038
Tensión de Paso tolerable	V	3.487
GPR (máximo potencial a tierra)	V	3.818
Tensión de Toque calculado	V	379
Tensión de Paso calculado	V	472

*Tabla 33 Resultados obtenidos primer diseño.*

*Fuente: Quimpac Ecuador S.A.*

Los cálculos y mediciones del terreno se encuentran en anexos malla de puesta a tierra.

## **4.11. Medición**

### **4.11.1. Medición comercial.**

El sistema de medición comercial a nivel de 69 KV, está conformado por un tablero de medición con dos sockets y su respectivos switch de prueba y dos medidores tipo socket en el cual será uno principal y otro redundante. De estos dos medidores, uno fue suministrado por la contratista (medidor ION modelo 8600), y el otro se suministró por la entidad reguladora.

En los transformadores combinados (corriente y potencial) su uso es exclusivo para medición, pero igualmente incluyen doble caja de terminales (una caja para medición y otra para protección la cual no se utilizará) secundarios totalmente independiente ubicadas diametralmente a fin de que las tuberías de las señales tengan independencia.

Los transformadores de corriente tienen precisión 0.2 % IEC su relación es de 100200/5, 30 VA aislamiento 72.5 kV. El calibre y la cantidad de conductores hasta el medidor deberán ser tales que no se exceda el “burden” del equipo seleccionado. El calibre mínimo de conductor a utilizar será #10 AWG.

Los transformadores de potencial tienen precisión 0.2% IEC, su relación será de 42000/120V, 75 VA aislamiento para 72.5 kV. El calibre y la cantidad de conductores hasta el medidor deberán ser tales que no se exceda el “burden” del equipo seleccionado. El calibre mínimo de conductor a utilizar será #12 AWG.

#### **4.11.2. Tablero de control para medición.**

En el tablero de protección del transformador se instalará un dispositivo analizador de redes que mida por lo menos lo siguiente:

- Voltaje
- Corriente
- Potencia Activa y reactiva
- Energía activa y reactiva
- Factor de potencia

El equipo que se deberá instalar debe ser Schneider PM 700 o similar, que posea 2 salidas digitales programables, puerto RJ45, Protocolo Modbus TCP/IP

Se instalarán borneras cortocircuitables para las señales de los transformadores de medición y protección.

#### **4.12. Alimentador a 69KV.**

Para alimentar a la Subestación QUIMPAC y cumplir con la Regulación No. ARCONEL 001/15 se debe seccionar la Línea de Subtransmisión 69 kV Cervecería de la CNEL EP y así poder realizar la configuración de entrada y salida. El ingreso y salida de Línea a 69 kV se lo construirá con cable ACAR 500MCM para la conducción de la energía tal como se indica en el Plano Alimentador 69 KV.

Estos poseerán las siguientes características:

CARACTERÍSTICA	UNIDAD	NOMBRE/VALOR
Calibre	AWG	500
Material	-	ACAR
Aleación de aluminio externa	-	1350-H19
Aleación de aluminio interna (aluminio reforzado)	-	6201-T81
Número de hilos de la aleación externa	-	12
Número de hilos de la aleación interna	-	7
Sección Transversal	mm <sup>2</sup>	253,35
Resistencia eléctrica DC a 20° C	Ω/Km	0,1170
Peso	Kg/Km	697,46
Capacidad de conducción *	A	633

\* Capacidad de conducción calculada para una temperatura del conductor de 75 °C, temperatura ambiente 25 °C, emisividad de 0.5, viento de 0,61 m/seg. y con efecto del sol (1.033 watts/m<sup>2</sup>).

*Tabla 34 Características del conductor alimentador a 69kV.*

*Fuente: Quimpac Ecuador S.A.*

Los cables a instalarse en la subestación para el transformador existente a nivel de 69 KV serán del tipo ACAR, calibre # 4/0 AWG. Estos poseerán las siguientes características:

CARACTERÍSTICA	UNIDAD	NOMBRE/VALOR
Calibre	AWG	4/0
Material	-	ACAR
Aleación de aluminio externa	-	1350-H19
Aleación de aluminio interna (aluminio reforzado)	-	6201-T81
Número de hilos de la aleación externa	-	4
Número de hilos de la aleación interna	-	3
Sección Transversal	mm <sup>2</sup>	107,2
Resistencia eléctrica DC a 20° C	Ω/Km	0,2853
Peso	Kg/Km	419,28
Capacidad de conducción *	A	295,64

\* Capacidad de conducción calculada para una temperatura del conductor de 75 °C, temperatura ambiente 25 °C, emisividad de 0.5, viento de 0,61 m/seg. y con efecto del sol (1.033 watts/m<sup>2</sup>).

*Tabla 35 Características del conductor de alimentación transformador principal.*

*Fuente: Quimpac Ecuador S.A.*

#### 4.12.1. Normas aplicables para selección del conductor.

NORMA	
ASTM B-230	Alambres de aluminio, aleación 1350-H19 para propósitos eléctricos.
ASTM B-398	Alambres de aluminio, aleación 6201-T81 para propósitos eléctricos.
ASTM B-524	Conductores trenzados de aluminio reforzados con aleación de aluminio ACAR, 1350/6201.

*Figura 44 Normas aplicables para la selección del conductor alimentador.  
Fuente: Quimpac Ecuador S.A.*

#### 4.12.2. Hilo de Guardia

Con respecto al hilo de guardia, la CNEL EP Unidad de Negocio Guayaquil será la encargada de instalar el cable OPGW en toda la extensión de la Subtransmisión Cervecería, incluido el tramo que alimenta a la Subestación QUIMPAC y se dirige hacia la Subestación Mi Lote.

Para que la Subestación QUIMPAC tenga comunicación mediante fibra óptica con la red de comunicación y control de la CNEL EP, se instalará una caja de fusión de fibra óptica OPGW – DUCT – OPGW en la estructura del patio de seccionamiento.

Con esto se propone que la CNEL EP en un futuro realice la entrada y salida del cable OPGW, realizando un corte de la misma en la Subestación QUIMPAC. De la caja de fusión saldrá un cable CFOA hacia el cuarto de control de la Subestación.

#### 4.12.3. Cable de fibra óptica CFOA subterránea con armadura para instalación en ductos

El cable óptico subterráneo debe poseer características mecánicas adecuadas para soportar golpes y compresiones durante la instalación y habilidad para repeler la acción de los roedores. Se recomienda la utilización de cables ópticos tipo KPSP para permitir un enterado rápido, sin necesidad de cámaras intermedias y bajo mantenimiento posterior. El compuesto taponante para impedir la propagación de humedad dentro del cable puede

ser el típico de resina o elegir la alternativa de cables secos con cinta higroscópica interior. En caso de instalación dentro de ductos o con protección mecánica agregada, puede elegirse cables del tipo PKP con elemento central de tipo FRP, que actualmente posee igual fuerza de tiro que los elementos centrales de acero.

CARACTERÍSTICA	UNIDAD	NOMBRE/VALOR
Tipo	-	CFO-SM-ARD-G-24FO-LSHZ
Fibra Óptica	-	Monomodo o Monomodo con dispersión No Cero
Revestimiento primario	-	Acrilato
Número de fibras	-	24
Núcleo del Cable	-	Relleno con Gel
Elemento Central	-	Material Dieléctrico
Elemento de tracción	-	Fibras dieléctricas
Amarre del núcleo	-	Hilos de material no higroscópico
Protección contra roedores	-	Cinta de Acero Corrugado
Cubierta externa	-	Polietileno o Copolímero de color negro
Nº de fibras ópticas	-	6 hasta 36
Nº de fibras por unida básica	-	6
Diámetro externo nominal	Mm	12
Masa líquida nominal	kg/km	140

*Tabla 36 Características del hilo de guarda con fibra óptica.  
Fuente: Quimpac Ecuador S.A.*

#### **4.13. Sistema SCADA.**

El sistema SCADA de la Subestación QUIMPAC es un rubro global, que deberá ser implementado de acuerdo a normas y protocolos aplicables a estos sistemas y a su propia especialidad tecnológica individual. Los procedimientos deberán ser debidamente acreditados por el contratista ante la CNEL Guayaquil.

El sistema SCADA está descrito en la memoria técnica de los estudios en términos generales, sin embargo, el proveedor deberá presentar su sistema, y sus procedimientos de montaje particulares antes de la implementación del Patio de Seccionamiento. Para esto se debe presentar a la CNEL EP Unidad de Negocio Guayaquil las características técnicas del sistema de automatización para su respectiva aprobación.

El Contratista será responsable del sistema SCADA, su suministro, montaje, cableado, conexionado, prueba y puesta en marcha, y deberá incluir todos los elementos previstos en los planos de arquitectura y en las memorias, más todos aquellos que, aunque no estuvieren descritos o especificados, sean necesarios para ensamblar el sistema SCADA en forma integral, completo y con capacidad de operar en forma confiable y continuada.

El sistema debe ser integrado al Centro de Control y Monitoreo SCADA de la Empresa Eléctrica Pública Estratégica - CNEL EP.

Como guía se adjunta la documentación general dada por la CNEL Guayaquil en el Anexo de este documento y servirá como referencia para el diseño del sistema a implementar en la Subestación.

#### **4.14. Montaje de patio de seccionamiento.**

Los equipos deben ser ensamblados con todos sus accesorios, ubicados en su fundación y/o sobre un soporte, anclados e instalados en forma segura, tal como se indica en los planos electromecánicos y de acuerdo a las instrucciones y recomendaciones del fabricante.

Sobre los espaciamientos mínimos entre partes energizadas, bajo ninguna condición se debe instalar aparato alguno de tal forma que las distancias entre las partes sean menores que las que a continuación se indican:

**DISTANCIAS MINIMAS PARA GARANTIZAR EL SOPORTE DIELECTRICO EN SUBESTACIONES TIPO EXTERIOR SOBRE LAS BASES DE LAS NORMAS IEC 60071-2 Y ANSI C2-2002**

NIVEL DE VOLTAJE	15KV	69KV
<b>Espaciamiento de conductores en S/E</b>		
Fase a Fase	0,60 M.	1,60 M.
Fase a Tierra	0,26 M.	0,74 M.
Distancia libre al piso	2,75 M.	3,26 M.
<b>Espaciamiento en seccionadores en S/E</b>		
Rompimiento Vertical	0,60 M.	1,43 M.
Rompimiento Horizontal	0,76 M.	1,82 M.
Mínimo Espaciamiento (metal a metal)	0,30 M.	0,79 M.
<b>Línea de 15 KV y 69KV</b>		
Distancia mínima al suelo	3,30 M.	6,00 M.

**DISTANCIAS DE SEGURIDAD ENTRE PARTES ENERGIZADAS DE LOS EQUIPOS Y TIERRA PARA LA SEGURIDAD DE LAS PERSONAS EN BASE NORMAS IEEE ESTANDAR 1427-2006 Y PUBLICACION DEL CIGRE (COMITE N°23)**

Distancia mínima según IEC	0,63 M
Circulación de persona bajo conexiones	3M
Separación mínima horizontal y vertical para zona de trabajos en ausencia de maquinaria pesada	3M
Circulación de vehículos	3M

**DISTANCIAS MINIMAS A LOS CERRAMIENTOS EN BASE A LO ESTABLECIDO EN EL ESTANDAR IEEE 1119-1988**

Claro vertical mínima de cables arriba de espacios y vías expuesta a peatones	4,9 M
Claro mínimo desde el cerramiento hasta cualquier parte viva de la subestación	3,7 m

*Tabla 37 Distancias mínimas para garantizar el soporte dieléctrico en subestaciones.  
Fuente: Quimpac Ecuador S.A.*

## **4.15. Coordinación de protecciones.**

### **4.15.1. Introducción.**

El presente documento tiene como principal objetivo actualizar el Estudio de Protecciones de la subestación de QUIMPAC.

La demanda máxima registrada en QUIMPAC en el período marzo 2017 – febrero 2018 es de 3.88 MVA, la Planta es servida desde su propia subestación 69/13.8 kV, con capacidad de 5/6.25 MVA.

Se pretende guardar un equilibrio entre el grado de protección de un equipo y la sensibilidad de su protección. La búsqueda de este equilibrio se lo realizará considerando a un equipo y/o elemento de protección no como objetos aislados, sino como partícipes de un sistema de potencia siempre activo y dinámico.

El trabajo de coordinación de protecciones demanda conocimiento acerca de los equipos a proteger, del sistema al cual se van a conectar y de las protecciones disponibles. Muy a pesar de todo lo que se investigue en lo relacionado al sistema a protegerse y sus elementos de protección, la coordinación de las protecciones seguirá siendo un trabajo muy difícil de realizar debido al mismo dinamismo de los sistemas a los que se protege. Este tipo de estudios deberían realizarse con cierta periodicidad; convirtiéndose para estos casos en un detalle muy importante, la pericia y experiencia de los ingenieros que los realicen.

En cuanto al trabajo en sí, se lo ha dividido: en análisis de cortocircuito del sistema, verificación de la precisión en el escogimiento de las relaciones de los transformadores de corriente y la coordinación del sistema de protecciones. Previo a ello se hará una pequeña descripción del sistema eléctrico y sus principales elementos. Con esto se busca actualizar el estudio de protecciones. Con todo lo antes mencionado se realiza el presente informe.

#### **4.15.2. Normas**

La teoría tomada en este estudio se basó en las siguientes normas:

- IEEE C37.91-2001- Power Transformer Protection.
- IEEE C37.113-1999- IEEE Guide for Protective Relay Applications to Transmission Lines.
- IEEE C37.97-1979- Bus Protection.
- Buff Book IEEE 242-2001. IEEE Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems.

- Violet Book IEEE 551-2006. IEEE Recommended Practice for Calculating Short Circuit Currents in Industrial and Commercial Power Systems.

### 4.15.3. Elementos de protección.

El esquema de protección del sistema eléctrico de QUIMPAC contará con los siguientes elementos de protección:

Los relés que deben coordinarse con la subestación de QUIMPAC (R5 y R6) son los siguientes:

- Patio de Seccionamiento Cervecería (R1)
- Patio de Seccionamiento INDURA (R2)
- Patio de Seccionamiento SUPAN (R3)
- Línea de subtransmisión Nueva Prosperina 1 (R4).

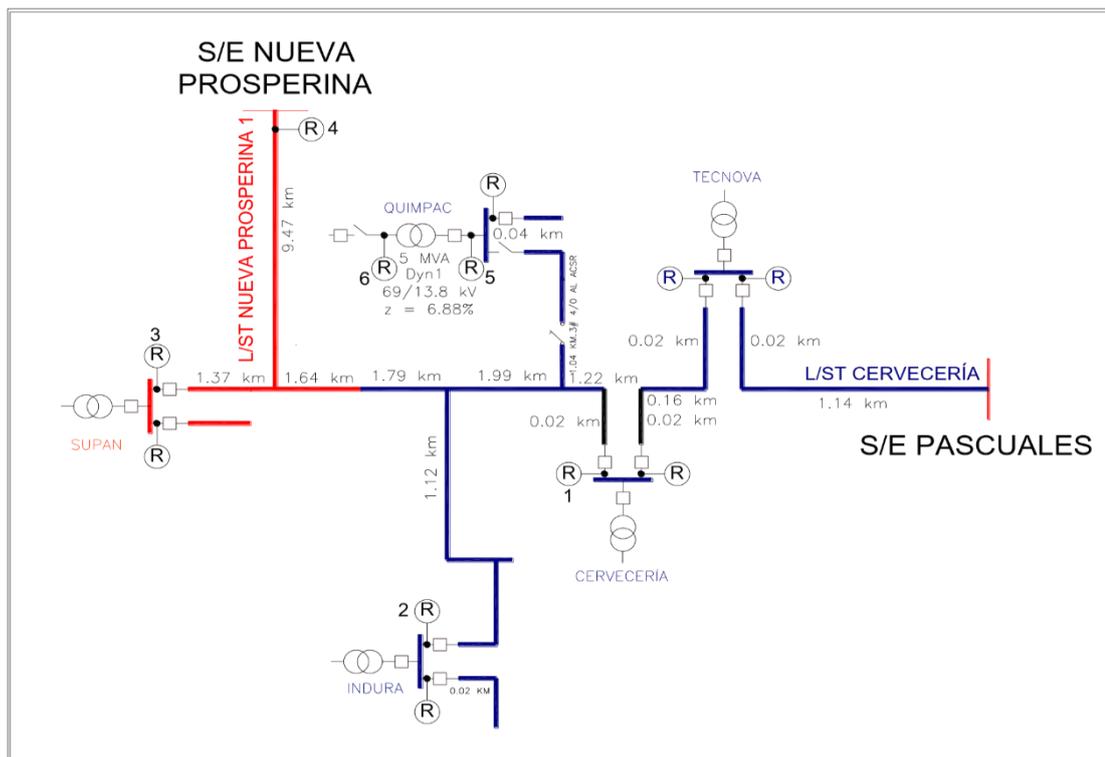


Figura 45 Diagrama de coordinación de protecciones.

Fuente: Quimpac Ecuador S.A.

Un relé ABB RET 615 (R5 y R6), para protección del transformador de poder de la subestación de QUIMPAC; funciones diferenciales del transformador (87T), sobrecorriente en alta tensión (R5), sobrecorriente en baja tensión (R6). Un relé 86, que controla la función diferencial del transformador (87T).

Para la protección del transformador se cuenta con dos disyuntores, uno en alta tensión y otro en baja tensión. Ambos son operados desde el cuarto de control.

- El disyuntor a 69 kV tendrá como medio de aislamiento al SF6.
- El disyuntor a 13.8 kV tendrá como medio de aislamiento al vacío.
- El accionamiento de los dos disyuntores es tripolar.
- El relé de protección digital ABB RET 615 (R5 y R6) comandará ambos disyuntores.

Las funciones de sobrecorriente a nivel de 69 kV y 13.8 kV, mandarán a disparar a sus respectivos disyuntores a través de contactos del relé independientes (out 1 y out 2).

Se utilizará una tercera salida (out3) para la función diferencial, la cual a su vez accionará a un relé de bloqueo (86) que estará ubicado en el mismo tablero. El relé de bloqueo deberá mandar a disparar ambos disyuntores (Ver diagrama de coordinación en los anexos).

#### **4.15.4. Análisis de corto circuito**

La capacidad de cortocircuito del sistema de subtransmisión fue proporcionada por la Empresa Eléctrica local. En resumen, esta información corresponde a las corrientes y los kA de cortocircuito en el punto de entrega a QUIMPAC para máxima y mínima generación.

Para determinar los niveles de cortocircuito en 13.8 kV se determinan en base a la normativa IEEE P551/D5/SEPTIEMBRE2005.

Adicionalmente se considera las características técnicas del transformador de poder instalado, 5 MVA, con impedancia del 6.88%. Los valores nominales tomados como base fueron: Potencia = 5 MVA, voltaje en alta = 69 kV, voltaje en baja = 13.8 kV. La conexión de los devanados es delta en alta tensión y estrella en baja tensión, con una diferencia de ángulo entre alta y baja de 30 grados (Dyn1).

#### 4.15.5. Punto de entrega a 69 KV a QUIMPAC – desde L/ST Cervecería

Tipo de falla	Fase	Tensión kV	Tensión Grad	Corriente kA	Corriente Grad
LLL	A	0.26	178.2	12.58	-77.06
	B	0.26	178.2	12.63	163.55
	C	0.26	178.2	12.72	43.06
LL-BC	A	39.84	0.0		
	B	19.97	179.63	11.01	-166.7
	C	19.97	179.63	11.01	13.3
LLT-BC	A	46.24	-0.01		
	B			11.78	171.84
	C	0.0	-146.02	11.87	34.77
LT-A	A	0.0	42.51	10.14	-77.06
	B	44.08	-128.48		
	C	44.07	128.49		

	R + jX ( $\Omega$ )	X/R
Z1	0.7187 + j3.0686	4.27
Z0	1.2132 + j5.2340	4.314

Tabla 38 máxima generación desde L/ST Cervecería.

Fuente Quimpac Ecuador S.A.

Tipo de falla	Fase	Tensión kV	Tensión Grad	Corriente kA	Corriente Grad
LLL	A	0.2	175.34	9.82	-79.93
	B	0.2	175.34	9.85	160.53
	C	0.2	175.34	9.9	40.13
LL-BC	A	39.84	0.0		
	B	19.95	179.71	8.57	-169.68
	C	19.95	179.71	8.57	10.32
LLT-BC	A	43.5	-1.05		
	B			9.63	165.53
	C			9.33	36.12
LT-A	A	0.0	98.52	8.8	-78.41
	B	41.18	-125.43		
	C	42.73	123.96		

	R + jX ( $\Omega$ )	X/R
Z1	0.7186 + j3.9772	5.535
Z0	1.3041 + j5.2332	4.013

Tabla 39 Mínima generación desde L/ST Cervecería.

Fuente: Quimpac Ecuador S.A.

4.15.6. Punto de entrega a 69 KV A QUIMPAC – desde L/ST Nueva Prosperina 1

Tipo de falla	Fase	Tensión kV	Tensión Grad	Corriente kA	Corriente Grad
LLL	A	0.22	174.58	2.53	-80.67
	B	0.22	174.58	2.54	159.84
	C	0.22	174.58	2.56	39.39
LL-BC	A	39.84	0.0		
	B	19.95	179.67	2.22	-170.4
	C	19.95	179.67	2.22	9.6
LLT-BC	A	45.68	-0.45		
	B			2.41	167.55
	C		178.19	2.38	32.07
LT-A	A		164.26	2.09	-79.83
	B	43.23	-128.07		
	C	43.97	127.32		

	R + jX ( $\Omega$ )	X/R
Z1	2.5878 + j15.4310	5.963
Z0	4.9488 + j24.8136	5.014

Tabla 40 Máxima generación desde L/ST Nueva Prosperina.

Fuente: Quimpac Ecuador S.A.

Tipo de falla	Fase	Tensión kV	Tensión Grad	Corriente kA	Corriente Grad
LLL	A	0.22	174.28	2.45	-80.98
	B	0.22	174.28	2.46	159.52
	C	0.22	174.28	2.48	39.08
LL-BC	A	39.84	0.0		
	B	19.95	179.68	2.14	-170.72
	C	19.95	179.68	2.14	9.28
LLT-BC	A	45.23	-0.6		
	B			2.35	166.68
	C		150.55	2.31	32.45
LT-A	A		62.49	2.06	-79.91
	B	42.75	-127.56		
	C	43.73	126.59		

	R + jX ( $\Omega$ )	X/R
Z1	2.5869 + j15.9621	6.17
Z0	5.0236 + j24.5998	4.897

Tabla 41 Mínima generación desde L/ST Nueva Prosperina

Fuente: Quimpac Ecuador S.A.

4.15.7. Punto de entrega a 13.8 KV A QUIMPAC – desde L/ST Cervecería

Tipo de falla	Fase	Tensión kV	Tensión Grad	Corriente kA	Corriente Grad
LLL	A		38.96	2.9	-99.67
	B		38.96	2.9	140.35
	C		38.96	2.9	20.35
LL-BC	A	7.97	-30.01		
	B	3.98	149.99	2.51	170.34
	C	3.98	149.99	2.51	-9.66
LLT-BC	A	7.84	-30.13		
	B			2.93	139.63
	C			2.92	21.18
LT-A	A			2.95	-99.55
	B	7.89	-149.28		
	C	7.92	89.18		

	R + jX (Ω)	X/R
Z1	0.9544 + j2.5743	2.697
Z0	0.9256 + j2.4515	2.648

Tabla 42 Máxima generación desde L/ST Cervecería.

Fuente Quimpac Ecuador S.A.

Tipo de falla	Fase	Tensión kV	Tensión Grad	Corriente kA	Corriente Grad
LLL	A		38.69	2.87	-99.93
	B		38.69	2.87	140.08
	C		38.69	2.87	20.09
LL-BC	A	7.97	-30.01		
	B	3.98	149.99	2.48	170.08
	C	3.98	149.99	2.48	-9.92
LLT-BC	A	7.81	-30.22		
	B			2.9	139.21
	C			2.89	21.16
LT-A	A			2.92	-99.73
	B	7.87	-149.12		
	C	7.92	88.94		

	R + jX (Ω)	X/R
Z1	0.9544 + j2.6106	2.735
Z0	0.9256 + j2.4515	2.648

Tabla 43 Mínima generación desde L/ST Cervecería.

Fuente: Quimpac Ecuador S.A.

4.15.8. Punto de entrega a 13.8 KV A QUIMPAC – desde L/ST Nueva Prosperina 1

Tipo de falla	Fase	Tensión kV	Tensión Grad	Corriente kA	Corriente Grad
LLL	A		37.11	2.46	-101.52
	B		37.11	2.46	138.55
	C		37.11	2.46	18.58
LL-BC	A	7.97	-30.06		
	B	3.99	149.94	2.13	168.54
	C	3.99	149.94	2.13	-11.46
LLT-BC	A	7.39	-30.88		
	B			2.58	135.45
	C			2.53	22.43
LT-A	A			2.63	-100.85
	B	7.62	-146.8		
	C	7.79	86.25		

	R + jX ( $\Omega$ )	X/R
Z1	1.0291 + j3.0688	2.982
Z0	0.9256 + j2.4515	2.648

Tabla 44 Máxima generación L/ST Nueva Prosperina 1.

Fuente: Quimpac Ecuador S.A.

Tipo de falla	Fase	Tensión kV	Tensión Grad	Corriente kA	Corriente Grad
LLL	A		36.99	2.45	-101.64
	B		36.99	2.44	138.44
	C		36.99	2.45	18.46
LL-BC	A	7.97	-30.06		
	B	3.99	149.94	2.12	168.42
	C	3.99	149.94	2.12	-11.58
LLT-BC	A	7.37	-30.93		
	B			2.57	135.26
	C			2.52	22.44
LT-A	A			2.62	-100.93
	B	7.61	-146.71		
	C	7.79	86.14		

	R + jX ( $\Omega$ )	X/R
Z1	1.0291 + j3.0900	3.003
Z0	0.9256 + j2.4515	2.648

Tabla 45 Mínima generación L/ST Nueva Prosperina 1.

Fuente: Quimpac Ecuador S.A.

#### 4.15.9. Resumen de corrientes de falla en fase para máxima y mínima generación

L/ST	QUIMPAC kV	Condición	Tipo de falla	kA	X/R
Cervecería	69	Máxima	LLL	12.72	4.270
		Mínima	LL	8.57	5.535
Nueva Prosperina 1	69	Máxima	LLL	2.56	5.963
		Mínima	LT	2.06	6.170
Cervecería	13.8	Máxima	LT	2.95	2.697
		Mínima	LL	2.48	2.735
Nueva Prosperina 1	13.8	Máxima	LT	2.63	2.982
		Mínima	LL	2.52	3.003

Tabla 46 Resumen de corrientes de falla en fase.

Fuente: Quimpac Ecuador S.A.

#### 4.15.10. Resumen de corrientes de falla en neutro para máxima y mínima generación

L/ST	QUIMPAC kV	Condición	Tipo de falla	kA
Cervecería	69	Máxima	LT	11.87
		Mínima	LT	8.80
Nueva Prosperina 1	69	Máxima	LLT	2.41
		Mínima	LT	2.06
Cervecería	13.8	Máxima	LT	2.95
		Mínima	LLT	2.89
Nueva Prosperina 1	13.8	Máxima	LT	2.63
		Mínima	LLT	2.52

Tabla 47 Resumen de corrientes de falla en neutro.

Fuente: Quimpac Ecuador S.A.

### 4.16. Esquema de protecciones de la subestación Quimpac

Los CT's de protección no deben saturarse debido a que puede dar mediciones no deseadas o valores erróneos. La saturación de un CT's puede depender de cantidad de carga conectada al mismo. Para evitar las operaciones no deseadas empezaremos determinando las relaciones de transformación en los diferentes niveles de tensión.

#### 4.16.1. Selección de la relación de transformación

Para la selección de relación de los CT's que se suministraran en la subestación se toma en cuenta corriente de falla del sistema.

➤ Alta Tensión

Descripción	Cantidad
30 Metros Recorrido Circuito De #10 AWG (0.00334Ω/M)	0.1002
Devanado CT De 20 Vueltas A 0.0025Ω/Vueltas	+ 0.05
<b>Total Burden</b>	<b>0.1502</b>

- Corriente máxima de carga en alta tensión: 12720 Amp.
- Utilizando el X/R que entrega la Empresa Eléctrica: X/R = 4.27
- CT rating en términos de máxima falla de corriente, X/R ratio, ANSI rating, y burden es:

$$CT_{RATING} = \frac{\left(1 + \frac{X}{R}\right)}{262.5} \cdot \frac{100}{ANSI} \cdot I_{MAX} \cdot Z_B$$

Para convertir de IEC a ANSI se requiere de lo siguiente:

$$I^2R = 30VA$$

$$(5)^2R = 30VA$$

$$R = \frac{30VA}{25} = 1.2\Omega$$

Según la norma ANSI la clasificación del CT para el caso 5P20 se calcula con una corriente 20 veces mayor a lo nominal (5\*20) = 100 A.

$$V = (100A) \cdot (1\Omega) = 100V$$

$$IEC 5P20 - 25VA \cong ANSI 5C100$$

Los CT rating que debe utilizarse cuando:

La máxima corriente de falla es 2950 Amp, X/R = 2.697 y el burden es 0.1001Ω.

$$CT_{RATING} \geq \left(\frac{(1 + 2.967)}{262.5}\right) \cdot \left(\frac{100}{100}\right) \cdot 2950 \cdot 0.1001$$

$$CT_{RATING} \geq 0.1512$$

Corriente referida al lado primario Relación de CT's: 0.1512 \* 5 (Is) = 0.76

La relación de transformación debe ser mayor a igual a 0.76. En consideración que la corriente nominal del transformador de poder de 5/6.25 MVA en el lado de baja tensión (13.8 kV) es de 261.48, la relación que se escoge es de 300:5.

#### 4.16.2. Verificación del factor límite de precisión (flp) y del voltaje del codo (VK)

Nota. - Se considera 5 MVA como capacidad del transformador de poder

Datos	69 kV	13,8 kV
Precisión	5P20	5P20
Pn (VA) =	30	25
Inp (A) =	200	300
Ins (A) =	5	5
Kn =	40	60
ALF-FLP =	20	20
If (A) =	12720	2950

CALCULO DEL BURDEN	VA	
	69 kV	13,8 kV
Devanado	2.50	3.75
Conductor	2.004	5.01
Relé	0.27	0.27
Total	4.77	9.03

Verificación CT's		
FLP CALCULADO $\geq 2 (I_f / I_{np})$		
	69 kV	13,8 kV
FLP CALCULADO	136.15	63.68
2 (If / Inp)	127.2	19.67
Resultado	ok	ok

Verificación valor de voltaje del codo Vk		
$V_k \geq V_{kmin}$		
$V_k = FLP * I_{ns} * (R_n + R_{ct})$		
$V_{kmin} = A * I_b * R_{calculado}$		
	69 kV	13,8 kV
Vk	29.10	51.12
Vkmin	5.99	37.78
Resultado	ok	No

## **4.17. Coordinación del sistema de protecciones**

Dentro de la filosofía de diseño de las protecciones eléctricas se dice que para que un esquema de protecciones opere correctamente, debe ofrecer al sistema: rapidez, selectividad, confiabilidad, sensibilidad y respaldo; fundamentos bajo los cuales se elaboró este capítulo.

La coordinación de protecciones tiene como finalidad proteger al sistema de manera eficaz evitando disparos no deseados de interruptores (o quema de fusibles) durante algún evento que suceda en la red. Entre las operaciones erróneas que puede ocasionar una mala coordinación, tenemos:

- Operación de las protecciones en zonas no afectadas por una falla.
- Operación de las protecciones durante la conexión de transformadores.
- Operación de las protecciones durante arranques de motores.
- Operación de las protecciones durante la inserción de generadores al sistema.
- No operación de las protecciones de respaldo ante la falla de una protección principal.

Los puntos del 1 al 4 tienen como consecuencia la pérdida del servicio eléctrico de manera innecesaria. En cuanto al punto 5 podría ocasionar daños de algún equipo y/o elemento de la red. Todo esto se evitaría con una buena coordinación de las protecciones.

### **4.17.1. Criterios usados para la coordinación de las protecciones**

Para el caso de la QUIMPAC, se consideran los siguientes criterios durante el análisis:

Se utilizan los ajustes de las líneas de 69 kV de la CNEL EP Unidad de Negocio Guayaquil;

Nueva Prosperina #1 y Cervecería y de los Patios de Maniobras Cervecería, Supan e Indura, tanto para fase como el neutro, para coordinar con los relés instalados en la industria QUIMPAC.

La coordinación de las protecciones con las líneas de la CNEL EP se las ha realizado con un retardo de tiempo entre dispositivos de protección mayor a los 0.20 segundos, de esta manera se asegura que exista selectividad y velocidad en la coordinación.

La sobrecarga permisible para el ajuste de los relés R5 y R6 será mayor al 20% de la carga nominal ya que con esto se aseguran operaciones no deseadas de los referidos relés.

El ajuste de la puesta de trabajo de los relés para la función del neutro de sobrecorriente se encuentra al 40% de la función de sobrecorriente de fase. Las curvas de corriente de energización y de daño de los transformadores se muestran en los gráficos, en conjunto con las curvas de los dispositivos de protección, así como las curvas de daño de los correspondientes conductores cumpliendo con la norma IEEE STD. 242 – 2001. Ch15.

El relé principal de la subestación (ABB RET 615), actuará como protección primaria para fallas a la entrada e internas del transformador de poder y servirá protección de respaldo a los dispositivos de protección de las alimentadoras a 13.8 kV.

#### **4.18. Ajustes de protecciones**

##### **4.18.1. Corrientes nominales (transformador de 5 MVA)**

En 69 kV  $I_n = 41.84$  Amp.

En 13.8 kV  $I_n = 209.18$  Amp.

##### **4.18.2. Corrientes de puesta en trabajo (PICKUP)**

Nota. - Para la determinación de las corrientes que circula por la subestación de QUIMPAC, se ha considera los registros máximos de potencia de los últimos meses.

	kW	kVAR	kVA	I 69 kV (A)	I 13.8 kV (A)
17/03/2017 15:45	3,374	1,197	3,580		
20/04/2017 16:30	3,570	1,281	3,793		
29/05/2017 16:00	3,500	1,197	3,699		
30/06/2017 15:45	3,234	1,162	3,436		
<b>25/07/2017 16:15</b>	<b>3,570</b>	<b>1,519</b>	<b>3,880</b>	<b>32</b>	<b>162</b>
18/08/2017 16:00	3,612	1,414	3,879		
20/09/2017 16:00	3,570	1,386	3,830		
26/10/2017 16:00	3,591	1,421	3,862		
29/11/2017 16:15	3,549	1,498	3,852		
27/12/2017 15:45	3,514	1,267	3,735		
26/01/2018 15:30	3,556	1,120	3,728		
22/02/2018 16:15	3,654	1,225	3,854		
<b>Máximo</b>	<b>3,654</b>	<b>1,519</b>	<b>3,880</b>		

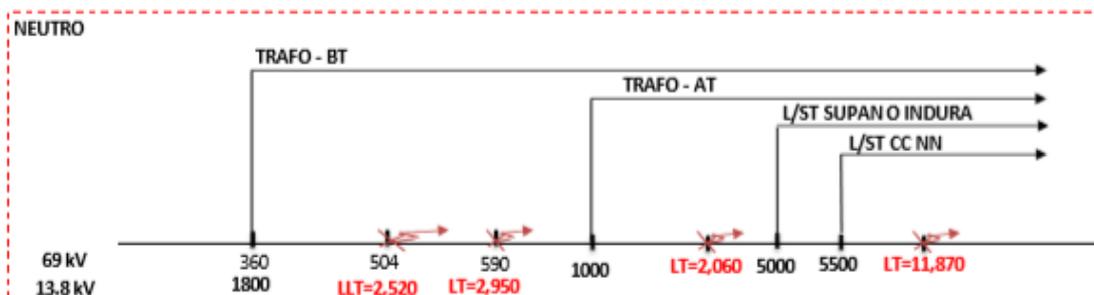
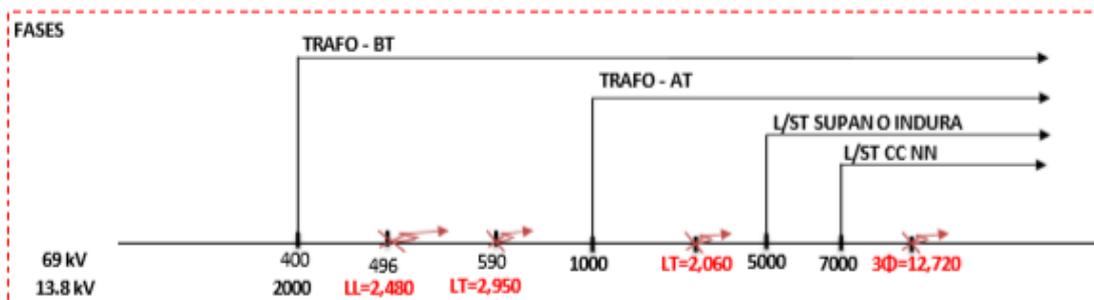
#### FASE:

- En 69 kV Subestación = 50 A. (1.25 A)
- En 13.8 kV Subestación = 251 A. (4.18 A)

#### NEUTRO:

- En 69 kV Subestación = 20 A. (0.5 A)
- En 13.8 kV Subestación = 100.4 A. (1.67 A)

#### Disparos instantáneos.



### 4.18.3. Líneas del sistema de subtransmisión de CNEL EP en R1-R2-R3R4

Subestación	Bahía	Nivel de voltaje [V]	Relé		Función	RTC	Pickup [A]	Curva	
			Marca	Modelo				Tipo	TD
Pascuales	Cervecería	69000	SIEMENS	7SJ62	67-TOC	1200/5	840.0	ANSI VI	3.70
					67-IOC	1200/5	21,000.0	-	-
					67N-TOC	1200/5	360.0	ANSI VI	3.70
					67N-IOC	1200/5	19,200.0	-	-
Nueva Proaperina <b>R4</b>	NUEVA PROSPERINA 1	69000	SIEMENS	7SJ62	67-TOC	600/5	660.0	IEC VI	0.20
					67-IOC	600/5	4,560.0	-	-
					67N-TOC	600/5	264.0	IEC VI	0.40
					67N-IOC	600/5	3,840.0	-	-

PATIO DE SECCIONAMIENTO	Bahía	Nivel de voltaje [V]	Relé		Función	RTC	Pickup [A]	Curva	
			Marca	Modelo				Tipo	TD
CERVECERÍA NACIONAL <b>R1</b>	Salida	69000	MICOM	P141	67-TOC	1200/5	720.0	IEEE EI	0.50
					67-IOC	1200/5	7,000.0	-	-
					67N-TOC	1200/5	300.0	IEEE VI	0.55
					67N-IOC	1200/5	5,500.0	-	-

PATIO DE SECCIONAMIENTO	Bahía	Nivel de voltaje [V]	Relé		Función	RTC	Pickup [A]	Curva	
			Marca	Modelo				Tipo	TD
INDURA <b>R2</b>	Entrada	69000	SEL	751	67-TOC	600/5	400.0	C2	0.23
					67-IOC	600/5	5,000.0	-	-
					67N-TOC	600/5	200.0	C2	0.40
					67N-IOC	600/5	5,000.0	-	-
PATIO DE SECCIONAMIENTO	Bahía	Nivel de voltaje [V]	Relé		Función	RTC	Pickup [A]	Curva	
			Marca	Modelo				Tipo	TD
SUPAN <b>R3</b>	Entrada	69000	SEL	751	67-TOC	1200/5	600.0	C2	0.20
					67-IOC	1200/5	5,000.0	-	-
					67N-TOC	1200/5	240.0	C2	0.33
					67N-IOC	1200/5	5,000.0	-	-

### 4.18.4. Transformador de poder lado de alta tensión en R6

“Lado de 69 kV”

Marca: ABB RET 615

TC's: 200/5 - 40

**FASES:**

Sobrecorriente (51)

Pickup = 50 A (1.25 A)

TD: 3.5

Curva: ANSI EI

(Instantáneo 50)

Pickup = 1000 A (25 A)

Tiempo definido = 0.0 seg

**NEUTRO:**

Sobrecorriente (51)

Pickup = 20 A (0.5 A)

TD: 0.5

Curva: ANSI VI

(Instantáneo 50)

Pickup = 1000 A (25 A)

Tiempo definido = 0.0 seg.

**4.18.5. Transformador de poder lado de baja tensión en  
R7**

**“Lado de 13.8 kV”**

**Marca: ABB RET 615**

**TC's: 300/5 - 60**

**FASES:**

Sobrecorriente (51)

Pickup = 250.8 A (4.18 A)

TD: 2

Curva: ANSI EI

(Instantáneo 50)

Pickup = 2000 A (33.3333 A)

Tiempo definido = 0.06 seg

**NEUTRO:**

Sobrecorriente (51)

Pickup = 100.2 A (1.67 A)

TD: 0.25

Curva: ANSI VI

(Instantáneo 50)

Pickup = 1800 A (30 A)

Tiempo definido = 0.06 seg.

**4.18.6. Secuencia de coordinación de las protecciones**

- Para las Curvas Fase: R1 – R5 – R6 – Celda Principal.
- Para las Curvas Fase: R2 y R3 – R5 – R6 – Celda Principal.
- Para las Curvas Fase: R4 – R5 – R6 – Celda Principal.
- Para las Curvas Neutro: R1 – R5 – R6 – Celda Principal.
- Para las Curvas Neutro: R2 y R3 – R5 – R6 – Celda Principal.
- Para las Curvas Neutro: R4 – R5 – R6 – Celda Principal

(Ver curvas de protecciones en anexos).

## **CONCLUSIONES**

El presente trabajo servirá como una guía para el diseño o reestructuración de subestaciones en 69kV siguiendo los lineamientos que dan las leyes, normas y regulaciones vigentes del sector eléctrico, para lo cual se recomienda por lo menos una vez al año revisarlas.

Uno de los aspectos más importantes para el diseño de una subestación, cualquiera que sea su nivel de tensión, es la selectividad en la acción de las protecciones de los equipos. De esta manera se obtiene una de las características más importantes al momento de la operación como es la confiabilidad de las protecciones, así como la continuidad del servicio.

Según la regulación No. ARCONEL 001/15 en el numeral 7 indica que: “Para la atención de nuevos requerimientos en medio y alto voltaje, será el usuario el responsable de financiar todas las obras involucradas en este proceso. La distribuidora será responsable de proveer los equipos de medición, y las instalaciones correspondientes a la acometida.” También indica que: “Todos los activos involucrados en esta atención, serán de la distribuidora, quien será responsable de su operación y mantenimiento.

## RECOMENDACIONES

Se recomienda solicitar a la empresa distribuidora de energía local la curva de protecciones de los diferentes relés de las subestaciones que prestan el servicio de la red eléctrica por lo menos una vez al año, con el fin de verificar las curvas de nuestra subestación y ajustarlas en caso de ser necesario al igual que actualizar la coordinación de protecciones.

El sistema de protección atmosférica debe ser comprobado gráficamente utilizando en modelo Electro-Geométrico, con el método de las esferas rodantes.

El transformador de distribución que servirá para alimentar los circuitos auxiliares de baja tensión debe ser monofásico y con capacidad de 15kV.

## BIBLIOGRAFÍA

- ABB. (2012). *Manual técnico de instalaciones eléctricas*. Italia: ABB SACE.
- ARCONEL. (2015). *Punto de entrega y condiciones técnicas y financieras para la prestación del servicio público de energía eléctrica a consumidores del servicio eléctrico*. Quito.
- ARCONEL. (2016). *Requerimientos para la supervisión y control en tiempo real del sistema nacional interconectado*. Quito.
- ARCONEL. (2017). *Regulación para grandes consumidores*. Quito.
- ARCONEL. (2018). *Distribución y comercialización de energía eléctrica*. QuitoUITO.
- ARCONEL. (2018). *Franjas de servidumbre en líneas del servicio de energía eléctrica y distancias de seguridad entre las redes eléctricas y edificaciones*. Quito.
- ARCONEL, L. A. (2015). *MEMORIA CONELEC\_02102015\_FINAL.indd*. Quito: El Telégrafo EP.
- Barrezueta, H. D. (2015). *Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica*. Quito: Editorial Nacional.
- Bastar, S. G. (2012). *Metodología de la investigación*. Mexico: RED TERCER MILENIO S.C.

- Castaño, N. D. (2014). *Simulación de la malla de tierra en subestaciones de alta tensión aisladas en aire*. BOGOTA.
- Castaño, N. D. (2014). *Simulación de la malla de tierra en subestaciones de alta tensión aisladas en aire*. Bogota.
- Chávez Peñaherrera, A. (2016). *Atlas del Sector Eléctrico Ecuatoriano*. Quito.
- IEC. (1993). *Coordinación de aislamiento*. España: AENOR.
- IEC. (2006). *Coordinación de aislamiento Parte 1: Definiciones, Principios y Reglas*. España: AENOR.
- IEC. (2018). *Coordinación de aislamiento Parte 2: Guía de aplicación*. España: AENOR.
- Ministerio de Electricidad y Energía Renovable. (2017). Plan maestro de electricidad 2016-2025. Quito: Media Narnja Publicida.
- NEC. (2014). *Estructuras de acero*. Quito: Dirección de comunicación social.
- Neira, E., & Ramos, E. (2003). *Diagnóstico del sector eléctrico ecuatoriano*. Quito: Dirección general de estudios.
- Osorio Patiño, W., & Culma Ramirez, C. A. (2017). *Manual para la operación de subestaciones eléctricas con niveles de tensión 115 kV, 33 kV y 13,2 kV*. Colombia.

Rojas Castillo, J. E., & Vargas Jaramillo, P. E. (2018). *Diseño e implementación de los circuitos de control para cuatro bahías de 69kV de la subestación de Velacruz*. Cuenca.

Salazar, G. (2017). *Estadística Anual y Multianual del Sector Eléctrico Ecuatoriano*. Quito: Agencia de Regularización y Control de Electricidad.

Tasipanta, C. R. (2002). *Estudio e implementación de sistemas de protección contra descargas atmosféricas y puesta a tierra de protección de la compañía "Helmerich and payne del rig 132"*. Latacunga.

## GLOSARIO

**Acometida:** Derivación física para la conexión entre la red eléctrica, propiedad de la Distribuidora, y las instalaciones del consumidor.

**Área de servicio:** Es el área geográfica definida en el título habilitante de la empresa eléctrica, en la cual esta prestará el servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica y el servicio de alumbrado público general.

**Calidad:** Atributos técnicos y comerciales inherentes al suministro de energía eléctrica, a los cuales las empresas eléctricas deben someterse para la prestación de este servicio público.

**Calibración:** Procedimiento que permite determinar las desviaciones de los valores de medición de un instrumento de medida, al compararlos con los valores de medición de un patrón de referencia o estándar; para llevar un instrumento de medida a un estado de funcionamiento conveniente para su utilización.

**Campo de conexión:** Es el conjunto de equipos y aparatos de transformación, maniobra, protección, medición, comunicaciones y auxiliares, con los cuales se materializa la vinculación eléctrica de un usuario con el Transmisor o con la Distribuidora.

**Carga instalada:** Suma de las potencias nominales de todos los equipos eléctricos que forman parte de las instalaciones de un consumidor.

**Demanda declarada:** Demanda máxima de las instalaciones de un consumidor, a ser abastecida por las redes de la Distribuidora. Esta demanda será incluida dentro del contrato de suministro.

**Empresa eléctrica de distribución o Distribuidora:** Persona jurídica cuyo título habilitante le faculta realizar las actividades de distribución y

comercialización de energía eléctrica y el servicio de alumbrado público general, dentro de su área de servicio.

**Lectura o medición:** Acción mediante la cual se obtiene el registro del consumo de energía eléctrica y otros parámetros relacionados, desde el equipo de medición del consumidor.

**Niveles de voltaje:** Se definen los siguientes niveles de voltaje:

- Bajo Voltaje: voltaje menor o igual a 0,9kV
- Medio Voltaje: voltaje mayor a 0,6kV y menor igual a 40kV
- Alto voltaje grupo 1: voltaje mayor a 40 y menor igual a 138kV
- Alto voltaje grupo 2: voltaje mayor a 138KV.

**Punto de entrega o conexión:** Es la frontera de conexión entre las instalaciones de dos participantes del sector eléctrico, la cual separa las responsabilidades en cuanto a la propiedad, la operación y el mantenimiento de los activos.

**Sistema de distribución:** Comprende las líneas de subtransmisión, las subestaciones de distribución, los alimentadores primarios, los transformadores de distribución, las redes secundarias, las acometidas, el equipamiento de compensación, protección, maniobra, medición, control y comunicaciones, utilizados para la prestación del servicio de distribución de energía eléctrica.

**Sistema de medición:** Son los componentes necesarios para la medición o registro de energía activa, energía reactiva, demandas máximas y otros parámetros relacionados. Incluyen los equipos de medición (medidores), los transformadores de medición (cuando se apliquen), los cables de conexión, los accesorios de sujeción y protección física de los medidores y de los transformadores. (ARCONEL, Distribución y comercialización de energía eléctrica, 2018)

**Cable:** Conductor sólido o conjunto de hilos que pueden tener o no aislamiento.

**Conductor:** Material que posibilita la transmisión de electricidad, por lo general en forma de cable o barra sólida, adecuado para transportar una corriente eléctrica. La capacidad de transmisión está dada por la escasa resistencia que ejerce el material. ante el movimiento de la carga eléctrica.

**Distancia mínima de seguridad:** Es la distancia mínima establecida entre superficies de un objeto energizado y las personas o edificaciones, la cual permite reducir el riesgo de descargas eléctricas.

**Franja de servidumbre:** Es la superficie horizontal simétrica respecto al eje de la línea de alto voltaje, determinada con el objeto de evitar contactos accidentales con partes energizadas, garantizar la seguridad de las personas, así como la confiabilidad de la línea.

**Flecha final:** Es la distancia vertical máxima entre el conductor y la línea recta imaginaria que une los extremos del conductor con las estructuras de soporte y que esté sujeto a condiciones específicas de carga y temperatura aplicadas.

**Línea de distribución:** Estructura utilizada para el transporte de energía eléctrica, perteneciente a las empresas eléctricas distribuidoras.

**Líneas de transmisión:** Estructura utilizada para el transporte de energía eléctrica, perteneciente al transmisor o generador.

**Partes energizadas:** conductores, barras. terminales o componentes eléctricos que pueden producir descargas eléctricas. (ARCONEL, Franjas de servidumbre en líneas del servicio de energía eléctrica y distancias de seguridad entre las redes eléctricas y edificaciones., 2018)

**Afectación al servicio público:** Condición en la que se encuentran los bienes e instalaciones necesarios para cumplir con el objeto del servicio público de energía eléctrica. No podrán ser retirados sin la autorización previa respectiva. Se incluye dentro de esta condición a los bienes e instalaciones pertenecientes a los autogeneradores. (Barrezueta, 2015)

**Autogenerador:** Persona jurídica dedicada a una actividad productiva o comercial, cuya generación eléctrica se destina al abastecimiento de su demanda, pudiendo, eventualmente, producir excedentes de generación que pueden ser puestos a disposición de la demanda. (Barrezueta, 2015)

**Gran consumidor:** Persona natural o jurídica, cuyas características de consumo definidas por la Agencia de Regulación y Control de Electricidad – ARCONEL-, a través de la respectiva regulación, le facultan para acordar libremente con un generador o autogenerador privados, la compra de la energía eléctrica para su abastecimiento. (Barrezueta, 2015)

**Aislador:** Dispositivo cuya función eléctrica es proveer el aislamiento para líneas y equipos; así mismo la retención mecánica de los conductores, cables o barrajes rígidos de la subestación. Estos equipos están sometidos a condiciones de viento, contaminación, esfuerzos de cortocircuitos y sismos que generan esfuerzos y tensiones sobre ellos.

**Apantallamiento:** El apantallamiento consiste en proteger los equipos de la subestación contra descargas atmosféricas directas. Existe también apantallamiento para cables subterráneos, que consiste en mantener el campo magnético en toda la superficie del conductor con el fin de evitar daños en el aislamiento

**Dispositivos apantalladores:** Normalmente se emplean tres tipos de dispositivos con fines de apantallamiento:

**Cable de guarda:** Son cables ubicados por encima de cualquier equipo a proteger y conectados a tierra a través de los pórticos de la subestación. Presentan algunas características importantes tales como:

- Proteger el equipo a lo largo del cable.

- Son económicos y no requieren estructuras muy fuertes. Aprovechan las estructuras existentes requiriendo solamente de castilletes adicionales.
- Las corrientes de rayo viajan en las dos direcciones por lo que las estructuras no disiparán la corriente total.
- La impedancia presentada al rayo es baja, reduciendo el tiempo de flameo inverso.
- No alteran estéticamente la subestación.
- Mejoran las condiciones de malla a tierra

**Barraje o barra:** Es el conjunto de elementos (conductores, barras, conectores y aisladores) instalados rígidamente y que sirven de nodo de enlace de los campos de la subestación.

**Batería:** Acumulador o conjunto de varios acumuladores de electricidad compuesto por placas positivas y placas negativas que se encuentran sumergidas en un electrolito (ácido sulfúrico y agua líquida o gel, en el caso de las baterías sacas), en el cual, mediante un proceso electroquímico, se obtiene una diferencia de potencial entre sus electrodos.

**Cadena de aisladores:** Conjunto de herrajes y aisladores de suspensión, utilizados para soportar los conductores flexibles.

**Cajas de maniobras (ral):** Es un equipo eléctrico utilizado en redes subterráneas que se operan como equipo de seccionamiento y que, de acuerdo a su disposición sobre la red, puede permitir la reconfiguración topológica de los circuitos de nivel de tensión de nivel 13,2 kV y que su mando es por pértiga.

**Campo o bahía:** Es el conjunto de campos de potencia para seccionamiento o de interrupción, que al ser operados remota, manual o automáticamente (ante consignas o ante fallas), modifican en la subestación la conectividad de líneas, transformadores, grupos generadores, acople de barras o de transferencia, banco de condensadores, etc. Una práctica común en la

operación es "preparar un campo" que consiste en preparar los seccionadores de barra y línea (o del elemento correspondiente), con el fin de que esté listo para energizar por medio del interruptor.

**Campo de transferencia:** Operación mediante la cual se conmuta un circuito a través de su campo de conexión, hasta el barraje dispuesto en la subestación para dicho propósito.

**Cargador de baterías:** Convertidor que toma potencia normal de la red de corriente alterna y la convierte en corriente continua de modo que pueda cargar las baterías y, a su vez, sea la fuente de las cargas de corriente continua.

**Centro de control:** El Centro de Control tiene por misión coordinar el accionar del sistema eléctrico. Dicha coordinación se lleva a cabo a través de comunicación con el organismo encargado del Sistema Interconectado.

**ANEXOS**  
**ESTUDIOS ELÉCTRICOS PARA EL DISEÑO DE UNA**  
**SUBESTACIÓN ELÉCTRICA.**

**COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO**

<b>Voltaje máximo del sistema (fase - fase) <math>U_s</math> KV,rms</b>	<b>Voltaje Soportado a 60 Hz (fase-tierra) KV,rms</b>	<b>BIL (fase - fase) KV, pico</b>
1.2		30
		45
5		60
		75
15	34	95
		110
26.2	50	150
36.2	70	200
48.3	95	250
72.5	95	250
	140	350
121	140	350
	185	450
	230	550
145	185	450
	230	550
	275	650
169	230	550
	275	650
	325	750
242	275	650
	325	750
	360	825
	395	900
	480	975
		1050

*Tabla 48 Voltajes soportados estándares para  $1 \text{ KV} \leq U_m \leq 242 \text{ KV}$   
Fuente: Quimpac Ecuador S.A.*

BIL (fase - fase) KV,rms	Distancias mínimas fase a tierra basadas en el BIL (m)
30	0.057
45	0.086
60	0.114
75	0.143
95	0.181
110	0.209
150	0.285
200	0.380
250	0.475
350	0.665
450	0.856
550	1.046
650	1.236
750	1.426
825	1.568
900	1.711
975	1.854
1050	1.996

Tabla 49 Distancias mínimas según norma IEEE 1427.  
Fuente: Quimpac Ecuador S.A.

Voltaje máximo del equipo (fase - fase) U <sub>m</sub> KV,rms	Voltaje Soportado a 60 Hz (fase-tierra) KV,rms	BIL (fase - fase) KV,rms	Distancias mínimas fase a tierra basadas en el BIL (mm)
12	28	60	90
		75	120
		95	160
17.5	38	75	120
		95	160
24	50	95	160
		125	220
		145	270
36	70	145	270
		170	320
72.5	140	325	630
145	230	550	1100
	275	650	1300
245	360	850	1700
	395	950	1900
	460	1050	2100

Tabla 50 Distancias mínimas según norma IEC 60071-2.  
Fuente: Quimpac Ecuador S.A.

Voltajes	69 KV		13.8 KV	
	Externo (KV)	Interno (KV)	Externo (KV)	Interno (KV)
Sobretensiones temporales	79.11	86.64	16.37	17.93
Sobretensiones de frente lento	163.17	178.71	-	-
Sobretensiones de frente rápido	227.60	249.27	37.8	41.4

Tabla 51 Voltajes soportados requeridos según norma IEC 60071-2.

Fuente: Quimpac Ecuador S.A.

Voltajes	69 KV	
	Externo (KV pico)	Interno (KV pico)
Corta duración - frecuencia industrial (SDW)	97.90	89.36
Impulso atmosférico (LIW)	212.12	196.58

Tabla 52 Sobretensiones de frente lento convertidos a sobretensiones temporales según norma IEC 60071-2.

Fuente: Quimpac Ecuador S.A.

Voltajes	69 KV		13.8 KV	
	Externo (KV)	Interno (KV)	Externo (KV)	Interno (KV)
Sobretensiones temporales	95	95	28	28
Sobretensiones de frente lento	250	250	-	-
Sobretensiones de frente rápido	325	450	75	75

Tabla 53 Niveles de aislamiento.

Fuente: Quimpac Ecuador S.A.

## MALLA PUESTA A TIERRA

Equipo de Medición de resistividad del terreno METREL Mi-2124	Terreno donde se realizó la prueba
	

Medición Eje Y – distancia de separación de electrodos 2 m	Medición Eje Y – distancia de separación de electrodos 3 m
	

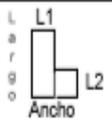
<p>Medición Eje X – distancia de separación de electrodos 1 m</p>	<p>Medición Eje X – distancia de separación de electrodos 2 m</p>
	
<p>Medición Eje X – distancia de separación de electrodos 3 m</p>	<p>Medición Eje Y – distancia de separación de electrodos 1 m</p>
	

# IEEE 80 - 2000

## PROYECTOS DEL ECUADOR S.A

Realizado por: Ing. David Cuenca  
Ing. Mateo Mora

### DATOS BASE PARA EL CÁLCULO DE LA MALLA DE PUESTA A TIERRA S-E 69KV QUIMPAC

Resistencia Objetivo menor a .....( $\Omega$ )	1	Subestaciones de alta y extra alta tensión. ▼		
Resistividad aparente del terreno ( $\rho$ )	30,00			
Corriente de falla monofásica a tierra en el primario $I_o$ (A)	11.866			
Tiempo de despeje de la falla $t_c$ (ms)	500			
Material a utilizar en la puesta a tierra, con temperatura ambiente de 40°C	Cobre duro cuando se utiliza soldadura exotérmica ▼ Ver propiedades de los diferentes materiales			
Marque la casilla de verificación si existe una capa superficial. <input checked="" type="checkbox"/>	Resistividad ( $\Omega.m$ )	Espesor $h_c$ (cm)		
	3.000	20		
Conductor a utilizar en la malla de puesta a tierra	Area (mm <sup>2</sup> )	Calibre	Diámetro (m)	
	90,03	4/0 AWG	0,0117	
Geometría de la malla	<input type="radio"/> Cuadrada	Largo (m)	42	Longitud Conductor Horizontal (m)
	<input type="radio"/> Rectángular	Ancho (m)	21	579
	<input checked="" type="radio"/> En forma de L	L1 (m)	15	Longitud total varillas (m)
		L2 (m)	24	
	<input checked="" type="checkbox"/> Marque la casilla si la PT tiene Varillas	Lado de Cuadrícula (cm)	300	Longitud del perímetro (m)
		Número de varillas	15	126
	Longitud de varilla (cm)	300		
Profundidad de enterramiento de la malla (cm)	60	Área de la malla (m <sup>2</sup> )	774	

# IEEE 80 - 2000

## PROYECTOS DEL ECUADOR S.A

Realizado por: Ing. David Cuenca  
Ing. Mateo Mora

### CÁLCULO DE TENSIONES DE PASO Y CONTACTO MÁXIMAS PERMITIDAS

Tensión de contacto tolerable	1.035	Persona de 70 kg
Tensión de paso tolerable	3.482	

### CÁLCULO DE RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA

Resistencia de Puesta a Tierra ( $\Omega$ )	0,509	
---	-------	--

### CÁLCULO DE TENSIONES EN CASO DE FALLA

Máximo potencial de tierra GPR (V)	<u>11.478</u>	
------------------------------------	---------------	--

Tensión de malla en caso de falla (V)	<u>1.180</u>	
---------------------------------------	--------------	--

Tensión de paso en caso de falla (V)	<u>1.455</u>	
--------------------------------------	--------------	--

El GPR es menor que la tensión de contacto tolerable?	<u>Verifique la tensión de malla!!!</u>
---	---

La tensión de malla en caso de falla es menor que la tensión de contacto tolerable?	<u>Modifique su diseño!!!</u>
---	-------------------------------

La tensión de paso en caso de falla es menor que la tensión de paso tolerable?	<u>Modifique su diseño!!!</u>
--	-------------------------------

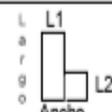
La resistencia obtenida es menor a la resistencia objetivo?	<u>OK!!! Su diseño ha sido exitoso</u>
---	--

# IEEE 80 - 2000

## PROYECTOS DEL ECUADOR S.A

Realizado por: Ing. David Cuenca  
Ing. Mateo Mora

### DATOS BASE PARA EL CÁLCULO DE LA MALLA DE PUESTA A TIERRA S-E 69KV QUIMPAC

Resistencia Objetivo menor a .....( $\Omega$ )	1	Subestaciones de alta y extra alta tensión. ▼		
Resistividad aparente del terreno ( $\rho$ )	10,00			
Corriente de falla monofásica a tierra en el primario $I_o$ (A)	11.866			
Tiempo de despeje de la falla $t_c$ (ms)	500			
Material a utilizar en la puesta a tierra, con temperatura ambiente de 40°C	Cobre duro cuando se utiliza soldadura exotérmica ▼ Ver propiedades de los diferentes materiales			
Marque la casilla de verificación si existe una capa superficial. <input checked="" type="checkbox"/>	Resistividad ( $\Omega.m$ )	Esesor $h_c$ (cm)		
	3.000	20		
Conductor a utilizar en la malla de puesta a tierra	Area ( $mm^2$ )	Calibre	Diámetro (m)	
	90,03	4/0 AWG	0,0117	
Geometría de la malla	<input type="radio"/> Cuadrada	Largo (m)	42	Longitud Conductor Horizontal (m)
	<input type="radio"/> Rectángular	Ancho (m)	21	579
	<input checked="" type="radio"/> En forma de L	L1 (m)	15	Longitud total varillas (m)
		L2 (m)	24	
	<input checked="" type="checkbox"/> Marque la casilla si la PT tiene Varillas	Lado de Cuadrícula (cm)	300	Longitud del perímetro (m)
		Número de varillas	20	126
	Longitud de varilla (cm)	300		
Profundidad de enterramiento de la malla (cm)	60	Área de la malla ( $m^2$ )	774	

# IEEE 80 - 2000

## PROYECTOS DEL ECUADOR S.A

Realizado por: Ing. David Cuenca

Ing. Mateo Mora

### CÁLCULO DE TENSIONES DE PASO Y CONTACTO MÁXIMAS PERMITIDAS

Tensión de contacto tolerable	1.038	Persona de 70 kg
Tensión de paso tolerable	3.487	

### CÁLCULO DE RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA

Resistencia de Puesta a Tierra ( $\Omega$ )	0,169	
---	-------	--

### CÁLCULO DE TENSIONES EN CASO DE FALLA

Maximo potencial de tierra GPR (V)	<u>3.818</u>	
------------------------------------	--------------	--

Tensión de malla en caso de falla (V)	<u>379</u>	
---------------------------------------	------------	--

Tensión de paso en caso de falla (V)	<u>472</u>	
--------------------------------------	------------	--

El GPR es menor que la tensión de contacto tolerable?	<u>Verifique la tensión de malla!!!</u>
---	---

La tensión de malla en caso de falla es menor que la tensión de contacto tolerable?	<u>OK!!! La tensión de malla cumple</u>
---	---

La tensión de paso en caso de falla es menor que la tensión de paso tolerable?	<u>OK!!! La tensión de paso cumple.</u>
--	---

La resistencia obtenida es menor a la resistencia objetivo?	<u>OK!!! Su diseño ha sido exitoso</u>
---	--

SERVICIOS DE DISEÑO, MONTAJE Y SUPERVISIÓN DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS, MALLAS DE PUESTA A TIERRA, LINEAS DE SUBTRANSMISIÓN, MEDIA Y BAJA TENSIÓN

REPORTE MEDICION DE RESISTIVIDAD

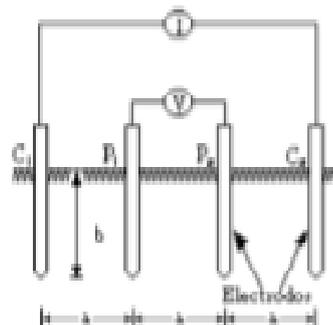
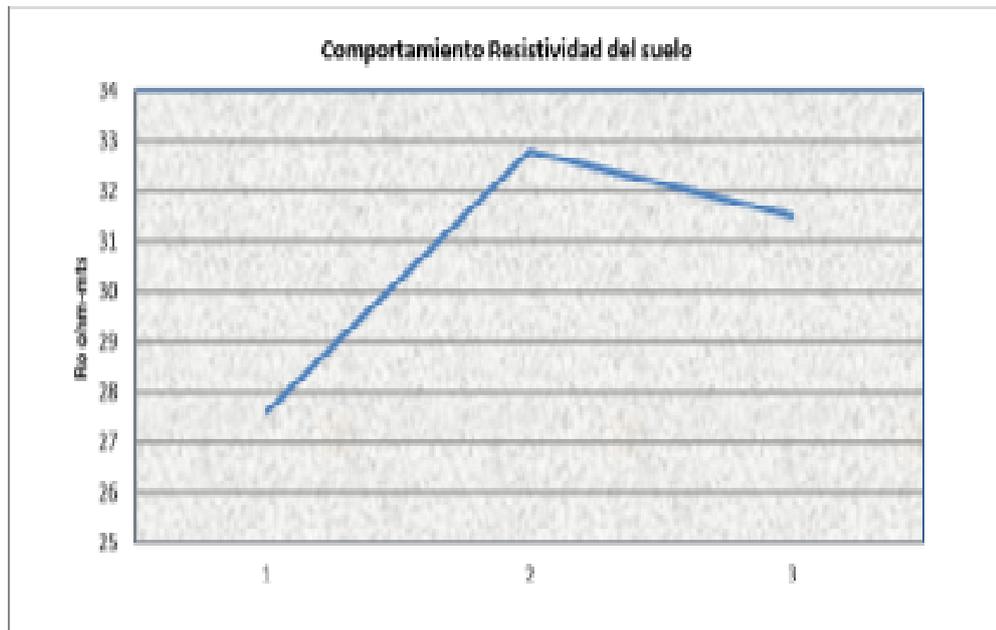
FECHA	27/04/2018
TERRENO	NATURAL
ESTRATO	HÚMEDO

CLIENTE	QUIMPAC S.A.
OBRA	S/E QUIMPAC
ALTURA	

VALORES LECTURA EQUIPO

DISTANCIA [MTS]	R <sub>o</sub> [ohm-mts]
1	27,6
2	32,8
3	31,5

SENTIDO	LONGITUDINAL
UBICACIÓN	EJE #1
HORA	14H30



**SERVICIOS DE DISEÑO, MONTAJE Y SUPERVISIÓN DE: SUBESTACIONES ELÉCTRICAS, MALLAS DE PUESTA A TIERRA, LINEAS DE SUBTRANSMISIÓN, MEDIA Y BAJA TENSIÓN**

**REPORTE MEDICIÓN DE RESISTIVIDAD**

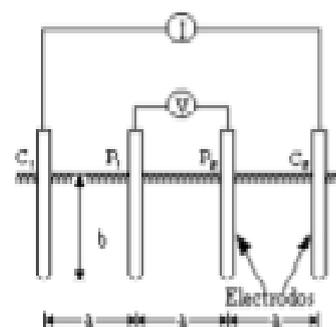
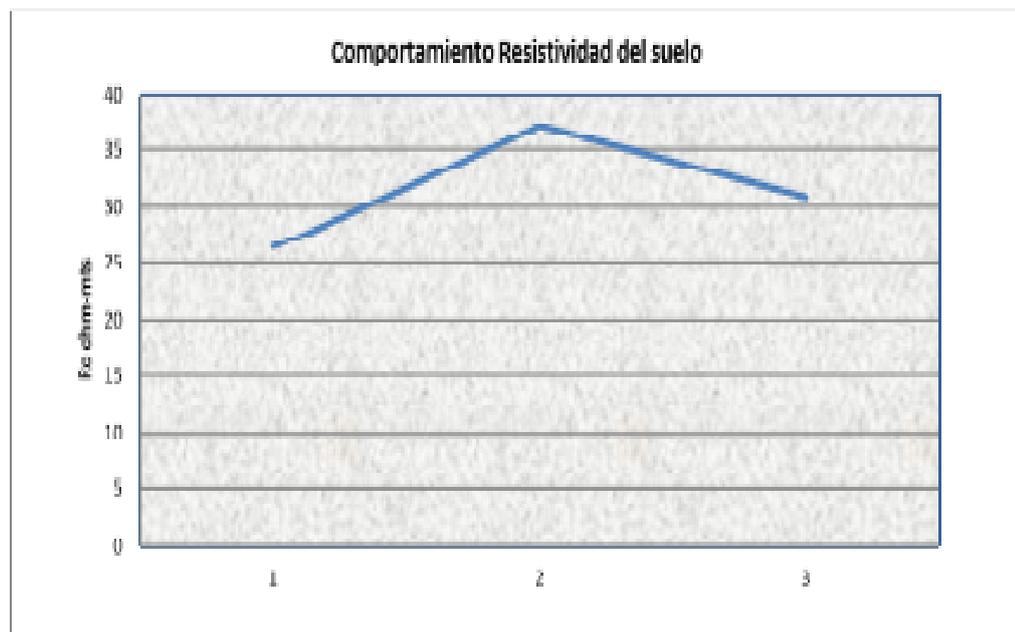
FECHA	27/04/2018
TERRENO	NATURAL
ESTRATO	HÚMEDO

CLIENTE	QUIMPAC S.A.
OBRA	S/E QUIMPAC
ALTURA	

**VALORES LECTURA EQUIPO**

DISTANCIA [MTS]	Ro [ohm-mts]
1	26,4
2	37,0
3	30,9

SENTIDO	LONGITUDINAL
UBICACIÓN	EJE #2
HORA	14H50



**SERVICIOS DE DISEÑO, MONTAJE Y SUPERVISIÓN DE: SUBESTACIONES ELÉCTRICAS, MALLAS DE PUESTA A TIERRA, LINEAS DE SUBTRANSMISIÓN, MEDIA Y BAJA TENSIÓN**

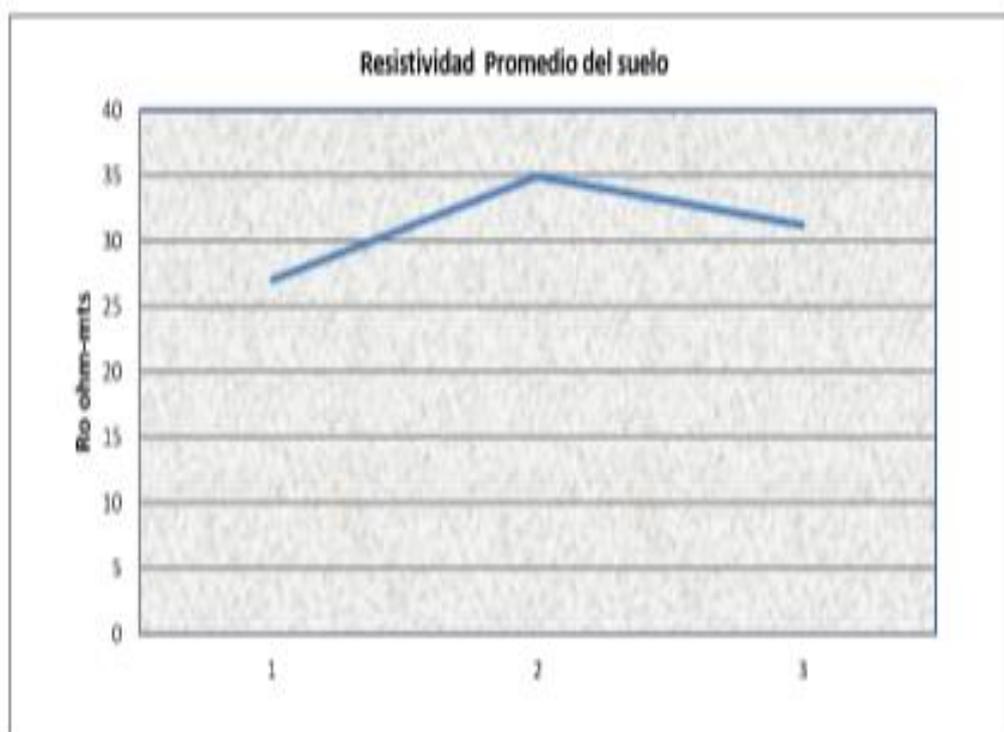
**REPORTE MEDICIÓN DE RESISTIVIDAD**

FECHA	27/04/2018
TERRENO	NATURAL
ESTRATO	HÚMEDO

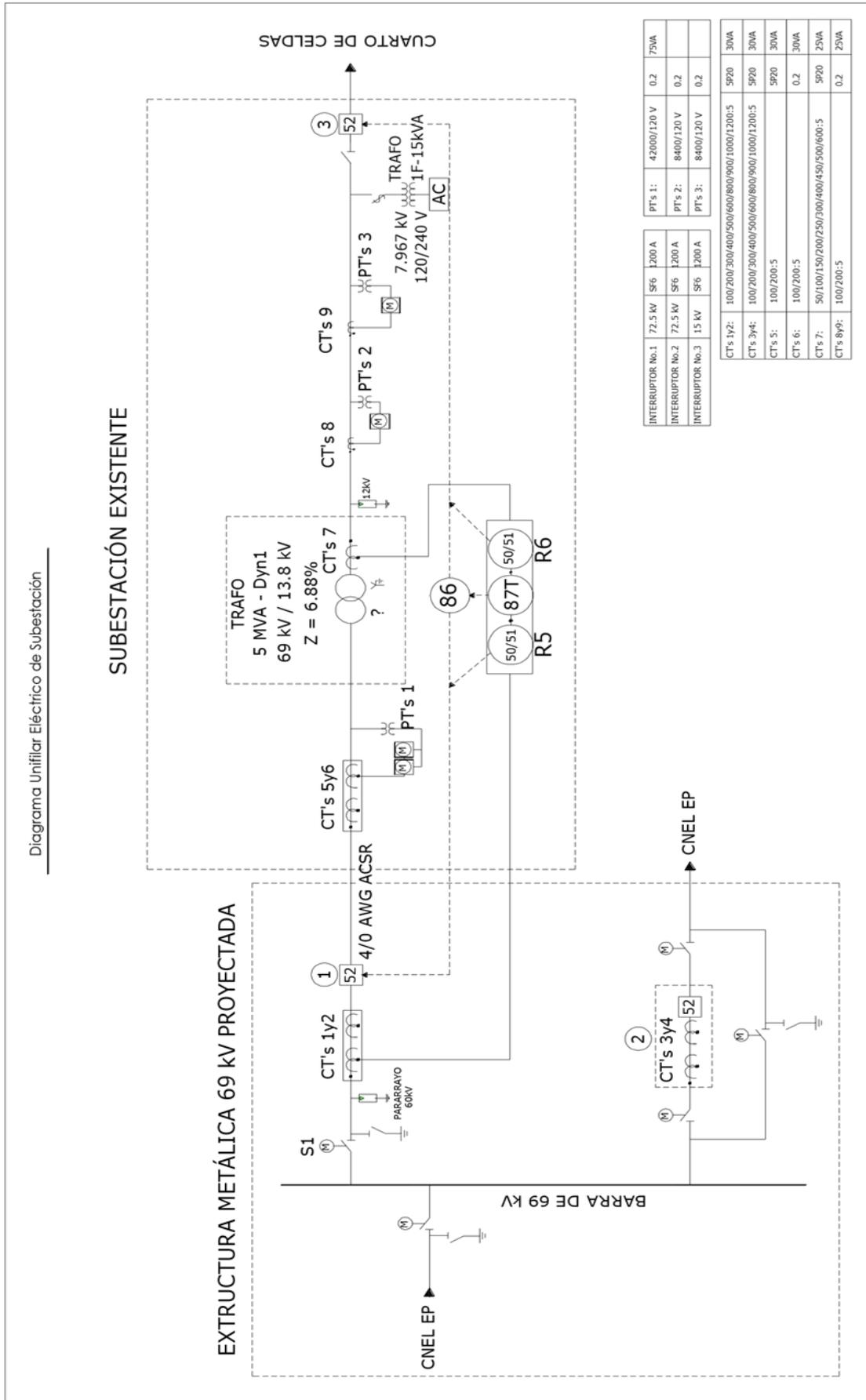
CLIENTE	QUIMPAC S.A.
OBRA	S/E QUIMPAC
ALTURA	

**VALORES LECTURA EQUIPO**

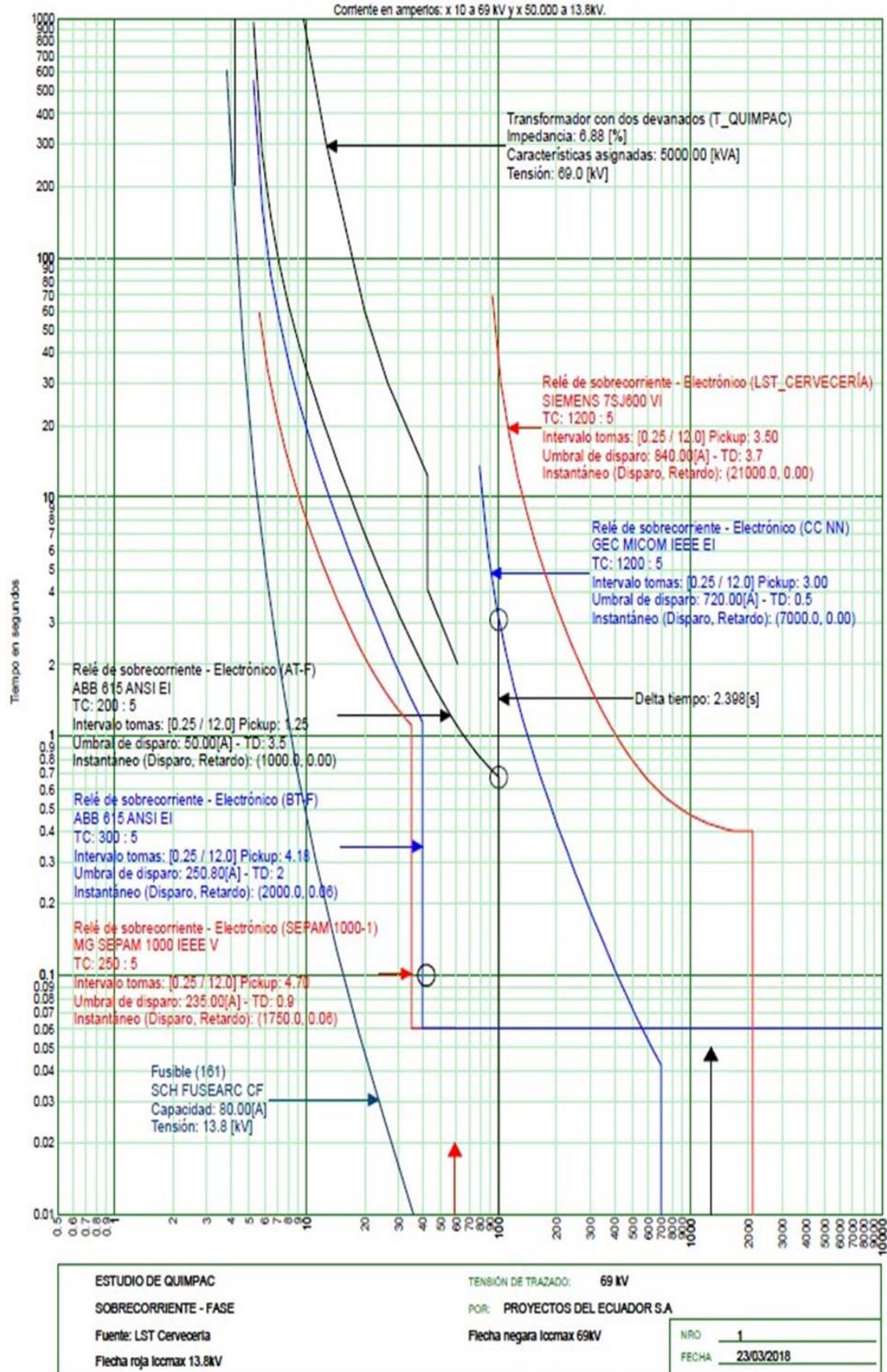
DISTANCIA (MTS)	EJE #1	EJE#2	Ro PROMEDIO
1	27,6	26,4	27
2	32,8	37,0	34,9
3	31,5	30,9	31,2
			31,0333333



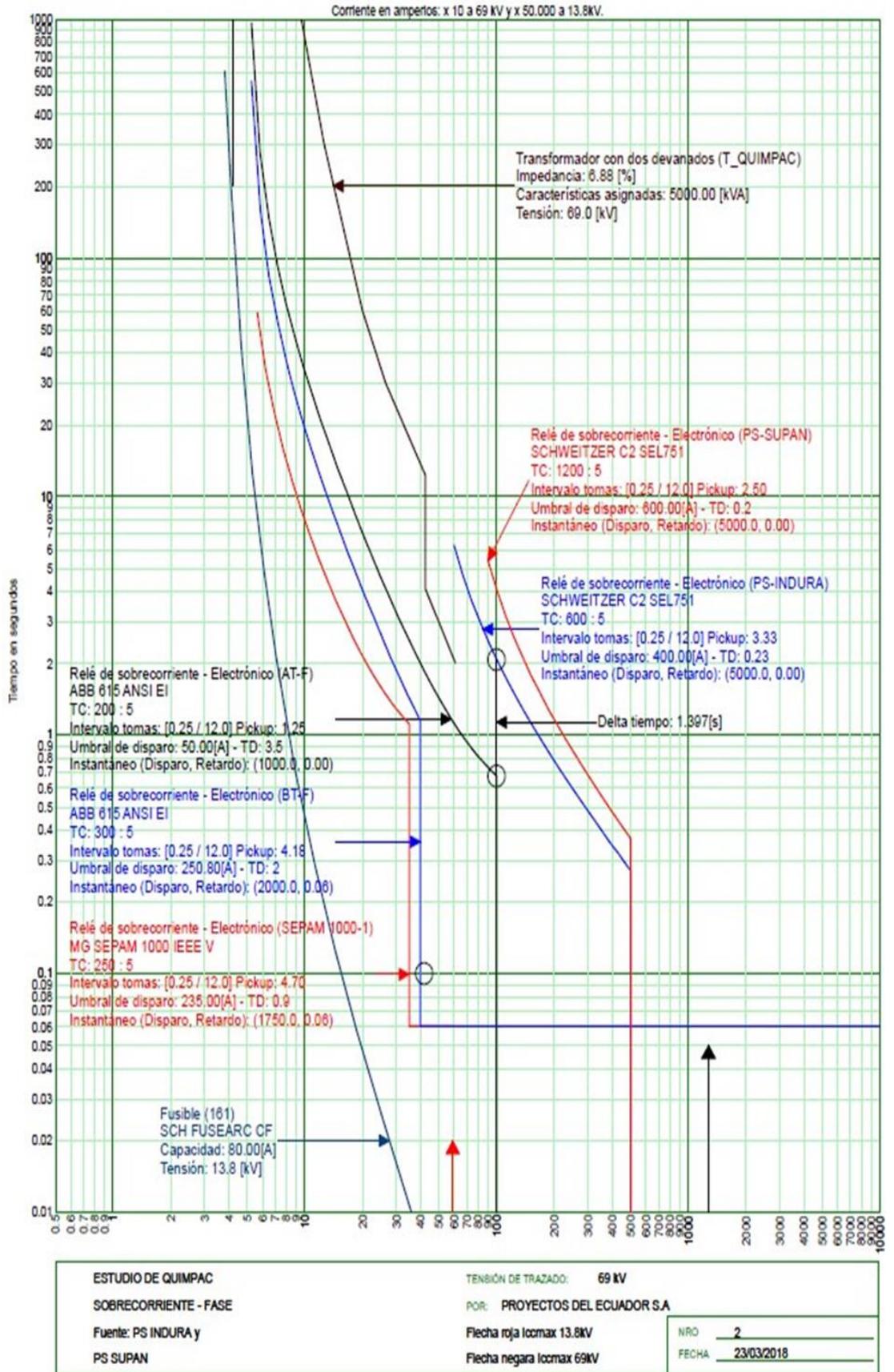
# ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES



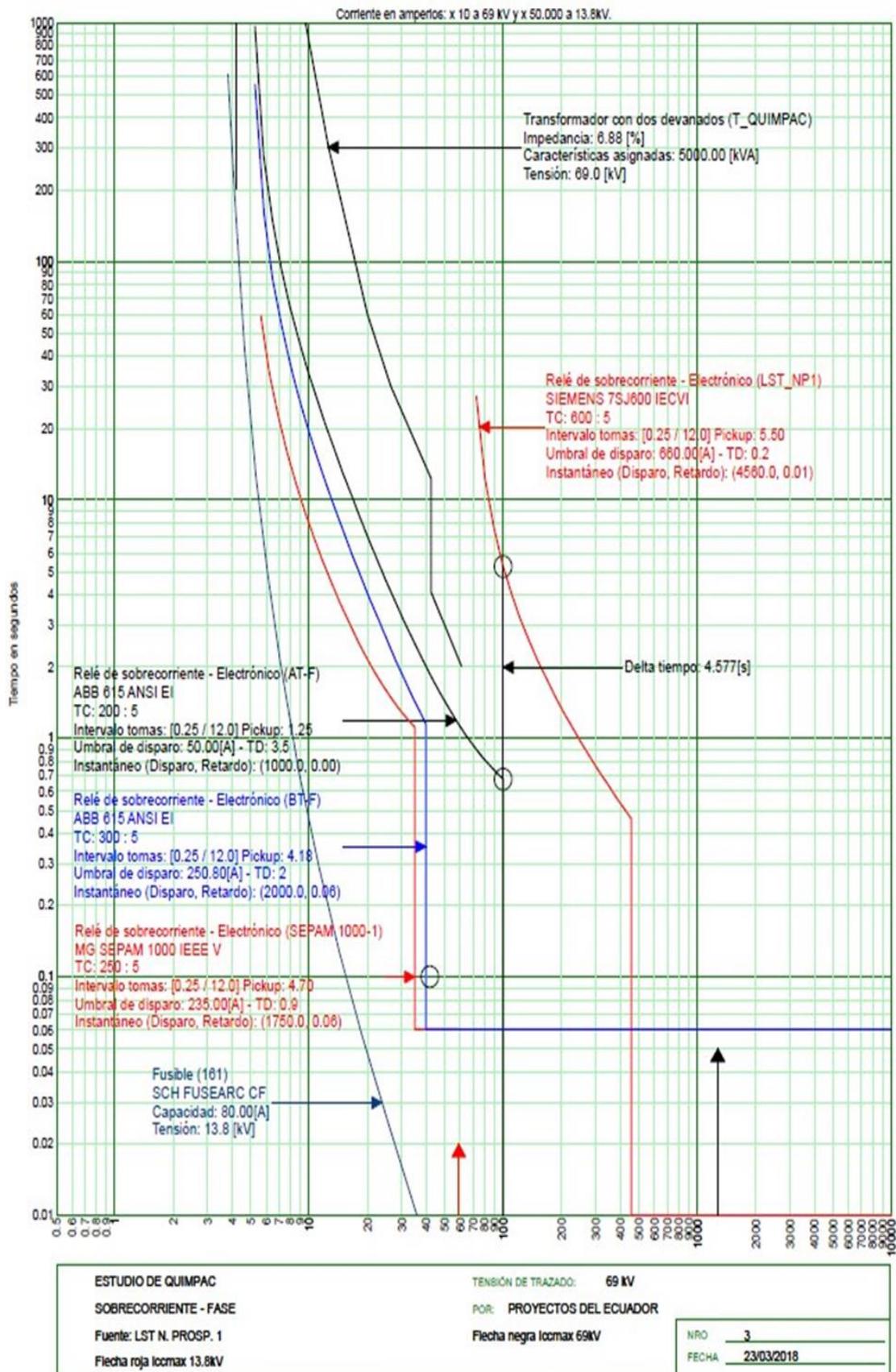
# CURVA DE PROTECCIONES DE FASE R1 - R5 - R6 - CELDA PRINCIPAL



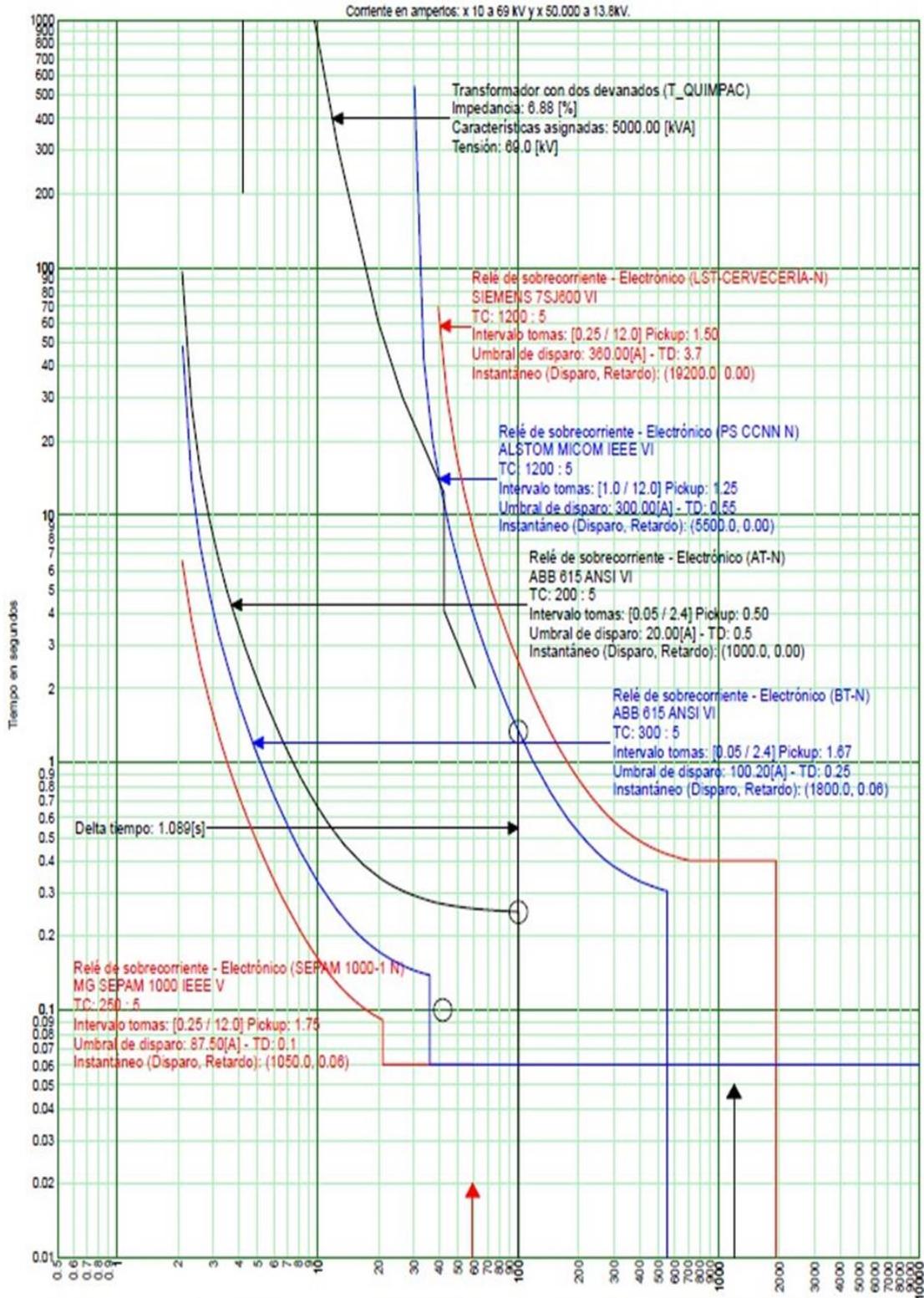
# CURVA DE PROTECCIONES DE FASE R2 Y R3 - R5 - R6 - CELDA PRINCIPAL



# CURVA DE PROTECCIONES DE FASE R4 - R5 - R6 - CELDA PRINCIPAL

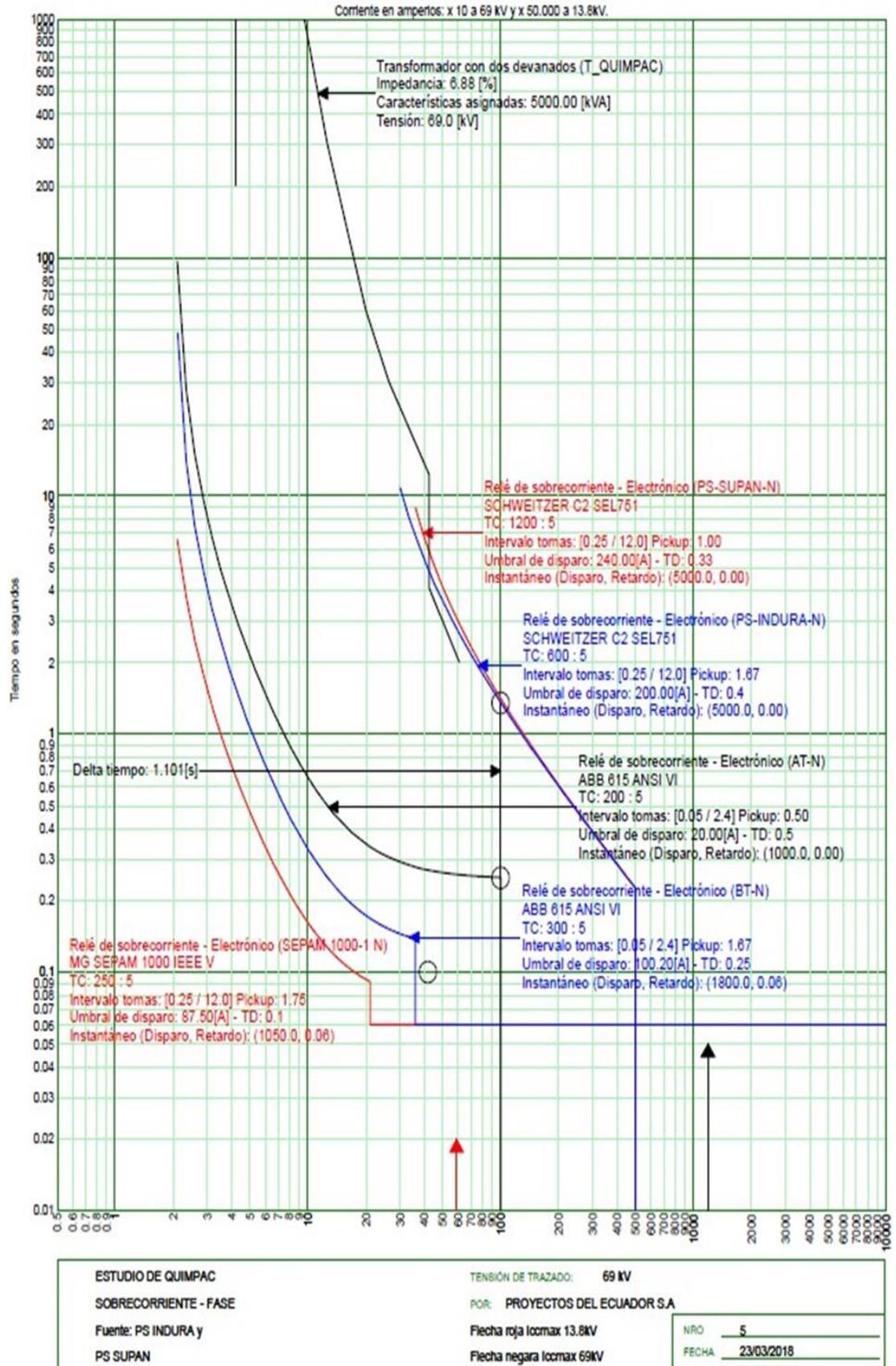


# CURVA DE PROTECCIONES DE NEUTRO R1 - R5 - R6 - CELDA PRINCIPAL

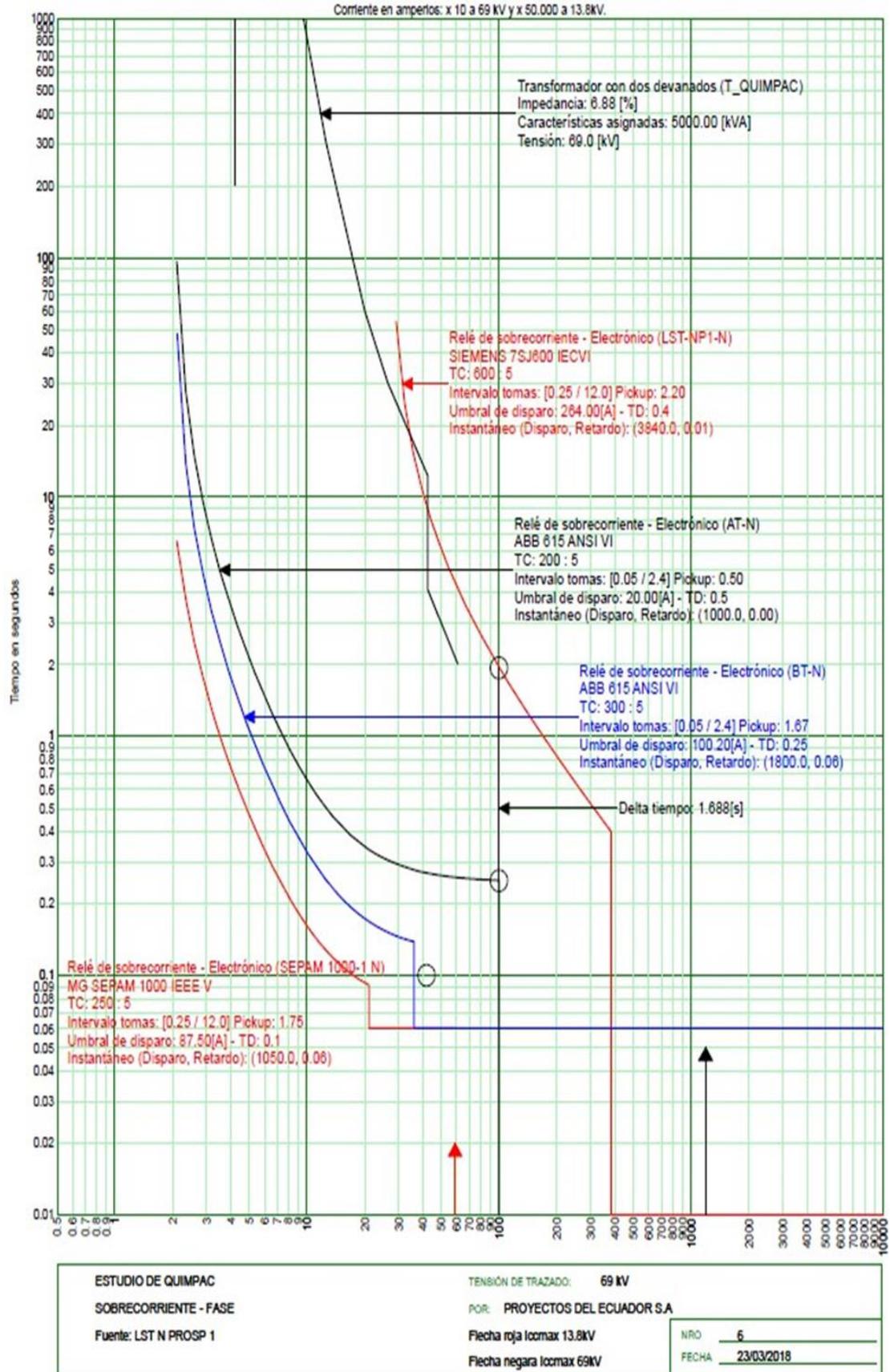


<p><b>ESTUDIO DE QUIMPAC</b>                  SOBRECORRIENTE - NEUTRO                  Fuente: LST Cerveceria                  Flecha roja Iocmax 13.8kV</p>	<p>TENSIÓN DE TRAZADO: <b>69 kV</b>                  POR: PROYECTOS DEL ECUADOR S.A.                  Flecha negra Iocmax 69kV</p>
	<p>NRO: <u>4</u>                  FECHA: <u>23/03/2018</u></p>

# CURVA DE PROTECCIONES DE NEUTRO R2 Y R3 - R5 - R6 - CELDA PRINCIPAL



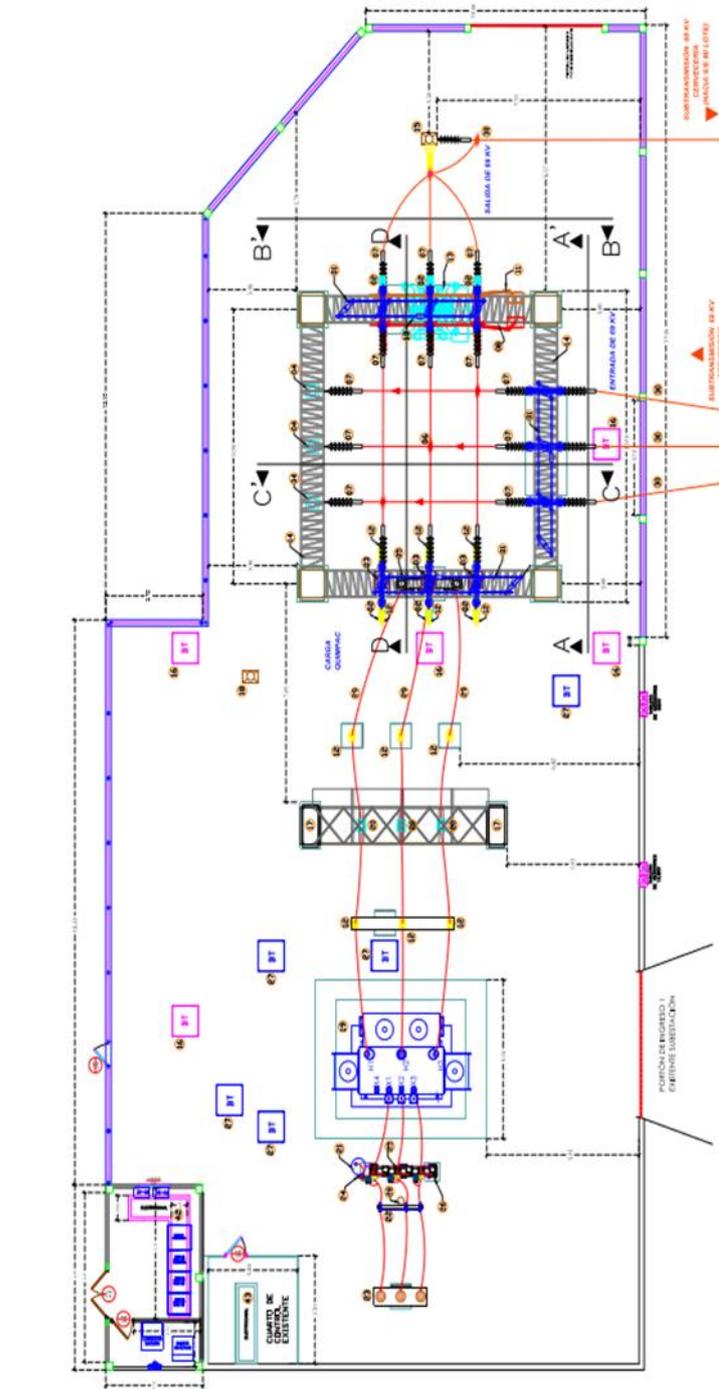
# CURVA DE PROTECCIONES DE NEUTRO R4 - R5 - R6 - CELDA PRINCIPAL







NOMENCLATURA	
1	RECORRIDO DE BARRAS 88 KV, USIA TRIPOLAR ROTORNO CON CLOCLAR DE BARRA EN UNO
2	ARMARIO 88 KV, TIPO ESTACION
3	TRANSFORMADOR DE CORRIENTE DOBLE DEVANADO 88 KV
4	TRANSFORMADOR DE POTENCIAL DEVANADO PROTECCION 88 KV
5	DISYUNTOR 88 KV TIPO VVO 88 KV, 425MA
6	CONDUCTOR 88 MONOCABLE BARRALE 88 KV
7	CABLE DE AISLADORES 88 KV TIPO SUSPENSION
8	RECORRIDO DE BARRAS 88 KV, USIA TRIPOLAR ROTORNO CON CABLE DE AISLADORES TIPO 88KV 88KV PARA ELECTRO ESTACION CABLE BARRAS
9	PLATA PARALELA
10	RECORRIDO DE LINEA 88 KV, USIA TRIPOLAR ROTORNO
11	ARMARIO 88 KV TIPO ESTACION
12	DISYUNTOR 88 KV TIPO VVO 88 KV, 425MA
13	ESTRUCTURA METALICA CUADRO PANTO RECOMANDO 88 KV
14	POSTE HOMOGON 17m 4.880 M3 SALIDA LINEA 88 KV
15	GALA DE PANTO 10x18 M
16	ESTRUCTURA METALICA PORTO 88 KV EXISTENTE
17	POSTE HOMOGON 17m 4.880 M3 EXISTENTE
18	TRANSFORMADOR DE POTENCIA 88 KV 88 KV 2POT EXISTENTE
19	RECORRIDO DE BARRAS 88 KV 88 KV 2POT EXISTENTE
20	RECORRIDO DE BARRAS 88 KV 88 KV 2POT EXISTENTE
21	RECORRIDO DE BARRAS 88 KV 88 KV 2POT EXISTENTE
22	RECORRIDO DE BARRAS 88 KV 88 KV 2POT EXISTENTE
23	RECORRIDO DE BARRAS 88 KV 88 KV 2POT EXISTENTE
24	RECORRIDO DE BARRAS 88 KV 88 KV 2POT EXISTENTE
25	RECORRIDO DE BARRAS 88 KV 88 KV 2POT EXISTENTE
26	RECORRIDO DE BARRAS 88 KV 88 KV 2POT EXISTENTE
27	RECORRIDO DE BARRAS 88 KV 88 KV 2POT EXISTENTE
28	RECORRIDO DE BARRAS 88 KV 88 KV 2POT EXISTENTE
29	RECORRIDO DE BARRAS 88 KV 88 KV 2POT EXISTENTE
30	RECORRIDO DE BARRAS 88 KV 88 KV 2POT EXISTENTE
31	RECORRIDO DE BARRAS 88 KV 88 KV 2POT EXISTENTE
32	RECORRIDO DE BARRAS 88 KV 88 KV 2POT EXISTENTE
33	RECORRIDO DE BARRAS 88 KV 88 KV 2POT EXISTENTE
34	RECORRIDO DE BARRAS 88 KV 88 KV 2POT EXISTENTE
35	RECORRIDO DE BARRAS 88 KV 88 KV 2POT EXISTENTE
36	RECORRIDO DE BARRAS 88 KV 88 KV 2POT EXISTENTE
37	RECORRIDO DE BARRAS 88 KV 88 KV 2POT EXISTENTE
38	RECORRIDO DE BARRAS 88 KV 88 KV 2POT EXISTENTE
39	RECORRIDO DE BARRAS 88 KV 88 KV 2POT EXISTENTE
40	RECORRIDO DE BARRAS 88 KV 88 KV 2POT EXISTENTE
41	RECORRIDO DE BARRAS 88 KV 88 KV 2POT EXISTENTE
42	RECORRIDO DE BARRAS 88 KV 88 KV 2POT EXISTENTE
43	RECORRIDO DE BARRAS 88 KV 88 KV 2POT EXISTENTE
44	RECORRIDO DE BARRAS 88 KV 88 KV 2POT EXISTENTE
45	RECORRIDO DE BARRAS 88 KV 88 KV 2POT EXISTENTE



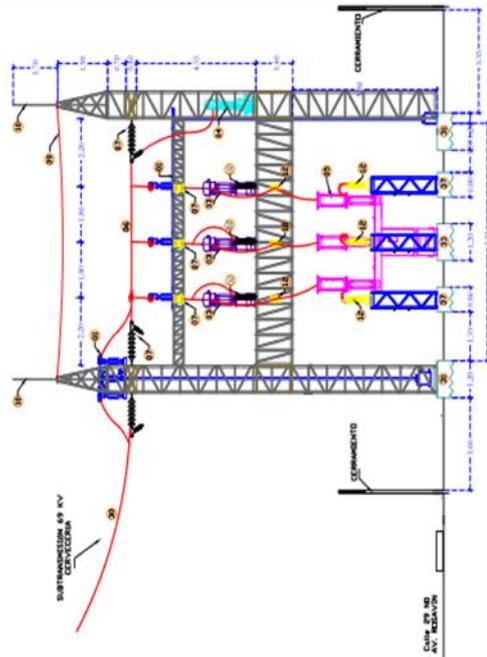
**Patio de Seccionamiento 69 KV Subestación QUIMPAC**  
**IMPLANTACION GENERAL**

Activar Win  
 QUIMPAC  
 QUIMPAC  
 QUIMPAC

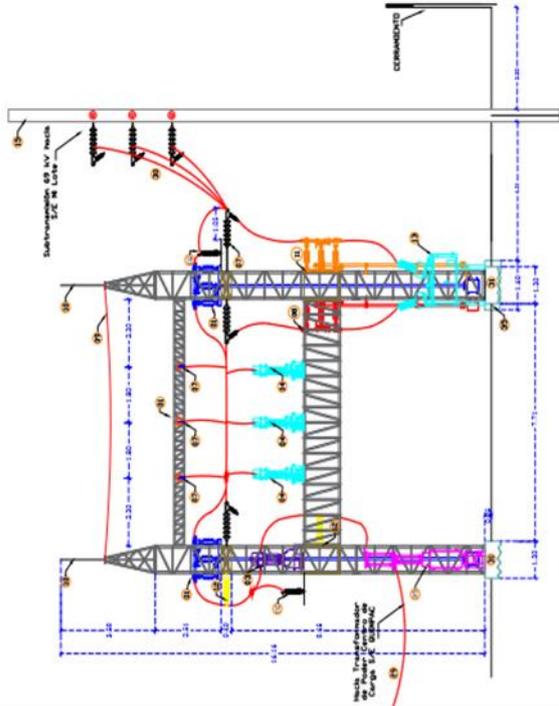
Activar Win  
 QUIMPAC  
 QUIMPAC  
 QUIMPAC



# CORTE C - C'



# CORTE D - D'



**NOMENCLATURA**

1	REGULADOR DE KV, VISA, TIRAPLAN, BARRAS, MOTORIZADO CON COXILAS DE PUEBLA, A TEMA.
2	PARA VIVO 88 KV, TIPO ESTACION.
3	TRANSFORMADOR DE CORRIENTE DOBLE DEVANADO 88 KV.
4	TRANSFORMADOR DE POTENCIAL, DEVANADO PROTECCION 88 KV.
5	DEFLECTOR 88 KV TANQUE VIVO 88 KV, 100MA.
6	CONDUCTOR DE BOM AGUA, BARRILE 88 KV.
7	CAJETA DE ARIADORES 88 KV TIPO SUSPENSION.
8	REGULADOR DE BARRA 88 KV, VISA, TIRAPLAN, MOTORIZADO.
9	CABLE DE ASIENTO CALZADO 88 KV, TIRAPLAN, MOTORIZADO.
10	PARA VIVO 88 KV, TIRAPLAN, MOTORIZADO.
11	REGULADOR DE LINDA 88 KV, 100MA, TIRAPLAN, MOTORIZADO.
12	ARLADOR 88 KV TIPO ESTACION.
13	DEFLECTOR 88 KV TANQUE MUERTO 88 KV, 100MA.
14	ESTRUCTURA METALICA CUADRO PANTO RECOMENDADO 88 KV.
15	POSTE HORMON 20x 12x11 Kg (SALIDA LINDA 88 KV).
16	CAJA DE PASO 1000 W.
17	ESTRUCTURA METALICA PORTO 88 KV EXISTENTE.
18	POSTE HORMON 20x 12x11 Kg EXISTENTE.
19	TRANSFORMADOR DE POTENCIA 88 KV 88 KV 88 KV EXISTENTE.
20	TRANSFORMADOR DE CORRIENTE DOBLE DEVANADO 88 KV EXISTENTE.
21	TRANSFORMADOR DE POTENCIAL ALAMBRE 15 KV MOTORIZADO EXISTENTE.
22	REGULADOR 15 KV TIRAPLAN, MANDO MANUAL EXISTENTE.
23	DEFLECTOR 15 KV TANQUE VIVO 15 KV, 100MA EXISTENTE.
24	CAJA PUEBLA 15 KV, 100MA, PROTECCION TANTO BARRAS ALAMBRE.
25	PARA VIVO 15 KV, TIRAPLAN, MOTORIZADO.
26	REGULADOR DE LINDA 15 KV, 100MA, TIRAPLAN, MOTORIZADO EXISTENTE.
27	CAJA DE PASO 1000 W SUBSTACION EXISTENTE.
28	POSTE HORMON 11x11 Kg 480 Kg EXISTENTE.
29	CONDUCTOR 480 KV AGUA ALIMENTACION 88 KV CARGA QUIMPAC.
30	CONDUCTOR 88 KV AGUA ALIMENTACION Y SALIDA DE LINDA 88 KV.
31	BASE DEL DEFLECTOR TANQUE MUERTO 88 KV EXISTENTE.
32	BASE PARA ESTRUCTURA METALICA DE PORTO DE 88KV EXISTENTE.
33	BASE DEL DEFLECTOR TANQUE VIVO 88KV EXISTENTE.
34	BASE DEL DEFLECTOR TANQUE VIVO 88KV EXISTENTE.
35	BASE DEL DEFLECTOR TANQUE VIVO 88KV EXISTENTE.
36	BASE DEL DEFLECTOR TANQUE VIVO 88KV EXISTENTE.
37	BASE PARA ALAMBRE 15 KV EXISTENTE.
38	BASE PARA ALAMBRE 15 KV EXISTENTE.
39	BASE PARA ALAMBRE 15 KV EXISTENTE.
40	BASE PARA ALAMBRE 15 KV EXISTENTE.
41	BASE PARA ALAMBRE 15 KV EXISTENTE.
42	BASE PARA ALAMBRE 15 KV EXISTENTE.
43	BASE PARA ALAMBRE 15 KV EXISTENTE.
44	BASE PARA ALAMBRE 15 KV EXISTENTE.
45	BASE PARA ALAMBRE 15 KV EXISTENTE.
46	BASE PARA ALAMBRE 15 KV EXISTENTE.
47	BASE PARA ALAMBRE 15 KV EXISTENTE.
48	BASE PARA ALAMBRE 15 KV EXISTENTE.
49	BASE PARA ALAMBRE 15 KV EXISTENTE.
50	BASE PARA ALAMBRE 15 KV EXISTENTE.
51	BASE PARA ALAMBRE 15 KV EXISTENTE.
52	BASE PARA ALAMBRE 15 KV EXISTENTE.
53	BASE PARA ALAMBRE 15 KV EXISTENTE.
54	BASE PARA ALAMBRE 15 KV EXISTENTE.
55	BASE PARA ALAMBRE 15 KV EXISTENTE.
56	BASE PARA ALAMBRE 15 KV EXISTENTE.
57	BASE PARA ALAMBRE 15 KV EXISTENTE.
58	BASE PARA ALAMBRE 15 KV EXISTENTE.
59	BASE PARA ALAMBRE 15 KV EXISTENTE.
60	BASE PARA ALAMBRE 15 KV EXISTENTE.
61	BASE PARA ALAMBRE 15 KV EXISTENTE.
62	BASE PARA ALAMBRE 15 KV EXISTENTE.
63	BASE PARA ALAMBRE 15 KV EXISTENTE.
64	BASE PARA ALAMBRE 15 KV EXISTENTE.
65	BASE PARA ALAMBRE 15 KV EXISTENTE.
66	BASE PARA ALAMBRE 15 KV EXISTENTE.
67	BASE PARA ALAMBRE 15 KV EXISTENTE.
68	BASE PARA ALAMBRE 15 KV EXISTENTE.
69	BASE PARA ALAMBRE 15 KV EXISTENTE.
70	BASE PARA ALAMBRE 15 KV EXISTENTE.
71	BASE PARA ALAMBRE 15 KV EXISTENTE.
72	BASE PARA ALAMBRE 15 KV EXISTENTE.
73	BASE PARA ALAMBRE 15 KV EXISTENTE.
74	BASE PARA ALAMBRE 15 KV EXISTENTE.
75	BASE PARA ALAMBRE 15 KV EXISTENTE.
76	BASE PARA ALAMBRE 15 KV EXISTENTE.
77	BASE PARA ALAMBRE 15 KV EXISTENTE.
78	BASE PARA ALAMBRE 15 KV EXISTENTE.
79	BASE PARA ALAMBRE 15 KV EXISTENTE.
80	BASE PARA ALAMBRE 15 KV EXISTENTE.
81	BASE PARA ALAMBRE 15 KV EXISTENTE.
82	BASE PARA ALAMBRE 15 KV EXISTENTE.
83	BASE PARA ALAMBRE 15 KV EXISTENTE.
84	BASE PARA ALAMBRE 15 KV EXISTENTE.
85	BASE PARA ALAMBRE 15 KV EXISTENTE.
86	BASE PARA ALAMBRE 15 KV EXISTENTE.
87	BASE PARA ALAMBRE 15 KV EXISTENTE.
88	BASE PARA ALAMBRE 15 KV EXISTENTE.
89	BASE PARA ALAMBRE 15 KV EXISTENTE.
90	BASE PARA ALAMBRE 15 KV EXISTENTE.
91	BASE PARA ALAMBRE 15 KV EXISTENTE.
92	BASE PARA ALAMBRE 15 KV EXISTENTE.
93	BASE PARA ALAMBRE 15 KV EXISTENTE.
94	BASE PARA ALAMBRE 15 KV EXISTENTE.
95	BASE PARA ALAMBRE 15 KV EXISTENTE.
96	BASE PARA ALAMBRE 15 KV EXISTENTE.
97	BASE PARA ALAMBRE 15 KV EXISTENTE.
98	BASE PARA ALAMBRE 15 KV EXISTENTE.
99	BASE PARA ALAMBRE 15 KV EXISTENTE.
100	BASE PARA ALAMBRE 15 KV EXISTENTE.

**Patio de Seccionamiento 69 KV Subestación QUIMPAC**  
 CORTE: VISTAS PERIF. (CORTE C-C' / D-D')

ACTIVAR WIN

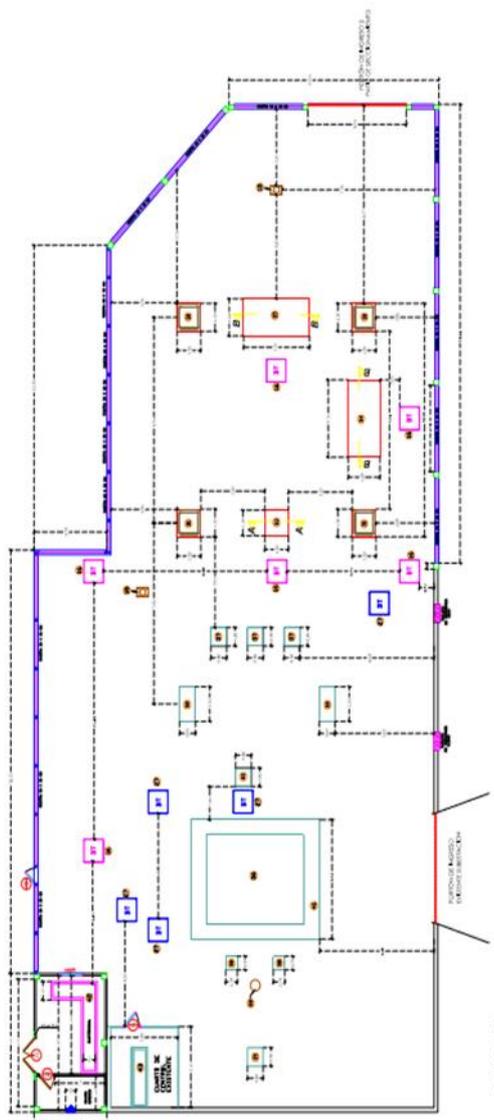
PROYECTO: QUIMPAC - Nueva Subestación

FECHA: 05/10/2018

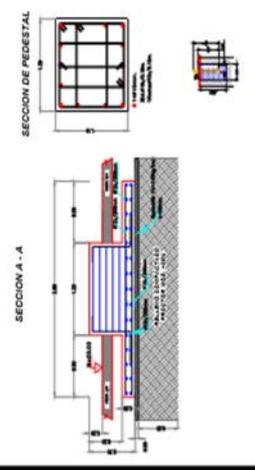
ESCALA: 1:75

PROYECTISTA: [Logo]

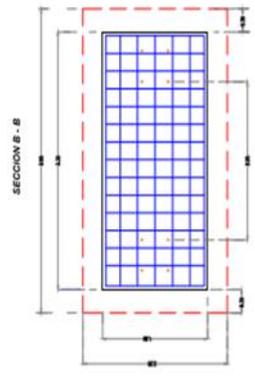




BASE DISYUNTOR  
TANQUE MUERTO 69 KV



SECCION A - A  
ESCALA: 1:30



SECCION B - B  
ESCALA: 1:30

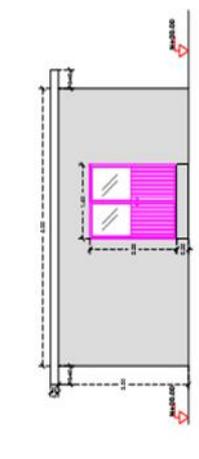
NOMENCLATURA	
1	REGULADOR DE POTENCIAL TIPO ESTACION CON LOCALIDAD DE ALIMENTACION
2	TRANSFORMADOR DE POTENCIAL TIPO ESTACION
3	TRANSFORMADOR DE CORRIENTE DOBLE DEVANADO 88 KV
4	TRANSFORMADOR DE POTENCIAL DEVANADO PROFUNDO 88 KV
5	DISYUNTOR 88 KV TIPO 1500A
6	DISYUNTOR 88 KV TIPO 1500A
7	DISYUNTOR 88 KV TIPO 1500A
8	DISYUNTOR 88 KV TIPO 1500A
9	DISYUNTOR 88 KV TIPO 1500A
10	DISYUNTOR 88 KV TIPO 1500A
11	DISYUNTOR 88 KV TIPO 1500A
12	DISYUNTOR 88 KV TIPO 1500A
13	DISYUNTOR 88 KV TIPO 1500A
14	DISYUNTOR 88 KV TIPO 1500A
15	DISYUNTOR 88 KV TIPO 1500A
16	DISYUNTOR 88 KV TIPO 1500A
17	DISYUNTOR 88 KV TIPO 1500A
18	DISYUNTOR 88 KV TIPO 1500A
19	DISYUNTOR 88 KV TIPO 1500A
20	DISYUNTOR 88 KV TIPO 1500A
21	DISYUNTOR 88 KV TIPO 1500A
22	DISYUNTOR 88 KV TIPO 1500A
23	DISYUNTOR 88 KV TIPO 1500A
24	DISYUNTOR 88 KV TIPO 1500A
25	DISYUNTOR 88 KV TIPO 1500A
26	DISYUNTOR 88 KV TIPO 1500A
27	DISYUNTOR 88 KV TIPO 1500A
28	DISYUNTOR 88 KV TIPO 1500A
29	DISYUNTOR 88 KV TIPO 1500A
30	DISYUNTOR 88 KV TIPO 1500A
31	DISYUNTOR 88 KV TIPO 1500A
32	DISYUNTOR 88 KV TIPO 1500A
33	DISYUNTOR 88 KV TIPO 1500A
34	DISYUNTOR 88 KV TIPO 1500A
35	DISYUNTOR 88 KV TIPO 1500A
36	DISYUNTOR 88 KV TIPO 1500A
37	DISYUNTOR 88 KV TIPO 1500A
38	DISYUNTOR 88 KV TIPO 1500A
39	DISYUNTOR 88 KV TIPO 1500A
40	DISYUNTOR 88 KV TIPO 1500A

**Patío de Seccionamiento 69 KV Subestación QUIMPAC**  
 BASES Y DISEÑO ESTRUCTURAL PARA EQUIPOS

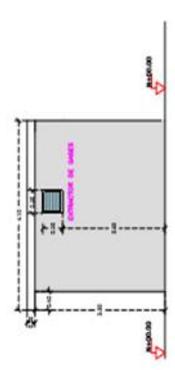
Activar Win

PROYECTO: QUIMPAC - Nueva Subestación  
 CLIENTE: QUIMPAC  
 FECHA: JULIO 2014  
 DISEÑADOR: [Nombre]

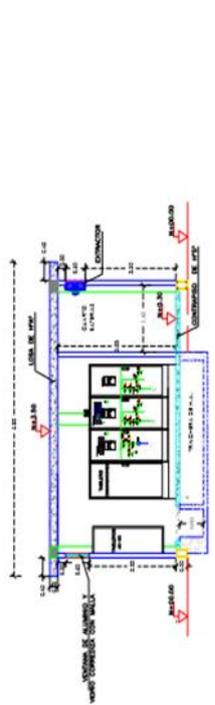




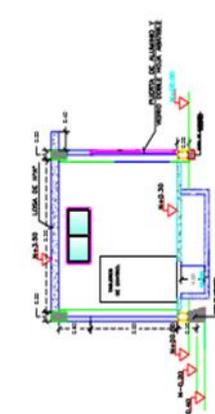
VISTA FRONTAL CTO. DE CONTROL



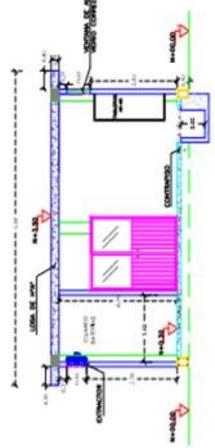
VISTA LATERAL CTO. CONTROL



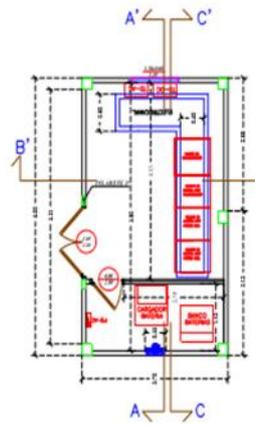
SECCIÓN A-A'



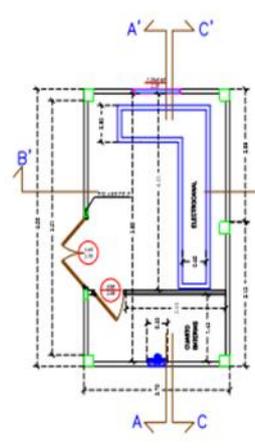
SECCIÓN B-B'



SECCIÓN C-C'

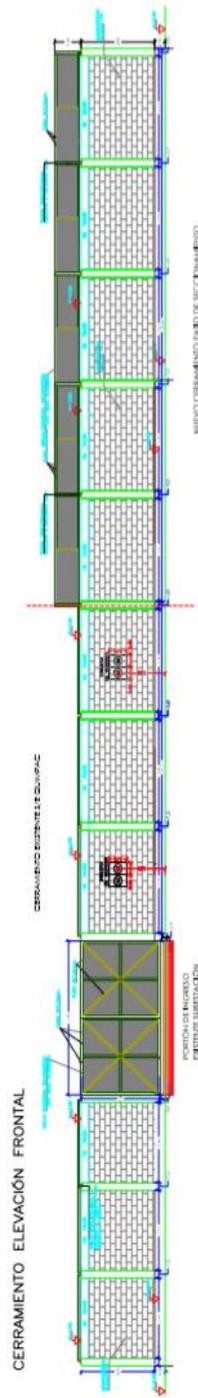


PLANTA CTO. DE CONTROL Y EQUIPOS

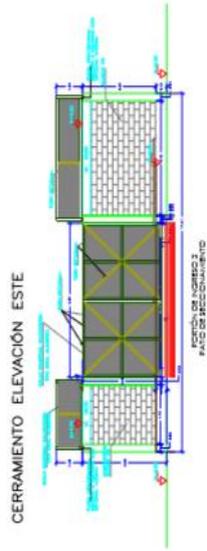
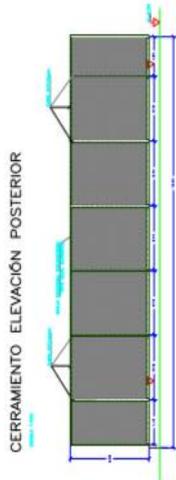


PLANTA CTO. DE CONTROL

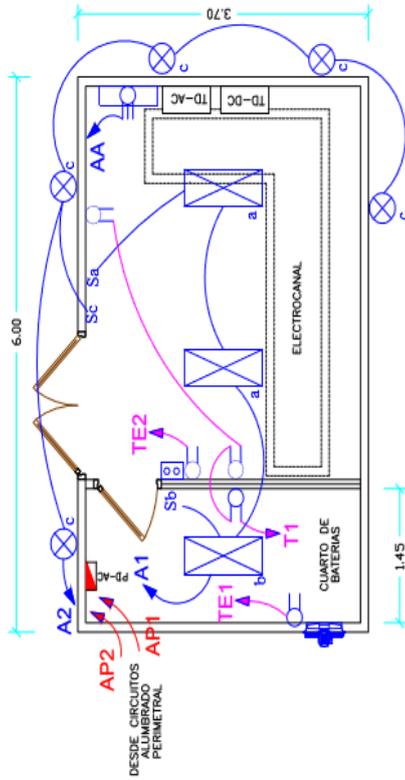
<b>Platio de Seccionamiento 69 KV Subestación QUIMPAC</b> CUARTO DE CONTROL	
ACTIVAR WIN INGENIERO EN ELECTRICIDAD	INGENIERO EN ELECTRICIDAD INGENIERO EN ELECTRICIDAD
INGENIERO EN ELECTRICIDAD INGENIERO EN ELECTRICIDAD	INGENIERO EN ELECTRICIDAD INGENIERO EN ELECTRICIDAD
INGENIERO EN ELECTRICIDAD INGENIERO EN ELECTRICIDAD	INGENIERO EN ELECTRICIDAD INGENIERO EN ELECTRICIDAD



NIUEVO CERRAMIENTO FRENTE DE SECCIONAMIENTO



<b>Plano de Seccionamiento 69 KV Subestación QUIMPAC</b> CERRAMIENTO PERIMETRAL		ESCALA: 1:50 FECHA: 15/03/2023 AUTORIZADO: [Firma]	PROYECTISTA: [Firma] DISEÑADOR: [Firma]	EMPRESA: [Logo] ACTIVAR WIN
--	--	--	--	--------------------------------



**PLANILLA DE CIRCUITO CUARTO DE CONTROL**

PANELES	CIRCUITO	FASE	PUNTO	VOLTAJE (V)	CALIBRE DEL CONDUCTOR (CABLE)	DIAMETRO TUBERIA EN PULGADAS	AMPERAJE DEL DISYUNTOR (A)	POLOS	DESCRIPCIÓN
PD-AC	AL	A	3	120	18AWG	3/4"	20	1	ALUMBRADO INTERIOR
	AP	B	5	120	18AWG	3/4"	20	1	ALUMBRADO EXTERIOR
	T1	A	3	120	18AWG	3/4"	20	1	TOMACORRIENTES GENERALES
	TE1	B	1	120	18AWG	3/4"	20	1	TOMACORRIENTE EXTRACTOR
	TE2	B	1	120	18AWG	3/4"	20	1	TOMACORRIENTE LUZ EMERGENCIA
	AA	AB	1	240	18AWG	1"	30	2	TOMACORRIENTE AA
	API	AB	6	240	18AWG	3/4"	20	2	ALUMBRADO PERIMETRAL EXISTENTE
	APE	AB	4	240	18AWG	3/4"	20	2	ALUMBRADO PERIMETRAL NUEVO

Patio de Seccionamiento 69 kV Subestación GUIMPAC  
 Servicios Auxiliares AC Cuarto de Control

**Activar Win**

GUIMPAC - Nueva Subestación 69 kV

PROYECTO: SERVICIOS AUXILIARES AC CUARTO DE CONTROL

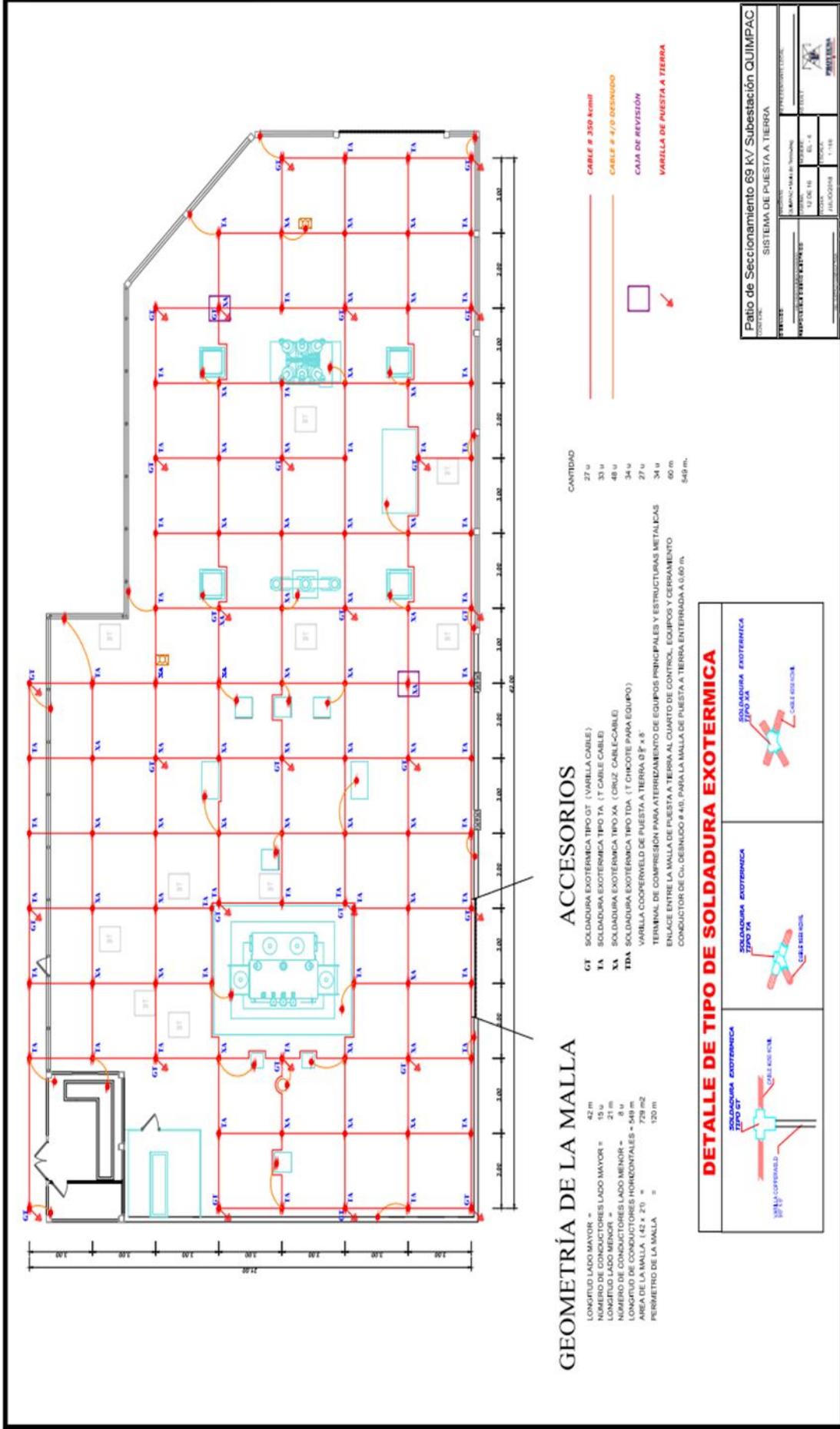
FECHA: 12/08/2015

PROYECTISTA: J. L. GARCIA

REVISOR: J. L. GARCIA

APROBADO: J. L. GARCIA

ESCUELA: INGENIERIA EN ELECTRICIDAD



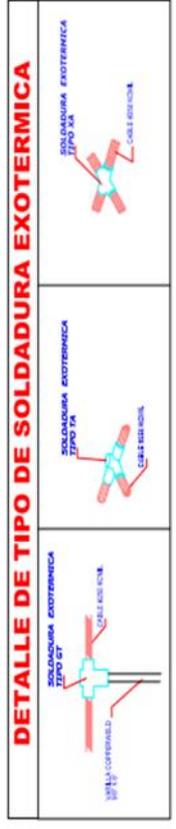
### GEOMETRÍA DE LA MALLA

LONGITUD LADO MAYOR = 42 m  
 LONGITUD LADO MENOR = 15 m  
 NÚMERO DE CONDUCTORES LADO MAYOR = 15  
 NÚMERO DE CONDUCTORES LADO MENOR = 8  
 LONGITUD DE CONDUCTORES HORIZONTALES = 549 m  
 PERÍMETRO DE LA MALLA = 120 m

### ACCESORIOS

GT SOLDADURA EXOTÉRMICA TIPO GT (VARELLA CABLE)  
 TA SOLDADURA EXOTÉRMICA TIPO TA (T CABLE CABLE)  
 XA SOLDADURA EXOTÉRMICA TIPO XA (CRUZ CABLE-CABLE)  
 TDA SOLDADURA EXOTÉRMICA TIPO TDA (T CHICOTE PARA EQUIPO)  
 VARELLA COOPERWELD DE PUESTA A TIERRA Ø 16  
 TERMINAL DE COMPRESIÓN PARA ATERRAMIENTO DE EQUIPOS PRINCIPALES Y ESTRUCTURAS METÁLICAS  
 ENLACE ENTRE LA MALLA DE PUESTA A TIERRA AL CUARTO DE CONTROL, EQUIPOS Y CERRAMIENTO  
 CONDUCTOR DE CUI. DEBUNDO Ø 40; PARA LA MALLA DE PUESTA A TIERRA ENTERRADA A 0,60 m.

ACCESORIO	CANTIDAD
GT	27 u
TA	30 u
XA	48 u
TDA	34 u
TERMINAL	27 u
ENLACE	34 u
CONDUCTOR	60 m
TOTAL	549 m.



### DETALLE DE TIPO DE SOLDADURA EXOTÉRMICA

CABLE # 350 kcmil  
 CABLE # 4/0 DESNUDO  
 CASA DE REVISIÓN  
 VARELLA DE PUESTA A TIERRA

**Plano de Seccionamiento 69 kV Subestación QUIMPAC**  
 SISTEMA DE PUESTA A TIERRA

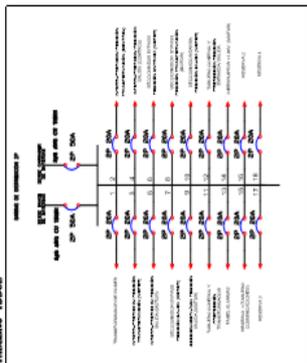
PROYECTO	PROYECTO	PROYECTO	PROYECTO
INSTRUMENTACIÓN	INSTRUMENTACIÓN	INSTRUMENTACIÓN	INSTRUMENTACIÓN
ELABORADO POR: [Nombre]	REVISADO POR: [Nombre]	APROBADO POR: [Nombre]	FECHA: [Fecha]
PROYECTO	PROYECTO	PROYECTO	PROYECTO





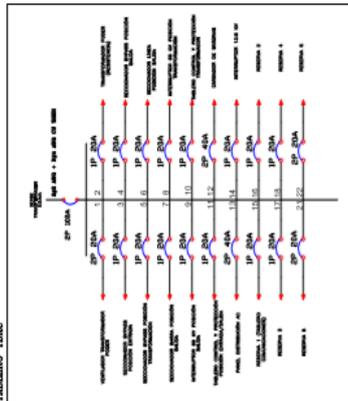
DISTRIBUCIÓN DE CORRIENTE CONTINUA

TABLERO TDDCL

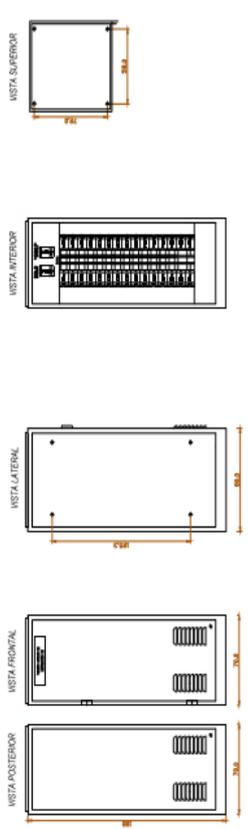


DISTRIBUCIÓN DE CORRIENTE ALTERNIA

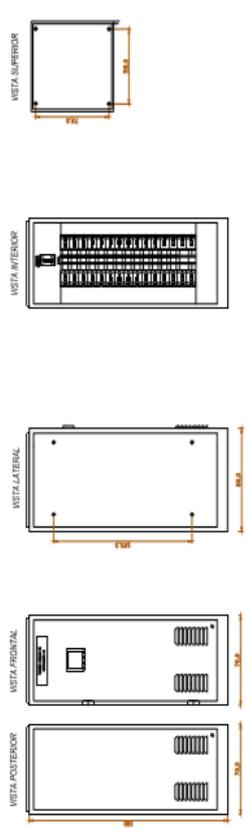
TABLERO TDIAC



TABLERO DE DISTRIBUCIÓN SERVICIOS AUXILIARES TDS DC



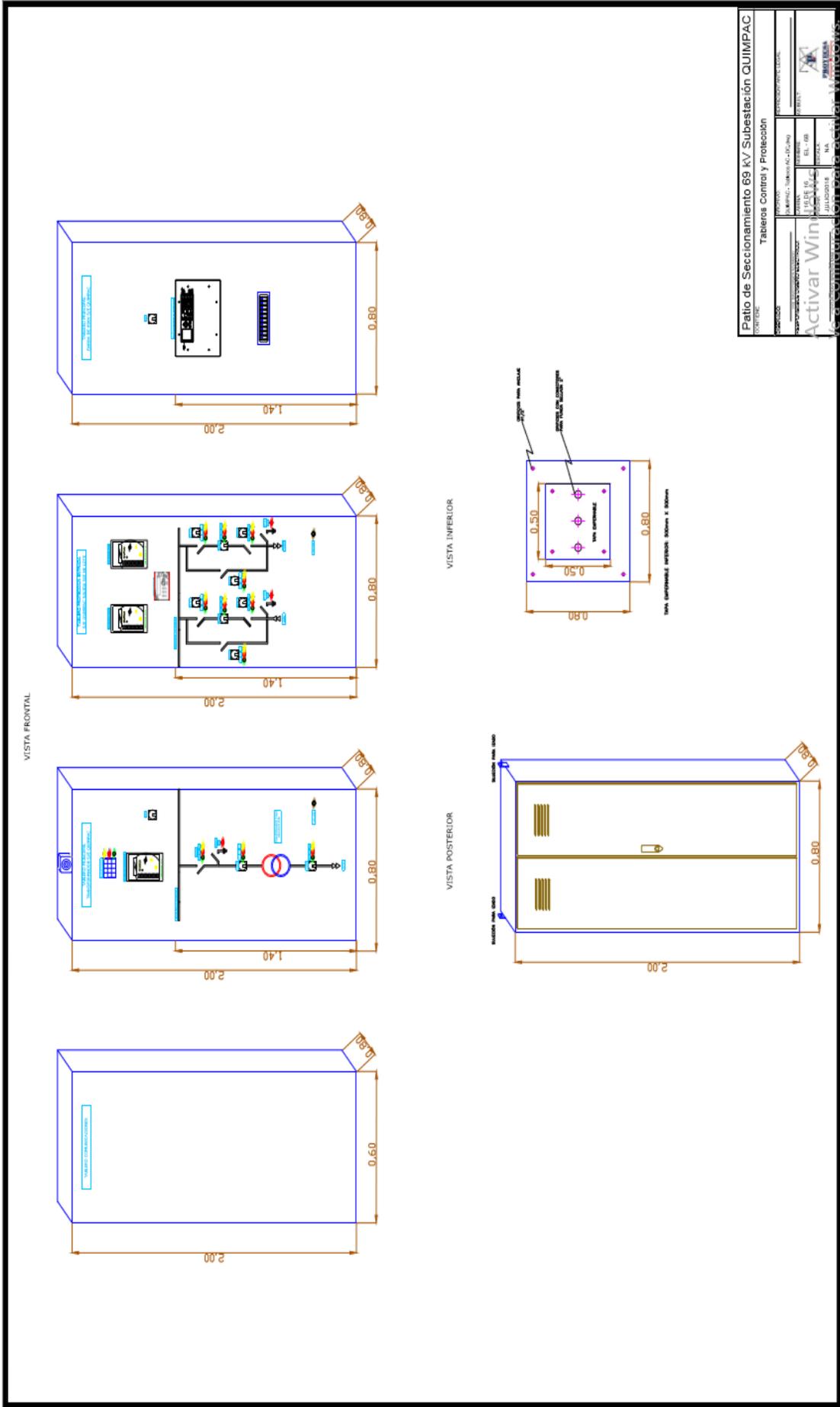
TABLERO DE DISTRIBUCIÓN SERVICIOS AUXILIARES TDS AC



**Patio de Seccionamiento 69 kV Subestación QUIMPAC**  
 Tableros AC - DC

PROYECTO	QUIMPAC - TABLEROS AC - DC (P)	FECHA	15/04/2014
CLIENTE	COMPAÑIA GENERAL DE SERVICIOS PÚBLICOS	ELABORADO POR	MA
CONTRATANTE	COMPAÑIA GENERAL DE SERVICIOS PÚBLICOS	REVISADO POR	MA
CONTRATADO	ACTIVAR WIN	APROBADO POR	MA

ACTIVAR WIN



**Patio de Seccionamiento 69 kV Subestación QUIMPAC**  
**Tableros Control y Protección**

PROYECTO	PROYECTO	PROYECTO	PROYECTO
CLIENTE	CLIENTE	CLIENTE	CLIENTE
FECHA	FECHA	FECHA	FECHA
ELABORADO	ELABORADO	ELABORADO	ELABORADO
REVISADO	REVISADO	REVISADO	REVISADO
APROBADO	APROBADO	APROBADO	APROBADO

Activar Windows

¡Se Computación para activar Windows!



**Presidencia  
de la República  
del Ecuador**



**Plan Nacional  
de Ciencia, Tecnología,  
Innovación y Saberes**



**SENESCYT**  
Secretaría Nacional de Educación Superior,  
Ciencia, Tecnología e Innovación

## **DECLARACIÓN Y AUTORIZACIÓN**

Yo, **Chalén Rojas, Christian Gabriel** con C.C: #0923972137 autor del trabajo de titulación: “**Análisis para el desarrollo de un diseño electromecánico para un patio de seccionamiento en 69KV**” previo a la obtención del título de **Ingeniero Eléctrico – Mecánico con Mención en Gestión Empresarial Industrial** en la Universidad Católica de Santiago de Guayaquil.

1.- Declaro tener pleno conocimiento de la obligación que tienen las instituciones de educación superior, de conformidad con el Artículo 144 de la Ley Orgánica de Educación Superior, de entregar a la SENESCYT en formato digital una copia del referido trabajo de titulación para que sea integrado al Sistema Nacional de Información de la Educación Superior del Ecuador para su difusión pública respetando los derechos de autor.

2.- Autorizo a la SENESCYT a tener una copia del referido trabajo de titulación, con el propósito de generar un repositorio que democratice la información, respetando las políticas de propiedad intelectual vigentes.

**Guayaquil, 14 de Marzo del 2019**

f. \_\_\_\_\_

**Chalén Rojas, Christian Gabriel**

**C.C: 0923972137**



Presidencia  
de la República  
del Ecuador



Plan Nacional  
de Ciencia, Tecnología,  
Innovación y Saberes



SENESCYT  
Secretaría Nacional de Educación Superior,  
Ciencia, Tecnología e Innovación

## REPOSITORIO NACIONAL EN CIENCIA Y TECNOLOGÍA

### FICHA DE REGISTRO DE TESIS/TRABAJO DE TITULACIÓN

<b>TÍTULO Y SUBTÍTULO:</b>	Análisis para el desarrollo de un diseño electromecánico para un patio de seccionamiento en 69KV.		
<b>AUTOR(ES)</b>	Chalèn Rojas, Christian Gabriel		
<b>REVISOR(ES)/TUTOR(ES)</b>	Ing. Suarez Murillo, Efraín Oswaldo, M.Sc.		
<b>INSTITUCIÓN:</b>	Universidad Católica de Santiago de Guayaquil		
<b>FACULTAD:</b>	Facultad de Educación Técnica para el Desarrollo		
<b>CARRERA:</b>	Ingeniería Eléctrico-Mecánica		
<b>TITULO OBTENIDO:</b>	Ingeniero en Eléctrico-Mecánica con Mención en Gestión Empresarial Industrial		
<b>FECHA DE PUBLICACIÓN:</b>	14 de Marzo del 2019	<b>No. DE PÁGINAS:</b>	206
<b>ÁREAS TEMÁTICAS:</b>	Distribución eléctrica, Mantenimiento industrial, Máquinas eléctricas.		
<b>PALABRAS CLAVES/ KEYWORDS:</b>	Subestación Eléctrica, Potencia, 69/13.8 kv, 5mva, Malla a tierra, Aislamiento		

En el presente trabajo se realiza una descripción de las configuraciones utilizadas para la construcción de subestaciones eléctricas en 69kV según Regulación No. ARCONEL 001/15 en la que indica que "La distribuidora atenderá la solicitud de clientes en alto voltaje que requieran conectarse a una línea de subtransmisión existente, a través de una derivación, con el respectivo seccionamiento de derivación para atender a un consumidor nuevo o existente.

El diseño electromecánico de la subestación además de cumplir con las normas y regulaciones ecuatorianas vigentes debe garantizar la seguridad, confiabilidad y selectividad de los equipos que la conforman.

<b>ADJUNTO PDF:</b>	<input checked="" type="checkbox"/> SI	<input type="checkbox"/> NO
<b>CONTACTO CON AUTOR/ES:</b>	<b>Teléfono:</b> +593-0923972137	<b>E-mail:</b> chritianchalen@hotmail.com
<b>CONTACTO CON LA INSTITUCIÓN: COORDINADOR DEL PROCESO DE UTE</b>	Ing. Philco Asqui, Orlando	
	<b>Teléfono:</b> +593-9-80960875	
	<b>E-mail:</b> luis.philco@cu.ucsg.edu.ec	

#### SECCIÓN PARA USO DE BIBLIOTECA

<b>Nº. DE REGISTRO (en base a datos):</b>	
<b>DIRECCIÓN URL (tesis en la web):</b>	